

C.BECA, I.VISOȚKI

GEOLOGIA ZĂCĂMINTELOR DE PETROL SI GAZE



**BUCUREȘTI,
EDIȚURA TEHNICA**

К. БЕКА, И. ВЫСОЦКИЙ

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

*Под редакцией д-ра геол.-минер. наук,
проф. И. В. ВЫСОЦКОГО*



**«НЕДРА»
МОСКВА, 1976**

Бека К., Высоцкий И. Геология нефти и газа. М., «Недра», 1976. 592 с.

Монография состоит из двух частей. Первая посвящена основным вопросам общей геологии нефти и газа. В ней дается геолого-геохимическая характеристика состава и свойств нефти и газа, детально рассматриваются условия залегания и распространение их в земной коре, описываются структурные формы месторождений, типы залежей нефти и газа, свойства коллекторов и покрышек. Значительное внимание уделено теоретическим вопросам — истории развития представлений и современным представлениям о происхождении нефти и газа, механизму миграции углеводородов и условиям формирования и разрушения скопленных нефти и газа.

Во второй части рассматриваются особенности пространственного размещения залежей нефти и газа в пределах осадочной оболочки земной коры. Описанию предшествует рассмотрение современных методов нефтегеологического районирования материков и их подводных окраин. Дается классификация нефтегазоносных бассейнов, обосновывается выделение ареалов и зон нефтегазонакопления. Значительный объем второй части посвящен описанию геологического строения более чем 120 нефтегазоносных бассейнов мира. По бассейнам дается краткая геологическая характеристика, описываются особенности распределения нефтегазоносности и типы развитых месторождений и залежей нефти и газа. Бассейны с единичными месторождениями нефти, а также бассейны перспективные в нефтегазоносном отношении рассматриваются весьма кратко.

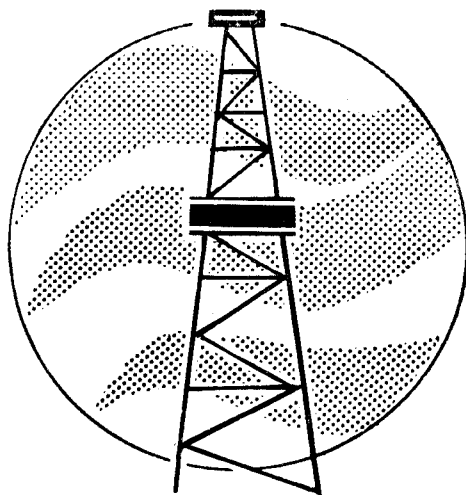
В основе предлагаемой читателям работы лежит изданная в 1968 г. на румынском языке в Бухаресте одноименная монография румынского профессора К. Беки и советского профессора И. Высоцкого. В настоящем издании она переработана, дополнена новыми разделами и новым материалом.

Монография рассчитана на широкий круг геологов научно-исследовательских и производственных организаций, а также может быть использована как пособие для студентов и преподавателей высших учебных заведений нефтяного профиля.

Табл. 19, ил. 172, список лит. — 131 назв.

Книга является совместным изданием советского издательства «Недра» (Москва) и румынского издательства «Техника» (Бухарест).

Часть I



**Основы геологии
нефти
и природного газа**

Состав и свойства нефти и природного газа

§ 1. Свойства и состав нефти

Нефть представляет собой природную горючую жидкость с широким диапазоном физических и технологических свойств и химического состава. Основными компонентами нефти являются углеводороды (УВ), образующие легкую составляющую нефти, и гетероатомные (неуглеводородные) вещества, в частности асфальто-смолистые, представляющие тяжелую часть нефти. Соотношение этих основных компонентов в нефти определяет все разнообразие ее состава и свойств.

Современные знания о составе и свойствах нефти обязаны исследованиям большого количества ученых — технологов, химиков и геохимиков. Значительный вклад в химию и геохимию нефти внесли работы последних 30—40 лет и прежде всего труды Г. Л. Стадникова, Н. Д. Зелинского, А. Н. Саханова, А. С. Великовского, С. С. Наметкина, С. Н. Обрядчикова, А. В. Топчиева, И. П. Черножукова, В. А. Соколова, А. Ф. Добрянского, О. А. Радченко, А. И. Богомолова, А. А. Петрова, Э. М. Галимова, К. Крянге, Ф. Россини, Г. Смита, С. Сильвермана, М. Бестужева, М. Луи и др. В России первое капитальное исследование нефти было выполнено В. В. Марковниковым.

Свойства нефти. Важнейшими свойствами нефти, отражающими условия ее современного нахождения, а также определяющими условия формирования ее скоплений и образования самого вещества, являются плотность, вязкость, поверхностное натяжение, растворимость и оптическая активность.

Плотность нефти изменяется от 0,720 до 1 г/см³. Наиболее распространены (более 60%) нефти плотностью 0,8—0,87 г/см³, около 20% всех нефтей характеризуются плотностью более 0,90, около 10% — 0,87—0,90 г/см³, около 5% — менее 0,8 г/см³ (О. А. Радченко, 1965).

Легкие нефти обычно светло-желтые или светло-коричневые, иногда совершенно прозрачные или грязно-молочного цвета (белая нефть), тяжелые нефти — темно-коричневые, темно-зеленые до почти черного цвета.

Вязкость нефти варьирует в широких пределах — от 0,5 (легкие) до 150—160 мПа·с (тяжелые), уменьшаясь с повышением температуры и увеличением количества растворенного газа. С повышением температуры от 20 до 50°С вязкость высоковязких нефтей уменьшается в 4—5 раз, маловязких — 1,5—2 раза. Соответственно в пластовых условиях вязкость нефти редко превышает 10—12 мПа·с, обычно составляя 2,5 мПа·с. За счет растворенного газа нефть становится минимально вязкой при давлении насыщения, т. е. когда в ней растворено максимально возможное количество газа. Выделение из нефти первых пузырьков газа резко увеличивает ее вязкость.

Поверхностное межфазное натяжение нефти изменяется от 25 до 30 дин/см в воздухе (дистиллированная вода — 72,5 дин/см) и от 15 до 30 дин/см в воде. Величина его уменьшается с уменьшением плотности нефти, увеличением температуры, количества газа, растворенного в нефти, и давления и увеличивается с увеличением минерализации воды, но уменьшается с появлением в ней поверхностно-активных веществ, например органических кислот. Поверхностно-активными веществами являются также асфальтово-смолистые компоненты нефти, адсорбируемые на контакте нефть — вода, нефть — порода.

С увеличением поверхностного натяжения увеличиваются капиллярное давление и давление вытеснения нефти.

Растворимость нефти — природными растворителями нефти являются вода, углеводородный и углекислый газы. Растворимость нефти зависит от растворимости ее отдельных компонентов и уменьшается в направлении от легких компонентов к тяжелым. В воде растворимость нефти незначительна и редко превышает $150 \text{ см}^3/\text{м}^3$, она возрастает с увеличением температуры, но уменьшается с увеличением минерализации вод. Растворимость нефти в газах (обратное испарение) ограничивается преимущественно ее легкими углеводородными компонентами (выкипающими до 300°C) и в меньшей степени асфальтово-смолистыми веществами. Свойство углеводородных газов растворять (испарять) нефть возникает лишь при определенных, достаточно высоких температурах, весьма значительном преобладании газовой фазы и повышенных давлениях. Значительную роль играет состав газа и нефти. Растворимость нефти увеличивается с увеличением содержаний в составе газа тяжелых гомологов метана, а также углекислого газа. Экспериментально установлено (Т. П. Жузе и др., 1963), что 1 т нефти плотностью $0,846\text{—}0,861 \text{ г/см}^3$ при температуре $70\text{—}100^\circ \text{C}$ и давлении 40 МПа растворяется в $8000\text{—}11\ 000 \text{ м}^3$ газа, содержащего 93% метана (месторождение Кумдаг), при температуре $100\text{—}150^\circ \text{C}$ и давлении 70 МПа — в $2200\text{—}3700 \text{ м}^3$ этого же газа, при температуре $150\text{—}200^\circ \text{C}$ и давлении $90\text{—}100 \text{ МПа}$ — в $1100\text{—}2000 \text{ м}^3$.

Ретроградное испарение нефти обуславливает существование в недрах конденсатногазовых скоплений (газорастворенных нефтей). Выпадающий при изменении термобарических условий конденсат приводит к образованию скоплений конденсата — наиболее легких нефтей со специфическим химическим составом. Конденсатногазовые факторы природных залежей обычно несколько меньше установленных экспериментально. Так, в конденсатной залежи месторождения Кызылкум (Западная Туркмения) при пластовом давлении $23\text{—}24 \text{ МПа}$ и температуре 60°C (глубина $1800\text{—}1900 \text{ м}$) конденсатногазовый фактор $10\ 000 \text{ м}^3/\text{т}$, на месторождении Карадаг (Азербайджан) соответственно при $41\text{—}42 \text{ МПа}$ и 100°C (глубина $3600\text{—}3800 \text{ м}$) он составляет $5000 \text{ м}^3/\text{т}$.

По В. С. Чемоданову (1967) в конденсатногазовых залежах Предкавказья при пластовом давлении 10 МПа конденсатногазовый фактор составляет $30\ 000 \text{ м}^3/\text{т}$ и более, а далее на каждые 5 МПа увеличения давления снижается на 5000, составляя на глубине 3500 м (давление 350 МПа) $10\ 000 \text{ м}^3/\text{т}$.

Оптическая активность — большая часть нефтей обладает способностью вращать плоскость поляризации светового луча вправо. Угол вращения составляет $+0,1 \div +7,0^\circ$. Существуют нефти и левовращающие

(некоторые нефти Индонезии -8°). Оптическая активность нефти связана с присутствием в ней веществ с асимметричными молекулами (активными) с молекулярной массой 400 (максимум вращения). Предполагается нахождение в нефти ряда веществ с активными молекулами, в частности холестерина (Р. Маркуссон, К. Энглер), нафтенов с пятью циклами (Т. Оаквуд и др., 1952), нафтенных кислот, пигментов (каротин, склеротин и др.).

Важнейшими технологическими характеристиками нефти являются температура ее кипения (в нормальных условиях) и фракционный состав, т. е. соотношение и свойства отдельных фракций, выкипающих в определенных температурных интервалах. Фракцию, выкипающую до 60°C , принято называть петролевым эфиром, от 60 до 200°C — бензином, от 200 до 300°C — керосином, от 300 до 400°C — газойлем, от 400 до 500°C — маслами, выше 500°C — асфальтами. Остатком после отгонки фракций является кокс.

Конденсат содержит только фракции, выкипающие до $300-360^\circ\text{C}$.

Следует отметить, что собственно бензин, керосин, масла и другие фракции выделяются по определенным товарным свойствам, а не только по температуре кипения, поэтому для разных нефтей температуры товарных фракций могут несколько различаться.

Химический состав нефтей. Нефть состоит из пяти химических элементов — углерода, водорода, кислорода, серы и азота. Основными элементами являются углерод, содержание которого меняется от 83 до 87% , и водород — $12-14\%$. Максимальное содержание O , S , N_2 $5-8\%$, причем главным образом за счет серы, количество которой может достигать 7% .

Изотопный состав углерода нефти характеризуется отношением $^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$, равным $91-94$. Относительно Чикагского стандарта POB^1 изотопный состав углерода $\delta^{13}\text{C}$ меняется от $-2,2$ до $-3,5\%$, но большей частью заключен в интервале от $-2,9$ до $-3,1\%$.

На примере нефтяных залежей Западного Техаса установлено (К. Квенвольден, 1967) постепенное утяжеление углерода нефтей от заключенных в породах ордовика ($\delta^{13}\text{C} = -3,14\%$) до обнаруженных в породах пермских отложений ($-2,83\%$). Выявлена также зависимость изотопного состава углерода нефтей от происхождения пород: в морских отложениях углерод нефти характеризуется изотопным составом $-2,23 \div -2,94\%$, в континентальных отложениях — $-3,0 \div -3,5\%$ (С. Сильверман, С. Эпштейн, 1958).

Изучение изотопного состава углерода и различных температурных фракций нефти, а также углеводородных групп (С. Сильверман и С. Эпштейн, 1958; П. Мюллер и Р. Виньхольц, 1967; Т. А. Ботнева, П. Мюллер, И. Маас, 1968; А. П. Виноградов, Э. М. Галимов, 1970) показало увеличение содержания ^{12}C от низкокипящих фракций к высококипящим (т. е. с повышением молекулярной массы), а также от ароматических углеводородов к нафтеново-метановым для каждой температурной фракции.

Смоли и асфальтены занимают среднее положение между нафтеново-метановыми и ароматическими углеводородами по содержанию ^{13}C .

$$1 \delta^{13}\text{C} = \frac{(^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{обр}} - (^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{станд}}}{(^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{станд}}} \cdot 100\%$$

если исследованный углерод тяжелее стандартного, величина C^{13} получится с плюсом, если легче стандартного — с минусом.

Изменение изотопного состава углерода нефти связано с генетическим типом исходного вещества образования нефти, а также с теми превращениями, которые претерпевает нефть в процессе перемещения (миграции) в осадочных породах за счет сорбционных явлений (диффузии, селективного растворения в воде, газе и т. п.).

Отношение в о д о р о д а ^1H (протия) и ^2H (дейтерия) в нефтях меняется от 3895 до 4436, т. е. нефти в различной степени обогащены дейтерием. Предполагается (И. В. Гринберг), что это обусловлено изотопным обменом водорода нефтей и вод. Наблюдается некоторое увеличение содержания дейтерия с увеличением возраста пород. То же отмечается и для содержания дейтерия в водах.

Углерод и водород в виде углеводородов (УВ) образуют основной компонент нефти. Содержание УВ в нефти часто превышает 75%, некоторые нефти состоят из углеводородов на 90—95%, а конденсаты на 99—100%. Число индивидуальных углеводородов, выделенных в нефти, достигает 425. Они объединяются в пять основных классов: нормальные парафиновые (нормальные алканы); изопарафины (алканы с разветвленной цепью); циклопарафины (нафтены или цикланы); ароматические; нафтеново-ароматические (смешанной структуры).

Нормальные парафиновые УВ ($\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$; $n = 1 \div 45$) известны в большинстве нефтей, но развиты преимущественно в легких разностях. Содержание их достигает 25—30% (не считая газовых углеводородов, растворенных в нефти). Во фракциях до 90° С содержание n -парафинов может достигать 55%, в масляных фракциях оно не превышает 25%. Нормальные парафины с C_{18} — C_{20} могут находиться в нефтях в твердом состоянии, в виде кристаллов, в смеси с другими твердыми компонентами нефти.

Нормальные парафины отличаются химической устойчивостью и малой реакционной способностью.

Изопарафиновые УВ встречаются в нефтях в низко- и среднекипящих фракциях, причем около 50% их приходится на C_8 — C_{10} и более 30% на C_{11} — C_{17} . Рядом исследований (Р. Джон, Е. Уайтхед, 1963; Дж. Бендарайтис и др., 1962) в нефтях выделены изопарафиновые изопреноидные структуры от C_{14} до C_{25} , в частности пристан ($\text{C}_{19}\text{H}_{40}$) и фитан ($\text{C}_{20}\text{H}_{42}$). Содержание изопреноидов в нефтях составляет 0,3—2,6%. Изопреноидные структуры типичны для живого вещества.

Циклопарафины, или нафтеновые УВ, — моноциклические (C_nH_{2n} ; C_5 — C_7 , C_8 — C_9 , C_{10} — C_{12}); гомологи циклопентана (C_nH_{2n} ; C_7 — C_8); бициклические ($\text{C}_n\text{H}_{2n-2}$; C_8 , C_9 — C_{12}); три-, тетра- и пентациклические ($\text{C}_n\text{H}_{2n-4}$; $\text{C}_n\text{H}_{2n-6}$; $\text{C}_n\text{H}_{2n-8}$; C_{10} — C_{30}). Циклопарафины находятся во всех нефтях, составляя от 30 до 60% мас. В отдельных фракциях содержание циклопарафинов достигает 85%. Под влиянием высокой температуры нафтены дециклизуются с образованием парафиновых, в меньшей степени — ароматических углеводородов.

Ароматические УВ (арены) подразделяются на моноциклические, или моноарены ($\text{C}_n\text{H}_{2n-6}$; C_6 — C_{11}); моноциклические полизамещенные ($\text{C}_n\text{H}_{2n-6}$; C_9 — C_{12}); бициклические ($\text{C}_n\text{H}_{2n-12}$; C_{10} — C_{16}); бициклические дифенилы и др. ($\text{C}_n\text{H}_{2n-14}$; C_{12} — C_{15}); трициклические флуорены ($\text{C}_n\text{H}_{2n-18}$; C_{15} — C_{18}); трициклические фенантрены и др. ($\text{C}_n\text{H}_{2n-18}$; C_{14} — C_{16}); тетра- и полициклические ($\text{C}_n\text{H}_{2n-24}$; C_{16} — C_{18}).

В нефти распространены ароматические углеводороды преимущественно с моноциклическими структурами и гомологи с низкой молекулярной

массой ($C_8 - C_{10}$). Бензол, толуол, гомологи C_8 и C_9 и изомерный углеводород C_{10} известны во всех легких нефтях. Количество толуола в нефти достигает 2,3%, метаксилола и бензола — 1,0—1,6%. С увеличением молекулярной массы фракции содержание ароматических углеводородов уменьшается. В керосиновых и газойлевых фракциях нефтей развиты бициклические ароматические углеводороды, в более высокотемпературных фракциях — главным образом три- и полициклические.

Нафтеново-ароматические (циклано-ароматические) UV имеют в своей структуре одновременно нафтеновые и ароматические циклы, при этом наиболее длинные цепи связаны с нафтеновыми циклами, а ароматические кольца замещены главным образом метильными и этильными группами. Смешанные структуры образуют основной компонент высококипящих фракций нефти.

Количественные соотношения рассмотренных основных пяти классов углеводородов, а также изменение этих соотношений в отдельных фракциях определяют химический тип нефтей и соответственно используются для классификации их. Наиболее часто, однако, изучается лишь соотношение групп углеводородов (метановых — *Me*, нафтеновых — *Na*, ароматических — *Ar*). По этому признаку для фракции до 200° С четко различаются нефти нафтеново-метановые ($Me > Na > Ar$) и метаново-нафтеновые ($Na > Me > Ar$). Большая часть конденсатов имеет резко выраженный нафтеново-метановый состав, при котором содержание метановых углеводородов превышает содержание нафтеновых в 1,5—2 раза, реже встречаются метаново-нафтеновые конденсаты, где $Na > Me > Ar$.

Неуглеводородные или гетероатомные компоненты нефти включают сернистые, азотистые, кислородные, металлоорганические комплексы, смолы, асфальтены.

Содержание серы в нефтях колеблется в пределах 0,02—7%, реже больше. Сера присутствует в виде ароматических и циклических меркаптанов ($SH-C_nH_{2n+1}$, $SH-C_nH_{2n-1}$); сульфидов алифатических, циклических, ароматических ($C_nH_{2n+2}S$, $C_nH_{2n}S$, $C_nH_{2n-2}S$, $C_nH_{2n-4}S$, $C_nH_{2n-6}S$, $C_nH_{2n-8}S$); дисульфидов ($C_nH_{2n+2}S_2$, $C_nH_{2n-4}S_2$); тиофенов ($C_nH_{2n-4}S$, $C_nH_{2n-2}S$); бензо-, дибензо-, нафто-, бензоафтотиофенов ($C_nH_{2n-16}S$, $C_nH_{2n-22}S$) и различных циклических структур. Всего в нефти выделено около 250 индивидуальных сернистых соединений с числом атомов углерода до 16.

Основная масса сернистых соединений в нефтях находится во фракциях с температурой кипения более 370° С. В легких фракциях встречаются только меркаптаны.

В нефтях выявлена также элементарная сера, причем количество ее не зависит от количества сернистых соединений. Содержание элементарной серы колеблется от 0,008 до 0,48%, сернистые соединения при этом составляют 1,78—10,2%.

В конденсатах содержание сернистых соединений не превышает 0,09% и обычно равно 0,03%.

Изучение нефтей Советского Союза (Д. Р. Оболенцев) позволило установить некоторое влияние литологического состава пород на содержание элементарной серы: она встречается в большем количестве в карбонатных и сульфатно-доломитовых породах, чем в терригенных.

В формировании сернистых соединений нефтей принимают участие два стабильных изотопа серы — ^{32}S и ^{34}S . Их соотношение меняется

от 22,0 до 22,5. Значение $\delta^{34}\text{S}$ изменяется в нефтях от $-0,4$ до $+1,0\%$, причем установлено влияние возраста отложений, заключающих нефть: с увеличением возраста значения $\delta^{34}\text{S}$ увеличиваются.

Содержание азота в нефти не превышает $1,7\%$, азотистых соединений до 10% . Большая часть последних находится в высококипящих фракциях и в составе асфальтово-смолистых веществ (см. ниже).

Среди азотистых соединений в нефтях выявлены насыщенные с общей формулой $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}\text{N}$, гетероциклические (пиридины и хинолины, $\text{C}_n\text{H}_{2n-5}\text{N}$, $\text{C}_n\text{H}_{2n-11}\text{N}$) и циклические нафтеново-ароматические ($\text{C}_n\text{H}_{2-7}\text{N}$, $\text{C}_n\text{H}_{2n-11}\text{N}$, $\text{C}_n\text{H}_{2n-13}\text{N}$, $\text{C}_n\text{H}_{2n-17}\text{N}$). Основное развитие имеют соединения рядов пиридина и его гомологов (C_6-C_{11}) и хинолина. Производные пиридина ($\text{C}_{16}\text{H}_{25}\text{N}$ и $\text{C}_{16}\text{H}_{23}\text{N}$) связаны с растительными алкалоидами, причем $\text{C}_{16}\text{H}_{23}\text{N}$ обладает оптической активностью. В нефтях обнаружены в незначительных количествах амиды, а также азотистые соединения с двумя атомами азота, с одним или двумя атомами кислорода и с атомами серы.

К азотистым соединениям относятся порфирины, источником образования которых являются хлорофилл, гемин и др. Порфирины состоят из четырех пиррольных колец (пятичленные кольца с двумя двойными связями и с одним активным атомом азота). Мезопорфирин, например, имеет формулу $\text{C}_{34}\text{H}_{38}\text{N}_4$. Содержание порфиринов в нефтях не превышает $0,1\%$.

Порфирины через атом азота дают соединения с металлами, преимущественно с ванадием и никелем. Содержание первого в нефтях составляет $0,04\%$, никеля — $0,01\%$.

Количество металлопорфиринов в нефтях меняется в широких пределах — от десятых долей миллиграмма до 70 мг на 100 г нефти для ванадиевых порфиринов и до 4 мг на 100 г нефти для никелевых. Характерно отношение $V_{\text{пор}}/Ni_{\text{пор}}$, которое для нефтей Советского Союза (Н. С. Шулова, Э. М. Грейзер, 1973) меняется от $0,5$ (и менее) до 26 , с максимальными значениями ($15-26$) для нефтей средне- и верхнепалеозойских отложений Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна.

Содержание в нефтях кислородных соединений не превышает $2,5\%$, причем большая часть их находится во фракциях, начиная с тяжелого керосина.

В нефтях выделены нефтяные кислоты (жирные кислоты нормального и изостроения с числом атомов углерода до 24), изопреноидные кислоты, циклопентакарбоновые, циклогексакарбоновые и т. п., кетоны, фенолы и эфиры. Кислоты составляют основную массу кислородных соединений нефти — выделено до 50 индивидуальных кислот. Максимальное содержание кислот ($\text{C}_{20}-\text{C}_{23}$) установлено в газойлевой фракции. Фенолы содержатся в нефтях в количестве $0,1-0,2\%$, причем встречаются в разных фракциях. Кетоны и эфиры встречаются в нефтях в незначительных количествах.

К асфальтово-смолистым соединениям относится большая группа веществ различных классов соединений и структур с высокой молекулярной массой. Смолы и асфальтены представляют собой сложные полициклические системы, содержащие ароматические, гидроароматические и гетероароматические циклы и алифатические радикалы. На долю последних в смолах приходится $20-40\%$, в асфальтенах — $10-35\%$. Содержание кислорода в смолах составляет $2-8\%$, серы — $0,5-5\%$, азота — 2% .

(С. Р. Сергиенко, 1964). Эмпирическая формула смол имеет следующий вид: $C_nH_{2n-n}O_p$, где $n = 30 \div 70$, $m = 15 \div 35$, $p = 1 \div 3$. В отличие от смол асфальтены содержат меньше водорода и больше гетероатомов и характеризуются большей конденсированностью. Молекулярная масса смол меняется от 500 до 2000 (преимущественно 600—1000), асфальтенов от 1000 до 10 000 (преимущественно 1000—5000). Молекулярное отношение ($4n/m$, где n — число атомов углерода, m — число атомов водорода) для смол составляет 2,5—3,2, для асфальтенов — 2,8—4,7.

Плотность асфальтенов около 1,14 г/см³. В нефтях асфальтены находятся в коллоидном растворе. Размер частиц асфальтенов 50—100 Å. При длительном нахождении нефти на воздухе ее смолы способны уплотняться и переходить в асфальтены.

Асфальтены выделяют из нефти путем растворения последней в петролейном эфире или пентане, смолы — путем адсорбирования их из раствора силикагелем (с последующим десорбированием). Выделяемые таким путем силикагелевые смолы¹ (они содержат при этом и некоторое количество углеводов) содержатся в нефтях в количестве от 2 до 30%, редко больше.

Принято различать нефти малосмолистые (до 5%), смолистые (5—15%) и высокосмолистые (более 15%).

Содержание асфальтенов в нефтях не превышает 5%, обычно — 2%.

Со смолистыми образованиями связано присутствие в нефтях урана в виде металлоорганического комплекса. Содержание урана в нефтях меняется от $n \cdot 10^{-8}$ до $n \cdot 10^{-6}$ %. Предполагается, что уран попадает в нефть из пластовых вод (А. И. Германов, А. К. Лисицын и др.).

В незначительных количествах в нефтях обнаружены такие элементы как фосфор и ртуть. Содержание фосфора в нефтях (А. А. Карцев, А. М. Сладков, 1958) меняется от 0,9 до 9,8 мг на 100 г нефти и до 1,6 мг на 100 г фракции до 180°С и увеличивается (для нефти) с увеличением количества серы. Фосфор в нефти является веществом органического образования.

Изучение содержания ртути в нефтях Ферганского, Днепровско-Донецкого нефтегазоносных бассейнов, а также в месторождениях Керченского п-ова, Мангышлака, Сахалина, Советской Прибалтики и др. показало что концентрация ртути меняется от $1,0 \cdot 10^{-5}$ до $7,0 \cdot 10^{-6}$ %, однако в некоторых нефтяных месторождениях США (Калифорния, Луизиана, Вайоминг), а также Ливии (К. Шах, Р. Филби, В. Галлер, 1970) содержание ртути достигает $2,9 \cdot 10^{-3}$ % (в среднем $7,5 \cdot 10^{-6}$ %).

Появление ртути в нефтях связывается с выносом ее из рассеянного органического вещества пород вместе с углеводородами. В органическом веществе она находится в сорбированном состоянии и была уловлена им в процессе миграции ее в парообразном состоянии из магматических пород.

¹ В литературе можно встретить так называемые «акцизные» смолы (отделяемые серной кислотой). Содержание их примерно в 2 раза больше содержания силикагелевых смол и асфальтенов вместе. В их состав входит значительная часть высокомолекулярных углеводов, прежде всего ароматических.

§ 2. Классификация нефтей

Многообразие свойств и состава нефтей, а также направлений использования их привело к созданию ряда классификаций нефтей. Основными являются технологические и химические классификации. Технологические классификации различают нефти по составу и свойствам, определяющим способ их переработки.

Обилие различных компонентов, образующих нефть и находящихся в различных соотношениях в ней, и невозможность разместить все нефти в виде единого ряда с постепенно изменяющимся составом («спектр») делают каждую конкретную нефть веществом своего индивидуального состава. Это обуславливает трудность объединения нефтей в ограниченное число групп (классов), т. е. создания универсальной, достаточно компактной классификации, отражающей различие и особенности современного состава нефти (химическая классификация) или особенности, соответствующие условиям образования и современного существования нефти (генетические или геохимические классификации). Составление последних классификаций весьма сложно из-за недостаточного знания условий образования некоторых компонентов нефти, роли вторичных (постгеотетических) процессов в образовании и разрушении компонентов нефти и т. п.

Вначале химические классификации нефтей основывались прежде всего на химическом составе отдельных фракций их (К. В. Харичков, 1897; Г. Гефер, 1908; А. Н. Саханов, Р. А. Вирабьянц, 1928; Е. Лейн, Е. Гартон, 1935).

А. Н. Саханов и Р. А. Вирабьянц предложили делить нефти на шесть классов (в 1950 г. — на девять); Е. Лейн и Е. Гартон — на девять классов, при этом химический состав фракций (250—275° С, 275—360° С) определялся, исходя из плотности их.

В 1940 г. Г. Смит предложил типизацию нефтей производить по индексу корреляции — параметру, включающему плотность фракций и среднюю температуру их кипения, считая, что эти свойства фракций наиболее тесно связаны с химическим составом нефти. Индекс корреляции (*ИК*) определяется из формулы

$$ИК = 474,5d_4^{20} + \frac{49\,350}{T_{абс}} - 456,8^*.$$

Индекс корреляции нормальных метановых углеводородов равен нулю, бензола — 100. Индекс 0—15 соответствует преобладанию в нефти метановых углеводородов, 15—50 — нафтеновых, более 50 — ароматических.

О. А. Радченко (1965) использовала индекс Г. Смита (с некоторым видоизменением) для классификации нефтей значительной части нефтегазоносных бассейнов мира. Ею выделено три основных структурных типа нефтей: I — для которого характерно увеличение значений индексов от низших фракций к высшим, т. е. уменьшение степени алифатичности в этом направлении; II — с более или менее одинаковым значением индексов; III — с уменьшением индекса (увеличением алифатичности) от средних к низшим и высшим фракциям. Тип I является наиболее распростра-

* Применительно к температуре в °С и плотности нефти при 20° С пересчет формулы выполнен Г. А. Амосовым (1951).

ненным в природе (свыше 95% нефтей). К нему относятся все сернистые нефти. В зависимости от значений индексов в пределах каждого из трех типов было выделено по три подтипа.

В ряде случаев для типизации нефтей используется структурно-групповая характеристика их. При этом нефти различаются по содержанию углерода в нафтеновых циклах (C_{Na} , %), в ароматических циклах (C_{Ar} , %) и в сумме ароматических структур (C_p в %, как метановых углеводородов, так и алифатических цепей нафтеновых и ароматических циклов), а также по количеству циклов (ароматических — R_{Ar} , нафтеновых R_{Na} и в целом — R_m). Различают методы $V_{n=d=M}$ (К. Ван-Нес, Х. Ван-Вестен, 1954), при котором содержание углерода и количество циклов рассчитываются на основании определения показателя преломления, плотности и молекулярной массы исходных и деароматизированных дистиллятных фракций, и $V_{K=n=d}$ (Дж. Боелхоувер, Х. Ватерман, 1954), при котором определяются кинематическая вязкость, показатель преломления и плотность фракций.

Во всех рассмотренных критериях подразделений нефтей не учитываются неуглеводородные компоненты, содержание которых иногда бывает весьма значительным и соответственно существенно влияющим на тип нефти. Неуглеводородные компоненты нефтей впервые учтены в классификационной схеме У. Груза и Д. Стивенса (1942), в которой состав нефти изображается графически в виде треугольника (или октаэдра) и показывается содержание как углеводородов различных классов, так и асфальто-смолистых веществ.

А. Ф. Добрянский (1948) предложил различать семь классов нефтей, различных по плотности, вязкости, содержанию смол, элементарному и групповому углеводородному составам, некоторым характеристикам бензиновых, керосиновых и масляных фракций. В целом каждый класс нефти характеризовался 19 параметрами. Название класса определялось групповым углеводородным составом.

В своей классификации А. Ф. Добрянский исходил из допущения о существовании непрерывного ряда нефтей, соответствующего теоретическим представлением о превращении их в различных термобарических условиях существования. Соответственно свою классификацию он назвал генетической. Несколько позднее О. А. Радченко и Ф. Б. Инденбом расширили число параметров для типизации нефтей, в частности все нефти были разделены ими на малосернистые (S до 0,45%) и сернистые, а далее каждый тип характеризовался набором характеристик: плотности (пять градаций), вязкости (при 20 и 50° С), содержания серы, азота, фракционного состава, группового углеводородного состава фракций до 200, до 300 и до 550° С.

Классы нефтей именовались по групповому углеводородному составу. Выделено пять классов: метановые, метаново-нафтеновые, метаново-нафтеново-ароматические, нафтеново-ароматические, нафтеновые. Классификация составлена на основании изучения конкретных нефтей.

Иную классификацию нефтей предложил К. Крянге (1961), назвавший ее «Карпатика». К. Крянге выделил семь классов нефтей, различающихся по количеству атомов углерода, приходящихся на алифатические радикалы (C_p^t), на нафтеновые (C_{Na}^t) и ароматические циклы (C_{Ar}^t) в средней углеводородной молекуле. В этих классах выделено 12 групп, отличных по содержанию в нефтях серы, смол, асфальтенов и парафина,

т. е. в классификации использованы структурно-групповая характеристика нефти и качественные показатели.

Классификация К. Крайге создана на примере нефтей Румынии, отличающихся весьма большим разнообразием. В табл. 1 приведены примеры определения классификационной принадлежности нефтей некоторых залежей нефти Питештинского поднятия.

Таблица 1

Характеристика нефтей месторождений Питештинского поднятия (по К. Крайге, 1962)

Характеристика	Месторождение (возраст продуктивного пласта)		
	Богаца (мэотис)	Хынтьешти (гельвет)	Кобия (мэотис)
Плотность, г/см ³	0,89	0,91	0,83
Содержание, %:			
парафина	0	3	12
асфальтенов	0,8	1,5	0,2
смолы	15	20	10
серы	0,32	0,3	0,15
Выход фракций до 200° С, %	24	18	22
Групповой углеводородный состав фракции до 200° С, %:			
метановых	26	31	55
нафтеновых	56	55	34
ароматических	18	14	11
Октановое число:			
бензина	73	63	59
керосина	44	40	22
Структурные индексы:			
C _p ^t , %	48	51	68
C _{Na} ^t , %	35	35	25
C _{Ar} ^t , %	17	14	7
Классификационный тип нефтей:			
класс	Нафтеново-ароматических	Парафиново-нафтеново-ароматических	Парафиново-нафтеновых
группа	Беспарафиновых, смолистых, бессернистых	Парафиновых, смолистых, бессернистых	Парафиновых, смолистых, бессернистых

М. Бестужев (1972) дал характеристику наиболее представительных нефтей по следующим показателям: групповому углеводородному составу (с величиной отношений метановых углеводородов к нафтеновым 0,4—1,0, ароматических к нафтеновым — 0,25—0,35) и плотности нефтей (легкие до 0,830 г/см³, средние — 0,831—0,860, тяжелые — 0,861—0,920, очень тяжелые — >0,920 г/см³).

В пределах каждой градации плотностей различаются нефти мало-сернистые, сернистые, а последние в свою очередь — содержащие или не содержащие асфальтены. В зависимости от плотности нефтей градации

содержаний серы и асфальтенов различны. Из классификационной схемы М. Бестужева следует, например, что нефть месторождения Туймазы (СССР, Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн) является метаново-нафтеновой ($Me/Na = 0,7 \div 1,0$; $Ar/Na = 0,25$), средней по плотности, сернистой, асфальтеновой; нефть месторождения Эбано (Мексика) — нафтеново-ароматическая ($Me/Na = 0,4$; $Ar/Na = 0,35$), очень тяжелая, сильносернистая, асфальтеновая.

Большая часть предложенных классификаций нефтей не проверена на имеющемся большом фактическом материале (анализе нефтей), что уменьшает степень обоснованности их, особенно в части цифровых значений параметров (градации), которые могут быть выбраны лишь на основе статистических методов обработки аналитических данных.

§ 3. Состав и свойства природных горючих газов. Классификация

Природные горючие газы представляют собой наиболее часто встречающуюся в природе смесь газообразных соединений и элементов. Такими являются парафиновые углеводороды от CH_4 до C_6H_{12} , углекислый газ, азот, сероводород, кислород, водород, окись углерода, сернистый газ и редкие газы — аргон, ксенон, неон, криптон, гелий. Особенностью природных газов является многообразие процессов, их образующих, что обуславливает различия их составов, форм нахождения и проявлений в природе. Основным компонентом природных горючих газов является метан (CH_4), содержание которого часто превышает 80—85%. Примером нахождения в природе чистого метана является так называемый болотный газ.

По изотопному составу углерода различают метан трех основных генераций: метан биохимический, образующийся при разложении органических веществ под влиянием бактерий и характеризующийся $\delta^{13}C$ от $-5,5$ до $-9,5\%$; метан, сопровождающий нефтяные скопления (термокаталитического образования, см. стр. 106) с $\delta^{13}C$ от $-3,6$ до $-5,8\%$ (Ф. А. Алексеев, 1974); метан глубинный, или высокотемпературный, на глубинах более 3500—4000 м, с изотопным составом, приближающимся к таковому биохимического образования.

Изотопный состав водорода метана (отношение $^1H/^2H$) аналогичен его изотопному составу в нефтях.

Метан наиболее часто встречается в смеси со своими тяжелыми гомологами — этаном (C_2H_6), пропаном (C_3H_8), бутаном (C_4H_{10}), реже пентаном (газообразен лишь при температуре более $36^\circ C$). Бутан и пентан имеют изомеры. Содержание гомологов метана в углеводородных газах редко превышает 15%, увеличиваясь в газонефтяных залежах до 40, реже 60%. Среди гомологов обычно преобладает этан, далее идет пропан. Содержание бутана и пентана (и их изомеров) различно, но обычно меньше содержания других гомологов. До глубины 3000—3500 м количество гомологов метана закономерно растет с глубиной залегания скоплений углеводородных газов, а далее оно уменьшается. Изотопный состав гомологов метана ($\delta^{13}C_{сн}$) характеризуется следующими средними величинами: этан $-3,4\%$, пропан $-2,9\%$, бутан $-2,7\%$.

Среди углеводородных газов наиболее устойчив к окислению и термическому воздействию метан, что обуславливает его широкое распространение в земной коре. Он разлагается (при атмосферном давлении) при температуре свыше $680^\circ C$, этан — при температуре свыше $480^\circ C$,

пропан — 460° С, бутан — 435° С (изобутан — 365° С), пентан — 390° С (изопентан — 380° С). Основным продуктом термического разложения тяжелых гомологов метана является метан, причем на пути образования метана из его гомологов пропан и бутан превращаются первоначально в этан и частично в пентан.

Вторым компонентом по содержанию в природных газах является углекислый газ. Его количество меняется от долей процента до 10—15%, реже более. Известны, однако, и чисто углекислые струи газа и свободные скопления с преимущественным содержанием CO_2 (Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн, Самутнельское месторождение — 70% CO_2 и 30% углеводородов; Паннонский нефтегазоносный бассейн, месторождение Михайи — 95% CO_2 и 4,5% CH_4).

Изотопный состав углерода CO_2 характеризуется большим размахом значений $\delta^{13}\text{C}$ — от +0,20 —3,10.

Природные горючие газы содержат также иногда значительные количества азота и сероводорода. Концентрация азота в углеводородных газах обычно не превышает 10% (часто 2—3%), однако существуют и чисто азотные струи или содержащие более 50% азота, в частности в угленосных бассейнах, вместе со значительным количеством углекислого газа. Азот имеет два источника образования: атмосферу и органическое вещество пород, при разложении которого генерируется азот.

Соотношение изотопов азота ^{15}N и ^{14}N (распространение по Т. Хоурингу соответственно 0,365 и 99,635%) в природном газе весьма различно даже в пределах одного скопления. Характерно, что азот попутного газа содержит меньше ^{15}N , чем азот нефти, в которой он растворен.

Содержание сероводорода в природных газах также изменяется в значительных пределах, обычно оно не превышает 2—3%. Большое количество H_2S — 17% установлено в крупном месторождении углеводородного газа Лак (Франция).

Изотопный состав серы H_2S в газах заметно отличается от изотопного состава серы в нефтях и зависит от сульфатности пластовых вод (Р. Г. Паникина, 1964). Характерно, что в нефтях содержание тяжелого изотопа серы увеличивается с глубиной, а в газах наблюдается обратное явление.

Водород, кислород, окись углерода, сернистый газ встречаются в природных горючих газах редко и в количествах, не превышающих 1%, хотя известны и более значительные их содержания.

Из редких газов наиболее распространен гелий, количество которого редко превышает 1% (в США известно месторождение с содержанием гелия до 10%). Второе место по распространению занимает аргон; неон, криптон и ксенон встречаются весьма редко и в ничтожных количествах.

Из приведенных данных видно, что основными компонентами природных горючих газов являются углеводороды, углекислый газ и азот. Соответственно химический тип газа определяется количественным соотношением этих основных компонентов. При этом наименование химического типа газа, содержащего компонент в количестве, равном 75% или более, определяется названием только этого компонента; если количество каждого компонента менее 75%, то название преобладающего компонента ставится в наименовании типа газа на последнее место, а компонент с содержанием менее 10% вообще не учитывается в выделении

химического типа природного газа. Исключение, вероятно, должно быть сделано для сероводорода, повышенное содержание которого в горючем газе усложняет использование его, а поэтому при концентрации H_2S в газе более 5% он должен быть оговорен специально в наименовании химического типа природного газа.

Ряд свойств природных газов приведен в табл. 2. Важнейшими из них, обуславливающими масштаб распространения газов и нахождение их в той или иной форме, являются растворимость в воде и нефти и диффузионная способность.

Таблица 2

Основные физические свойства природных газов

Газ	Плотность (по возду- ху)	Молеку- лярная масса	Масса 1 м ³ при 760 мм рт. ст. и 0° С, кг	Критиче- ская темпера- тура, °С	Критиче- ское давлени- е, МПа	Темпера- тура плавле- ния, °С	Темпера- тура кипения, °С
Метан	0,5554	16,042	0,7166	-82,5	4,58	-184,0	-161,5
Этан	1,049	30,069	1,3561	32	Нет	-182,8	-88,3
Пропан	1,554	44,095	2,0193	96	данных	-189,0	-42,2
n-Бутан	2,085	58,121	2,6720	153	То же	-135,0	-0,5
Сероводород	1,175	34,070	1,5392	100	8,89	-82,9	-61,8
Углекислый газ	1,529	44,010	1,9768	31	7,30	-56,6	-78,5
Азот	0,967	28,016	1,2505	-147	3,35	-209,8	-195,8
Кислород	1,105	32,000	1,4289	-119	4,97	-218,4	-183,0
Водород	0,069	2,016	0,0899	-240	1,28	-259,4	-252,8
Воздух	1,000	28,966	1,2928				

Растворимость газов в воде и нефти зависит от температуры, давления, а также от свойств растворителя и состава газа. Наибольшей растворимостью в воде обладают сероводород и углекислый газ. Растворимость H_2S при 0° С и атмосферном давлении составляет 4,670 л/л и падает до 1,410 л/л с увеличением температуры до 50° С. Растворимость углекислого газа при этих же условиях составляет соответственно 1,713 и 0,423 л/л. С увеличением степени минерализации воды растворимости сероводорода и углекислого газа (как и всех других газов) уменьшаются, но увеличиваются с увеличением давления.

Высокие растворимости сероводорода и углекислого газа обуславливают существование их в значительных количествах в растворенном виде в воде. Однако высокая химическая активность этих газов снижает их распространение.

Растворимость углеводородных газов в воде в несколько десятков раз меньше растворимости сероводорода. Растворимость метана в воде (при 0° С и атмосферном давлении) составляет 0,0556 л/л, этана 0,0987 л/л. Растворимость метана в воде снижается с увеличением температуры и минимальна при 80—90° С. Минимальная растворимость гомологов метана отмечается при более низких температурах: этана — при 60—80° С, пропана — при 40—60° С, бутана — при 30—40° С. При дальнейшем увеличении температуры (и давлении свыше 2,5 МПа) растворимость углеводородных газов увеличивается.

Растворимость существенно меняется с увеличением давления. Так, при температуре 71°C и давлении 7 МПа растворимость метана в дистиллированной воде составляет $1175,5\text{ см}^3/\text{л}$, при увеличении давления в 2 раза (14 МПа) достигает $2000,3\text{ см}^3/\text{л}$ (увеличивается в 1,7 раз), при увеличении давления в 4 раза (28,1 МПа) равняется $3129,9\text{ см}^3/\text{л}$ (увеличивается в 2,6 раза) и т. п. (В. Н. Корценштейн, 1963). Еще заметнее увеличивается растворимость метана с повышением давления при более высоких температурах. Так, при температуре 171°C и давлении 28,1 МПа растворимость метана достигает $5160,1\text{ см}^3/\text{л}$. Однако с увеличением газонасыщенности вод роль температуры в повышении растворимости газов снижается.

Значительное влияние на растворимость газов в воде оказывает степень минерализации вод (А. Ю. Намиот, М. М. Бондарева, 1963; В. Н. Корценштейн, 1963). Так, при насыщении вод NaCl в количестве 20 г/л растворимость метана при 20°C и давлении 5 МПа составляет $1,23\text{ см}^3/\text{л}$, а при этих же условиях, но в воде, содержащей 100 г/л NaCl, она снижается до $0,75\text{ см}^3/\text{л}$, а при 200 г/л — до $0,43\text{ см}^3/\text{л}$. Уменьшение растворимости газов с увеличением минерализации вод наблюдается для всех углеводородных газов, но более заметно прослеживается для метана (и азота) и в водах с пониженной минерализацией. Углеводородные газы характеризуются значительной растворимостью в нефти. Так, например, растворимость метана в нефти примерно в 10 раз больше, чем в воде. Еще большие ее значения отмечаются для гомологов метана. Растворимость углеводородных газов в нефти увеличивается с увеличением давления, однако ее изменение подчиняется закону Генри (прямой пропорциональности) лишь на начальных стадиях, а в дальнейшем она растет значительно быстрее, причем отклонение от закона Генри увеличивается от метана к пропану.

Давление газа (упругость), при котором в нефти растворяется максимально возможное его количество, т. е. при котором газ находится в термодинамическом равновесии с нефтью, называется давлением насыщения. Если давление насыщения ниже давления, при котором находится нефть (пластового давления), нефть будет недонасыщенной газом; при равенстве давлений насыщения и пластового нефть будет предельно газонасыщенной. Величина давления насыщения зависит от состава (свойств) нефти и газа и от температуры. Для большинства нефтей уменьшение температуры на 1°C вызывает уменьшение давления насыщения от 0,01 до 0,08 МПа, увеличение содержания в газе азота уменьшает влияние температуры.

С увеличением температуры нефти растворимость газов уменьшается. Коэффициент растворимости углеводородных газов в нефтях меняется в общем от 1 до 15 ($\text{м}^3/\text{м}^3$)/МПа (от легких к тяжелым нефтям). При этом его величина сохраняется постоянной лишь при давлениях насыщения свыше 10 МПа, а при меньших давлениях изменяется.

При снижении давления газ выделяется из нефти, причем в соответствии с растворимостью первоначально из раствора выделяется метан, а далее его гомологи в порядке этан — пропан — бутан — пентан. Количество выделяющегося из нефти газа зависит от условий дегазации (способа перехода от начального давления к конечному).

Значительной растворимостью в нефти обладают также углекислый газ и сероводород. В частности, растворимость углекислого газа в нефти примерно в 8—10 раз больше растворимости метана (разница уменьшается

с увеличением давления). Растворимость азота в воде более чем в 2 раза меньше растворимости углеводородных газов (разница уменьшается с увеличением давления). Растворимости кислорода и аргона в воде близки к растворимости метана, растворимость водорода — к растворимости азота. Из редких газов наибольшей растворимостью в воде характеризуются криптон и ксенон (при нормальных условиях от 0,062 до 0,123 л/л), т. е. наименее распространенные газы. Растворимости гелия и неона в воде близки (неона несколько больше) и составляют при нормальных условиях 0,009—0,010 л/л. В нефти азот растворяется в 6—17 раз больше, чем в воде, аргон в 5—14, гелий в 6—10 раз (разница увеличивается с уменьшением плотности нефти и увеличением температуры).

Сравнительно высокая растворимость в воде (и нефти) основных компонентов природных газов обуславливает существование огромных масс газа в пластовых водных растворах. Так, в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне газонасыщенность пластовых вод составляет 2—3 м³/м³, в Среднекаспийском — 4—5 м³/м³ и т. п.

Диффузионная способность природных газов определяет возможность их длительного существования в любой форме нахождения. Диффузия газа подчиняется первому закону Фика, из которого определяется коэффициент диффузии (D) как количество газа, проникающее через сечение 1 см² в течение 1 с при градиенте концентрации, равном 1.

Коэффициент диффузии обратно пропорционален давлению газа и увеличивается пропорционально квадрату абсолютной температуры. Максимальным коэффициентом диффузии обладает водород. В воде коэффициенты диффузии при температурах 20 и 60° С соответственно составляют (в 10⁻⁵ см²/с): для метана 1,49 и 3,55, для этана 1,20 и 2,94, для пропана 0,97 и 2,71.

Коэффициенты диффузии газов через влажную глину составляют 10⁻⁶—10⁻⁷ см²/с (В. А. Соколов, 1950). В целом для пород величина D меняется от 10⁻⁵ до 10⁻⁸ см²/с (П. Л. Антонов, 1962). При этих значениях D за время, исчисляемое десятками миллионов лет, потери газа через площадь в несколько квадратных километров будут измеряться сотнями миллионов кубических метров (при $D = 10^{-7}$ см²/с и коэффициенте сорбции, равном $2 \cdot 10^{-2}$). Следует, однако, иметь в виду, что время, необходимое для достижения диффузионным потоком места минимальной концентрации газа (наступление стационарного движения), составляет также десятки миллионов лет.

Рассмотренные природные газы (кроме гелия и водорода) способны при низких температурах присоединять воду и образовывать кристаллогидраты. Последние представляют собой твердые кристаллические вещества плотностью 0,88—0,90 г/см³. Общая формула их $M \cdot nH_2O$, где M — молекулы газа, образующие гидрат. 1 м³ газового гидрата содержит 0,9 м³ воды и в зависимости от состава газа от 70 до 240 м³ газа.

Газовые гидраты можно рассматривать как твердые растворы, где растворителем является кристаллическая решетка кубической сингонии, состоящая из молекул воды, внутри которой размещаются молекулы «растворенного» газа. Размеры последних определяют возможность образования газогидратов только из метана, этана, пропана и изобутана (Н. Л. Шешуков, 1973).

Образование газогидратов происходит в результате взаимодействия газов и воды при определенных температурах и давлениях. Наиболее

Классификация природных газов по условиям нахождения, химическому составу и генезису (по В. А. Соколову, 1966)

Типы газов	Химический состав			Происхождение газов
	Основные компоненты	Компоненты, встречающиеся не всегда в значительных концентрациях	Микрокомпоненты	
I. Атмосферные	N_2 ; O_2 ; Ar; CO_2	—	O_3 ; NO_2 ; N_2O ; H_2 ; благородные газы	Смесь газов химического, биохимического и радиогенного происхождения
II. Газы земной поверхности и субаквальных отложений: почвы и подпочвы	CO_2 ; N_2 ; O_2 и другие газы атмосферы	—	CH_4 ; N_2O ; CO ; H_2 ; H_2S ; NH_3 ; летучие органические вещества; благородные газы (из воздуха)	Газы преимущественно биохимического происхождения с примесью других газов. Газообмен с атмосферой приводит к тому, что основной образующийся в почве газ и другие газы примешаны к воздуху
болотные и торфяные	CH_4 ; CO_2 ; N_2	—	H_2 ; CO ; N_2O ; NH_3 ; H_2S ; летучие органические вещества; благородные газы (из воздуха)	Газы преимущественно биохимического происхождения с примесью других газов. Воздух присутствует иногда. Азот, присутствующий в газах, является большей частью воздушным
морских субаквальных осадков	CO_2 ; CH_4 ; N_2	—	H_2 ; NH_3 ; H_2S ; летучие органические вещества; благородные газы (из воздуха)	Газы преимущественно биохимического происхождения. В газах глубоководных осадков, согласно отдельным анализам, основными компонентами являются CO_2 ; NH_3 ; N_2
III. Газы осадочных пород: нефтяных месторождений газовых месторождений	CH_4 ; Т.У. CH_4	N_2 ; CO_2 ; H_2S ; He; Ar N_2 ; CO_2 ; H_2S ; He; Ar	H_2 благородные газы H_2 ; благородные газы	Газы преимущественно химического происхождения с примесью газов биохимического и иного происхождения. На значительных глубинах, где вследствие повышения температуры нормальная деятельность микроорганизмов прекращается, биохимические газы отсутствуют
угольных месторождений	CH_4	CO_2 ; N_2 ; H_2	Т.У.; H_2S ; NH_3 ; благородные газы	
пластовых вод *	CH_4 ; CO_2 ; H_2 ; N_2 ; O_2 ; CH_4 ; H_2	Т.У.	Т.У.; H_2 ; благородные газы	
соленосных отложений рассеянные	CO_2	H_2S H_2 ; H_2S N_2	Благородные газы То же	

Типы газов	Химический состав			Происхождение газов
	Основные компоненты	Компоненты, встречающиеся не всегда в значительных концентрациях	Микрокомпоненты	
IV. Газы метаморфических пород	CO ₂ ; H ₂	CH ₄ ; H ₂ S; Т.У.	Благородные газы	Газы химического происхождения с примесью газов радиационно-химического и радиогенного происхождения
V. Газы гранитной и базальтовой оболочек	CO ₂ ; H ₂	N ₂ ; H ₂ S; HCl; HF	CH ₄ ; благородные газы	Газы химического происхождения с примесью газов радиационно-химического и радиогенного происхождения
VI. Вулканические газы: магматические (из лавовых озер)	CO ₂ ; H ₂ ; CH ₄ ; HF	SO ₂ ; CO; N ₂ ; NH ₃	CH ₄ ; благородные газы	Газы химического происхождения с примесью газов радиационно-химического и радиогенного происхождения
фумарольные	CO ₂ ; H ₂ ; H ₂ S; SO ₂	CO; HCl; HF; N ₂	CH ₄ ; благородные газы	Вулканические газы представляют собой в той или иной степени измененные газы верхней мантии

* В число газов осадочных пород в классификации В. А. Соколова включены газы пластовых вод, поскольку количество их значительно превышает содержание газов газовых месторождений (Л. М. Зорькин, 1973).

высокую температуру гидратообразования имеет сероводород (+ 29,5° С при давлении 2,1 МПа). Для образования газогидратов необходимы низкие температуры и давления, сочетание которых возможно в пластовых условиях лишь в районах развития глубокопроникающей «вечной» мерзлоты (мощной криолитозоны).

Начало систематического изучения природных газов с целью познания условий их образования, существования и распространения в земной коре было положено исследованиями В. И. Вернадского, который первый дал генетическую классификацию природных газов (1934 г.). Позднее специально природными газами занимаются А. Л. Козлов, В. А. Соколов, В. П. Савченко, И. В. Высоцкий и др. Особенно большой вклад в геологию и геохимию природного газа внес В. А. Соколов, опубликовавший две монографии (1966, 1971). В последние годы отдельные наиболее важные вопросы геологии и геохимии природных газов (происхождение, миграция, газогидрогеология, закономерности размещения и др.) освещались в трудах П. Л. Антонова, Т. А. Ботневой, В. Г. Васильева, И. В. Высоцкого, М. Г. Гуревича, В. И. Ермакова, А. С. Зингера, А. М. Зорькина, А. Л. Козлова, В. Н. Корценштейна, Г. Д. Лидина, Э. Е. Лондон, М. С. Львова, А. Ю. Намиота, Е. А. Рагозиной, В. П. Савченко и др. В результате создан ряд классификаций природных

газов, учитывающих условия их образования, особенности химического состава и условий нахождения. Одна из таких, наиболее полных классификаций представлена в табл. 3.

§ 4. Природные битумы

Нефть принадлежит к многочисленной группе природных веществ, называемых битумами. Будучи жидким битумом она является исходным продуктом для большого количества твердых битумов, а также углеводородного газа. Вместе с углями и горючими сланцами битумы входят в еще большую группу веществ — каустобиолитов — горючих ископаемых органического происхождения. Битумы объединяют группу веществ с преобладанием в их составе углерода от высокомолекулярных сложных углеродистых соединений водорода, кислорода, серы и азота (твердые и полужидкие битумы) до жидких (нефть) и газовых углеводородов. Содержание углерода в битумах меняется от 70 до 98%, водорода — от 1 до 14%, кислород содержится в количестве 0,3—10%, сера — 0,2—10%, азот — 0,1—3%.

Важнейшим свойством твердых и жидких битумов является их способность растворяться полностью или частично (в зависимости от степени карбонизации) в низкокипящих органических растворителях (хлороформе, бензоле, ацетоне, бензине и др.), а также гореть.

Твердые битумы встречаются в природе в свободном состоянии в виде сплошных покровных масс, натеков, жильных образований, включений, а также в виде битуминозных осадочных, реже кристаллических пород. Жидкие и газообразные битумы насыщают поры, трещины и каверны пород-коллекторов, образуя пластовые или массивные залежи, а также существуют в связанном состоянии в рассеянном органическом веществе пород.

Характеристике битумов и их классификациям по различным признакам посвящено значительное количество работ (К. Энглер, Г. Гефер, Л. Мразек, Г. Л. Стадников, Н. А. Орлов и В. А. Успенский, Э. Лиллей, А. Ф. Добрянский, В. А. Клубов, В. А. Успенский, О. А. Радченко, А. Я. Кремс, Ш. Ф. Мехтиев, Н. Б. Вассоевич и В. Н. Муратов, Д. Ван-Кревелен, В. П. Козлов и Л. В. Токарев, В. Н. Муратов и др.). Большая часть классификационных построений включает торф, угли и горючие сланцы, т. е. являются классификациями каустобиолитов.

Одна из первых классификаций битумов была предложена Г. Гефером (1908), разделившим все битумы по фазовому состоянию. К твердым битумам Г. Гефер отнес черный воск (озокерит), горную смолу и асфальт, к жидким — нефть, мальту и др. Позднее Н. А. Орлов и В. А. Успенский (1936) предлагают классификацию каустобиолитов, составленную с учетом физических и химических свойств горючих веществ.

Рядом исследователей были предложены классификации каустобиолитов, основанные на химическом составе их. Так, А. Ф. Добрянский (1948) подразделяет каустобиолиты по их элементарному составу — по соотношению в них углерода, водорода, кислорода, азота и серы, изображенному на треугольной диаграмме; В. А. Клубов (1950) представляет в прямоугольной системе координат отношения C/N и $C/(O + S + N)$.

Наибольшее распространение получили подразделения битумов по условиям образования. Основы таких подразделений были заложены исследованиями Н. А. Орлова, В. А. Успенского, О. А. Радченко, предложившими различать три основные линии образования битумов: окислительную, вещественной дифференциации и термическую, в пределах

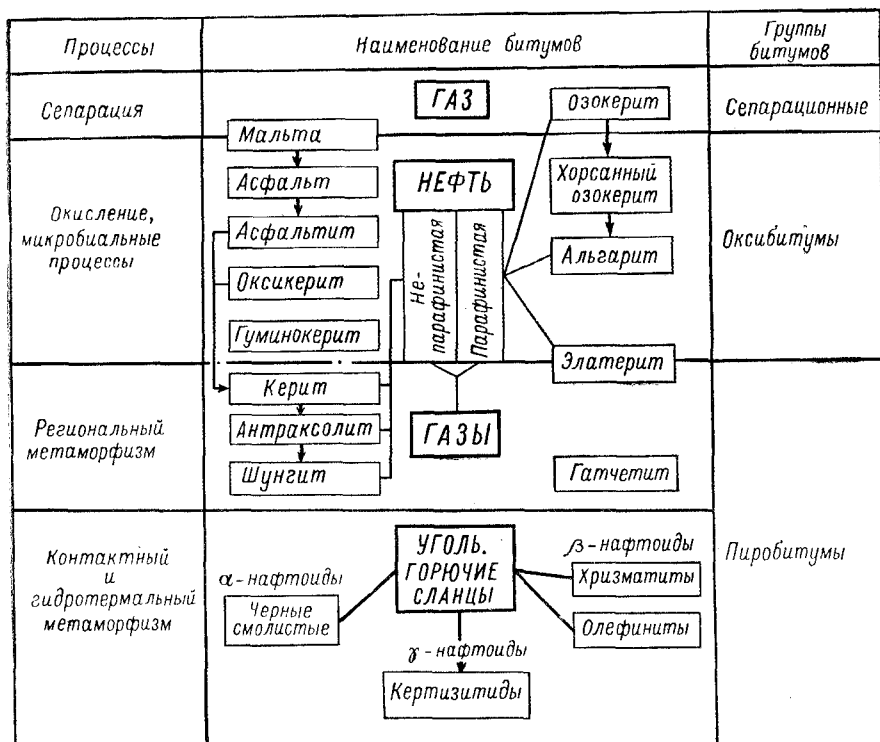


Рис. 1. Схема образования природных битумов (составлена по данным В. А. Успенского и О. А. Радченко, В. П. Козлова и Л. В. Токарева, А. А. Карцева и др.)

которых размещается большая часть известных битумов (рис. 1). Следует заметить, что положение некоторых битумов в генетических схемах еще окончательно не установлено и трактуется по-разному.

Исходным веществом всех битумов является нефть во всем многообразии условий ее залегания и существования, в частности нефть скоплений (залежей), нефть, изливающаяся на поверхность, заполняющая в процессе перемещения (миграции) трещины, разрывы пластов, изначальная нефть (протонефть), находящаяся в рассеянном состоянии в породах. Поэтому собственно нефть занимает особое положение в системе битумов. Это относится также к углеводородному газу, образование которого может происходить вне связи с нефтью. Строго говоря, к системе битумов следует относить лишь углеводородный газ, выделившийся из нефти, а также образовавшийся при разложении нефти под влиянием высокой температуры (пирогенетический).

Твердые продукты (битумы) превращения нефти объединяются под названием **нафтидов** или **эпинафтидов**. Некоторые исследо-

ватели включают в группу нафтидов и нефть — исходный продукт всех битумов, что вряд ли правильно.

Среди нафтидов можно выделить оксибитумы, битумы вещественной сепарации и пиробитумы. К оксибитумам относятся мальты, асфальты и асфальтиты, представляющие собой продукты окислительных превращений метаново-нафтяных нефтей. Оксибитумы содержат от 80 до 86% углерода, 7,5—11,7% водорода, 5—65% масел, 5—40% смол, 5—90% асфальтенов.

Мальты образуются в результате окислительного перерождения нефти в местах ее выхода на поверхность или неглубокого залегания, а также на контакте нефти с водой; они представляют собой густую черную нефть, пахнущую сероводородом, обычно с высоким содержанием серы (до 9%), плотностью до 1 г/см³. Мальты широко распространены, особенно в складчатых областях.

Асфальты являются более глубоко измененным продуктом окисления нефти. Внешне представляют собой весьма вязкое, эластичное вещество темного цвета плотностью до 1,1 г/см³ с температурой плавления до 100° С. Встречаются в виде покровов («озер»), асфальтоносных пластов и жил. Жильные асфальты отличаются пониженным содержанием кислорода.

Крупнейшим скоплением асфальта является Тринидадское «озеро», имеющее около 600 м в диаметре при мощности покрова свыше 40 м. «Озеро» располагается над разрушающимся нефтяным месторождением и непрерывно подпитывается снизу нефтью. Соответственно в «озере» можно проследить смену нефти мальтой и далее асфальтом. Запасы асфальта в нем оцениваются более чем в 25 млн. т. Асфальтовые «озера» меньших размеров известны в Калифорнии, Венесуэле (Бермудес), в Азербайджане (Апшеронский полуостров), на Северном Сахалине и др. Характерно, что современное Мертвое море в древности называлось Асфальтовым озером (Ф. Клапп, 1936). Крупнейшим пластовым поровым скоплением асфальта является месторождение Атабаска, где выходящие на поверхность песчаники раннемелового возраста насыщены (до 20%) асфальтом. Количество последнего оценивается в 80—100 млрд. т. Крупная зона асфальтоносных пород (битумный пояс Ориноко) с запасами того же порядка, что и в Атабаске, протягивается на юге Восточной Венесуэлы. Свыше 200 месторождений асфальта известно в Аргентине (главным образом в нефтегазоносных бассейнах Мендоса и Неукен). Скопления порового асфальта известны на западе и севере Якутии и в Татарии (Мелекесская впадина).

Относительно плотные разности асфальтов, возникающие при истечении нефти на поверхность и пропитывающие породы сверху, носят название киров. Сильно окисленные асфальты иногда называют оксиасфальтами.

Асфальтиты отличаются от асфальтов твердостью, хрупкостью, тугоплавкостью, представляя результат более глубокой окислительной полимеризации асфальтов без существенного дополнительного внедрения кислорода. Асфальтиты хорошо растворяются в хлороформе. Для них характерны жильные формы нахождения, хотя встречаются покровные и пластовые формы. Хорошо известны Садкинская (Оренбургская обл.) вертикальная жила асфальтита, проникающая на глубину до 300 м с шириной на поверхности около 20 м и длиной 680 м. Жила заключена в песчаниках, известняках и мергелях татарского яруса верхней перми.

Среди асфальтитов выделяют гильсониты и грэмиты. Последние от первых отличаются несколько большим содержанием кислорода и асфальтенов, а также плавкостью — гильсониты плавятся при 100—120° С без разложения, грэмиты — при 200—250° С, но уже с деструкцией. Более высокая степень окисления и полимеризации имеет место в *оксикеритах* и *гуминокеритах*. Первые уже не растворяются или весьма слабо растворяются в органических растворителях, а также в гуминокеритах (элькеритах), нерастворимы в органических растворителях, но достаточно заметно растворимы в щелочах вследствие появления в битуме гуминовых веществ (в водной щелочи растворяется 16%).

Первым продуктом вещественной сепарации нефти являются тяжелые, вязкие слабо окисленные разности ее, возникающие в результате ухода легких компонентов в местах поверхностных выходов нефти или неглубокого залегания ее скоплений. Такие битумы предшествуют образованию мальты. Типичным представителем сепарационного образования битумов является *озокерит* (горный воск, минеральный воск, минеральный гудрон, гумбед, бориславит, нефтегиль, мумташ и др.).

Внешне озокерит представляет собой воскообразное вещество от мазеобразной до плотной консистенции и от коричневого до темно-зеленого и черного цвета в зависимости от содержания всегда присутствующих в нем асфальтово-смолистых веществ.

Озокерит хорошо растворяется в органических растворителях и воспламеняется при температуре около 220° С. Он образуется в результате выпадения (кристаллизации) незначительной части высших парафинов и церезинов парафинистых нефтей при снижении температуры в процессе резкой дегазации нефти (при подъеме ее по трещинам вверх). В озокерит переходит при этом от 2 до 10% объема нефти.

Озокерит встречается преимущественно в форме жил, хотя известны и поровые скопления (руды). Месторождение жильного озокерита связано с Бориславским нефтяным месторождением (Украинское Предкарпатье). Жилы озокерита мощностью до нескольких метров прослеживаются до глубины 140 м и заключены в толще песчаников неогена и сланцев верхнего палеогена. Здесь же известны и поровые (в песчаниках) скопления озокерита. Скопления озокерита известны в Шорсу (Ферганский нефтегазоносный бассейн), на о-ве Челекен (Западная Туркмения) и т. п. Широко распространен жильный озокерит в Румынии (Молдова), где он связан с парафинистыми нефтями палеогеновых отложений месторождений Мойнешти, Земеш, Станешти-Солонц и др. Известен озокерит в Джунгарском нефтегазоносном бассейне в Китае, в бассейне Уинта (Скалистые горы, США) и т. п.

Чисто углеводородные разности озокерита выделяются под названием *гатчетитов* (гатчетин, минеральное сало, горное сало). Гатчетиты имеют желтый цвет. Образование их недостаточно ясно. Предполагается (В. А. Успенский), что они образуются за счет парафинов сильно катагенно превращенных нефтей (см. стр. 127) или же (В. Н. Муратов) являются продуктами возгона и последующей кристаллизации озокеритов, оказавшихся в условиях гидротермального воздействия. Последнее находит свое подтверждение в формах залегания гатчетита («бахрома», натеки, капли, включения).

Озокериты, подвергшиеся поверхностному выветриванию (бактериальная переработка, окисление, промывание водой), образуют группу

оксибитумов, состоящую из элатеритов, альгаритов и озокеритов хорсанов.

Элатериты представляют собой плотные каучукообразные битумы, с низкой растворимостью в органических растворителях, повышенным содержанием водорода (до 12%) и значительным содержанием серы и азота.

Альгариты (парафиновая грязь) состоят из смеси углеводно-белковых веществ, образованных телами отмерших бактерий, развивавшихся на парафиновом субстрате смол и парафинов (не переработанных бактериями). Наиболее превращенные альгариты полностью растворяются в воде (поэтому редко сохраняются) и не содержат исходных веществ. Внешне альгарит имеет вид бурых корочек от желтого до коричневого цвета. Вещества, подобные альгаритам, получены в лабораториях при обработке нефти микроорганизмами (А. И. Горская, О. П. Болотская, 1958).

Продуктами поверхностного выветривания озокеритов являются *хорсанные озокериты* (озокериты хорсанов). Характерной особенностью их состава является появление циклических углеводородов и смол за счет уменьшения содержания твердых углеводородов и масел. Охорсаниванию подвергаются озокеритоносные породы на поверхности и на глубинах в несколько метров. Хорсанные озокериты известны в Средней Азии (Фергана, Челекен).

Пиробитумы образуются из оксибитумов, а в некоторых случаях и непосредственно из нефти в условиях высоких температур в процессе погружения исходных битумов на большие глубины.

Пиробитумы имеют угледобный вид. Они встречаются значительно реже, чем оксибитумы, причем обычно в виде небольших жил и включений в осадочные и изверженные породы. Пиробитумы содержат 80—90% углерода, 4—9% водорода, 5—10% O + S + N, 1—20% масел, 5—20% смол, 1—50% асфальтенов. Среди пиробитумов выделяют кериты, антраксолиты и шунгиты. Наиболее высоко превращенные пиробитумы — шунгиты состоят на 95—98% из углерода и на 0,3—0,8% из водорода.

Кериты (жильный уголь) — это твердые, хрупкие битумы, почти совсем не растворяющиеся в органических растворителях, залегают обычно в виде жил, по степени метаморфизации соответствуют каменным углям. Н. А. Орлов, В. А. Успенский (1936) подразделяют кериты на альбертиты (низшие кериты), содержащие до 87,7% углерода и 10% водорода, и импсониты (высшие кериты), содержащие 91,3% углерода и 6,5% водорода. Крупная жила альбертита известна в провинции Нью-Брунсуик (Канада). Мощность главной жилы до 5 м, протягивается она на расстояние 850 м и вскрыта на глубину 430 м. Жила сопровождается многочисленными ответвлениями.

Антраксолиты являются твердыми (плотность 1,3—2 г/см³, твердость по шкале Мооса — 3—4, излом раковистый) черными битумами, не растворяющимися в органических растворителях. По составу (углерода от 88 до 98,8%), некоторым свойствам и степени метаморфизации антраксолиты близки к антрацитам. Среди антраксолитов выделяют низкие, высшие и *шунгиты*. Последние содержат 95—98% углерода. К антраксолитам, сильно обогащенным серой (15—40%), относят кискиты.

Кериты, антраксолиты и шунгиты известны, в частности, в палеозойских отложениях Туркестанского и Алайского хребтов Средней Азии,

в Тунгусской синеклизе. В Карелии (Северное Прионежье) в протерозойских отложениях встречены пластовые тела шунгитов.

Особое место в природных битумах занимают битумоподобные вещества — собственно битумоиды, или нафтоиды, возникающие в результате локального (контактного, гидротермального) воздействия высокой температуры на горючие сланцы и гумусовый уголь с возгоном и последующей конденсацией вещества.

Среди нафтоидов выделяют α , β и γ (В. А. Успенский и др., 1961). α -Нафтоиды образуются из сапропелевых горючих сланцев и подобны буроугольному или каменноугольному дегтю. В поверхностной обстановке (окисления, микробиального воздействия) α -нафтоиды могут дать ряд битумов, подобный возникающему в этих условиях из нефтей (мальта — асфальт — асфальтит — керит — антраксолит — шунгит).

β -Нафтоиды возникают в результате сепарации продуктов возгона — отделения (выноса) парафиновых и олефиновых продуктов в процессе гидротермального воздействия на исходное вещество. При этом образуются озокеритоподобные вещества — хризматиты (парафиниты), олефиниты, возможно также и гатчетиты. Для β -нафтоидов характерна температура плавления, не превышающая 100°C . Наиболее высокотемпературными нафтоидами являются γ -нафтоиды, или кертзитиды, — вещества типа каменноугольного пека, обогащенного высококонденсированными ароматическими углеводородами (в составе масел). Кертзитиды встречаются в виде кристаллов или кристаллических агрегатов желтого, оранжевого, зеленоватого цвета. Температура плавления их до 300°C . Кертзитиды часто встречаются вместе с сульфидно-ртутными месторождениями.

Для всех нафтоидов характерны жильные формы залегания, причем иногда весьма малой мощности, а также небольшие включения, в частности кашлевидной формы.

Помимо упомянутых природных битумов известно довольно большое количество образований битумной природы с не всегда ясным генезисом, с названиями, соответствующими местам их нахождения; они имеют, как правило, незначительное распространение.

ценных газом, двухфазных систем (газонефтяных, нефтегазовых), конденсатногазовых скоплений и сложные вещественные преобразования нефти и газа.

Давление и особенно температура являются также важными факторами образования самих углеводородов.

§ 3. Природные резервуары

Понятие природный резервуар было введено В. Вильсоном в 1934 г. Он определил природный резервуар как естественноеместилище для воды, нефти и газа.

И. О. Брод (1951) определил природный резервуар как горную породу, в которой может происходить циркуляция подвижных веществ (флюидов) в недрах.

Несколько иначе понимает природный резервуар А. Леворсен (1967), представляющий его как часть породы, содержащей залежь нефти и газа, т. е. по существу он приравнивает это понятие к понятию собственно залежи нефти (газа).

Следовательно, природный резервуар состоит из коллектора и ограничивающих его пород экранов. Коллектор представляет собой геологическое тело различных формы, состава и происхождения, насыщенное водой и способное содержать в некоторой своей части скопления нефти и (или) газа, сохранять их и отдавать при разработке. Это свойство коллектора обуславливается наличием в нем пористости, определяющей тот объем коллектора, который может быть заполнен флюидом, и проницаемости, обеспечивающей возможность движения флюидов при тех перепадах давления, которые существуют в природных условиях, и их гравитационное расслоение.

Коллектор ограничивается экранами (газонефтеводоупорами), обеспечивающими существование в коллекторах автономных гидродинамических систем и возникновение внутри последних изолированных скоплений нефти или (и) газа. Верхний экран, ограничивающий движение флюидов вверх, принято называть покрывкой. Покрывки слагаются породами, не способными пропускать через себя флюиды при тех перепадах давления, которые возникают в природных условиях.

Природные резервуары по степени однородности составляющих их коллекторов и форме тела подразделяются на три основных типа (И. О. Брод, 1951): пластовые, массивные и литологически ограниченные.

Пластовый резервуар состоит из сравнительно однородного пласта-коллектора, ограниченного сверху и снизу непроницаемыми экранами пластовой формы. Природные резервуары этого типа являются наиболее распространенными. Они обладают наилучшей гидравлической характеристикой, что обеспечивает наилучшие условия для циркуляции и дифференциации флюидов. С этими резервуарами связаны основные запасы нефти и газа. Коллекторы таких резервуаров обычно образованы песчаниками, экраны — глинистыми толщами.

Массивный резервуар представлен обычно мощной толщей неоднородного по свойствам коллектора, например, известняково-доломитовой толщей или толщей, состоящей из чередования пластов-коллекторов различного состава и свойств (песчаники, алевролиты,

трещиноватые известняки, доломитизированные известняки и др.), образующих единый разнородный коллектор. Такой коллектор может состоять, например, из разновозрастных толщ, разделенных перерывом. Так, на газовом месторождении Лак (Франция) коллектор, содержащий газовую залежь, включает 600-метровую толщу карбонатных пород неокомского и позднеюрского возраста.

Для массивных резервуаров характерна затрудненная разнородная (избирательная) циркуляция флюидов.

Л и т о л о г и ч е с к и о г р а н и ч е н н ы й р е з е р в у а р представляет собой коллектор того или иного состава, ограниченный со всех сторон непроницаемыми породами, т. е. является замкнутой, изолированной системой с ограниченной (этой системой) циркуляцией флюидов. Моделью такого резервуара является линза песчаника, заключенная в глинистой толще, или проницаемая зона (тела) в массиве плотных известняков.

Природные резервуары в пределах нефтегазоносных бассейнов различаются также по степени непрерывности своего развития. По этому признаку среди природных резервуаров можно выделить региональные, ареальные, зональные и локальные резервуары.

Р е г и о н а л ь н ы е (о б щ е б а с с е й н о в ы е) р е з е р в у а р ы выдержаны по всей или по большей площади бассейна. Они, как правило, представлены резервуарами пластового типа и характерны для бассейнов, заключенных во впадинах платформ с мощным развитием толщ пород непрерывного образования.

А р е а л ь н ы е р е з е р в у а р ы располагаются только в некоторых частях бассейнов, обычно приурочиваясь к каким-либо крупным структурным элементам их. Так, например, в нефтегазоносных бассейнах пограничного типа (предгорных прогибов и прилегающих склонов платформ) природные резервуары, развитые в платформенной части бассейна, часто не распространяются на складчатый элемент его и наоборот. Резервуары ареального распространения могут образовываться как пластовыми, так и массивными разностями их.

З о н а л ь н ы е р е з е р в у а р ы связаны с толщами пород ограниченного развития. Таковыми являются резервуары с коллекторами в зонах развития рифовых массивов, русловых песчаников, песчаных береговых баров, трещиноватых пород и др.

Л о к а л ь н ы е р е з е р в у а р ы также связаны с коллекторами ограниченного развития, но уже в пределах локальных структурных элементов, например, резервуары-линзы (песчаников в глинистой толще), расположенные в сводовых частях антиклиналей или на крыльях, резервуары элювия апикальных частей выступов кристаллического фундамента, кепрока соляных куполов и т. п.

Резервуары зонального и локального развития часто связаны с литологически ограниченными типами резервуаров.

Непрерывность развития резервуара того или иного типа может нарушаться локальными прорывами, связанными с внедрением соляных массивов, грязевых вулканов, интрузий, а также глубокими размывами и разрывами длительного развития.

Рассмотренные основные типы природных резервуаров могут накладываться друг на друга в вертикальном разрезе нефтегазоносного бассейна, существенно влияя на распределение скоплений нефти и газа в бассейне.

Природным резервуарам, в частности коллекторам и в меньшей степени покрышкам, посвящена многочисленная литература, в которой рассматриваются как методические вопросы (определение свойств коллекторов и покрышек), так и характеристика конкретных коллекторов месторождений нефти и газа. Начало исследований было положено Х. Фразером (1935), М. Маскетом (1937) и М. Хаббертом (1940) в США и П. П. Авдусиным (1943) и Ф. А. Требиным в СССР. Из последних исследований и обобщающих работ необходимо отметить монографии М. К. Калининко (1963), А. И. Кринари (1963), специальным вопросам посвящены работы В. М. Добрынина (1965), Е. М. Смехова (1965), В. Энгельгардта (1964), Г. З. Прозоровича (1972).

Наиболее капитальные исследования в этой области проведены А. А. Ханиным (1969).

Коллекторы

Пористая среда характеризуется рядом свойств и прежде всего пористостью, проницаемостью, геометрией и структурой порового пространства и удельной поверхностью.

П о р и с т о с т ь — по этому признаку выделяются поровые, трещиноватые и смешанные коллекторы. Поровые коллекторы подразделяются на гранулярные и кавернозные. Гранулярные коллекторы обладают межгранулярной (межзерновой) пористостью, типичной для обломочных и в меньшей степени для карбонатных пород. Поры в таких коллекторах распределены более или менее равномерно. Форма пор в обломочных породах обусловлена формой, размером и размещением (взаимоотношением) минеральных зерен, составляющих породу, и цементом их скрепляющим. В карбонатных породах поры располагаются между кристаллами кальцита и доломита, между обломками раковин, внутри них, между оолитами и т. п. Пористость гранулярных коллекторов является сингенетической.

Кавернозная пористость свойственна карбонатным породам. Пористость их является эпигенетической, возникающей за счет растворения (выщелачивания) и выноса минеральной массы. Поры таких коллекторов имеют различные размеры (максимальные для карстованных известняков) и распределяются неравномерно. Трещиноватые коллекторы образуются в плотных породах, собственно минеральная часть которых лишена коллекторских свойств. Таковыми коллекторами являются нарушенные трещинами плотные массивные известняки, доломиты, песчаники, например кремнеземные аргиллиты, метаморфические и кристаллические породы. Чисто трещиноватые коллекторы развиты сравнительно редко.

Наиболее распространены коллекторы смешанных типов — порово-трещиноватые, порово-каверновые, каверново-трещиноватые и др. Трещиноватость при этом обуславливает проницаемость пород, а поры или каверны — их пористость. Величина пористости гранулярных коллекторов изменяется от долей процента до нескольких десятков процентов (до 50%) и зависит прежде всего от величины и формы зерен. Пористость гранулярных коллекторов уменьшается с глубиной (с увеличением горного давления), однако это изменение сравнительно незначительное.

По В. М. Добрынину (1965) наименьшие изменения пористости имеют место у хорошо отсортированных песчаников. Средняя величина уменьшения пористости таких коллекторов при давлении около 150 МПа

(глубина 6000—10 000 м) составляет 6,2%, а при давлении 10 МПа — 1,5%. Для плохо отсортированных песчаников изменения пористости при этих же давлениях составляют соответственно 13 и 2,5%.

Уменьшение пористости гранулярных коллекторов с увеличением давления (глубины залегания) происходит в результате перераспределения зерен (упаковки их), частичного их дробления (с заполнением порового пространства продуктами дробления), а также в результате растворения песчаных зерен в местах небольших поверхностей контактов (В. Энгельгардт, 1964). В последнем случае растворенное вещество осаждается, заполняя поровое пространство. Следовательно, уменьшение пористости коллектора с увеличением давления будет зависеть от удельной протяженности контактов между зернами (О. А. Черников, 1964). Последняя может быть установлена с помощью статистических приемов на шлифе породы (через окулярный микрометр). Пористость гранулярных коллекторов определяется следующими способами:

1) путем сопоставления общего объема изучаемого образца пород с объемом его минеральной массы (метод А. Мелчера, 1921), при этом определяется общая пористость;

2) путем определения объема керосина, заполняющего поровое пространство пород с известным объемом (метод И. А. Преображенского);

3) с помощью газовых порозитометров (Е. Уашбор, Е. Бантинг, 1922; А. Стевенс, 1939; М. А. Гейман, А. Д. Столяров, 1950 и др.);

2) изучением под микроскопом или изучением увеличенных фотографий сечений пористых пород.

Последние три метода определяют открытую пористость, т. е. обусловленную взаимосвязанными порами.

Пористость карбонатных коллекторов колеблется от 2—3 до 30% и более (А. А. Ханин, 1969). Из-за сравнительно высокой растворимости карбонатных коллекторов их пористость сильно меняется в процессе катагенеза. Особенно широко распространены процессы доломитизации. Если последние происходят участками, то отмечается локальное уменьшение объема и увеличение пористости пород. Высокой пористостью обладают закарстованные известняки, особенно чистые разности их. Карстовые пустоты часто сопровождают разрывы пород (сбросы, взбросы и т. п.).

На пористость плотных пород (песчаников, известняков, аргиллитов) сильное влияние оказывает степень нарушенности трещинами, при этом трещины образуют пустоты, расположенные между блоками плотных пород.

Трещиноватость пород увеличивается в результате процессов перекристаллизации, доломитизации, эпигенетической сульфатизации и окремнения. Наиболее сильно она развивается в доломитизированных известняках, далее следуют чистые известняки, доломиты, аргиллиты, песчано-алеувритовые породы, соли, ангидритово-доломитовые породы, ангидриты (А. А. Ханин, 1969).

Роль трещин в величине пористости гранулярных коллекторов многими исследователями признается незначительной. Однако они существенно влияют на проницаемость.

Определения межзерновой пористости карбонатных пород производятся теми же методами, что и гранулярных коллекторов. Пористость каверн также может быть определена этими методами, но требует большого количества определений и большого размера изучаемого образца пород. Особое значение приобретает при этом изучение пород в об-

нажениях, а также формы и размеров каверн (геометрия порового пространства, см. ниже).

Трещинная пористость может быть определена тремя основными способами:

1) изучением шлифов под микроскопом (Е. М. Смехов, Л. П. Гмид, М. Х. Булач и др., 1962); этот метод статистический и требует обработки большого количества шлифов для получения достоверных величин;

2) фотографированием стенок скважины, заполненной чистой водой (метод глубинного фотографирования);

3) сопоставлением данных БКЗ и НГК (А. М. Нечай, 1960); применим для пород, лишенных глин.

Качественная оценка степени трещиноватости пород может быть сделана путем ультразвукового облучения образца пород. Установлено, что скорость распространения продольных ультразвуковых волн зависит от литологического состава и степени трещиноватости породы (К. И. Багринцева, 1963).

Карбонатные коллекторы по-разному реагируют на увеличение давления: пористость низкопористых тонко- и скрытокристаллических, частично также пелитоморфных известняков при давлении около 100 МПа уменьшается до 20%. Слабо уменьшается пористость доломитизированных известняков (около 2% при давлении около 100 МПа).

Проницаемость коллектора характеризует его способность пропускать через себя жидкости или газы при том или ином перепаде давления. Различают абсолютную, эффективную (фазовую) и относительную проницаемость. Абсолютная (физическая) проницаемость определяется для газа или однородной жидкости при отсутствии физико-химического взаимодействия их с породой и при полном заполнении пористого пространства флюидом измерения. Под эффективной проницаемостью принято понимать ее значение для данного флюида при насыщенности породы другим флюидом. Значение эффективной проницаемости зависит от насыщенности преобладающей фазой, величины смачивания и геометрии порового пространства. Относительная проницаемость характеризуется отношением величины эффективной проницаемости к абсолютной. Эффективная проницаемость значительно ниже абсолютной. Например, при увеличении водонасыщенности породы до 50% абсолютная проницаемость для керосина уменьшается в 5 раз, при водонасыщенности до 80% через пористую среду будет фильтроваться только вода.

В природных условиях при разработке нефтяной залежи, когда по порам перемещается чистая нефть, эффективная проницаемость является наибольшей. С падением давления ниже давления насыщения и соответственно с выделением в пласте газа проницаемость коллектора для нефти уменьшается, а с появлением воды уменьшается еще более. Следовательно, в природных условиях фазовая проницаемость породы является величиной непостоянной.

Для оценки проницаемости породы используется общеизвестная формула Дарси, согласно которой скорость фильтрации несжимаемой жидкости при ламинарном движении ее в пористой среде, насыщенной жидкостью, пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости жидкости

$$k_{np} = \frac{Q_{\mu L}}{\Delta p l},$$

где $k_{\text{пр}}$ — проницаемость; Q — объемный расход жидкости в единицу времени; μ — вязкость жидкости; L — длина пористой среды; Δp — перепад давления; F — площадь поперечного сечения пористой среды.

Проницаемость коллектора может быть выражена также через коэффициент фильтрации. Связь между последним и проницаемостью выражается формулой

$$k_{\text{ф}} = 0,1 k_{\text{пр}} \frac{\rho}{\mu},$$

где $k_{\text{ф}}$ — коэффициент фильтрации; $k_{\text{пр}}$ — проницаемость; ρ — плотность жидкости; μ — вязкость.

Формула Дарси (линейный закон) не учитывает особенностей проводящих каналов пористой среды (шероховатость, извилистость), обуславливающих локальную разнонаправленность и различную скорость движения флюидов и соответственно возникновение инерционных сил. Последние возрастают пропорционально квадрату скорости движения флюида и его плотности. Наиболее заметное влияние инерционных сил (и соответственно отклонение от закона Дарси) наблюдается при больших скоростях течения газов.

Проницаемость породы, определенная с помощью газа (не реагирующего с породой), отличается от таковой, измеренной жидкостью, также вследствие проскальзывания газа (эффект Клинкенберга). Последнее возникает при движении газа в порах, диаметр которых в среднем меньше 10^{-3} см. С увеличением давления разность значений проницаемости, определенных жидкостью и газом, сокращается.

Абсолютная проницаемость породы определяется путем фильтрации через нее флюида с замером расхода его при определенных перепадах давления. Для производства измерений сконструирована специальная аппаратура, позволяющая производить эксперименты с различными породами, в том числе и сыпучими, разными флюидами при различных перепадах давления.

При измерении фазовой проницаемости происходит накопление смазывающей жидкости на выходе ее из породы (граничный эффект), что приводит к искажению показаний. В связи с этим определение фазовой проницаемости требует применения специальных методов, устраняющих граничный эффект.

Разработаны также методы определения абсолютной и относительной проницаемости путем использования кривых капиллярного давления. Последние строятся на основе изучения соотношения водонасыщенности породы и давления вытеснения воды.

Рядом исследователей предложены различные формулы для определения проницаемости по замерам капиллярного давления (В. Роуз, 1949; И. Гаррингтон, 1949; И. Гейтс, В. Лиц, 1951; В. Перселл, 1949; С. Пирсон, 1961 и др.).

В природных условиях при движении флюида к забою скважины (радиальный поток) проницаемость может быть определена по формуле

$$k_{\text{пр}} = \frac{\mu Q \left(\lg \frac{R}{r} + C_1 + C_2 \right)}{2\pi h (p_1 - p_2)},$$

где μ — вязкость флюида; Q — дебит скважины; R — радиус дренажа скважины; r — радиус скважины; h — мощность пласта; p_1 — давление на границе R ; p_2 — давление на забое скважины; C_1, C_2 — коэффициенты, учитывающие степень несовершенства вскрытия пласта (фильтр, перфорация).



Рис. 3. Общая схема классификации коллекторов нефти и газа (по Р. С. Безбородову и Ю. К. Бурлину, 1974)

Использование приведенной формулы встречает затруднения из-за трудности определения ряда величин, входящих в формулу, особенно R и p_1 .

Наконец, существует ряд методов определения диagenетической проницаемости геофизическими измерениями в скважинах, в частности метод сопротивления, основанный на предположении о наличии связи между проницаемостью и связанной водой (последняя обуславливает величину удельного сопротивления пласта) (Г. С. Морозов, 1947), и метод ПС, основанный на предположении о связи диффузионно-адсорбционного потенциала и проницаемости. Степень точности определения проницаемости геофизическими способами недостаточна для использования как в теоретических, так и в практических расчетах.

В отличие от пористости проницаемость пород значительно уменьшается с увеличением давления (глубины залегания). Наибольшее уменьшение проницаемости имеет место для глинистых песчано-алевритовых коллекторов. По теоретическим расчетам В. М. Добрынина (1965) проницаемость, например, песчаников Предкавказья составляет для глубины 1000 м 100—1000 мД, для глубины 4000 м 10 мД и для глубины 6000 м 1 мД.

Пористость и проницаемость породы связаны между собой через ряд переменных величин, что делает невозможным формульное изображение этой связи. Для конкретных пород она выражается по-разному и наиболее четко прослеживается лишь для терригенных гранулярных коллекторов. Количественные характеристики пористости и проницаемости различных пород-коллекторов послужили основанием для выработки ряда классификаций коллекторов (табл. 4; рис. 3).

Т а б л и ц а 4

Схема классификации коллекторов нефти и газа
(по И. А. Конюхову, 1961)

Группа	Эффективная пористость (по бакелиту), %	Проницаемость, мД	Класс коллектора	Литологический тип терригенных пород
А высшей емкости	≥ 15	1000	I	Пески и рыхлые песчаники, среднезернистые, хорошо отсортированные, с хорошо окатанными изометрической формы частицами
		1000—500	II	Пески и рыхлые песчаники, мелкозернистые, хорошо отсортированные; алевроиты песчаные
		500—300	III	Пески и рыхлые песчаники алевроитовые; алевроиты и рыхлые алевролиты крупнозернистые, хорошо отсортированные
Б средней емкости	15—5	300—100	IV	Песчаники мелкозернистые; алевролиты крупнозернистые; породы среднеотсортированные, слабокарбонатные (до 10%)
		100—50	V	Алевролиты мелкозернистые, среднеотсортированные, карбонатные (до 15%)
В малой емкости	≤ 5	50—10	VI	Песчаники глинисто-алевритовые; супеси; алевролиты мелкозернистые и тонкозернистые, глинистые; породы плохо отсортированные, сильнокарбонатные (до 20%)
		10—1	VII	Песчаники глинисто-алевритовые; алевролиты глинисто-песчаные; алевролиты песчано-глинистые; тонкозернистые, сильноглинистые; породы плохо отсортированные, сильнокарбонатные (до 25% и больше)

Изучение геометрии пустотного пространства (пор, каверн, трещин) позволяет судить о его размерах, формах и степени сложности (извилистости путей и т. п.).

Существуют следующие способы качественной и количественной оценки формы пустотного пространства коллекторов:

1) рентгенометрия — просвечиванию подвергаются пластинки толщиной 1 см, выпиленные из породы и пропитываемые насыщенным раствором бариевых солей; рентгеновский снимок изучается под бинокляром;

2) изучение в отраженном свете полированных поверхностей породы, предварительно проваренной в канадском бальзаме, окрашенном нигрозином;

3) создание слепка пустотного (взаимосвязанного) пространства путем заполнения его метилметакрилатом с последующим растворением минеральной части; пригоден для карбонатных коллекторов;

4) капиллярная пропитка образца люминесцирующими жидкостями с последующим изучением в ультрафиолетовом свете; при этом способе возможен подсчет сечений поровых пространств с помощью фотометрического устройства (Ю. Б. Меклер, 1966).

Структура порового пространства оценивается с помощью кривых (или диаграмм) распределения поровых каналов, показывающих количество пор различного диаметра (рис. 4). Существуют два основных метода построения кривых распределения.

Первый метод — полупроницаемой мембраны — основан на изучении соотношения капиллярного давления и водонасыщенности пород. Вода вытесняется газом при периодическом увеличении давления на определенную величину. Для каждой величины давления вытесняемая вода замеряется и выражается в процентах от объема пор. Второй метод основан на измерении количества ртути, проникающей в предварительно вакуумированный образец пород под различными увеличивающимися давлениями (А. А. Ханин, 1969).

Удельная поверхность порового пространства характеризует удерживающую способность коллектора. При большой суммарной поверхности коллектора (активной поверхности), свойственной тонкозернистым породам, уменьшается способность коллектора отдавать флюиды (уменьшается коэффициент нефтеотдачи); при малой поверхности, например у конгломератов, уменьшается способность коллектора удерживать скопление нефти (газа) — противостоять гидродинамическим нагрузкам (движению воды).

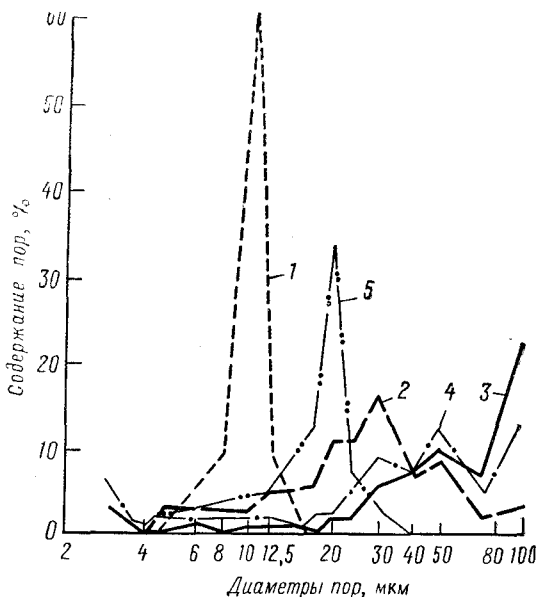


Рис. 4. Кривые распределения диаметров пор в газонасыщенных породах некоторых месторождений

1 — алеерит из хадумского газонасыщенного горизонта Северо-Ставропольского месторождения (обр. 2208); 2 — песчаник мелкозернистый алееритовый, IX газонасыщенный горизонт мелового возраста месторождения Газли (обр. 7344); 3 — песчаник крупно- и среднезернистый из альбского газонасыщенного горизонта Сердюковского месторождения (обр. 8916); 4 — песчаник среднезернистый из альбского газонасыщенного горизонта Ленинградского месторождения (обр. 6508); 5 — песчаник мелкозернистый из угерской газонасыщенной свиты месторождения Бильче-Волиця — Угерско (обр. 3345)

Для коллектора, состоящего из одинаковых зерен — шаров диаметром 0,25 мм, при наиболее плотной укладке их (при пористости равной 25,9%) удельная поверхность составляет 177,6 см²/см³.

Для измерения удельной поверхности S_y используют различные методы, из которых наиболее достоверными являются следующие (А. А. Ханин, 1969).

1. Метод изучения скорости течения жидкости, основанный на связи проницаемости с удельной поверхностью по формуле Козени

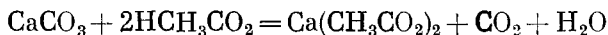
$$S_y = C \sqrt{\frac{m^3}{k_{пр}}},$$

где m — пористость; $k_{пр}$ — проницаемость; C — коэффициент, меняющийся от 4500 для алевролитов до 7700 для среднезернистых песчаников (А. А. Ханин, 1962).

2. Метод низкотемпературной адсорбции, основанный на определении адсорбции породой инертного газа (азота, аргона) при низких давлениях и температуре, близкой к температуре сжижения газа. Определенная по этому методу удельная поверхность песчано-алевритовых пород меняется от 0,04 до 10 м²/г. Сравнение результатов обоих методов показывает, что вычисленное по методу Козени значение удельной поверхности значительно превышает таковое, определенное по методу адсорбции.

Для практических целей интерес представляет удельная поверхность взаимосвязанных фильтрующихся пор. В этом случае при расчете удельной поверхности по формуле Козени берутся значения эффективных проницаемости ($k_{пр}$) и пористости (m), так как они учитывают водонасыщенность порового пространства.

Ряд исследователей (Л. М. Бирин, Е. Е. Вороной, О. Г. Заринов, К. Р. Чепиков, Г. М. Яриков и др.) высказывают предположение, что углеводороды, содержащие активные органические кислоты, обладают способностью увеличивать пористость и проницаемость карбонатных и гранулярных коллекторов с карбонатным или ангидритовым цементом (корродирующее воздействие углеводородов — К. Р. Чепиков и др.). Г. М. Яриков (1973), в частности, указывает, что разница в пористости песчаников в контуре залежи нефти и за ее пределами составляет 6—7% и сопровождается изменением содержания растворимых солей. Он считает, что при взаимодействии органических кислот (муравьиной, уксусной, пропиновой и др.) с карбонатами могут возникать растворимые в воде кальциевые соли, например муравьинокислый кальций



Е. Е. Вороной (1963) считает, что высокие значения пористости и проницаемости газонасыщенных песчаников и алевролитов Шебелинского месторождения (Днепроовско-Донецкий нефтегазоносный бассейн) вызваны разрушением части ангидритового цемента этих пород под влиянием углеводородов.

Газонефтеупорные покрышки

Изолирующая способность надзалежных пород-покрышек природных резервуаров обеспечивается низкой эффузионной и диффузионной проницаемостью их для нефти и газа при перепадах давлений (возникающих

за счет аномальных давлений), измеряемых единицами и первыми десятками мегапаскалей. Пропускная способность надзалежных покрышек несоизмерима со скоростью накопления углеводородов (образования залежей) на протяжении времени, измеряемого миллионами или первыми десятками миллионов лет, а также недостаточна для рассеивания образовавшихся скоплений углеводородов на протяжении времени, измеряемого сотнями миллионов лет. Все это обеспечивает образование (накопление) и длительное существование в природных резервуарах скоплений углеводородов различного состава и фазового состояния.

Изоляционные свойства пород-покрышек обеспечиваются:

1) плотностью пород, исключаяющей движение через них нефти (газа) при тех перепадах давлений (избыточных давлениях), которые возникают между скоплениями нефти (газа) и вышележащими (над покрышкой) водоносными пластами, и одновременно крепостью или пластичностью их, исключаяющей механическое разрушение пород при этих же условиях (прорыв нефти, газа);

2) превышением давлений в поровых водах пород над давлением нефти и газа в коллекторе (гидродинамические покрышки); удерживающая способность покрышек может быть охарактеризована давлениями прорыва и пережима (В. П. Савченко, 1958). Под давлением прорыва понимается давление (перепад), при котором начинается фильтрация нефти (газа); при давлении пережима фильтрация через породу-покрышку прекращается. Давление пережима обычно меньше давления прорыва. Характерной величиной является также время начала сплошной фильтрации флюида. Давление прорыва складывается из суммы капиллярного давления и давления сдвига. Оно меняется в широких пределах и зависит от свойств как глин, так и нефтей (увеличивается для вязких нефтей). В опытах Н. А. Еременко и А. Г. Милешиной с глинами оно менялось от 0,25 до 12 МПа, причем появление первых капель нефти на выходе наблюдалось при перепаде давления 0,25 МПа через 30—38 сут, а при перепаде 6 и 12 МПа через 4—6 сут. Опыты показали неприменимость закона Дарси к фильтрации нефти через глинистые породы.

Явление прорыва флюида через породу-покрышку происходит, вероятно, в результате механического разрушения и раздвигания межпоровых перегородок, а возможно, вследствие образования новых трещин и объединения микротрещин.

Знание давления прорыва позволяет определять высоту залежи, которую может сдерживать покрышка

$$H = \frac{P_{\text{пр}}}{d_{\text{в}} - d_{\text{н}}},$$

где H — высота залежи; $P_{\text{пр}}$ — давление прорыва; $d_{\text{в}}$, $d_{\text{н}}$ — соответственно плотности воды и нефти.

Для характеристики герметичности покрышки может быть использован градиент абсолютных избыточных давлений ($\Gamma_{\text{изб}}^{\text{абс}}$), представляющий собой отношение величины избыточного давления к мощности покрышки для данной залежи (Ю. А. Жуков, Г. П. Сверчков, 1974). Максимальные значения $\Gamma_{\text{изб}}^{\text{абс}}$ над залежью указывают на наибольшую нагрузку на покрышку, превышение которой может привести к прорыву флюида; наименьшие значения свидетельствуют о большом запасе прочности, и в частности

о возможном бывшем прорыве флюида. Установление максимальных значений $\Gamma_{\text{изб}}^{\text{abc}}$ для конкретной региональной покрывки нефтегазоносного бассейна позволяет оценивать возможные размеры залежей (высоту ее) ожидаемого на структуре флюида (по расчетному избыточному давлению при известной мощности покрывки).

Градиент абсолютного избыточного давления, например, для покрывок мелового возраста нефтяных месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна составляет 0,006 МПа и менее. Максимальные значения градиента установлены для месторождений, в которых имеются основания полагать недостаточную герметичность покрывок.

Плотностные покрывки образуются толщами однородных, монолитных, лишенных трещин, тонкокристаллических известняков, реже доломитов, мергелей, аргиллитов и эвапоритовых пород. Карбонатные покрывки характерны для нефтяных залежей платформенных областей, для условий субгоризонтального залегания пород, т. е. при малой степени деформации их. Часто карбонатные покрывки сопровождают карбонатные коллекторы — поровые или трещиноватые. В последнем случае нижняя граница покрывки (кровля коллектора) имеет весьма сложную поверхность. Для карбонатных покрывок характерно быстрое приобретение ими необходимой герметичности. Для плотностных покрывок большое значение имеет мощность, обеспечивающая крепость, в частности против нарушения сквозными трещинами.

Изолирующие свойства всех покрывок уменьшаются при появлении в них песчаного материала, накопление которого образует проницаемые прослой.

Плотностные покрывки теряют свою герметичность на больших глубинах вследствие появления трещин механического происхождения. Это не распространяется на эвапоритовые покрывки, сложенные прежде всего гипсами и каменной солью, обладающие пластичными свойствами при сохранении высокой плотности (непроницаемости). С такими покрывками связано существование гигантских по запасам скоплений газа (Слохтерен, Хасси-Р'Мель, и др.), в том числе находящихся и на больших глубинах.

Гидродинамические покрывки образуются из сжимаемых (уплотняющихся) пород, прежде всего глинистых, в меньшей степени пелитоморфных известняков. Уплотнение этих пород, сопровождающееся после достижения ими предела текучести (на стадии катагенеза) отжиманием свободной седиментационной воды в прилегающий коллектор, делает их непроницаемыми, так как геостатическое давление, воспринимаемое седиментационными водами пород, постоянно превышает гидростатическое в 2,3 раза, а также всегда больше создаваемого в скоплениях нефти и газа (избыточного). Это исключает возможность истечения этих флюидов через сжимаемые породы. С глубиной погружения и с потерей способности породы к уплотнению (с выжиманием седиментационной воды) герметичность уплотняющихся пород поддерживается за счет капиллярного давления системы и упругих свойств сорбированной глинистыми частицами воды и органического вещества. На глубинах более 2500 м гидродинамические покрывки превращаются в плотностные. Этот переход свойств происходит на разных глубинах и соответственно при разных пластовых температурах, в зависимости прежде всего от вещественного состава глин, содержания карбонатного материала в них и их мощности.

Многочисленными исследованиями установлено, что глины с высоким содержанием монтмориллонита характеризуются высокой дисперсностью, тонким сечением поровых каналов, высокой пластичностью и малой способностью к растрескиванию, что обеспечивает сохранение ими изолирующих свойств и после потери свободной седиментационной воды. Однако с увеличением глубины монтмориллонит становится неустойчивым и через фазу смешанно-слоистых образований превращается в гидрослюду. Этот переход происходит на разных глубинах: от 1500 до 3000 м. В частности, в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне он осуществляется на глубинах лишь 1500—2000 м (Г. В. Лебедева, 1974). Гидрослюдистые глины характеризуются более крупным (в 10—30 раз большим), чем монтмориллопитовые, сечением пор и быстрее уплотняются с глубиной и теряют пластичность, превращаясь в аргиллиты. Последние легко поддаются растрескиванию, переходя в проницаемые породы. На герметичность аргиллитов смешанно-слоистого и гидрослюдистого составов большое влияние оказывает их мощность, обеспечивающая вероятность существования в толще слоев, не нарушенных сквозными трещинами.

Присутствие в глинах карбонатного материала на начальных этапах способствует более интенсивному уплотнению их и соответственно более раннему превращению в плотностные покрышки, а в дальнейшем обуславливает потерю герметичности за счет образования трещин. Однако на глубине порядка 3000 м роль карбонатной примеси сглаживается. Теоретически мощность гидродинамической покрышки не имеет значения для ее изолирующих свойств, однако она определяет длительность гидродинамического эффекта, увеличивающегося с мощностью уплотняющейся породы.

Изолирующие свойства пород-покрышек изменяются при поднятии их (инверсии), что особенно резко проявляется в складчатых областях, где рост структуры месторождения нефти (газа) неминуемо сопровождается частичным разуплотнением покрышек.

Формальными признаками степени герметичности покрышек в разрезе месторождения являются следующие:

1) количество залежей нефти (газа) в толще частого чередования покрышек и коллекторов, отделенной от нефтематеринской свиты, — значительное количество их свидетельствует о недостаточной герметичности разделов между коллекторами;

2) различие в глубинах залегания ВНК (ВГК) в смежных по вертикали скоплениях, указывающее на латеральное изменение степени герметичности покрышек (наличие «окон»);

3) преобладание в верхних частях разреза месторождений скоплений нефти вследствие недостаточности герметичности покрышек для сохранения газовых скоплений.

Совершенно очевидно, что эти признаки должны рассматриваться с учетом особенностей формирования скоплений нефти (газа), которые изначально могут обусловить распределение залежей нефти (газа) в месторождении.

§ 4. Месторождения и залежи нефти и газа

Занимающее часть природного резервуара элементарное скопление нефти или (и) газа, выявление которого возможно современными поисковыми методами, принято называть залежью (нефти, газа).

Размеры залежей меняются в широких пределах — от нескольких десятков тысяч кубических метров до миллиардов кубических метров для нефти и нескольких триллионов кубических метров для газа.

Образование залежи нефти или (и) газа обусловлено наличием в природном резервуаре полузамкнутых ловушек, способных улавливать и длительно сохранять перемещающиеся в направлении к ним в том или ином состоянии (свободном или выделяющемся из воды) массы нефти или газа. Особенности строения ловушек, обусловленные многообразными сочетаниями и взаимоотношениями пород-коллекторов и пород-покрышек, позволили различать ловушки прежде всего по структурному признаку. При этом залежи, заключенные в ловушках, получили название, соответствующее структурному типу ловушки. Такой принцип выделения скоплений нефти (газа) позволил создать ряд классификаций (Л. Мразек, 1910; Ф. Клапп, 1910; Е. Блюмер, 1919; Е. Лилей, 1938). Недостатком этих классификаций было смешение понятий природный резервуар, ловушка, залежь, месторождение. Последнее представляет собой локальный структурный элемент различной степени автономности (антиклиналь, моноклиналь), строение которого обеспечивает образование в нем залежей нефти или (и) газа. Месторождение может состоять из одной залежи или залежей; залежи при этом занимают (по объему) лишь незначительную часть тела месторождения и в то же время занимает полностью ловушку или значительную часть ее.

Разграничение понятий природный резервуар, ловушка, залежь, месторождение начинает появляться в тридцатых годах (М. В. Абрамович, 1933; В. Вильсон, 1934; И. О. Брод, 1935; А. Леворсен, 1936).

М. В. Абрамович предложил различать залежи по типу ограничивающего залежь контура. Он выделил залежи: полностью ограниченные водой; частично ограниченные разрывами или трансгрессивным налеганием пород; зональные, связанные с выклинивающимися или линзовидными коллекторами. На основе принципов, предложенных М. В. Абрамовичем, М. А. Жданов и И. В. Высоцкий создали в 1941 г. свою классификацию форм нефтяных и газовых залежей.

В. Вильсон предложил классификацию замкнутых природных резервуаров, способных содержать скопления нефти и газа, т. е. ловушек. Он выделил резервуары, замкнутые: местной деформацией слоев; изменчивой проницаемостью пород, складчатостью и изменением проницаемости пород; комбинацией сбросовых явлений с изменением пористости пород.

Позднее классификации залежей и ловушек рассматривались в работах М. О. Брода (1935), И. В. Высоцкого (1940), Н. А. Кудрявцева (1941), Дж. Корнфельда (1941), М. Ф. Мирчинка (1943), Г. А. Хельквиста (1944). Последние два автора посвятили свои исследования малоизвестным в то время ловушкам стратиграфического типа, связанным с различными взаимоотношениями коллекторов и покрышек, и литологического типа, обусловленным резко меняющимися даже на небольшой протяженности коллекторскими свойствами резервуаров. В 1951 г. И. О. Брод в монографии «Залежи нефти и газа» детально разрабатывает понятия месторождение, залежь, ловушка и предлагает новую классификацию залежей, которая сразу привлекла внимание широкой охвата признаков, характеризующих как тип ловушки, так и в какой-то степени находящуюся в ней залежь. М. Ф. Мирчинк, Г. А. Хельквист, А. Я. Кремс, Н. Ю. Успен-

ская, К. С. Маслов, А. А. Бакиров, А. Г. Алексин, В. А. Гроссгейм, Н. А. Еременко и другие авторы более поздних классификаций, как правило, принимали за основу принцип подразделения залежей (ловушек), разработанный И. О. Бродом, предлагая более дробные подразделения, определяя условия образования и распространения ловушек и т. п.

Наибольшее внимание привлекли ловушки и заключенные в них залежи, связанные с различными формами пликативного ограничения коллекторов, прежде всего по восстанию (несогласное перекрытие, выклинивание), из-за отсутствия в их распространении прямой связи с дислокационными структурами, картируемыми на поверхности, и соответственно из-за трудностей выявления их. Эти ловушки и заключенные в них залежи у одних исследователей получили название стратиграфических (А. Леворсен), другие выделяли среди них стратиграфические и литологические (К. С. Маслов и др.). К стратиграфическим залежам относились скопления нефти и (или) газа, заключенные в коллекторах, ограниченных несогласным перекрытием (стратиграфически экранированные по И. О. Броду), к литологическим (литологически экранированным и литологически ограниченным по И. О. Броду) — залежи, заключенные в выклинивающихся коллекторах.

Подразделение залежей нефти (газа) по типу заключающих их ловушек имело своей целью выявление поисковых признаков залежей. Соответственно разработка классификаций залежей нефти и (или) газа (по типу ловушек) проходила по пути детализации их строения, закономерностей размещения, времени и условий образования (палеогеографических, тектонических) ловушек.

Так, в 1966 г. М. Ф. Двали предложил различать три типа ловушек по времени их возникновения: ловушки, сингенетичные осадконакоплению (ловушки литологического выклинивания, песчаные линзы, песчаные бары, рифы и др.); конседиментационные; стратиграфические, образованные несогласием в залегании слоев (коллекторов и покрышек).

В 1971 г. И. В. Высоцкий предложил историко-генетическую классификацию залежей нефти и газа, в которой последние подразделялись по их положению относительно источника образования углеводородов, времени их генерации и формирования ловушки.

Разнообразие встречающихся в пластовых условиях взаимоотношений нефти и газа (прямые и обратные растворы, двухфазные системы) привело к необходимости различать залежи по составу и фазовому состоянию углеводородов (А. Н. Мустафинов, 1962; В. Г. Васильев, Н. С. Ерофеев и др., 1966; И. В. Высоцкий, 1968). Наконец, все обилие известных структурных форм месторождений нефти и газа и связанных с ними залежей явилось также объектом исследования ряда авторов для изучения не только особенностей их строения, но и закономерностей размещения.

Классификация залежей нефти и (или) газа по типу заключающих их ловушек и природных резервуаров

Предложенная И. О. Бродом в 1951 г. классификация залежей нефти и газа позднее была им несколько уточнена и получила всеобщее признание, прочно войдя как в теоретическую (при рассмотрении условий образования скоплений углеводородов), так и в практическую (при проектировании поисково-разведочных работ) геологию нефти и газа.

Все залежи нефти и газа И. О. Брод предложил разделять по типу природного резервуара на пластовые, массивные и литологически ограниченные, в пределах этих групп по типу ловушек он различал подгруппы, например среди пластовых залежей — сводовые и экранированные, были выделены также роды и подроды.

К пластовым залежам относится большая и наиболее распространенная группа залежей, в которых нефть или (и) газ заполняют песчанниковый резервуар пластовой формы. Ловушка для нефти или (и) газа создается в таком резервуаре сводовым изгибом его или ограничением резервуара экраном (со свойствами надзалежной покрышки) различного геологического образования (табл. 5). Соответственно выделяются пластовые сводовые и пластовые экранированные залежи. Сводовая залежь заполняет полностью резервуар (по его мощности), образуя полно-

Таблица 5

Классификация залежей группы пластовых (по И. О. Броду)

Подгруппа	Род	Подрод
Пластовые сводовые	Ненарушенные сводовые	Залежи в слабо выраженных ненарушенных сводах; залежи в хорошо выраженных ненарушенных сводах
	Слабо нарушенные сводовые (не разбитые на самостоятельные блоки)	Слабо нарушенные залежи в сводах, разбитых эпиантиклинальными разрывами
	Сводовые, разбитые разрывами на самостоятельные блоки, и сводовые, срезанные разрывами	Слабо нарушенные залежи в сводах, разбитых разрывами, выходящими за их пределы
Пластовые экранированные	Тектонически экранированные, по форме козырьковые, периклиналильные, синклиналильные и моноклиналильные	Сильно нарушенные залежи в сводах, разбитых разрывами, выходящими за их пределы
	Стратиграфически экранированные, по форме периклиналильные, синклиналильные и моноклиналильные	Залежи, экранированные плоским разрывом
	Литологически экранированные, по форме периклиналильные, синклиналильные и моноклиналильные	Залежи, экранированные сложно построенной поверхностью разрыва
		Залежи, экранированные плоской поверхностью несогласия
	Залежи, экранированные сложно построенной поверхностью несогласия	
	Залежи, экранированные прямолинейным выклиниванием пласта	
	Залежи, экранированные криволинейным выклиниванием пласта (по форме фестонобразные)	

Структурные типы тектонически экранированных залежей
(по В. А. Витенко, Б. П. Кабышеву, 1971)

Местоположение сброса (экрана) и залежи	Примеры месторождений	Нефтегазоносный бассейн
<p>А. Поперечный сброс на структурном носе Залежи:</p> <p>1. На поднятом крыле согласного сброса</p>	Мэй, Родесса, Фиг-Ридж, Мерси	Мексиканского залива
<p>2. На опущенном крыле согласного сброса</p>	Паттерсон, Ливония, Клир-Крик Гэстинг, Гайзельберг, Раг, Вассикль Ханкенсбюттель, Хардессе, Хорхоп	Мексиканского залива Венский Центральноевропейский
<p>3. На поднятом крыле несогласного сброса</p>	Людлинг, Дубоси, Фашинг, Цедар-Крик Оффисина, Мерседес Амфинг, Менхсрот	Мексиканского залива Ориноко Предальпийский
<p>Б. Продольный сброс на антиклинали Залежи:</p> <p>1. На опущенном крыле согласного сброса</p>	Салливан-Лейк	Мексиканского залива
<p>2. На поднятом крыле несогласного сброса</p>	Талко, Мексия, Ниггер-Крик, Ричленд	Мексиканского залива
<p>3. На опущенном крыле согласного сброса</p>	Раминера юго-западная	Мексиканского залива
<p>4. На поднятом крыле несогласного сброса</p>	Мерседес Фоуке, Персон Маунт-Пезо, Ред-Маунтин	Ориноко Мексиканского залива Сан-Хоакин
<p>В. Крупные продольные и мелкие поперечные сбросы моноклинали Залежи:</p> <p>1. На опущенном крыле согласного сброса</p>	Веласкес, Кантагальо Восточная Гуара	Средней Магдалены Ориноко
<p>2. На поднятом крыле несогласного сброса</p>	Пантер-Риф Оффисина, Мерседес, Тукупито	Мексиканского залива Ориноко

пластовую залежь, оконтуренную по всему периметру краевой водой, или же только какую-то часть мощности коллектора, полностью подстилаясь снизу также водой (плавающая или неполнопластовая залежь). Сводовая залежь может располагаться в сводах автономной локальной антиклинали, брахиантиклинали или купола либо занимать наиболее приподнятую часть какого-то второстепенного изгиба резервуара (терраса, нос) на моноклинали, участвующей в строении какой-то автономной структуры.

Экраном пластовых экранированных залежей может быть толща пород, приведенная в контакт с коллектором по разрыву (сбросу, взбросу надвигу) или вследствие несогласного перекрытия сверху или подстилания снизу (прилегания), и, наконец, экран может образовываться при выклинивании коллектора (потери коллекторских свойств).

Для экранированных залежей характерно лишь частичное ограничение их по периметру водой, так как экран образует породное (литологическое) ограничение залежи. В зависимости от геологической природы экрана И. О. Брод предложил следующие наименования залежей: тектонически экранированные; стратиграфически экранированные; литологически экранированные.

Положение экрана относительно какого-либо элемента геологической структуры позволяет выделять, например, тектонически экранированные периклинальные, моноклинальные и другие залежи. Степень нарушения залежей разрывами позволяет различать залежи слабо и сильно нарушенные разрывами.

Пластовые сводовые залежи имеют повсеместное распространение. С ними связано максимальное количество открытых нефтяных и газовых месторождений. Крупнейшими пластовыми сводовыми залежами являются, например, залежи месторождений Киркук, Бурган, Гхавар в нефтегазоносном бассейне Персидского залива, Сарир и Хасси-Мессауд в Сахаро-Восточномсредиземноморском, Ромашкино в Волго-Уральском, Самотлор в Западно-Сибирском бассейне и др. Из газовых сводовых залежей выделяются залежи месторождений Гронинген (Слохтерен) Центрально-европейского бассейна, Хасси-Р'Мель Сахаро-Восточномсредиземноморского, Гомез Пермского, Шебелинка Днепровско-Донецкого бассейна и др.

Тектонически экранированные залежи характерны для складчатых областей и внутриплатформенных грабенов. Среди тектонически экранированных залежей можно выделить залежи нескольких типов (рис. 5, табл. 6).

Обращает на себя внимание более частая приуроченность тектонически экранированных залежей к несогласным сбросам, что, вероятно, связано с более ранним образованием экрана (увеличение площади контакта кровли коллектора с засбросовым экраном в процессе развития разрыва), так как у согласного сброса экран возникает после достижения им амплитуды большей, чем мощность пласта-коллектора (М. Кворлис, 1953). Тектонически экранированные залежи иногда находятся в сложных структурных условиях, особенно в зонах развития надвиговых дислокаций. Примером может служить залежь Малгобек-Вознесенского месторождения (рис. 6). Залежи нефти месторождения Речица представляют пример совместного нахождения тектонических и стратиграфических залежей, экранированных каменной солью. Тектонически экранированные залежи развиты преимущественно в кайнозойских и мезозойских отложениях, реже в палеозойских.

Среди тектонически экранированных залежей наиболее распространены чисто нефтяные залежи, меньше — газонефтяные и встречаются весьма редко и, как правило, с небольшими запасами — чисто газовые. Тектонически экранированные нефтяные залежи широко развиты в солянокупольных областях, где экраном иногда является боковая поверхность соляного массива.

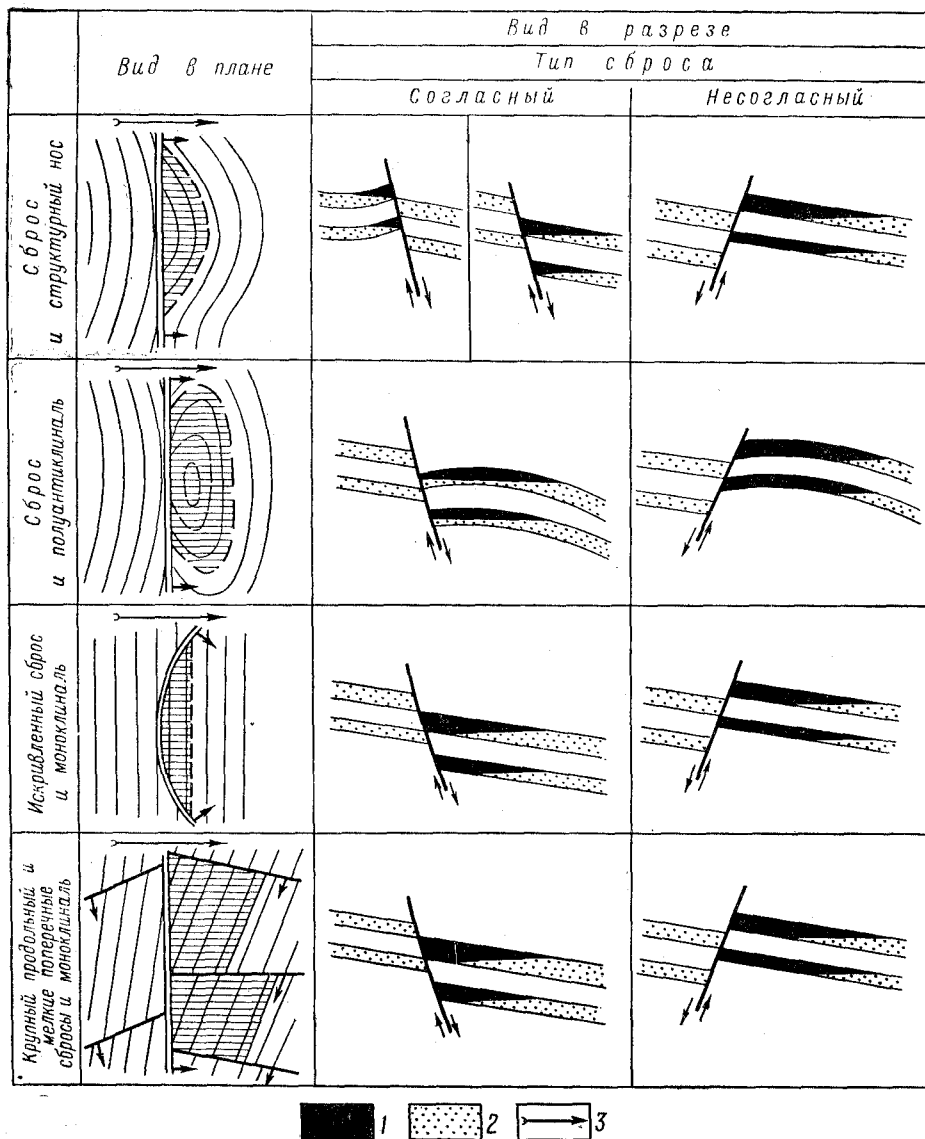


Рис. 5. Классификация тектонически экранированных залежей нефти и газа (В. А. Витенко, Б. П. Кабышев, 1971)
 1 — залежи углеводородов; 2 — водонасыщенный коллектор; 3 — направление регионального наклона пород

Стратиграфически экранированные залежи чаще всего встречаются в бассейнах складчатых областей, для которых характерны перерывы в осадконакоплении с угловыми несогласиями, в меньшей степени — в бассейнах платформенных областей, где угловые несогласия обычно

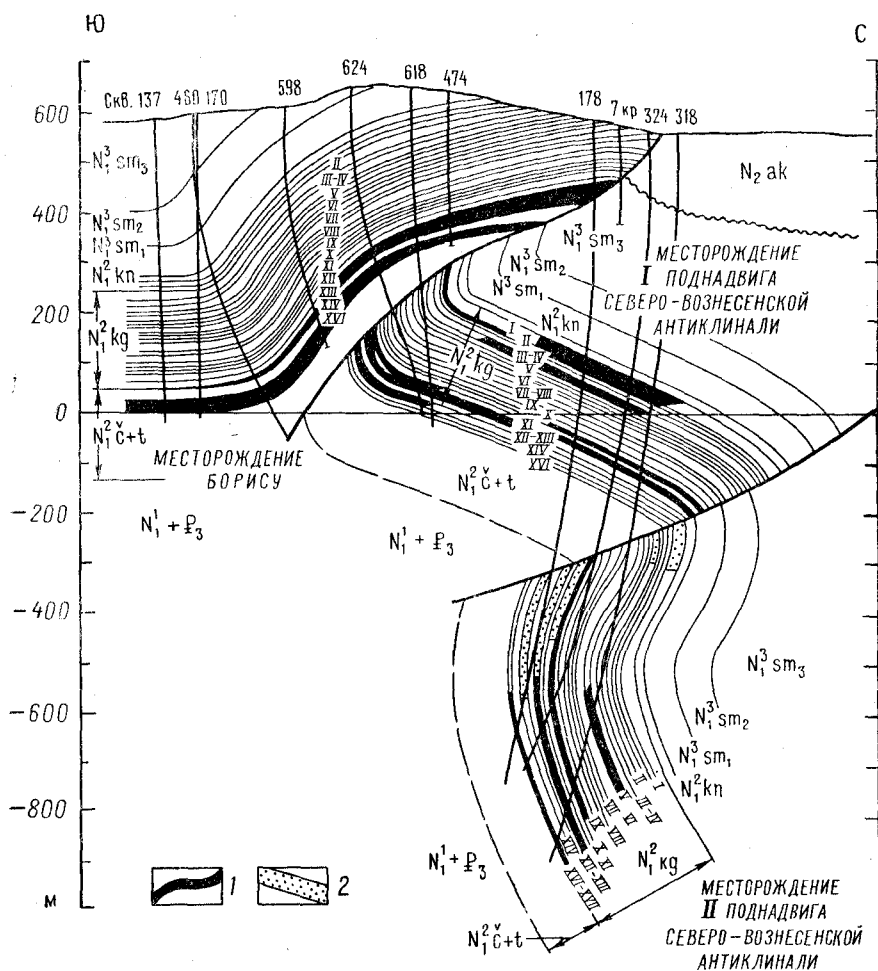


Рис. 6. Малгобек-Вознесенское месторождение
Залежи: 1 — нефти; 2 — газа

бывают столь незначительными, что залежи приближаются к типу литологически экранированных. Среди стратиграфически экранированных залежей наиболее развиты чисто нефтяные залежи, редко — чисто газовые. Крупнейшими стратиграфически экранированными залежами являются залежь в эоценовых отложениях месторождения Боливар нефтегазоносного бассейна Маракаибо и залежь месторождения Ист-Тексас (нефтегазоносный бассейн Мексиканского залива), заключенная в песчаниках верхнего мела, несогласно перекрытых нижнемеловыми породами.

Месторождение Теиш (Предкарпатско-Балканский нефтегазоносный бассейн) представляет пример экранирования (мэотическими отложениями) свыше 20 нефтяных залежей, заключенных в песчаниках гельветского возраста; месторождения Чахнагляр (Южно-Каспийский бассейн) и Маустренк (Венский нефтегазоносный бассейн) содержат залежи с несогласным подстиланием (прислоением) (рис. 7). Необычные стратиграфически экранированные залежи с почти вертикально стоящими продуктивными песчаниками находятся на месторождении Амирханлы (Южно-Каспийский бассейн) (рис. 8).

Литологически экранированные ловушки и возникающие в них одноименные залежи нефти и газа связаны с коллекторами, теряющими по восстанию свои свойства вследствие первичной (в процессе осадконакопления) или вторичной (катагенетической) цементации (глинизация, окремнение, известкование, асфальтизация) или их замещения другими — непроницаемыми — породами. Зона экранирования имеет в плане различную конфигурацию: прямолинейную, криволинейную, заливообразную, что вместе с контуром водоносности обуславливает иногда сложную в плане форму залежи.

Литологически экранированные ловушки обычно содержат нефть, реже газ. Залежи нефти такого типа довольно широко распространены и известны по существу во всех достаточно хорошо изученных нефтегазоносных бассейнах. В зависимости от положения зоны выклинивания (замещения) коллектора относительно локальных или региональных структурных элементов выделяются литологически экранированные залежи крыльевые и периклинальные антиклиналей, моноклиналильные крупных впадин и т. п. Крупнейшая литологически экранированная газовая залежь месторождения Панхэндл-Хьюгтон располагается на восточном склоне впадины Анадарко Западного Внутреннего нефтегазоносного бассейна (США). Залежь заключена в карбонатных породах, замещающихся по восстанию глинами. Из типичных литологически экранированных залежей нефти следует упомянуть крупную залежь нефти месторождения Пембина (рис. 9), расположенную на пологой моноклинали западного борта

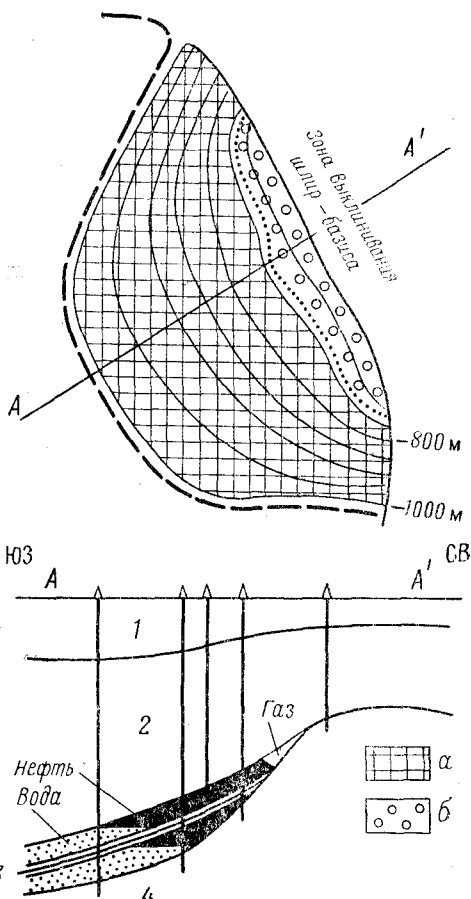


Рис. 7. Месторождение Маустренк

а — нефть; б — газ.
1 — тортон, 2 — гельвет; 3 — шпир-базис;
4 — зоеновый флиш

Западно-Канадского нефтегазоносного бассейна, залежь нефти Покровского месторождения (Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн) (рис. 10), газонефтяную залежь месторождения Поса-Рика и залежь нефти месторождения Гавернмент-Уэлс (нефтегазоносный бассейн Мексиканского залива), залежь нефти месторождения Шуца-Сяка (Предкарпатско-Балканский нефтегазоносный бассейн).

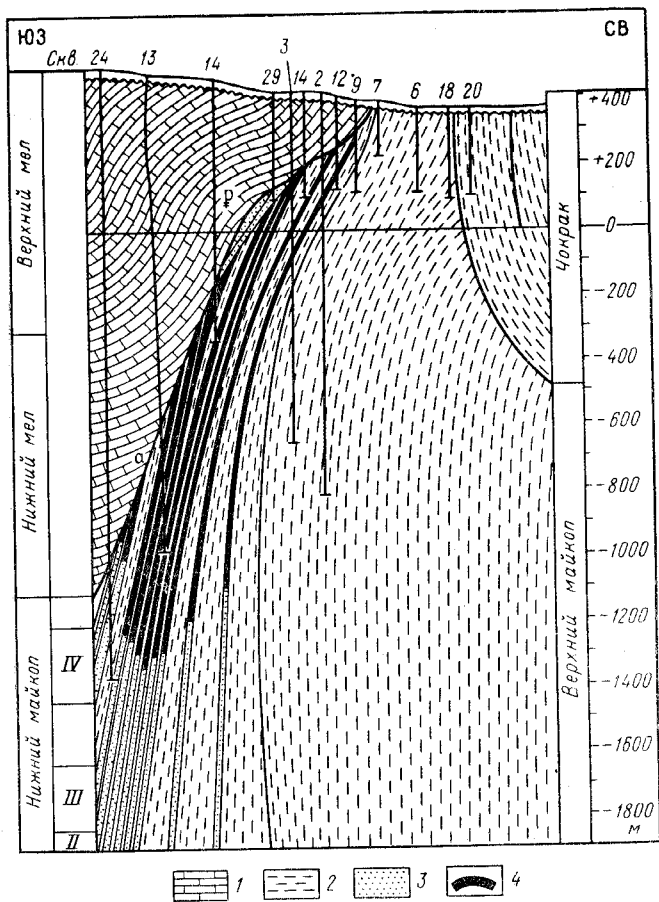


Рис. 8. Месторождение Амирханлы

1 — известняки; 2 — глины; 3 — песчаники; 4 — нефть

Иногда литологически экранированная залежь располагается в сводовой или присводовой частях антиклинали с прерывистым литологическим контуром. Крупная зона газонефтенакопления, связанная с пористой (доломитизированной) частью известняков ордовикского возраста, располагается на южном склоне Мичиганского нефтегазоносного бассейна. Нефтегазоносные зоны доломитизации развиты по восстанию склона, ниже залежи оконтурены водой. Протяженная зона залежей нефти и газа с заливообразным (древняя береговая линия) контуром выклинивания (замещения) располагается вдоль юго-западного края Азово-

Кубанского нефтегазоносного бассейна (рис. 14). В пределах этой части бассейна выявлено более 20 заливообразных залежей, протягивающихся более, чем на 100 км. Залежи заключены в песчаниках, развитых в толще глин майконской свиты (олигоцен). Некоторые «заливы» (месторождения) содержат по несколько залежей. Так, например, на Хадыженском

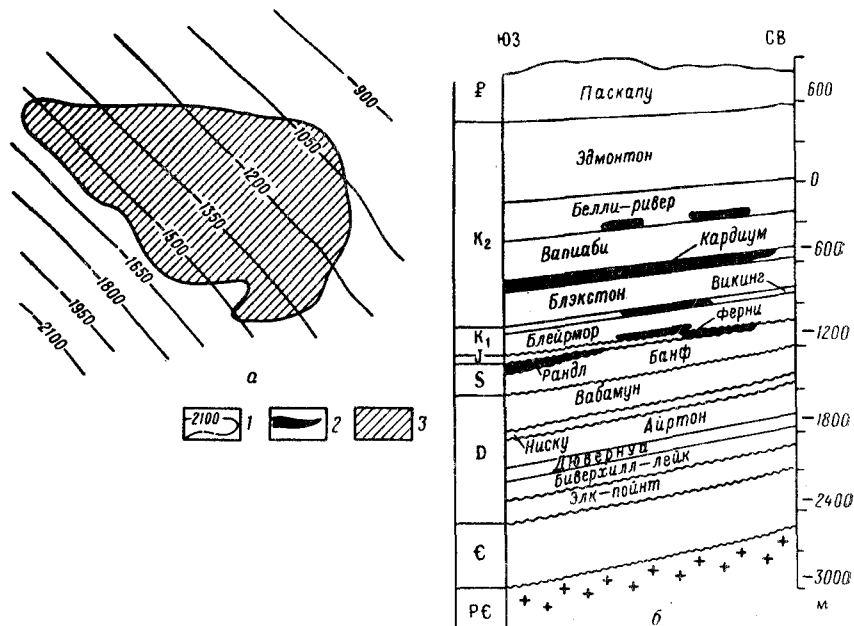


Рис. 9. Местоорождение Пембина (по А. М. Паттерсону и А. А. Арнесону)

а — структурная карта; б — геологический разрез.

1 — стратонзогипсы кровли свиты банф в м; залежи нефти: 2 — в разрезе, 3 — в плане

месторождении (открыто в 1911 г.) известно семь залежей с несколько смещенными в плане контурами. Значительная часть залежей нефти в этой зоне имеет общий водонефтяной контакт.

Залежи, экранированные асфальтом, запечатавшим выходящий на поверхность нефтеносный резервуар, отмечаются, например, на местоорождениях Боливар (нефтегазоносный бассейн Маракайбо), Сель-Рохо (Ферганский нефтегазоносный бассейн), Мирзаани (Южно-Каспийский нефтегазоносный бассейн), Патос (Адриатический нефтегазоносный бассейн) и др.

Особое место среди экранированных залежей нефти занимают залежи в гидродинамических ловушках, возникающих на моноклиналиях при нисходящем движении вод. Возможность существования таких «висячих» залежей определяется соотношением величин скорости движения воды, создающей напорный экран, наклона и размера скопления (в частности, степени заполнения сечения резервуара), плотности нефти (газа), обуславливающей силу (архимедову), противостоящую движению воды.

Идея о возможности существования гидродинамически экранированных залежей возникла при изучении причин довольно широкого распространения наклонных водонефтяных и водогазовых контактов. Одним из первых дал объяснение этой аномалии В. П. Савченко (1952). Он

высказал предположение о возможности образования скоплений нефти или (и) газа во флексурах с наклонным в сторону крутого крыла водонефтяным (водогазовым) контактом («сползающая» залежь).

Условия образования гидродинамических ловушек рассмотрены в работах В. П. Савченко (1952), М. Хабберта (1953), Г. Хилла, В. А. Колберна,

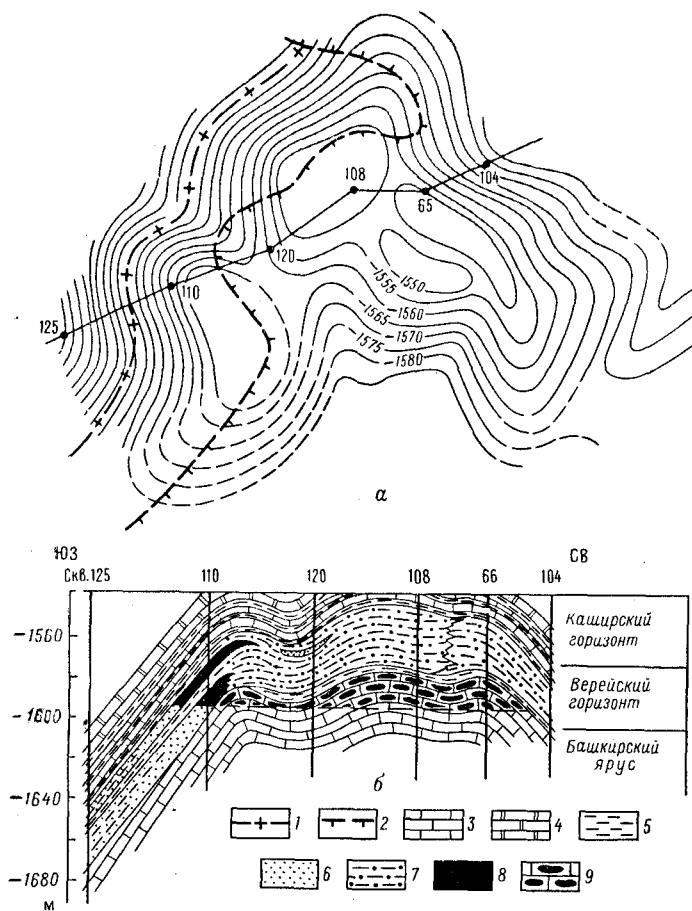


Рис. 10. Покровское месторождение (составил И. И. Кузнецкий)

a — структурная карта по кровле продуктивного пласта верейского горизонта; *b* — геологический профиль продуктивной толщи среднего карбона.

1 — контур нефтеносности; 2 — линия выклинивания коллектора; 3 — известняки; 4 — доломиты; 5 — глины; 6 — песчаники; 7 — алевролиты; 8 — нефть; 9 — нефтенасыщенные известняки

Дж. Найта (1961), А. Леворсена (1967), Н. А. Еременко, И. М. Михайлова (1970), Ю. П. Гаттенбергера (1973) и др. Среди залежей нефти (газа), обязанных своим существованием гидродинамическому эффекту, можно выделить залежи следующих типов.

1. Сводовые антиклиналей с наклонным водонефтяным контактом — «плавающие» (неполнопластовые). Возникают при ощутимом наклоне пьезометрической поверхности в границах залежи (рис. 12). В этом случае связь между величинами наклона контакта (Z) и потенциметрической

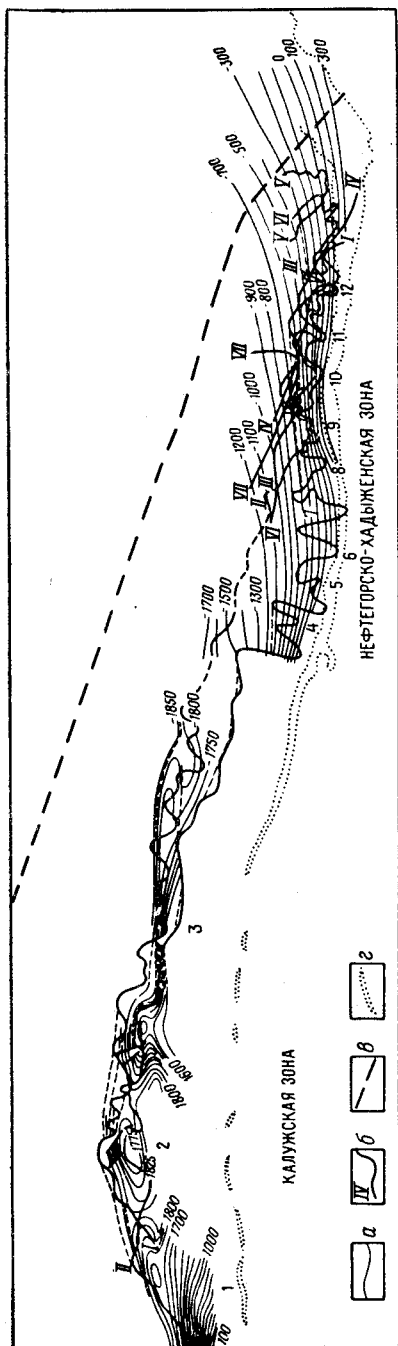


Рис. 11. Карта распространения майкопских залежей в пределах Нефтегорско-Хадыженской и Калужской зон нефтегазоаккумуляции (по С. Т. Короткому)
a — изолинии по майкопскому реперу в м; *b* — контуры выклинивания разных горизонтов майкопа; *v* — предполагаемая линия выклинивания песков на севере; *z* — выходы майкопских отложений на поверхность.
 Месторождения: 1 — Восточно-Северное; 2 — Новодмитриевское; 3 — Калужское; 4 — Абузы-Агчас; 5 — Кутанское; 6 — Кура-Цеце; 7 — Широкая Балка; 8 — Асфальтовая Гора; 9 — Кебардинское; 10 — Хадыженское; 11 — Хадыженская площадь; 12 — Восковая Гора

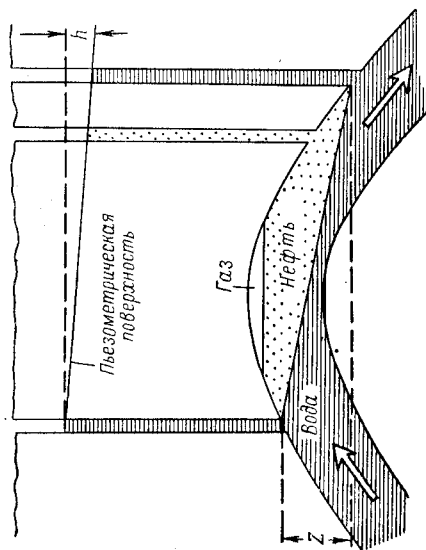


Рис. 12. Схема соотношения наклона ВНК и пьезометрической поверхности (по А. Исворсену, 1967)

поверхности (h) выражается через плотности воды и нефти в пластовых условиях (d_n, d_H)

$$Z = \frac{d_n}{d_n - d_H} h.$$

Выражение $d_n/d_n - d_H$ названо М. Хаббертом коэффициентом усиления наклона контакта. Коэффициент для нефти составляет 2—5, реже больше, для газа — меньше 2.

Сводовые залежи с наклонными водонефтяными контактами распространены довольно широко. Залежи смещаются как на крылья, так и на периклинали. А. Леворсен (1967) приводит пример смещения залежи (образование наклонного водонефтяного контакта) на месторождении Кейро (шт. Арканзас) под влиянием разработки соседнего месторождения Шулер. Снижение пластового давления (на 3,5 МПа) в залежи месторождения Шулер привело к наклону водонефтяного контакта на месторождении Кейро в сторону разработанного месторождения.

2. Сводовые структурных носов и террас — «сваливающиеся». Залежи имеют наклонный контакт в сторону крутого крыла носа (террасы), в направлении которого происходит движение воды. Залежь существует благодаря наклонному контакту. Изгиб пластов не создает здесь ловушку для нефти с горизонтальным контактом, так как одно из крыльев изгиба залегают горизонтально или наклонено в сторону противоположного крыла.

3. «Висячие» на моноклиналях. Залежи имеют асимметричный «синклинальный» контакт и прижимаются к кровле природного резервуара напором движущейся воды.

Ограничение залежи по простиранию моноклинали происходит за счет напора воды, направленного под углом к залежи (навстречу друг другу), вызываемого изгибом пьезометрической поверхности в форме структурного носа.

Условия, создающие «сваливающиеся» залежи структурных носов и террас и «висячие» залежи моноклиналией, могут объединяться, создавая залежи, приуроченные к структурным носам и террасам и имеющие синклинальные водонефтяные контакты.

4. «Висячие» на моноклиналях с горизонтальным контактом, удерживаемые по восстанию энергией вод, движущихся вниз, и уменьшением проницаемости коллектора перед фронтом движения вод (литолого-гидродинамические залежи по Ю. П. Гаттенбергеру, 1973).

5. Экранированные водоносным пластом, несогласно перекрывающим залежь в моноклинально залегающем природном резервуаре. Залежи существуют за счет движения вод в перекрывающем пласте, направленного в сторону, противоположную наклону пластов природного резервуара (стратиграфо-гидродинамические залежи по Ю. П. Гаттенбергеру, 1973).

6. Экранированные водоносным пластом, соединенным с залежью через разрыв (тектоно-гидродинамические залежи по Ю. П. Гаттенбергеру, 1973).

Возможные типы гидродинамических залежей представлены на рис. 13.

М а с с и в н ы е з а л е ж и располагаются в пределах одноименных резервуаров и образуются в результате облекания выступа коллекто-

ром, кровля которого и соответственно подошва надзалежной покрывки имеют в общем сводообразный, но в деталях иногда весьма сложный рельеф. Массивные залежи И. О. Брод делит по происхождению выступа на массивные, структурные, например заключенные в блоке, ограниченном разрывами, массивные в эрозионных выступах (останцы рельефа) и, наконец, в биогенных образованиях (рифтах). Массивные залежи всегда подстилаются водой по всей нижней поверхности. По своему положению массивная залежь, занимающая свод выступа, может называться сводовой, а по положению водоносного ограничения — неполнопластовой.

Крупная массивная залежь газа в отложениях, представленных известняками неокомского и позднеюрского возраста (с размытой границей), слагающими структурный выступ (брахиантиклиналь), находится на месторождении Лак (Авганский бассейн). Массивная залежь газа огромного газового месторождения Панхэндл-Хьюгтон заключена в гранитном элювии и в известняково-доломитовых породах, облекающих погребенный гранитный выступ. Высота залежи около 400 м, подстилается она водой, поверхность которой пересекает гранитный массив и налегающие карбонатные породы.

Большое распространение имеют массивные нефтяные залежи, заключенные в рифовых массивах. Такие залежи известны в Западно-Канадском, Мичиганском, Центральноевропейском, Персидского залива и в других нефтегазоносных бассейнах. С рифами связаны огромные залежи нефти месторождений Мурбан-бу-Хаса бассейна Персидского залива, Дефа и

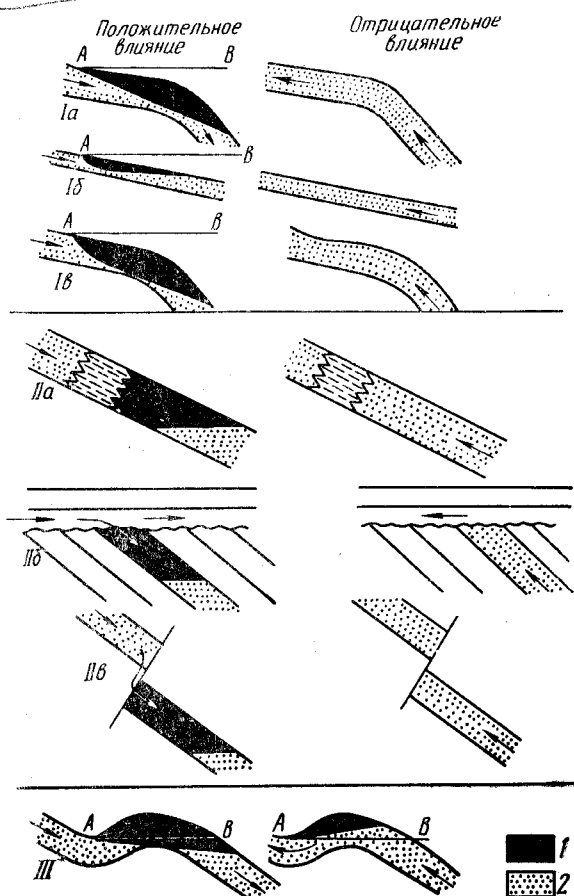


Рис. 13. Схема классификации гидродинамических залежей (по Ю. П. Гаттенбергеру, 1973)

Залежи собственно гидродинамические: *Ia* — структурных носов и террас с однонаправленным наклоном контакта углеводороды — вода, *Iб* — на моноκлиналях с изогнутой поверхностью контакта углеводороды — вода при наличии U-образного изгиба пьезометрической поверхности вод, открытого вниз по падению слоев, *Iв* — смешанные, где накопление углеводородов обусловлено как незамкнутым изгибом слоев, так и изогнутой формой поверхности контакта с водой; залежи акрально-гидродинамические: *IIa* — литолого-гидродинамические, *IIб* — стратиграфо-Гидродинамические, *IIв* — тектоно-гидродинамические, *III* — сводово-гидродинамические.

1 — углеводороды; 2 — вода. Стрелками показано направление движения пластовых вод

Идрис Сахаро-Восточносредиземноморского, Суон-Хилс и Ледюк Западно-Канадского бассейна и др. Рифовые массивы обычно заключают нефтяные или газонефтяные залежи.

Литологически ограниченные залежи заключены в коллекторах, ограниченных со всех сторон непроницаемыми

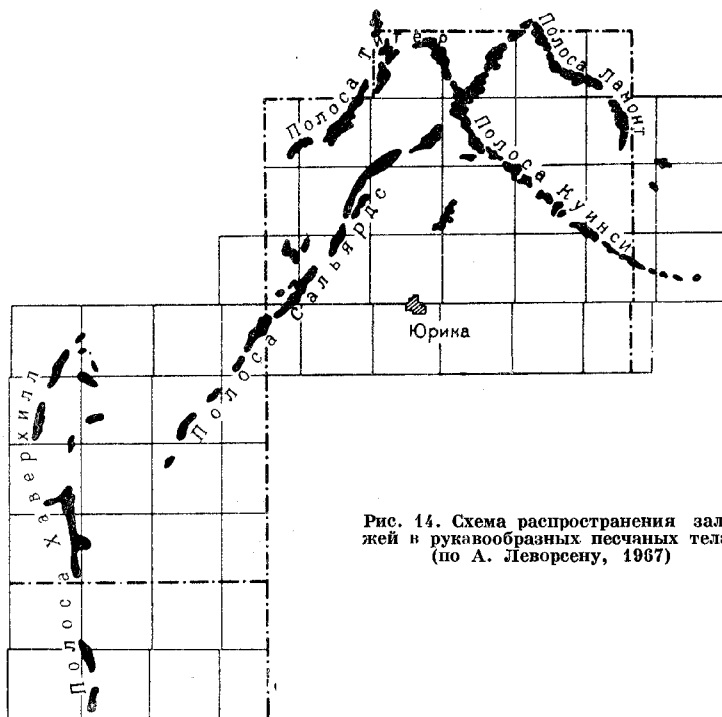


Рис. 14. Схема распространения залежей в рукавообразных песчаных телах (по А. Леворсену, 1967)

породами (со свойствами надзалежных покровов). Залежи такого типа обычно небольших размеров, заключены в песчаных линзах различных размеров и происхождения. Чаще всего наблюдаются в песчаных линзах, насыщенных водой, и соответственно в таких случаях подстилаются водой, реже встречаются залежи в безводных коллекторах. Закрытые коллекторские тела образуются в самых разнообразных палеогеографических условиях. Значительная часть их связана с прибрежной зоной, где происходит накопление песчаных тел в отдельных заливах или в целой гирлянде их, протягивающейся вдоль береговой линии, на берегу в барах и в дельтах рек. Изолированные песчаные тела также накапливаются в подводных условиях под влиянием морских течений в различных по масштабу неровностях дна эрозионной (размыв) и структурной природы, а также приурочиваются к рифовым сооружениям (зарифовые пески).

Залежи нефти, заключенные в линзовидных телах прибрежных баров, известны в Западном Внутреннем нефтегазоносном бассейне (шт. Канзас), где они образуют линейно ориентированные зоны (рис. 14), а также в Мичиганском нефтегазоносном бассейне — газовые месторождения Сикс-Лейк и Остин, в Предаппалачском бассейне — месторождение Мьюзик-Маунтин

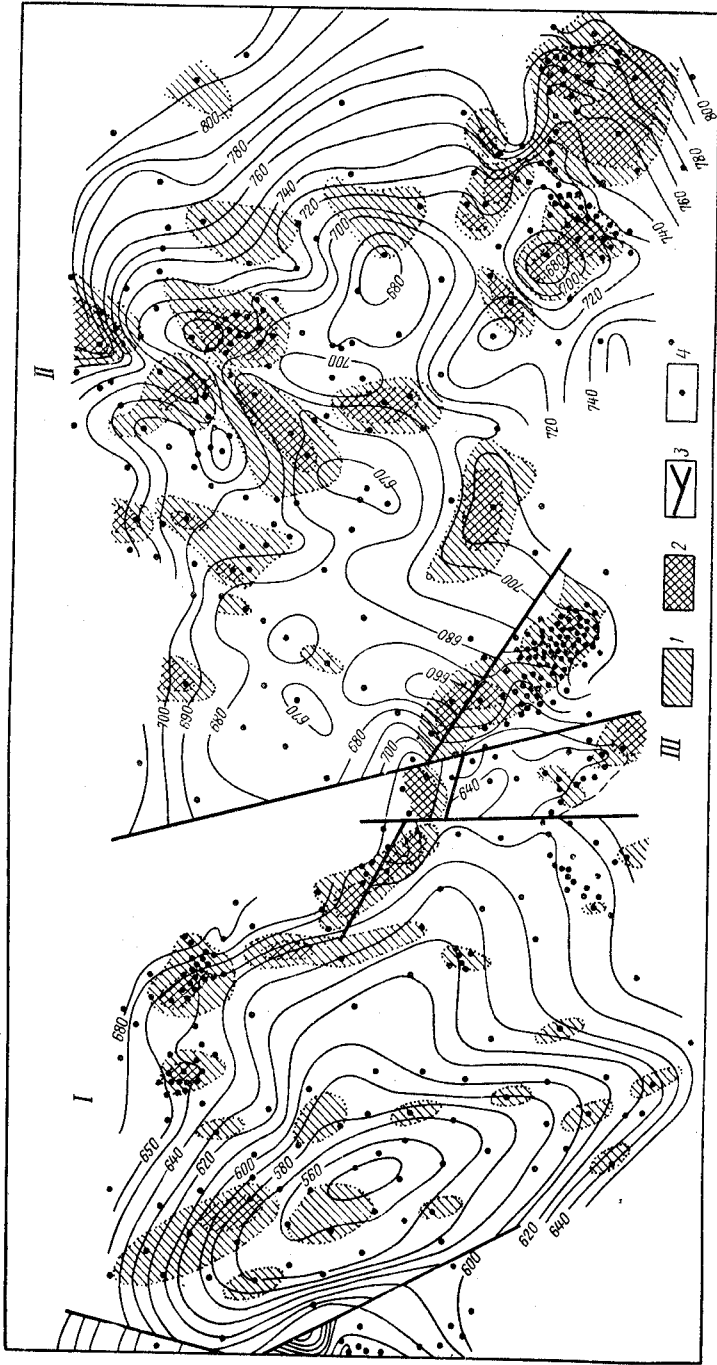


Рис. 15. Структурная карта кровли пласта Ia (нашйский горизонт франского яруса) месторождений нефти Нибельское — Нижняя Омра (по М. Ш. Моделевскому и П. Н. Максимова, 1960)
 Песчаные линзы пласта Ia при мощности: 1 — 2—5 м, 2 — > 5; 3 — нарушения; 4 — скважины. Месторождения: I — Нибельское; II — Нижнеомринское; III — Верхнеомринское

и др. Нефтяные и газовые залежи, связанные с зарифовыми песками, известны в Пермском нефтегазоносном бассейне, где они образуют крупный продуктивный песчаный пояс. На западе он выклинивается, на востоке и юге замещается ангидритами.

Большое количество небольших по размерам литологически ограниченных залежей рассеяно на многих месторождениях, где они сопровождаются пластовые сводовые залежи, тектонически и литологически экранированные. Такие залежи известны, например, на нефтяных месторождениях Ловаси, Будафапуста и газовом месторождении Хайдусобосло в венгерской части Паннонского нефтегазоносного бассейна, на месторождениях Лужице, Годоин, Ваценовице и Моравска — Нова-Весь — Типец в чехословацкой части Венского нефтегазоносного бассейна, на месторождениях Ченгу и Алевана в Кванза-Камерунском нефтегазоносном бассейне, на ряде месторождений (Нибельское, Нижнеомринское, Верхнеомринское) Баренцево-Печорского нефтегазоносного бассейна (рис. 15), на некоторых месторождениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, в ряде нефтегазоносных бассейнов США.

Общеизвестны залежи нефти и газа в крупнозернистых линзах, заключенных в водоносном тонкозернистом «стофутовом песчанике» (верхний девон) Предаппалачского нефтегазоносного бассейна (шт. Пенсильвания). Нефть и газ скопились в линзах, расположенных в верхней части моноклинали, причем только в линзах с выпуклой кровлей. В этом же бассейне (шт. Онтарио) на месторождении Белчер нефть содержится в пористых доломитах, заключенных в плотных известняках силурийского возраста, слагающих моноклиналь. Характерны скопления в пористых зонах кепрока соляных куполов (бассейн Галф-Кост), в линзах вулканических туфов, расположенных в глинистых сланцах (месторождение Курокава, Япония), далее в серпентинах кровли интрузии (месторождение Литтон-Спрингс, бассейн Галф-Кост) и т. п.

Хорошо известны залежи нефти и газа, заключенные в русловых песках, развитых протяженными непрерывными полосами или в виде отдельных изолированных тел (в меандрах). Одно из первых скоплений нефти в русловых песках было установлено И. М. Губкиным еще в 1910—1911 гг. в Майкопском районе. Здесь русло врезано в моноклинально залегающие эоценовые отложения диагонально относительно их простирания и заполнено песчано-глинистыми отложениями олигоцена. Песчаные толщи являются нефтеносными. Примером образования залежей нефти в русловых песчаных отложениях являются русла Буш-Сити и Гарнет (Западный Внутренний нефтегазоносный бассейн). Русла врезаны в пенсильванские глинистые сланцы. Рукавообразные залежи нефти известны на месторождениях Войвожа (в живетском ярусе) (рис. 16) и Северо-Джебольшком (нижний карбон).

Наконец, известны залежи нефти и газа, заключенные в изолированных трещиноватых зонах карбонатных и глинистых пород, залегающих почти горизонтально. Так, на месторождении Маунт-Калм (нефтегазоносный бассейн Мексиканского залива) залежь нефти заключена в трещиноватых отложениях писчего мела (верхний мел), на месторождении Флоренс (нефтегазоносный бассейн Денвер) нефть содержится в трещиноватых глинистых сланцах мелового возраста. Известны залежи газа, связанные с глинистыми сланцами пенсильванского возраста (свита чероки, Западный Внутренний нефтегазоносный бассейн), и т. п.

Специальное изучение литологически и стратиграфически экранированных, а также литологически ограниченных залежей (ловушек) было проведено К. С. Масловым (1968), давшим детальную характеристику залежей различных типов и рассмотревшим геологические условия возникновения и современную морфологию их. Детальную классификацию этих же типов залежей дали недавно К. К. Гостинцев и Р. И. Грезнева (1974).

Описанию литологических (экранированных и ограниченных) и стратиграфических залежей посвящена работа «Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа» (1975).

Типы месторождений нефти и газа. Месторождения нефти и (или) газа связаны с весьма разнообразными условиями залегания пород.

Одна из первых, наиболее разносторонних классификаций месторождений была предложена И. М. Губкиным в 1932 г. Он выделил месторождения антиклинального, моноклиналичного и синклиналичного строения с детальным подразделением по морфологическим особенностям (антиклинали симметричные, асимметричные, куполовидные, моноклинали с террасами и носами, нарушенные сбросами), по образованию (прорванные соляные купола, диапировые), по условиям нахождения (погребенные).

Позднее вопросы типизации месторождений нефти и газа рассматривались в работах ряда исследователей (А. Г. Алексин, А. А. Бакиров, И. В. Высоцкий, Н. А. Еременко, Ю. А. Косыгин, А. Я. Кремс, А. Леворсен, М. Ф. Мирчинк, Н. Ю. Успенская, В. Е. Хаин и др.). Наиболее детальные классификации представили В. Е. Хаин (1954) и Н. А. Еременко (1968). Первый разделил месторождения нефти и газа по типам на локально-структурные, регионально-структурные и экзоструктурные (седиментационно-денудационные). Среди месторождений первого типа выделялись классы месторождений антиклинальных и синклиналичных, второго типа — моноклиналичных и разрывных, среди экзоструктурных — антиклинальных, рифовых, линзовидных, денудационных. Классы подразделялись на роды и виды по разным признакам.

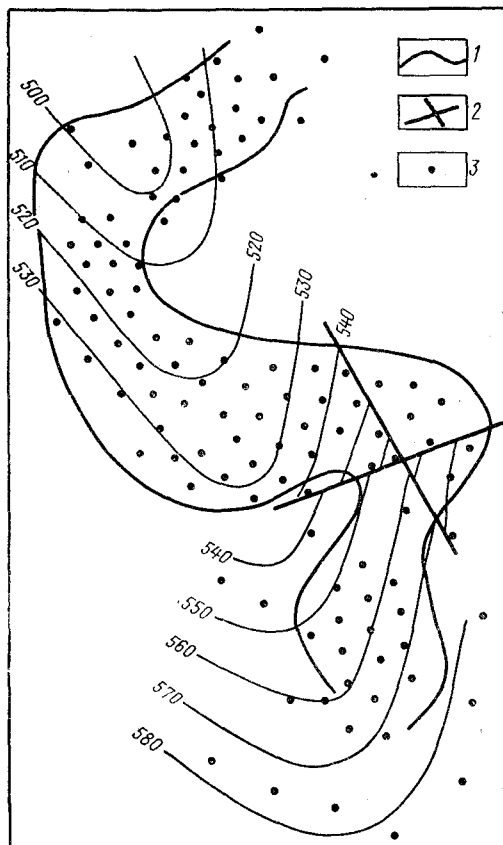


Рис. 16. Руковообразная залежь в пласте Ig Войвожского месторождения (живецкий ярус)

1 — границы распространения залежи нефти; 2 — нарушения; 3 — скважины

Весьма детальной является классификация месторождений нефти и газа, предложенная Н. А. Еременко (1968). Однако пользование ею затруднено из-за громоздкости, в частности из-за обилия признаков, положенных в ее основу. Так, месторождения в этой классификации подразделяются на 10 подклассов, в пределах которых выделяются группы (не менее двух в каждом подклассе) и типы месторождений (от трех до пяти в каждом подклассе), типы тектонических структур месторождений (от трех до семи). По существу, автором предпринята попытка объединить в единую систему классификации различные нефтегазогеологические объекты.



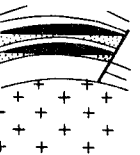
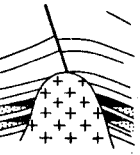

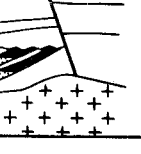
Изучение открытых к настоящему времени нефтяных и газовых месторождений показывает, что залежи нефти и (или) газа связаны с наиболее приподнятыми элементами всех известных форм залегания осадочных пород, выведенных в той или иной степени из горизонтального положения. Поэтому классификация месторождений нефти и газа может строиться по признакам, характеризующим условия залегания пород, т. е. будет представлять классификацию дислокаций осадочных пород по морфологии и механизму образования. В такой классификации, однако нельзя учесть различия в особенностях распространения и залегания нефти или (и) газа в различных структурах. В связи с этим месторождения нефти и газа должны подразделяться прежде всего по особенностям нефтегазоносности тех или иных дислокаций и в первую очередь по преимущественному распространению среди них определенных типов залежей нефти или (и) газа. В этом случае набор структурных форм месторождений должен отличаться развитием преимущественно тех или иных типов залежей нефти или (и) газа.

Все структурные формы месторождений нефти и газа могут быть сведены к двум основным типам: антиклинальным (брахиантиклинальные куполовидные) и моноклинальным. Весьма редко встречаются месторождения, связанные с синклиналями. Для антиклинальных форм месторождений обязательным является присутствие пластовых сводовых залежей, реже литологически ограниченных в изолированных песчаных телах различного происхождения, концентрирующихся на сводах антиклиналей.

Залежи других типов в антиклиналях возникают в зависимости от всякого рода осложнений, порождаемых особенностями развития антиклинали. Так, для складчатых областей характерны помимо пластовых сводовых также тектонически экранированные, расположенные обычно на крыльях, как бы отсеченные от пластовых сводовых. В надвиговых зонах тектонически экранированные залежи иногда образуют ступенчатые системы, что имеет место, например, в Восточном Предкавказье (см. рис. 6).

Для антиклиналей, скрытых под недислоцированными толщами пород (погребенными), характерны массивные залежи в эрозионных и рифовых выступах, а также стратиграфически экранированные под поверхностью несогласия.

Разнообразные типы залежей, преимущественно нефти, сопровождают дислокации соляной тектоники. Среди структурных форм месторождений, обязанных проявлению галокинеза, различаются поднятия штокового и валообразного типов, где соль пересекает разрез, и поднятия с межпластовой солью изменчивой мощности (соляные вздутия или «подушки»). С дислокациями, обусловленными концентрациями соли в виде штоков

	Типы залежей нефти и газа	Степень продуктивности	Примеры
	Залежи пластовые свободные над глубоко погребенными кристаллическими структурами	Наиболее высокая	Баранкуль, Прорва, Мартыши (СССР); Конрой, Ван, Вебстер, Вест-Ренч, Гастингс, Томпсон, Хавкинс (США)
	Залежи, экранированные сбросами	Невысокая	Байчунас, Доссор, Каратон, Косчагыл, Нармунданах Сагиз, Тентяксёр, Тюлюс (СССР); Дженнингс, Соур-Лейк, Винтон (США); Витце, Терен, Хайде, Лоне (ФРГ); М'Бега, Озури, Пуэнт-Клеретт (Габон); Эл-План (Мексика)
	Залежи пластовые свободные над неглубокими соляными штоками	Высокая	Махат, Искине, Жолдыбай (СССР); Шагерленд (США); Кап-Лопес, Озури, Пуэнт-Клеретт (Габон)
	Залежи, экранированные соляным ядром	Высокая	Кульсары, Мунайли, Южный Кошкар (СССР); Барберс-Хилл (США); Везендорф, Форхоп (ФРГ)
	Линзовидные литологические залежи	Невысокая	Бекбеке, Доссор (СССР); Рафон-Гранде (Мексика); М'Бега (Габон)
	Залежи, экранированные несогласно-кряжцами сериями	Невысокая	Косчагыл, Южный Кошкар (СССР); Витце, Эра, Эдессе (ФРГ); Анимба (Габон)

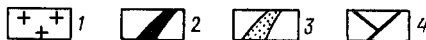


Рис. 17. Основные типы залежей нефти и газа, генетически связанных с солянокупольными структурами Прикаспийской впадины и других бассейнов мира (по Ю. М. Васильеву, Л. В. Каламарову, М. М. Чарыгину)

1 — соль; 2 — нефть; 3 — газ; 4 — разломы

или валов (Галф-Кост; Центральноевропейский бассейн), связаны весьма разнообразные типы залежей. Наиболее характерны тектонически экранированные, в частности боковой поверхностью соляного массива, стратиграфически экранированные, возникающие при прерывистом росте соляного массива, и, наконец, пластовые сводовые над кровлей

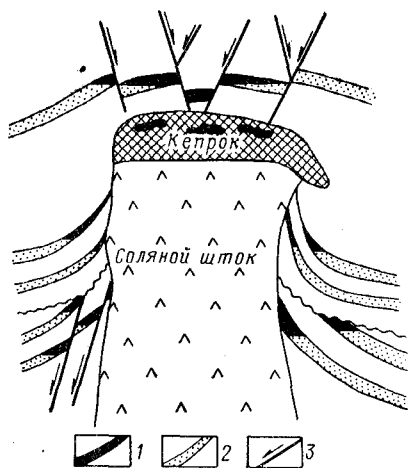


Рис. 18. Идеализированный разрез солянокупольного нефтяного месторождения Галф-Кост (нефтегазоносный бассейн Мексиканского залива) (по А. Леворену, 1967)
1 — нефть; 2 — газ; 3 — разрывы

соляного купола (рис. 17, 18). Подобные залежи нефти развиты также на соляных антиклиналях (диапирах), например в Предкарпатско-Балканском нефтегазоносном бассейне. Поднятия, вызванные изменением мощности межпластовой соли, сопровождаются надсолесвыми пластовыми сводовыми залежами (Грансильванский газоносный бассейн). Для антиклиналей, осложненных внедрениями глинистых тел (диапиров), характерны литологически экранированные залежи, возникающие вследствие опережающего движения глинистых тел; осложненных грязевым вулканизмом — экранированные глинистыми некками (сопочной брекчией). Подобные структуры нефтяных месторождений развиты, например, в Азербайджане (Южно-Каспийский нефтегазоносный бассейн).

С моноклиналями связано большое количество типов залежей нефти и газа.

Среди моноклиналей различаются: слагающие склоны глубоких краевых платформенных впадин (узловые нефтегазоносные бассейны) типа Мексиканского залива и Прикаспийской впадины; образующие платформенные борты предгорных (пограничных) впадин; слагающие склоны периконтинентальных прогибов; слагающие склоны внутриплатформенных синеклиз и антеклиз.

Наибольшее разнообразие типов залежей отмечается на склонах краевых платформенных впадин. Для них характерны флексуобразные перегибы слоев, ступенчатые сбросы, перерывы в осадконакоплении (сопровождающиеся угловыми несогласиями в залегании слоев), обширные зоны выклинивания, связанные с береговыми линиями древних седиментационных бассейнов. Все это обуславливает образование на склонах таких впадин различных видов залежей экранированных, прежде всего тектонически и стратиграфически, а также литологически. Для флексурных зон характерно развитие структурных террас и носов, заключающих пластовые сводовые залежи.

На крутых платформенных бортах предгорных (пограничных) впадин в значительной степени развиты тектонически экранированные залежи, ограниченные продольными и поперечными разрывами. Такие залежи встречаются, например, на платформенных бортах Оринокского и Предальпийского прогибов (нефтегазоносных бассейнов). Для периконтинентальных склонов характерно преимущественное развитие тектонически экранированных залежей, для склонов внутриплатформенных синеклиз и

антеклиз — различных видов литологически экранированных и литологически ограниченных залежей.

Месторождения нефти и газа, связанные с синклиналями, весьма немногочисленны. Классическим примером считается месторождение Гриффитсвилл (Предаппалачский нефтегазоносный бассейн), где нефтяная залежь занимает синклиналь, а газовая — сопряженную антиклиналь, однако синклиналь здесь может рассматриваться лишь как осложнение крупного поднятия, наиболее приподнятые части которого заняты газом, а пониженные — нефтью. На месторождении Гей-Спенсер-Ричардсон (Предаппалачский бассейн) газ находится в двух смежных антиклиналях, а нефть — между ними в синклинали. Газонефтяная залежь протягивается почти вкрест простирания структур и, несомненно, контролируется прежде всего литологическим фактором, в меньшей степени структурным. В этом же бассейне залежи нефти известны в синклиналях Кэбин-Крик, Таннер-Крик, Грэннис-Крик. В бассейне Мичиган на месторождениях Сципио-Албион, Доувер, Колчестер залежи нефти приурочены к пористым зонам в карбонатных породах, залегающих в осевых частях синклиналей.

Скопления нефти и газа в синклиналях представлены в основном залежами литологически ограниченного или литологически экранированного типов.

§ 5. Классификация залежей по составу и фазовому состоянию веществ

Все известные скопления нефти и газа могут быть подразделены по фазовому состоянию и по основному составу веществ, слагающих фазы. К однофазным системам относятся нефтяные и газовые, к двухфазным все возможные сочетания (в единой залежи) известных однофазных залежей. В образовании скоплений углеводородов принимают участие метан (сухой газ), метан с тяжелыми гомологами (жирный газ), нефть и конденсат, т. е. легкая нефть (преимущественно бензино-лигроиновые фракции), способная растворяться в жирном газе. Соответственно могут быть выделены следующие залежи (табл. 7).

Нефтяные — в различной степени насыщенные углеводородным газом. Давление насыщения в таких залежах ниже пластового давления.

Газонефтяные залежи — двухфазные, состоящие из большей нефтяной слабо газонасыщенной части и меньшей газовой (газовой шапки). Последняя представлена жирным газом.

Залежь, содержащая газовую шапку, превышающую по объему нефтяную часть системы, должна называться нефтегазовой. Нефтяная часть при этом может представлять лишь небольшую оторочку, развитую иногда даже не по всему периметру залежи.

Газовые залежи — среди них выделяются залежи сухого газа (метановые), жирного газа и конденсатногазовые.

Конденсатногазовая залежь содержит жирный газ, в котором находится в растворенном состоянии легкая нефть. При разработке такие залежи дают жирный газ и конденсат. Иногда такие залежи называют залежами газорастворенной нефти.

Нефтеконденсатногазовые или конденсатногазонефтяные залежи, состоящие из конденсатногазовых частей (газовых шапок), подстилаемых

Типы залежей нефти и газа по вещественному составу

Пластовые условия		Поверхностные условия
Наименование залежи	Основной состав залежи. Соотношение фаз	Продукт
Нефтяная	Нефть Нефть, содержащая в растворенном виде газ	Нефть Нефть, жирный газ
Нефтегазовая	Газ, подстилаемый нефтью. Газ > нефть	Газ жирный, нефть
Газонефтяная	Нефть с газовой шапкой. Нефть > газ	Газ жирный, нефть
Нефтеконденсатногазовая	Газ, содержащий в растворенном виде легкие фракции нефти и подстилаемый нефтью. Газ > нефть	Газ жирный, конденсат, нефть
Конденсатногазовая	Газ, содержащий в растворенном виде легкие фракции нефти	Газ жирный, конденсат
Конденсатная	Легкие фракции нефти	Конденсат
Газовая	Газ жирный Газ сухой	Газ жирный Газ сухой
Газогидратная	«Твердый газ»	Газ жирный

нефтью, и соответственно дающие при разработке жирный газ, конденсат и нефть.

Свободные скопления конденсата в значительных количествах встречаются сравнительно редко.

Особой, еще недостаточно изученной формой существования скоплений газа являются газогидратные залежи. Впервые на возможность образования газогидратных залежей указал И. Н. Стрижов (1946). Теоретическое обоснование их существования дано в работах А. В. Бубнова, Г. Д. Гинзбурга, И. Д. Ефремова, Ю. Ф. Макогонова, А. А. Трофимука, Н. В. Черского, В. П. Царева (1969, 1970). Единая газовая и газогидратная залежь вскрыта в песчаниках сеноманского возраста на Мессояхском месторождении. Последнее расположено на севере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Структура месторождения пред-

ставляет пологий купол с размерами 13×19 км, высотой 85 м. Залежь расположена на глубине около 800 м, температура ее меняется от 8,4 до 12,5° С, пластовое давление 7,5—7,8 МПа. При имеющихся давлениях и составе газа температура гидратообразования составляет 8,9—9,3° С. Подсчеты дают основание полагать, что из общих запасов газа на месторождении более 75% находятся в газогидратном состоянии (Н. Л. Шешуков, 1973).

В последнее время практическое значение стал приобретать газ, растворенный в водах. В Японии уже давно осуществляется промышленная добыча газа (преимущественно метана) из вод молодых отложений. В оз. Киву (Уганда) запасы растворенного газа (преимущественно метана) в интервале глубин 275—480 м составляют 57 млрд. м³. Газ добывается.

Происхождение нефти и газа

§ 1. Краткий обзор истории представлений о происхождении нефти и газа

Вопрос о происхождении нефти и газа на протяжении уже более 100 лет разрабатывается в двух основных вариантах: неорганическом, или абиогенном, в котором углеводороды нефти и газа рассматриваются как результат синтеза углерода и водорода в условиях высоких температур и давлений глубинных зон земной коры, и органическом, биогенном, в котором нефть и газ представляются в качестве одного из продуктов превращения рассеянного в осадочных породах органического вещества.

В становлении обоих вариантов происхождения нефти и газа основную роль сыграли лабораторные эксперименты — различные реакции получения углеводородов.

Зарождение представлений о неорганическом (минеральном) происхождении нефти и газа относится к началу XIX в., когда ряд исследователей (А. Гумбольдт, Э. Ленц, С. Протт) связали образование нефти и асфальта с изверженными породами. Позднее Г. Бюассон (1871 г.) в лабораторных условиях при высокой температуре синтезировал из сероводорода, углекислоты, железа и водяных паров нефтеподобные вещества и высказал предположение о возможном образовании нефти на больших глубинах.

Большую роль в развитии и популяризации теории неорганического происхождения нефти сыграл Д. И. Менделеев (1877), сформулировавший «карбидный» вариант образования углеводородов. Согласно его представлениям нефть возникает в результате взаимодействия паров воды и карбидов металлов ядра Земли. Образующиеся при этом газообразные продукты, в том числе и углеводороды, поднимаются по трещинам вверх в осадочные породы, конденсируются и образуют скопления нефти. Свои взгляды на происхождение нефти Д. И. Менделеев обосновал и геологическими данными, указав на линейность в размещении нефтяных месторождений, на приуроченность их к предгорным районам, на связь с вулканами и др. При этом он возражал против представлений об образовании нефти из остатков организмов при нагревании их, признавая, однако, что раньше он поддерживал гипотезу органического происхождения нефти.

В абиогенных гипотезах происхождения нефти и газа наметились два главных направления.

1. Космический вариант, согласно которому углеводороды существовали в первозданном веществе Земли или образовались на ранних высокотемпературных стадиях ее существования. С охлаждением последней углеводороды поглощались остывающей магмой и позднее, поднимаясь по трещинам, внедрялись в осадочные породы (В. Д. Соколов, 1889; Н. Кижнер, 1914; К. Ван-Орстанд, 1948; Ф. Хойль, 1955; В. Б. Порфирьев, 1958).

2. Нефть рассматривается как продукт высокотемпературных соединений углерода и водорода, происходящих в глубинных зонах Земли.

Наибольшее распространение получило представление об образовании углеводородов в результате реакций между карбидами металлов (железа, магния, кальция, алюминия), слагающих глубинные зоны Земли, и водой (Г. Бюассон, 1874; Д. И. Менделеев, 1877; А. Муассон, 1897; П. Сабатье, Б. Сендеренс, 1901—1902 г.; Н. А. Кудрявцев, 1958; К. А. Волосович, 1960; Л. Н. Еланский, 1963) или соляным раствором (К. В. Харичков, 1897—1903); между углеродом и железом, углекислым газом и водородом, окисью углерода и водорода в присутствии воды (И. Петерсилье, 1958; А. И. Кравцов, 1958; К. А. Волосович, 1960). При этом предполагалось, что вода проникает по трещинам вниз в области высоких температур и существования различных соединений углерода. Металлы в этих реакциях играют роль поглотителя кислорода — энергично окисляющихся веществ.

Ряд исследователей связывали образование нефти и газа с разными стадиями вулканических процессов (Э. Ленц, 1830; С. Протт, 1846; Э. Штебер, 1914, 1924; Е. Шокуртуа, 1863; Ю. Кост, 1905; А. Дубровин, 1958). Высказывались также предположения об образовании углеводородов при остывании (кристаллизации) магмы (Н. А. Кудрявцев, 1951; П. Крапоткин, 1954; И. Петерсилье, 1961) и в кристаллических породах (Е. Мак-Дермот, 1939).

Идея об образовании нефти из органического вещества (углей) под воздействием тепла Земли впервые была высказана М. В. Ломоносовым еще в 1763 г. Через 87 лет английский ученый Ч. Лайэль выдвигает гипотезу об образовании нефти под воздействием подземной температуры из растительного вещества, захороненного в породах. Позднее, в конце XIX и начале XX вв., представления об органическом происхождении нефти и газа были высказаны Г. П. Михайловским и Н. И. Андрусовым в России, Л. Мразеком и Г. Маковеем в Румынии, немецкими учеными К. Энглером, Г. Гефером и Г. Потонье, К. Крэггом в Англии, В. Блюмером в США, Ф. Посепным в Польше и др. Имевшие в то время место разногласия касались главным образом исходного материала (растительный, животный смешанный) и в меньшей степени среды и условий его преобразования, так как проблема решалась в основном опытным, лабораторным путем.

Наиболее обоснованными с природных позиций являлись представления немецкого исследователя Г. Потонье, выдвинувшего в качестве исходного материала для нефти смешанный животное-растительный сапропелевый материал, накопление которого в значительных масштабах имело место ранее (образование сапропелитов) и происходит в настоящее время. Процесс образования нефти из сапропелевого материала Г. Потонье представлял как медленную низкотемпературную перегонку.

Большой вклад в разработку основ теории происхождения нефти и газа в целом внесли в свое время Л. Мразек в Румынии и И. М. Губкин в Советском Союзе.

Представления Л. Мразека о происхождении нефти изложены в трудах III Всемирного нефтяного конгресса (Бухарест, 1907), а также позднее (1922, 1932, 1935 гг.) в ряде его работ. Образование нефти он связывает с процессами битуминизации остатков растительного и животного мира, захороненных в осадках. Битуминизация происходит без доступа кислорода в процессе непрерывного погружения пород. Среди пород, содержащих битуминозное вещество, Л. Мразек предложил выделять две фации: битуминозную, содержащую связанный битум, и нефтяную, или

нефтематеринскую, с высоким содержанием свободного битума, извлекаемого растворителями. Миграция нефти в его представлении возможна как путем диффузии, так и в жидком состоянии по трещинам, под влиянием тектонических напряжений. Многопластовые месторождения рассматриваются им связанными с тектоническими нарушениями.

В представлениях Л. Мразека обращает на себя внимание утверждение о наличии в составе рассеянного органического вещества пород углеводородов (аналитических подтверждений этого в то время не имелось из-за отсутствия методики определения), а также о большом значении непрерывного погружения пород в битуминизации органического вещества. Взгляды Л. Мразека на происхождение нефти поддерживают крупные исследователи геологии Карпат Г. Маковой (1924—1930 гг.) и И. Попеску-Войтешти (1925—1935 гг.).

И. М. Губкин свои представления о происхождении нефти и газа изложил в крупной монографии «Учение о нефти» (1932).

Нефть и газ И. М. Губкин рассматривает как продукт неизбежного превращения рассеянного органического вещества пород, происходящего в процессе погружения их. Он считал, что нефтеобразование начинается в осадке и продолжается до метаморфизации пород, причем образование углеводородов происходит в условиях восстановительной геохимической обстановки при участии бактерий. К нефтематеринским породам он относил глинистые отложения, обогащенные рассеянным органическим веществом, накапливающиеся в прибрежных частях морей — в заливах, бухтах, лиманах, лагунах, а также в областях континентального шельфа. Основными в представлениях И. М. Губкина являются следующие позиции: 1) утверждение главенствующей роли в образовании нефти жиров и жирных кислот органического вещества осадков; 2) признание низкотемпературного образования нефти; 3) утверждение безостановочности процесса преобразования органического вещества (до метаморфизации пород) и соответственно непрерывности образования нефти из него; 4) признание многократности (цикличности) образования нефти в разрезе пород, обусловливаемой повторяемостью накопления нефтематеринских свит; 5) допущение влияния исходного состава органического вещества и последующих процессов гидрогенизации на формирование современного состава нефти; 6) утверждение региональности распространения нефти в земной коре.

Создание в Советском Союзе теории происхождения нефти и газа, известной под названием «теории нефтематеринских свит», связано прежде всего с именем И. М. Губкина. Значительные исследования в области этой теории были выполнены А. Д. Архангельским, В. Д. Голубятниковым, С. И. Мироновым, В. В. Вебером и др.

В противоположность И. М. Губкину в это же время К. П. Калицкий выдвинул гипотезу об образовании нефти из скоплений морской травы *Zostera*, широко развитой в морях и произрастающей на песчаном дне. Соответственно он утверждал, что современные скопления нефти залегают на месте ее образования. Гипотеза К. П. Калицкого не получила широкого распространения, тем более что ее автор не претендовал на универсальность процесса образования нефти из *Zostera*.

В 1925—1930 гг. Г. Л. Стадников попытался объединить теории органического и неорганического происхождения нефти. Исходным веществом образования нефти по Г. Л. Стадникову являлся гомогенный гуму-

сово-сапропелевый материал, представляющий собой смолоподобную массу, слабо подвергающуюся преобразованию и названную им первичной нефтью. Последняя превращалась в современную нефть под влиянием низкотемпературной (200° С) гидрогенизации под воздействием глубинных газов — водорода и окиси углерода. Представления Г. Л. Стадникова позднее (1948, 1949 гг.) развивает А. Ф. Добрянский, представляющий образование нефти как конечный продукт химических превращений в ряду сапропель — сапроелит — смолистые нефти типа малът (протонефть). Позднее (1951 г.) А. Ф. Добрянский дает следующий ряд превращений: кероген — плавкие продукты типа кислородсодержащих асфальтов — высокосмолистые нефти. Большой вклад в формирование современных представлений о происхождении нефти и природного газа внес В. А. Соколов (1948), заложивший основы современной геохимии органического вещества, фундаментально обосновавший с химических, физико-химических и термодинамических позиций неизбежность образования и концентрации углеводородов в осадочной оболочке земной коры.

На протяжении нескольких десятков лет образование нефти из органического вещества многими исследователями рассматривалось (и рассматривается некоторыми до настоящего времени) как результат сравнительно редкого сочетания специфических геохимических и физических условий. Это касалось исходного вещества (только из животных жиров — К. Энглер, Г. Гефер; из растительного материала — Ф. Гохштеттер, К. Крэг, Г. Л. Стадников, К. П. Калицкий, С. Сильверман, С. Эпштейн; из животного и растительного материала — Г. Потонье, Р. Зубер, Л. Мразек, Г. Маковой, И. М. Губкин; из белков — А. Д. Архангельский; из углеводов — Н. А. Орлов, О. А. Радченко; из гуминовых кислот — В. Лозинский, А. Ф. Добрянский; из унаследованных углеводородов — П. Смит), особой среды его начального существования (зоны сероводородного заражения — Н. И. Андрусов, К. Энглер, А. Д. Архангельский; лагуны — И. М. Губкин; особые фации осадков — В. В. Вебер, Н. М. Страхов, Г. И. Теодорович и др.), формы накопления исходного вещества (концентрированные — К. П. Калицкий, В. Б. Порфирьев; рассеянные — И. М. Губкин и др.), агентов преобразования (бактериальные процессы — Т. Л. Гинзбург-Карагичева, М. М. Мессинева, К. Зобелл; высокая температура — И. В. Гринберг, И. Робертс; глубинный водород — Г. Л. Стадников, В. Б. Порфирьев; радиация — Н. Д. Зелинский, В. А. Соколов, Р. Бирс, Ж. Шэпшард).

Образование нефти рассматривалось как уникальный процесс, ограниченный определенными узкими физико-химическими рамками, существовавшими лишь локально (во времени и пространстве) в истории развития земной коры.

Эти представления за последние два десятилетия исследований были поколеблены, с одной стороны, установлением факта повсеместного распространения углеводородов в рассеянном состоянии в субаквальных породах как морского, так и континентального происхождения, и, с другой стороны, широкой нефтегазоносностью разнообразных осадочных толщ земной коры (в литологическом, стратиграфическом и структурном отношении) в пределах их мощных накоплений, приуроченных к основному (по площадному и объемному распространению) структурному элементу земной коры — впадине. Это, естественно, привело к выработке представления о широком распространении процесса нефтеобразования в земной

коре. Следует отметить, что в сравнительно осторожной форме это представление высказывалось в свое время Г. П. Михайловским (1906), Н. И. Андрусовым (1906), В. И. Вернадским (1927) и более решительно И. М. Губкиным (1932).

За последнее время появились попытки связать образование нефти с концепцией «тектоники плит» или так называемой новой глобальной тектоники (В. Морган, 1968; З. Ле Пшон, 1968; Б. Айзекс и др., 1968). Предполагается, что нефть образуется из органического вещества осадков океанического дна при погружении их в зонах «всасывания» (субдукций) океанической коры (при поддвигании и надвигании океанической коры на континентальную на месте глубоководных желобов) на глубины с температурой 100—400° С. Образующаяся нефть мигрирует вверх через надвинутую континентальную плиту, где и образуются в осадочных породах ее скопления (Х. Хедберг, 1970; О. Г. Сорохтин и др., 1974).

Уровень обоснования происхождения нефти и ее миграции в аспекте концепции «тектоники плит» пока не выходит за пределы общих предположений и широких допущений. Этот уровень не отвечает современным представлениям о формировании вещественного состава нефти, об условиях образования ее скоплений, закономерностях размещения месторождений и представляет пример смешения резко различных уровней знаний ¹.

§ 2. Представления о неорганическом происхождении нефти и природного газа

Неорганический, абиогенный синтез углеводородов нефти и газа в настоящее время развивается в работах В. Б. Порфирьева, Н. А. Кудрявцева, И. В. Гришберга, Э. Б. Чекалюка, Г. Н. Доленко, П. Н. Крапоткина, А. И. Кравцова, Л. Н. Еланского, Л. Н. Капченко, Н. С. Бескровного, Г. В. Рудакова, О. И. Слензака и др.

Неорганическое (минеральное) происхождение нефти и газа обосновывается ее сторонниками следующими основными факторами.

1. Существованием сравнительно большого количества нефтегазопроявлений различной интенсивности как в кристаллических породах фундамента различного возраста, так и непосредственно в покрывающих его осадочных породах, а также в продуктах деятельности современных вулканов, в трубках взрыва и в космических телах. Обзор распространения нефтегазопроявлений в изверженных и кристаллических породах сделан Н. А. Кудрявцевым в специальной монографии (1959).

2. Высокой температурой образования углеводородов нефти (свыше 600° С), рассчитанной из соотношения ряда изомеров углеводородов в предположении, что нефть представляет равновесную систему углеводородов.

3. Экспериментальные лабораторные исследования, показавшие возможность образования отдельных углеводородов и нефтеподобных жидкостей в условиях высоких температур и давлений, а также разработанные процессы синтеза углеводородов (например, синтез Фишера—Тропша).

¹ Критику рассматриваемых представлений см. в работе В. Б. Оленина и Б. А. Соколова «Нефтегазопосность и тектоника плит». — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1975, № 6.

4. Связью нефтяных месторождений с глубинными разломами. Это положение развивается в ряде работ Г. Н. Доленко (1956, 1966, 1971, 1972), С. И. Субботина (1966) и др.

5. Невозможностью объяснения с позиции органического происхождения нефти и газа:

а) огромных концентраций нефти в гигантских месторождениях, а также уникальных скоплений битумов (Атабаска, Мелекесская впадина, Оленекское поднятие);

б) отрыва рассеянных углеводородов от материнской толщи (эмиграция) и дальней миграции углеводородов. Вопросы миграции углеводородов рассматриваются в ряде работ В. Ф. Линецкого (1960, 1965, 1966, 1967, 1971).

В. Б. Порфирьев (1967) рассматривает свои представления о происхождении нефти и газа как вариант космической природы нефтяных углеводородов. Он считает, что нефть современного состава «находится во внутренних (подкоровых) зонах планеты, образованная, очевидно, тогда же, когда образовались и другие минеральные вещества, вошедшие в состав планеты» («Генезис нефти и газа», 1967, стр. 302).

По Н. А. Кудрявцеву (1954, 1967) углеводороды нефти образуются из радикалов CN , CN_2 , CN_3 , выделяющихся в определенной последовательности из магмы или подкорового вещества. Метин (CN) образуется при температуре $600\text{--}12\,000^\circ\text{C}$, метилен (CN_2) — при $3000\text{--}4000^\circ\text{C}$, далее с понижением температуры — метил и, наконец, метан. Радикалы обладают высокой реакционной способностью и легко образуют различные углеводороды, но уже на значительном расстоянии от магматического очага, там, где существуют необходимые для этого оптимальные температура и давление.

Несколько позднее (1963) Н. А. Кудрявцев выдвигает идею о существовании в разрезе земной коры водородсодержащего слоя под давлением около $140\,000\text{ МПа}$, водород которого поступает из железного ядра Земли. Водород по глубинным разломам поднимается до глубин $80\text{--}400\text{ км}$, где за счет имеющегося углерода образует углеводородные радикалы и углеводороды. Гипотеза Н. А. Кудрявцева была поддержана и развита М. Н. Шароновым (1955).

В последнее время представления Н. А. Кудрявцева получили существенное развитие в исследованиях И. В. Гринберга (1966, 1971). Как и Н. А. Кудрявцев, И. В. Гринберг считает, что основными исходными структурными элементами процесса образования углеводородов являлись метиновые (CN), метиленовые (CN_2), метильные (CN_3) группы и углерод, полностью лишенный водорода. Эти группы и углерод образовывались по И. В. Гринбергу в условиях огромных температур (более 700°C) глубинных зон земной коры и верхней части мантии в вакуумных реакционных ловушках за счет разрушения карбонатного углерода и воды. Вакуумные реакционные ловушки согласно И. В. Гринбергу и В. Ф. Линецкому (1971) создаются при образовании глубинных разломов и представляют собой систему связанных между собой трещин и пустот с огромным суммарным объемом. Эти трещины и пустоты развиваются в зонах деформаций, объем которых, судя по наблюдениям при землетрясениях, исчисляется сотнями тысяч кубических километров и более. При появлении вакуумной ловушки происходит лавинообразное всасывание с поверхности окружающих пород исходных летучих продуктов

(CO₂, H₂O и др.), которые под влиянием вакуума, температуры, контактно-каталитического воздействия пород и электрических разрядов мгновенно разрушаются с образованием радикальных углерод- и водородсодержащих систем CH, CH₂, CH₃, H и C. Последующее уменьшение вакуума и рост давления ведет к образованию всего того обилия углеводородных соединений, которые составляют нефть.

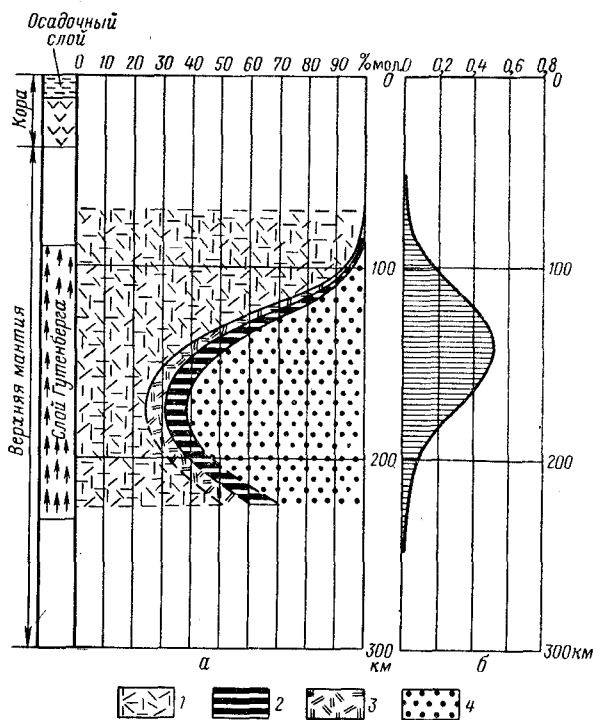


Рис. 19. Групповой состав (а) и суммарное содержание (б) углеводородов дегазированной глубинной нефти в зависимости от глубин (по Э. Б. Чекалюку, 1971)

1 — парафины; 2 — нафthenы; 3 — непредельные соединения; 4 — ароматические соединения

В зависимости от количественного соотношения метиленовых и метильных групп образуются различные по групповому составу нефти. При преобладании метильных групп образуются преимущественно парафиновые углеводороды, при наличии одних метиленовых групп образуются нафthenовые углеводороды, при сочетании избытка метильных и частично углеродных радикалов (полностью лишенных водорода) образуются ароматические углеводороды.

Первичная нефть (протонефть) представляет собой водоуглеводородную массу (углеводороды диспергированы в воде), существующую при температуре 700—1300° С и давлении до 6500 МПа. Протонефть при подъеме вверх активно экстрагирует раз-

личные рассеянные элементы, ее состав усложняется за счет появления кислород-, серу- и азотсодержащих соединений, за счет осадочных пород накапливаются различные элементы животного-растительного происхождения (порфирины, каротиноиды, споры и т. д.), включая оптически активные вещества, т. е. она приобретает современный состав и свойства.

Существенно отличной от представлений И. В. Гринберга является гипотеза высокотемпературного образования нефти, развиваемая Э. Б. Чекалюком (1971). Нефть, по его мнению, образуется на глубинах порядка 150 км в пределах слоя (волновода) Гутенберга в верхней мантии, где температура выше 1500 К и давление 5000 МПа. В этих условиях углеводородные образования представляются термодинамически уравновешенными, устойчивыми системами. Углеводороды образуются за счет восстановления H₂O и CO₂ в присутствии FeO и Fe₃O₄. Количество H₂O в мантии оценивается в среднем в 180 кг/м³, CO₂ в 15 кг/м³; содержание закисей железа в вулканических породах составляет 8—12% вес., а для некоторых уль-

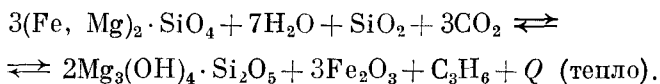
траосновных пород до 20% вес. Эти количества обеспечивают образование огромных масс углеводородов в слое Гутенберга.

Состав глубинной нефти (после дегазации) характеризуется значительным содержанием аренов (до 50% мол.), небольшим — нафтеннов (7—8% мол.) и сравнительно высоким (5—6% мол.) — непредельных соединений (рис. 19). Поступление глубинной нефти в осадочную оболочку земной коры предполагается в виде скачкообразных интенсивных струйных пропусков, непредельные углеводороды при этом превращаются в предельные и циклические углеводороды.

Представления Э. Б. Чекалюка основаны на расчетах термодинамических условий существования равновесного состава углеводородов в магме. Эти расчеты получили подтверждение в эксперименте на установке для синтеза алмазов, где вместо графита реактор был загружен смесью минералов (кальцит, кварц, гексагидрит, вюстид). Через несколько минут после повышения давления до уровня 6000—7000 МПа и температуры более 1800 К из реактора были выделены летучие компоненты, в составе которых были установлены метан, этан, пропан, бутан, пентан, гексан и следы гептана.

Характерно, что представления Э. Б. Чекалюка противоположны представлениям И. В. Гринберга. Если у первого образование углеводородов требует весьма высокого давления, то у второго, наоборот, — глубокого вакуума (вакуумных ловушек).

Несколько иначе представляет образование углеводородов нефти Л. Н. Еланский (1966, 1971). Углеводороды в его схеме образуются при серпентинизации оливина по формуле (наиболее простой вариант)



Серпентинизация оливина происходит в подошве базальтового слоя земной коры на глубинах 22—40 км за счет превращения перидотитов верхней мантии. Это превращение происходит вследствие контакта перидотитов с предполагаемым Л. Н. Еланским на глубине 12—22 км слоем глубинной гидросферы (выявленным как сейсмический волновод). Слой представлен гидротермально-измененными породами, насыщенными водой (в жидком и парообразном состоянии) в виде железо-магнезиального раствора. Контакт оливинов с глубинной гидросферой происходит при глубоком погружении земной коры, когда наиболее погруженные части ее, испытывая растягивающие напряжения, разрываются, и вода по разрывам поступает в зону развития перидотитов. По зарождающимся разломам происходит истечение углеводороднесущих флюидов в осадочные породы.

Для подтверждения своих взглядов Л. Н. Еланский ссылается на нахождение под нефтяными месторождениями в фундаментах серпентинитовых и хлорито-серпентинитовых гнейсов (Байтуганское месторождение нефти, Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн), сильно серпентинизированного оливина (месторождение Чубовское, Волго-Уральский бассейн).

В последнее время высказывались и другие гипотезы образования углеводородов в глубинных зонах земли. Так, Л. Н. Капченко (1962) связывает образование углеводородов с гидротермальным этапом магмати-

ческой деятельности. А. И. Кравцов (1966) считает, что жидкие углеводороды образовались из газообразных углеводородов в потоке газопорых выделений из магматических интрузий; П. Маркс (1964) полагает, что углеводороды образуются на глубине 11—14,5 км в результате электрохимических реакций между графитом и железным колчеданом. Необходимый для синтеза водород получается при разложении воды под влиянием электрического тока.

Критике концепции неорганического происхождения нефти и газа посвящено значительное количество работ. Специальной монографией, критически разбирающей современное состояние концепции неорганического происхождения нефти, является труд М. К. Калинин (1968).

Неорганическое происхождение нефти и газа наиболее обосновано лишь лабораторными экспериментами, подтверждающими возможность синтеза углеводородов в условиях высоких температур и давлений, однако опыты не в состоянии пока смоделировать весь сложный неразрывный процесс образования углеводородов, миграции и концентрации их. Что касается остальных аргументов в пользу неорганического происхождения нефти (нефтепроявления в кристаллических породах, высокая температура образования нефти, связь месторождений нефти с разломами и др.), то они или находят объяснение с позиции органического происхождения, или же сами по себе недостаточно обоснованы (определение температуры образования нефти по ее составу, связь месторождений с разломами). Неорганическая теория в целом не способна объяснить ряд важных связей и закономерностей в размещении месторождений нефти и газа, в частности вертикальную зональность в образовании углеводородов различного состава и фазового состояния и их скоплений, влияние времени образования ловушки на ее нефтегазоносность и т. п.

§ 3. Представления об органическом происхождении нефти и природного газа

Современные представления о происхождении нефти обязаны многолетним исследованиям большой группы геологов и геохимиков, специально занимавшихся этой проблемой. Наиболее отчетливо сформулировали свои представления по всей проблеме в целом А. А. Бакиров, И. О. Брод, Н. Б. Вассоевич, В. В. Вебер, М. Ф. Двали, А. Ф. Добрянский, Н. А. Еременко, М. К. Калинин, А. Э. Конторович, М. Ф. Мирчинк, К. Ф. Родионова, С. С. Неручев, В. А. Соколов, В. А. Успенский, А. А. Трофимук и др., а из зарубежных ученых — Е. Бекер, Г. Джеми-сон, У. Коломбо, А. Леворсен, М. Луи, В. Мейншейн, Н. Стивенс, П. Смит, Б. Тиссо, Г. Филиппи, Дж. Хант, Дж. Эрдман и др.

Современные исследователи, работающие в области происхождения нефти и газа (и формирования их залежей), придерживаясь биогенной теории происхождения нефти и газа, далеко не всегда едины в представлениях по ряду хотя и частных, но весьма важных сторон изучаемой проблемы. Это касается, например, условий преобразования исходного органического вещества (причин и направления, роли среды), времени и механизма миграции углеводородов, процессов накопления и преобразования углеводородов, понятия первичная нефть; некоторые исследователи придают чрезмерное значение какому-либо одному процессу, занижая или отвергая роль других и т. п. В результате в настоящее время

но существу отсутствует общепринятое представление о процессах, приводящих к образованию (и существованию) в земной коре залежей нефти и газа.

Это объясняется прежде всего слабой изученностью самого объекта изучения — нефти, в частности недостаточным знанием процессов, приводящих к образованию отдельных компонентов, ее составляющих (даже в чисто химическом плане), и соответственно невозможностью в настоящее время экспериментального воссоздания нефти, наиболее приближенного к природным условиям.

Рассеянное органическое вещество пород. Состав и распределение

Уже давно было установлено, что большинство осадочных пород субаквального происхождения содержит то или иное количество рассеянных органических веществ с различным составом, свойствами, формами нахождения и образования, объединяемых присутствием в них значительных количеств — до 85—90% углерода органического происхождения ($C_{орг}$) и 8—10% водорода.

В составе органического вещества пород выделены жидкие и газообразные углеводороды, содержание которых меняется в широких пределах — в среднем 1,4—1,7% для органического вещества, заключенного в глинах, и до 5—10% для карбонатных пород. Рассеянное органическое вещество составляет основную массу всего органического вещества осадочных пород, которая оценивается в $n \cdot (10^{15} \div 10^{16})$ т.

Дж. Хант (1966) следующим образом представляет распределение органических веществ (ОВ) в осадочной оболочке земной коры (в трлн. т): нефть — 0,6; асфальт — 0,3; уголь — 7,0; рассеянное органическое вещество — 3360,0, в том числе углеводороды — 60.

По подсчетам В. С. Вышемирского, А. Э. Конторовича, А. А. Трофимука (1971) в нефтегазоносных бассейнах запасы нефти составляют 0,06% от количества рассеянного органического вещества (0,0006% к осадочным породам) и 1,85% от количества рассеянных углеводородов.

Наибольшие концентрации конседиментационного рассеянного ОВ (до 20%) связаны с глинистыми породами, в меньшей степени с карбонатными и наименьшее количество его фиксируется в чистых песчаниках и конгломератах. Среднее содержание органического вещества для осадочных пород в целом составляет 0,7—0,8%, в том числе: для глин 0,9—1,0%, для известняков и песчаников 0,2—0,3%, или соответственно 20—25 и 4—6 кг/м³.

Элементарный и компонентный (фракционный) состав рассеянного органического вещества непостоянен. Он определяется рядом первичных (начальных) и вторичных факторов. Главными факторами являются следующие:

- 1) литофациальные условия захоронения ОВ — литологический состав осадков, палеогеографическая среда и скорость их накопления;
- 2) геохимическая обстановка накопления этого материала — восстановительная, окислительная, нейтральная;
- 3) тип исходного органического материала, соотношение в образовании его животного и растительного бентоса и планктона;
- 4) геологическая, геохимическая и термобарическая истории существования ОВ в породах, обуславливающие его дальнейшие сложные

преобразования, приводящие к изменению его состава за счет как внутренних перераспределений, так и потерь ряда соединений и элементов.

Этот процесс преобразования ОВ тесно связан с литогенезом (катагенезом — эпигенезом) и завершается на метаморфической стадии образованием конечного продукта превращения ОВ — графита.

Рассеянное органическое вещество присутствует в породах в двух основных формах (В. А. Успенский, 1954; Т. Т. Клубова, 1973): в виде органо-минерального комплекса и в детритной форме.

1. Органо-минеральный комплекс образован минеральной массой пород (ее активной поверхностью) и адсорбированным слоем органического вещества. Адсорбционный слой образуется за счет компонентов органического вещества, способных диспергироваться в воде с образованием мицелл или находиться в растворе. Слой имеет гетерогенную полимолекулярную структуру, отражающую способность отдельных компонентов органического вещества к адсорбции. Наиболее активными адсорбентами являются пелитовые породы, прежде всего глинистые, в меньшей степени карбонатные и в незначительной — породы псаммитовой структуры.

2. Детритное ОВ представлено углефицированными растительными остатками, в той или иной степени сохранившими структуру исходного органического вещества.

В строении детрита принимают участие те же группы микрокомпонентов, что и в строении углей (витринит, фюзинит, лейцитинит, альгинит).

Детритное органическое вещество обычно располагается вдоль слоистости и встречается в виде линзовидных прожилков, реже сгустков с нечеткими границами и обрывков растительности. Детритная форма нахождения ОВ наиболее характерна для горючих сланцев, а также для сильно битуминозных карбонатных пород (с малым содержанием глинистого материала).

Образование детритного ОВ происходит за счет привноса его с суши, и оно является поэтому аллохтонным элементом органического вещества; органо-минеральный комплекс формируется по мере высвобождения активной поверхности породы от воды. Состав исходного органического материала позволяет делить рассеянное органическое вещество пород на два основных типа: сапропелевое (сапропелитовое) и гумусовое (гумолитовое).

Накопление ОВ сапропелевого типа происходит в глинистых и карбонатно-глинистых морских осадках в восстановительной геохимической обстановке. Исходным материалом являются липоидные и полимерлипидные (жиры, жирные кислоты, их ангидриты, смолы, бальзамы, углеводороды, спорополленины, стерины, кутины) компоненты низших растений и животного планктона (О. А. Радченко, В. А. Успенский, К. Ф. Родионова, Д. Форсман, Дж. Хант и др.).

Органическое вещество этого типа сложено преимущественно (более 85%) коллоальгинитом — бесструктурным, в значительной степени переработанным веществом, потерявшим черты сходства с исходным материалом и обогащенным водородом (до 10%).

Образование ОВ гумусового типа происходит преимущественно в прибрежно-морских и озерных условиях в песчано-алевритовых осадках в слабовосстановительной и окислительной обстановках. Исходным органическим материалом являются главным образом лигнинно-целлюлозные части высших растений и углеводные компоненты низших.

Гумусовое вещество складывается витринитом и фюзинитом и содержит не более 5% водорода.

Наиболее распространено ОВ смешанного типа (гумусово-сапропелевое или сапропелево-гумусовое). Чисто сапропелевое органическое вещество возможно в морских породах лишь позднего протерозоя и раннего палеозоя.

Генетический тип органического вещества может быть сравнительно достоверно выделен лишь на сравнительно ранних этапах его превращения. В процессе литогенеза имеющиеся различия в составе гумусового и сапропелевого типа значительно сглаживаются.

В детритной форме нахождения ОВ как сапропелевого, так и гумусового типов всегда могут быть выделены элементы, представляющие собой тела того или иного происхождения. Соответственно количественное соотношение этих тел и определяет принадлежность ОВ к тому или иному генетическому типу.

В составе неметаморфизованного (до антрацита или графита) органического вещества присутствуют битуминозные компоненты, иногда называемые битумоидами¹, способные растворяться в различных низкокипящих органических растворителях (петролейном эфире, бензоле, хлороформе, ацетоне и др.). Битумы являются весьма устойчивыми к окислению компонентами органического вещества, что обуславливает возможность их длительного сохранения в породах.

В практике геохимических аналитических исследований принято выделять в составе органического вещества битумы, извлекаемые хлороформом (хлороформенный экстракт ХБА, или ХБ) и (дополнительно) спирто-бензольной смесью (спирто-бензольный экстракт, ДСББ), а также гуминовые кислоты, извлекаемые после кислотной обработки дебитуминизированной породы водной щелочью и, наконец, остаточное нерастворимое вещество (кероген).

Битумы, извлекаемые из породы без предварительной кислотной (НСI) обработки ее, называют свободными, или битумами А, после кислотной обработки — связанными — битум С. Последний по сравнению с битумом А представлен в основном кислородсодержащими компонентами. Хлороформ извлекает наиболее нейтральные, восстановленные фракции ОВ, содержащие до 40% высококипящих углеводородов. Выход ХБ зависит от генетического типа ОВ, литологического типа вмещающих его пород и степени преобразованности ОВ. В глинистых породах, содержащих преимущественно сапропелевое ОВ, выход ХБ составляет 1,5—7% и более (на ОВ), содержащих в основном гумусовое ОВ — до 1,5%. В обоих случаях выход ХБ несколько повышается для карбонатных пород.

Процентное содержание ХБ в органическом веществе (битумный коэффициент ($\beta_{ХБ}$)) характеризует степень битуминизации его (восстановленности). Для одной и той же стадии превращенности органического вещества этот коэффициент примерно в 2 раза выше для сапропелевого вещества, чем для гумусового; для ранних стадий $\beta_{ХБ}$ составляет 2—4%.

Спирто-бензол извлекает из органического вещества помимо углеводородов также и наиболее кислые растворимые компоненты ОВ и в частности высокомолекулярные смолы, асфальтены.

¹ Термин неудачный. Он невольно ассоциируется с природным битумоподобным веществом — нафтоидом, так как в геологии суффикс «оид» обычно используется для наименования природных образований (флишоид, минералоид, антиклиналоид и др.), а не веществ, входящих в состав природных образований.

Содержание спирто-бензольного экстракта в ОВ ранней стадии превращения обычно превышает содержание ХБ в 2—12 раз для гумусового органического вещества и в 1,5—4 раза — для сапропелевого. Это соотношение уменьшается с увеличением степени превращенности органического вещества.

Процентное содержание ДСББ в органическом веществе ($\beta_{ДСББ}$) для сапропелевого типа вещества примерно в 2 раза меньше, чем для гумусового (для ранних стадий преобразования органического вещества).

Битумы ОВ на ранних стадиях формируются главным образом за счет липоидной фракции органических остатков.

В битумной части органического вещества выделяются три основные фракции.

1. Масла, к которым относят часть битумов, растворимых в петролейном эфире и не адсорбируемых силикагелем. Содержание масел в ХБ составляет 20—50%, причем их количество больше для ОВ сапропелевого типа. Масла в значительной степени состоят из углеводородов. В сапропелевом ОВ масла содержат углеводороды преимущественно (до 85%) метаново-нафтенного типа с высокой степенью алифатизации — C_{Me}/C_{Na} от 2 до 3. Нафтенно-ароматические фракции представлены главным образом нафтенно-моноароматическими углеводородами. В групповом составе масел гумусового ОВ незначительно преобладают нафтенно-ароматические фракции над метаново-нафтенowymi. Жидкая фаза последних имеет низкую степень алифатизации ($C_{Me}/C_{Na} < 1$).

2. Смолы, десорбируемые с силикагеля петролейным эфиром, бензолом и спирто-бензолом. Смолы представляют собой сложные углеродистые соединения, содержащие кислород, азот и серу. Общее содержание смол в ХБ на ранних стадиях преобразования органического вещества составляет 25—55% для сапропелевого вещества и увеличивается до 75—80% для гумусового.

Среди смол выделяют наиболее нейтральные, обогащенные водородом, извлекаемые из адсорбента бензолом («бензольные» смолы), и более кислые — «спирто-бензольные». В число последних попадает значительная часть аксессуарных элементов — гетероатомов (O, N, S). В бензольных смолах содержится до 23% углеводородов.

3. Асфальтены, часть битумов, растворяющихся в хлороформе, но не растворимых в петролейном эфире. Асфальтены отличаются от смол повышенным содержанием высокомолекулярных соединений и большей молекулярной массой. Асфальтены характерны для ОВ гумусового типа, где их содержание в 1,5—2 раза больше, чем в сапропелевом ОВ.

Наиболее распространенная практика изучения битумных компонентов органического вещества исключает из определения компоненты, выкипающие до 200—250°С (C_4 — C_8). Количество последних может составлять до 30% от хлороформенного битума.

Гуминовые, или гумусовые, кислоты входят в состав гуминовых веществ и представляют собой весьма сложные соединения. По своему строению это аморфные высокомолекулярные ароматические оксикарбоновые кислоты, к ядрам молекул которых присоединены такие боковые группы, как $COOH$, $-OH$, $-CO$, $-CH_2-$, $-CH_3$ и др.; молекулярная масса кислот достигает 1000—1400 (В. А. Соколов и др., 1972).

Содержание гуминовых кислот в органическом веществе меняется в широких пределах — от долей процента до 70%. Максимальное содер-

жание гуминовых кислот установлено в терригенных и глинисто-карбонатных породах антропогенного и позднечетвертичного возраста; с увеличением возраста содержание гуминовых кислот в породах уменьшается до 1%, а затем они полностью исчезают. Среднее содержание гуминовых кислот в осадочных породах составляет 12—15%. Элементарный состав гуминовых кислот сильно меняется и не связан с возрастом пород. Содержание углерода составляет 55—60%, водорода — 4—5%, азота и серы — 0,7—3,5%; кислорода — до 35%.

Гуминовые кислоты присутствуют в органическом веществе лишь на ранних стадиях превращения его. Позднее они в связи с коллоидным старением органического вещества превращаются в нерастворимые в водной щелочи вещества, входящие в состав уже остаточного вещества.

Остаточное вещество (дебитуминизированная или нерастворимая часть органического вещества, кероген) составляет 70—90% всего органического вещества и всегда является сингенетичным вмещающей породе. Состав его наиболее полно отражает состав исходного ОВ и прежде всего его исходный генетический тип. Соотношение между нерастворимой и растворимой (битумной) частями ОВ определяется на ранних стадиях его существования и зависит от геохимической обстановки в осадке. Окислительная геохимическая обстановка будет приводить к увеличению нерастворимой части ОВ, а восстановительная — к увеличению липоидной — битуминозной части. Содержание последней обычно не превышает 5%.

Концентрат нерастворимого органического вещества представляет собой тонкий порошок черного (при гумусовом типе органического вещества) или коричневого (при сапропелевом) цвета, в составе которого можно выделить основную бесструктурную массу (70—90%) и форменные элементы (остатки растительных элементов размером до 0,5 мм).

Значительная роль в формировании нерастворимого вещества принадлежит микстиниту, образуемому за счет молекулярно-дисперсных продуктов распада витринитовых и коллоальгинитовых компонентов, сорбированных глинистыми частицами (В. А. Успенский, Г. М. Парпарова, 1974).

Элементарный состав нерастворимого органического вещества зависит от генетического типа исходного вещества и степени его преобразования. Содержание углерода меняется от 65 до 85%, водорода — от 4 до 8%. Количество последнего в сапропелевом веществе выше по сравнению с гумусовым. С увеличением степени превращенности ОВ доля углерода и водорода в его составе увеличиваются.

Значительная часть нерастворимого ОВ пород состоит из гуминовых веществ, среди которых аналитически (растворением в щелочном растворе спирто-пиридина) выделяются гумины и сапрогумины (К. Ф. Родионова, О. П. Четверикова, 1972). Гумины содержат углерод в количестве 61—66% с соотношением С/Н, равным 14—16, и конденсированные ароматические структуры, что характерно для ОВ гумусового типа. Количество углерода в сапрогуминах 57—62%, величина С/Н равна 9—13; они включают, вероятно, только моноароматические структуры, гетероциклы и кислородные группировки типа COOH , что характерно для ОВ смешанного типа. Гумины и сапрогумины в значительной степени обогащены кислородом (24—35%).

Рассеянное органическое вещество, заключенное в породах, подвергается непрерывному изменению за счет собственной внутренней химической энергии. Это изменение носит характер сопряженного процесса окисления — восстановления, при котором одна часть вещества окисляется (обогащается кислородом или обедняется водородом), а другая восстанавливается (обогащается водородом или обедняется кислородом); внешние факторы (минеральная среда, температура, давление) являются преимущественно стимулирующими (или замедляющими) постоянное действие внутренней энергии.

Процесс представляет необратимую химическую экзотермическую реакцию. Он направлен в сторону снижения свободной энергии и сопровождается, с одной стороны, перманентным образованием и отделением от органического вещества соединений с малым запасом энергии (CO_2 , H_2O , CH_4 и др.), а с другой — образованием сравнительно небольших количеств, но энергонасыщенных новых соединений — углеводов, наиболее устойчивых по сравнению с предыдущими к термобарическим и геохимическим условиям происходящих реакций. Последние происходят в условиях меняющихся свойств среды существования органического вещества (пористости, водонасыщенности, состава, сорбционной и каталитической активности пород), разных форм нахождения его (в растворе, в коллоидальном или адсорбированном состоянии) и различной экстенсивности воздействия на него некоторых физических агентов (температура, давление).

Конечным продуктом превращения органического вещества является графит, обладающий нулевым запасом свободной энергии.

Наиболее важными, активно действующими факторами превращения рассеянного органического вещества пород являются: деятельность бактерий, температура, катализ и гидрогенизация. Эти факторы действуют на разных стадиях существования органического вещества, сменяя друг друга или действуя одновременно и с различной продолжительностью.

Деятельность бактерий. Наиболее ранней и кратковременной является деятельность бактерий, существование которых ограничивается температурой 80—90° С, а наибольшая активность и развитие их проявляются в пределах 25—50° С. Бактерии весьма энергично и в огромных количествах перерабатывают органическое вещество, которое является для них питательной средой. Наиболее эффективной и продолжительной является деятельность анаэробных бактерий. Бактерии превращают углеводы в сахара, жиры и жирные кислоты в глицериды, протеины в аминокислоты и т. п., т. е. в устойчивые к действию бактерий соединения. Деятельность бактерий в аэробных условиях сопровождается образованием углекислоты, воды, аммиака, сероводорода, в анаэробных условиях — метана, водорода, углекислого газа. Наиболее устойчивыми к действию бактерий в анаэробных условиях являются жирные кислоты, воски, кутины, смолы, стерины, споро-поленины.

Потребляя углеводы и белки, бактерии синтезируют в своих клетках жир и жирные кислоты и углеводороды.

Важным является свойство анаэробных бактерий способствовать образованию восстановительных условий в осадке, понижая окислительно-восстановительный потенциал последних.

Биологическое окисление органического вещества сопровождается выделением реакционно-способного водорода, который может восстанавливать углекислоту в метан, сульфаты в сероводород, а также способствовать гидрогенизации непредельных компонентов органического вещества. Таким образом, в результате бактериальной деятельности в органическом веществе сохраняются вещества, не используемые бактериями; вещества, оставшиеся в результате биохимического разложения и также не усваиваемые бактериями; устойчивые соединения, образовавшиеся в теле бактерии.

Роль бактерий в начальной переработке органического вещества рассмотрена в работах Г. Надсона (1903), А. Томпсона (1922), К. Зобелла (1943—1951), Б. И. Исаченко (1951), И. Кокса и др. (1952), Т. Л. Гинзбург-Карагичевой (1932—1958), М. М. Мессиневой (1947—1958) и др.

Температура. Это наиболее эффективный и длительно действующий агент превращения органического вещества, как и всякой другой химической реакции. В условиях существования осадочных пород (неметаморфизованных) температура меняется от 20 до 350° С, что соответствует глубинам залегания пород от 200 до 9000—10 000 м.

Наиболее быстро реагирует на повышение температуры большинство белковых веществ, которые начинают интенсивно разлагаться уже при 50° С (при отсутствии катализатора), гуминовые кислоты разлагаются при температуре более 100° С, растительные смолы — при температуре свыше 120—150° С, жирные кислоты — начиная с 200° С, однако некоторые из них (непредельные) при более высокой температуре. Наиболее устойчивыми к температурному воздействию являются споронины и поленины, спирты, целлюлоза, лигнин. Приведенные начальные температуры распада органических веществ определены в лабораторных условиях без катализатора, которым в природных условиях являются некоторые глинистые минералы.

Современная пластовая температура значительно отличается (при всех прочих равных условиях) от древней, обусловившей начальное изменение органического вещества. Это связано с естественным охлаждением Земли в целом и особенно ее коры. Последняя (50-километровая оболочка) по И. Джакобсу и Х. Аллану (1956) остывала со скоростью 0,1° С за 1 млн. лет. Соответственно изменялись температура нейтрального слоя (ниже которого не сказывается влияние сезонных температур) и величина геотермического градиента.

Характерным является весьма медленное и часто переменное изменение температуры во времени. Скорость изменения температуры составляет около 1° С за 10⁷ лет. Так, например, в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне за юрское и неокомское время температура возросла на 4° С. Весьма изменчивы и температурные градиенты.

В. С. Вышемирский указывает, что в палеозойское время геотермический градиент был больше современного примерно на 10% (для всех геологических условий в целом). М. С. Бурштар (1963) установил, что в Прикумском районе Восточного Предкавказья геотермический градиент в нижнемеловых отложениях в начале сеномана был равен 0,030° С/м, в начале сантона — 0,031, в начале палеогена — 0,032, в начале эоцена — 0,0038 и в настоящее время — 0,040° С/м.

Палеотемпература определяется по показателю отражательной способности витринита на полированных срезах (М. Тайхмюллер, 1961;

М. Тайхмюллер, Р. Тайхмюллер, 1967; И. И. Аммосов, 1961, 1967, 1968; И. И. Аммосов, И. В. Еремин, 1971), а также по показателю преломления коллоальгинита в шлифах, изготовленных из брикетированных концентратов органического вещества (Г. М. Парнарова, 1971). Весьма важно,

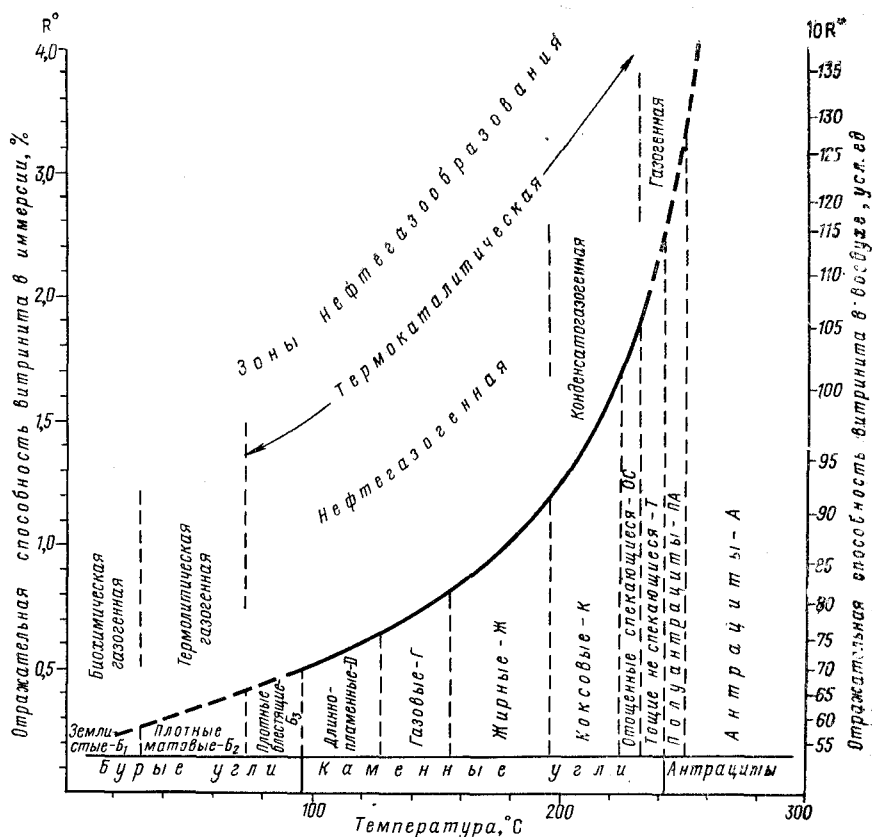


Рис. 20. Схема связи отражательной способности витринита с температурой (составил В. И. Высоккий, 1974)

что определение отражательной способности витринита возможно в рассеянных формах угля (включения, детрит), широко распространенных в разрезах нефтегазоносных бассейнов. Однако применение этого метода ограничивается верхнепалеозойскими и молодыми отложениями, так как наземная растительность (углеобразователи) впервые появилась в среднем девоне.

Показатели отражательной способности витринита и преломления коллоальгинита не только дают возможность определять палеотемпературу, но и с учетом ее (и других показателей) позволяют оценивать степень превращенности рассеянного органического вещества и приравнивать ее к дробным этапам углефикации (маркам углей) (рис. 20), а породы, заключающие органическое вещество, подразделять на стадии литогенеза.

В последнее время установлена связь парамагнитных свойств керогена (количество свободных электронов в крупных радикалах на 1 г керогена, величина магнитного поля в точке резонанса, мощность резонанса в гауссах) с палеотемпературой (метод магнитного резонанса; Дж. Креллинг, Р. Датчер, 1968; В. Пасей, 1973).

Изучение распределения палео- и современной температуры по разрезу глубочайшей скважины мира Бенден (шт. Оклахома, впадина Анадарко, глубина 9165 м) показало, что на глубине 1500 м расхождение между палеотемпературой и современной составило 49° С. Современная температура 150° С установлена на глубине 5400 м, такая же палеотемпература была на глубине лишь 3300 м; начиная с глубины 6700 м, современная и палеотемпература (177° С) совпадали; ниже современные температуры являются максимальными за все время геологической истории.

Палеотемпературы, определенные по 13 скважинам побережья Мексиканского залива (Южный Техас), показали, что палеотемпература 150° С располагается примерно на 1000 м выше положения современной геоизотермы 150° С.

Сравнительное изучение современных и палеотемператур по 14 бассейнам, в том числе по 10, сложенным мезозойскими, и по 4, представленным палеозойскими отложениями, позволило установить два основных направления изменения температур: 1) современная и палеотемпература смещены по вертикали, причем палеотемпература выше современной, иногда значительно; 2) температуры уравниваются на глубинах 6,5—7 км (В. Пасей, 1973).

Катализ. Механизм катализа, вероятно, сводится к взаимодействию молекул глинистых минералов с атомами водорода полярных соединений рассеянного органического вещества, что нарушает их первичную структуру (разрыв связей в молекулах) и способствует перераспределению молекул и образованию веществ с более устойчивой внутренней структурой (углеводородов) (А. В. Фрост, А. И. Богомолов, Т. Т. Клубова, В. Р. Володарская).

Каталитическая активность глин тесно связана с их сорбционными свойствами. Наибольшей активностью обладают монтмориллонитовые глины, наихудшей — каолиновые.

Катализ усиливает воздействие температуры на органическое вещество и влияет подобно «дополнительной температуре». Вследствие катализа разложение органического вещества пород под влиянием температуры происходит значительно раньше, чем при отсутствии катализатора. Однако в отличие от пластовой температуры, действующей непрерывно, катализ ограничен степенью водонасыщенности глин — увеличивается с их обезвоживанием, а также температурой, так как с увеличением последней уменьшается сорбционная способность пород и соответственно их каталитическая активность. Действие наиболее активного катализатора — монтмориллонитовых глин ограничено их распространением, а также температурой, которые с увеличением температуры превращаются в гидрослюдистые. В общем максимальное влияние катализа ограничивается температурой от 90 до 250° С (зона действия термокатализа).

Гидрогенизация. Признание этого процесса в качестве фактора в преобразовании органического вещества пород и генезиса нефти было впервые выдвинуто Г. Л. Стадниковым и энергично поддержано в то время

И. М. Губкиным (1932). Идея гидрогенизации развивалась в ряде работ В. А. Соколова, начиная с 1948 г.

Источником водорода, как это полагает В. А. Соколов, могут быть непрерывно разлагающаяся под влиянием радиоактивных излучений вода и реакции, связанные с взаимодействием закисных форм железа и некоторых других элементов при высоких температурах. Далее, водород образуется при конечном распаде органического вещества, при метаморфизации осадочных пород и, наконец, в осадочную толщу водород может поступать из магматических пород при погружении их в область высоких температур (Р. Готье, Р. Чемберлен, А. Н. Заварицкий и др.).

В настоящее время водород обнаружен как в свободных газах (в скоплениях и струях), так и в растворенных в воде.

Известны случаи получения притоков газа с весьма высоким содержанием водорода. Так, в скважинах Ельской и Крестецкой на западе Русской платформы приток газа полностью состоял из водорода (М. Г. Гуревич, 1967). В Аралсорской скважине на глубине 5400 м содержание водорода в составе газа составляло 13—28% (Н. Р. Шорохов, Е. П. Шишенина, 1967).

Значительное содержание водорода (до 50%) отмечается в газах карналитовой зоны Верхнекамского и Соликамского месторождений калийных солей (В. П. Савченко, 1958). Растворенный газ из скважины, вскрывшей кембрийские известняки в среднем течении Лены, содержал 98% водорода (Л. М. Зорькин, 1973). В угленосных бассейнах концентрация водорода в газах меняется от 40% (Караганда, Донбасс) до 87% (Барзасский район; А. В. Тыжнов, 1938). Обращает на себя внимание значительное количество водорода в газах из кристаллических и метаморфических пород. Так, газ из скважины, пробуренной на глубину 600 м в дунитовом массиве Нижнего Тагила, содержал до 79,4% водорода, газ из пород Пириклинского ущелья Нижнего Урала состоял на 80,4% из водорода, газ с глубины 763 м вольфрамово-молибденового месторождения Тырны-Ауз содержал 87,4% водорода (М. Г. Гуревич, 1967; Л. М. Зорькин, 1973). Вместе с тем установлено, что в газах нефтяных и газовых месторождений водород встречается редко и в небольших количествах, но в газах грязевых вулканов его содержание достигает 15%.

Из всех источников водорода наиболее реальным, вероятно, является водород, связанный с процессами метаморфизации осадочных пород, и реметаморфизации метаморфических пород, так как образование его в значительных количествах при разложении воды за счет радиоактивности пород требует значительного времени, превышающего суммарное время (длительность) процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции (см. ниже).

Молекулярный водород мало активен в обычных условиях. Гидрогенизация органического вещества возможна лишь при высоких температуре и давлении и, следовательно, может осуществляться в условиях глубокого залегания пород, содержащих органическое вещество. Последнее при этом будет уже сильно истощенным (липидная часть) и обуглероженным. Гидрогенизация возрождает способность органического вещества генерировать углеводороды и прежде всего метан.

Процесс преобразования рассеянного органического вещества пород может быть подразделен на четыре основных этапа, различных по направленности превращения и составу генерируемых продуктов и соответству-

ющих этапам углефикации органического вещества и стадиям литогенеза.

1. *Этап накопления органического вещества (осадконакопления)*. Во время оседания органического вещества (до поступления в донный осадок) характерны преимущественно окислительные процессы, происходящие за счет молекулярного кислорода и аэробных гетеротрофных бактерий в осадке и затрагивающие наименее устойчивые компоненты органического вещества. Основные изменения органического вещества сводятся к гидролитическому (в значительной степени автолитическому) расщеплению молекул белков (до аминокислот), жиров и углеводов (с образованием жирных кислот) и превращению лигнина в гумусовые кислоты. Образующиеся при этом новые водорастворимые жидкие и газообразные продукты (углекислоты, сероводород, аммиак, метан, вода и др.) удаляются из осадка.

2. *Торфяной этап* (стадия диагенеза). Кратковременность этапа седиментогенеза приводит к тому, что даже такие неустойчивые в окислительной обстановке компоненты органического вещества, как углеводы и белки, не успевают в процессе оседания полностью разложиться. Вследствие этого в осадок поступают как исходные компоненты органического вещества (белки, углеводы, липоиды, лигнин и др.), так и продукты их расщепления (аминокислоты, жирные кислоты) и превращений (гуминовые кислоты).

Преобразование органического вещества в стадию диагенеза происходит в сильно обводненном осадке. Бывшая ранее окислительная обстановка заменяется здесь восстановительной, развивающейся в условиях ограниченного доступа свободного кислорода в осадок или полного отсутствия его и активного потребления свободного и связанного кислорода микроорганизмами. Деятельность последних определяется присутствием в осадке органического вещества. В анаэробных условиях диагенеза происходит сочетание окисления органического вещества и восстановления некоторых компонентов минеральной среды. Восстановлению подвергаются окисные формы железа и сульфатов, которые превращаются в закисные (сидерит, пирит). Преобладание в породах закисных форм железа над окисными соответственно определяет геохимическую обстановку диагенеза как восстановительную, и наоборот, преобладание окисных форм над закисными — как окислительную. Окисление органического вещества происходит селективно — окисляются наименее устойчивые компоненты, часть из них при этом переходит в растворимые и газообразные формы и удаляется из осадка. В результате происходит уменьшение в осадке органического вещества в целом и относительное увеличение в нем содержания наиболее устойчивых к окислению компонентов, прежде всего липоидов и углеводородов, унаследованных от живого вещества, и продуктов микробиальной деятельности.

Впервые диагенетические потери углерода были подсчитаны Н. М. Страховым и Э. С. Залманзоном (1955) на основании соотношения в породе окисного и закисного форм железа. Ими были предложены соответствующие пересчетные коэффициенты, которые позднее (1969 г.) были уточнены В. А. Успенским. Выяснилось, что расход углерода органического вещества на превращение, например, окисных соединений железа в закисные (сидерит) составляет 0,054 г на 1 г Fe, на превращение эквивалентных количеств окиси железа и сульфатов в пирит — 0,805 г на 1 г Fe, т. е. почти в 15 раз больше (В. А. Успенский, 1969). Таким образом, знание содержания в породе сидерита или пирита дает возможность

восстановить начальное количество углерода и соответственно органического вещества в стадию диагенеза.

Способность органического вещества к окислению в значительной степени определяется интенсивностью предварительной окисленности его. При большой начальной окисленности органического вещества степень восстановленности геохимической среды снижается. Соответственно органическое вещество сапропелевого типа, окисляясь, обеспечивает создание в осадке наиболее восстановленной обстановки.

Внедрившееся в донный осадок органическое вещество подвергается гидролизу и кратковременной бактериологической обработке. Значительная часть органического вещества, вероятно, концентрируется в виде гетерогенных мицеллярных комплексов, состоящих из различных, не успевших полностью разложиться компонентов органического вещества (углеводов, аминокислот, липоидов) и продуктов его начального превращения, связанных между собой сорбционными силами. Наибольшей сорбционной активностью обладают белки (Н.А. Асатиани, 1963; И. В. Троицкий, 1962; А. Е. Браун, 1973). Образующиеся таким образом комплексы не способны в этот этап к существенным превращениям.

В коллоидной форме присутствуют в это время такие устойчивые высокомолекулярные компоненты органического вещества, как растительные смолы, балзамы, стерины, споро-поленины, воски. Некоторые компоненты органического вещества оказываются растворенными в воде, часть их сорбируется активной поверхностью глинистых частиц. Однако последние уже на первом этапе оказываются в значительной степени изолированными от органического вещества любой формы нахождения вязкопластичной пленкой адсорбированной воды. Пленка характеризуется высокой плотностью (до 2 г/см^3), огромным внутренним давлением (до 1000 МПа), толщиной до 1000 Å и не способна растворять какие-либо вещества.

Стадию диагенеза принято считать простирающейся в общем до глубины около 300 м и охватывающей промежуток времени до 1 млн. лет. Однако в последнее время при исследовании океанических осадков получены новые данные, свидетельствующие о том, что в некоторых условиях (накопление мощных толщ глинистых осадков в условиях малоподвижной среды) стадия диагенеза может охватывать промежутки времени, измеряемые десятками миллионов лет.

3. *Буроугольный этап.* Этот этап превращения органического вещества (стадия начального эпигенеза, или протокатагенеза) характеризуется воздействием на органическое вещество возрастающей температуры, которая к концу этапа достигает $90\text{--}100^\circ \text{C}$, и появлением в конце этапа нового агента воздействия на органическое вещество — микрочатализа.

4. *Этап каменных углей* (стадия среднего катагенеза, или среднего эпигенеза). Для этого этапа преобразования органического вещества характерны температура от 95 до 250°C и глубина до 7000 м. Наиболее активным агентом превращения органического вещества является термочатализ. Гетерогенный микрочатализ обуславливается высвобождением значительной части активной поверхности пород от адсорбированной воды и замещением последней полярными компонентами органического вещества.

Образование полимолекулярного адсорбционного слоя происходит за счет компонентов мицеллярных комплексов органического вещества, распадающихся под влиянием вандерваальсовых сил, а также компонен-

тов, извлекаемых под влиянием этих же сил из водного раствора. По мере уплотнения пород с глубиной (сближения активных поверхностей) адсорбционные силы увеличиваются, в частности в адсорбцию вовлекаются крупные молекулы.

Преобразование органического вещества в целом происходит при этом в адсорбционном слое и в соответствии с теорией деформации сопровождается разрывом связей молекул и перераспределением водорода с образованием углеводородов, но уже не только газообразных, но и жидких различного группового состава.

Адсорбционное равновесие является динамическим — молекулы адсорбтива в результате молекулярных сил и теплового движения постоянно обновляются, при этом происходит непрерывное перераспределение веществ в соответствии с их сорбционными способностями, в частности жирные кислоты, асфальтены и смолы концентрируются во внутренних частях адсорбционного слоя, а углеводороды — во внешних, причем в последовательности: ароматические, нафтеновые и наименее слабо удерживаемые — метановые.

Так как скорость диффузии отдельных компонентов органического вещества (перенос к активной поверхности) с температурой растет медленнее, чем ускоренно развивающийся процесс превращения органического вещества и соответственно перераспределение веществ в адсорбционном слое, то в начале стадии адсорбент будет обладать некоторым избытком емкости. Однако с накоплением асфальтенов и смол (отравляющих катализатор), с повышением температуры, с переходом монтмориллонитовых глин (наиболее каталитически активных) в гидрослюдистые происходит ослабление каталитического воздействия глин на органическое вещество, уменьшение скорости и глубины реакции преобразования его.

Термокаталитическому воздействию подвергается также органическое вещество, заключенное в песчаных породах, однако меньшие сорбционная емкость и каталитическая активность этих пород, относительно большой размер водонасыщенных пор, незначительно изменяющихся с глубиной, обуславливают меньшую интенсивность преобразования ОВ. Поэтому ОВ песчаных пород, вероятно, преобразуется главным образом под воздействием температуры и соответственно продуктами превращения его являясь прежде всего легкие жидкие и газообразные УВ метанового ряда.

5. *Стадия позднего катагенеза* (эпигенеза). Последняя, наиболее жесткая обстановка преобразования ОВ в осадочных породах начинается с глубины не менее 7000 м и характеризуется высокими значениями температуры (250—374° С) и давления и слабой каталитической активностью минеральной среды. Остаточное после термокатализа ОВ на этих глубинах является сильно обуглероженным и обедненным водородом. Жидкие и газообразные водородсодержащие компоненты ОВ здесь сорбируются углистым веществом. Образование УВ, а именно установленного на этих глубинах метана, т. е. УВ, предельно насыщенного водородом, возможно из такого углистого вещества лишь при допущении гидрогенизации его.

Образование углеводородов

Рассеянные в осадочных породах углеводороды содержатся в количествах от нескольких десятков граммов до нескольких килограммов на 1 м³ породы. Максимальное количество их находится в горючих сланцах

(свыше 6000 г/м³) и углях (более 5000 г/м³), минимальное (несколько десятков граммов на 1 м³) в соленосных породах. В глинах содержание жидких и твердых углеводородов составляет в среднем 380—450 г/м³, в алевролитах — 190—230 г/м³, в песчаниках — 85—100 г/м³, в карбонатных породах — 250—270 г/м³. Кларковое содержание жидких и твердых углеводородов составляет около 300 г/м³ (Н. Б. Вассоевич, И. В. Высоцкий и др., 1967). Содержание газовых углеводородов в породах составляет несколько сотен миллилитров на килограмм и в среднем может быть принято в 100 л/т.

Образование углеводородов из органического вещества пород происходит в результате сложных необратимых реакций, различных по механизму и интенсивности проявления на разных этапах превращения органического вещества. Основными углеводородообразующими процессами являются следующие.

1. Биохимические, происходящие еще в живом веществе. Эти процессы имеют место на поверхности, в водной среде, в донных осадках и на небольшой глубине в породах. Проявление их ограничивается условиями существования живых организмов.

2. Химические процессы, стимулируемые увеличивающейся температурой и каталитическими явлениями.

Химические процессы протекают в органическом веществе пород, сопровождая различные стадии литогенеза. Некоторые из них, однако, имеют место и в осадках. Среди химических процессов важнейшими являются (В. А. Соколов, 1972) следующие:

биохимическое и термокаталитическое декарбоксилирование (отщепление CO₂), дезаминирование (отщепление NH₃), дегидратация (отщепление воды);

отрыв боковых цепей в виде углеводородных радикалов от молекул различных компонентов органического вещества;

термический распад (с образованием предельных и непредельных углеводородов);

превращение углеводородов (высокомолекулярных в низкомолекулярные, нафтеновых в метановые и ароматические, циклизация углеводородных цепей и др.);

внутримолекулярное диспропорционирование водорода (перестройка углеродного скелета);

гидрогенизация (органических соединений и углистых веществ);

ряд исследователей (Н. Д. Зелинский, В. А. Соколов, Р. Бирс, Ж. Шэпиэрд и др.) допускают возможность генерации углеводородов за счет воздействия на органическое вещество радиоактивных элементов.

В образовании углеводородов принимают участие почти все компоненты органического вещества пород. Некоторое количество жидких углеводородов попадает в осадок вместе с организмами, в строении клеток которых они принимают участие. Часть углеводородов (вместе с жирами и жирными кислотами) синтезируется в клетках бактерий, потребляющих углеводы и белки.

Жидкие и твердые углеводороды содержатся в липоидных компонентах всех живых организмов, населяющих как морские, так и пресноводные бассейны.

Собственно жиры (липиды) содержат от нескольких сотых до нескольких десятых долей процента нормальных и изопарафиновых (с изопре-

ной структурой) и олефиновых углеводородов; воски — не менее 1% преимущественно нормальных парафинов с числом атомов углерода в цепи от 27 до 35; в эфирных маслах находится наибольшее количество углеводородов, включающих парафиновые, олефиновые и ароматические группы с преимущественным преобладанием циклических структур. Стероиды и пигменты (каротиноиды, хлорофилл) содержат углеводороды изопреноидного строения (пристан, каротины, сквален и др.).

Вторым источником появления углеводородов в осадках и породах антропогена является биохимическая деятельность бактерий (Г. Селибер, К. Зобелл). Углеводороды образуются при этом в результате декарбоксилирования жирных кислот (преимущественно парафиновые, в меньшей степени циклические; А. И. Богомолов, А. А. Петров и др.), декарбоксилирования и дезаминирования аминокислот (низшие парафиновые углеводороды; Дж. Эрдман, 1961). Важнейшим продуктом биохимических процессов является метан. Всего в живом веществе обнаружено несколько сот индивидуальных углеводородов.

Содержание углеводородов в современных осадках (на сухой вес его) составляет 10^{-2} — $10^{-4}\%$. Так, в современных осадках Азовского, Каспийского и Черного морей содержание углеводородов составляет 0,012—0,013% (В. В. Вебер, А. И. Горская), в мелководных осадках Мексиканского залива — 0,0035%, в глубоководных — 0,0088% (Г. Филиппи, 1959), в осадках Тихого и Индийского океанов — около 0,003%. Углеводороды представлены всеми тремя группами, известными в нефтях (метановыми, нафтеновыми и ароматическими).

А. И. Горской (1950, 1956), а затем П. Смитом были выделены и изучены свойства углеводородов антропогенных морских осадков. Основная масса углеводородов Древнего Каспия представлена нафтеново-метановыми структурами (91,2% на масла), и только 8,8% приходится на ароматические (А. И. Горская). Е. А. Глебовской по снятым ИК-спектрам нафтеново-метановых углеводородов отмечается преобладающая роль алифатических структур и большое количество твердых парафинов.

Эмпирические формулы преобладающей фракции углеводородов следующие: $C_{14,58}H_{27,12}$ (Древний Каспий); $C_{18,86}H_{32,85}$ (Черное море); $C_{18,73}H_{37,6}$ (Мексиканский залив); $C_{23,96}H_{46,3}$ (Тихий океан, Калифорния).

Составы углеводородов современных осадков и нефтей существенно различны. Так, в современных осадках и породах невысокой катагенной степени превращенности практически отсутствуют тяжелые газообразные и легкие жидкие углеводороды (C_2 — C_{15} , образующие бензиновые и керосиновые фракции нефтей), а также жидкие легкие ароматические углеводороды. Обращает на себя внимание значительное содержание твердых углеводородов. Далее, среди углеводородов современных осадков преобладают углеводороды, в молекулах которых не менее 14 атомов углерода, в то время как природная нефть содержит в среднем около 50% соединений C_3 — C_{14} . В нормальных парафиновых углеводородах современных осадков преобладают цепи с нечетным числом атомов углерода (Н. Стивенс, Э. Брей и Э. Эванс, 1956), в то время как в нефтях большей частью преобладают, наоборот, цепи с четным числом атомов. Все это, а также отсутствие в современных осадках гомологов метана и легких жидких углеводородов указывает на то, что унаследованные от организмов углеводороды лишь частично принимают участие в составе нефти. Высказывается мнение (В. А. Успенский, 1970), что основная часть шестичленных нафтеновых и

ароматических циклов нефтей, не прошедших значительных катагенетических превращений, имеет унаследованный характер. Существует, однако, представление о том, что углеводороды живых организмов могут явиться источником значительных скоплений нефти (П. Смит, 1956).

Третьим и основным источником углеводородов органического вещества пород является абиогенный термokatалитический синтез их из липоидной фракции органического вещества. Большая часть липоидного компонента органического вещества в результате деятельности бактерий распадается до H_2O и CO_2 ; менее значительная часть его, состоящая преимущественно из непредельных соединений, превращается в нерастворимую форму органического вещества (кероген), и лишь незначительная часть липоидов генерирует углеводороды, смолистые и кислые компоненты битумов. Поэтому в химическом плане образование углеводородов может рассматриваться как результат превращения липоидных веществ с длинной открытой цепью в высокомолекулярные циклические соединения со структурой нафтенных, ароматических и смешанных нафтенно-ароматических углеводородов, свойственных нефтям (А. И. Богомол, 1969).

Отсюда следует, что образование углеводородов наиболее интенсивно и многообразно происходит из органического вещества сапропелевой природы, исходный липоидный компонент которого содержит значительное количество алифатических структур, а также моноароматические циклопарафиновые соединения и небольшое количество конденсированных ароматических систем. Органическое вещество гумусовой природы, для состава которого характерны макромолекулы конденсированной ароматики (соединенные эфирными, спиртовыми мостиками и серой, включающие группы OH , OSH_3 и $COOH$) (О. П. Четверикова, К. Ф. Родионова, 1969), способно генерировать жидкие углеводороды лишь в наиболее жестких термokatалитических условиях. Некоторые исследователи считают, что чисто гумусовое органическое вещество вообще способно генерировать только метан.

Ряд исследователей (А. Ф. Добрянский, В. А. Соколов, В. А. Успенский, О. П. Четверикова, Р. Мак-Айвер, И. Брегер и др.) придают также большое значение в образовании углеводородов гуминовым кислотам. Образованные циклическими структурами с боковыми цепями и мостиковыми связями, они при распаде дают ароматические и алифатические углеводороды (главным образом метан и легкие углеводороды). Легкие метановые и другие низкомолекулярные углеводороды, отсутствующие в исходном органическом веществе, образуются за счет деструкции исходных высокомолекулярных соединений — высших предельных кислот и спиртов, а также биогенных высокомолекулярных парафиновых углеводородов, т. е. липидов с нормальной углеродной цепью. Возникновение низкомолекулярных углеводородов за счет биопарафиновых сопровождается также образованием незначительного количества ароматических углеводородов.

Легкие углеводороды (до C_5) возникают также при восстановительном дезаминировании и декарбоксилации аминокислот, высокомолекулярные ($C_{11}-C_{17}$) — при декарбоксилации высших предельных жирных кислот. Превращение восков (декарбоксилация и дегидратация) сопровождается образованием преимущественно метановых углеводородов, превращение каротиноидов — образованием различных форм циклических

углеводородов, а также нерастворимых форм органического вещества (сапропелевого происхождения).

При разложении ненасыщенных жирных кислот в результате циклизации образуются ароматические углеводороды. В целом липоидные компоненты органического вещества являются источником образования бензиновых, керосиновых и масляных фракций нефти.

Четвертым источником углеводородов является кероген. Как уже упоминалось выше, боковые цепи его содержат углеводородные, эфирные, кислотные и другие группы, за счет отрыва первых и термического превращения других возможно образование углеводородов. Образование жидких и газообразных углеводородов из керогена доказано экспериментальным путем — нагревом сланцев, из которых предварительно удалены битумы и гуминовые вещества (А. Берлинг и др., 1969; Р. Мак-Айвер, 1967 и др.). Эксперименты показали также, что в случае окисления керогена в его составе появляются органические кислоты (А. Бергингем и др., 1969), которые могут явиться источником углеводородов. В природных условиях окислителями могут явиться кислород и перекись водорода, образующиеся при радиоактивном разложении воды (В. А. Соколов, 1971).

Наконец, газообразные углеводороды в условиях высоких температур образуются при гидрогенизации углистого вещества керогена. Следовательно, в образовании углеводородов участвуют если не все, то большая часть компонентов органического вещества пород, однако роль отдельных компонентов в образовании углеводородов, естественно, различна.

Углеводороды хлороформенного экстракта органического вещества, а также смолы и асфальтены, характерные для спирто-бензольного экстракта, в целом, хотя и содержат основные компоненты нефти, не представляют собой современную нефть. Эти вещества и нефть разделены между собой длительным и сложным процессом собирательной миграции и нахождения в концентрированном виде в условиях меняющихся геологической и геохимической обстановок, приводящим к значительным изменениям в составе исходных (предмиграционных) веществ. Однако многочисленные исследования битумной части органического вещества и геологически связанных с ними нефтей показывают большое сходство в составе этих веществ. Так, установлено, что битумы и нефти состоят из одних и тех же основных групп соединений — метановых, нафтеновых и ароматических углеводородов, смол и асфальтенов. Основное различие заключается в обогащении битумов более тяжелыми (высокомолекулярными) компонентами, не способными к эмиграции, а поэтому и содержащимися в нефтях в количествах, значительно меньших, чем в битумах.

Р. Мартин и др. (1963) выявили почти полное тождество в изменении содержания в нефти и битуме органического вещества одного и того же района 29 индивидуальных метановых, нафтеновых и ароматических углеводородов (с числом атомов углерода от 5 до 7). Причем среднее содержание изученных углеводородов в нефти составляло 3,44%, в битуме — 3,40%. По подсчетам В. С. Вышимирского и др. (1971) коэффициент корреляции между содержанием индивидуальных углеводородов в нефти и битуме в эксперименте Р. Мартина составил + 0,631.

М. Бреннеман и П. Смит (1964) изучили из одних и тех же свит 11 пар нефтей и битумов (из глин) нескольких нефтегазовых бассейнов США и Венесуэлы. В нефтях и битумах определялись 12 характеристик, в том числе: элементарный состав, содержание асфальтенов, групповой

углеводородный состав, основные типы ароматических углеводородов, металлы, инфракрасные спектры и т. п. По большей части характеристик было получено большое сходство, с положительными коэффициентами корреляции и значениями их более 0,6.

К. Ф. Родионова (1967) получила согласованное изменение группового углеводородного состава нефтей и битумов как по разрезу (в девонских и каменноугольных отложениях Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна), так и по простиранию (результаты исследований около 2000 проб).

А. Э. Конторович (1967) установил, что в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне нефти и битумы (нефтематеринских свит) нижней и средней юры содержат много твердых углеводородов, повышенное количество конденсированных ароматических структур, мало порфиринов и зольных элементов. Для специально избранной по ряду признаков пары нефть — ее материнский битум для содержаний парафина, нормальных алканов и конденсированных ароматических структур получены коэффициенты корреляции соответственно 0,67, 0,59, 0,84. Примерно такая же степень соответствия свойств и состава нефтей и битумов пород получена и для Виллюйской синеклизы.

Сходство нефтей и сопряженных по условиям нахождения с ними битумов пород по ряду параметров установлено для девонских и каменноугольных отложений Днепровско-Донецкого нефтегазоносного бассейна (П. С. Маковецкий, 1966, 1967), Восточного Предкавказья (А. Н. Гусева, 1960; С. А. Саидова, 1968), Западного Предкавказья (Д. В. Жабрев и др., 1966; Т. А. Ботнева, 1967), неогеновых отложений нефтегазоносных бассейнов Калифорнии Вентура и Лос-Анджелес (Г. Филиппи, 1965).

Установлено также сходство изотопного состава серы ($\delta^{34}\text{S}$) нефтей и битумов органического вещества пород одновозрастных отложений (А. Гаррисон, Х. Тодд, 1958; Х. Тодд, Дж. Монстер, Х. Данфорд, 1958; Р. Г. Панкина, С. П. Максимов, 1964 и др.).

Степень химического родства нефтей и рассеянных битумов пород увеличивается (для доэмиграционного этапа) с увеличением степени превращения органического вещества. Это стирание различий хорошо прослеживается при сравнении показателей четности парафиновых углеводородов (отношение суммы парафинов C_{23} — C_{34} с нечетным числом атомов к сумме парафинов с четным числом — нч/ч) в современных осадках (нч/ч от 3 до 5), древних породах (1,1—2) и в нефтях (около 1) (Д. Купер, Э. Брей, 1963). Характерно, что с увеличением доли углеводородов (УВ) в органическом веществе ($\text{C}_{\text{орг}}/\text{УВ}$) показатель четности закономерно уменьшается.

Уменьшение показателя нечетности нормальных парафинов (C_{25} — C_{33}) в породах наблюдается также с глубиной залегания, что указывает на увеличение образования в процессе катагенеза парафинов с четным числом атомов углерода в молекуле (процесс выравнивания нч/ч).

Кинетика превращения органического вещества пород

Процесс низкотемпературного термического распада органического вещества является основным в его превращении. Он рассматривается как мономолекулярная реакция (В. А. Соколов, 1948). В этом случае скорость преобразования органического вещества будет зависеть прежде всего от

температуры, количества остающегося нераспавшегося вещества и степени закрытости среды реакции (возможности удаления продуктов реакции).

Зависимость скорости реакции (разложения молекул и внутренней перегруппировки их) от температуры подчиняется формуле Аррениуса

$$\ln K = A - \frac{E}{RT},$$

где K — константа скорости реакции; A — постоянная величина; T — абсолютная температура; R — газовая постоянная; E — энергия активации (избыточное количество энергии по сравнению со средней величиной, которой должна обладать молекула в момент столкновения, чтобы быть способной к данной химической реакции), для метана $E = 79\,000$ кал/моль, для жидких углеводородов $E = 59\,000$ кал/моль.

Из формулы следует, что логарифм скорости реакции находится практически в линейной зависимости от обратного значения абсолютной температуры. Приближенно принято считать, что для повышенных температур с увеличением на 10°C скорость реакции увеличивается примерно в 2—4 раза (правило Вант-Гоффа). Это значит, что при повышении температуры, например, с 200 до 300°C скорость распада органического вещества должна увеличиться в 2^{40} — 4^{40} раз. Однако для низких температур скорость реакции при увеличении температуры на 10°C увеличивается значительно больше, примерно в 8—10 раз.

По мере истощения реагирующих веществ происходит снижение скорости реакции и последняя в каждый фиксированный момент будет пропорциональной концентрации остающегося нераспавшегося вещества. Для мономолекулярной реакции константа скорости (K) определяется формулой

$$K = \frac{1}{t} \ln \frac{a}{a-x},$$

где a — первоначальное количество вещества; x — количество вещества, разложившегося за время t .

Тормозящее влияние на скорость реакции оказывают остающиеся в системе (закрытой) продукты реакции (отрицательный катализ). В этом случае скорость реакции будет обратно пропорциональной глубине превращения вещества (количеству вновь образовавшихся неудалившихся продуктов).

Лабораторные опыты, проведенные со сравнительно кратковременным нагреванием илов (В. А. Соколов, 1956), битуминозных сланцев (Дж. Хант, 1962; Р. Мак-Айвер, 1967), горючих сланцев (Д. Вельте, 1965), осадочных пород с органическим веществом (А. Дуглас, Г. Эглинтон, Б. Гендерсон, 1966; М. Луи, Б. Тиссо, 1967), различных органических кислот (Дж. Валентайн, 1964, 1968; Е. Эйсм, Дж. Юрг, 1967), показали, что скорость реакции (в открытой системе и при наличии достаточного количества реагирующих веществ) в общем соответствует прямолинейной зависимости, определяемой формулой Аррениуса.

Таким образом, с погружением органического вещества и соответственно с увеличением температуры следует ожидать, что количество образующихся углеводородов должно закономерно возрастать по закону, близкому к экспоненциальному.

Однако подобная скорость превращения органического вещества должна была бы найти свое отражение в резком изменении состава и количества органического вещества в породах, а также существенно сказаться на изменении запасов скоплений нефти и газа с глубиной. Фактически это не имеет места.

Формула Аррениуса (и правило Вант-Гоффа) может отражать лишь общую тенденцию в реакции превращения органического вещества, т. е. ускорение ее с повышением температуры. Степень этого ускорения должна отличаться от формульной (экспоненциальной), так как органическое вещество представляет собой смесь большого количества индивидуальных химических соединений, обладающих своими свойствами, и, в частности, своей энергией активации. Так, например, некоторые азотистые и гуминовые вещества имеют скорости распада значительно большие, чем жирные кислоты, воски, кетоны и т. п. Поэтому каждый индивидуальный компонент органического вещества будет разлагаться со своей скоростью, осложняя общий ход скорости превращения органического вещества. Следует учесть также, что сама реакция распада органического вещества является весьма сложной, идущей несколькими параллельными рядами с образованием промежуточных продуктов. Изменение последних может происходить и по бимолекулярной реакции. Возможны и цепные реакции (В. А. Соколов, 1948). Далее, при одной и той же температуре сорбируемая форма нахождения органического вещества должна преобразовываться с большей скоростью, чем детритная, вследствие каталитического воздействия глинистых минералов. Последние, сорбируя радикалы или органические ионы, снижают энергию их активации и тем самым ускоряют реакцию превращения органического вещества.

С увеличением температуры каталитическое воздействие глин уменьшается и соответственно уменьшается скорость превращения органического вещества. Наконец, реакция превращения органического вещества большей частью происходит в условиях затрудненного удаления (отделения) новообразующихся веществ (полузакрытая система), что уменьшает скорость реакции. Условия, наиболее приближенные к открытой системе реакции и соответственно обеспечивающие наибольшую скорость реакции, создаются: 1) при малом содержании и неравномерном распределении органического вещества в породе или 2) при частом чередовании сравнительно маломощных нефтематеринских толщ и коллекторов. В первом случае часть новообразованных продуктов будет удаляться из мест своего образования вследствие перераспределения и равномерного заполнения свободной емкости нефтематеринской породы. Высокая скорость реакции является одной из причин наблюдаемой связи увеличения степени преобразованности (битуминозности) органического вещества с уменьшением его содержания в породе. Во втором случае часть новообразованных веществ имеет возможность удаляться в коллекторы.

Иные условия создаются, когда нефтематеринская порода характеризуется большой мощностью (между коллекторами) и высоким содержанием органического вещества. В этом случае скорость реакции (превращения органического вещества) затормаживается, так как в средней части такого генератора (равноудаленной от ближайшего коллектора) реакция будет протекать в условиях закрытой системы и соответственно кривая скорости реакции будет отклоняться от экспоненциальной, выполаживаться. Угледородные продукты превращения органического веще-

ства при этом будут оставаться в нефтематеринской породе. Интенсивность генерации углеводородов (и степени битуминизации органического вещества) в условиях почти закрытой системы (нефтематеринской толщи с высоким содержанием органического вещества, но обедненной коллекторами) изучена на кумской свите эоценового возраста Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна (Ю. И. Корчагина, 1973). Здесь в интервале температур от 71 до 140° С (1907—5005 м) содержание углеводородов в породе непрерывно растет от 716 до 4780 г/м³ (максимально 8930), коэффициент битуминозности изменяется от 3,2 до 18,1 (табл. 8). В этом же бассейне содержание углеводородов в майкопских отложениях в интервале глубин 1054—4169 м (температуры 44—134° С) непрерывно возрастает от 128,8 до 1036 г/м³.

Таблица 8

Изменение состава битумного компонента органического вещества глины эоценового возраста Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна (по Ю. И. Корчагиной, 1973)

Глубина, м	Температура, °С	Содержание тяжелых углеводородов в породе, г/м ³	$\beta_{ХВ}$	Масла в хлороформном экстракте, %
1907—2385	71—97	$\frac{184-1000}{716}$	$\frac{2,9-3,5}{3,2}$	$\frac{25,2-40,0}{34,5}$
2475—2489 3100—3105	103—110	$\frac{1650-1656}{1653}$	$\frac{3,7-12,2}{8,3}$	$\frac{38,4-46,3}{41,6}$
4497—4503 4999—5005	140	$\frac{1470-8930}{4780}$	$\frac{11,3-26,9}{18,1}$	$\frac{64,7-72,5}{70,1}$

Примечание. В числителе—минимальное и максимальное, в знаменателе—среднее значения.

В условиях открытой системы, т. е. при удалении (эмиграции) части обравующихся углеводородов из нефтематеринской свиты их распределение (остаточное) в разрезе усложняется, будучи обусловленным соотношением интенсивности (нарастающей) генерации углеводородов и различной (по разрезу) интенсивности эмиграции их (см. стр. 123).

Генетическая зонография углеводородов нефти и газа

Изложенная стадийность преобразования органического вещества и образования углеводородов обуславливает возникновение в разрезе земной коры определенной зональности в образовании миграционно-способных углеводородов различного состава и фазового состояния.

Впервые смену с глубиной состава (свойств) и фазового состояния углеводородов предсказал Д. Уайт (1915). Он связал ее со степенью превращенности пород и метаморфизмом углей (теория углеродного коэффициента). В частности, Д. Уайт указал, что на больших глубинах с увеличением степени метаморфизма углей нефть должна смениться газом.

В 1948 г. В. А. Соколов в интервале глубин 0—20 км выделил четыре зоны, отличающиеся различным физическим состоянием углеводородов (и воды), заключенных в них. В двух нижних зонах В. А. Соколов предсказывает возможность существования конденсатногазовых скоплений, обязательных для интервала 6—12 км.

Позднее А. Ф. Добрянский (1955), В. А. Успенский, О. А. Радченко (1955) и Н. Б. Вассоевич (1955) в своих схемах образования (и превращения) нефтей также выделяют четыре геохимические зоны (седиментогенеза, диагенеза, катагенеза, метаморфизма), каждая из которых характеризуется своими основными факторами превращения органического вещества, типом реакции превращения его и составом образующихся продуктов.

Положение собственно зоны нефтеобразования эти авторы определяют различно: А. Ф. Добрянский — на стадии раннего катагенеза, Н. Б. Вассоевич — на стадии позднего катагенеза, В. А. Успенский и О. А. Радченко — на стадиях диагенеза и катагенеза.

В 1961 г. И. И. Аммосов выделяет зону «главной нефтеносности», в пределах которой находятся основные запасы нефти, приуроченную к породам, где образуются угли от плотных бурых до жирных.

В 1963 г. В. С. Вышемирский предлагает схему стадийного изменения пород и каустобиолитов, в которой образование нефти и газа приравнивается к стадии мезокатагенеза и этапу углефикации, соответствующему маркам углей Б₃, Д и Г. Выше (протокатагенез; Б₁, Б₂) по В. С. Вышемирскому образуются тяжелые углеводороды, а ниже (апокатагенез) — сухой газ. Позднее В. А. Соколов (1966, 1967) предложил различать в земной коре несколько генетических зон: биохимическую, термokatалитические верхнюю, среднюю и нижнюю, расположенные на различных глубинах и отличающиеся по составу углеводородов, образующихся из органического вещества этих зон.

В 1967 г. И. В. Высоцкий ввел понятие о первичном иммерсионном генетическом ряде углеводородов, формирующихся в процессе непрерывного прогибания (иммерсии) нефтегазоматеринских пород. Было выделено несколько зон, соответствующих различным стадиям литогенеза. Каждая зона характеризовалась составом и физическим состоянием формирующихся из органического вещества пород углеводородов. Несколько позднее эти зоны были увязаны с этапами углефикации. В генетическом ряду была выделена *главная зона сингенетической нефтеносности* и определен нижний предел промышленной нефтеносности и газоносности (Н. Б. Вассоевич, И. В. Высоцкий и др., 1967).

В это же время (1967 г.) Н. Б. Вассоевич предложил выделять в процессе нефтегазообразования главную фазу, которая характеризуется наиболее интенсивным образованием углеводородов в процессе погружения потенциально материнских свит. По этому же признаку А. Э. Конторович (1967) предложил выделять главную зону процессов нефтеобразования.

Главная фаза по Н. Б. Вассоевичу проявляется в интервале температур 80—150° С и соответствует этапам углефикации, отвечающим маркам углей Д, Г и Ж, т. е. главная фаза соответствует ранее выделенной главной зоне сингенетической нефтеносности (Н. Б. Вассоевич, И. В. Высоцкий и др., 1967). Значения температур в главной фазе по Н. Б. Вассоевичу могут несколько изменяться в зависимости от длительности их воз-

действия, уменьшаясь для древних толщ и увеличиваясь для молодых.

Позднее (1968 г.) О. А. Радченко предложила различать три стадии преобразования органического вещества сапропелевого типа в процессе его погружения. Первая начальная стадия характеризуется образованием летучих продуктов (CO_2 , CH_4 , H_2S , NH_3) и воды; вторая, протекающая на глубинах 1500—2000 м и более, сопровождается образованием помимо огромного количества газов (в том числе метана и его гомологов) также жидких, особенно низкокипящих углеводородов (основная фаза нефтегазообразования по О. А. Радченко); третья стадия — опять газовая.

В 1969 г. Н. Б. Вассоевич, Ю. И. Корчагина и другие исследователи развивают представление о главной фазе нефтеобразования и, в частности, указывают, что в период ее проявления значительно увеличивается генерация высококипящих углеводородов и впервые образуются низкокипящие (C_6 — C_{13}) углеводороды.

В это же время С. Г. Неручев, М. Ф. Двали и др. (1969) опубликовывают таблицу, где приведена примерная схема соотношений между стадиями метаморфизма органического вещества, формами нахождения битуминозных компонентов и распределением зон нефтегазообразования и где авторы также выделяют главную фазу нефтеобразования, соответствующую стадии мезокатагенеза и бурогольному этапу углефикации органического вещества (марка B_3).

Следует заметить, что Е. С. Ларская и Д. В. Жабрев еще в 1964 г. установили, что новообразование углеводородов в органическом веществе наиболее активно начинает проявляться с 50—60° С, т. е. примерно с глубины 1200—1500 м. В интервале температур 60—100° С интенсивность новообразований резко возрастает, но при дальнейшем повышении температуры и давления увеличивается постепенно. Этим исследованием, по существу, впервые было указано на существование в эволюции органического вещества стадии наиболее интенсивной генерации углеводородов, которой позднее было дано название главной, или основной, фазы, стадии, главного этапа, зоны (Н. Б. Вассоевич, О. А. Радченко, А. Э. Конторович, С. Г. Неручев, М. Ф. Двали, И. И. Аммосов, И. В. Еремин, А. А. Геодекян и др.).

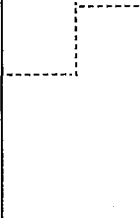
В настоящее время представляется возможность различать в разрезе осадочной оболочки Земли ряд вертикально расположенных генетических зон, характеризующихся образованием в их пределах различных по составу и состоянию углеводородов.

Выделяются четыре основные генетические зоны: биохимическая газогенная, термолитическая газогенная, термокаталитическая нефтегазогенная и нижняя газогенная пирогидрогенизационная (табл. 9).

Биохимическая газогенная зона соответствует диагенетической стадии превращения органического вещества (торфяному этапу углефикации). Основным углеводородным продуктом превращения органического вещества этой зоны является метан с изотопным составом углерода $-5,5 \div -9,5\%$.

Термолитическая газогенная зона соответствует начальной стадии катагенеза пород и началу бурогольного этапа углефикации органического вещества. В газогенной термолитической зоне продолжается генерация метана, но появляются также и газообразные гомологи метанового ряда. Формирование газа происходит уже под влиянием прежде всего температуры, достигающей 70° С и появляющейся на глубинах до 2,0 км.

Вертикальный первично-иммерсионный ряд образования углеводородов

Генетические зоны	Примерные: глубина, км / температура, °С	Основная форма нахождения ОВ в пелитовых породах	Стадии литогенеза (по Н. Б. Бассоевичу)	Этапы углефикации (марки углей)
Биохимическая газогенная	$\frac{\leq 0,3}{10-20}$	Молекулярно-мицеллярные комплексы в воде	Диагенез	Торфяной
Термолитическая газогенная	$\frac{0,3-2,0}{20-70}$		Истинный раствор	Протокатагенез
Термокаталитическая нефтегазогенная	$\frac{2,0-5,0}{70-180}$	Органо-минеральный комплекс (полимолекулярный адсорбционный слой на поверхности минеральной массы)	Мезокатагенез	Длиннопламенных углей (Д)
				Газовых углей (Г)
				Жирных углей (Ж)
				Коксовых углей (К)
	$\frac{5,0-7,0}{180-250}$			Отощенно-спекающихся углей (ОС)
Нижняя газогенная пироуглеводородогенная	$\frac{7,0-10,0}{250-374}$	Углистое вещество	Апокатагенез	Тощих углей (Т) Полуантрацитов (ПА) Антрацитов (А)

Термокаталитическая нефтегазогенная зона (термокаталитическая средняя по В. А. Соколову) характеризуется наряду с увеличивающейся генерацией газовых углеводородов появлением также и жидких углеводородов: в начале зоны при сапропелевом органическом веществе — метаново-нафтенных, а далее нафтенно-ароматических. Температура в конце этой зоны достигает 250° С. Подошва зоны проходит на уровне 6, максимумом 7 км. Зона соответствует большей части стадии мезокатагенеза

и формирования их скоплений (И. В. Высоцкий, 1973)

Основные продукты превращения ОВ, участвующие в образовании скоплений нефти и газа	Основные превращения в скоплениях	Вещественный состав залежей
Метан		Метан, растворенный в воде
		Газовые метановые
Метан и его гомологи	Метанизация (катагенез) нефти (конденсата)	Газовые с жирным газом Растворение газа в нефти Нефтегазовые Газонефтяные Нефтяные Ретроградное растворение Конденсатногазо-нефтяные (газовая шапка — конденсатный газ) Нефтеконденсатногазовые (оторочка из тяжелой нефти) Конденсатногазовые
Метан	Деструкция жидких и твердых УВ	Ретроградное испарение Конденсат с газовой шапкой Газовые метановые Метан, растворенный в воде

и этапам углефикации от позднебуроугольного до позднекаменноугольного (К и ОС). Вторая половина зоны характеризуется количественным уменьшением генерации жидких углеводородов в связи с истощением липоидных компонентов органического вещества пород и продолжающейся обильной генерацией газообразных углеводородов (жирного газа). При существующих в этой части зоны температурах и давлениях (180—250° С, 40—70 МПа) обеспечивается максимальное образование метанового газа

и его тяжелых гомологов. Для метана нефтегазогенной термokatалитической зоны характерен изотопный состав углерода $-3,0 \div -5,8\%$.

Из приведенных данных следует, что углеводороды, составляющие нефть (и конденсат), образуются при температурах от 70 до 250° С. Этот интервал температур в общем близок к температурам, которые принимались и ранее разными исследователями для образования нефти (Б. Кокс, 1946; С. И. Миронов и др., 1949; А. И. Богомолов, 1960 и др.).

Нижняя газогенная пирогидрогенизационная зона (термокatalитическая нижняя, или метановая по В. А. Соколову), располагающаяся ниже 7 км с температурой свыше 250° С, характеризуется генерацией из органического вещества лишь углеводородного газа, наверху — обогащенного газовыми гомологами метанового ряда, внизу — чисто сухого метанового, жидкие углеводороды не генерируются.

Изотопный состав углерода метана нижней газогенной зоны характеризуется значениями $\delta^{13}\text{C}$, близкими к значениям $\delta^{13}\text{C}$ метана верхней газогенной зоны.

В формировании газа этой зоны, вероятно, принимает участие реакционно-способный в этих условиях водород.

Нижняя газогенная зона существует в условиях наиболее поздних стадии литогенеза и этапов углефикации (соответствующих маркам углей тощих, полуантрацитов, антрацитов) органического вещества.

Газ нижней газогенной зоны проявляет себя на поверхности в некоторых нефтегазоносных бассейнов выходами в грязевых вулканах. Изучение газов грязевых вулканов показывает, что они состоят преимущественно (80—90%) из метана и значительно отличаются от попутных газов нефтяных месторождений и газов газовых месторождений (В. А. Соколов, 1971). Этот факт свидетельствует об образовании газов грязевых вулканов независимо от образования нефти. Кроме того, также огромная высота фонтанов горящего газа, отмечаемая при извержениях грязевых вулканов (сотни метров и даже километры), значительные массы выбрасываемого газа (сотни миллионов кубических метров) и сопочной брекчии (десятки и сотни миллионов кубических метров) указывают на глубокое положение газогенного очага. Это подтверждается также развитием грязевых вулканов только в бассейнах с мощными глубоко погруженными глинистыми толщами пород (нефтегазоносные бассейны Южно-Каспийский, Иравадийско-Андаманский, Оринокский и др.).

Образующийся в нижней газогенной зоне под огромным давлением газ прорывается на поверхность, увлекая за собой перемятые массы глин, обломки твердых пород вместе с водой.

Преимущественное образование углеводородного газа, начиная примерно с 200° С, рассматривается некоторыми исследователями как результат деструкции нефти и конденсата в залежах, погружившихся в эти условия (Н. Т. Линдтроп, Э. А. Анфиладова и др., 1970), без участия органического вещества, т. е. как производный газ. В качестве довода в защиту этого представления ссылаются на невозможность эмиграции газа, формирующегося в органическом веществе пород, так как он по данным Е. А. Рагозиной (1965) заключен в закрытых порах нефтегазоматеринских свит (аргиллитов).

Газификация нефти и конденсата, вероятно, имеет место с образованием в частности метана, сильно обедненного азотом (Г. П. Сверчков, 1971), хотя твердых остаточных продуктов такого процесса еще никто

не зафиксировал; однако основное количество газа нижней газогенной зоны образуется за счет углеродистого органического вещества на пути превращения его в графит.

Положение рассмотренных генетических зон и мощность их в разрезе нефтегазоносного бассейна, естественно, будут различными и определяются двумя основными факторами (при прочих равных условиях):

1) генетическим типом органического вещества — преобладание в органическом веществе гумусового материала увеличивает мощность верхней газогенной зоны и опускает нижнюю границу нефтегазогенной зоны; соответственно положение генетических зон будет различным в бассейнах, представленных только континентальными или только морскими отложениями или чередованием этих отложений;

2) величиной геотермического градиента — с увеличением последнего мощность генетических зон уменьшается; соответственно в бассейнах, представленных древними отложениями, весь генетический ряд будет расположен выше, чем в молодых бассейнах.

Вертикальная зональность в образовании углеводородов находит свое отражение и в распределении по вертикали скоплений углеводородов различного состава и фазового состояния (см. ниже). Однако существенное влияние на это распределение оказывают время и интенсивность удаления углеводородов из нефтегазоматеринских свит, время и механизм образования ловушек, а также история образовавшегося скопления, обуславливаемая тектоническими движениями. Все это изменяет картину распределения скоплений углеводородов в разрезе пород против ожидаемой в соответствии с вертикальной генетической зональностью.

Нефтегазоматеринские свиты (диагностика)

Идея о существовании нефтематеринских пород, т. е. пород, генерирующих нефть, составляет сущность современной теории органического происхождения нефти и соответственно появилась одновременно с возникновением самой теории. Первыми исследователями, предположившими генетическую связь нефти и газа с породами, обогащенными рассеянным органическим веществом, были Дж. Ньюберри (1858) и С. Хант (1861). Первый имел в виду черные сланцы, подстилающие продуктивные отложения нефтяных залежей месторождений Пенсильвании, второй — битуминозные известняки.

Термин «нефтематеринская свита» получил распространение в конце прошлого столетия и используется до настоящего времени. В 1927 г. А. Д. Архангельский принял термин «нефтегазопроизводящие породы» («первично-нефтеносная порода»), К. П. Калицкий (1934) ввел понятие «генератор нефти» («приемник» — коллекторы) и обратил внимание на то, что из понятия «нефтепроизводящая порода» следует, что речь идет о породах, которые в настоящее время производят нефть.

За последнее время значительно расширился литологический диапазон нефтематеринских свит. Если 25—30 лет тому назад большая часть исследователей к нефтематеринским породам относил только глины, то после работы В. А. Соколова (1948) уже многими признается возможность генерации углеводородов из органического вещества, заключенного в алевритовых породах (В. В. Вебер), в песчано-алевритовых (С. Г. Неручев), в песчаниках, а также в глинах и алевритах (А. А. Трофимук, 1965) и известняках.

Высказывается мнение, что карбонатные породы как генераторы углеводородов имеют даже некоторые преимущества перед глинистыми породами. Органическое вещество в этих породах преимущественно сапропелевого или гумусово-сапропелевого типа, часто накапливается в условиях восстановительной геохимической обстановки — в условиях слабого движения донных вод, что уменьшает воздействие кислородсодержащих вод на концентрирующееся в осадке органическое вещество, уменьшает возможность вымывания его и переноса. Быстрая литификация карбонатного осадка создает условия для консервации в нем органических веществ и тем самым предохраняет их от воздействия глубоких агентов гипергенеза. Эти основные особенности органического вещества карбонатных пород обуславливают более высокий выход битума на органическое вещество и большее содержание в составе битумов алифатических структур, что компенсирует меньшее содержание органического вещества в карбонатных породах и меньшую каталитическую активность по сравнению с глинистыми породами.

В отличие от глинистых пород, пористость и проницаемость которых в процессе погружения уменьшаются и поэтому в зоне наиболее интенсивного преобразования рассеянного органического вещества последнее оказывается наиболее изолированным от коллекторов, в карбонатных породах в этом процессе вследствие их механических и химических свойств пористость и проницаемость увеличиваются. Это происходит за счет развития механически образующихся трещин химической природы (вследствие перекристаллизации и доломитизации кальцита).

Трещины в карбонатных породах возникают в процессе как погружения, так и подъема. Густая сеть трещин вовлекает в процесс концентрации углеводородов значительные мощности пород, содержащих углеводороды. В трещинах различной генерации широко известны многочисленные следы движения битуминозных веществ различной консистенции, которые подтверждают эту роль трещин в эмиграции углеводородов.

Доказательства нефтематеринских свойств карбонатных пород рассмотрены в работах советских исследователей В. П. Батурина (1945), В. Б. Татарского (1954, 1955), В. Н. Тихого (1955), Ю. А. Ходака (1955), И. А. Конохова (1958, 1962), В. В. Вебера, А. И. Горской (1963), М. Ф. Двали (1963), З. А. Мишуниной (1971), Н. Г. Жузе и др., а также зарубежных — У. Линка (1950, 1951), Г. Лииса (1950), Р. Уолтера (1950), Г. Де Хуана, Л. Родригеца (1951), Х. Гемана (1962), Э. Оуэна (1964) и др.

При оценке нефтематеринских свойств пород в последнее время меньшее значение стало придаваться высокому содержанию битума в органическом веществе, так как незначительное количество его (особенно хлороформенного битума) может указывать на уход углеводородов в коллекторы, т. е. свидетельствовать о выполнении породой нефтематеринских функций. Высокое содержание битума в органическом веществе может быть связано с неблагоприятными условиями для отделения его, например из сильно первично-окремненных пород. Изменилась оценка качественного состава битумов. Высокое содержание в них кислых компонентов, которое ранее рассматривалось как неблагоприятный признак для возможно нефтематеринской свиты, в настоящее время некоторыми исследователями (С. Г. Неручев, 1965) оценивается как признак ухода из со-

става битума углеводородов, что обуславливает относительное поокисление оставшегося в породе битума.

Еще большее значение, чем раньше, при оценке содержания и качественного состава битума стало придаваться фациальным условиям накопления органического вещества в осадке, генетическому типу его и степени превращенности.

К. Ф. Родионова и С. П. Максимов (1970) предложили одиннадцать критериев для распознавания четырех качественных категорий нефтегазоматеринских свит — очень хорошие, хорошие, благоприятные, бедные. В число критериев входят: литолого-фациальный тип пород, геохимическая фация, генетический тип органического вещества, степень превращенности его и ряд количественных характеристик органического вещества и его компонентов (табл. 10).

С. Г. Неручев, М. Ф. Двали и др. (1969) относят к нефтематеринским те породы, в которых масштабы образования подвижных преимущественно углеводородных битуминозных веществ достаточны для того, чтобы обеспечить в благоприятной геологической обстановке их миграцию с образованием промышленных скоплений.

В настоящее время представляется возможным различать: 1) потенциально нефтематеринские свиты, которые по геохимическим и геологическим признакам способны генерировать и отдавать жидкие и газообразные углеводороды, однако не реализуют эти способности, так как находятся в неблагоприятных для этого условиях, т. е. еще не достигли (не опустились) зоны нефтегазогенеза; эти свиты поэтому являются газоматеринскими или газопроизводящими, так как находятся в зоне газобразования; 2) нефтегазоматеринские свиты, реализующие или реализовавшие (истощившие) свои способности генерировать и отдавать жидкие и газообразные углеводороды; эти свиты в свою очередь являются потенциальными для образования конденсатногазовых скоплений, если окажутся в соответствующих термобарических условиях (в низах термокаталитической зоны).

Таким образом, разновозрастные карбонатные или глинистые толщи, обогащенные рассеянным органическим веществом, в зависимости от места их положения относительно вертикальных генетических зон могут быть потенциальными или материнскими для образования нефти или (и) газа.

Собственно нефтематеринская свита должна обладать следующими основными, генетически связанными между собой признаками (свойствами), ограничивающими (выделяющими) объем диагностируемых пород:

- 1) пелитовой или пелитоморфной структурой;
- 2) субаквальным морским или субаквальным континентальным происхождением;
- 3) восстановительной или слабоокислительной (слабовосстановительной) геохимической обстановкой накопления осадка (стадии седиментогенеза и диагенеза);
- 4) наличием рассеянного органического вещества сапропелевого или гумусово-сапропелевого типа;
- 5) необходимым временем пребывания в термокаталитической нефтегазогенной зоне (верхней подзоне);
- 6) возможностью отдачи части образующихся в органическом веществе углеводородов в коллекторы.

Диагностические критерии нефтегазоматеринских свит (по К. Ф. Роди

Категория нефтегазоматеринских свит	Литолого-фациальный тип пород	Геохимическая фация	Тип органического вещества
Очень хорошие	Морские относительно глубоководные, удаленные от главных источников сноса терригенного и растительного материала глинистые известняки; мергели известковистые; глины черные, темно-серые. Преобладание минералов группы монтмориллонитов	Резко восстановительная, сульфидная. Содержание «реакционного» железа $< 1\%$, в нем сульфидного железа $> 50\%$. Среди карбонатов преобладает кальцит	Сапропелевый, гумусово-сапропелевый, автохтонный, неокисленный
Хорошие	Морские относительно глубоководные карбонатно-глинистые и глинистые сероцветные породы. Преобладание минералов монтмориллонита	Восстановительная. «Реакционного» железа $\sim 2\%$, в нем сульфидного железа $\sim 30\%$. Среди карбонатов CaCO_3 и FeCO_3	То же
Благоприятные	Морские мелководные глинистые, карбонатно-глинистые, карбонатные, алевритово-глинистые светло-серые породы. Возможно, полуконтинентальные. Преобладают гидрослюды	Слабовосстановительная сульфидно-сидеритовая и легтохлоритовая. «Реакционного» железа $> 2\%$. Преобладает FeCO_3 , Fe хлоритов	Смешанный, частично окисленный
Бедные	Мелководно-морские и континентальные, терригенные и карбонатные, светлые и пестроцветные породы. Гидрослюды, каолинит	Субокислительные и окислительные. «Реакционного» железа 5% и выше. Преобладает лимонит	Смешанный и гумусовый окисленный

Эти свойства создаются и приобретаются в процессе стадий осадконакопления, диагенеза и катагенеза, изучение особенностей протекания которых является обязательным элементом диагностики нефтегазоматеринских свит.

Количественная характеристика признаков — содержание органического вещества, соотношение в нем гумусового и сапропелевого типов, продолжительность нахождения в генетической зоне, процент отдачи углеводородов, мощность свиты, ее состав и др. — определяет количественный потенциал нефтематеринской свиты.

Первые два признака — структура и генезис пород — диагностируются литологическими, палеонтологическими исследованиями и палеогеографическими реконструкциями, третий — условия накопления осадка — геохимическими исследованиями органического вещества, изучением соотношения в породе закисного и окисного форм железа,

оной, С. П. Максимоу, 1970)

Степень превращенности («метаморфизма»)	Содержание в породе			Углеродородный коэффициент	Коэффициент нейтральности	Метано-нафтен-овые/нафтен-о-ароматические	нч/ч в н-парафинах
	ОВ, %	битума АХЛ, %	УВ, г/м ³				
Позднебуроугольная, ранне-среднекаменноугольная	2—10	0,1—2	> 1000	3—5,5	0,5—0,3	> 10	≤ 1
То же	1—3	0,07—0,3	500—1000	1,5—3	0,7—2	> 5	1—1,2
»	0,5—1,5	0,04—0,01	200—500	0,4—1,0	1—3	~ 1	1,2—1,5
Буроугольная	0,02—0,5	0,001—0,02	< 200	0,1—0,2	2—9	< 1	2—5

а также палеогеографическими реконструкциями. Содержание рассеянного органического вещества и его генетический тип изучаются геохимическими и углепетрографическими методами.

Нахождение диагностируемой породы в зоне нефтегазогенеза определяется разносторонними исследованиями.

1. Геологическими построениями — реконструкциями палеоглубин прохождения и времени нахождения диагностируемого объема породы в зоне нефтегазогенеза, т. е. в интервале глубин 2—7 км.

2. Измерением максимальных температур, воздействовавших на породу и заключенное в ней органическое вещество (по отражательной способности витринита, по показателю преломления коллоальгинита, магнитному резонансу и др.), с выделением объема породы, испытавшей «прогрев» в интервале 70—180° С. Знание палеотемператур позволяет определить этап углефикации органического вещества. Как уже

указывалось ранее, зоне нефтегазогенеза, т. е. условиям образования нефтематеринской свиты, соответствуют этапы (марки углей) Б₃, Д, Г, Ж.

3. Изучением степени преобразованности породы — достигнутой стадии литогенеза с оконтуриванием объема пород, достигших верхней подстадии мезокатагенеза. Изучение производится путем определения некоторых физических свойств пород (плотности, пористости, скорости распространения упругих волн и т. п.), фиксации минеральных преобразований, в частности монтмориллонита и каолинита, выявления характерных минеральных ассоциаций и минералов-индикаторов (диксит, пирофиллит и др.), характерных структур и текстур пород и других характеристик, используемых в литологии для определения стадий литогенеза.

Предложен также экспресс-метод (Ф. Стаплиц, 1969) определения стадии литогенеза, основанный на изучении цвета шлифа, приготовленного из концентрата рассеянного органического вещества плотностью 2 г/см³. Цвет желтый отвечает стадии диагенеза (индекс термальности I), цвет желто-коричневый — раннему катагенезу (II), коричневый — среднему (III) и черный — позднему катагенезу (IV). Вместе с определениями

Т а б л и ц а 11

Стадии литогенеза и зоны генерации углеводородов различного фазового состояния (В. И. Высоцкий, 1974)

Стадия литогенеза	Минеральные индикаторы и фации (семейство кварц-каолинитовых пород)	Индекс термальности измененности пород и цвет органического вещества	Отражательная способность витринита или керогена	Зона генерации углеводородов	
Катагенез	Диагенез	I. Желтый	≤ 0,26	Газогенная биохимическая	
	Протокатагенез	Фация обломочного вещества унаследованного состава	0,26—0,5	Газогенная термолитическая	
	Мезокатагенез	Фация кварц-дикситовая: кварц, диксит, титанистые минералы, гематит	III. Коричневый	0,5—1,9	Нефтегазогенная термокаталитическая
	Апокатагенез	Фация кварц-пирофиллитовая: кварц, пирофиллит	IV. Черный	1,9—3,4	Газогенная термокаталитическая (пирогазогенная)
Метагенез (региональный метаморфизм)	Фация кианитовая	V. Черный со следами метаморфизма пород	> 3,4	Графитогенная	

Сводная характеристика сингенетичного органического вещества глини нефтегазоматеринских свит (по Ю. И. Корчагиной, 1975)

Глубина в км (температура в °С)	Коэффициенты				Содержание масел в ХБ, %	Характеристика нерастворимой части органического вещества			Диагностическая материнская свита	
	битуменный хлороформного экстракта (ХБ) $\rho_{C_{org}}$	углеродородный $\mu_{ОВ}$	восстановленности $\omega = \frac{C+H}{N+S+O}$	$\frac{ХБ}{ДСББ}$		С, %	Н, %	показатель преобразования $\frac{количество\ гнилта}{N_{кол}}$		количество парамагнитных центров на 1 г вещества $n \cdot 10^{17}$
0,5—1,5 (50)	$\frac{1,0-3,5}{2,0}$	$\frac{0,2-1,4}{0,7}$	$\frac{7,0-10,5}{9,0}$	$\frac{0,5-1,9}{0,7}$	$\frac{13-38}{28}$	65—72	5,5—7,0	1,625—1,660	10	Газомагнетитовая
1,5—2,0 (50—80)	$\frac{2,0-6,0}{4,0}$	$\frac{0,7-1,4}{1,0}$	$\frac{7,5-12,0}{10,0}$	$\frac{0,4-4,0}{1,2}$	$\frac{25-40}{31}$	73—76	6,0—6,1	1,670—1,695	15	
2,0—3,0 (80—105)	$\frac{7,0-8,5}{6,0}$	$\frac{1,0-2,0}{1,5}$	$\frac{8,0-14,0}{11,0}$	$\frac{0,2-3,7}{1,3}$	$\frac{30-35}{40}$	76—78	5,5—7,0	1,695—1,735	45	Нефтегазоматеринская
3,0—4,0 (105—140)	$\frac{7,0-10,0}{9,5}$	$\frac{1,8-2,8}{2,2}$	$\frac{10,0-15,0}{13,0}$	$\frac{1,2-1,5}{1,4}$	>50	79—81	6,0—6,9	1,735—1,785	70	
4,0—5,0 (145—185)	$\frac{9,0-14,5}{10,5}$	3,5	$\frac{18,0-19,0}{18,0}$	$\frac{1,5-7,1}{3,8}$	>50	81—82	5,9—6,8	1,740—1,940	100	Конденсатногазоматеринская
5,0—6,0 (185—240)	$\frac{9,0-14,5}{10,5}$	3,5	$\frac{18,0-19,0}{18}$	$\frac{1,5-7,1}{3,8}$	>50	80	5,5—5,8	1,920		Газомагнетитовая

Примечания. 1. В числителе — минимальное и максимальное, в знаменателе — среднее значения. 2. Последняя графа добавлена авторами. — К. Б., И. В.

максимальных палеотемператур, испытанных изучаемой породой, определение стадии литогенеза позволяет выделить породы, прошедшие те или иные стадии, и соответствующие им зоны генерации углеводородов (табл. 11).

4. Изучением степени превращенности органического вещества пород с выделением той части объема их, которая находилась в условиях, характерных для зоны нефтегазообразования.

Сингенетическое (автохтонное) органическое вещество пород в процессе термокатализа, как уже указывалось выше, претерпевает однонаправленное изменение. С увеличением температуры (с погружением) в нем увеличиваются доля восстановленных компонентов, битумный и углеводородный коэффициенты, содержание масел в хлороформном битуме и т. п. Сравнительное изучение типичных нефтематеринских свит глинистого состава, а также глинистых пород, обогащенных органическим веществом, но лишенных коллекторов (в закрытой системе преобразования органического вещества), в частности в Азово-Кубанском и других нефтегазопосных бассейнах, позволило охарактеризовать автохтонный битум на различных стадиях его превращения, в том числе и соответствующих зоне нефтегазогенеза (табл. 12), а также представить модель изменения с глубиной погружения (температурой) соотношения битумов различной степени превращенности в нефтематеринской свите (Ю. И. Корчагина, 1975). Согласно этой модели (рис. 21) до глубины 1,5—2 км (75° С) преобладает (свыше 80%) автохтонный битум, т. е. тесно связанный с органическим веществом и минеральной поверхностью пород; в интервале глубин 2—3 км появляется паравтохтонный битум, оторвавшийся от материнского вещества, но не вышедший за пределы свиты в целом. В результате доля автохтонного битума сокращается до 40%; в интервале 3—4 км автохтонный битум встречается еще реже (до 15%) и значительную роль приобретает остаточный малоподвижный битум, возникший за счет ухода (эмиграции) наиболее подвижной части паравтохтонного битума в коллектор. На глубине 5 км доля паравтохтонного и остаточного битумов достигает 90%.

Дифференциация битумов в породе находит свое отражение в значительном отклонении (аномалии) характеристик битумной части органического вещества в целом от присущих автохтонному битуму, так как паравтохтонный битум характеризуется увеличением, а остаточный — уменьшением (иногда в 2—4 раза) наиболее восстановленных компонентов органического вещества ($\beta_{\text{Сорг}}^{\text{ХБ}}$, масла в ХБ, углеводороды в органическом веществе и др.) по сравнению с таковыми для автохтонного битума на одной и той же стадии превращения. Появление аномалийных значений в основных параметрах битумной части органического вещества диагностируемой толщи пород указывает на принадлежность ее к нефтематеринской свите.

5. Фиксацией процесса отдачи нефтегазоматеринской свитой подвижных углеводородов в коллектор, что является одним из важнейших исследований диагностируемых материнских свит. Проявление этой способности нефтегазоматеринской свиты выявляется несколькими методами.

Первый метод — непосредственное наблюдение следов перемещения или перераспределения различных по составу битумов в породах путем

изучения битуминозных структур и текстур под люминесцентным микроскопом.

Использование люминесцентной микроскопии для распознавания следов миграции рассеянных битумов было предложено В. Н. Флоровской (1957), разработано Г. П. Колпенским (1958, 1959). Этот метод

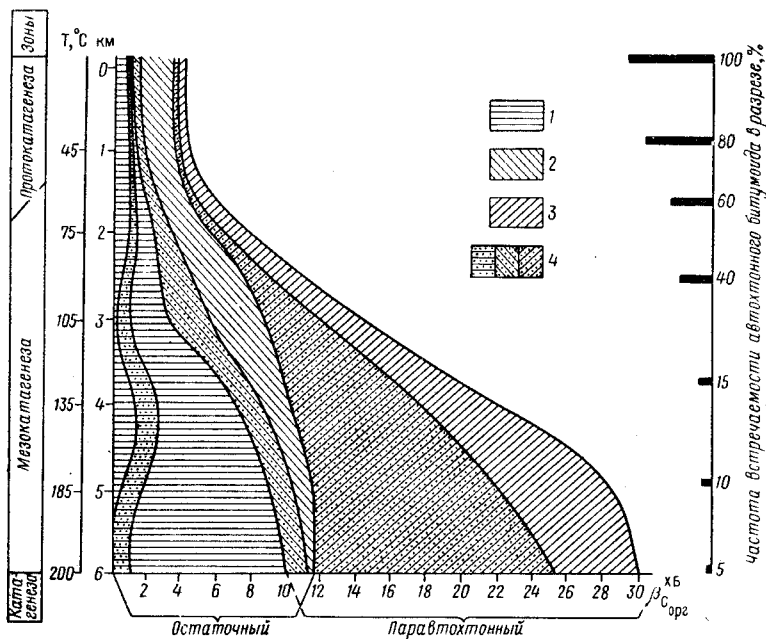


Рис. 21. Схема генетических полей битумоидов в нефтематеринских глинистых породах (по Ю. И. Корчагиной, 1975)

Доли в %: 1 — хлороформного битумоида в органическом веществе (битумный коэффициент $\beta_{\text{ХВ}}^{\text{ост}}$); 2 — автохтонного хлороформного битумоида в органическом веществе ($\beta_{\text{авт}}^{\text{ХВ}}$); 3 — паравтохтонного хлороформного битумоида; 4 — углеводородов (высококипящих) в составе хлороформного битумоида

позволяет фиксировать перемещение различных компонентов битумов вследствие различной цветовой люминесценции их, определять положение компонентов битумов в структуре и текстуре различных пород и тем самым различать виды миграции, имевшей место в породе, а именно: отрыв битумов от органического вещества; перераспределение битумов внутри материнской толщи в соответствии с различием проницаемости (наличием тонких песчаных прослоев, трещин, ограниченных включений проницаемых пород — линз, обломков), т. е. образование паравтохтонных битумов; эмиграцию битумов — удаление битумов из материнской толщи на контакте с коллектором.

Совершенно очевидно, что наибольший интерес для диагностики нефтепроизводящих и нефтепроизводивших свит представляет установление эмиграции, так как другие виды движения битумов могут иметь место и до эмиграции, хотя последняя не может быть без первых.

Второй метод — изучение изменений количества и состава некоторых компонентов органического вещества с глубиной (в пределах параметров верхней газогенной и нефтегазогенной зон).

Принимается, что в случае отделения и ухода части сингенетических углеводородов из диагностируемой толщи пород в коллектор, т. е. реализации породой своего основного (для образования скоплений) свойства нефтематеринской свиты, в составе битумной части должны произойти качественные и количественные изменения (сдвиги по С. Г. Неручеву).

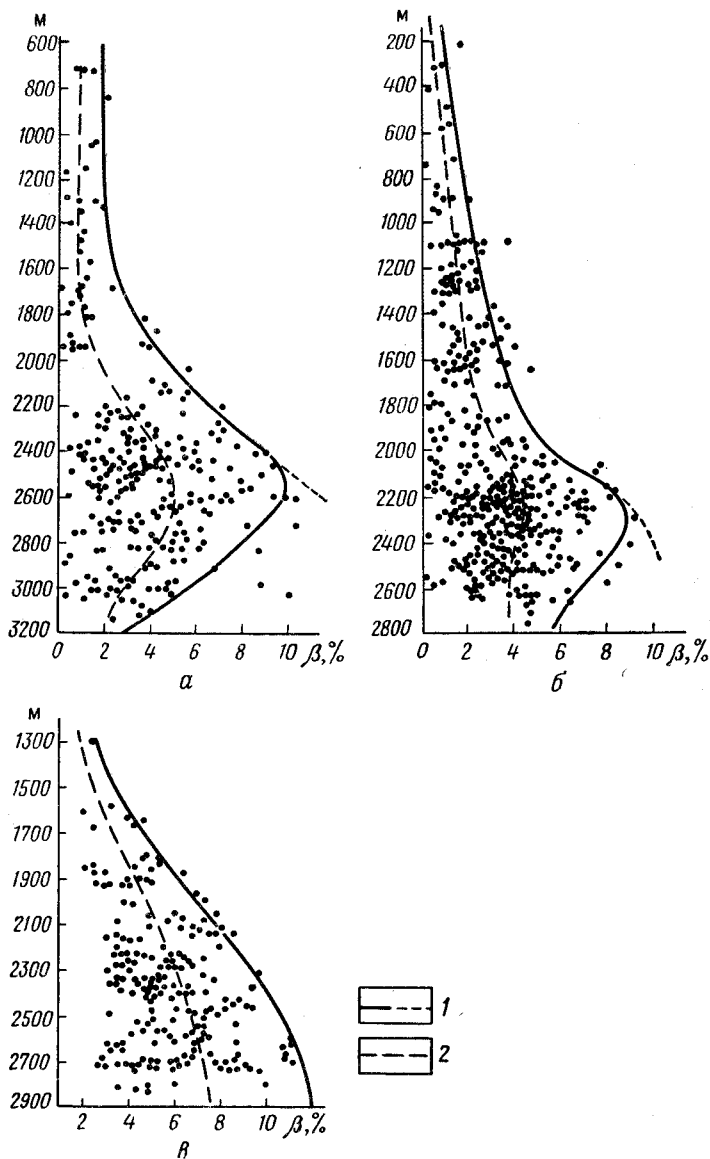


Рис. 22. Схема изменения битумного коэффициента в органическом веществе разных типов с глубиной (по А. Э. Конторовичу)
 Органическое вещество: а — класса гумолитов; б — представленное микстенитом и микстенито-подобными микрокомпонентами («неясного» генезиса); в — класса сапропелитов.
 Кривые: 1 — максимальных значений битумного коэффициента; 2 — средних значений битумного коэффициента

Фиксация этих сдвигов составляет существо рассматриваемого метода, предложенного С. Г. Неручевым (1964, 1969).

Многочисленные исследования изменения органического вещества пород с глубиной их нахождения (с ростом температуры) показали, что первоначально степень битуминозности его и количество образующихся углеводородов растут медленно (примерно до 60—70° С), затем до определенной глубины (температуры) энергично ускоряются, а потом, наоборот, уменьшаются (рис. 22).

Соответственно изменяются элементарный состав, содержание масел петролейноэфирных смол в хлороформенном битуме. Так, содержание N+S+O первоначально убывает, а потом начинает возрастать, содержание углерода и масел — вначале увеличивается, а затем уменьшается. Эта закономерность первоначально была установлена С. Г. Неручевым (1964, 1965, 1966, 1969) на примере изучения органического вещества нефтегазоматеринских свит Волго-Уральского, Западно-Сибирского, Тимано-Печорского и Азово-Кубанского нефтегазоносных бассейнов, а также Д. И. Дроботом (1969) для Иркутского амфитеатра.

В Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне битумные коэффициенты являются максимальными в отложениях тюменской свиты (средняя и нижняя юра; $C_{орг}$ 1—3% на глубинах 2200—2300 м, в отложениях куломзинской свиты (валанжин; $C_{орг}$ 0,5—0,75%) на глубине 2100 м; ниже их значения уменьшаются (А. Э. Конторович и др., 1967).

В Иркутском амфитеатре (Д. И. Дробот, 1969) высокий битумный коэффициент имеет место на глубине уже 1400—1600 м, а далее падает до 2—3%. Характерно, что максимальные коэффициенты наблюдались под соленосными толщами, т. е. в условиях, ограниченных для удаления подвижных битумов.

В разрезе турона — палеоцена района Дуала (Кванза-Камерунский нефтегазоносный бассейн) исследованиями П. Альбрехта и Г. Уриссона (1969) установлено, что содержание битума в органическом веществе в интервале глубин 775—2170 м увеличивается более чем в 2 раза (а парафиновых УВ в них — в 55 раз), причем только на последних 400 м — в 1,5 раза, а далее быстро уменьшается. Максимум генерации УВ и битуминизации органического вещества приходится на глубины от 1800 до 2500 м.

Проведенные исследования позволили представить общую картину изменений (сдвигов) в составе органического вещества нефтегазоматеринских свит до глубины примерно 4000 м.

Выявлены два направления изменений с глубиной битумного коэффициента, содержания углеводородов и других характеристик органического вещества пород.

1. Изменение сопровождается переходом в интервале глубин нахождения материнской свиты примерно 2300—2500 м через максимум (для углерода, битумного коэффициента, углеводородов, масел) или минимум (для гетероэлементов) значений. Эти крайние значения делят весь разрез диагностируемой толщи пород на две части — нижнюю и верхнюю.

Верхняя часть характеризуется увеличением содержания углеводородов в породе (и увеличением битумного коэффициента, содержания углерода, масел) с глубиной по кривой, близкой к экспоненциальной. Превращение здесь органического вещества в целом и образование углеводородов происходят в условиях превышения новообразований над уходом

Зависимость содержания в хлороформном экстракте органического вещества гетероэлементов от расстояния до контакта с коллектором в нефтегазоматеринских свитах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (В. С. Вышемирский, А. Э. Конторович, А. А. Трофимук, 1971)

Эмпирическая формула	Возраст нефтематеринской свиты	Район	Этапы углефикации органического вещества (марки углей)
$N + S + O = \frac{34,0}{1,75 + H} + 6,07$	Ранне-среднеюрский	Северо-Западный	Б
$N + S + O = \frac{21,05}{2,74 + H} + 3,87$	Ранне-среднеюрский	Центральный (Сургутский, Нижневартовский своды)	Г—Ж
$N + S + O = \frac{49,73}{8,86 + H} + 5,08$	Позднеюрский	Центральный и средневазюганский	Д—Г
$N + S + O = \frac{75,6}{12,6 + H} + 6,4$	Позднеюрский	Шаимский	Б—Д

их, т. е. в полузакрытой системе. Нефтематеринская свита не реализует полностью своего потенциала.

Нижняя часть разреза характеризуется, наоборот, уменьшением количества углеводородов (и соответственно битумного коэффициента, содержания углерода, масел) с глубиной. Так как процесс образования углеводородов продолжает развиваться с увеличенной скоростью и в этой части разреза, то падение содержания углеводородов (битумного коэффициента, масел) указывает на их интенсивный уход, превышающий объем образующихся углеводородов. Именно в этой части разреза (объема пород) диагностируемая толща пород наиболее убедительно подтверждает свою принадлежность к нефтематеринской свите.

2. Однонаправленное изменение, характеризующееся непрерывным увеличением (до истощения реагирующих веществ) битумного коэффициента и содержания углеводородов в органическом веществе пород с глубиной их погружения. Подобное направление изменения содержания компонентов органического вещества может иметь место в двух случаях: 1) при отсутствии в разрезе приемников углеводородов — коллекторов, что легко устанавливается послойным литологическим изучением диагностируемой толщи пород; 2) при значительном превышении количества образующихся углеводородов над количеством уходящих вследствие ослабления с глубиной механизма извлечения углеводородов из нефтематеринской свиты или высокого содержания органического вещества, особенно сапропелевого типа. Отдача углеводородов в коллекторы в этом случае может фиксироваться по изменению (уменьшению) с глубиной скорости нарастания значений битумного коэффициента, содержания углеводородов и т. п.

Третий метод — существование эмиграции углеводородов из диагностируемой породы может выявляться изучением изменений в составе битумной части органического вещества на контакте ее (породы) с прилегающим коллектором. Изучение сводится к рассмотрению зависимости между содержанием гетероэлементов ($N + S + O$) в хлороформенном битуме образцов изучаемых материнских пород и расстоянием точек их отбора до границы с коллектором (H): $(N + S + O) = f(H)$.

Принимается, что если из породы происходила эмиграция углеводородов в коллектор, то содержание гетероэлементов должно закономерно убывать с увеличением H , так как обогащение гетероэлементами свойственно наименее подвижным компонентам битумов, а уход подвижных (углеводородов) соответственно обогащает битумы гетероэлементами. Соответственно при $H = 0$ содержание $N + S + O$ должно быть максимальным. Естественно, что при малых значениях H (мощностей материнских пород) разница в содержаниях $N + S + O$ может быть и не замечена.

Математическая обработка данных, полученных при изучении нефтегазоматеринских свит отдельных районов Западно-Сибирского нефтегазосносного бассейна, позволила вывести эмпирические формулы зависимости содержания гетероэлементов от расстояния до контакта с коллектором (табл. 13).

Влияние расстояния до коллектора на содержание $N + S + O$, величину битумного коэффициента и содержания углеводорода и водорода в хлороформенном экстракте было изучено также С. Г. Неручевым и И. С. Ковалевой (1965) в районе Шкапово (Волго-Уральский нефтегазосносный бассейн) при глубине залегания пород 2000—2150 м (рис. 23).

Изучение изменений в составе органического вещества материнских свит на контакте с коллектором было выполнено также М. Ванденброком (1971) в Англо-Парижском бассейне (во французской части его). Им было установлено, что по мере приближения к коллекторам в составе органического вещества уменьшается содержание хлороформенного экстракта (увеличивается «промытость» материнских пород), увеличивается доля тяжелых углеводородов и уменьшается содержание насыщенных углеводородов. Эти изменения соответствуют наблюдаемой разнице в составе нефтей и растворимой части органического вещества пород.

Количественная оценка реализации нефтематеринской свитой своих нефтепроизводящих свойств может быть выражена через коэффициент эмиграции, или нефтеотдачи — отношение количества уходящих углеводородов к исходному их количеству.

Метод определения коэффициента эмиграции был предложен С. Г. Неручевым (1967, 1969). Он основан на изучении количества и состава хлороформенного экстракта органического вещества (ХБ). Коэффициент эмиграции (K) определяется из уравнений материального баланса, согласно которым количество хлороформенного битума (ХБ) в исходном органическом веществе (или в породе) или какого-либо компонента ХБ (углерода, водорода, масел, гетероэлементов) до эмиграции ХБ равно сумме количеств ХБ (или его компонента), оставшегося в органическом веществе (породе) и эмигрировавшего:

для хлороформенного битума

$$H = O + \mathcal{E};$$

для углерода, водорода, углеводородов, масел, гетероэлементов
 $I = O(1 + K) - KЭ$,

где I — количество ХБ в исходном органическом веществе (породе) или содержание углерода, водорода, углеводородов, масел, гетероэле-

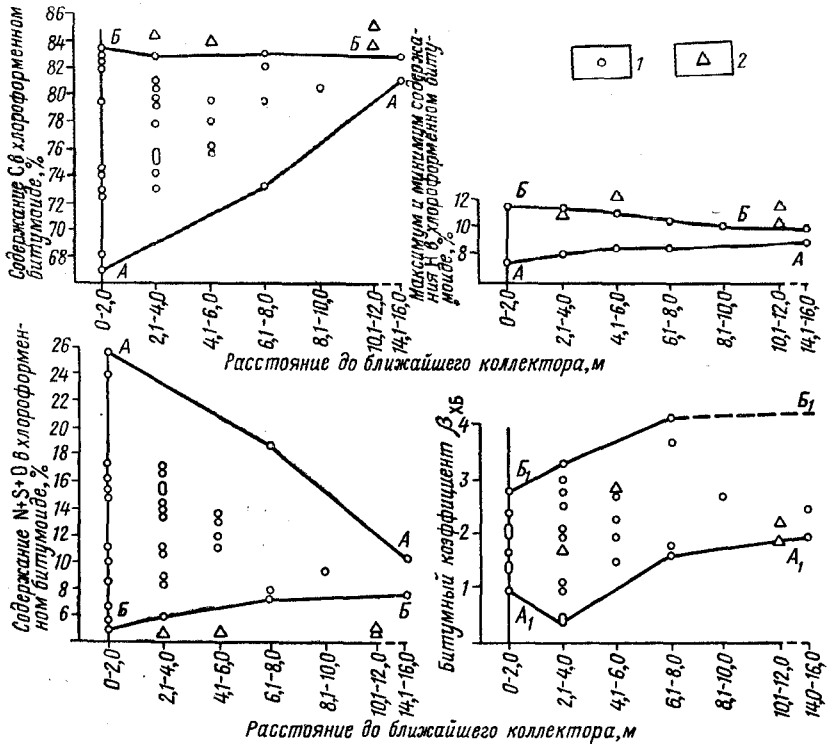


Рис. 23. Изменение состава хлороформенного синбитумоида и величины битумного коэффициента ($\beta_{ХБ}$) в зависимости от расстояния материнских пород до ближайшего коллектора. Шапово (Башкирская АССР); живецкий ярус (D₂), глинистые породы; глубина залегания пород 2000—2150 м

1 — образцы с синбитумоидом; 2 — образцы со следами мигрирующего битумоида.
 А—А, В—В — границы предельных величин элементарного состава для синбитумоида; А₁—А₁, В₁—В₁ — границы предельных величин $\beta_{ХБ}$ для синбитумоида

ментов в исходном хлороформенном битуме; O — количество ХБ в остаточном органическом веществе (породе) или количество углерода, водорода, масел, углеводородов гетероэлементов в остаточном хлороформенном битуме; $Э$ — то же, для эмигрировавшего хлороформенного битума. Отсюда коэффициенты эмиграции равны:

по содержанию хлороформенного битума (в органическом веществе или породе):

$$K = 1 - \frac{O}{I};$$

по содержанию углерода, водорода, углеводородов, масел:

$$K = \frac{I - O}{Э - O};$$

по содержанию гетероэлементов:

$$K = \frac{O - I}{O - \bar{O}}$$

При использовании этих формул допускается, что состав мигрирующей части хлороформенного битума (\bar{O}) отвечает предполагаемому начальному составу нефти — С — 84,5%, Н — 13,5%, $O + N + S$ — 2,0% — и не меняется с глубиной.

Составы остаточного (O) и исходного (I) битумов берутся с графиков изменения их значений с глубиной, которые строятся для изучаемых материнских свит.

Характеристика остаточного хлороформенного битума берется непосредственно с этих графиков, начиная с глубин, где уже сказывается эмиграция углеводородов. Для формулы берется среднее значение O для группы данных, соответствующих глубине, для которой определяется коэффициент эмиграции.

Характеристика мигрирующего битума снимается с надстроенной части графика для глубин, где имела место эмиграция, причем исходят из допущения плавного изменения значений (рис. 24).

Обязательным требованием к определению коэффициента эмиграции является равенство коэффициентов, определенных по всем компонентам и прежде всего по углероду, водороду и гетероэлементам. Обычно K_C является наибольшим, K_{O+S+N} — наименьшим. Это различие значений K объясняется главным образом условностью состава исходного битума (доэмиграционного). Путем подбора состава исходного битума можно найти одинаковые коэффициенты.

Коэффициенты эмиграции, определенные описанным методом, для Волго-Уральской нефтегазоносной области и Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна оказались меняющимися от нуля до 0,11 для глубины 1,5 км, 0,34—0,66 для 2,5 км, 0,56—0,93 для 3,5 км, и 0,78—1,0 для 4,5 км с большими значениями для второго бассейна. Величины коэффициентов для глубин 4—5 км были получены чисто расчетным путем (С. Г. Неручев, М. Ф. Двали и др., 1969).

Ю. И. Корчагина (1975) определяет коэффициент эмиграции по битумному или углеводородному коэффициенту. Для нефтематеринских свит глинистого состава, содержащих сапропелевое или гумусово-сапропелевое органическое вещество, на буроугольном этапе или в начале длиннопламенного этапа углефикации (до 2,5 км) исходный битумный (углеводородный) коэффициент вычисляется как среднее значение из аналитических данных. Для органического вещества более глубокой превращенности (Г, Ж) исходный битумный (углеводородный) коэффициент берется

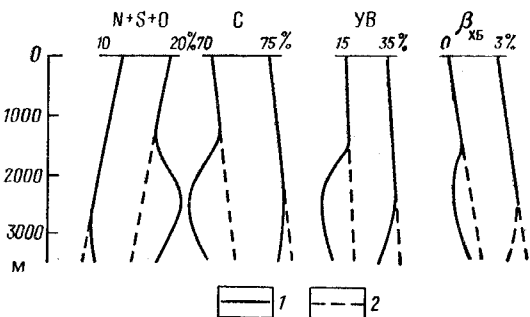


Рис. 24. Схема изменения состава хлороформенного экстракта органического вещества с погружением нефтематеринской свиты

$N + S + O$, C , $УВ$, β — соответственно содержания гетероэлементов, углерода, углеводородов и значение битумного коэффициента (по С. Г. Неручеву, 1967). 1 — линии фактических предельных значений; 2 — линии предельно возможных значений для хлороформенного битума, не потерявшего углеводороды вследствие эмиграции

из табл. 12 в соответствии с глубинами залегания. Отвечающий ему остаточный битумный (углеводородный) коэффициент вычисляется по средним аналитическим значениям.

§ 4. Превращение нефти и газа

Изменения состава и свойств нефтей и газов в процессе их длительного существования в условиях меняющейся геохимической и термобарической обстановок рассмотрены в ряде работ Г. А. Амосова и Н. Б. Вассоевича, П. Ф. Андреева, А. И. Богомолова, М. Ф. Двали, А. Ф. Добрянского, А. А. Карцева, А. Л. Козлова, О. А. Радченко, В. А. Успенского и других исследователей, однако единого взгляда на этот сложный процесс еще не существует.

Н. Б. Вассоевич и Г. А. Амосов (1953) оценивают степень изменения нефти (нахождение ее в зоне гипергенеза или катагенеза) следующими ее характеристиками: плотностью, вязкостью, выходом летучих фракций, удельным вращением дистиллята, содержаниями серы, азота, кислотностью, содержаниями нафтеновых, метановых и ароматических углеводородов, парафинов, смол, асфальтенов, содержанием в золе нефтей никеля, ванадия (и их отношением), порфиринов и др.

В. А. Успенский, О. А. Радченко и др. (1964) выделяют нефти начальной катагенной фазы существования, ранней и поздней стадии гипергенных преобразований, различая их по плотности, содержанию парафина, смол, асфальтенов, серы, фракционному составу, групповому углеводородному составу отдельных фракций, структурному индексу и др.

Многие из перечисленных характеристик нефтей связаны между собой (сопряжены в количественных изменениях). Такая связь существует между плотностью и смолистостью, выходом легких фракций и содержанием парафина и метановых углеводородов, содержанием ароматических углеводородов и смол; структурный индекс (индекс корреляции Г. Смита) представляет, по существу, характеристику углеводородного состава фракции, выраженную через ее плотность и температуру кипения.

Поэтому можно значительно ограничить количество показателей, определяющих степень и направленность изменений нефти, в частности использовать прежде всего только те показатели, которые так или иначе связаны с другими свойствами нефти. *Такими характеристиками являются: содержание парафина, смол, групповой углеводородный состав различных фракций, а также плотность и фракционный состав как параметры, подтверждающие данные других показателей.* Изучение этих характеристик позволяет не только оценить направленность и степень превращения нефти, но и восстановить возможные начальные условия (зональная принадлежность) ее образования.

Генетическая природа парафина в нефтях не имеет общепризнанного объяснения. В. А. Успенский, О. А. Радченко, Н. Б. Вассоевич, К. Ф. Родионова и А. И. Богомолов связывают его появление с органическим веществом материнских пород (битуминозная часть которого обычно характеризуется высоким содержанием твердых углеводородов — до 20%). А. И. Богомолов (1969) считает, что образование высокопарафинистых метановых нефтей происходит за счет наиболее восстановленного липидного материала, в составе которого играли большую роль воски или подобные им вещества алифатической структуры. В. А. Успенский,

О. А. Радченко и др. (1961) объясняют существование сильно парафинистых нефтей типа быстринской (Минусинский бассейн) образованием их на больших глубинах, где парафин начинает наиболее энергично извлекаться из органического вещества.

А. Ф. Добрянский (1958) считает, что парафин возникает в нефтях на средних и глубоких стадиях превращения ее, т. е. является синтетическим продуктом, и получается из более высокомолекулярных изометановых углеводородов в результате отрыва радикалов от прямой цепи атомов. Процессы превращения нефтей при этом связываются в основном с термokatалитическими реакциями.

Вне зависимости от источника появления парафина в нефтях (возможно, правы и те, и другие исследователи) несомненным и общепризнанным является факт увеличения его содержания в большей части нефтей с глубиной их нахождения.

Таким образом, большое количество парафина в нефтях объясняется возникновением нефтей на низком уровне или же погружением на большую глубину залежи, возникшей на высоком уровне. Естественно, что последний вариант может быть выявлен анализом геологической истории (соотношением между временем и местом образования ловушки и ее современным положением в разрезе).

Низкие количества парафина в нефтях, залегающих на небольших глубинах, обычно объясняются биогенным уничтожением парафина (поеданием бактериями), а также потерями его в процессе быстрого подъема высокопарафинистой нефти вверх вследствие уменьшения его растворимости (с понижением температуры, особенно при интенсивном истечении газа, и с увеличением смолистости) (В. А. Успенский, В. О. Таусон, Н. Б. Вассоевич и др.). Следы выпавшего парафина при этом в ряде районов фиксируются в виде жильных скоплений озокерита или отмечаются в порах пород (кернах).

Образование в нефтях смолистых веществ также имеет различные объяснения. Крайних взглядов в этом вопросе придерживаются В. А. Успенский и Н. Б. Вассоевич, с одной стороны, и А. Ф. Добрянский и П. Ф. Андреев, с другой. Первые считают, что смолистые вещества являются вторичными образованиями, возникающими в зоне гипергенеза и сопровождающими окисление нефти при восстановлении бактериями сульфатов вод. При этом в нефтях происходит возрастание количества смол (а также ароматических и нафтеновых углеводородов — усиление цикличности).

А. Ф. Добрянский рассматривает смолистые вещества как первичные образования и представляет первичную нефть как тяжелую, обогащенную смолами и гетерогенными элементами типа мальты.

Как и в случае с парафином, вне зависимости от генетической природы смолистых веществ установленным является факт повышенной смолистости неглубоко залегающих нефтей.

Присутствие в битуминозной части всех органических веществ пород (включая современные осадки) различных смолистых компонентов и способность сжатых газов (при большом давлении и высокой температуре; С. Н. Белецкая, 1964) извлекать их (включая асфальтены) дает основание предполагать, что часть смолистых веществ в нефтях может иметь (как и парафин) первичное происхождение и в частности появляться в достаточно метанизированных нефтях. Но основное количество смолистых

веществ в нефти, по-видимому, имеет вторичное происхождение, т. е. возникает в гипергенной зоне разреза осадочной коры по схеме, рассмотренной в уже упомянутых работах Н. Б. Вассоевича и Г. А. Амосова, В. А. Успенского и О. А. Радченко и других исследователей химического и биохимического преобразования. Следует отметить, однако, что степень подверженности нефтей гипергенным преобразованиям (например, смолообразованию) зависит от наличия в ней реакционно-способных (в условиях гипергенеза) веществ.

Содержание смол в значительной степени зависит от присутствия серы. Так, количество асфальтово-смолистых веществ в сернистых битумах в 2—3 раза больше, чем в малосернистых.

Появление серы в нефтях, возможно, связано с несколькими источниками. Сера может быть унаследованной от исходного сероносного рассеянного органического вещества, что подтверждается прямой связью содержания в нефтях серы и ванадий-порфириновых комплексов.

Вторичность появления серы в нефтях связывается с процессами восстановления сульфатов анаэробными сульфатредуцирующими бактериями. Эти процессы протекают в залежах в зоне криптогипергенеза при наличии в разрезе продуктивных толщ эвапоритовых пород.

Из приведенных данных следует, что сера не может являться уверенным показателем степени превращенности нефти, однако присутствие ее влияет на другие параметры нефти.

С погружением нефти, претерпевшей небольшие гипергенные изменения, в зону активного действия термокаталитических процессов происходит метанизация ее — увеличение доли углеводородов парафиновой группы в ее составе. Это сопровождается уменьшением содержания асфальтово-смолистых веществ, с одной стороны, за счет превращения ароматических углеводородов с большой молекулярной массой (составляющих значительную часть смолистых веществ) в низкомолекулярные соединения и, с другой стороны, за счет выпадения асфальтенов в поры пород в связи с увеличением содержания метановых углеводородов (растворимость асфальтенов в которых значительно уменьшается).

Парафины и смолы представляют собой вещества, количественные соотношения которых в нефтях являются индикаторами условий формирования нефтей или геохимических условий нахождения их. Нефти малопарафинистые и сильно смолистые или формируются на наиболее высоком генетическом уровне зоны нефтегазогенеза, или же поднимаются (в залежах) из более глубоких зон и изменяются в зоне гипергенеза; соответственно нефти сильно парафинистые и малосмолистые — это или нефти, образовавшиеся на большой глубине, или нефти верхних уровней существования, опустившиеся на большую глубину. Надо полагать, что нефти сильно парафинистые и сильно смолистые, вероятно, образовались на весьма большой глубине, так как первоначально до осмоления в зоне гипергенеза содержали большое количество парафина.

При использовании этих показателей для генетических построений следует иметь в виду, что сравниваться могут только нефти, имеющие одинаковое или близкое содержание сернистых соединений. Далее, известно, что содержание асфальтово-смолистых веществ (и ароматических углеводородов) обычно увеличивается от свода залежи к контуру ее, т. е. с приближением к водяному контакту (зоне окисления). Особенно это отмечается для залежей крупных размеров (А. А. Карцев, К. Б. Аширов,

Н. П. Егорова и др.). Изменение состава и свойств нефти в залежи происходит также вследствие гравитационного расслоения, что заметнее проявляется в высоких залежах.

Некоторые свойства нефтей меняются в процессе эксплуатации залежей, например, уменьшается содержание легких фракций, что влечет за собой изменение процентного содержания парафина и смол.

Так как обычно парафинистые нефти легкие и содержат повышенное количество легких фракций, а сильно смолистые нефти тяжелые с малым выходом легких фракций, то плотность и фракционный состав могут дополнять и подтверждать данные по соотношению содержаний парафина и смол.

Групповой углеводородный состав различных фракций также отражает направленность изменения нефти (гипергенез, катагенез).

Метанизация (катагенез) нефти в общем виде сопровождается увеличением доли метановых углеводородов во всех фракциях ее, однако характерным здесь является небольшое увеличение содержания ароматических углеводородов в легких фракциях по сравнению с другими фракциями (А. Ф. Добрянский, 1956). В целом для нефтей глубокого залегания характерно следующее соотношение групп углеводородов во всех фракциях: $Me > Na > Ar$, часто $Me > Na + Ar$. Содержание ароматических углеводородов обычно не превышает 15%; содержание метановых углеводородов свыше 50% (превышение суммы нафтенных и ароматических) наиболее характерно для газовых конденсатов.

Газовые конденсаты в отличие от метанизированных нефтей редко содержат ароматические углеводороды в количестве более 10%.

Теоретически в нижней зоне газогенеза нефть должна состоять из метановых и в меньшей степени из ароматических углеводородов, т. е. должна быть совершенно лишена нафтенных углеводородов, а также асфальто-смолистых веществ.

Нефти, испытавшие гипергенез, характеризуются повышенными содержаниями нафтенных углеводородов и имеют следующую углеводородную характеристику: $Na > Me > Ar$ и для сернистых нефтей $Ar > Na > Me$. Следует заметить, что в сернистых нефтях (при одинаковом содержании смол) изменения в углеводородном составе в целом менее ярко выражены, чем в малосернистых.

Групповой углеводородный состав нефти глубокого залегания (и образования) может существенно измениться в результате превращения части ее в газовый раствор (с погружением на большие глубины). В этом случае произойдет обеднение нефти метановыми углеводородами, которые уйдут в газовый раствор. В случае ухода последнего *оставшаяся нефть будет выглядеть как гипергенно-измененная*, так как содержание нафтенных углеводородов в ней может превысить содержание метановых. При этом произойдет также некоторое обогащение нефти смолистыми соединениями и твердым парафином, т. е. нефть приобретет признаки нефти глубокого зарождения и существования якобы в зоне гипергенеза (псевдогипергенез).

В. А. Успенский и другие исследователи выделяют так называемые фильтратные нефти. Последние по В. А. Успенскому возникают в результате отслоения и диффузионного просачивания вверх через систему поровых пространств наиболее легкой и подвижной части нефти. Менее подвижные «компоненты как бы отфильтровываются, оседают на путях

миграции». Миграция подвижной части нефти представляется В. А. Успенским только с участием больших масс газов. Нефти-фильтраты отличаются самым разнообразным составом, который определяется исходной нефтью, от которой они отделились, длиной фильтрационного пути и т. п.

Идея образования нефтей-фильтратов (М. А. Рагузин, 1912) возникла в период, когда не было известно о существовании в недрах залежей газовых растворов углеводородов, но были уже обнаружены весьма легкие нефти (например, сураханские). Для объяснения условий образования легких нефтей был предложен фильтрационный эффект.

Образование нефтей со свойствами, которые объяснялись фильтрационным эффектом, в настоящее время значительно проще и правдоподобнее связывать с образованием конденсатов.

Из приведенных данных следует, что, хотя групповой углеводородный состав легких фракций нефтей изменяется в зависимости от уровня образования их и последующих преобразований, определение условий образования и существования нефтей по этим показателям встречает трудности из-за влияния ряда факторов. Однако вместе с данными о содержании парафина, смол и других свойств и, естественно, определенными геологическими данными уже представляется возможным в ряде случаев решить генетическую природу нефти в залежи, в частности определить начальный уровень глубин (положение в нефтегазогенной зоне) образования ее и последующую эволюцию. Опыт такого исследования позволил, например, выделить среди нефтей палеогеновых отложений складчатого борта Предкарпатско-Балканского нефтегазоносного бассейна пять генетических типов (табл. 14).

Два противоположно направленных пути изменений нефти в природе (гипергенез — катагенез) приводят к появлению двух крайних рядов превращения нефтей: при гипергенезе ряда нефть — мальта — асфальт — асфальтит — оксикерит — гуминокерит; при катагенезе ряда нефтей с увеличивающимися содержаниями твердого парафина и углеводородов метановой группы и уменьшающимися содержаниями смол и серы — газорастворенная нефть — метан — графит.

Степень превращения углеводородных газов характеризуется соотношением в их составе углеводородной и неуглеводородной частей. Углеводородная часть (метан и его тяжелые гомологи) в зоне гипергенеза подвергается окислению за счет кислорода подземных вод и в процессе биогенного восстановления сульфатов вод. В результате доля ее уменьшается. По подсчетам А. Л. Козлова (1954) за счет кислорода 1 т ангидрита может быть полностью уничтожено 150 м³ метана. Окисление метана сопровождается образованием углекислого газа и сероводорода. Однако их высокая растворимость и способность легко связываться с другими соединениями уменьшают их значение в качестве индикаторов превращения газов. Далее, появление углекислого газа в составе углеводородного газа может быть связано с поступлением его за счет процессов, протекающих в метаморфическом фундаменте, а также с поствулканическими процессами.

С уничтожением углеводородов в газе возрастает роль неуглеводородных компонентов и прежде всего азота и инертных газов (аргон, гелий). Однако азот имеет несколько источников образования. Помимо первичного, или биогенного, азота в залежь газа может внедряться азот из инфильтрационных вод, т. е. воздушный. Доля биогенного азота в общем

Генетические типы нефтей Предвосточнокарпатского прогиба (И. В. Высоцкий, 1971)

Тип нефти	Плотность, г/см ³	Содержание в %		Глубина залегающих залегающих, м	Генетический тип нефти	Типичные примеры: месторождение — возраст продуктивного горизонта
		парафина закисных смолов	фракций до 300° С			
1	0,741—0,770	$\frac{0-2}{0-3}$	83—98	500—2400	Конденсат нижнего уровня зоны нефтегазогенеза распавшейся или современной залежи газорастворенной нефти; слабо гипергенно измененный	Долина — аквитан; Битков — зоцен
2	0,843—0,862	$\frac{8-13}{15-30}$	32—62	1000—3000 250—600	Гипергенно измененная нефть нижнего уровня зоны нефтегазогенеза; нефть первоначальной залежи газорастворенной нефти с нефтяной оторочкой	Долина — олигоцен; Северная Долина — эоцен; Борислав — олигоцен, эоцен палеоцен; Фоале — Тазлау — олигоцен; Струтыня — Ясеновец — эоцен
3	0,825—0,874	$\frac{0-4}{15-25}$	42—61	160—3000	Гипергенно измененная нефть верхнего уровня зоны нефтегазогенеза, первоначально — газонефтяной залежи	Ольховка — олигоцен; Майдан — эоцен; Рыпне — олигоцен
4	0,810—0,846	$\frac{5-8}{6-16}$	62—70	1300—2300	Слабо гипергенно измененная нефть верхнего уровня зоны нефтегазогенеза, первоначально — газонефтяной залежи	Долина — олигоцен — эоцен; Битков; Старая Копальня — олигоцен; Гвид — олигоцен; Улично — олигоцен
5	0,826—0,857	$\frac{3-7}{13-27}$	49—54	300—2500	Гибридные нефти — смеси второго и третьего типов, возможно результат перформирования залежей	Спасс — олигоцен; Пнев — олигоцен; Станешти — олигоцен

содержания азота в газе может быть определена на основании известного отношения количества аргона к количеству азота в воздухе, равного 0,0119. Так как аргон имеет также два источника образования — радиогенный и воздушный, то для определения содержания в газе воздушного аргона используются данные изотопного состава. Для воздушного аргона характерно отношение $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar} = 296$. Установлено также, что азот, находящийся в скоплениях, обеднен по сравнению с воздушным тяжелым изотопом ^{15}N . Увеличенное содержание в газе азота вместе с гелием является достаточно надежным признаком разрушения углеводородных компонентов природного газа, однако повышенные содержания гелия встречаются весьма редко из-за его высокой диффузионной способности. Таким образом, гипергенные изменения углеводородных газов не имеют хорошо выдержанных индикаторов.

Катагенетическое преобразование газов сводится к увеличению в его составе доли углеводородной части, а также углекислого газа (высокотемпературного образования). С увеличением температуры происходит перераспределение в содержании гомологов метана — превращение пропана в этан и бутан (А. Н. Резников, 1965), а также пропана и бутана в этан и пентан (И. И. Нестеров, 1969). Однако конечным продуктом превращения газов является метан, наиболее термоустойчивый в природе углеводород.

Оценка различных параметров нефтей и газов в качестве индикаторов превращенности нефтей и газов осложняется трудно учитываемым влиянием изменений этих параметров, которые сопровождают миграцию (ступенчатую при формировании скоплений) углеводородов (сорбционно-хроматографический эффект), а также обуславливаются поступлением новых порций углеводородов в образовавшиеся скопления (при погружении последнего): в первом случае (влияние сорбционных и каталитических процессов) — ослабляющих действие и последствия гипергенных процессов, во втором случае — усиливающих катагенные изменения.

Формирование месторождений нефти и газа

§ 1. Миграция нефти и газа

Согласно как неорганическому, так и органическому вариантам образования углеводородов, в той форме нахождения и в том составе, в которых эти вещества находятся в настоящее время, они возникают в результате собирательной миграции их. В процессе этой миграции, а также на месте аккумуляции происходят изменение их состава и создание новой формы длительного существования (непрерывное скопление). Сторонники неорганической теории считают, что углеводороды мигрируют из глубинных очагов своего образования вверх по глубинным разломам. Последние при этом проникают глубоко, в область мантии (очаг образования углеводородов) и развиваются снизу вверх, образуя пронизываемые зоны — пути миграции углеводородов. К наиболее глубоко проникающим разломам, по представлению Г. Н. Доленко, относятся поперечные разломы в предгорных прогибах, наименее проникающие развиты на платформах. Образование разломов связывается с герцинской, киммерийской и альпийской складчатостью, время проявления которых рассматривается как время формирования залежей нефти и газа (Г. Н. Доленко, 1974).

В. Б. Порфирьев (1967) считает, что нефть поднималась из подкоровых глубин не только по глубинным разломам, но и по многочисленным путям, созданным самой массой высоконагретой нефти, поднимающейся под огромным давлением вверх и разрывающей пласты.

Высказывается мнение, что миграция углеводородов носит струйный характер и это предотвращает деструкцию углеводородов при подъеме от высокотемпературного источника до коллектора (Э. Б. Чекалюк. 1968, 1969).

Признается также большая роль в миграции углеводородов восходящего движения глубинных вод. Следует заметить, что вопросы миграции синтетических углеводородов и механизм образования залежей рассматриваются сторонниками неорганического образования нефти в весьма общей форме.

Процесс образования скоплений нефти и газа в соответствии с теорией нефтематеринских свит состоит из двух различных по механизму и масштабу перемещений (миграции) углеводородов от мест их образования к месту скопления.

1. Внутриматеринская, или начальная, миграция (эмиграция), происходящая внутри генератора углеводородов и заканчивающаяся их перемещением в природные резервуары.

2. Внутривертуарная, или собирательная, миграция, завершающаяся образованием скопления.

Механизм отрыва рассеянных углеводородов от материнского вещества и концентрации их в массы, способные к перемещению и образованию крупных скоплений, представляет собой один из наиболее сложных и недостаточно изученных вопросов геологии нефти и газа, энергично

подвергающийся критике со стороны приверженцев неорганического происхождения нефти.

Начальная, или первичная, миграция (эмиграция) углеводородов складывается из двух тесно связанных между собой процессов: десорбции углеводородов, т. е. отрыва углеводородов от минеральной массы, и переноса их в водное пространство коллекторов. Десорбция углеводородов происходит под совместным влиянием трех основных непрерывно действующих факторов: растущей температуры, процесса растворения углеводородов в воде и сжатых газах и уменьшения сорбционной способности глин в процессе катагенеза.

Как уже указывалось ранее, образование полимолекулярного адсорбционного слоя на поверхности минеральной массы (органоминерального комплекса) начинается с позднебуроугольного этапа превращения органического вещества, когда освобождается (десорбируется) от воды значительная часть активной поверхности пород. Адсорбционный слой при этом испытывает сложные преобразования. Как известно, сорбционное равновесие является динамическим — молекулы сорбируемого вещества в результате изменения соотношения сил молекулярного притяжения и теплового движения непрерывно обновляются. Поэтому на поверхности минеральной массы непрерывно происходит перераспределение сорбируемых веществ, образующихся в процессе превращения органического вещества, — молекулы полярных соединений перемещаются внутрь к поверхности сорбента, а углеводороды — к периферии, образуя внешнюю пленку, слабо связанную с сорбентом. С увеличением температуры эта связь теряется и углеводороды отделяются от сорбционного слоя. Отделение углеводородов от органоминерального комплекса происходит непрерывно до полного его распада.

Десорбция углеводородов путем растворения их в воде, насыщающей материнскую толщу, основывается на довольно высокой их растворимости (особенно отдельных углеводородов) в воде при термобарических условиях стадии катагенеза.

Экспериментально установлено (М. И. Гербер, А. Н. Гусева, Е. И. Парнов и др.), что истинная растворимость углеводородов в воде изменяется следующим образом:

- 1) увеличивается от нафтеновых и парафиновым и особенно резко к ароматическим (при одинаковом количестве атомов углерода в молекуле);
- 2) снижается с увеличением размеров молекулы для всех групп углеводородов (и неуглеводородных компонентов);
- 3) увеличивается с повышением температуры — с увеличением температуры на 40—60° С примерно в 3—6 раз, а при 220—250° С растворимость различных углеводородов по сравнению с их растворимостью в нормальных условиях возрастает в 100—150 раз и продолжает увеличиваться с ростом температуры до 300° С; с увеличением температуры снижается влияние размеров молекул на их растворимость;
- 4) уменьшается с увеличением минерализации вод;
- 5) увеличивается при наличии в воде коллоидных органических соединений (солей высокомолекулярных жирных кислот и спиртов, различных сложных эфиров и др.).

В целом растворимость различных углеводородов в интервале температур 70—180° С (зона нефтегазогенеза) изменяется от 100 до 1000 г/м³, а для ароматических углеводородов еще больше.

Коллоидная растворимость углеводородов в воде значительно больше (в несколько десятков и даже тысяч раз) истинной растворимости, причем она увеличивается с температурой. Однако коллоидная растворимость возникает лишь при высокой концентрации в воде мицелл органических соединений (например, солей жирных кислот) и зависит от степени минерализации вод. С увеличением последней коллоиды разрушаются, что нивелирует увеличение растворимости с температурой.

Неуглеводородные компоненты нефтей (смолы, асфальтены) обладают весьма низкой истинной растворимостью и более значительной коллоидной.

Перевод углеводородов из сорбированного состояния в раствор в седиментационных водах глин обеспечивает простой механизм переноса углеводородов в коллекторские толщи в результате гравитационного уплотнения глин и выжимания из них воды. Этот способ миграции углеводородов был предложен весьма давно, одновременно с появлением самой идеи образования нефти из рассеянного органического вещества. Однако на первых этапах развития теории подразумевалось скорее механическое выжимание диффузионно рассеянной «нефти» (образующейся на стадии диагенеза) из уплотняющих глин, чем перенос ее в растворенном состоянии в коллекторы.

Наиболее категорично в пользу миграции углеводородов именно в растворенном состоянии высказался в 1948 г. В. А. Соколов. В настоящее время такое представление разделяется по существу всеми сторонниками органической теории происхождения нефти. Этому способствовало весьма обстоятельное изучение процесса выжимания седиментационных вод из глин на разных этапах уплотнения их (М. С. Бурштар, Н. Б. Васюевич, Х. Гедберг, В. Д. Ламтадзе, Ю. В. Мухин, И. И. Нестеров, Н. М. Страхов, Д. Уэллер и др.). Из расчетов Ю. В. Мухина (1965) следует, что большая часть воды — 75% — выжимается на стадии диагенеза (в том числе 60% обратно в водный бассейн и 15% в прилегающие коллекторы), а 25% — на стадии катагенеза. Движение воды на стадии диагенеза из осадка вверх, в исходный бассейн, подтверждается сравнением абсолютных возрастов (по ^{14}C) илов и содержащихся в них углеводородов. Так, А. Кидуэлли и Дж. Хант (1961) определили возраст илов на глубине 57 м в 9510 ± 400 лет, а углеводородов этих же илов — 14 000 лет. Происходящий перенос растворенных веществ из глинистых пород в водное пространство коллекторов также хорошо подтверждается соответствием содержаний органического углерода в водах и породах.

Методика расчетов уплотнения пород и объемов вытесняемых вод, направления движения вод и объемов переносимых углеводородов разработана И. И. Нестеровым (1965) на примере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и М. С. Бурштаром и А. Д. Бизнигаевым на примере Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна.

Подсчет объема отжатой воды из глин в песчаные пласты юрского возраста Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна показал, что он превышает объем порового пространства песчаных пород в 15—20 раз в наиболее прогнутой части и в 4—8 раз в краевых частях бассейна.

Пятнадцатикратное превышение объема отжатых вод над объемом порового пространства коллекторов установлено также для майкопских отложений восточной части Среднекаспийского нефтегазоносного бассейна (Л. А. Польстер, Ю. А. Висковский и др., 1967).

Значительного увеличения количества углеводородов, выносимых водой, следует ожидать за счет связанной воды, высвобождающейся с поверхности минеральных зерен, начиная с температуры около 70° С. Эта вода обладает более высокой растворяющей способностью, чем седиментационная вода. Десорбированная вода увеличивает растворимость углеводородов, возможно, в несколько раз.

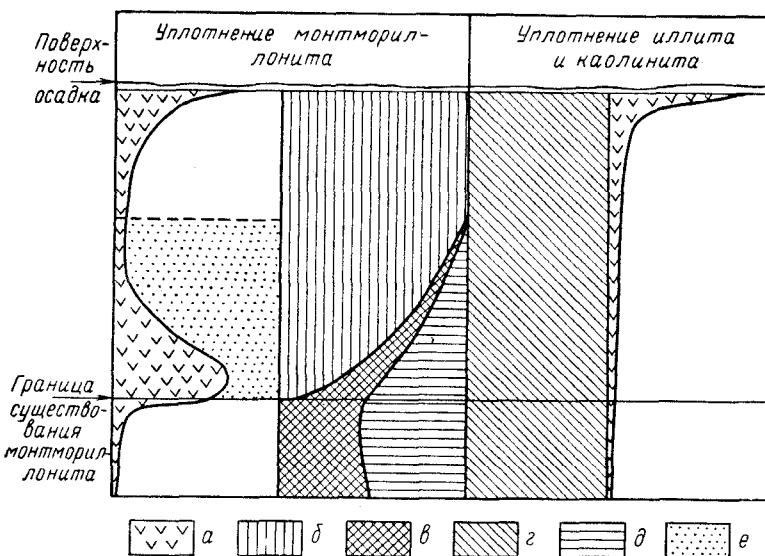


Рис. 25. Уплотнение глинистых пород после отложения в морской среде и его вероятная связь с миграцией углеводородов из глин (по М. Пауэрсу, 1967)

а — зона выделения свободной воды; б — монтмориллонит; в — иллит; г — иллит и каолинит; д — смешанные глины; е — зона эмиграции углеводородов

Следует, однако, учесть, что водный механизм извлечения углеводородов прекращается на глубине около 3500 м, в то время как нижняя граница собственно зоны нефтегазогенеза опускается до глубины не менее 5000 м. Далее, при большой степени сжатия глин начинает сказываться микрофильтрационный эффект глин, которые превращаются в молекулярные сита, так как диаметр сообщающихся пор в глинах в это время приближается к размерам молекул индивидуальных углеводородов (3,82—5,76 Å) и даже становится меньше размеров молекул смол (13—81 Å²) и асфальтенов (35—45 Å²). Поэтому перенос этих веществ в растворенном состоянии в коллекторы уменьшается.

Ряд исследователей указывают на возможное участие в отделении углеводородов воды, освобождающейся при дегидратации некоторых минералов в процессе катагенеза. Особенно большое количество химически и молекулярно связанной воды освобождается при превращении монтмориллонитовых глин в иллитовые (Т. Т. Клубова, 1965; В. Р. Влодарская, 1966; Дж. Берст, 1959, 1963; Уивер, 1960; М. Пауэрс, 1967; Уивер, Бек, 1969, 1971; Е. Перри и Дж. Ховер, 1970 и др.).

М. Пауэрс (1967) и Дж. Берст (1969) высказали предположение, что освобождающаяся вода, обладающая большим давлением, внедряется в коллектор в виде струй, вынося при этом растворенные углеводороды.

Этот процесс происходит на глубинах 1800—2700 м, т. е. на ранней стадии нефтегазогенеза (рис. 25). Объемы воды, выделяемой при превращении монтмориллонитовых глин в иллитовые, оцениваются величиной порядка 50% от объема минеральной массы, в то время как иллитовые глины в дальнейшем отдают (на один и тот же интервал углубления) примерно в 344 раза меньше воды (Н. Т. Линдтроп, 1970). Выделение воды при иллитизации находит свое подтверждение в поведении кривой уплотнения глин (изменения плотности), градиент которой на участке, соответствующем уходу воды, несколько увеличивается (Х. Гедберг, 1936; Джонсон, 1950), а также в появлении на этих глубинах аномально высоких пластовых давлений (Б. А. Тхостов, 1966). Недавно Е. Перри и Дж. Ховер (1972) показали, что кривая выделения воды имеет два максимума, а не один и соответственно выделили четыре стадии катагенеза монтмориллонитовых глин.

Увеличение объема воды в процессах десорбирования и переноса углеводородов за счет дегидратации глин¹ увеличивает масштаб действия этого механизма, однако по-прежнему ограничивает его глубиной не более 3000 м.

В целом эффективность водной экстракции углеводородов и протяженность ее действия в разрезе пород зависят от:

- 1) соотношения скоростей выжимания воды (накопления пород) и генерации углеводородов (нарастания температуры), причем экстракция улучшается при опережающей генерации углеводородов;
- 2) состава органического вещества, определяющего состав образующихся углеводородов, различных по растворимости;
- 3) минерального состава уплотняющейся толщи (наличия монтмориллонитовых глин — дополнительного источника воды);
- 4) степени песчаности и известковистости глин, определяющей начальную и конечную пористость (водонасыщенность) глин;
- 5) проницаемости и пористости сопряженного коллектора и степени связи его с областью разгрузки (приемистости коллектора, исключающей образование в нем аномально высоких давлений, препятствующих внедрению углеводороднесущей воды).

Соответственно положение (глубины, мощности) зоны наиболее интенсивной водной экстракции углеводородов в разрезе пород в каждом конкретном случае будет различным. В общем можно считать, что наиболее интенсивно экстракция начинает сказываться во второй половине начальной стадии катагенеза или в начале нефтегазогенной зоны (этапы углефикации Б₂, Б₃, Д), т. е. примерно на глубинах 2200—3200 м, резко снижаясь с увеличением глубины.

Находящиеся в растворенном состоянии углеводороды будут выпадать из раствора при уменьшении их растворимости, т. е. с понижением температуры при восхождении вод по наклонному природному резервуару или вверх по зонам трещиноватых пород, при общем равномерном или неравномерном (инверсия) поднятии бассейна, при смешивании с водами меньшей температуры (по разрывам), а также с резким повышением

¹ При превращении органического вещества также выделяется вода, однако количество ее не превышает 4% от объема седиментационной воды (А. Э. Контрович, 1967).

минерализации воды, например, при встрече с высокоминерализованными водами.

Выделяющиеся из раствора углеводороды распределяются при этом равномерно по всей мощности (сечению) пористого пространства природного резервуара. Углеводороды выделяются в порядке обратной их растворимости, причем отдельные «гранулы» (коллоидальные частицы) углеводородов будут иметь ничтожные размеры, значительно меньше размеров пор, в которых они выделяются.

Вопрос о растворении жидких углеводородов в газе применительно к процессам, происходящим в толще пород, обстоятельно рассмотрен в работах М. Ф. Двали, М. И. Гербер, Т. П. Жузе, Е. Потковой, А. Гусарова, С. Н. Белецкой и др. (1963, 1968), а также К. Эйлертс и др. (1957).

Установлено, что углеводородный (метан, пропан) и углекислый газы способны извлекать из глинистых пород жидкие углеводороды, смолы и асфальтены. Количество извлекаемых из пород битумов увеличивается с повышением давления, степени влажности пород (до 10%) и длительности воздействия газа на них. Наилучшей экстрагирующей способностью характеризуется пропан, далее идет углекислый газ и минимальной способностью обладает метан.

В отдельных опытах было зафиксировано, например, что пропан извлекает примерно в 10 раз больше битума, чем метан, а увлажнение пород до 8—10% увеличивает процент выхода битума примерно в 2 раза, при этом увеличивается также и количество извлекаемых ароматических углеводородов и асфальтово-смолистых соединений. Газ извлекает последовательно разные по групповому составу углеводороды — первоначально преимущественно метаново-нафтеновые, а потом увеличивается содержание ароматических и смолистых веществ (С. Н. Белецкая, 1967).

Характерно, что газовый экстракт содержит углеводороды (до C_{28}) в таких соотношениях, которые в общем близки к их соотношениям в нефтях.

Установлено также, что газ (CH_4 , CO_2) извлекает из пород целый ряд кислородсодержащих веществ, находимых в водах коллекторов.

Изучение растворимости реальных нефтей в сжатых природных газах, а также изучение природных растворов нефтей в газе (конденсатно-газовых залежей) показало, что при пластовых давлениях около 15 МПа (температура до 50°С) растворимость бензиново-керосиновых фракций нефтей составляет 50—60 г/м³, а при давлениях 40 МПа (температура более 90°С) достигает 100 г/м³, при этом в раствор переходит и часть масляной фракции. Таким образом, на глубине около 4000 м 20 млрд. м³ газа способно растворить 1 млн. т нефти. Количество газа, образующегося при преобразовании органического вещества по В. А. Успенскому может достигать 200 000 м³ на 1 т образующегося при этом битума.

По подсчетам А. Э. Конторовича (1967) за время нахождения юрских и неокомских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна в зоне катагенеза (с поздней бурогольной стадии) органическое вещество их выделило $8,7 \cdot 10^{15}$ м³ углеводородного газа, что, в частности, составляет лишь 1% от образовавшихся скоплений газа в этом бассейне. Количество выделившегося из ОВ углеводородного газа способно было растворить (и перенести) в этом бассейне свыше 500 млрд. т нефти, что значительно превышает начальные мировые запасы нефти и конденсата. При подсчете образовавшегося газа в бассейне не учитывался CO_2 , количество которого и соответственно роль в экстракции углеводородов и их

перемещении весьма существенная (В. Н. Корценштейн, 1970). Характерна в этом отношении конденсатногазовая залежь месторождения Южный Мак-Каллем (Скалистые горы), где растворитель представлен на 92% углекислым газом, на 3% азотом и лишь на 5% гомологами метана. Выход конденсата составляет $31,6 \text{ см}^3/\text{м}^3$ (пластовое давление 15,5 МПа).

Образующийся при превращении рассеянного органического вещества газ имеет высокую упругость, так как формируется во все увеличивающихся количествах (при прогибании) в непрерывно уменьшающихся поровых пространствах (в связи с уплотнением пород).

По расчетам А. И. Хребтова (1960) давление газа в средней части 10-метрового пласта на глубине 1000 м может достигнуть 30 МПа. По В. А. Соколову (1965) при превращении 20 кг органического вещества, заключенного в 1 м^3 глины, 1 кг его полностью превращается в газ; внутрипоровое давление при этом может достигнуть 100 МПа. В результате в материнской толще будет происходить непрерывное образование микропорций газорастворенных углеводородов.

Формирование микропорций жидких углеводородов будет происходить одновременно, но в разных количествах, по всей массе органического вещества пород.

Проникновение микропорций углеводородов из генератора в прилегающий коллектор, вероятно, будет носить характер периодических, дискретных прорывов (инъекций) с образованием путей, мгновенно закрывающихся после прорыва. Следы таких прорывов можно видеть в многочисленных «залеченных» трещинах, секущих слои глинистых пород (газоразрывы). Движение по этим трещинам углеводородов и других подвижных веществ хорошо фиксируется в шлифах под люминесцентным микроскопом (В. Н. Флоровская, Л. И. Овчинникова, И. А. Олли, Г. П. Колпенский и др.).

Интенсивность инъекции углеводородов в значительной мере будет определяться количеством органического вещества, обуславливающим степень непрерывности связи массы его в целом в матрице породы. При небольшом количестве органического вещества возможность формирования необходимых для инъекций количеств микропорций газорастворенных углеводородов должна наступить при более жестких термобарических условиях, чем при большем его количестве. Можно предполагать значительную роль в этом процессе экстенсивности нарастания температуры (скорости погружения генератора углеводородов), обеспечивающей быстрое возникновение микропорций углеводородов с высоким давлением, т. е. предотвращающей постепенное рассасывание давления.

Внедряясь в коллектор, порции газорастворенных углеводородов будут распадаться на составные фазы — газ и жидкие углеводороды, которые первоначально будут растворяться в приконтактных слоях поровых вод коллектора и насыщать их; с увеличением количества углеводородов и ухудшением их растворимости они будут выделяться в свободную фазу в виде «гранул», аналогичных по размерам выделяющимся из водных растворов. При этом последовательность выделения углеводородов разного состава из газового раствора будет противоположной последовательности выделения их из водного раствора.

Газовая экстракция углеводородов начинается существенно скакывать, начиная с глубин не менее 3500—4000 м, т. е. с середины нефтегазогенной термokatалитической зоны, увеличиваясь по мере усиления

генерации жирного газа и обезвоживания нефтематеринской свиты. С дальнейшим увеличением глубины по мере увеличения в составе растворителя (жирного газа) количества метана эффективность газовой экстракции жидких углеводородов уменьшается. Это совпадает и с уменьшением генерации жидких углеводородов в связи с истощением в целом углеводородного потенциала (липоидной части) органического вещества.

Два рассмотренных механизма извлечения (эмиграции) углеводородов из нефтематеринской породы действуют на различных глубинах, сменяя (и частично перекрывая) друг друга.

Характерным является то, что интенсивность начальной (первичной) водной экстракции углеводородов является обратно пропорциональной интенсивности генерации углеводородов, а последующей газовой — прямо пропорциональной генерации углеводородов, причем механизм последней является вторичным, так как действует в породе, в которой первоначально произошло водное извлечение углеводородов. Соответственно в толще нефтематеринских пород бассейна можно выделить две зоны интенсивной эмиграции углеводородов — верхнюю водную и нижнюю газовую, разделенные зоной ослабленной эмиграции, приходящейся на окончание водной и начало газовой экстракции. Эта зона ослабления эмиграции углеводородов проявляется в разрезе нефтематеринской толщи относительно повышенным содержанием углеводородов.

Эмиграция углеводородов (а также растворимых неуглеводородных компонентов нефти — смол, асфальтенов, содержащихся в органическом веществе) при любом механизме первоначально будет происходить из слоев генератора, непосредственно контактирующих с коллектором, но со временем по мере погружения генератора углеводородов в более жесткие условия в коллектор будут прорываться углеводороды и из более удаленных от него слоев генератора.

Выделяющиеся из водного и газового растворов в водонасыщенные поры коллектора молекулы, группы молекул — «гранулы» углеводородов находятся во взвешенном состоянии и не способны к перемещению, в частности, к всплыванию (за счет разности плотностей) вверх к кровле природного резервуара и последующему перемещению к ловушке, так как не имеют для этого достаточной массы. Это положение было высказано еще в 1948 г. В. А. Соколовым.

Так, слой нефти плотностью $0,83 \text{ г/см}^3$ высотой 1 см в воде (плотность $1,03 \text{ г/см}^3$) будет обладать силой всплывания (архимедовой), равной лишь $0,00002 \text{ МПа}$, которая не в состоянии преодолеть возникающие в пористой среде молекулярные силы, удерживающие нефть в порах.

Необходимая непрерывность — длина, параллельная кровле коллектора (L_{min}), — нефтяной (углеводородной) массы для всплывания ее и движения вдоль кровли природного резервуара зависит главным образом от соотношения капиллярного давления на поверхности раздела нефть — вода и выталкивающей (архимедовой) силы и определяется формулой (А. Е. Гуревич, 1969)

$$L_{\text{min}} = \frac{2\sigma \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right) + \frac{v^2}{2g}}{-(\rho_B - \rho_H) \sin \alpha - i},$$

где σ — поверхностное натяжение на границе раздела нефти и воды; r_1, r_2 — радиусы пор на противоположных концах нефтяной массы; $v^2/2g$ —

скоростной (гидродинамический) напор на лобовую поверхность нефтяной массы; ρ_w , ρ_n — плотности соответственно воды и нефти; α — угол наклона природного резервуара; i — градиент приведенного давления.

Подсчеты (А. Леворсен) показывают, что сила всплытия начинает играть роль в перемещении жидких углеводородов при непрерывной протяженности их 1—10 м.

Б. Ашенбергер и С. Ашауэр (1962) считают, что в карбонатных породах при наклоне пласта 10 м на 1 км протяженность нефтяной фазы должна быть 245 м. При этом наклоне в среднезернистом песчанике всплытие нефти наступает при длине нефтяной фазы 37 м.

Следует учесть, однако, что величина капиллярного давления, как показали А. Н. Гусева и Е. И. Парнов (1963), резко уменьшается при температуре 200° С и выше и при наличии в воде нефтяных кислот (поверхностно-активных веществ), а поэтому при глубинах свыше 3000 м тормозящее влияние капиллярного давления на всплытие углеводородов значительно сокращается, соответственно размеры непрерывной углеводородной фазы, необходимые для действия архимедовой силы, уменьшаются.

Механизм слияния выделяющихся из растворов «гранул» или пузырьков углеводородов в необходимые для движения массы еще недостаточно ясен. Возможно, это происходит при фильтрации вод, несущих взвешенные «гранулы» углеводородов, через узкие поровые каналы, в пределах которых происходит слияние отдельных «гранул» в более крупные. Предполагается захват жидких углеводородов движущимся газом, выделяющимся из водных растворов и газонасыщенных углеводородных жидкостей. Это транспортирующая роль газов в водной среде по отношению к нефти была доказана опытами Г. Тилля (1920), У. Эммонса (1921), Х. Додда (1922) и Р. Миллса (1923).

Наибольшая возможность для концентрации дисперсных углеводородов в массы, способные к перемещению, возникает в зоне контакта материнской толщи с коллектором, где может происходить слияние углеводородов выделяющихся из водных и газовых растворов. Можно полагать, что первоначально дисперсные углеводороды образуют протяженные «нити», объединяющиеся в «сети», которые в кровле коллектора перемещаются по восстанию его, увеличиваясь при этом в размерах, а в подошве коллектора поднимаются вверх к кровле, по пути также захватывая новые порции углеводородов и увеличиваясь в связи с этим в размерах. Объединение «гранул» углеводородов в необходимые для всплытия объемы («сети») и движение их возможно также по вертикальным проницаемым зонам — разрывам и трещиноватым породам — до первой крышки.

§ 2. Образование залежей нефти и газа

Миграция углеводородов в природном резервуаре завершается поступлением их в ловушку, в пределах наиболее приподнятой части которой происходит их накопление. При этом по мере увеличения объема углеводородов вода, содержащаяся в ловушке, оттесняется вниз. Наилучшие условия для концентрации нефти создаются при встрече мигрирующих углеводородов с пластовой сводовой ловушкой, так как формирование скоплений здесь происходит в результате миграции углеводородов по всему периметру поднятия, что обеспечивает наиболее быстрое и полное

наполнение ловушки. В худших условиях находятся различные тупиковые ловушки, питание которых углеводородами происходит лишь с одной стороны, причем возникающие в тупике при восходящем движении вод высокие давления снижают возможности сохранения скоплений углеводородов, при нисходящем движении усиливается тупиковый (экранированный) эффект (А. Леворсен, 1967).

Изначальный вещественный состав скоплений углеводородов определяется временем образования или положением ловушки в разрезе отложений относительно той или иной вертикальной генетической зоны, а последующие изменения его — емкостью ловушки (возможностью поступления новых порций углеводородов или ухода начальных порций) и вертикальным перемещением ее.

Среди ловушек по времени образования их относительно процесса генерации углеводородов могут быть выделены ловушки двух основных генетических типов, отличающихся направлением движений, обуславливающих их возникновение — ловушки, формирующиеся: 1) в процессе прогибания и 2) в процессе поднятия. Ловушки первого типа образуются параллельно с развивающимся процессом генерации углеводородов из погружающейся материнской свиты. Структуры, вмещающие такие конгенерационные, или кониммерсионные, ловушки, зарождаются во время осадконакопления (конседиментационные структуры), ловушки же образуются в процессе катагенеза пород, т. е. с образованием пород-покрышек. Наиболее рано ловушки такого типа образуются с эвапоритовыми и карбонатными крышками.

Кониммерсионные ловушки возникают в своде конседиментационных поднятий, в зонах конседиментационных разрывов, перерывов (стратиграфически экранированные), выклиниваний и характерны для нефтегазодельных бассейнов платформенных областей, платформенных склонов предгорных бассейнов и бассейнов межскладчатых срединных массивов, внутриплатформенных грабенных и т. п. Кониммерсионные сводовые ловушки в зависимости от степени подвижности фундамента (во времени) могут быть непрерывного развития (сквозные), т. е. прослеживаются во всем разрезе чехла, и прерывного развития, т. е. проявляются только в какой-то части разреза: ранние — в нижней части (погребенные), поздние — в верхней части (новообразованные). Так, на Русской платформе известны локальные поднятия девонского, каменноугольного, пермского и мезозойского заложения.

Одновременность образования углеводородов, их эмиграции и формирования ловушек (кониммерсионных) для них обеспечивает наилучшие условия для образования скоплений.

Как уже указывалось ранее, выделение углеводородов из водных растворов происходит прежде всего с понижением температуры, а поэтому при прогибании (т. е. при погружении в область более высоких температур) выделение углеводородов из воды возможно лишь в процессе противоположного восходящего движения вод (по восстанию слоев). Это направление движения вод обеспечивается внедрением седиментационных вод в коллекторы (во время элизионного гидрогеологического режима). Таким образом, прогибание (накопление осадочных пород) обеспечивает сопряженность четырех главных условий образования скоплений нефти и газа в платформенных областях: а) образование углеводородов в материнских свитах; б) эмиграцию их; в) выделение углеводородов

родов из водных растворов в процессе восходящего движения вод; г) образование ловушек.

В зависимости от времени образования ловушки и изменения ее емкости во времени возможно образование различных по фазовому состоянию и составу скоплений углеводородов. Рано образовавшаяся ловушка непрерывного развития с увеличивающейся со временем емкостью должна заполняться углеводородами, отражающими, с одной стороны, состав углеводородов, поступающих в ловушку из материнской свиты при прохождении ею различных генетических зон, а с другой — процессы изменения фазовых состояний, вызываемые увеличением давления и температуры при погружении залежей (растворение газа в нефти и наоборот). Поэтому первой по времени образования в готовой ловушке будет залежь газа (первоначально сухого, далее жирного), которая в результате постепенного увеличения роли жидких углеводородов превращается в газонефтяную или нефтегазовую. При дальнейшем погружении нефтематеринская свита будет отдавать в готовую залежь жирный газ и легкие жидкие углеводороды. Последние, растворяясь в газовой шапке залежи, приводят к образованию конденсатногазонефтяной залежи. Так как погружение нефти в условия высоких температур сопровождается ее облегчением (метанизации), то вместе с насыщением новыми порциями легких углеводородов она может превратиться в конденсатногазовую, при этом часть нефти, не способная раствориться в газе, выпадет в порах коллектора в виде полужидкой массы, которая не может перемещаться и извлекаться на поверхность.

Примером конденсатногазовой залежи, формирование которой прошло через стадию газонефтяной, является залежь Оренбургского месторождения, где газонасыщенный коллектор содержит огромное количество неизвлекаемой (современными методами) тяжелой нефти. Это имеет место также и в Вуктыльском конденсатногазовом месторождении.

Таким образом, первоначально возникшая в зоне газогенеза чисто газовая залежь при погружении превращается в конденсатногазовую залежь с промежуточной нефтегазовой залежью. Этот процесс, в частности, разобран М. С. Бурштаром и И. В. Машковым (1963) на примере конденсатногазовых залежей Азъво-Кубанского нефтегазоносного бассейна. Эти исследователи приходят к выводу, что ловушки современных конденсатногазовых залежей первоначально заполнялись газами практически метанового состава.

При погружении конденсатногазовой залежи в область еще более высоких температур происходит поглощение газа водой, так как растворимость газа в воде сильно увеличивается. Это приводит к выпадению из газового раствора конденсата и соответственно к образованию конденсатной залежи. Далее следует ожидать деструкцию углеводородов, возможно, с образованием небольших скоплений метана.

Рассмотренный иммерсионный ряд скоплений углеводородов по последовательности заполнения ловушки различными продуктами преобразования органического вещества является аддитивным. Его образование можно представить в виде следующей схемы (сверху вниз):

1. Газ ————— газовая залежь (метановая);
2. Газ ————— газовая залежь (жирного газа);
3. Газовая залежь + жидкие углеводороды = нефтегазовая — газонефтяная залежь;

4. Газонефтяная залежь + газ ——— конденсатногазовая залежь (выпадение смол, асфальтенов в поры коллектора);
5. Конденсатногазовая залежь — газ (растворение газа в воде) = = залежь конденсата;
6. Залежь конденсата ——— залежь высокотемпературного метана (деструкция углеводов).

Этот ряд в общем соответствует первичному генетическому ряду. В чистом виде его возникновение возможно лишь в процессе непрерывного прогибания нефтематеринских пород (поднятия допустимы в масштабах, не превышающих мощность генетических зон), поддержания непрерывного преобладания объема ловушек над объемом заполняющих их углеводородов (что происходит или за счет увеличения объема самой ловушки, или за счет уменьшения — сжатия и растворения — газовой фазы).

Следует заметить, что образование газовой залежи на раннем этапе развития конседиментационного поднятия ограничивается временем образования надзалежной покрывки. Последняя приобретает способность удерживать скопление углеводородов лишь на стадии раннего катагенеза, когда объем выжимаемой из глинистых осадков (газоматеринской свиты) газонасыщенной воды в подстилаемый коллектор будет значительно превышать объем этой воды, возвращающейся в бассейн осадконакопления. Возникающие при этом разности давления, как уже говорилось ранее (см. покрывки, стр. 48), обеспечивают создание динамической покрывки. Поэтому следует полагать, что начальное скопление углеводородов наиболее часто является нефтегазовым (или газонефтяным). Однако изучение изотопного состава метана ряда неглубоко залегающих (до 1100 м) газовых залежей, в частности Ставропольского межбассейнового газоносного поднятия (Кучерлинское, Прасковейское, Северо-Ставропольское и другие месторождения; Ф. А. Алексеев, 1974), указывает на биохимическое образование газа, а ряда залежей газовых месторождений Западно-Сибирского нефтегазонаосного бассейна (Уренгой, Медвежье, Заполярное и др., Ф. А. Алексеев, 1974) — на смешанное (биохимическое и термолитическое) образование его. Следовательно, в конседиментационных поднятиях возможно возникновение в верхних зонах газогенеза залежей газа биохимического образования.

В случае, если ловушка впервые возникает лишь на уровне зоны нефтегазогенеза, то образуется газонефтяная залежь; ее дальнейшая эволюция (с погружением) будет протекать при преобладании жидкой фазы и высокотемпературное разложение углеводородов будет происходить, минуя конденсатногазовую и конденсатную стадии существования залежей.

Таким образом, в платформенных бассейнах образование залежей нефти и газа происходит в процессе (и благодаря ему) неравномерного прогибания бассейна. Миграция углеводородов (заполнение ловушек) происходит из зон относительного прогибания (или остаточных впадин) в зоны формирующихся ловушек. Так как ловушки образуются неодновременно, их заполнение углеводородами происходит по мере образования первых. Другими словами, последовательность заполнения ловушек определяется прежде всего последовательностью их образования, а не современным взаимным их расположением, а поэтому известные в настоящее время ловушки не могли участвовать в каком-то едином для них

всех процессе заполнения. Эта дифференциация ловушек является одной из причин различного состава залежей, а также существования «пустых ловушек».

На формирование скоплений углеводородов различного фазового состояния большое влияние оказывает естественная способность газа вытеснять полностью или частично нефть из ловушки (подобно тому, как нефть при образовании залежи вытесняет воду). Это может иметь место как в процессе начального формирования газонефтяного скопления, так и при подъеме уже готовой газонефтяной (нефтегазовой) залежи вверх, а также при переформировании скоплений нефти и газа. Эта способность газа осложняет общую закономерность изменения фазового состояния углеводородов с глубиной. Ей противостоит утечка газа с ростом высоты залежи за счет возрастания избыточного давления.

Состояние и состав сформировавшихся в процессе непрерывного прогибания различных по составу залежей могут изменяться в результате перемещения их вверх во время общей инверсии. Однако размах инверсии на платформах обычно не достигает больших размеров, что вместе с малой дисъюнктивной нарушенностью ловушек (высокой герметичностью их) обуславливает большую сохранность не только нефтяных, но и газовых залежей. При последующем послеинверсионном погружении в сформировавшемся нефтегазоносном этаже могут произойти существенные изменения в распределении залежей за счет двух процессов: 1) раскрытия части ловушек с расформированием заключенных в них залежей и 2) возникновения новых («молодых») ловушек с образованием в них залежей за счет перетока углеводородов из расформировавшихся «древних» ловушек или регенерации углеводородов из материнских свит, погрузившихся в более жесткие, чем ранее, условия (палингенезис).

Процесс расформирования (частичного или полного) «древних» ловушек и возникновения новых будет происходить на протяжении всего развития платформенного бассейна, обуславливая весьма сложное распределение залежей, разновозрастность их образования и различный источник углеводородов (новые и за счет расформировавшихся залежей).

Следует, однако, заметить, что полное расформирование (раскрытие) платформенных древних локальных поднятий (сводовых ловушек), достаточно резко выраженных в нижних продуктивных горизонтах, представляет, скорее всего, редкое явление. Расформирование таких структур обычно ограничивается превращением поднятия в верхней части разреза в структурный нос или террасу. В нижней же части разреза происходит лишь уменьшение емкости ловушки, которое, конечно, в некоторых случаях может сопровождаться потерей содержимого.

Существенное изменение структурного плана платформенных бассейнов и соответственно переформирование залежей углеводородов должно происходить при вовлечении их в складкообразовательные движения в периоды активизации платформ или формирования эпициатформенных орогенов (Центральный Китай, Скалистые горы США и др.).

В бассейнах активизированных платформ и эпициатформенных орогенов возможно существование ловушек четырех генетических типов:

1) возникающих в периферийных частях бассейнов вследствие одностороннего воздействия воздымающихся блоков (образующих горное обрамление бассейна) на платформенный чехол; складки такого типа

хорошо представлены складками, расположенными вдоль юго-восточной периферии Сычуанского нефтегазоносного бассейна (см. рис. 152);

2) возникающих за счет вертикальных перемещений новых блоков фундамента внутри бассейна в процессе активизации;

3) в структурах, развивающихся на месте древних конседиментационных поднятий в результате возрождения движений фундамента;

структуры последних двух типов установлены, например, в Ферганском бассейне;

4) остаточных от платформенного режима, т. е. не затронутых активизацией.

Структуры первых трех типов могут служить местом возникновения залежей нефти или газа за счет частичного или полного разрушения залежей, заключенных в ловушках раннего зарождения, а также новых залежей газа.

Ловушки, образующиеся в процессе подъема (инверсии), характерны для геосинклинальных областей и возникают в зонах линейной складчатости. Для конинверсионных ловушек характерны две особенности.

1. Позднее образование ловушек — основная масса их начинает появляться лишь в процессе инверсии (складкообразования), т. е. после какого-то периода прогибания. Это приводит к потере определенной части образующихся углеводородов, так как они, мигрируя вверх по восстанию коллекторов, выходят на поверхность (разгружаются). Прежде всего это касается газообразных углеводородов, скорость миграции которых (при всех прочих равных условиях), естественно, больше таковой для жидких углеводородов.

2. Сильная тектоническая нарушенность ловушек, что обуславливает относительно слабую герметичность их и прежде всего для сохранения газов скоплений.

Образование конинверсионных ловушек сопровождается: 1) большой амплитудой разнонаправленных движений, вплоть до начальной стадии орогенеза (в предгорной части пограничных впадин и во внутригорных синклиналиях), что обуславливает высокую эродированность структурных форм и соответственно глубокое проникновение гипергенных агентов и часто полное разрушение залежей; 2) большой скоростью нисходящих движений (мощности отделов платформенных чехлов часто близки к мощностям ярусов складчатых областей) и соответственно относительно быстрым прохождением потенциально материнскими свитами различных генетических зон.

Так как при этом ловушка возникает и развивается в процессе подъема потенциально материнской толщи, ее наполнение углеводородами происходит в направлении, обратном прогрессирующей генерации углеводородов и их эмиграции. Это создает неблагоприятные условия для формирования крупных залежей нефти. Наиболее погруженные к моменту инверсии материнские свиты могут быть уже в значительной степени истощенными, а образовавшиеся углеводороды — рассеянными в связи с отсутствием или малой емкостью возникающих в процессе прогибания ловушек. Неблагоприятным фактором для сохранения залежей является также состояние покрышек, так как с подъемом (особенно с глубин 3000—3500 м и более) происходит частичное разуплотнение покрышек, что увеличивает объем вертикальной миграции флюидов, отрыв углеводородов от места их образования.

В то же время образование ловушек в процессе подъема вместе с общим поднятием территории развития материнской свиты способствует энергичному выделению углеводородов из растворов. Для складчатых областей характерными являются также значительные наклоны пьезометрических поверхностей и осложнение их пьезоминимумами, что способствует наиболее полному извлечению углеводородов из растворов.

В начале инверсии с возникновением ловушек, при наличии нескольких потенциально материнских свит и коллекторов во всем разрезе теоретически должен возникнуть следующий максимально возможный ряд скоплений (сверху вниз): газовое, нефтегазовое, газонефтяное, конденсатно-газовое с нефтяной оторочкой, конденсатногазовое, конденсатное.

По мере развития инверсии в состоянии и составе формирующихся залежей углеводородов будут происходить существенные изменения. Изменение состава углеводородов будет происходить под влиянием дегазации, испарения, полимеризации, конденсации и окисления реакционно-способных веществ. При подъеме конденсатногазовая залежь превратится в газовую с оторочкой из конденсата, начальная нефтегазовая залежь, поднявшись, превратится в газонефтяную или же, потеряв совершенно газовую фазу, в нефтяную, иногда с производными (наверху) газовыми залежами и т. п.

Под влиянием процессов окисления (сопряженного с микробиологическим восстановлением сульфатов), испарения, конденсации и полимеризации, приводящих к образованию высокомолекулярных соединений и концентрированию асфальто-смолистых веществ, начальная легкая нефть превратится в более тяжелую, смолистую, вязкую или даже в твердые продукты (асфальт, асфальтит, озокерит и др.).

Совершенно очевидно, что инверсия с таким масштабом, в результате которой, например, будут уничтожены газовые залежи верхней газогенной зоны (однозональная инверсия), может и не вызвать существенных изменений в состоянии нижерасположенных залежей, так как возможность и интенсивность превращения залежей углеводородов является различной для нефтей разных составов и состояния и зависит от многих факторов (наличия в нефти реакционно-способных веществ, первичной смолистости, количества ароматических углеводородов и сераорганических соединений и др.).

В целом для первого инверсионного ряда скоплений углеводородов будет характерно уменьшение снизу вверх газосодержания в залежах вплоть до существования на самом верхнем уровне преимущественно нефтяных залежей.

При последующем (послеинверсионном) достаточно мощном погружении верхний нефтяной ряд скоплений не испытает существенных изменений (сохранившаяся газовая фаза растворится в нефти), но в нижней части его возможна реверсия в состоянии и составе залежей (появление скоплений инверсионного ряда, в частности конденсатногазовых залежей). При этом, возможно, будет иметь место регенерация углеводородов из материнских свит (палингенез), если они окажутся погруженными на большую глубину, чем при первом прогибании. Это приведет к поступлению в ловушку новых порций углеводородов, т. е. к разбавлению углеводородов, претерпевших гипергенные воздействия, и к образованию соответственно гибридных по происхождению нефтей. При этом, однако, на больших глубинах (для нижней части разреза) возможно раскрытие

Возможные способы образования залежей углеводородов

Классификация залежей по способам формирования	Газовые и газоконденсатные	Газонефтяные	Нефтяные
Возникшие из исходной массы углеводородов (первичные)	<p>Возникают преимущественно в пределах отрицательных структур I порядка и на погруженных участках моноклиналей</p> <p>Формируются главным образом в унаследованных структурах различной интенсивности</p> <p>Сохраняются в мало- и отчасти среднеинтенсивных структурах с хорошими покрышками</p>	<p>Возникают в основном на региональных моноклиналях и в повопешных участках бортов впадин</p> <p>Формируются главным образом в унаследованных структурах большой и средней интенсивности с хорошими покрышками</p> <p>Сохраняются в среднеинтенсивных структурах</p>	<p>Возникают преимущественно в пределах положительных структур I порядка или осевых частей отрицательных структур</p> <p>Формируются в унаследованных структурах любой интенсивности</p> <p>Сохраняются в мало- и среднеинтенсивных структурах с удолетворительными покрышками</p>
<p>Без изменения индивидуального состава углеводородов</p> <p>(вторичные)</p> <p>состояния углеводородов</p>	<p>Возникают за счет растворения нефтяных опорочек первично газонфтяных залежей при погружении последних</p> <p>Формируются главным образом на моноклиналях, в погруженных их частях, в унаследованных структурах средней и большой интенсивности</p>	<p>Возникают из газоконденсатных или нефтяных залежей с большими ГКФ и ГФ в результате снижения давления пластовых давлений (при подъеме их или по другим причинам)</p> <p>Формируются главным образом в унаследованных структурах различной интенсивности расположенных на бортах впадин и реги-</p>	<p>Возникают из газонфтяных залежей при растворении газовых шапок вследствие повышения давления, связанного с погружением</p> <p>Формируются преимущественно на погруженных участках моноклиналей и унаследованных большой и средней интенсив-</p>

Возникающие за счет преобразования существовавших ранее залежек

Возникшие в результате изменения фазового доя в пределах одной и той же

	<p>Возникшие в результате изменения фазового доя в пределах одной и той же</p>	<p>Без участия латеральной миграции</p>	<p>Возникают из исходных двухфазовых залежек</p>	<p>Возникают на бортах впадин и моноклиналих в средних и верхних горизонтах чехла</p>	<p>Сохраняются в среднем интенсивных структурах с хорошими породами</p>
	<p>Возникают из исходных двухфазовых залежек</p>	<p>Возникают за счет отделения газовых шапок газонефтяных залежек и перемещения их в верхние горизонты чехла</p>	<p>Сохраняются в унаследованных и комбинированных структурах любой интенсивности</p>	<p>Формируются в унаследованных и комбинированных структурах</p>	<p>Сохраняются в малоинтенсивных структурах с хорошими породами</p>
<p>С изменением индивидуального состава углеводородов при высоких температурах</p>	<p>Возникают вследствие термokatалитических превращений жидких углеводородов нефтяных и газонефтяных залежек при высоких температурах (150° C)</p>	<p>Возникают на погруженных участках при частичном разрушении жидких углеводородов в нефтяных залежках на начальных этапах процесса ($t = 130 \div 175^\circ \text{C}$)</p>	<p>Сохраняются в среднем интенсивных структурах с хорошими породами</p>	<p>Возникают из газонетных как остаточные после ухода газовой составляющей в верхние горизонты чехла</p>	<p>Сохраняются в среднем интенсивных структурах с хорошими породами</p>

Классификация залежей по способам формирования	Газовые и газоконденсатные	Газонефтяные	Нефтяные
Возникают из исходных пучковых залежей	Возникают за счет отделения газовых шапок газонефтяных залежей и перемещения их в верхние горизонты чехла	Формируются преимущественно в приподнятых частях моноклиналей и на положительных структурных участках I порядка в средних и верхних горизонтах чехла новообразованных структур различной интенсивности	Возникают из нефтяных залежей, бедных газом, при прорыве нефти в верхние горизонты чехла
С участием латеральной миграции	Возникают в любом структурном положении по преимуществу в комбинированных структурах различной интенсивности	Возникают при перетекании из нефтяных залежей, богатых газом, или газоконденсатных в верхние горизонты чехла	Сохраняются при условии удовлетворительной покрышки
Без участия латеральной миграции	Возникают в любом структурном положении по преимуществу в комбинированных структурах различной интенсивности	Формируются на стогах в моноклиналях в унаследованных и комбинированных структурах разной интенсивности	Формируются в комбинированных структурах, преимущественно на положительных участках I порядка

Возникают из исходных пучковых залежей

Ваших ранее залежей (вторичные)

Возникают из исходных пучковых залежей

Ваших ранее залежей (вторичные)

<p>Возникают из ископаемых залежей</p>	<p>Возникающие в результате перемещения всей залежи или ее части в ловушку, за</p>	<p>Возникают из нефтяных залежей бедных газом, или при прорыве нефти в верхние горизонты чехла с последующим затеральным перемещением</p>	<p>Сохраняются в малоинтенсивных структурах с удовлетворительными качествами покрышек</p>
<p>Возникают из нефтяных залежей бедных газом, или при прорыве нефти в верхние горизонты чехла с последующим затеральным перемещением</p>	<p>Возникают из нефтяных залежей бедных газом, или при прорыве нефти в верхние горизонты чехла с последующим затеральным перемещением</p>	<p>Сохраняются в малоинтенсивных структурах с удовлетворительными качествами покрышек</p>	<p>Сохраняются в малоинтенсивных структурах с удовлетворительными качествами покрышек</p>
<p>Возникают по преимуществу в верхних горизонтах чехла на приподнятых участках моноклиналий и в пределах положительных структур I порядка в новообразованных и комбинированных структурах</p>	<p>Могут сохраниться в структурах любой интенсивности при хорошем качестве покрышек</p>	<p>Возникают по преимуществу в верхних горизонтах чехла на приподнятых участках моноклиналий и в пределах положительных структур I порядка в новообразованных и комбинированных структурах</p>	<p>Могут сохраниться в малоинтенсивных структурах с удовлетворительными качествами покрышек</p>
<p>Возникают по преимуществу в верхних горизонтах чехла на приподнятых участках моноклиналий и в пределах положительных структур I порядка в новообразованных и комбинированных структурах</p>	<p>Могут сохраниться в структурах любой интенсивности при хорошем качестве покрышек</p>	<p>Возникают по преимуществу в верхних горизонтах чехла на приподнятых участках моноклиналий и в пределах положительных структур I порядка в новообразованных и комбинированных структурах</p>	<p>Могут сохраниться в малоинтенсивных структурах с удовлетворительными качествами покрышек</p>
<p>Возникают по преимуществу в верхних горизонтах чехла на приподнятых участках моноклиналий и в пределах положительных структур I порядка в новообразованных и комбинированных структурах</p>	<p>Могут сохраниться в структурах любой интенсивности при хорошем качестве покрышек</p>	<p>Возникают по преимуществу в верхних горизонтах чехла на приподнятых участках моноклиналий и в пределах положительных структур I порядка в новообразованных и комбинированных структурах</p>	<p>Могут сохраниться в малоинтенсивных структурах с удовлетворительными качествами покрышек</p>
<p>Возникают по преимуществу в верхних горизонтах чехла на приподнятых участках моноклиналий и в пределах положительных структур I порядка в новообразованных и комбинированных структурах</p>	<p>Могут сохраниться в структурах любой интенсивности при хорошем качестве покрышек</p>	<p>Возникают по преимуществу в верхних горизонтах чехла на приподнятых участках моноклиналий и в пределах положительных структур I порядка в новообразованных и комбинированных структурах</p>	<p>Могут сохраниться в малоинтенсивных структурах с удовлетворительными качествами покрышек</p>

ловушек вследствие уплощения их. В результате залежи могут расформироваться и не возникнуть позднее (с началом инверсии) уже из-за истощения материнских толщ.

В новой, наложенной во время новой инверсии толще возникает ряд скоплений, аналогичный первому инверсионному ряду. Так как собственно нефть является достаточно устойчивой к изменениям температуры и давления (распад углеводородов и газификация начинаются при температуре не менее 300°C), то в общем в двухэтажном разрезе возможно существование под самой нижней конденсатногазовой залежью верхнего нефтегазонасного этажа (под поверхностью несогласия) нефтяной залежи в нижнем этаже.

Совершенно очевидно, что полнота того или иного ряда скоплений (при наличии потенциально материнских свит) будет определяться прежде всего мощностью отложений (величиной непрерывного прогибания) и величиной инверсии, которыми будет обуславливаться возможность образования и существования крайних рядов скоплений. Так, например, если толща отложений, содержащая потенциально материнскую свиту, была вовлечена в складчатость, не достигнув глубин, при которых происходит генерация жидких углеводородов (вследствие ее небольшой мощности), последняя может начаться лишь при послеинверсионном погружении. Таким путем образуются залежи, для которых характерен большой разрыв между временем формирования ловушки (в период инверсии нижнего этажа) и временем заполнения ее нефтью (в послеинверсионное прогибание).

Типичными постструктурными залежами являются стратиграфически экранированные формы их (если последние не являются остаточными после размыва, что легко выявляется по составу нефтей).

Конседиментационный рост антиклиналей имеет место также и в геосинклинальных областях, однако здесь, естественно, он ограничивается только самым начальным этапом (подводным) формирования дислокаций, когда скорость инверсии (складкообразовательного поднятия) является еще соизмеримой со скоростью осадконакопления. Однако этот начальный этап формирования антиклиналей не всегда сохраняется в разрезе поднятия, так как следы его часто срезаются эрозией.

Конседиментационный этап в развитии конинверсионных структур, вероятно, не играет существенной роли в формировании скоплений углеводородов.

Сложным представляется формирование залежей, связанных со структурами соляного и глиняного диапиризма.

В складчатых областях соляные антиклинали являются конинверсионными. Для их формирования характерен ускоренный рост надсолевой структуры, вызываемый опережающим поднятием соли и сопровождаемый разрывами надсолевой толщи.

Наиболее распространенными типами залежей нефти соляных антиклиналей, как уже указывалось выше, являются типы залежей, экранированных разрывами или боковой поверхностью соляного (глиняного) массива, в меньшей степени другие типы.

Среди залежей, экранированных боковой поверхностью соляного (глиняного) массива, следует различать три вида залежей.

1. Залежи, образующиеся в результате частичного разрушения (прорыва) сводовых залежей, сформировавшихся в антиклинальной структуре надсолевых отложений в начале развития диапира.

Такие остаточные залежи являются наиболее ранними по времени образования среди других тектонически экранированных залежей диапировой структуры.

2. Залежи, образующиеся позднее за счет поступления углеводородов в природные резервуары, экранированные боковой поверхностью соляного (глиняного) массива (первичные залежи).

3. Залежи, производные от первых двух типов, возникающие в результате вертикальных перетоков нефти вдоль боковой поверхности массива вверх при возобновлении восходящего движения соли (глины). Такой способ возникновения залежей нефти, в меньшей степени газа, установлен в ряде месторождений Плоештинского района (Румыния, Предкарпатско-Балканский нефтегазоносный бассейн), где отложения дакийского и левантинского возрастов содержат нефть, реже газ, поступившие из основной продуктивной (и нефтегазоматеринской) толщи бассейна. Скопления нефти и газа в дакийских и левантинских породах известны лишь на месторождениях, где соль прорывает свод антиклинали (Вылканешти, Байкой — Цинтя, Морени, Окюрь — Горгота; И. В. Высоцкий, 1974).

Солянокупольные структуры платформенных областей развиваются в процессе прогибания заключающего их бассейна. Приподнимая и прорывая осадочный покров, соляной массив создает ловушки (сводовые и экранированные боковой поверхностью массива) раньше, чем они образуются в конседиментационных поднятиях. Поэтому солянокупольные поднятия первыми перехватывают мигрирующие углеводороды, образуя в своей структуре тектонически экранированные (первичные) залежи, а за счет них и вторичные, вертикально перемещенные.

Рядом исследователей (Н. М. Кругликов, В. С. Лазарев, В. Д. Наливкин, Г. П. Сверчков, 1974) проведен детальный анализ влияния различных природных факторов на размещение и формирование скоплений углеводородов различного состава и фазового состояния в молодых платформенных бассейнах (Западно-Сибирский, Каракумский, платформенный борт Предкавказских бассейнов). Изучалась роль различных структурных элементов и их размеров, интенсивности роста, гипсометрического положения и степени унаследованности в развитии локальных структур, разрывов и в герметичности покрышек, в латеральной и вертикальной миграции, в фазовых превращениях и т. п.

Результаты этих исследований представлены в табл. 15.

§ 3. Дифференциация нефти и газа в процессе формирования залежей

Способность газа замещать и вытеснять нефть из переполненной ловушки послужила основанием для разработки теории, получившей название теории дифференциального улавливания нефти и газа или ступенчатой миграции. Первоначально теория привлекла к себе внимание благодаря ряду работ В. Гассоу (Канада) и С. П. Максимова, а позднее А. Л. Козлова, С. Ф. Федорова, А. Г. Габриэляна, М. К. Калинин, С. Т. Короткова, В. А. Кирова, А. А. Бакирова и др.

Сторонники этой теории считают, что современное вертикальное распределение скоплений углеводородов различного вещественного состава и фазового состояния представляет результат естественной дифференциации флюидов (газ, нефть, вода) при их совместной миграции по восстанию пластов, осложненных цепью сводовых ловушек, разделенных седловинами.

В этом случае в первой по пути миграции флюидов наиболее погруженной ловушке будет скапливаться нефть, которая в дальнейшем вытесняется газом (при пластовом давлении ниже давления насыщения), в результате чего в первой (нижней) ловушке образуется залежь газа, а в выше расположенной — залежь нефти. В зависимости от исходного абсолютного

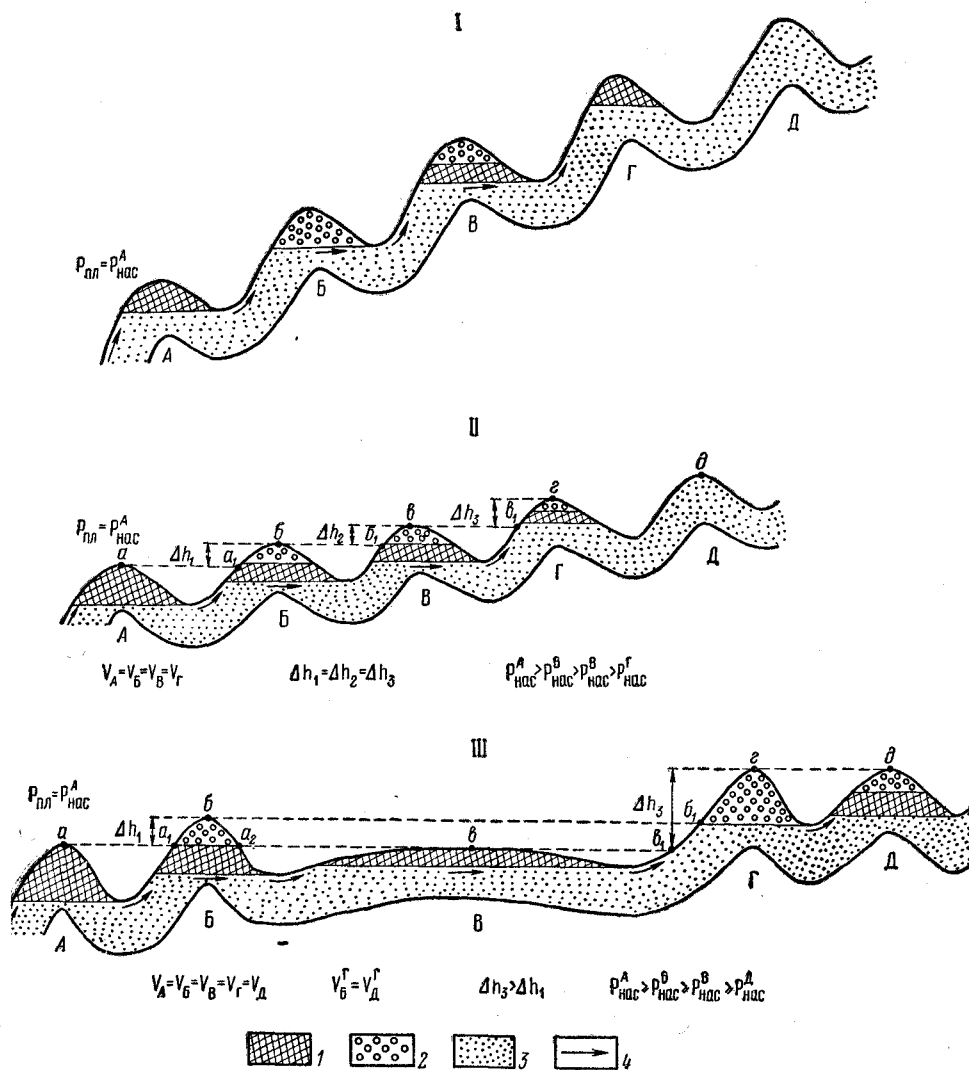


Рис. 26. Схемы дифференциального улавливания углеводородов (по А. С. Панченко, 1973)

I — нефть; 2 — газ; 3 — водоносный коллектор; 4 — направление миграции углеводородов.

$V_A, V_B, V_B, V_Г, V_Д$ — соответственно объемы ловушек А, Б, В, Г, Д; $P_{нас}^A, P_{нас}^B, P_{нас}^B, P_{нас}^Г, P_{нас}^Д$ соответственно давления насыщения нефти в ловушках А, Б, В, Г, Д; $\Delta h_1, \Delta h_2, \Delta h_3$ — соответственно превышения ловушек Б над А, В над Б, Г над В.

Различные варианты распределения залежей нефти и газа в зависимости от строения продуктивного пласта: I — по А. Л. Козлову (1959); II — при одинаковых превышениях ловушек; III — при различных превышениях ловушек

количества нефти и газа, от емкости и количества ловушек возможно образование на концах цепи ловушек нескольких чисто газовых и чисто нефтяных залежей, а между ними газонефтяных. Если на уровне нижних ловушек пластовое давление будет выше давления насыщения, то ряд начнется с ловушек, заполненных нефтью; при изменении соотношения

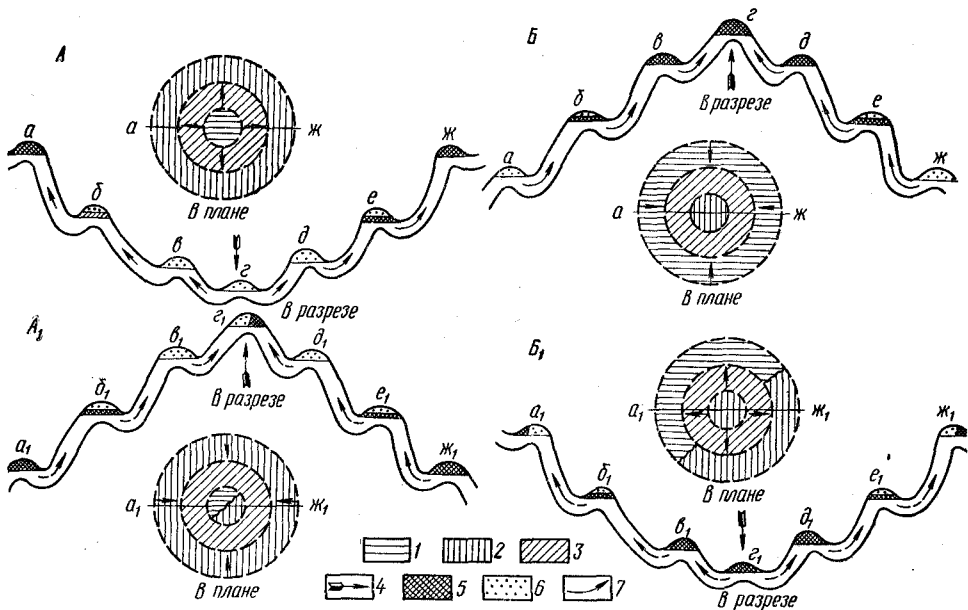


Рис. 27. Принципиальные схемы размещения залежей нефти и газа при инверсионном геотектоническом развитии регионов (по А. С. Панченко, 1973)

Зоны распространения залежей: 1 — газовых, 2 — нефтяных, 3 — нефтегазовых; 4 — направление тектонических движений; 5 — нефть; 6 — газ; 7 — направление миграции углеводородов.

А, А₁ — для региона, который сначала опускался, затем воздымался; Б, Б₁ — для региона, который сначала воздымался, затем опускался.

а, б, в, г, д, е, ж — относительное положение ловушек в разрезе в доинверсионный этап; а₁, б₁, в₁, г₁, д₁, е₁, ж₁ — положение тех же ловушек в постинверсионный этап

этих давлений на каком-то уровне поднимающихся ловушек распределение нефти и газа между ними произойдет по первой схеме (газ — нефть — вода).

Возможные варианты распределения залежей нефти и газа в соответствии с принципом дифференциального улавливания в различных структурных условиях и в зависимости от направленности геологического развития подробно рассмотрены А. С. Панченко (1973) и представлены на рис. 26, 27.

Теория ступенчатой миграции нефти основывается на предположении, что миграция нефти и газа происходит из какого-то очага нефтегазообразования, расположенного ниже «пустых» антиклинальных ловушек, которые таким образом постепенно снизу вверх заполняются нефтью и газом. Это исходное предположение противоречит современным представлениям о том, что свою нефтегазопроизводящую роль материнская свита выполняет, начиная с глубин 700—800 м и более (по В. Гассоу, миграция нефти из материнских свит начинается при мощности покрывающих пород 600—900 м), а поэтому заполнение

Переток нефти и газа может возникнуть также в пределах одной антиклинали снизу вверх при появлении вертикальных проницаемых разрывов, что может сопровождаться распределением залежей по схеме газ — нефть и нефть — нефть — вода.

Залежи углеводородов формируются в соответствии с наличием ловушек — приемников углеводородов. Начальное фазовое состояние углеводородов в залежах (нефть; газ; нефть и газ) определяется прежде всего местом (положением) ловушки относительно вертикальной генетической зоны, продукты которой принимаются ловушкой; последующее состояние зависит от поведения во времени ловушки (изменение емкости, герметичности) и залежи (изменение гипсометрического положения).

Ступенчатая миграция представляет наложенное явление на изначально созданную картину размещения скоплений углеводородов по вертикали.

§ 4. Вертикальная зональность в размещении залежей нефти и газа

Вертикальная зональность в образовании углеводородов различного состава и фазового состояния и рассмотренные выше механизмы формирования скоплений углеводородов обуславливают появление вертикальной зональности в распределении залежей нефти и газа.

Впервые проблема вертикальной зональности возникла при обнаружении под нефтяными залежами конденсатногазовых залежей, стремительное открытие которых началось с увеличением глубины бурения. Некоторые из этих конденсатногазовых залежей оказались огромными по запасам.

Одно из первых исследований вертикального распределения скоплений углеводородов в крупных нефтегазоносных бассейнах принадлежит Г. Хадсону (1960). Он сообщил имевшиеся данные по распространению залежей нефти и газа в Пермском нефтегазоносном бассейне — крупнейшем бассейне в США и в американской части нефтегазоносного бассейна Мексиканского залива (Галф-Кост), на долю которых приходится почти половина добычи нефти в США.

Г. Хадсоном было установлено, что соотношение нефтяных и газовых залежей (включая конденсатногазовые) закономерно меняется с глубиной. На глубинах более 2400 м нефтяные залежи составляют 46% от залежей нефти и газа, глубже 3000 м — 37%, на глубинах 3600 м — 30%, глубже 4200 м — 18% и на глубинах, превышающих 5800 м — всего 11%.

Г. Хадсон указывает, что выявленная им закономерность подтверждается результатами поискового бурения за последние 25—30 лет как в восточном, так и западном полушариях, свидетельствующими о том, что с глубины примерно 2500 м среди открываемых залежей постепенно начинают преобладать конденсатногазовые залежи.

Анализ данных поискового бурения в США позволил Г. Хадсону также установить отчетливо намечающуюся тенденцию к уменьшению размеров (запасов) газовых и нефтяных залежей с глубиной.

Сокращение размеров залежей с глубиной установлено также для крупнейшего калифорнийского нефтегазоносного бассейна Лос-Анджелес. В. Ф. Барбат (1964) указывает, что здесь из 174 залежей, разведанных к 1965 г., 131 залежь расположена на глубинах 1950 м, 37 — в интервале 1950—2850 м и только 6 — глубже 2850 м. На долю этих шести залежей

приходится всего 0,1% общей добычи нефти в бассейне; добыча из залежей в интервале глубин 1950—2850 м составляет 3,3%, а из вышележащих залежей нефти — 96,6%.

Указанное сокращение размеров и количества залежей с глубиной отражает действительную картину распространения в бассейне скоплений

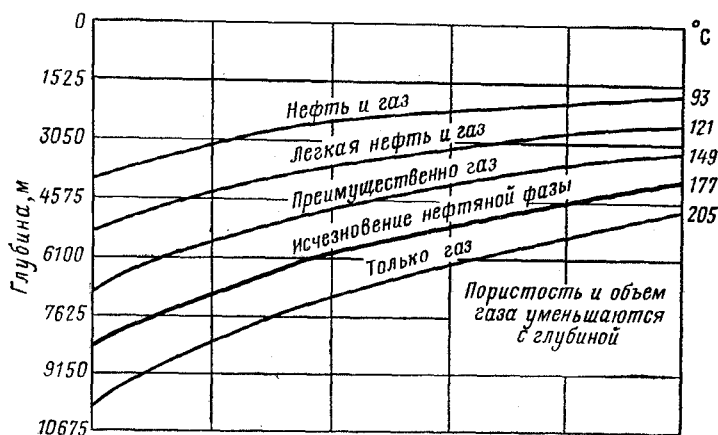


Рис. 29. Распределение нефти и газа в зависимости от температуры недр (по К. Лендесу, 1967)

нефти по вертикали. Такое явление не может определяться более слабой изученностью глубоких частей бассейна, поскольку среди огромного количества пробуренных скважин значительная часть их достигла фундамента.

Особенности распределения залежей (и запасов) нефти и газа на конкретных нефтегазоносных бассейнах Советского Союза и зарубежных стран изучались рядом исследователей (Л. А. Анищенко, А. Я. Кремс, Д. А. Саар, Н. П. Балуховский, М. С. Бурштар, И. В. Машков, И. В. Высоккий, Г. С. Гуревич, А. Г. Дурмишьян, М. И. Лоджевская, Н. В. Лопатин, С. П. Максимов, М. Ш. Моделевский, Н. М. Музыченко, В. Ф. Раабен, А. Г. Селицкий, В. Л. Соколов, Э. М. Табасаранский, Э. В. Чайковская, П. Ф. Шпак, В. Г. Демьянчук и др.). Было установлено, что в масштабе нефтегазоносного бассейна зональность в распределении скоплений углеводородов в общем отвечает зональности в образовании углеводородов (см. табл. 9).

Наиболее четкое совпадение наблюдается в бассейнах платформенных областей и в особенности с большой мощностью отложений, в меньшей степени — в бассейнах складчатых областей¹.

Наблюдаемые отклонения как во взаимном распределении скоплений углеводородов различного фазового состояния, так и в глубинах их залегания обусловлены различными причинами. В частности, можно указать следующие из них.

1. Степенью герметичности верхней части разреза бассейна, соответствующей зонам образования углеводородного газа, объясняется тот факт, что в бассейнах складчатых областей обычно скопления газа редко сохраняются и вертикальный ряд скоплений начинается с залежей нефти (нефте-

¹ Распределение залежей нефти и газа по глубинам рассматривается ниже при описании нефтегазоносных бассейнов.

газоносные бассейны Центральнокарпатский, Калифорнии, Индонезии, Бирмы и др.).

Плохо сохраняются газовые скопления верхних газогенных зон также в бассейнах чашеобразных синеклиз типа Мичиганского нефтегазоносного бассейна, так как моноклиальное строение бортов таких

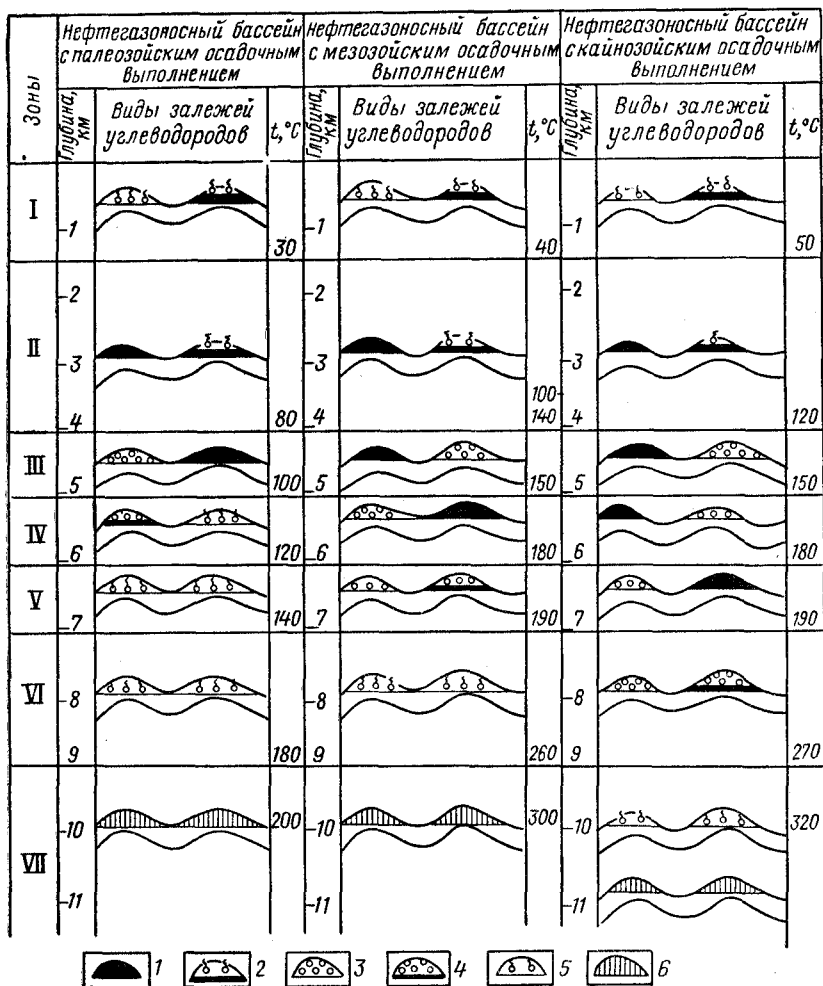


Рис. 30. Схема вертикального размещения залежей нефти и газа в бассейнах палеозойского; мезозойского и кайнозойского осадочного выполнения (по М. С. Буршгару, 1973)
Залежи: 1 — нефтяная; 2 — газонефтяная; 3 — газоконденсатная; 4 — газоконденсатная с нефтяной оторочкой; 5 — газовая; 6 — твердых углеводородов

бассейнов (слабая структурная расчлененность) не обеспечивает улавливание начальных генераций газа.

Сильно влияет на взаимное размещение нефти и газа появление в разрезе мощных эвапоритовых покровов, избирательно концентрирующих газ, вне зависимости от глубины образования его.

Большое значение имеет также тип развитых в бассейне ловушек. Так, развитие в бассейне тектонически экранированных форм исключает возможность существования газовых скоплений на уровнях, соответствующих газогенным зонам.

2. Степенью структурной расчлененности бассейна, наличием в нем мощных прогибов и крупных поднятий, обуславливающих большой масштаб латерально-восходящей миграции углеводородов, а также сложностью развития бассейна — контрастностью и частотой разнотипных движений, перерывов в осадконакоплениях и т. п. обуславливаются изменения фазовых состояний углеводородов в залежах и емкостей ловушек, переформирование залежей с появлением эффекта ступенчатой миграции нефти и газа и т. д.

3. Возрастом отложений, выполняющих нефтегазоносный бассейн, — в древних бассейнах весь вертикальный разрез скоплений углеводородов более приподнят по сравнению с молодыми бассейнами, в результате чего в верхней части разреза древних бассейнов нет четкого раздела по вертикали между зонами развития газовых и нефтяных залежей, и можно говорить лишь о преобладании газа над нефтью либо наоборот или о развитии только газонефтяных скоплений, т. е. вертикальный ряд в древних бассейнах начинается с зоны, переходной от газоносной зоны к нефтеносной.

В древних нефтегазоносных бассейнах скопления газа в нижней газогенной зоне находятся выше, чем в молодых бассейнах. Это смещение по высоте вертикального ряда объясняется изменением геотермических градиентов во времени (смещение во времени генетического ряда углеводородов).

Рядом исследователей предложены различные обобщенные схемы вертикального распределения скоплений углеводородов различных составов и фазового состояния. Таковы схемы К. Лендеса (1967), составленная по результатам бурения глубоких скважин в США (рис. 29), И. В. Высоцкого (1967), Н. Б. Вассоевича, И. В. Высоцкого и др. (1967), Н. А. Еременко (1968), М. С. Бурштара (рис. 30) и др.

§ 5. Время, скорость и продолжительность формирования залежей нефти и газа

Время образования скопления нефти (газа), в частности относительно возраста вмещающих пород, а также продолжительность (скорость) формирования скоплений представляют один из наименее изученных вопросов теоретической геологии нефти и газа. Некоторые исследователи (В. Б. Порфирьев, К. Б. Аширов) полагают, что образование залежей нефти имело место лишь в кайнозойское время в период альпийского орогенеза.

Так, В. Б. Порфирьев (1967) считает, что миграция готовой нефти в осадочные породы имела место лишь в послепалеогеновое время. Причины этого В. Б. Порфирьев не устанавливает так же, как и причины массового излияния базальтов в меловое и девонское время. Против этого представления свидетельствуют находки перетолженных обломков нефтенасыщенных пород различного возраста, в частности и палеозойского.

Сторонники неорганического происхождения нефти связывают формирование залежей ее с основными тектоническими циклами, проявля-

ние которых сопровождается разломами — путями миграции (Г. Н. Доленко, 1971). Более обосновано и потому более распространено мнение о прерывисто-непрерывном процессе образования скоплений нефти и газа на протяжении всего фанерозоя в соответствии с распределением в разрезе нефтематеринских свит и природных резервуаров.

Определение времени образования залежи нефти (газа) встречает трудности прежде всего из-за сложности определения времени конца формирования залежи. За начало ее формирования может быть принято время образования ловушки. Время возникновения последней определяется по времени образования перегиба пластов (для сводовых ловушек) или экранов (для экранированных форм) с помощью палеоструктурных построений. За конец образования скопления должно быть принято время прекращения поступления углеводородов в ловушку или замедления поступления их, соизмеримого со скоростью разрушения скопления, что может быть вызвано изменением структурного плана района ловушки (изменение наклона толщи, несущей углеводороды), отсечением ловушки от этой толщи, разрывом, истощением потенциала нефтематеринской толщи и др. Вместе с тем залежь может быть признана сформированной и до окончания поступления углеводородов в связи с заполнением емкости ловушки.

Образовавшаяся залежь нефти (газа) может испытать неоднократные поднятия и последующие погружения и таким образом ее современный вид может являться следствием нескольких фаз наполнения (при погружении) и частичного разрушения (при значительном поднятии).

Многофазность формирования залежей нефти и газа рассмотрена в работах Н. А. Калинина (Урало-Эмбенская впадина), В. А. Горина и В. В. Вебера (Апшеронский п-ов), Н. П. Туаева (Ферганский нефтегазоносный бассейн), И. С. Романовича (Шебелинское газовое месторождение), Н. А. Еременко, С. П. Максимова, И. И. Шмайса (Грозненский район), З. М. Табасаранского (Ильско-Холмский район Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна) и др. М. С. Бурштар (1973) считает, что формирование некоторых месторождений нефти Прикумского района (Среднекаспийский нефтегазоносный бассейн) происходило в четыре фазы, причем объемы ловушек менялись 3 раза, соответственно менялись и объемы углеводородов, их заполняющих. Наконец, в современном виде многие залежи нефти и газа (а возможно, большая часть их) представляют собой результат не концентрации рассеянных углеводородов, а миграции нефти из разрушенных, ранее существовавших залежей, например, из разомкнутых или разорванных ловушек.

Все используемые в настоящее время методы определения начала и продолжительности формирования скоплений нефти и газа основываются на изучении времени возникновения и развития ловушек, заключающих нефть (газ), некоторых свойств и состава нефтей (газов) и на современных представлениях о происхождении углеводородов и формировании их скоплений. В большей части методов используются ряд допущений и ограничений, поэтому достоверность определений обеспечивается комплексным применением методов.

Существуют следующие основные методы определения времени формирования залежей нефти.

1. Палеоструктурный. Принимается, что формирование залежи нефти (газа) начинается с появлением ловушки, емкость которой со временем

увеличивается. Моментом завершения формирования скопления признается время, когда емкость ловушки становится равной объему современной залежи. Время появления ловушки и изменение ее емкости во времени определяется палеоструктурными построениями. Палеоструктурный метод может применяться лишь для залежей (структур месторождения), в истории развития которых имело место преимущественно погружение, так как при смене погружения значительным подъемом возможно вытеснение нефти из ловушки (в частности, за счет выделения газа из нефти) и соответственно уменьшение первоначального объема нефти, и использование в этом случае палеотектонического метода приведет к неправильному определению времени окончания формирования залежи (раннему).

Ограничивают применение этого метода два важных обстоятельства.

Во-первых, формирование залежи могло прекратиться и без полного заполнения ловушки нефтью вследствие прекращения на каком-то этапе ее развития поступления углеводородов. Во-вторых, рост емкости ловушки на всем протяжении ее развития мог вообще опережать увеличение объема нефти в ловушке. Поэтому приравнивание современного объема нефти к объему ловушки какого-то периода ее развития не может в этих условиях отражать времени завершения формирования залежи.

2. Давления насыщения. Метод предложен В. Гассоу и А. Леворсеном и основан на допущении, что заполнение ловушки нефтью происходит в момент наибольшего насыщения ее газом, когда нефть вследствие этого обладает наибольшей подвижностью. Знание давления насыщения ($p_{\text{нас}}$) позволяет определить глубину нахождения залежи (H)

$$H = \frac{p_{\text{нас}} \cdot 10}{d},$$

где d — средняя плотность воды в интервале глубин от 0 до H .

Глубина залегания залежи определяет мощность отложений, покрывавших залежь в период ее формирования. По возрасту верхней части отложений определяется время заполнения ловушки нефтью.

Метод давления насыщения по существу указывает достоверно лишь на время, когда газ полностью растворился в нефти, в частности, например, вследствие погружения значительно раньше образовавшейся газонефтяной залежи. Из нефтяной залежи, поднявшейся вверх, газ может выделиться (может образоваться газонефтяная залежь) и не сохраниться, в результате чего современное давление насыщения будет отражать лишь время ухода газа из залежи. Наконец, известно, что давление насыщения зависит от температуры (уменьшение температуры на 1°C вызывает уменьшение давления насыщения на 0,01—0,08 МПа), содержания в растворенном газе азота (с увеличением концентрации азота уменьшается влияние температуры) и химического состава нефти и газа.

3. Аномальных давлений. Метод может использоваться лишь для залежей, имеющих аномальное давление и связанных с малоамплитудными ловушками, выполненными молодыми отложениями. При этом методе допускается, что современное аномальное давление — это условное гидростатическое давление на уровне прежнего (начального!) нахождения залежи, не успевшее рассосаться (восстановиться), и что в процессе формирования залежи в ней все время поддерживается условное гидростатическое давление. Величина аномального давления указывает на минимальную (для повышенных давлений) или максимальную (для пони-

женных) глубину нахождения в момент ее формирования до современного положения.

4. Минералогический. Представление о времени поступления нефти в ловушку можно получить на основании изучения аутигенных минералов коллекторов. Состав, количество и морфология их отражают физико-химическую обстановку породной среды, а последовательность выделения — изменение обстановки. Установлено, что процессы минералообразования протекают различно в водной и нефтяной среде, в последней более замедленно. Соответственно изучение условий и последовательности выделения минералов в коллекторах позволяет установить, в какую стадию литогенеза поступила нефть в коллектор (К. Р. Чепиков и др., 1959; Фюхтбауэр, 1961; Г. Н. Перозио, 1961; Г. Э. Прозорович, 1967). Изучение процессов новообразования минералов в коллекторе готеривского возраста Усть-Балыкского нефтяного месторождения (Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн) позволило установить, что формирование залежей нефти, заключенных в этом коллекторе, началось в позднем мелу (Г. Н. Перозио, З. Л. Валюженич, 1966).

5. Геохимический. А. Н. Резниковым (1970) предложен метод определения геохимического «возраста» нефтей и газов, основанный на оценке степени их превращенности в период нахождения в зоне катагенеза. Степень превращенности нефтей (P_n) характеризуется соотношением содержания во фракции н. к. 200° С ароматических (Ar), метановых (Me) и нафтеновых (Na) углеводородов

$$P_n = f \left(\frac{Ar \cdot Me^{31}}{Na^4} \right).$$

Принимается, что в зоне катагенеза происходит увеличение содержания ароматических и метановых углеводородов за счет превращений нафтеновых. P_n меняется от долей единиц для нефтей, заключенных в кайнозойских отложениях, до нескольких десятков для нефтей в палеозойских породах. Так, для нефти находящейся в нижнеплиоценовых отложениях месторождения Дагаджик (Западная Туркмения) $P_n = 0,1$, для нефти фаменских отложений месторождения Первомайское (Днепро-ско-Донецкий нефтегазоносный бассейн) $P_n = 87,7$. Была установлена также прямая связь между P_n и произведением абсолютного возраста толщи, заключающей нефть, на величину пластовой температуры (геокронотерма), что позволило вывести (из уравнений регрессий) формулы для определения геохимического возраста нефтей (T_n) и газов (T_r)

$$T_n = \frac{7450}{\left(0,242 + \frac{1}{P_n}\right) t_{пл}} \pm 3 \text{ млн. лет};$$

$$T_r = \frac{12000}{\left(1,40 + \frac{1}{P_n}\right) t_{пл}} \pm 2 \text{ млн. лет}.$$

А. Н. Резников считает, что, если геохимический возраст нефти (газа) соответствует абсолютному возрасту отложений, заключающих нефть, последняя сингенетична продуктивной толще и формирование ее

скопления произошло в результате латеральной миграции. Если возраст нефти (газа) является более древним, чем вмещающие ее породы, то нефть (газ) образовалась ранее пород, в которых она заключена, и попала в них в результате вертикальной миграции. В случае, если возраст нефти моложе возраста продуктивной толщи, это будет указывать на интенсивное разрушение залежи.

Определение геохимического возраста нефтей и газов ряда месторождений Советского Союза и зарубежных стран позволило А. Н. Резникову подразделить все изученные залежи прежде всего на первичные и вторичные и определить время зарождения нефти. Так, например, залежь нефти, заключенная в верхнемеловых отложениях Старогрозненского месторождения, оказалась среднеюрского зарождения, а месторождения Хаян-Корт (нефть в верхнемеловых отложениях) — неокомского. Нефтяные залежи в отложениях нижнего девона впадины Полиньяк (Алжир), нижнего палеозоя Прибалтики и Иркутского амфитеатра синхронны вмещающим отложениям. Большинство конденсатов конденсатногазовых залежей месторождений нефтегазоносных бассейнов эпигерцинской платформы юга СССР, Западно-Сибирского, Днепровско-Донецкого и Предверхоаянского прогиба формировались преимущественно в результате латеральной миграции.

Геохимический возраст нефти (газа), определяемый по формулам А. Н. Резникова, указывает на продолжительность существования нефти в зоне катагенеза вне зависимости от уровня начального образования. Вместе с тем можно полагать, что изначально нефть могла быть сильно превращенной, будучи образована углеводородами, возникшими (и эмигрировавшими) на наиболее низком уровне нефтегазогенной зоны.

6. Историко-геологогеохимический. Этот метод основан на определении времени генерации углеводородов, т. е. времени прохождения потенциально материнскими свитами вертикальных генетических зон (газогенных, нефтегазогенных и др.). Прохождение свитой генетических зон рассчитывается путем реконструкции изменения глубин нахождения свиты, определения палеотемператур, степени превращенности пород, рассеянного органического вещества и т. п. Начало времени генерации углеводородов определяется по возрасту наиболее молодых пород, перекрывающих материнскую свиту в момент вхождения ее в ту или иную генетическую зону; соответственно может быть определено и время выхода данного объема материнской свиты из зоны собственно нефтегазогенеза и входа в конденсатногазогенную часть ее и т. п. Таким образом определяется возраст возникновения и эмиграции углеводородов. В случае, если в это время в разрезе имеются ловушки, так или иначе сопряженные с генератором углеводородов, время заполнения их можно относить ко времени генерации углеводородов, считая, что процессы генерации углеводородов, эмиграции и миграции их и выполнения ловушки происходят одновременно в масштабе тех величин, которыми определяется время в геологии.

Для определения возраста образования газовых залежей используются два основных метода.

Первый метод — по времени полного заполнения ловушки газом (А. Леворсен, 1945). При этом допускается, что: современный объем газа — это начальный объем газа, заполнявший всю ловушку и изменившийся в соответствии с изменением (увеличением) пластового давления

при погружении залежи, т. е. существенных потерь газа не было; после сформирования залежь испытала только погружение (не было подъема, который привел бы к утечке газа из полностью заполненной ловушки); объем ловушки не менялся со временем. Тогда в соответствии с законом Бойля — Мариотта

$$p_1 V_1 = p_0 V_0$$

или

$$p_0 = \frac{p_1 V_1}{V_0} = \frac{Hd}{10}; \quad H = 10 \frac{p_1 V_1}{V_0 d}$$

или

$$H = 10 \frac{p_1 V_1}{V_0} K,$$

где p_1 — современное пластовое давление на уровне ГВК; V_1 — объем порового пространства резервуара, занятого газом при p_1 ; p_0 — давление формирования залежи; V_0 — объем порового пространства ловушки, соответствующий объему залежи при давлении формирования (p_0); H — мощность отложений, перекрывавших залежь в момент окончания ее формирования; d — плотность воды; K — коэффициент, учитывающий изменение пластовой температуры, сжимаемость газа, уплотнение пород, глубину бассейна осадконакопления и плотность воды, меняется от 0,7 до 1,0 для залежей на глубине от 2 до 3 км.

Например, расчет времени формирования трех пластовых сводовых залежей газа майкопского конденсатногазового месторождения (Азово-Кубанский нефтегазоносный бассейн), заключенных в отложениях альба и апта, показал, что формирование их закончилось в разное время. Первая залежь — в позднеэоценовое время ($p_1 = 25,83$ МПа; $V_1 = 0,031$ км³; $V_0 = 0,059$ км³); вторая залежь — в среднеэоценовое время ($p_1 = 27,3$ МПа; $V_1 = 0,097$ км³; $V_0 = 0,199$ км³); третья залежь — в альбское время ($p_1 = 295,0$ МПа; $V_1 = 0,268$ км³; $V_0 = 1,770$ км³). Ловушки залежи начали формироваться в юрское время и в основном закончили свое развитие в раннемеловое время (Г. А. Алексин, С. И. Горлов, А. И. Дьяконов, 1963).

Для газовых залежей и газов, растворенных в воде, предложен также гелий-аргоновый метод определения возраста газа (В. П. Савченко, 1935; А. Л. Козлов, 1954). В основу метода положено соотношение гелия и аргона в газе. При этом предполагается, что аргон имеет космическое происхождение и более или менее равномерно распределен в земной коре. Его упругость в газах и растворах принимается равной упругости его в атмосфере (0,00093 МПа). Тогда в 1 см³ пластовой пресной воды при температуре 10° С содержание аргона должно составлять $3,9 \cdot 10^{-4}$ см³. Для гелия предполагается его радиоактивное происхождение и рассчитывается скорость его накопления в водах или газах. Принимается, что в 1 см³ пластовой воды за счет средней радиоактивности пород (с учетом, что из минеральных зерен переходит в воду только 60% образующегося гелия, а общие потери вследствие диффузионного рассеивания составляют 75%) поступает $3,4 \cdot 10^{-12}$ см³ гелия в год. Тогда согласно А. Л. Козлову

(1951) возраст газа (время T в млн. лет), растворенного в водах, будет равен

$$T = \frac{\text{He}}{\text{Ar}} \cdot 115 \text{ млн. лет.}$$

Для определения возраста газа в скоплениях эту формулу необходимо умножить на отношение коэффициентов растворимости гелия и аргона (0,218). Тогда (А. Л. Козлов, 1954)

$$T = \frac{\text{He}}{\text{Ar}} \cdot 25 \text{ млн. лет.}$$

В. П. Савченко (1935) предложил определять возраст газа по формуле

$$T = \frac{\text{He}}{\text{Ar}} \cdot 77,1 \text{ млн. лет.}$$

В последнее время установлено, что аргон имеет радиоактивное происхождение (в результате распада ^{40}K), а поэтому расчеты возраста газов по приведенным формулам можно делать лишь для залежей, заключенных в молодых отложениях, для которых можно допустить отсутствие или малое содержание радиогенного аргона, так как содержание последнего возрастает с увеличением возраста водоносных пластов. В связи с этим для определения возраста газов по гелий-аргоновому методу необходимо оперировать содержанием аргона воздушного происхождения. А. М. Овчинников и Л. В. Горбушина (1965) считают, что гелий-аргоновый метод может быть использован для определения лишь относительного возраста газов (и вод) в пределах одного бассейна.

Время аккумуляции газа можно определять также по скорости диффузионных истечений газа из залежи, имея в виду первичное полное наполнение ловушки газом (В. А. Соколов, 1965), а также по количеству газов, растворенных в воде, исходя из предположения, что весь газ, сконцентрированный в ловушке, поступил и продолжает поступать, выделяясь из воды (В. Н. Корценштейн, 1960).

Существующие методы определения времени (возраста) формирования залежей нефти и газа позволяют оценить скорости образования залежей нефти (газа), а также процессов миграции углеводородов. Скорость и продолжительность образования залежей нефти и газа наиболее достоверно можно определить для месторождений, структурные формы (ловушки) которых развивались на протяжении позднего кайнозоя. Такая оценка сделана рядом исследователей. Так, А. Леворсен (1967) на примере нефтяного месторождения Кетлмен-Хилс (Калифорния), структурная форма которого образовалась не ранее плейстоцена, а залежи нефти заключены в миоценовых песчаниках, определяет время (продолжительность) формирования залежей от 0,1 млн. до 1 млн. лет.

По Ф. М. Багир-Заде (1969) залежи нефти в продуктивной толще (в калинской и кирмакинской свитах дакийского яруса) Апшеронского п-ова формировались в интервале времени от 0,78 млн. до 0,94 млн. лет.

М. Хэлбути, Р. Кинг и др. (1970), ссылаясь на скопления нефти в плейстоценовых породах побережья Мексиканского залива (месторождения Бей-Мерчанд-Тимбальер, Бей-Кайлоу-Айленд и др.), полагают, что их формирование произошло менее, чем за 1—1,5 млн. лет. Для образования крупных скоплений, авторы полагают, необходимо около

10 млн. лет. Залежи нефти, заключенные в мезотических отложениях месторождений Плоештинского района (Румыния), формировались на протяжении не более 2—3 млн. лет, т. е. с конца плиоценовой эпохи (И. В. Высоцкий, 1971). Более молодой возраст и соответственно быстрое формирование залежей нефти и газа несомненны в месторождениях Бирмы и Индонезии, т. е. бассейнов развития позднекайнозойской и современной складчатости. Если учесть геологические запасы нефти отдельных залежей месторождений нефтегазоносных бассейнов, связанных с молодой складчатостью (от 25 млн. до 50 млн. т), то получается, что средний ежегодный рост залежей (или серии их, объединенных общим ВНК) составлял от 12 до 25 т, соответственно больше для месторождений, состоящих из нескольких одновозрастных и одинаковых по условиям залегания залежей. Наибольшая скорость поступления углеводородов имела место для месторождений с крупными геологическими запасами нефти. Так, например, формирование залежей нефти месторождения Лонг-Бич (нефтегазоносный бассейн Лос-Анджелес), заключенных в неогеновых отложениях и имеющих начальные геологические запасы нефти более 400 млн. т, происходило со средней скоростью не менее 130 т/год, формирование залежей месторождения Серия (нефтегазоносный бассейн Саравак, о. Калимантан) с начальными запасами до 800 млн. т — со средней скоростью не менее 250 т/год, формирование залежей месторождения Минас (Центральная Суматра) с начальными геологическими запасами нефти (миоцен) порядка 1,9 млрд. т — со средней скоростью не менее 630 т/год, так как складчатость, сформировавшая пластовые сводовые ловушки (антиклинали) этих залежей, происходила в конце плиоценовой эпохи.

Структура одного из крупнейших нефтяных месторождений мира — Боливар (геологические запасы нефти в эоценовых и миоценовых породах — 14 млрд. т) формировалась в две фазы. В течение ранней предмиоценовой фазы образовалась антиклиналь, свод которой, сложенный эоценовыми породами, интенсивно размывался перед накоплением осадков миоценового времени. Породы этой эпохи в следующую преантропогенную эпоху образовали моноклиналь, перекрывающую размытый свод антиклинали. Начало формирования залежи нефти, заключенной в эоценовых и миоценовых отложениях, вероятно, началось не ранее миоценового времени и сопровождалось перетоком нефти из эоценового резервуара в миоценовый. Скорость формирования всей залежи, таким образом, составляет не менее 500—700 т/год. Учитывая выход миоценовой залежи на поверхность с образованием в головной части асфальта и тяжелой нефти, можно предположить, что поступившее в резервуар начальное количество нефти превышало современное количество ее. Поэтому скорость формирования залежи 700 т/год скорее всего следует рассматривать как заниженную для крупных месторождений нефти.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что залежи нефти, заключенные в кайнозойских отложениях, формировались на протяжении не более 3 млн. лет со средней скоростью до 25 т/год для большей части месторождений и до 700 т/год для месторождений-гигантов. Характерно, что образование гигантских скоплений нефти происходило не за счет увеличения продолжительности собирательной миграции углеводородов, а за счет ускорения миграции. На примере месторождения-гиганта Кирикере (Венесуэла) можно оценить скорость перетока нефти снизу вверх между толщами, разделенными несогласием. Основная залежь нефти

месторождения заключена в терригенных отложениях плиоценовой эпохи континентального происхождения, перекрывающих размытые своды антиклиналей, сложенных нефтеносными миоценовыми и палеогеновыми осадками. Геологические запасы нефти месторождения составляют около 450 млн. т. Если считать, что переток нефти не мог начаться ранее конца плиоцена, то скорость перетока нефти должна составить 45 т/год.

Формирование нефтяных месторождений с залежами в породах плиоценового возраста бассейнов молодых складчатых областей (Предкарпатско-Балканского, Румыния; Южно-Каспийского, СССР; Сан-Хоакин, Лос-Анджелес и Вентура, Калифорния; Иравадийско-Андаманского, Бирма и др.) происходило за счет нефтематеринских свит, заключенных в этих отложениях. Мощности плиоценовых отложений этих бассейнов на значительной территории их развития составляют 2000—4000 м, а иногда и более; глинистые толщи (нефтематеринские свиты) сконцентрированы в основном в низах или в средней части плиоцена, т. е. к концу плиоцена они обязательно входили полностью или в значительной части в зону нефтегазогенеза.

Таким образом, процессы формирования толщ, содержащей нефтематеринские свиты (плиоценового отдела), генерация в них углеводородов, эмиграция, миграция и образование скоплений их происходили в этих бассейнах на протяжении не более 10—12 млн. лет, в том числе около 3 млн. лет осуществлялись собственно собирательная миграция и наполнение ловушки (период формирования ловушки, включая начальный кратковременный конседиментационный период). Если исключить время прохождения нефтематеринскими свитами верхних газогенных зон, то общее время нахождения свит в зоне нефтегазогенеза следует сократить примерно на $\frac{1}{3}$. В этом случае время собственно генерации и эмиграции углеводородов будет составлять 7,5—9 млн. лет, максимум 10—12 млн. лет, если в результате преантропогеновой инверсии значительный объем нефтематеринских свит не оказался выведенным выше уровня зоны нефтегазогенеза.

В платформенных областях, где скорость накопления осадков обычно меньше, чем в складчатых областях, промежуток времени 10—12 млн. лет часто соответствует накоплению не более 2000 м пород, т. е. незначительному вхождению нефтематеринских свит в зону нефтегазогенеза. Однако это частично компенсируется ранним образованием ловушек, а для карбонатных нефтематеринских свит и ранним развитием генерации углеводородов. В результате запасы нефти отдельных месторождений платформенных областей оказываются такого же порядка, как и запасы месторождений в молодых складчатых областях, т. е. и в этом случае генерация углеводородов и эмиграция их наиболее интенсивно и ощутимо для формирования залежей происходили в течение времени, вряд ли существенно отличающегося от максимального времени, определенного для складчатых областей (10—12 млн. лет). Это время оказалось достаточным для образования углеводородов в количестве, обеспечивающем создание скоплений нефти с огромными запасами (месторождения Боливар, Марун, Экофиск, Серия и др.).

Суммарные запасы нефти, заключенные в отложениях мелового и юрского возраста, превышают таковые кайнозойских отложений примерно в 2 раза. Это превышение обусловлено главным образом запасами нескольких уникальных месторождений нефти, таких как Дхавар (общие

запасы 35 млрд. т), Бурган (30 млрд. т), Сафания-Хафджи (10 млрд. т), формирование которых, несомненно, происходило в условиях, отличных от условий образования большей части месторождений, даже крупных, вероятно, при значительной роли вертикальной миграции (при участии в образовании скопления нескольких разобленных разновозрастных нефтематеринских свит, наличии хорошей крышки над верхней материнской свитой и др.).

Нет оснований полагать, что скорости формирования залежей нефти в мезозойское время были существенно иными, чем в кайнозойское. Если исключить из рассмотрения несколько уникальных месторождений, то формирование всех остальных залежей нефти, заключенных в мезозойских отложениях, оказывается вполне возможным со скоростями и с продолжительностью, выведенными для залежей кайнозойских отложений. Так, например, залежи нефти крупнейшего месторождения Сарир (Ливия; запасы 3,6 млрд. т; нефтеносны меловые отложения) могли сформироваться за 5—7 млн. лет.

Аналогичные подсчеты показывают также, что крупные залежи нефти, заключенные в палеозойских отложениях, могли формироваться со скоростями и с продолжительностью, подобными таковым для залежей нефти в мезозойских и кайнозойских отложениях. Так, например, формирование залежей нефти месторождения Хасси-Мессауд (Алжир; запасы 3—4 млрд. т; продуктивны кембро-ордовикские отложения), заключенных в ловушках, образовавшихся в триасовое время, могло продолжаться в течение 6—8 млн. лет, т. е. закончиться к началу юрского времени.

На месторождении Прудхо-Бай (США) залежи нефти заключены в отложениях низов нижнего мела, триаса и карбона (миссисипская система), несогласно перекрытых верхами нижнемеловых пород. Образование этих залежей нефти произошло не менее 100 млн. лет назад. Геологические запасы нефти месторождения 8—10 млрд. т. Залежи могли сформироваться за 10—12 млн. лет.

Приведенные данные указывают на то, что рассчитанные для кайнозойского времени скорости формирования скоплений нефти вполне обеспечивают образование за промежуток времени, не превышающий 10—12 млн. лет, известных скоплений нефти и в более древних отложениях. Таким образом, нет оснований предполагать, что процесс образования скоплений нефти происходит весьма длительно за счет непрерывно работающего генератора (нефтематеринской свиты), постоянно питающего залежи нефти новыми порциями углеводородов. Между прочим, последнее должно было бы найти свое подтверждение также в тенденции увеличения от молодых отложений к древним суммарных запасов нефти, коэффициентов наполнения ловушек, запасов нефти на одно месторождение, количества крупных месторождений. В действительности такие факты не имеют места.

Максимальные запасы нефти сконцентрированы в мезозойских отложениях (около 60% всех запасов), минимальные — в палеозойских (около 10%). В последних большая часть нефти находится в отложениях пермского, каменноугольного и девонского возрастов. Вместе с тем количество нефтегазоносных бассейнов с палеозойским возрастом отложений, объем этих отложений и количество месторождений в них превышают таковые для мезозойских отложений.

Вне связи с геологическим временем распределяются запасы нефти и при сравнении более кратковременных интервалов. В качестве примеров можно привести следующие факты: запасы нефти в неогеновых отложениях молодых складчатых областей обычно превышают таковые палеогеновых, а в некоторых бассейнах, где продуктивен весь разрез кайнозоя (Предкарпатско-Балканский, Южно-Каспийский), запасы нефти в плиоценовых отложениях превышают запасы нефти в миоценовых породах, хотя в большей части бассейнов низы кайнозойских отложений до настоящего времени находятся в зоне нефтегазогенеза, а верхи — в значительной степени обнажены, т. е. находятся в условиях, неблагоприятных для сохранения залежей; в бассейнах платформенных областей, где продуктивны как мезозойские, так и кайнозойские отложения (например, бассейн Мексиканского залива), запасы нефти в кайнозойских отложениях превышают таковые в мезозойских отложениях; запасы нефти в меловых отложениях всюду превышают суммарные запасы нефти юрских и триасовых отложений; запасы нефти в отложениях верхнего палеозоя как платформенных, так и складчатых областей в большей части бассейнов превышают запасы нефти в нижнепалеозойских породах и т. п.

Коэффициенты заполнения ловушек меняются весьма незакономерно. Вне зависимости от возраста пород, слагающих ловушку, они, как правило, больше в бассейнах платформенных областей.

Максимальные запасы нефти на одно месторождение приходится на месторождения в отложениях мезозойского возраста, минимальные — палеозойского.

Большая часть крупнейших залежей нефти приурочена к меловым и юрским отложениям.

Эти особенности в распределении запасов нефти указывают на то, что геологическое время (продолжительность) не оказывает существенного влияния на накопление (размеры) нефти в залежах. Создается впечатление, что после 10—12 млн. лет происходит прекращение процесса формирования скоплений нефти или замедление его до масштабов, не ощутимых в объемах залежей, т. е. со временем залежи не увеличиваются в размерах, хотя объемы заключающих их ловушек (коэффициенты заполнения) это позволяют. Замедление или прекращение роста залежей после 10—12 млн. лет обуславливается несколькими причинами: 1) увеличением со временем потерь нефти из залежей (диффузия, эффузия), не компенсируемых притоком новых порций углеводородов; 2) замедлением интенсивности генерации углеводородов в связи с истощением потенциала нефтематеринской свиты; 3) истощением механизма эмиграции углеводородов.

Уменьшение размеров скоплений нефти со временем, несомненно, должно иметь место, однако масштабы и причины его в разных геологических условиях неодинаковы и трудно поддаются оценке. Естественно предположить, что в наихудших условиях для длительного сохранения находятся залежи нефти, образовавшиеся (и сформировавшиеся) в складчатых областях, где значительная роль в разрушении скоплений принадлежит современной эрозии (частоте и глубине эрозионных врезов), а также дизъюнктивным дислокациям (нарушению сплошности флюидоупорных покрышек).

В платформенных условиях основная роль в разрушении скоплений нефти принадлежит перерывам, сопровождающимся крупными эрозионными этапами и перестройками структурных планов. Соответственно

удельные запасы нефти (на единицу объема пород или нефтематеринских свит) кайнозойских отложений несопоставимы с таковыми мезозойских отложений, связанных преимущественно с платформенными областями, т. е. с лучшими условиями для сохранения скоплений. Это, несомненно, могло сыграть свою роль в сохранении здесь скоплений нефти, несмотря на более продолжительное по сравнению с кайнозойскими отложениями время существования скоплений нефти.

В пределах только платформенных областей с чехлом мезозойского и (или) палеозойского возрастов, т. е. в условиях, сходных по масштабу и механизму уничтожения скоплений нефти, уменьшение запасов нефти с возрастом заключающих их отложений происходит не пропорционально продолжительности времени. Так, запасы нефти в мезозойских отложениях (продолжительность до 200 млн. лет) превышают запасы нефти в верхнепалеозойских отложениях (продолжительность до 350 млн. лет) не менее чем в 9 раз, запасы нефти в последних превышают запасы нефти в нижнепалеозойских отложениях (до 500 млн. лет) более чем в 2 раза и т. д. Относительное изменение запасов по менее крупным стратиграфическим подразделениям было показано выше. Совершенно очевидно, что уменьшение объемов нефти с продолжительностью существования скоплений подчиняется не простой закономерности, а имеет сложный характер.

Незначительные запасы нефти в нижнепалеозойских отложениях (менее 10% всех запасов) и увеличение запасов к верхнепалеозойским и мезозойским отложениям связано не только с уменьшением продолжительности существования скоплений, но прежде всего, вероятно, с общепланетарными изменениями в истории развития земной коры, с увеличением массы органического вещества, участвующего в нефтеобразовании, с увеличением роли терригенных пород в формировании нефтематеринских свит, с вовлечением в процессы нефтегазонакопления увеличивающихся объемов пород (усилением роли вертикальной миграции нефти), с появлением в разрезе мощных эвапоритовых покровов (пермского, триасового, юрского, неогенового возраста) и т. п.

Следует заметить, что признание большой роли эффузионных и диффузионных процессов в разрушении залежей древних отложений должно было бы находить свое подтверждение в изменении состава и свойств нефтей древних отложений — преимущественное развитие в них дегазированных нефтей, обогащенных высокомолекулярными (крупномолекулярными) соединениями, чего фактически не наблюдается. О. А. Радченко (1965), специально занимавшаяся сравнением свойств нефтей, заключенных в отложениях различных возрастов, приходит к выводу о чрезвычайной близости нефтей мезозойских и кайнозойских отложений, а также о распространении одинаковых типов нефтей в отложениях любого возраста в условиях сходной геологической обстановки их нахождения. Таким образом, нет никаких оснований полагать, что ограниченность времени формирования залежей нефти определяется усилением со временем потерь нефти из скоплений.

Ограниченность времени (продолжительности) формирования скоплений нефти определяется прежде всего временем действия механизма эмиграции углеводородов из нефтегазоматеринской свиты. Последний, как было показано выше, ограничивается достижением нефтегазоматеринской свитой глубины 3000—3500 м, на которой прекращается вынос из нее углеводородов в водорастворенном состоянии. Естественно, что

накопление такой толщи пород в различных геологических обстановках происходит с неодинаковой скоростью.

В меньшей степени на продолжительность формирования скоплений углеводородов влияет скорость внутрирезервуарной миграции, которая, вероятно (учитывая скорость движения подземных вод и углеводородов в свободном состоянии), занимает небольшой процент в общем балансе времени формирования скопления.

Скорость формирования конденсатногазовых залежей¹ определяется временем прохождения газоматеринской свитой зоны генерации жирного газа (растворителя) до входа в зону генерации сухого газа, т. е. временем накопления 2—2,5-километровой толщи пород в интервале глубин 4,5—7 км.

§ 6. Разрушение залежей нефти и газа

Широко распространенному в земной коре непрерывно-прерывистому процессу, обеспечивающему образование углеводородов и концентрацию их, противостоит также непрерывно действующий процесс, стремящийся механически, физически, химически и биохимически уничтожить сформировавшуюся или находящуюся в процессе формирования залежь углеводородов.

Механическое уничтожение залежи происходит вследствие разгерметизации ловушек, выноса содержимого ее пластовыми водами, эрозионного смыва и, наконец, термического разложения.

Разгерметизация ловушки может быть вызвана различными причинами.

1. Рассечение ловушки разрывами сбросового или взбросового характера. Однако этот логически ясный механизм далеко не всегда приводит к разрушению, так как существует достаточно большое количество крупных залежей, особенно нефти, сильно нарушенных разрывами различных размеров, типов и времени образования. Очевидно, что зоны разрывов не всегда являются проводниками для нефти и газа. Следует заметить, что далеко не все разрывы, выходящие на поверхность, сопровождаются выходами нефти и газа. Большая часть поверхностных нефтепроявлений связана с выходами продуктивных толщ на поверхность или с неглубоким залеганием их. Вероятно, зоны разрывов уже в процессе образования герметизируются, в частности за счет выпадения солей из циркулирующих вод, асфальто-смолистых и парафиновых образований нефтей и т. п.

2. Осложнение структуры месторождения внедрением масс каменной соли, глины или магматических пород. Эти внедрения сопровождаются образованием различных по амплитуде и протяженности разрывов и трещин, возникающих в результате растяжения пород с тенденциями к кратковременному образованию зияющих трещин. Подобные дизъюнктивы могут служить путями эффузии углеводородов, однако густота и амплитуда их быстро затухают вверх. Если «экзотическое тело» прорывает полностью структуру месторождения, то в нем, как правило, сохраняются залежи, экранированные боковой поверхностью этого тела, вверху могут образоваться новые залежи за счет перетока нефти из нижележащих разрушившихся залежей.

¹ Исключая образование этих залежей за счет преобразования нефтегазовых залежей.

Слабая герметичность ловушек, развитых в пределах солянокупольных поднятий и соляных диапиров, подтверждается небольшими концентрациями запасов нефти и особенно газа в структурах подобного типа. В то же время соляные антиклинали (с соляными линзами «подушками») являются местом концентрации крупных газовых скоплений (Трансильванский, Центральноевропейский бассейны и др.).

Грязевые вулканы, жерла которых пронизывают структуры газо-нефтяных месторождений, далеко не всегда полностью разрушают месторождения. На это указывает небольшая доля нефти и жирного газа в выбросах вулканов, а также существование в нефтегазоносных бассейнах, осложненных грязевым вулканизмом, сравнительно крупных нефтяных месторождений с залежами нефти, в меньшей степени газа, экранированных боковой поверхностью массивов сопочной брекчии (месторождения Нефтяные Камни, Локбатан, Нефтечала, Азербайджан; месторождение Барракпор, Тринидад и др.).

3. Увеличение проницаемости надзалежной покрышки. В платформенных условиях это может быть вызвано прекращением прогибания и началом общей инверсии, в складчатых областях — возобновлением инверсии после какого-то стабильного или иммерсионного периода, т. е. с изменением знака тектонических движений, ранее обеспечивавших герметичность ловушки.

Наиболее интенсивно процессы разгерметизации ловушек действуют в складчатых областях.

Как уже отмечалось выше, в платформенных областях возможно полное расформирование ловушки и переток нефти в новую ловушку или истечение ее на поверхность.

Механический размыв залежи нефти, расположенной в своде антиклинали, движущимися пластовыми водами теоретически возможен, однако, вероятно, имеет ограниченный масштаб, так как ловушка для углеводородов одновременно является и ловушкой для воды, а поэтому движущиеся воды не переходят через свод антиклинали, содержащей залежь, а обтекают ее.

Некоторые исследователи (А. С. Зингер, 1964 и др.) показали, что для размыва нефтяной залежи необходимы такие скорости движения пластовых вод, которые в нормальных условиях не существуют и могут возникнуть лишь при эрозионном вскрытии продуктивной толщи с выходом вод на поверхность в районе самого месторождения.

Теоретически вполне допустимо уничтожение залежи углеводородных газов за счет растворения их (поглощения) в контурной воде в процессе погружения залежи (с увеличением температуры и давления).

Размыв наиболее гипсометрически приподнятой части структуры месторождения со вскрытием залежей нефти представляет довольно распространенное явление, особенно в бассейнах складчатых областей. Однако этот процесс не всегда сопровождается полным уничтожением (истечением) залежи нефти. Как уже указывалось ранее, существует довольно большое количество залежей нефти, экранированных на поверхности асфальтовыми образованиями и являющихся объектом промышленной разработки.

Большую роль в разрушении газовой залежи играет диффузия, которая, по мнению В. А. Соколова, исключает возможность длительного

существования газовой залежи без пополнения новыми массами газа. Для нефти этот процесс имеет меньшее значение.

Химические и биохимические процессы, действующие в зоне гипергенеза, превращают нефть в малту и асфальт с уменьшением первоначального объема (В. А. Успенский, 1946, 1961), а газовые углеводороды — в воду и углекислый газ; в зоне графитогенеза происходит распад углеводородов и графитизации их.

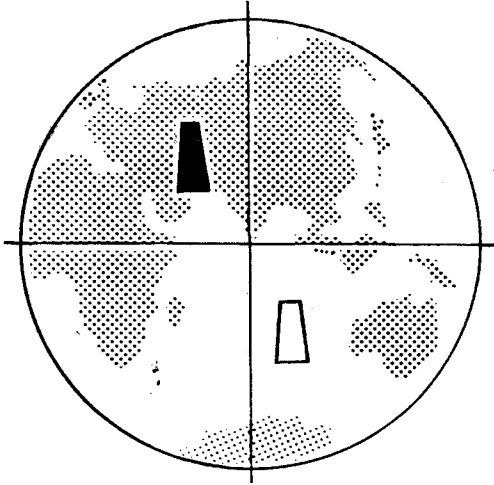
Большое развитие в нефтегазонасных бассейнах поверхностных нефтегазопроявлений различных форм и интенсивности, современных и древних, связанных с породами различных возрастов, свидетельствует о широко протекающих процессах разрушения скоплений углеводородов. Количество газовых углеводородов, выделяющихся из нефтяных, газовых и каменноугольных залежей, по подсчетам В. А. Соколова (1965) составляет 10^7 — 10^8 т/год, т. е. только за неогеновое время должно было выделиться количество их, превышающее современные мировые запасы газа в несколько тысяч раз.

По подсчетам А. Э. Конторовича (1967) за время нахождения юрских и неокомских отложений Западно-Сибирского бассейна в зоне катагенеза (с поздней буроугольной стадией) органическое вещество их выделило $8,7 \cdot 10^{15}$ м³ углеводородного газа. Современные его запасы в этих же отложениях бассейна составляют лишь около 1% от образовавшихся.

Таким образом, масштаб рассеяния скоплений газов по существу несопоставим с запасами существующих скоплений, а последние соответственно несопоставимы с объемом образующихся газов (в земной коре). Следовательно, современное распределение газовых залежей в земной коре определялось прежде всего степенью герметичности ловушек и химической стойкостью газов, т. е. геологическими и геохимическими условиями существования газовых скоплений и в меньшей степени условиями образования газа.

Объем жидких углеводородов, уничтожаемых в залежах и рассеивающихся вследствие диффузии и разрушения ловушек, трудно поддается учету, однако, несомненно, он не достигает таких соотношений с объемом генерирующихся углеводородов, которые имеют место для газа. Следовательно, современное распределение скоплений жидких углеводородов определялось прежде всего условиями образования углеводородов и формирования их скоплений и в меньшей степени условиями последующего существования.

Часть II



**Геологические закономерности
пространственного размещения
месторождений нефти и газа
в земной коре**

Нефтегеологическое районирование материков и их подводных окраин

§ 1. Понятие о нефтегазоносных провинциях и бассейнах

Основной целью нефтегеологического районирования является выделение в пределах материков и их подводных окраин, а также областей развития современных геосинклиналей элементов трех категорий:

1) нефтегазоносных, т. е. с выявленными скоплениями нефти или (и) газа;

2) потенциально нефтегазоносных, или перспективных в нефтегазоносном отношении;

3) возможно нефтегазоносных, т. е. территорий, степень изученности которых не позволяет оценить их перспективы однозначно.

Территории этих трех категорий должны ограничиваться территориями бесперспективными в нефтеносном отношении, выделение которых также составляет предмет районирования.

Разработка методов нефтегеологического районирования является одной из важнейших задач геологии нефти и газа и основывается на выявленных закономерностях пространственного размещения месторождений нефти и газа и на представлениях о происхождении нефти (газа), об условиях формирования и сохранения их скоплений.

Соответственно уровень развития геологии нефти и газа и современное развитие взглядов на морфологические, структурные и генетические аспекты ее находили и находят свое отражение в принципах нефтегеологического районирования.

Первые попытки такого районирования относятся к концу XIX в., и первоначально они сводились к оконтуриванию территорий с поверхностными проявлениями нефти, газа, выходами асфальта, грязевыми вулканами. Позднее была установлена связь нефтяных месторождений с зонами развития антиклиналей и разрывов (Г. Абиш, 1847; Д. И. Менделеев, 1877; Г. Романовский, 1877; Л. Мразек, 1902 и др.).

В начале XX в. Л. Дэлоне (1913), К. И. Богданович (1924) указали на связь скоплений нефти и газа с крупными структурными элементами (окраинами докембрийских платформ, молодой складчатостью и др.) и стратиграфическими подразделениями (территории развития залежей нефти и газа в отложениях палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов). Позднее Э. Вудроф (1919), Ч. Шухерт (1919), Э. Лиллей (1923) выделили на территории США нефтегазоносные провинции. Э. Лиллей понимал под нефтегазоносными провинциями значительные территории, включающие как нефтегазоносные площади, так и разделяющие их площади, не содержащие газовых или нефтяных месторождений, объединенные либо структурными, либо даже географическими признаками. Так были выделены нефтегазоносные провинции Скалистых гор, Кали-

форния, Галф-Кост, Мидконтинент и др. В пределах провинции выделялись нефтегазоносные регионы (области): межгорные впадины, внутриплатформенные впадины (названные бассейнами) и разделяющие их своды и др. Позднее В. Вер-Вибе (1929) некоторые из этих областей назвал провинциями.

Термин нефтегазоносная провинция принят А. Леворсеном, И. М. Губкиным, А. В. Ульяновым, Г. А. Хельквистом, А. А. Бакировым, А. Я. Кремсом, Г. Е. Рябухиным, Н. Ю. Успенской и рядом зарубежных исследователей. Однако содержание этого термина принимается различным.

А. Леворсен (1967) понимает под нефтегазоносной провинцией регион, в пределах которого нефтяные и газовые месторождения находятся в одинаковых или близких геологических условиях. В таком понимании границы провинции, как признает сам А. Леворсен, часто довольно неопределенны. В провинциях по А. Леворсену выделяются субпровинции, такие как рифовая на западе Центрального Техаса, песчаников чероки на юго-востоке Канзаса и северо-востоке Оклахомы и др.

Н. Ю. Успенская и З. А. Табасаранский (1968) определяют нефтегазоносную провинцию как крупную область прогибания, связанную с определенным региональным структурным элементом и характеризующуюся определенными чертами строения и геологической истории, а также общими нефтегазоносными комплексами, с которыми связаны месторождения нефти и газа. Эти авторы выделяют, например, нефтегазоносные провинции склонов платформ, подвижных поясов, периферических частей геосинклинальных складчатых областей, поперечных погружений внешних поднятий складчатых систем и т. п., т. е. по существу провинции выделяются по чисто тектоническим признакам.

А. А. Бакиров (1971, 1973) понимает под нефтегазоносной провинцией единую геологическую провинцию, включающую ассоциацию смежных нефтегазоносных областей, обладающих общими характерными чертами региональной геологии, а также сходными условиями регионального нефтеобразования и нефтегазонакопления в течение отдельных крупных циклов геологической истории (периодов или даже эр).

Под нефтегазоносными областями А. А. Бакиров предлагает понимать совокушность зон нефтегазонакопления, приуроченных к крупному структурному элементу, характеризующемуся единством геологического строения и геологической истории развития, сходством региональных условий литогенеза, включая и условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления в течение длительных отрезков геологической истории (эры, периоды и т. п.). Такими областями являются крупные прогибы и впадины, например Печорская и Ферганская в СССР, Мичиганская и Иллинойская в США, Оринокская в Венесуэле, Магдаленская в Колумбии, Трансильванская в Румынии, а также крупные своды и антеклизы — Татарский и Каракумский в СССР, Цинциннатский и Бенд в США. К областям отнесены также внутриплатформенные и внутрискладчатые грабены, предгорные впадины срединных массивов, линейно вытянутых складчатых сооружений (типа кряжа Карпинского). Таким образом, к нефтегазоносным областям относятся самые разнообразные структурные элементы, в пределах которых установлены нефтяные и газовые месторождения.

Следует отметить, что в литературе до настоящего времени встречается более широкое понимание термина нефтегазоносная провинция,

так, например, выделяют провинции — Среднеазиатскую, Крымско-Кавказскую, Карпатскую, Уральскую, Скалистых гор и др.

Структурный принцип нефтегеологического районирования возник в начале развития геологии нефти и газа, когда основным методом познания поисковых закономерностей распределения нефтяных и газовых месторождений было выявление связи месторождений с различными структурными элементами осадочной оболочки земной коры. Дальнейшее развитие этого принципа сводилось к систематизации и классификации известных структурных элементов, содержащих нефтяные и газовые месторождения. Успехи исследований связывались с развитием структурной геологии и были независимы от уровня представлений о происхождении нефти (газа) и формирования их скоплений.

Таким образом, структурное направление отражает период поисков формальных закономерностей, период, который свойствен развитию по существу всех естественных наук.

В 40-х годах и начале 50-х годов в нефтегеологическом районировании появилась новая тенденция в связи с поисками критериев перспективности в нефтегазоносном отношении различных структурных элементов. И. М. Губкин (1934), Н. С. Шатский (1936), В. Ван-дер-Графт (1938), В. Пратт (1944), Ф. Ван-Тейл, Б. Паркер, В. Скитерс (1945), В. В. Вебер (1947), И. О. Брод, Н. А. Еременко, В. Г. Левинсон (1948), В. Линд (1949), В. Е. Хаин (1951), К. Лендс (1951), Л. Уикс (1952) указывают на впадину, как на наиболее благоприятный структурный элемент для нефтегазообразования и нефтегазонакопления, хотя в то время большая часть открытых нефтяных и газовых месторождений размещалась в пределах крупных сводов, поднятий, крупных антиклинальных зон.

И. М. Губкин одним из первых высказал мнение, что нефтяные месторождения приурочиваются к депрессионным зонам осадочной оболочки земной коры, которые являются площадями питания нефтяных месторождений, расположенных по краям депрессии. В качестве примера И. М. Губкин ссылался на Предапшалачский нефтегазоносный бассейн.

В 1944 г. В. Пратт выступает с утверждением, что для нефтегазообразования наиболее благоприятным является длительное погружение пород, компенсированное накоплением мощных осадочных пород в замкнутых средиземных морях.

В 1947 г. И. О. Брод сформулировал закон нефтегазонакопления. Образование и сохранение скоплений нефти и газа по И. О. Броду обуславливается главным образом преобладанием погружения на многих, как малых, так и крупных этапах колебательных движений, а также степенью захоронения возникающих залежей.

На основе этого закона возникло первое генетическое определение понятия: нефтегазоносная провинция — единый длительно существовавший седиментационный бассейн, характеризующийся общностью условий битумообразования и нефтегазонакопления (И. О. Брод, 1947). Таким образом, впервые было предложено выделять нефтегазоносные территории не по структурной принадлежности, как это делалось ранее и делается некоторыми исследователями сейчас, а по условиям генерации и аккумуляции углеводородов.

Однако термин седиментационный бассейн, использованный в определении провинции, понимается различно. Одни исследователи считают, что это водный бассейн современного накопления осадков, другие пони-

мают под седиментационным бассейном область распространения осадочных пород, ограниченную береговой линией (А. Леворсен, 1965). Соответственно выделение таких древних седиментационных бассейнов возможно лишь для сравнительно небольших стратиграфических интервалов, в пределах которых не происходило существенного изменения положения береговой линии. Контуры выделенных таким образом бассейнов могут не совпадать в плане, а представлять весьма сложное сочетание их. И, наконец, что является более важным, образование нефти происходит не в процессе осадконакопления, а в процессе литогенеза, а нефтегазонакопление определяется современным, а не древним структурным планом. Поэтому использование понятия седиментационный бассейн для выделения нефтегазонасыщенных территорий по генетическому признаку оказалось неудачным, как это признает позднее и сам И. О. Брод.

В 1947 г. В. В. Вебер предлагает ввести термин нефтеносный бассейн, под которым он подразумевает область распространения нефтеносных фаций в течение всего периода существования бассейна седиментации. Под нефтеносными фациями он понимает те фации осадков, одновременно с формированием которых отлагался исходный органический материал для образования нефти. В. В. Вебер указывает, что нефтеносные фации приурочиваются к геотектоническим впадинам, границы которых определяются контурами областей максимального погружения пород. К нефтеносным бассейнам он относит, в частности, Ферганскую впадину, Маракайбскую, Бирманскую впадины и др.

Термин бассейн широко применяется в геологии. Под ним обычно понимается более или менее изометрическая впадина, сложенная осадочными породами¹. Однако наиболее часто понятие бассейн ассоциируется с полезными ископаемыми — углем, солью, нефтью, газом и в таких случаях понимается как область распространения этих ископаемых, причем занимающих лишь часть структурной впадины.

В 1951 г. В. Е. Хаин предложил заменить название нефтегазонасыщенная провинция термином нефтегазонасыщенный бассейн, еще раз подчеркнув тем самым связь нефтяных и газовых месторождений со впадинами различных размеров и строения.

В 1953 г. И. О. Брод и Н. А. Еременко, ссылаясь на неопределенность понятия нефтегазонасыщенная провинция (употребление его с разным смыслом), рекомендуют пользоваться понятием нефтегазонасыщенный бассейн. Под ним они понимают области крупного и длительного погружения в современной структуре земной коры, с которыми связаны многочисленные зоны нефтегазонакопления и питающие их нефтесборные площади.

В 1954 г. были опубликованы примерно одновременно и независимо друг от друга монографии И. В. Высоцкого и В. Е. Хаина, где понятие нефтегазонасыщенный бассейн принимается как единица нефтегеологического районирования.

В монографии В. Е. Хаина («Геотектонические основы поисков нефти», 1954) при определении нефтегазонасыщенного бассейна наиболее четко отмечается генетическая сущность понятия. Под нефтегазонасыщенным бассейном В. Е. Хаин предлагает понимать длительно развивающуюся тектоническую

¹ Иногда встречающееся выражение осадочный или осадочно-породный бассейн представляет пример типичной тавтологии, так как само понятие бассейн уже означает его сложение осадочными породами.

единицу, являющуюся в течение определенного отрезка геологического времени *областью развития процессов нефтеобразования и формирования залежей нефти*. Однако в предлагаемой здесь же В. Е. Хаином классификации нефтегазоносных бассейнов условия (признаки), определяющие развитие процессов нефтеобразования и формирования залежей нефти, отсутствуют и классификация построена по чистотектоническим признакам.

Наиболее резко выраженный тектонический характер имеет классификация нефтегазоносных бассейнов, представленная в монографии Ю. Я. Кузнецова, Л. Э. Левина и др. (1970), в которой главнейшими признаками бассейнов считаются тип земной коры (континентальный, океанический, субокеанический) и формационная принадлежность потенциально нефтегазоносной толщи, а также типы нефтегазоносных бассейнов, выделенные М. Хэлбути и др. (табл. 16).

Таблица 16

Типы нефтегазоносных бассейнов (М. Хэлбути, Р. Кинг и др., 1970)

Тип коры	Тип нефтегазоносного бассейна	Примеры
Кратонный (континентальный)	1. Внутренние, простые, блюдцеобразные	1. Иллинойс, Вилстон
	2. Внутриконтинентальные, сложные; передовая часть шельфа, внутренние и межгорные	2. Пермский, Западно-Канадский Скалистых гор
	3. Грабеновые и полуграбеновые (рифтовые)	3. Суэцкий
	4. Экстраконтинентальные: от прогибов до небольших океанических впадин	4. Мексиканского залива, Канадский арктический
Промежуточный	5. Стабильные прибрежные грабеновые	5. Периконтинентальные
	6. Межгорные поперечные	6. Вентура, Лос-Анджелес, Джипсленд, Южно-Каспийский
	7. Межгорные, протягивающиеся параллельно складчатым сооружениям, грабены, полуграбены	7. Связанные с альпийской и мезозойской складчатостью
	8. Бассейны неогеновых дельт	8. Нижненигерийский, Гангский

Классификации нефтегазоносных впадин по тектоническим признакам даны также в работах М. И. Варенцева и К. Н. Кравченко (1962), М. И. Варенцева (1967).

Наиболее полно учение о нефтегазоносных бассейнах было разработано И. О. Бродом. Под нефтегазоносными бассейнами он понимал «замкнутые или частично замкнутые впадины, разнообразные по строению и истории геологического развития, содержащие в разрезе осадочной толщи свиты, заключающие залежи нефти и газа» (И. О. Брод, 1962).

И. О. Брод придавал большое значение геоморфологии обрамления бассейнов и возрасту их фундамента. По этому признаку он выделял бассейны равнинные, межгорные и предгорные, среди которых по возрасту фундамента были выделены гомогенные и гетерогенные бассейны.

Значительную роль И. О. Брод отводил также гидрогеологическим процессам в формировании и разрушении нефтяных и газовых скоплений. Нефтегазоносный бассейн он рассматривал как часть артезианского бассейна, где отсутствуют интенсивное движение подземных вод и окислительные процессы, приводящие к разрушению скоплений нефти и газа.

Соответственно границы артезианского бассейна в представлении И. О. Брода охватывают значительно большую площадь по сравнению с площадью входящего в его состав нефтегазоносного бассейна, так как артезианский бассейн включает площади питания всех водонапорных комплексов.

§ 2. Классификация нефтегазоносных бассейнов

В развитии учения о нефтегазоносных бассейнах и прежде всего в их классификации в настоящее время наметились три основные тенденции. Первая — выделять бассейны по характеру их обрамления и возрасту фундамента. Подобный подход к бассейнам, хотя и дает возможность сравнительно просто выделять их типы, однако не отражает существа понятия нефтегазоносного бассейна как генетической единицы. Разделение бассейнов по характеру обрамления может рассматриваться как деление по условно взятому признаку, позволяющему, однако, вместе с некоторыми геологическими данными выделять впадины как возможные нефтегазоносные бассейны. Поэтому геоморфологический признак может рассматриваться как начальный поисковый критерий для выделения возможных нефтегазоносных бассейнов в геологически слабо изученных территориях.

Вторая тенденция исходит из представления, что классификация бассейнов должна строиться по тектоническим или только по структурным признакам. Определение принадлежности той или иной впадины, выделенной первоначально по геоморфологическим признакам, к определенному тектоническому или структурному типу представляет собой следующий, естественный этап в изучении впадин как возможно нефтегазоносных бассейнов, так как некоторые структурные признаки впадин при этом являются уже существенными для суждения о перспективах нефтегазоносности ее.

Примером классификации нефтегазоносных бассейнов, основанной преимущественно на тектонических признаках, является классификация, предложенная в 1953 г. И. О. Бродом и Н. Е. Еременко. В основу ее положено выделение четырех групп бассейнов и расчленение последних на ряд подгрупп. В группы объединены бассейны, заключенные во внутриплатформенных впадинах, краевых частях платформ, древних глыбовых гор и впадин молодых горных сооружений. Выделение этих групп обосновывается разностью условий в них битумообразования, формирования и разрушения скоплений нефти и газа, т. е. генетическими признаками. В подгруппах бассейны различаются тектонической природой впадины (краевой прогиб, грабен и др.) и возрастом фундамента и складчатости.]

Несколько позднее И. О. Брод (1964) дает новую, расширенную классификацию нефтегазоносных бассейнов, построенную по ряду признаков, в частности выделяются бассейны платформенных областей, предгорные и межгорные, учитывается возраст фундамента, степень сложности строения бассейна и характер обрамления его.

На базе этой классификации коллективом авторов (И. О. Брод, В. Г. Васильев, И. В. Высоцкий и др., 1965) впервые было произведено выделение и описание всех доказанных нефтегазоносных, потенциально и возможно нефтегазоносных бассейнов мира.

В основу третьей тенденции в выделении нефтегазоносных бассейнов положены современные представления о происхождении нефти и газа, формировании их скоплений и условиях длительного существования, т. е. онтогенез нефти и газа.

Оформление этого онтогенетического направления в нефтегеологическом районировании произошло лишь с достижением определенного уровня знаний о происхождении нефти и газа и формировании их скоплений и прежде всего с признанием универсальности процесса нефтегазообразования и закономерной связи его с литогенезом и тектогенезом.

Под нефтегазоносным бассейном (НГБ) предлагается понимать сложное осадочными породами геологическое тело, формирование которого сопровождалось образованием углеводородов (генерацией УВ), формированием их скоплений (аккумуляцией УВ) и сохранением последних до настоящего времени (консервацией УВ) (И. В. Высоцкий, В. Б. Оленин, 1968, 1969, 1970, 1971).

В изложенном понимании нефтегазоносный бассейн представляет собой организованную целостную автономную систему, объединенную единством процессов, ее создающих, — процессов генерации, аккумуляции и консервации скоплений углеводородов. Генетическое понимание нефтегазоносного бассейна наиболее близко к пониманию термина металлогеническая провинция, а также к понятию главный этаж нефтегазоносности, предложенному недавно В. Е. Хаином (1970) как нефтегазоносному элементу впадины.

Все нефтегазоносные бассейны приурочены к областям глубокого и длительного прогибания осадочной оболочки земной коры, обрамленным элементами: 1) лишенными или 2) неспособными быть нефтегазоносными. К первым относятся горные сооружения. Внешний край горного обрамления впадины достаточно четко ограничивает нефтегазоносный бассейн, как правило, отделяясь от него системой разрывов. Иногда горное сооружение бывает на значительном расстоянии надвинутым на бассейн, и в этом случае граница последнего отодвигается в сторону горного сооружения, будучи погребенной под аллохтоном.

Эпигеосинклинальные, особенно миогеосинклинальные и эпиплатформенные горные сооружения представляют примеры геологических структур, в начальной собственно геосинклинальной (иммерсионной) стадии формирования которых, несомненно, происходили процессы генерации углеводородов, а в инверсионной стадии — аккумуляция их, но в орогенную стадию скопления углеводородов оказались разрушенными полностью или в значительной степени.

Обрамлением нефтегазоносной впадины является также выход на поверхность кристаллических или метаморфических пород. Так как генерация и эмиграция углеводородов начинаются при погружении гене-

раторов, начиная с глубин примерно 600—700 м, то граница нефтегазонального бассейна в общем случае (на начальной стадии выделения) может проводиться соответственно по изохоре 600—700 м осадочного чехла кристаллического фундамента. Этот принцип ограничения нефтегазональных бассейнов соответствует идее И. О. Брода о необходимости отделения от нефтегазонального бассейна краевых частей артезианского бассейна, где отсутствуют необходимые условия для длительного существования скоплений нефти и газа.

Практика подтверждает этот способ ограничения нефтегазональных и потенциально нефтегазональных бассейнов, так как в пределах столь маломощных пород, залегающих на кристаллическом фундаменте, не встречаются скопления нефти и (или) газа, хотя в некоторых крупных впадинах эти периферийные зоны являются местом нахождения иногда даже крупных по запасам скоплений твердых продуктов превращения нефти. Эти скопления возникают в результате дальней миграции жидких углеводородов в обстановках зоны идиогенеза. Отсутствуют скопления нефти и газа и во впадинах, сложенных осадочными породами с начальной мощностью их, не превышающей 600—700 м, даже при наличии в их разрезе генераторов углеводородов и ловушек для них. Соответственно такие впадины не могут рассматриваться как представляющие интерес для поисков нефти и газа.

Из изложенного следует, что нефтегазональные бассейны могут занимать иногда только часть области прогибания, так как местами они могут быть окаймлены зонами развития маломощных толщ.

В. Б. Оленин (1969), рассматривая вопрос об определении объема нефтегазонального бассейна, сделал вывод о том, что практически ни один бассейн земного шара не достигает объема заключающей его впадины. Это положение указанный автор мотивировал следующим образом.

На земном шаре не известно ни одного нефтегазонального бассейна, поверхность которого на всей его площади соответствовала бы кровле региональной покрывки, венчающей разрез осадочного выполнения и обеспечивающей сохранность залежей нефти и (или) газа. Иногда первая (в направлении сверху вниз) эффективная покрывка находится в выполнении бассейна на очень небольших глубинах, но часто она погружена весьма значительно. В грубообломочных осадочных отложениях над верхней эффективной покрывкой возможность формирования залежей нефти и (или) газа отсутствует. В этой верхней части впадины, именуемой В. Б. Олениным аконсервационной зоной, вследствие инверсии могут оказаться залежи нефти, возникшие ранее на более значительных глубинах, в зоне нефтегазогенеза. Однако, попав в аконсервационную зону, залежи нефти и газа в конечном итоге будут рассеяны или превратятся в скопления твердых продуктов преобразования нефти. Последние аналогичны таким же скоплениям в метаморфических породах фундамента и обрамления (кериты, антракосолиты и т. п.). Как те, так и другие являются продуктами изменения нефтей, отличаясь лишь направлением и степенью этого изменения, а также размерами скоплений.

Аконсервационная зона подстилается зоной гипергенеза, в пределах которых имеющиеся скопления нефти (газа) подвергаются значительным изменениям.

В. Б. Оленин приходит к выводу о необходимости исключения аконсервационной зоны из состава нефтегазональной впадины, поскольку нельзя

присоединять к нефтегазонасному бассейну смежные объекты, которые не являются и не могут являться нефтегазонасными.

Наибольшее совпадение тела нефтегазонасного бассейна и заключающей его впадины имеет место для бассейнов внутриплатформенных грабен и часто впадин активизированных платформ и эпиплатформенных орогенов. Наименьшее совпадение наблюдается для бассейнов, заключенных в крупных по площади и плоских синеклизах и особенно в синеклизах, ограниченных выходами кристаллических пород (наложенных).

Определение границ нефтегазонасного бассейна наиболее уверенно производится уже после изучения материалов бурения первых опорных (параметрических) или поисковых глубоких скважин. При этом в толще пород, слагающих выделенный ранее потенциально нефтегазонасный бассейн, оконтуривается геологическое тело, заключающее природные резервуары и смежные с ними нефтематеринские свиты (прошедшие стадии, в течение которых они реализовали свои нефтепроизводящие свойства), возможные зоны нефтегазонакопления и другие объекты, т. е. весь тот комплекс геологических и геохимических показателей, которыми определяются объем и положение в разрезе пород смещенных очагов нефтегазонаобразования и нефтегазонакопления в условиях, обеспечивающих длительное существование возможных скоплений нефти и газа.

Выделенные таким способом нефтегазонасные геологические тела — бассейны отличаются своим положением в том структурном элементе, в котором они заключены, пространственным размещением скоплений нефти и (или) газа, генетическими типами зон нефтегазонакопления — типами залежей и другими признаками. Все особенности нефтегазонасных бассейнов определяются прежде всего условиями зарождения, направленностью геологического развития и современным структурным планом структурного элемента, заключающего нефтегазонасный бассейн.

Наиболее четко различия в геологическом развитии (определяющем особенности нефтегазонасности) проявляются: 1) между элементами осадочной оболочки земной коры, современный структурный план которых образован преимущественно конседиментационным процессом с незначительным по объему проявлением постседиментационных движений, и 2) элементами, структурный план которых создан постседиментационными — складкообразовательными (инверсионными) или глыбовыми движениями. Эти различия в типах структурообразующих движений обуславливают различия в палеогеографических обстановках накопления осадков и соответственно органического вещества, в составе и направлении начальной переработки последнего, в литологическом составе пород и соответственно в литологических составах природного резервуара и нефтематеринских толщ и их взаимоотношении, в динамике термобарических параметров в породном пространстве и во времени, в механизме образования структур и во времени образования ловушек и в их эволюции, в интенсивности движения пластовых вод и т. п., т. е. во всей гамме процессов, контролирующей онтогенез нефти и газа. Конседиментационные бассейны связаны с осадочным чехлом древних и молодых платформ, наиболее погруженные части которых они занимают, а также с молодыми наложенными (недислоцированными) впадинами. Инверсионные нефтегазонасные бассейны приурочены к эпигеосинклинальным образованиям — остаточным синклиориям, а также к впадинам эпиплатформенных орогенов. Наконец, существуют бассейны, представляющие собой раз-

личные сочетания в породном пространстве элементов конседиментационного и инверсионного (складкообразовательного и глыбового) развития.

Конседиментационные и инверсионные нефтегазоносные бассейны являются гомогенными, так как в пределах объема каждого из них условия генерации, аккумуляции и консервации (онтогенез нефти и газа) являются одинаковыми и характерными для бассейнов или только конседиментационного развития, или только инверсионного развития. Соответственно бассейны третьей группы являются гетерогенными. В последних сочетаются или по площади (латерально), или по разрезу (вертикально), или более сложным образом элементы с онтогенезом нефти и газа, свойственным бассейнам конседиментационного развития, с элементами, в которых эти условия характерны для бассейнов, сформированных в областях с геосинклинальным режимом развития.

Среди гомогенных бассейнов можно выделить бассейны, заключенные в пределах как плит (наплитные бассейны), например Западно-Сибирский, так и одиночных синеклиз, расположенных в пределах плит, если они четко отделяются хорошо выраженными поднятиями (бассейны Мичиганский, Иллинойский) или в пределах впадин, наложенных на различные структурные элементы, не представляющие интереса в нефтегазоносном отношении.

В пределах материка иногда находится лишь один борт синеклизы, а второй выходит на шельф, иногда он обрывается континентальным склоном и синеклиза не замыкается (гемисинеклиза).

Нефтегазоносные бассейны одиночных (автономных) синеклиз, типа Мичиганского, Иллинойского, Англо-Парижского бассейнов, отличаются простотой строения. Обычно они имеют сравнительно небольшие размеры, небольшую мощность выполняющих их отложений и слабый наклон пьезометрических поверхностей. Значительная часть отложений обнажается на поверхности в краевых частях синеклизы, образуя шлейф аконсервационной зоны.

Фундамент и осадочный чехол таких бассейнов слабо расчленены. Конседиментационные поднятия перемежаются с различными погребенными эрозионными формами и рифовыми массивами и обычно слабо группируются в системы. Большая роль в размещении коллекторов (и соответственно скоплений нефти и газа) принадлежит речным (русловым, дельтовым) и прибрежным (бары, заливы) накоплениям. Однонаправленность развития (слабое изменение структурных планов) обуславливает малую роль процессов переформирования скоплений углеводородов.

Наплитные бассейны отличаются значительной структурной расчлененностью осадочного чехла, местами большими градиентами мощностей, существованием в их пределах тесно связанных между собой разных глубин и возраста впадин и прогибов, сводов, часто хорошо выраженных валов, структурных зон и зон региональных несогласий и выклиниваний. Наплитные бассейны частично обрамляются горными сооружениями, имеют довольно расчлененный рельеф, что вместе со сравнительно большими структурными перепадами создает на протяжении всей истории довольно высокие скорости движения вод, обеспечивающие перемещения и выделения значительных масс углеводородов. Все это наряду с рядом черт, характерных и для автосинеклиз (большая роль локальных континентальных накоплений, эрозионных форм рифовых

построек), обуславливает в налитных бассейнах более сложное распределение нефтегазоносности по сравнению с автосинеклизами. Характерно обособление зон преимущественной газоносности, приуроченных обычно к наиболее погруженным элементам бассейнов. Большая мощность отложений при умеренных структурных перестройках в истории бассейна обеспечивает сохранение закономерной смены состава и фазового состояния скоплений углеводородов с глубиной. С налитными бассейнами связано образование нефтяных и газовых месторождений-гигантов.

Наиболее простым налитным бассейном является Западно-Сибирский, более сложным — Сахаро-Восточносредиземноморский.

По условиям сохранности скоплений нефти и особенно газа, а также развития характерных типов скоплений среди бассейнов конседиментационного образования могут быть выделены бассейны с большой ролью в их структуре разрывов (конседиментационных). Эти бассейны заключены во внутриплатформенных автономных сквозных грабенах и в периконтинентальных (окраинно-материковых) сквозных грабенах и полуграбенах.

Скопления нефти и газа в бассейнах-грабенах определяются преимущественным развитием конседиментационных продольных разрывов, комбинирующихся с поперечными, и в меньшей степени — с локальными поднятиями, которые как правило также группируются около разрывов. Типичными примерами таких нефтегазоносных бассейнов являются Рейнский и Красноморский. К этому же типу относятся бассейны, заключенные в грабенах эпиплатформенных орогенов (не осложненных периферийной складчатостью).

Периконтинентальные грабены обычно имеют резко асимметричное строение с хорошо выраженным бортом, расположенным в материковой части, и слабо выраженным бортом (с меньшей амплитудой разрывов) — в шельфе; в краевой части грабенов бассейны ограничиваются материковым подножием (нефтегазоносные бассейны Сержиппи-Алагоас на востоке Южной Америки, Кванза-Камерунский на западе Африки и др.).

Для нефтегазоносных бассейнов первично-дизъюнктивного строения характерны отсутствие верхней газоносной зоны и вообще пониженная газоносность и соответственно преимущественное развитие нефтяных, реже газонефтяных залежей в ловушках, экранированных дизъюнктивными конседиментационными дислокациями, иногда сводовых в брахиантиклинальных поднятиях, прислоненных к разрывам. Скопления нефти обычно небольших размеров, так как в целом осадочное тело грабена имеет высокую вертикальную проницаемость, поскольку формирование его связано с растяжением земной коры.

Бассейны синеклиз или плит иногда осложняются грабенами сквозными либо погребенными, занимающими значительную площадь бассейна. Соответственно среди таких составных бассейнов выделяются два вида: синеклиза (плита), подстилаемая грабеном, и синеклиза (плита), осложненная, обычно по периферии, двусторонними или односторонними грабенами. Примерами первого вида составных бассейнов являются Днепровско-Донецкий, Суляя, Гипсленд, имеющие один грабен, или Отуэй, Восточно-Австралийский Внутренний и др., содержащие несколько погребенных грабенов; примером второго вида является бассейн Ордос. Часто составные бассейны возникают во впадинах эпиплатформенных орогенов или активизированных платформ. Нефтегазоносность их охватывает как грабеновую, так и синеклизную части.

Гомогенные бассейны в складчатых областях находятся в крупных синклинориях (остаточных), часто в грабен-синклинориях, иногда в рамповых грабен-синклинориях. Для бассейнов, заключенных в синклинориях, характерно развитие резко выраженной складчатости с антиклинальными сильно пережатými (иногда гребневидного, изоклинального или веерообразного строения) и сильно нарушенными формами, с которыми связаны небольшие нефтяные месторождения. Для бассейнов характерны обилие поверхностных нефтегазопоявлений, выходы на поверхность закированных пород и другие признаки разрушения скоплений нефти и газа, обусловленного значительной мощностью аконсервационной зоны (за счет глубоких эрозионных врезов и разрывов), а также в целом большой проницаемостью всего сильно дислоцированного разреза осадочной толщи бассейнов. Известные в бассейнах незначительные залежи нефти являются первичными, поднятыми с больших глубин в результате инверсии, или вторичными, образовавшимися в результате переформирования в основном за счет вертикальной струйной миграции.

Наиболее типичным бассейном такого типа является Центрально-карпатский нефтегазоносный бассейн, где на небольшой глубине известны скопления конденсата в защемленных ловушках, поднятые с более значительных глубин.

Ряд нефтегазоносных бассейнов синклинориев, расположенных на западном побережье Северной и Южной Америки, продолжают в шельфах (бассейны Вентура, Санта-Мария, Лос-Анджелес и др.).

Нефтегазоносные бассейны синклинориев, сравнительно широко развиты в областях мезозойской и кайнозойской складчатостей и современных геосинклиналей. Наибольший интерес представляют бассейны молодых незавершенных синклинориев, типа развитых в Юго-Восточной Азии (Океания) и на Дальнем Востоке. Они характеризуются большой мощностью молодых, преимущественно терригенных отложений, интенсивной складчатостью в периферийных частях, расположенных обычно на островах, и более спокойным залеганием слоев в наиболее погруженных как правило субаквальных частях, соответствующих современным геосинклинальным котловинам (нефтегазоносные бассейны Калимантан-Сулавеский, Саравак-Палаванский, Себу-Калимантанский и др.). Некоторые из этих бассейнов располагаются на контакте мезозойской и кайнозойской складчатости (Иравадийско-Андаманский) и обычно характеризуются асимметричным строением. Другие бассейны-синклинории примыкают к глубоководным желобам (Южно-Яванский, Ментавайский и др.).

К гетерогенным нефтегазоносным бассейнам латерального сочленения относятся пограничные, межскладчатые и эпиплатформенных орогенов.

Пограничные бассейны возникают на границе платформенных и складчатых областей и соответственно имеют складчатый борт с преимущественным развитием конинверсионных поднятий и платформенный склон с ловушками, заключенными в конседиментационных поднятиях, зонах выклинивания и связанными с конседиментационными разрывами. Для бассейнов пограничного типа характерно резко выраженное асимметричное строение. Крутой глубоко погруженный складчатый (инверсионный) борт его имеет относительно небольшую ширину, иногда он почти полностью скрывается под надвигами горного сооружения. Противоположный платформенный пологий борт обычно характеризуется значительно большей шириной, но неглубоким залеганием фундамента.

Среди бассейнов этого типа различают два вида в зависимости от тектонической природы складчатого борта — эпигеосинклинальной или эпиплатформенной (эпиплатформенных орогенов). Эпигеосинклинальный складчатый борт сложен мощными геосинклинальными и постгеосинклинальными терригенными формациями, дислоцированными в систему линейных конинверсионных складок, во внутренней части — иногда изоклинального строения, и осложненными пологими надвигами или покровами. Внутренняя структура складчатого борта подобна синклипорию, однако меньший размах инверсии и соответственно меньшая эрозивная расчлененность обеспечивают здесь лучшие условия для сохранения скоплений нефти, иногда весьма крупных, но исключают возможность сохранения скоплений газа, образующегося в верхней газогенной зоне. На больших глубинах, под зоной преимущественного нефтенакпления на складчатых бортах бассейна вскрывается зона с конденсатогазовыми залежами.

Для платформенных (конседиментационных) бортов пограничных бассейнов характерны в общем моноклинальное залегание, сравнительно небольшая мощность отложений и более древний по сравнению со складчатыми бортами возраст, часто значительная нарушенность ступенчаторасположенными разрывами. Сочленение бортов происходит через флексуры или надвиги. Для платформенного борта пограничного бассейна характерна повышенная газоносность верхней части разреза (И. В. Высоцкий, 1954). По восстанию борта и с глубиной газ сменяется нефтью, а затем (при наличии необходимой для этого мощности пород) и конденсатогазовыми скоплениями.

Типичными пограничными бассейнами являются Северо-Предкарпатский, Аквитанский, Азово-Кубанский. Иногда платформенный (конседиментационный) элемент бассейна бывает настолько осложненным разрывом, что чисто газовые залежи не сохраняются и весь бассейн становится преимущественно нефтеносным. Это имеет место в частности в бассейнах Ориноко и Предальпийском.

Пограничные бассейны с эпиплатформенным орогенным обрамлением возникают на базе краевой части платформы. Они имеют складчатый борт, образованный постседиментационной глыбовой складчатостью, осложняющей первоначальную конседиментационную структуру. Глыбовые движения приводят к возникновению около горного обрамления системы валобразных поднятий, осложненных разрывами и представленных в верхней части отложениями орогенной формации. Возникновение новых структурных форм (и ловушек) приводит к переформированию первоначально возникших в платформенный период скоплений углеводородов. Начальная конседиментационная структура противоположного борта бассейна обычно сохраняется, осложняясь лишь разрывами. Для пограничных бассейнов с эпиплатформенным горным обрамлением характерны преимущественная нефтеносность для предгорной части и газоносность для противоположного борта.

Пограничными бассейнами с горным эпиплатформенным обрамлением являются Денвер и Паудер-Ривер, расположенные на восточной окраине эпиплатформенного орогена Скалистых гор в США, и Каракумский в СССР, из которых первые два преимущественно нефтеносные, а последний, весьма слабо затронутый постседиментационными движениями с обширным (преобладающим) конседиментационным (платформенным) элементом, является преимущественно газоносным.

Межскладчатые нефтегазоносные бассейны образуются в межгорных впадинах на срединных массивах. В тыловых прогибах таких впадин развиты инверсионные структурные формы, в центральных частях — конседиментационные поднятия.

Соотношения конседиментационного и постседиментационного элементов бассейна определяются глубиной нахождения фундамента и размером впадины. Для впадин с глубоко погруженным фундаментом, а также для небольших впадин (срединных массивов) характерна незначительная площадь, занимаемая конседиментационной структурой; в крупных бассейнах и в бассейнах с неглубоко погруженным фундаментом конседиментационная структура может составлять преобладающую их часть. Межскладчатым нефтегазоносным бассейном, в строении которого значительную роль играют инверсионные структурные формы, является Южно-Каспийский.

В некоторых межскладчатых впадинах тыловые прогибы отсутствуют и обрамляющие впадину горные складчатые сооружения граничат с ней через тыловые грабены или разломы. В межскладчатых бассейнах обычно четко выделяются два структурных этажа — нижний, имеющий глыбовое строение, и верхний, наложенный, отвечающий времени формирования горного обрамления. Межскладчатые бассейны, ограниченные разломами или осложненные периферийными грабенами, приближаются по типу к бассейнам синеклиз или грабенов. Наиболее часто в межскладчатых бассейнах краевые части представлены сочетанием по периметру разных структур, инверсионных грабенов, разломов.

Для межскладчатых бассейнов, как и для пограничных, характерна повышенная газоносность центральных частей и преимущественная нефтеносность краевых частей, связанных с инверсионными структурными формами.

Нефтегазоносные бассейны, развитые внутри эпиплатформенных орогенов, характеризуются сочетанием (в плане довольно сложным) конседиментационных структурных форм (остаточных от платформенного развития) и постседиментационных, новообразованных в результате орогенных движений. Последние структурные формы обычно представлены линейно ориентированными в различной степени выраженными антиклинальными зонами и (или) зонами разрывов, развитыми по периферии бассейна и частью лишь вдоль одной из сторон его, где наиболее активно проявилось воздействие орогенных движений на прилегающие впадины. Типичными бассейнами эпиплатформенного орогена с хорошо выраженной периферийной складчатостью являются Сычуань и Цайдам (Китай).

Иногда воздействие развивающегося орогена на впадину проявляется образованием лишь периферийных грабенов или только разломов. Такие бассейны, хотя и расположены в эпиплатформенных орогенных областях, по онтогенезу нефти наиболее близки к типам бассейнов, связанным с синеклизами. Таковым является, например, бассейн Ордос (Китай). Узкие впадины эпиплатформенных орогенов в современном структурном плане представляют собой грабен-синклиории, возникшие, однако, в результате глыбового орогенеза (Исфаганский, Джеммурианский и другие бассейны Иранского нагорья).

Внутренние части бассейнов эпиплатформенных орогенов также часто осложняются поднятиями, возникающими на базе разломов или

горстовых поднятий в период орогенеза, т. е. являются постседиментационными.

Бассейны эпиплатформенных орогенов располагаются полностью или частично на различных структурных элементах платформ — синеклизах, внутренних и краевых грабенах и прогибах и склонах щитов (массивов). Так, например, нефтегазоносные бассейны Ордос и Сычуань (Китай) заложены на месте сочленения докембрийской и эпигерцинской платформ, все бассейны Скалистых гор — на платформенном борту предгорного (ларамийского) прогиба Кордильер Северной Америки, бассейны Иранского нагорья расположены как по границе эпиплатформенного орогена с эпигеосинклинальным орогеном (бассейны Исфаганский, Джезмуриан и др.), так и внутри эпиплатформенного орогена (Деште-Лут. Центральноиранский).

Для всех бассейнов эпиплатформенных орогенов характерно двухэтажное строение. Нижний этаж сложен платформенными формациями, верхний — орогенными. В верхнем этаже локальные поднятия нижнего этажа часто отражаются лишь в виде структурных носов, террас, полузамкнутых плоских поднятий.

Бассейны эпиплатформенных орогенов характеризуются разнообразным сочетанием в плане и по вертикали зон преимущественной нефтеносности и газоносности, что обуславливается степенью сохранности первоначальной конседиментационной структуры бассейна (осложненностью постседиментационными движениями), предопределяющей масштаб разрушения и переформирования залежей нефти и газа. Бассейны рассматриваемого типа характеризуются преимущественной нефтеносностью, связанной с нижним структурным этажом, и незначительной газоносностью верхнего структурного этажа.

Гетерогенные бассейны вертикального сочленения состоят из элемента конседиментационного образования, подстилаемого синклинием или грабен-синклинием, т. е. структурой инверсионного образования.

Такие бассейны сочетают в себе по вертикали условия онтогенеза нефти и газа, свойственного конседиментационным (верхний этаж) и инверсионным (нижний этаж) структурным элементам. Среди бассейнов этого типа выделяются два основных вида: бассейны, охватывающие синклинии или грабен-синклинии и наложенные на них впадины конседиментационной структуры (синеклизы), и бассейны — грабены с конседиментационным наполнением, вложенные в синклинии или грабен-синклинии.

Структурные осложнения верхнего этажа таких бассейнов в значительной степени наследуют погребенные структурный план или эрозионную поверхность нижнего этажа бассейна.

Бассейны первого вида формируются на месте развития эпимезозойских платформ, на базе внутренних или краевых впадин (синеклиз) или грабенов, выполненных кайнозойскими отложениями. Соответственно они известны на западе Северной Америки, на Северо-Востоке СССР, на Юго-Востоке Азии и в Океании. Бассейны оконтуриваются территориями развития кайнозойских отложений. Для суженных межгорных частей этих бассейнов характерно усиление степени дислоцированности верхнего структурного этажа бассейна. Типичным примером нефтегазоносного бассейна эпимезозойской синеклизы является Сиамский, где открыто пять месторождений.

Бассейны рассмотренного типа в Юго-Восточной Азии характеризуются повышенной нефтеносностью, однако нижний дислоцированный этаж в большинстве бассейнов изучен весьма слабо.

Венский бассейн является типичным внутрискладчатым грабенном: нижний этаж его является газоносным, верхний — газонефтеносным.

Наиболее сложными по онтогенезу нефти и газа и соответственно по истории образования и современному строению являются нефтегазоносные бассейны, заключенные в краевых платформенных впадинах перикратонной природы. Таковыми бассейнами являются Волго-Уральский, Центральноевропейский, Мексиканского залива и Свердруп. Для них характерно следующее: 1) большие размеры по площади и мощности выполняющих его пород, иногда свыше 10 км; 2) разновозрастный фундамент по периферии бассейна с преобладанием одного возраста на большей площади бассейна; 3) резко выраженное асимметричное строение, связанное с наличием одной наиболее крупной и длительно развивающейся впадины, смещенной к периферии бассейна; 4) сочетание в единой области прогибания разнообразных структурных элементов: краевых прогибов (втянутых в погружение), подчиненных синеклиз и грабенов, зон разломов, иногда элементов складчатых областей в погребенном состоянии, проявлений галокинеза.

Таким образом, рассматриваемый тип бассейнов соединяет в себе элементы других бассейнов (пограничных, синеклиз, грабенов и др.), объединенных в общей крупной области прогибания. Такие области получили название узловых впадин, или батисинеклиз. Обрамление бассейнов узловых впадин по большей части периметра представлено горными разновозрастными сооружениями; частью бассейн обычно открывается в современные морские (океанические) пространства.

Большая мощность отложений, слагающих бассейн, и сильная структурная расчлененность создают весьма сложное распределение скоплений нефти. В частности, для бассейнов является характерным обособление крупных зон преимущественного газонакопления при сохранении в отдельных частях исходной (иммерсионной) вертикальной зональности, в распределении скоплений углеводородов различного фазового состояния (как и для нащитных бассейнов). Области развития солянокупольной тектоники в таких бассейнах характеризуются преимущественной нефтеносностью с относительно небольшими запасами нефти в отдельных месторождениях, однако присутствие в разрезе соленосных отложений обеспечивает за пределами развития соляных куполов образование крупных газовых скоплений, как это имеет место, например, в Центральноевропейском и Волго-Уральском нефтегазоносных бассейнах.

Классификация нефтегазоносных бассейнов представлена в табл. 17. На рис. 31 приведена принципиальная схема строения их.

Соседние нефтегазоносные потенциально и возможно нефтегазоносные бассейны по геолого-геофизическим или геолого-экономическим признакам могут быть объединены в крупные группы, для которых наиболее приемлемо название — провинция, со смыслом, который придавал этому понятию Э. Лиллей, когда выделял провинции Скалистых гор, Калифорнии, Мидконтинента и т. п. Естественным является выделение таких нефтегазоносных провинций, как Восточно-Европейская (Тимано-Печорский, Волго-Уральский, Днепровско-Донецкий бассейны); Западно-Европейская (Центральноевропейский, Рейнский, Тюрингский, Англо-

Классификация нефтегазоносных бассейнов

		Гомогенные бассейны		Гетерогенные бассейны		Вертикального сочленения элементов	
		Постседиментационного образования		Латерального сочленения элементов		Конседиментационного и инверсионного образования	
		Плоскостной формы		Глыбовой складчатости (эпициклоформенной)		инверсионной складчатости	
		Дизъюнктивной формы		Инерсионной складчатости (эпифлексиальной)		Конседиментационного образования и глыбовой складчатости	
Элементарные	Плит ЗападноСибирский, Сахарово-Восточносреднеземноморский	Сквозных автономных грабен Рейнский, Красноморский, Баий	Внутрискладчатых синклиналии ориев Центральнокарпатский, Венгура	Синклиналии ориев эпициклоформенных орогенов	Пограничных впадин: Северо-Предкарпатский, Азово-Кубанский	Пограничных впадин: Денвер, Западный, Внутренний, Джуггарский	Впадин, подстилаемых синклиналиями или грабенсинклиналиями Сиваский
	Автосинеклиз Мичиганский, Англо-Парижский	Автономных полуграбенов (периконтинентальных)			Межскладчатых впадин на срединных массивах Адриатический, Маракаибо, Ассамский	Впадин эпициклоформенных орогенов Ферганский, Сычуаньский	Внутрискладчатых грабенов Венский, Кук-ин-лет, Северо-Яванский
Составные	Плит, подстилаемых грабенами: Восточно-Австралийский	Внутренний					Узловых впадин (латерального и вертикального сочленения элементов конседиментационного и постседиментационного образования) Мексиканского залива, Волго-Уральский, Центральноевропейский
	Автосинеклиз, подстилаемых грабенами: Днепровско-Донецкий, Суэцкий, Гипсленд	Периконтинентальных синеклиз, подстилаемых полуграбенами					
	Автосинеклиз, осложненных подчиненными сквозными грабенами или полуграбенами						

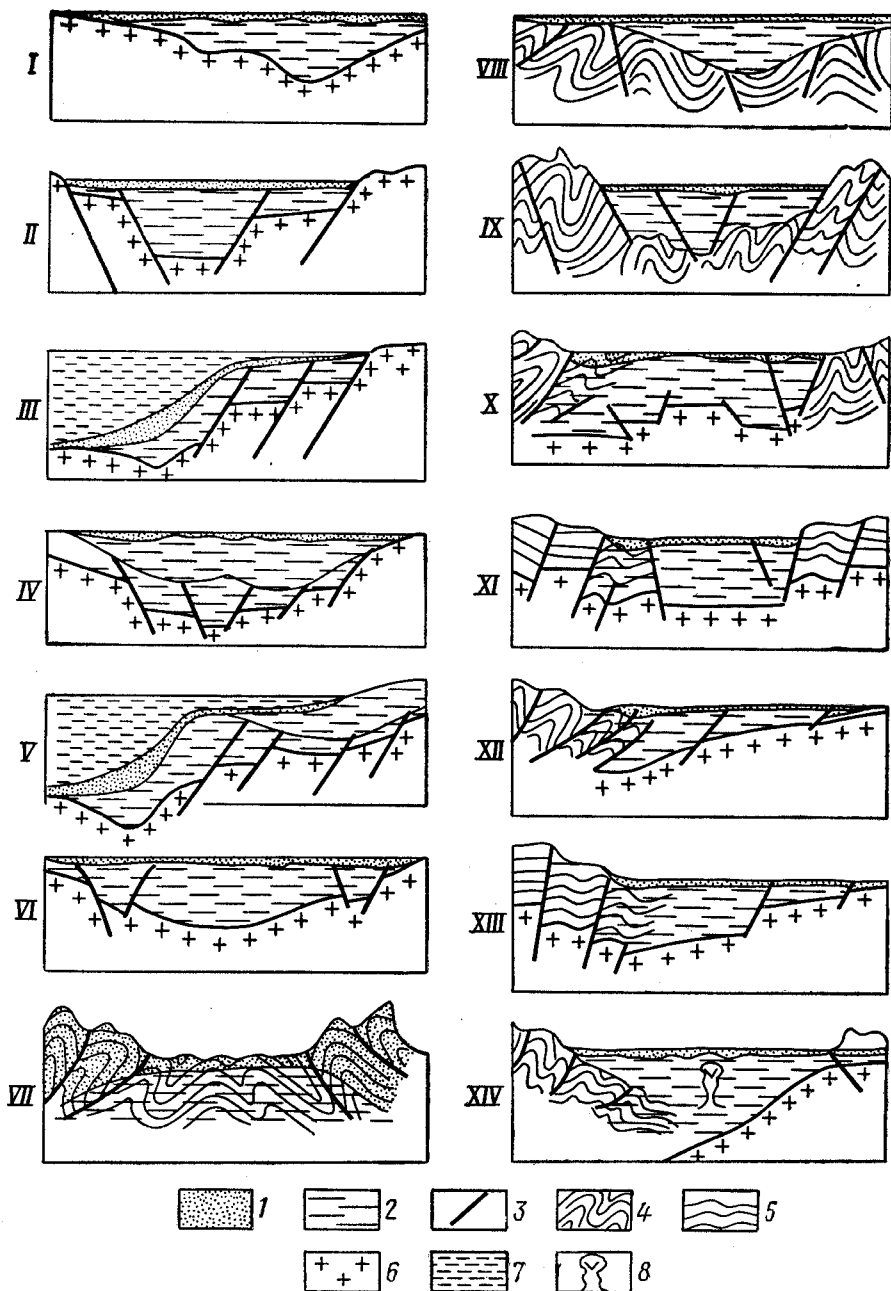


Рис. 31. Принципиальные схемы строения нефтегазоносных бассейнов различных типов

Бассейны: I — плит и синеклиз; II — внутриплатформенных грабенов; III — периконтинентальных полуграбенов; IV — синеклиз, подстилаемых грабенами; V — периконтинентальных синеклиз подстилаемых полуграбенами; VI — синеклиз, осложненных частыми грабенами; VII — синклинорий; VIII — синеклиз, подстилаемых синклинориями; IX — внутрикладчатых грабенов; X — впадин на срединных массивах; XI — эпи платформенных орогенов; XII — пограничных впадин с эпигеосинклинальным горным обрамлением; XIII — пограничных впадин с эпи платформенным горным обрамлением; XIV — узловых впадин.

1 — маломощный проницаемый покров бассейнов (аконсервационная зона), современные осадки; 2 — тело нефтегазоносного бассейна; 3 — сбросы, надвиги; 4 — эпигеосинклинальная складчатость; 5 — эпи платформенная складчатость; 6 — кристаллический фундамент; 7 — океан; 8 — соляные купола

Парижский бассейны); Крымско-Кавказская (Среднекаспийский, Азово-Кубанский, Южно-Каспийский, Северо-Причерноморский бассейны); Карпатско-Балканская (Предкарпатско-Балканский, Северо-Предкарпатский, Венский, Центральнокарпатский, Трансильванский, Паннонский бассейны); Пиренейско-Альпийская (бассейны Предальпийский, Ронский, Аквитанский, Эбро); Средиземноморская (Адриатический, Предбалейский, Сахаро-Восточносредиземноморский бассейны); Средней Азии (Каракумский, Ферганский, Афгано-Таджикский бассейны); Сибирской (Западно-Сибирский, Восточно-Сибирский бассейны); Центральной Азии, Дальнего Востока, Ближнего Востока, Океании, Индостанской, Центральной Африки, Гвинейского залива.

Эти провинции обычно имеют какие-то общие черты геологического строения, например связаны с разновозрастными складчатыми сооружениями (Крымско-Кавказская, Скалистых гор), принадлежат к смежным, хотя и разновозрастным платформам (Сибирская, Западно-Европейская), объединены общностью субаквальной территории (Средиземноморская, Океании), положением на краю материка (периконтинентальные: Африки, Южной Америки, Австралии) и т. д. В состав таких нефтегазоносных провинций часто входят также потенциально или возможно нефтегазоносные бассейны.

§ 3. Зоны и ареалы зон нефтегазоаккумуляции

В нефтегазоносных провинциях и бассейнах в свое время было предложено выделять зоны или площади нефтегазоаккумуляции, объединяющие месторождения нефти и газа, связанные с однотипными структурными формами, например антиклиналями, солянокупольными поднятиями, зонами выклинивания пластов и т. д. (Н. Ю. Успенская, 1946, И. О. Брод, 1946, 1948). Эти зоны иногда располагаются раздельно в пределах более крупных структурных элементов бассейна, например на различных склонах его, крупных внутренних поднятиях или впадинах.

И. О. Брод (1951) приводит следующие критерии для выделения зон нефтегазоаккумуляции: 1) геологические условия, определяющие возникновение и зональное распространение многочисленных ловушек; 2) положение зон развития ловушек относительно геотектонических элементов, контролирующего характер седиментации и направление миграции флюидов; 3) нефтематеринские толщи, питающие эти зоны, и условия, определяющие возможность локальной миграции внутри зон.

В. Е. Хаин (1954), Н. Ю. Успенская (1962), А. А. Бакиров (1970) важным признаком зоны нефтегазоаккумуляции считают общность возраста продуктивных толщ и сходство геологического строения месторождений.

И. В. Высоцкий (1954) предложил различать следующие зоны нефтегазоаккумуляции: 1) антиклиналей в складчатых областях, поднятий и рифовых массивов на платформах; 2) регионального выклинивания пластов в моноклиналях; 3) регионального несогласия; 4) локальных накоплений песчаных отложений в толще глин, связанных с древними береговыми валами или руслами рек; 5) диапировых и солянокупольных структур.

В своей последней работе А. А. Бакиров (1971) определяет зону нефтегазоаккумуляции как совокупность смежных и сходных по геологическому строению месторождений нефти и газа, приуроченных к определенной единой группе генетически связанных между собой локальных

месторождений. Соответственно А. А. Бакиров выделяет пять генетических классов зон нефтегазонакопления: 1) структурный, связанный с валоподобными поднятиями на платформах, антиклинориями складчатых областей, зонами развития солянокупольных поднятий и погребенных межкупольных поднятий и др.; 2) рифогенный, обязанный рифогенным постройкам; 3) литологический, связанный с региональным выклиниванием коллекторов на склонах крупных поднятий и впадин с замещением проницаемых отложений слабопроницаемыми с погребенными песчаными валоподобными образованиями типа «бар» в прибрежных частях древних морей, с распространением погребенных прибрежно-дельтовых образований палеорек; 4) стратиграфический, связанный с региональным несогласным перекрытием коллекторов относительно непроницаемыми отложениями; 5) литолого-стратиграфический, связанный с зонами выклинивания литолого-стратиграфических комплексов несогласно перекрытых непроницаемыми отложениями.

Н. Ю. Успенская (1972) понимает под зоной нефтегазонакопления группу (линейного или площадного распространения) однотипных месторождений нефти и газа, которые характеризуются закономерной связью с определенными структурными, палеоструктурными или палеогеографическими элементами, общностью нефтегазоносных свит и сходством условий формирования месторождений.

Зоны нефтегазонакопления одного типа могут объединяться в ареалы зон нефтегазонакопления (В. Б. Оленин, 1972). Последние располагаются в пределах крупных структурных элементов бассейнов — на сводах, во впадинах, в прогибах.

Во всех существующих представлениях о зонах нефтегазонакопления они рассматриваются как система месторождений (иногда ловушек) различной структурной формы и соответственно могут классифицироваться по признакам, принятым для классификации структурных форм месторождений. Вместе с тем может быть построена историко-генетическая классификация зон нефтегазонакопления, основанная на признании генетической роли времени (относительно процессов генерации различных углеводородов) и механизма образования (конседиментационный, постседиментационный) структурных форм месторождений в формировании скоплений углеводородов. Под зоной нефтегазонакопления в этом случае предлагается понимать совокупность смежных структурных форм, заключающих или способных заключить скопления нефти или (и) газа, объединенных единством механизма и времени образования их, т. е. тех признаков, по которым проведена классификация ловушек. Такие зоны нефтегазонакопления, естественно, могут не совпадать с зонами, выделяемыми по морфологии и происхождению структурных форм, могут пересекать их, а также сложным путем пересекаться между собой (например, зоны конседиментационных, но разновременных поднятий).

Разновременное образование конседиментационных локальных смежных поднятий, объединенных в единый вал или какую-либо другую систему дислокаций, широко распространено на платформах. Так, например, из трех расположенных на одном валу поднятий (месторождений нефти и газа) — Арчединского, Зимовского и Саушкинского (Дано-Медведицкий ареал зон нефтегазонакопления Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна) Зимовское сформировалось в течение средней и верхней эпохи карбона, а Арчединское и Саушкинское начали формироваться с конца

каменноугольной эпохи и закончили свое образование лишь в конце лейаса (В. А. Киров, 1961). Севернее, в зоне Саратовских дислокаций, также известны смежные разновозрастные поднятия (Елшанское, Соколовогорское и др.).

Наложение по вертикали и соседство в плане разновозрастных и различных по механизму образования структурных форм типично для нефтегазоносных бассейнов эпи платформенных орогенов, узловых впадин и плит докембрийских платформ, т. е. структурных элементов земной коры со сложным и длительным развитием, сопровождавшимся перерывами, изменением структурных планов и др.

Выделение зон нефтегазонакопления по историко-генетическому принципу является одним из методов нефтегазогеологического районирования бассейнов для сравнительной оценки перспектив их нефтегазоносности.

Нефтегазоносные бассейны конседиментационного образования

А. ПЛИТ, СИНЕКЛИЗ И НАЛОЖЕННЫХ ВПАДИН

Нефтегазоносные бассейны, заключенные в синеклизах, плитах и наложенных впадинах, известны не на всех материках. Они отсутствуют в зарубежной Азии и в Австралии.

Всего выявлено 15 нефтегазоносных бассейнов, в том числе в четырех небольших открыто лишь по одному месторождению (*Ливерпульский* и *Бристольский* в Англии, *Меритаймс* в Канаде и *Игл-Плейн* на Аляске).

На территории Советского Союза известно три нефтегазоносных бассейна, в том числе два крупных по площади — *Западно-Сибирский* и *Восточно-Сибирский* (рис. 32), в Северной Америке (США) — четыре бассейна (*Мичиганский*, *Иллинойский*, *Уиллстонский*, *Пермский*), два небольших бассейна расположены на юге Южной Америки (*Сан-Хорхе*), *Неукен*, один — в Европе (*Англо-Парижский*) и один крупный на севере Африки (*Сахаро-Восточноесредиземноморский*).

Большая часть потенциально нефтегазоносных бассейнов находится в Африке и связана с ее центральной, наименее изученной частью. Здесь могут быть выделены бассейны: *Мурзук*, *Куфра*, *Тиндуф-Регган*, *Таудени*, *Южно-Сахарский*, *Вольта*, *Абиссинский*, *Верхненильский*, *Верхнеконголезский*, *Окованго*, *Калахари* (рис. 33).

Значительная группа бассейнов находится на западе Аляски. Некоторые из них находят свое продолжение на Чукотском п-ове (рис. 34). В пределах последнего известен *Анадырский бассейн*, где в отдельных скважинах из молодых отложений получены притоки газа. Два бассейна (*Суханский* и *Алданский*) могут быть выделены в пределах Восточной Сибири, один бассейн (*Тургайский*) — на юге Западной Сибири и один — *Верхнебуреинский* — на Дальнем Востоке.

В Западной Европе перспективны бассейны *Норвежский*, расположенный на месте одноименного моря, *Кардиганский* (Англия) — на месте одноименного залива и *Лузитанский* (Португалия).

В Южной Америке выделяется крупный, слабо изученный *Паранский бассейн* и два бассейна меньших размеров — *Рио-Колорадо* (Аргентина) и *Мараньяо* (Бразилия).

Наконец, на севере Северной Америки имеются три синеклизы — *Гудзонова залива*, *Фокс* и *Антикости* представляющие интерес для поисков нефти и газа.

§ 1. Мичиганский нефтегазоносный бассейн

Бассейн расположен на полуострове, разделяющем озера Мичиган и Гурон, и представляет собой пологую синеклизу докембрийской платформы. С севера и северо-востока он ограничен склонами Канадского

щита, с северо-запада — выступом фундамента — сводом Висконсин, южным обрамлением служат две ветви межбассейного Цинциннатского свода — своды Финдлей и Кэнкекки. Ширина и длина бассейна составляют примерно 400—500 км.

Разрез отложений, выполняющих бассейн, представлен палеозойскими породами мощностью свыше 5000 м и расчленен перерывами на

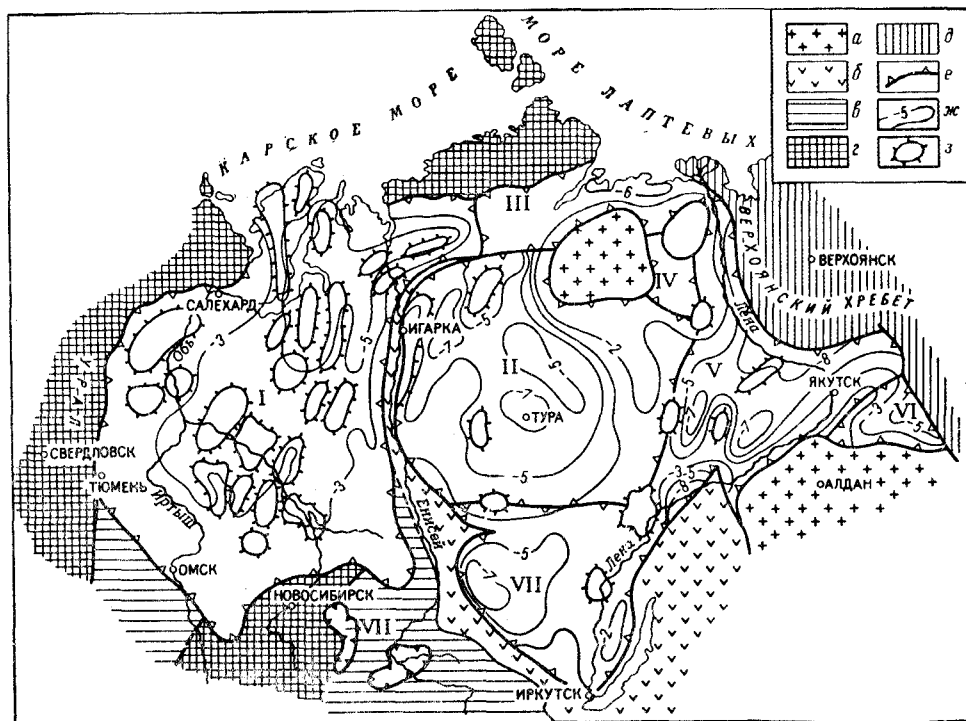


Рис. 32. Обзорная карта нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных бассейнов Западной и Восточной Сибири

Выходы на поверхность или неглубокое залегание пород: а — докембрических кристаллических, б — байкальской складчатости, в — каледонской складчатости, г — герцинской складчатости, д — мезозойской складчатости; е — границы бассейнов; ж — схематические изолинии глубин фундамента в км; з — своды.

Нефтегазоносные и потенциально нефтегазоносные бассейны: I — Западно-Сибирский; II — Восточно-Сибирский; III — Хатангско-Оленекский; IV — Суханский; V — Предверхоянско-Виллюйский; VI — Алданский; VII — Кузнецкий

пять комплексов. Нижний комплекс сложен преимущественно карбонатными породами кембрийского и ордовикского возраста мощностью до 1800 м. Следующий комплекс силурийский. Мощность его достигает 1200 м, он образован карбонатными и эвапоритовыми породами. Третий комплекс девонский (средний и нижний отделы), сложенный преимущественно карбонатными породами, часто с включением эвапоритовых образований. Мощность девонского комплекса до 1300 м. Вышележащий миссисипский комплекс образован преимущественно терригенными породами с редкими включениями эвапоритов, мощность его достигает 1000 м. Верхний пермско-пенсильванский комплекс имеет небольшую мощность

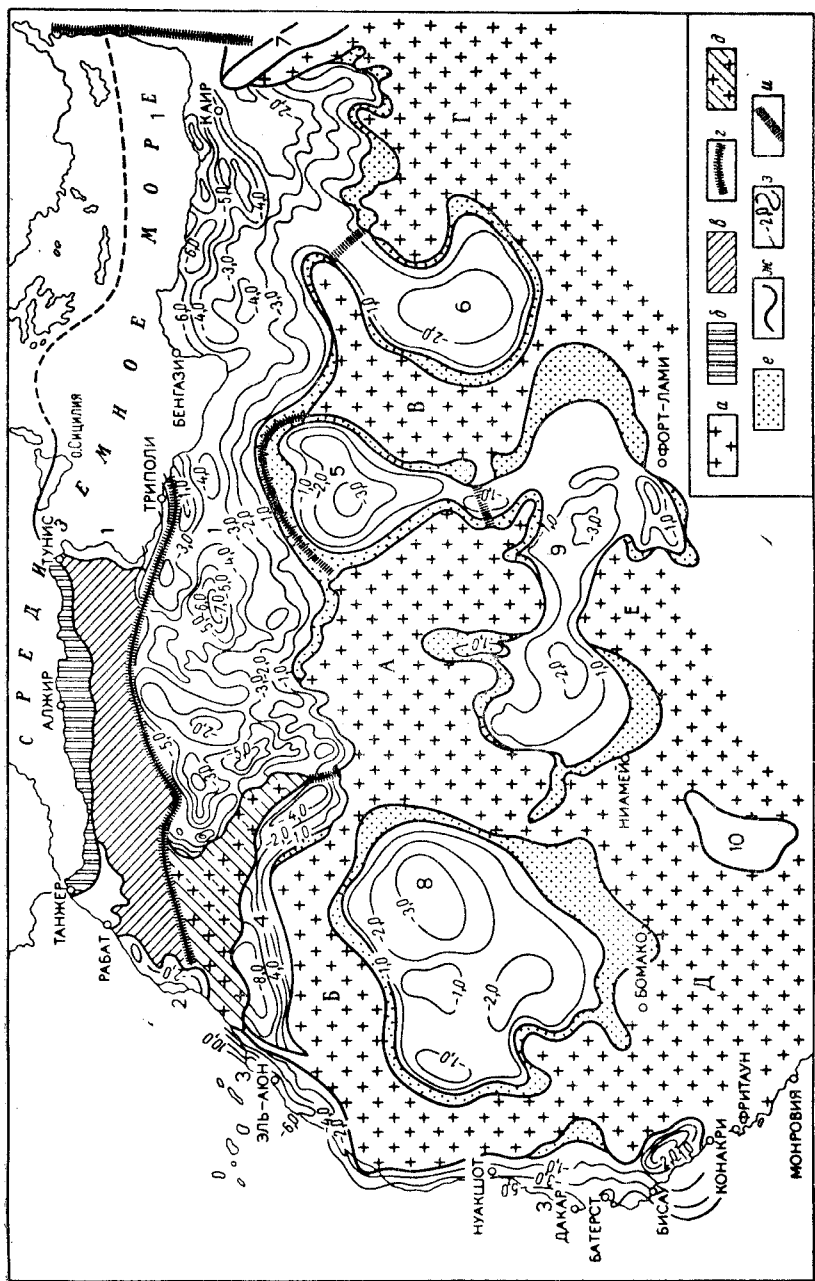


Рис. 33. Нефтегазовые и потенциально нефтегазовые бассейны конседиментационного образования Северной в Центральной Африке
 а — выходы докембрийских пород (массивы); А — Ахагарский, Б — Рибатский, В — Тибести, Г — Нубийский, Д — Леоно-Либрийский, Е — Камерунский; б — Рифско-Гельская складчатая область; в — Атласная складчатая область; з — разломы; ж — границы бассейнов; з — схематические изолинии глубин и Угарты; е — зоны развития маломощных толщ пород (аконсрационная зона); ж — границы бассейнов; з — схематические изолинии глубин Бассейны: 1 — Сахаро-Восточносредиземноморский; 2 — Дуккала-Суэ; 3 — Западно-Африканский; 4 — Тиндуф-Реган; 5 — Мурзук; 6 — Куфра; 7 — Красноморский; 8 — Таудени; 9 — Южно-Сахарский; 10 — Вольта

(310 м), сложен он карбонатно-терригенными породами с прослоями наверху (пермь) гипсов, а внизу (пенсильваний) углей. Разрез венчается мощной толщей (до 300 м) антропогенных образований. Весь разрез отложений, выполняющих бассейн, на периферии синеклизы выходит на поверхность.

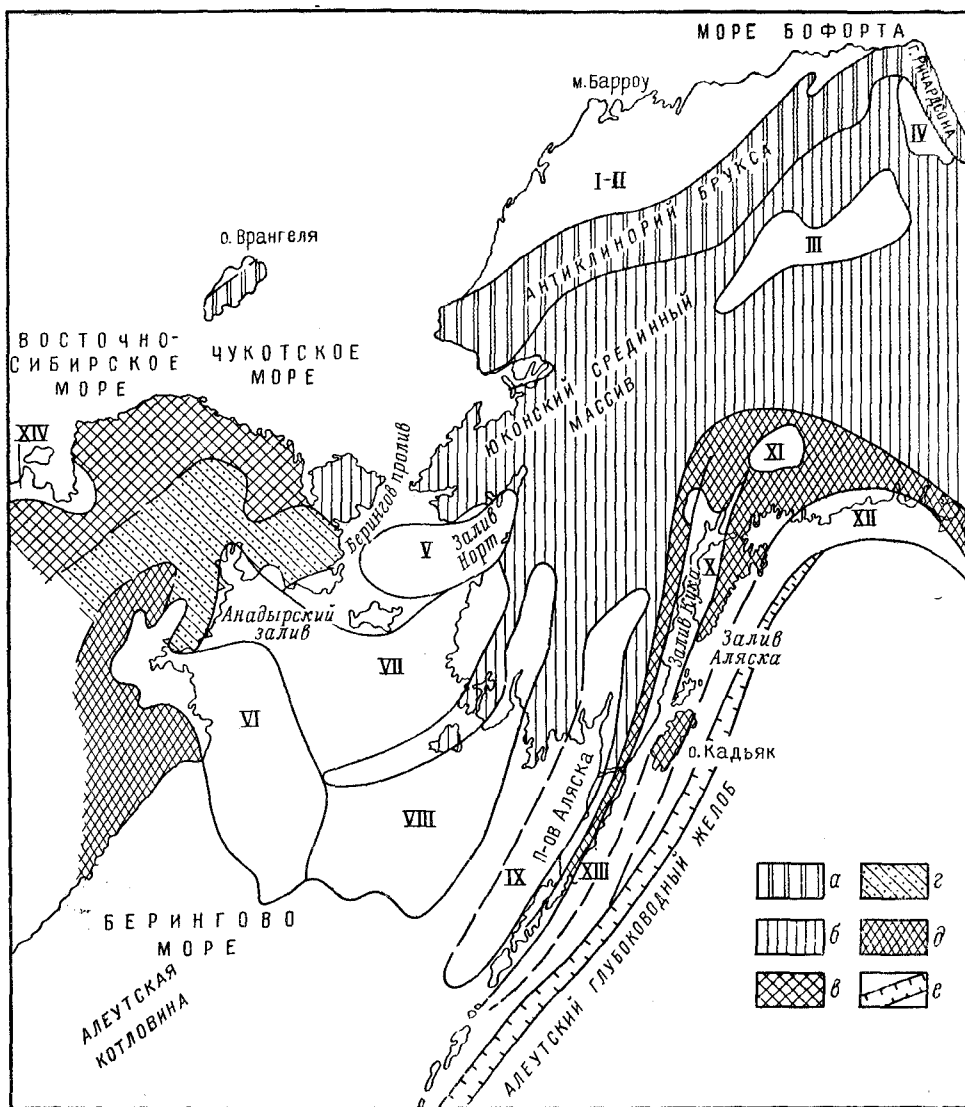


Рис. 34. Обзорная карта расположения нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных бассейнов Аляски и Чукотского п-ова (по А. А. Трофимуку, Н. А. Шило, В. В. Иванову, 1973)

а — эпиплатформенный ороген Брукса-Ричардсона; б — Юконский срединный массив; в — область мезозойской складчатости Чукотского п-ова; г — Охотско-Чукотский вулканогенный пояс; д — Анадырско-Корякская и Южно-Аляскинская альпийские складчатые области; е — Алеутский глубоководный желоб.

Бассейны: I—II — Северной Аляски; III — Юкон-Флетс-Кандик; IV — Игл-Шейн; V — Нортон; VI — Анадырский; VII — Юкон-Крест; VIII — Кускоквим; IX — Бристольский; X — зал. Кука; XI — Колпер-Ривер; XII — Сент-Элиас; XIII — п-ова Аляски; XIV — Чаунский

Нефтегазоносность распространена почти по всему разрезу палеозойских отложений бассейна. В ордовикских, силурийских и девонских отложениях выделяется 11 продуктивных толщ (прери-дюшён, сент-питер, блэк-ривер, трентон, ниагара, браун-ниагара, селайна, детройт-ривер, роджер-сити, данди, траверс) с коллекторами, представленными доломитами и (или) известняками. В низах пенсильванских отложений продуктивна толща энтрим (или элсуорт) с коллекторами, образованными трещиноватыми глинистыми сланцами. Выше в миссисипских (свиты бири, маршалл, мичиган-стрэй) и пенсильванских (горизонт парма в свите сэгиноу) отложениях коллекторами являются песчаники. Всего в разрезе выделяется 20 продуктивных горизонтов.

Первое в бассейне промышленное месторождение нефти Сэгиноу было открыто в 1925 г.

Всего в Мичиганском бассейне выявлено около 200 нефтяных и 120 газовых месторождений с начальными разведанными запасами 164 млн. т нефти и 113 млрд. м³ газа (включая попутный) (рис. 35). Извлекаемые запасы нефти (газа) большинства месторождений не превышают 150 тыс. т (170 млн. м³).

Нефтяные и газовые месторождения бассейна приурочены в основном к небольшому асимметричному конседиментационным брахиантиклиналям длиной от 2 до 8 км, шириной от 1 до 3 км. Высота брахиантиклиналей обычно не превышает 20 м. Брахиантиклинали иногда группируются в линейно вытянутые валообразные зоны, простирающиеся преимущественно с юго-востока на северо-запад. Наиболее крупной является зона нефтегазонакопления Ховелл в юго-восточной части Мичигана. Она

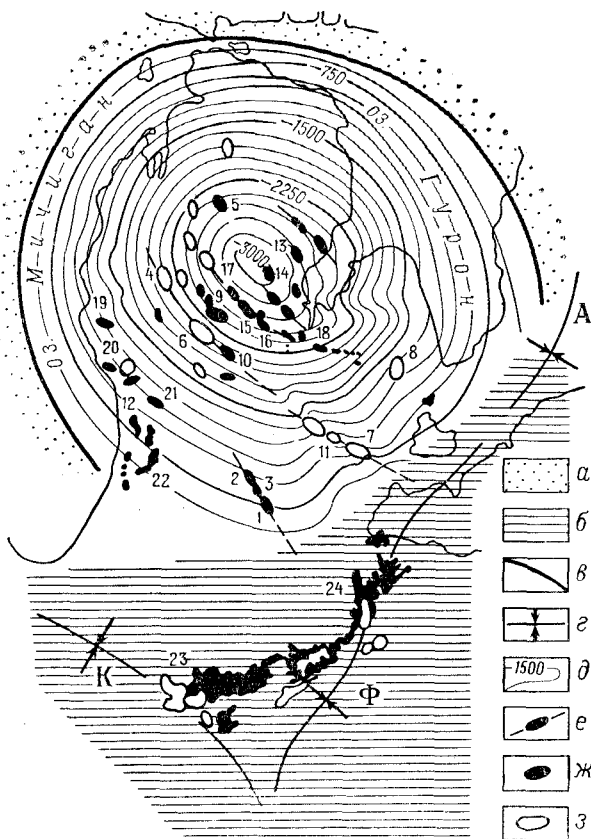


Рис. 35. Мичиганский нефтегазоносный бассейн

a — аконсервационная зона; *b* — Цинциннатское межбассейновое поднятие; *в* — осевые зоны сводов; *K* — Кэнкекки, *Ф* — Финдлей, *A* — Альконкуинского; *г* — границы бассейна; *д* — изогипсы поверхности фундамента в м; *е* — зоны нефтегазонакопления; месторождения: *ж* — нефтяные, *з* — газовые.

Месторождения (типичные и основные): 1 — Сцино; 2 — Албион; 3 — Пьюласки; 4 — Рид-Сити; 5 — Бивер-Крик; 6 — Сикс-Лейк; 7 — Норвилл; 8 — Питерс; 9 — Брумфилд; 10 — Кристал; 11 — Корнерс; 12 — Ховелл; 13 — Дип-Ривер; 14 — Ванай; 15 — Маунт-Шлезанг; 16 — Портер; 17 — Литон, Вернон; 18 — Сэгиноу; 19 — Пентуатер; 20 — Маскегон; 21 — Гранд-Рэпидс; 22 — Влумингдейл; арсаль зон нефтегазонакопления Цинциннатского поднятия: 23 — Трентон, 24 — Лима

характеризуется асимметричным строением. Северо-восточное ее крыло пологое с падением слоев 20—25 м/км, на юго-западном крыле, осложненном разрывом, падение слоев возрастает до 60—110 м/км.

Южная часть бассейна, располагающаяся на склоне межбассейнового Цинциннатского свода, представляет гомоклиналь, осложненную помимо локальных замкнутых поднятий также структурными террасами и носами.

Для бассейна характерно развитие залежей нефти и газа, заключенных в ограниченных песчаных телах различного образования, пористых, кавернозных и трещиноватых телах карбонатных пород и в рифовых массивах.

В песчаных пластах парма, мичиган-стрэй, маршалл и бири развиты преимущественно газовые залежи в песчаных линзовидных телах. Нижнепенсильванские базальные песчаники парма залегают в древних руслах рек. Наиболее продуктивный на газ миссисипский песчаник мичиган-стрэй представляет прибрежные валы, накапливающиеся на отмелях. Последние развивались на месте конседиментационных поднятий. Пласты бири образуют отдельные песчаные линзы в толще глин. Мощность продуктивных песчаных горизонтов обычно составляет несколько метров и не превышает 10 м. Примерами месторождений, заключающих залежи в песчаных линзах, являются месторождения Остин и Сикс-Лейк.

В бассейне широко развиты также газонефтяные залежи в девонских известняках и доломитах, приуроченные к участкам, характеризующимся повышенными значениями пористости и проницаемости. Эти участки развиты в зонах выщелачивания и вторичной доломитизации пород, обычно на месте небольших погребенных эрозионных выступов. Залежи располагаются в наиболее приподнятых частях выступов (массивные залежи) или на склонах их. Залежи подобного типа характерны для отложений серии траверз (на юго-западе бассейна) и свит роджерс-сити и данди (центр и запад бассейна).

С зонами повышенной трещиноватости связаны сравнительно крупные залежи нефти месторождений Сципио, Албион и Пьюласки, расположенных на юге бассейна. Месторождения приурочены к узкому неглубокому (амплитуда 10 м) прогибу, ограниченному продольными разломами. Среднеордовикские известняки (трентон и блэк-ривер) в этом прогибе характеризуются повышенной трещиноватостью и значительным развитием вторичной доломитизации.

Месторождения рифовых массивов развиты на склонах бассейна, особенно на юго-восточном и восточном. Рифы обычно силурийского возраста (селейна и ниагара), реже среднедевонского. Залежи газа, реже нефти располагаются как в теле приподнятой части самого рифа (ниагара), так и в облегающих его известняках селейна. Повышенная газоносность свиты селейна связана с наличием в ее разрезе эвапоритов.

На северо-восточном борту межбассейнового свода Кэнкекки и на северо-западном склоне межбассейнового свода Финдлей (район Лима — Индиана) известно несколько десятков газовых месторождений (значительная часть которых уже выработана) с залежами в известняке трентон (средний ордовик) преимущественно в пористых зонах в слабо выраженных осложнениях моноклинали (структурные носы, террасы, реже небольшие поднятия), приуроченных к флекуре. Месторождения образуют зону, протягивающуюся на расстояние 240 км при ширине до 30 км. Основные запасы (и добыча) нефти в бассейне связаны с девонскими

карбонатными породами, газа — с миссисипскими породами. В распределении нефтегазоносности по разрезу намечается выраженная тенденция увеличения нефтеносности с глубиной при преимущественной концентрации газовых скоплений на глубинах до 1000 м.

§ 2. Иллинойский нефтегазоносный бассейн

Бассейн приурочен к крупной пологой синеклизе в теле докембрийской Северо-Американской платформы. В плане длина и ширина синеклизы соответственно равны примерно 800 и 550 км. Бассейн ограничен на востоке Цинциннатско-Финдлейским поднятием, на северо-востоке — поднятием Кэнкекки, на северо-западе — сводом Висконсин, на западе и юго-западе — Миссисипским сводом, поднятием Линкольн и сводом Озарк. Южным обрамлением является небольшой свод Паскоала. Последний образовался лишь в мезозойское время; поднятие Кэнкекки, сочленяющее Иллинойский и Мичиганский бассейны, возникло в девонское время. Все пограничные своды представляют пологие выступы древнего фундамента, покрытие маломощным чехлом палеозойских отложений. Наиболее погруженная часть бассейна выделяется под названием прогиба Фэйрфилд. Фундамент здесь залегает на глубине более 3500 м. Прогиб отделяется от восточного склона бассейна крупной антиклинальной зоной Ла-Саль, а от западного склона — флексурой Дюкуэн. На юге бассейна проходит широтно вытянутая зона сбросов Раф-Крик, южнее которой протягивается узкая синклинали Мурмэн.

Иллинойский бассейн сложен мощной (до 3,5 км) толщей палеозойского возраста. Среди пород кембрийско-миссисипского возраста широко распространены карбонатные толщи. Пенсильванская система представлена терригенными породами, верхняя часть разреза которых является угленосной.

В разрезе отложений выделяется 25 продуктивных пластов песчаников, реже известняков в пенсильванских (только песчаники) и миссисипских породах и известняков, рифовых в силуре и доломитов.

Начальные извлекаемые запасы нефти в бассейне оцениваются в 514 млн. т, свыше 70% которых заключены в коллекторах-песчаниках; извлечено свыше 500 млн. т.

Большая часть залежей нефти и газа в бассейне находятся на глубине, не превышающей 1500 м.

Промышленная нефтегазоносность бассейна была установлена в 1904 г. с открытием нефтяного месторождения Вестфилд.

Большая часть нефтяных (свыше 300) и небольших газовых (несколько десятков) месторождений связана с локальными конседиментационными поднятиями. Все наиболее крупные нефтяные и газонефтяные месторождения располагаются в пределах прогиба Фэйрфилд, в зонах газонефте-накопления Ла-Саль и Дюкуэн и в синклинали Мурмэн (рис. 36).

Добыча нефти в прогибе Фэйрфилд составляет около 40% всей добычи нефти в бассейне, в зоне Ла-Саль — около 25%, Дюкуэн — 26%. Свыше 50% всей добычи нефти получено из отложений честер.

Антиклинальная зона Ла-Саль простирается в меридиональном направлении на расстояние до 400 км, полого погружаясь на север. Западное крыло антиклинали более крутое, чем восточное. Локальные поднятия весьма слабо выражены, располагаются кулисообразно по отношению

друг к другу. Связанные с ними месторождения часто содержат несколько залежей с различной степенью связи со структурой. В карбонатных породах ордовика, девона и нижнего миссисипиона содержатся залежи сводового типа, иногда в эрозионных выступах известняков, выше в песчаниках пенсильванского и миссисипского возраста залежи заключены

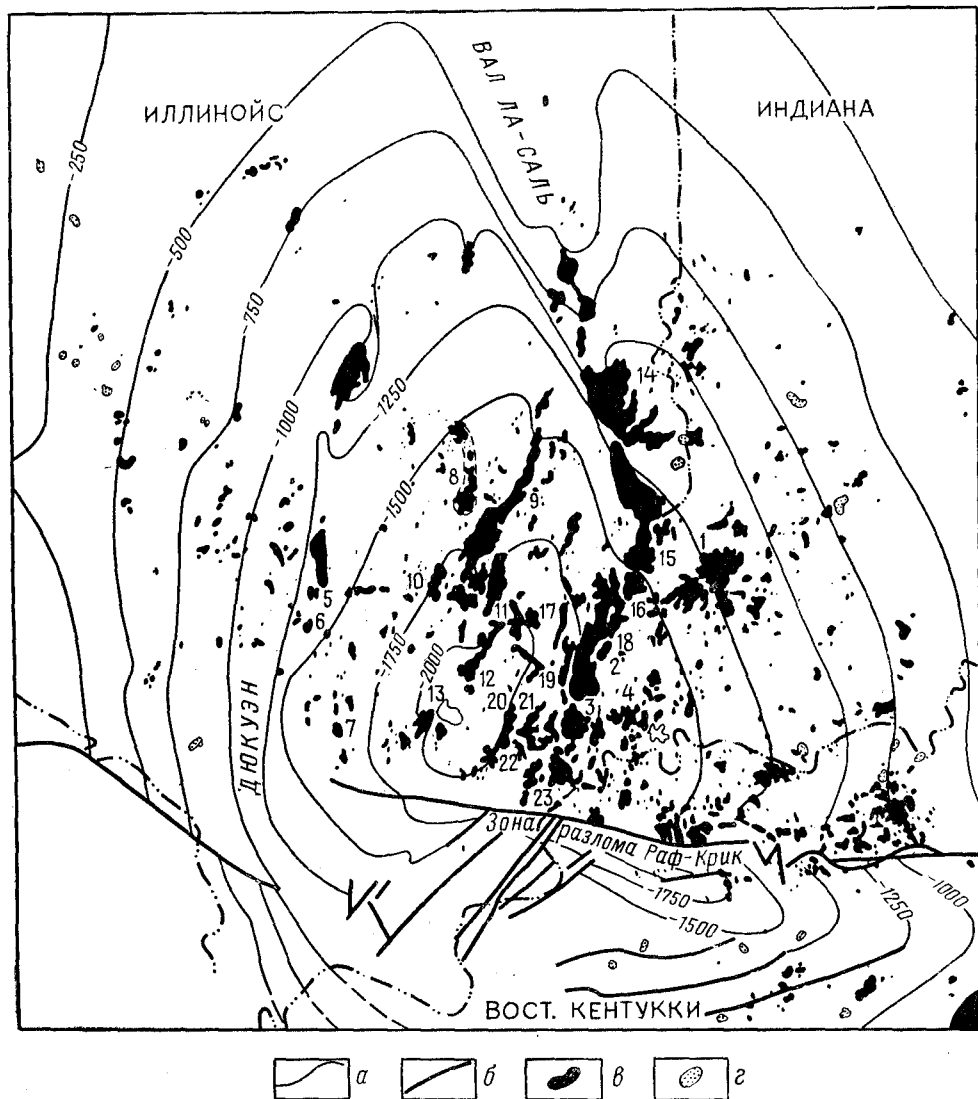


Рис. 36. Иллинойский нефтегазовый бассейн

а — изолинии глубин кровли свиты трентон; б — разрывы; месторождения: в — нефтяные, г — газовые.

Месторождения: 1 — Лауден; 2 — Сент-Джемс; 3 — Сентралия; 4 — Салем; 5 — Войд; 6 — Вудлон; 7 — Бентон; 8 — Сейлор-Спрингс; 9 — Клей-Сити; 10 — Джексонвилл; 11 — Голденгейт; 12 — Уорлшул; 13 — Дейл; 14 — Олд-Иллинойс; 15 — Элленс-дейл; 16 — Маунт-Кармел; 17 — Алблон; 18 — Нью-Хармони; 19 — Филлипстоун; 20 — Роланд; 21 — Стормс; 22 — Геральд; 23 — Инмен

в тупиковых литологически экранированных и литологически ограниченных ловушках. В частности, нефтеносные пенсильванские песчаники иногда представляют линзовидные тела типа береговых валов. Газовые месторождения на антиклинали Ла-Саль группируются преимущественно вдоль восточного пологого крыла. Пластовые сводовые залежи связаны с неглубоко залегающими (до 300 м) песчаниками пенсильванского или реже миссисипского (честер) возраста.

Для зоны Дюкуэн характерны месторождения пологих конседиментационных, иногда осложненных разрывами, поднятий. В синклинали Мурмэн открыты крупные залежи нефти (зона Апекс-Трэнд), приуроченные к линзовидным песчаникам честер (дельтовые и русловые отложения), принимающим иногда участие в строении конседиментационных поднятий.

Подчиненное значение в бассейне имеют месторождения, приуроченные к рифовым массивам силурийского возраста, с залежами в рифовых известняках и облегающих их пластах девонского и миссисипского возраста. Ряд тектонически экранированных залежей выявлен в зоне разрывов Раф-Крик. На западном борту бассейна известны газовые месторождения, как приуроченные к локальным поднятиям (Карлинвилл, Стоунтон, Спарта, Эва и др.), так и связанные с моноклиналим залеганием пластов. В пределах последних газовые скопления обуславливаются выклиниванием коллекторов. Так, например, залежи газа на месторождении Джексонвилл приурочены к пологой (до 1°) моноклинали и к пронизываемым (трещиноватым) зонам известняков и черных аргиллитов миссисипского возраста.

§ 3. Уиллистонский нефтегазоносный бассейн

Уиллистонский бассейн представляет собой неглубокую синеклизу, юго-западный борт которой несет следы незначительного воздействия ларамийской складчатой системы Скалистых гор. Это воздействие находит свое отражение в антиклинальной зоне Цедар-Крик, протягивающейся параллельно горному сооружению на протяжении около 200 км.

На северо-западе бассейн граничит с Западно-Канадским пограничным бассейном через межбассейновый свод Суитграсс и северо-восточное продолжение его — небольшое поднятие Норт-Батлфорд, на юго-востоке — с нефтегазоносными бассейнами Крейзи-Булл-Маунтин и Паудер-Ривер. От последнего и от южнее расположенного Западного Внутреннего бассейна Уиллистонский бассейн отделен поднятием Блэкхилс, которому на востоке соответствует выступ Канадского щита — поднятие Сиу. На востоке распространение бассейна ограничивается малой мощностью осадочных пород, залегающих на докембрийском фундаменте (рис. 37).

Отложения, выполняющие бассейн, представлены породами от кембрийского до палеогенового возраста в основном морского происхождения. В разрезе девона, миссисипия и особенно юры довольно широко развиты также лагунные фации — отложения эвапоритов. В палеозойских образованиях резко преобладают карбонатные породы, которые почти отсутствуют в отложениях мезозойского возраста. Максимальная мощность отложений бассейна несколько смещена на юг и достигает 4300 м.

В бассейне Уиллистон выявлено свыше 300 нефтяных и газонефтяных месторождений и несколько чисто газовых месторождений.

Нефтегазоносными являются песчаники мелового, юрского, ранне-миссисипского и ордовикского возраста и известняки (органогенные,

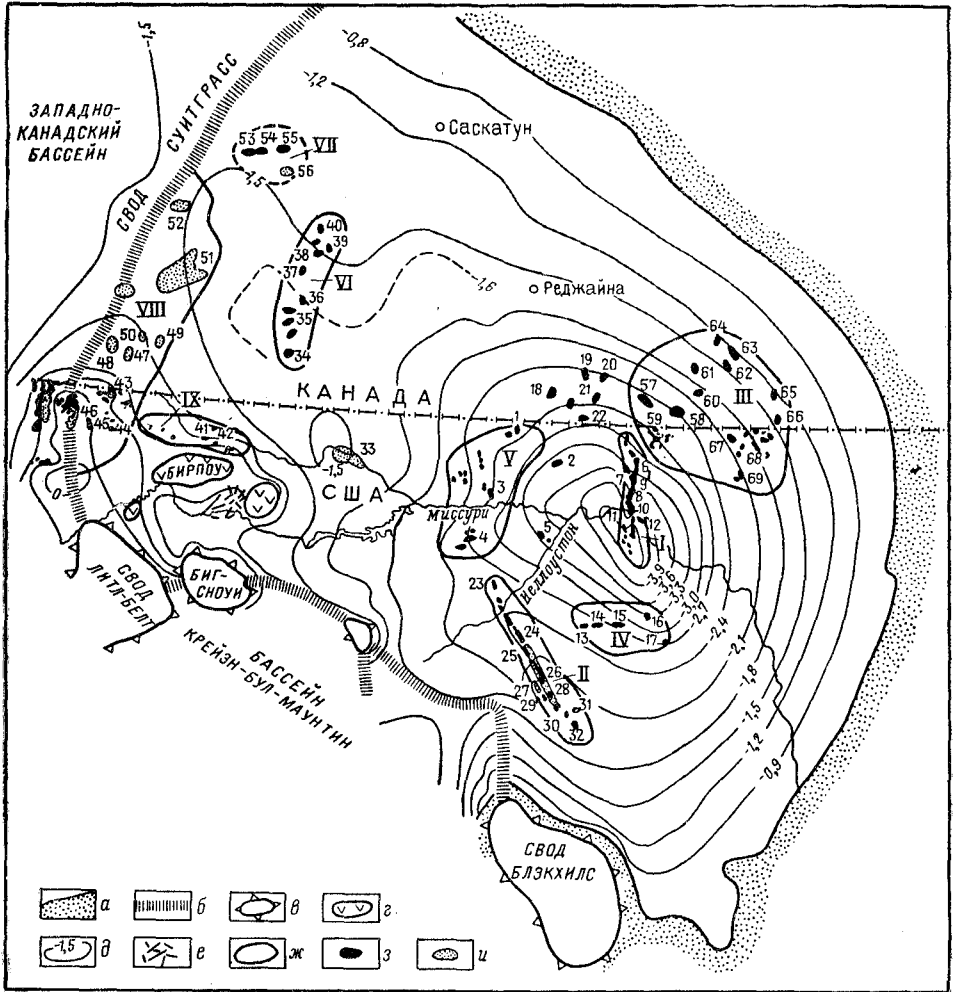


Рис. 37. Уиллстонский нефтегазоносный бассейн

a — аконсервационная зона и границы бассейна; *b* — межбассейновые поднятия; *e* — краевые своды; *z* — интрузивные массивы; *д* — изолинии глубин в км; *e* — сбросовые зоны; *ж* — контуры зон и ареалов зон нефтегазонакопления; месторождения: *з* — нефтяные, *и* — газовые.
 Зоны нефтегазонакопления: I — Нессон, II — Цедар-Крик; ареалы зон нефтегазонакопления: III — Саурис-Валли, IV — Фрайберг, V — Поплар, VI — Рапдан-Фостертон, VII — Колвилл-Смайли, VIII — Восточно-Сунтграсский, IX — Северо-Бирпуоский.

Месторождения: 1 — Аутлук; 2 — Двайер; 3 — Поплар; 4 — Ричей; 5 — Брорсон; 6 — Норт-Тайога; 7 — Тайога; 8 — Бивер-Лодж; 9 — Уайт-Эрт; 10 — Хофленд; 11 — Чарлсон; 12 — Антилоп; 13 — Скориа; 14 — Фрайберг; 15 — Зенит; 16 — Диккинсон; 17 — Буффало-Крик; 18 — Хаммингберд; 19 — Уэйберн; 20 — Мидейл; 21 — Оунгре; 22 — Ратклифф; 23 — Дир-Крик; 24 — Пайн; 25 — Кэбин-Крик; 26 — Пеннел; 27 — Шлевна; 28 — Сидар-Крик; 29 — Лилт-Бивер; 30 — Траверс; 31 — Отгернес; 32 — Буффало; 33 — Баудойн; 34 — Рапдан; 35 — Доллард; 36 — Инстоу, Вон-Крик; 37 — Галл-Лейк; 38 — Кантуар; 39 — Саксес; 40 — Фостертон; 41 — Бауис; 42 — Тайгер-Ридж; 43 — Флет-Кули; 44 — Утопия; 45 — Девон; 46 — Кевин-Санберст; 47 — Пандан-Д'Орей; 48 — Смит-Кули; 49 — Мезиберис; 50 — Эциком; 51 — Медисин-Хэт; 52 — Баиндлос; 53 — Уайтсайд; 54 — Колвилл; 55 — Брон; 56 — Батрам; 57 — Стилмен; 58 — Аламеда; 59 — Ривел; 60 — Алида; 61 — Паркмен; 62 — Дейли; 63 — Вирден-Розли; 64 — Керкелла; 65 — Сурис-Хартни; 66 — Уайтуотер; 67 — Хаас; 68 — Ньюбург; 69 — Глейберн

обломочные, оолитовые) миссисипского, девонского, силурийского и ордовикского возраста. Свыше 90% выявленных запасов нефти связано с допенсильванскими отложениями.

Большая часть известных в бассейне нефтяных и газонефтяных месторождений приурочена к хорошо выраженным зонам или ареалам зон нефтегазонакопления.

Зона нефтегазонакопления Нессон приурочена к меридионально вытянутому виду, четко выраженному в меловых отложениях и расположенному в наиболее прогнутой части бассейна. Длина вала около 160 км, ширина 25 км, высота (по меловым отложениям) 105 м. С глубиной высота вала уменьшается до 30 м.

В зоне Нессон выявлено свыше 50 нефтяных месторождений, в том числе сравнительно крупные Бивер-Лодж и Тайога. Нефтеносны отложения всех систем палеозоя. Залежи нефти пластовые сводовые и сводовые массивные.

Зона Цедар-Крик представляет собой валообразное поднятие, расположенное на юге западного борта бассейна. Длина его 170 км, ширина около 24 км, высота (по меловым отложениям) 30 м. С глубиной амплитуда вала увеличивается и наклон слоев достигает 10°. В зоне Цедар-Крик открыто более 20 нефтяных и 50 газонефтяных и газовых месторождений, приуроченных к сравнительно небольшим пологим брахиантиклиналям. Нефтеносными являются меловые и палеозойские отложения.

Ареал зон Саурис-Валли находится севернее зоны Нессон. В его пределах выявлено свыше 60 месторождений нефти с залежами, заключенными главным образом в известняках и реже в песчаниках миссисипского возраста. Меньшее значение имеет нефтеносность нижнего триаса, девона, силура и ордовика.

Миссисипские отложения участвуют в строении полого наклоненной на юго-запад моноклинали, ограниченной сверху и снизу несогласиями в залеганиях пород.

Месторождения нефти связаны со структурными носами, террасами и небольшими куполами, а также с эрозионными выступами (останцами) размытой поверхности миссисипских отложений, трудно объединяемых в зоны.

Большая часть залежей нефти в той или иной степени контролируется несогласиями и выклиниванием пород, в меньшей степени формой изгиба их. Залежи нефти, связанные с выклиниванием известняков по восстанию, известны, например, на месторождениях Вирден-Розали, Норт-Вирден-Роли, Дейли, Ист-Кромер; залежи, связанные с выклиниванием песчаников — на месторождениях Флейсберг. Все эти месторождения выражены на поверхности структурными носами и террасами. С погребенными останцами пород миссисипского возраста, облекаемыми мезозойскими отложениями, связаны массивные залежи нефти месторождений Элида, Инденвайл, Вест-Ноттингем и др.

Ареал зон нефтегазонакопления Фрайберг находится южнее зоны Нессон и содержит 15 нефтяных месторождений, приуроченных к небольшим брахиантиклиналям и флексурно изогнутым слоям. Продуктивными являются отложения палеозойского возраста.

Небольшой ареал зон Колвилл-Смайли расположен на южном склоне поднятия Норт-Батлфорд. Месторождения нефти и газа связаны с пологими поднятиями. Наиболее крупным является газонефтяное месторождение

Колвилл. Нефть заключена в миссисипских песчаниках (пластовая сводовая залежь), которые на севере размыты и перекрыты песчано-глинистыми породами мелового возраста, газ — в песчаниках нижнего мела.

Зона Рапдан-Фостертон находится на севере западного борта бассейна (Саскачеван) и прослеживается на 150 км. Известные здесь нефтяные залежи сконцентрированы в песчаниках юрского (свиты ван-гард, шауна-вон) и раннемелового возраста. Юрские отложения несогласно подстилаются миссисипскими и несогласно перекрываются меловыми. В пределах юрских отложений имеются три перерыва в осадконакоплении. Соответственно большая часть залежей нефти стратиграфически и литологически экранированные, и в целом вся зона нефтенакпления обусловлена несогласиями в залегании пород, в меньшей степени — формами залегания пород. В зоне Рапдан-Фостертон выявлено более 15 нефтяных месторождений.

Восточно-Суитграсский и Северо-Бирпоуский ареалы зон характеризуются повышенной газоносностью. В первой выявлено 20 газовых и 15 нефтяных месторождений, во второй — два нефтяных и 10 газовых месторождений. Газоносны преимущественно отложения мезозойского возраста.

Восточно-Суитграсский ареал зон находится на северном склоне межбассейнового поднятия Суитграсс, Северо-Бирпоуская — на северном склоне небольшого поднятия Бирпоу.

Уиллистонский бассейн в целом отличается небольшой удельной плотностью запасов нефти (4 тыс. т/км²), так как значительная площадь его (свыше 80%) лишена промышленных месторождений (или недостаточно разведана?). Доля запасов свободного газа составляет лишь 8%, большая часть которых сконцентрирована на западе бассейна. Основные запасы нефти в бассейне связаны с зонами нефтенакпления Нессон и Цедар-Крик.

§ 4. Пермский нефтегазоносный бассейн

Пермский бассейн занимает обширную территорию прерий Восточного Техаса и плоскогорья Великих равнин США и примыкает с запада к Скалистым горам, отделяясь от них небольшими глыбовыми горами с неглубоким залеганием древнего фундамента в пределах их (рис. 38).

На севере Пермский бассейн сочленяется с Западным Внутренним через субширотное ориентированное поднятие Уичито-Амарилло, выраженное в рельефе невысокими горными хребтами. Поднятие Уичито-Амарилло протягивается почти на 500 км и состоит из нескольких крупных горстов и горст-антиклиналей с обнажающимися на поверхности или неглубоко залегающими кристаллическими породами докембрия.

Поднятие Уичито-Амарилло представляет наиболее приподнятую часть одноименного авлакогена, южная, более погруженная, но также сильно структурно расчлененная часть которого принадлежит северной окраине Пермского бассейна.

На востоке Пермский бассейн через крупное платформенное поднятие свод Бенд граничит с бассейном Мексиканского залива. В меридиональном направлении он протягивается почти на 300 км. Наиболее приподнятая часть его (Ллано), где на поверхность выходят докембрийские породы, смещена на юг и прижата к погребенной герцинской складчатой системе

распространены преимущественно на западе, мощность их не превышает 1100 м. Мощность палеозойских пород достигает 7000 м, из них почти половина принадлежит отложениям пермского возраста. Для последних характерна насыщенность верхней части пластами ангидритов и галитом, залегающими среди доломитов, расслоенных терригенными отложениями, развитие мощных рифовых образований (риф Капитэн — верхняя пермь, риф Эбо — нижняя пермь, атолл Хорешу — нижняя пермь, верхний пенсильваний).

Весь разрез палеозойских отложений в целом характеризуется преобладанием карбонатных пород, роль которых несколько снижается на востоке бассейна в пределах свода Бенд. Разрез изобилует перерывами, наиболее четко в структуре бассейна фиксируется перерыв, расположенный на границе пермских и пенсильванских отложений.

Основной структурный план бассейна определяется крупным плоским поднятием с крутыми склонами, которое прослеживается в центральной части бассейна. Поднятие выделяется под названием Центральной платформы и протягивается в субмеридиональном направлении на 300 км при ширине до 90 км. В наиболее приподнятой части поднятия пермские отложения залегают непосредственно на ордовикских породах.

Поднятие Центральной платформы делит Пермский нефтегазоносный бассейн на две впадины — Делавер на западе и Мидленд на востоке. Наиболее отчетливо оно выражено в допермских отложениях, которые несогласно перекрываются сравнительно полого залегающими пермскими и более молодыми отложениями. Мощность осадочных пород в своде поднятия не превышает 2000 м. Вдоль юго-западного склона (в присводовой части) поднятия Центральной платформы протягивается риф Капитэн, с востока к которому примыкает «песчаный пояс». Риф Капитэн окаймляет Центральную платформу также с северо-востока.

На юге поднятие Центральной платформы меняет свое простирание на юго-восток и продолжается в небольшое поднятие Пекос, которое далее на юго-востоке подходит к юго-западному ответвлению (выступу) поднятия Ллано. Выступ известен в американской литературе под названием свода Эдвардс.

Делаверская впадина имеет пологий широкий юго-западный склон, примыкающий к Скалистым горам, и наиболее прогнутую часть, смещенную к Центральной платформе, где фундамент находится на глубине более 7000 м. В средней части впадина Делавер выполнена мощной толщей эвапоритовых пород позднепермского возраста. Рифогенный массив Капитэн окаймляет впадину с севера и юго-запада и вместе с рифом юго-западного склона Центральной платформы образует полукольцо.

Впадина Мидленд характеризуется меньшими размерами и мощностью осадочных пород до 4000 м. Ее восточный склон образован западным крылом свода Бенд. Крайняя западная часть крыла выделяется под названием Восточной платформы, или шельфа. На севере впадина Мидленд ограничивается широко вытянутым поднятием Матадор (запад) — Ред-Ривер (восток), которое примыкает на востоке к поднятию Мюнстер. Между этой системой поднятий и поднятием Уичито-Амарилло находится прогиб Пало-Дуро (запад) и Хардеман.

В северной половине впадины Мидленд находится крупный рифовый атолл Хорешу. На юге бассейна между его обрамлением (Маратон, Де-

вилс-Ривер) и поднятием Пекос-Эдвардс протягивается узкий прогиб — Вал-Верде на западе и Керр на востоке. Впадины, прогибы и поднятия Пермского бассейна осложнены локальными поднятиями различной природы и, в частности, связанными с рифами и погребенными эрозионными выступами, часто группирующимися в зоны.

Промышленная нефтеносность Пермского нефтегазонасного бассейна была установлена в 1912 г., первое газовое месторождение было открыто в 1928 г. В настоящее время в бассейне насчитывается не менее 5500 нефтяных и газовых месторождений с начальными запасами нефти 3,1 млрд. т и газа 3,1 трлн. м³.

Нефтегазонасность Пермского бассейна связана прежде всего со средней и нижней частями пермских отложений. Последние содержат более 70% всех запасов нефти бассейна. Нефтегазонасными являются известняки, доломиты, песчаники. Второе место по запасам нефти занимают пенсильванские известняки. Нефтеносность более древних отложений (известняки и доломиты девона, силура, верхнего ордовика и кембрия, песчаники ордовика и кембрия) и меловых сравнительно незначительна. Для ордовика (известняки элленбергер) характерна высокая газонасыщенность на больших глубинах (более 4500 м).

Пермский бассейн в целом характеризуется значительной плотностью запасов нефти (свыше 45 тыс. т/км²), превышающей плотность запасов всех других бассейнов Северо-Американской платформы, причем плотность во впадинах (Делавэр, Вал-Верде) больше, чем на поднятии Центральной платформы.

Большая часть месторождений нефти и газа Пермского бассейна связана с пологими брахиантиклиналями, иногда с погребенными эрозионными или рифовыми выступами и в меньшей степени с моноклиналями. Соответственно среди залежей нефти и газа выделяются пластовые сводовые, массивные сводовые и литологически экранированные, в меньшей степени залежи других типов.

Месторождения брахиантиклинальных форм группируются в зоны и ареалы зон различных размеров. Выделяются следующие основные зоны (ареалы) нефтегазонакопления.

Антиклинальные зоны песчаного (зарифового) пояса поднятия Центральной платформы — песчаная толща сложена тонкозернистыми песчаниками, с прослоями аргиллитов, доломитов, реже ангидритов. Мощность толщи 20—360 м, мощность отдельных пластов 5—20 м. Месторождения представлены слабо выраженными поднятиями; залежи преимущественно пластовые сводовые, реже — на востоке в зоне замещения песчаников ангидритами — литологически экранированные.

В восточной наиболее приподнятой части песчаного пояса развиты преимущественно газовые залежи, ниже — нефтяные. В пределах ареала зон песчаного пояса известны следующие крупные месторождения (с севера на юг): Хоббс, Хаис, Харди, Пенроус-Скелли, Маттикс, Киистон, Хендрик, Норт- и Саут-Уорд.

Ареал зон, связанный с антиклиналями поднятия Центральной платформы — значительная часть зон смещена на восточное крыло поднятия, протягиваясь кулисообразно с северо-запада на юго-восток; менее развиты зоны в средней части поднятия. В пределах свода Пекос прослеживается антиклинальная часть Риган почти меридионального простирания, на севере входящая во впадину Мидленд.

Месторождения связаны с брахиантиклиналями, для которых характерно значительное различие в строении допермских и пермских структурных планов. Нефтегазоносными являются как пермские, так и допермские отложения. Коллекторы преимущественно карбонатные. Среди месторождений выделяются размерами Доллархаид, Голдсмит, Юнион-Фуллертон.

Залежи нефти преимущественно массивные и приурочены к известняково-доломитовым толщам; реже встречаются залежи в песчаниковых резервуарах пластовые сводового типа, иногда литологически и стратиграфически экранированного типов.

На крупном месторождении Иейтс, расположенном на юге поднятия Центральной платформы, продуктивны верхнепермские и подошвенные песчаники нижнего мела. Залежи литологически экранированные. Извлекаемые запасы нефти свыше 200 млн. т.

Матадорская зона — к поднятию Матадор — Ред-Ривер приурочена зона нефтегазонакопления с несколькими небольшими месторождениями, представленными брахиантиклиналями и куполами, осложняющими поднятия, или отдельными рифовыми выступами. Нефтегазоносны пермские карбонатные (клар-форк) отложения и пенсильванские известняки серий циско, каньон, строун (месторождения Антон-Айриш, Электра, К. М. А.), а также ордовикские (элленбергер) известняки (месторождение К. М. А.).

Зона нефтегазонакопления Левелленд-Слоутер — зона расположена юго-западнее вала Матадор. В зоне выделяются два крупных месторождения Слоутер и Левелленд. Первое месторождение связано с моноклиналью (залежи литологически экранированные в верхнепермских породах), второе — с брахиантиклиналью (продуктивны верхняя пермь и пенсильваний).

Моноклиальная зона нефтегазонакопления Спраберри-Тренд — зона расположена во впадине Мидленд, почти в центральной части ее, поднимаясь на восток. Зона Спраберри-Тренд связана с широкой меридиональной полосой развития нижнепермской свиты спраберри. Мощность отложений спраберри около 300 м, складывается она черными глинами с прослоями алевролитов и песчаников. Последние залегают на глубине 2000—2900 м, на востоке замещаются глинами, на западе — глинами и плотными известняками. Месторождения приурочены к моноклинали, залежи нефти преимущественно литологически экранированные. В зоне выделяется крупное месторождение Спраберри, простирающееся на 80 км при ширине 25 км и заключающее три залежи.

Ареал зон нефтегазонакопления свода Бенд — на западном склоне свода Бенд находится довольно большая группа месторождений, иногда объединяющихся в незначительные линейные зоны. Значительная часть месторождений приурочена к мелким структурам типа структурных носов, террас, в меньшей мере — к небольшим замкнутым поднятиям, наиболее хорошо выраженным в нижнепенсильванских и более древних породах. Нефтегазоносность приурочена в основном к известнякам и песчаникам нижнепенсильванской свиты бенд и песчаникам верхнепенсильванских серий циско, каньон и страун, в меньшей мере — к миссисипским известнякам и ордовикским известнякам серии элленбергер. В месторождениях, как правило не очень крупных, помимо пластовых сводовых, часто встречаются литологически экранированные (вверх по восстанию слоев на восток) и реже литологически ограниченные залежи.

Зоны нефтегазонакопления рифов Капитэн, Эбо и Хоршшу — месторождения нефти и газа связаны с отдельными, иногда крупными выступами рифовых сооружений. В рифе Капитэн продуктивны известняки серии гуадалупе. К рифу Капитэн приурочено более 20 нефтяных месторождений, в том числе такие крупные, как Монумент, Юнис, Купер, Джэл, Хэндрик и др. Залежи нефти преимущественно массивные.

В пределах атолла Хоршшу (длина более 250 км) известно более 30 нефтяных месторождений. Продуктивными являются рифогенные известняки и доломиты пенсильванской (диско, строун, каньон) и пермской (вулфкемп) систем. Развиты преимущественно массивные залежи нефти, занимающие апикальные части рифовых выступов. В слоях, облекающих выступы, встречаются пластовые сводовые залежи. Крупнейшим месторождением атолла Хоршшу является месторождение Скэрри-Снайдер (открыто в 1948 г.), где нефтеносны 20 пластов, залегающих в интервале глубин 783—1981 м. Нефтеносными являются известняки пенсильванского возраста (серия каньон-миссури).

Нижнепермский риф Эбо протягивается в северо-западной и северной частях бассейна. На западе с рифом связана крупная широтно вытянутая антиклинальная зона Артисия-Вэкьюм. Зона выражена в отложениях верхов перми в виде протяженного структурного носа с крутым южным крылом. Месторождения нефти и газа связаны с отдельными брахиантиклиналями и с брахиантиклиналями, осложняющими структурный нос. Нефтегазонаосные доломиты, реже песчаники серий гуадалупе (верхняя пермь) и леонард (нижняя пермь).

Наиболее крупными месторождениями зоны Артисия-Вэкьюм являются Артисия, Локо-Премьер, Малджамер, Эмпайр-Эйбо, Вэкьюм.

Восточнее зона Артисия-Вэкьюм находит свое продолжение в зоне Уоссон северо-восточного простираения с крупным одноименным месторождением (запасы 95 млн. т в пермских известняках).

С перечисленными зонами и ареалами зон связана большая часть месторождений нефти и газа Пермского бассейна. Вне этих наиболее крупных зон и ареалов известно ряд небольших зон, в частности по периферии бассейна, а также в средней части впадины Делавэр.

В Пермском нефтегазонаосном бассейне известны два крупнейших нефтяных месторождения (с извлекаемыми запасами более 100 млн. т) — уже упомянутые Йейтс и Снайдер, и 5 газовых месторождений с запасами более 100 млрд. м³ — Джалмат-Юмонт, Паккет, Гомез, Коянаса, Локридж. Месторождение Джалмат-Юмонт расположено в юго-восточной части впадины Делавэр (газонаосны верхнепермские известняки, доломиты и песчаники на глубине 880—1006 м), остальные конденсатногазовые месторождения расположены во впадине Вал-Верде. Во всех месторождениях газонаосны доломиты элленбергер на глубинах 4050—6060 м. На месторождениях Паккет и Коянаса газонаосны также девонские и пермские отложения. Для всего Пермского бассейна характерно развитие преимущественно однофазных систем (газовых или нефтяных), причем до глубины около 4000 м преобладают нефтяные залежи (более 85% всех залежей), ниже — конденсатногазовые, а с глубин 5200 м — газовые.

§ 5. Патагонский (Комодоро-Ривадавия, Сан-Хорхе) нефтегазоносный бассейн

Патагонский бассейн расположен на юге Аргентины между Северо-Патагонским массивом на севере и Южно-Патагонским — на юге (рис. 39).

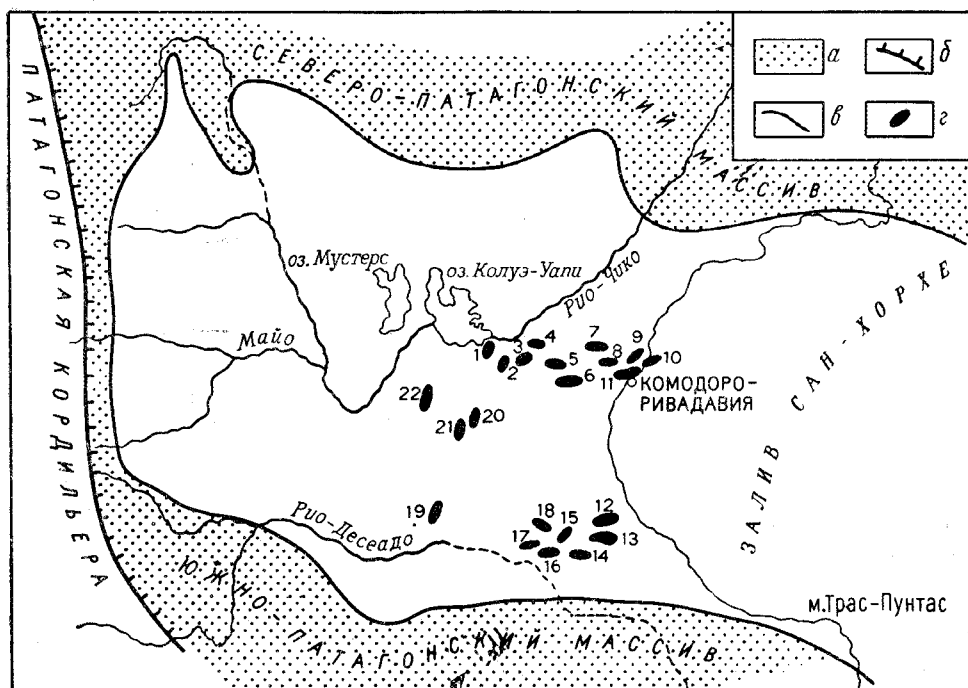


Рис. 39. Нефтегазоносный бассейн Сан-Хорхе

a — аконсервационная зона; *b* — Западно-Патагонский разлом; *в* — границы бассейна; *г* — месторождения нефти: 1 — Лас-Флорес, 2 — Валье-Ермосо, 3 — Драгон, 4 — Тортуга, 5 — Пампадель-Кастильо, 6 — Эль-Треболь, 7 — Манантьялесс-Бер, 8 — Диалема-Аргентина, 9 — Каньядон-Пердидо, 10 — Галета-Кордова, 11 — Комодоро-Ривадавия, 12 — Каньядон-Секо, 13 — Каньядон-Леон, 14 — Пико-Трункадо, 15 — Эль-Кордон, 16 — Эль-Дестино, 17 — Кадишо, 18 — Эль-Уэмул, 19 — Лас-Эрас, 20 — Эль-Эскориаль, 21 — Монтанья-Каторче, 22 — Антиклиналь-Гранде

Западное ограничение бассейна образовано разломом, отделяющим его от гор Патагонской Кордильеры. На востоке, в субаквальной части, бассейн ограничивается Восточно-Патагонским межбассейновым поднятием, где мощность осадочных отложений не превышает 1000 м.

На суше располагается большая половина чашеобразной структуры бассейна с последовательной сменой с востока на запад выходящих на поверхность отложений палеогена, мела и юры. Часть поверхности бассейна покрыта молодыми вулканическими образованиями.

В строении бассейна принимают участие мезозойские и кайнозойские терригенные отложения, внизу с прослоями вулканогенных пород. Общая мощность осадочных пород бассейна достигает 5000 м, из них свыше 3700 м составляют мезозойские отложения.

В пределах бассейна выделяются три неравноценных ареала нефтегазонакопления — центральный, южный и западный.

Центральный ареал включает свыше 20 нефтяных месторождений, приуроченных к пологим брахиантиклиналям, ориентированным в преимущественно субширотном направлении и разбитым разрывами.

Южный ареал расположен на востоке северного склона Южно-Патагонского массива. Здесь расположено восемь нефтяных месторождений, приуроченных к поднятиям, аналогичным поднятиям центрального ареала.

Западный ареал характеризуется развитием меридионально вытянутых антиклинальных зон с нарушенными разрывами восточными крыльями. Ареал содержит пять нефтяных месторождений.

Нефтеносность бассейна связана с песчаниковыми резервуарами, прежде всего сеноманского возраста (свита *чубут*), содержащими до 13 продуктивных пластов (в центре), палеоценового и эоценового, в меньшей степени, юрского возраста (два пласта). В палеоцене (свита *рио-чико*) известны небольшие газовые скопления. Залежи нефти преимущественно тектонически экранированные или сводовые, нарушенные разрывами, находятся на глубинах 900—3200 м, однако большая часть запасов (более 70%) сконцентрирована в интервалах глубин 600—1800 м.

В бассейне известно несколько сравнительно крупных месторождений нефти: в центральном ареале — Комодоро-Ривадавия, открытое в 1907 г., Эскаланте, Эль-Треболь, Торбиле; в южном ареале — месторождение Канадон-Секо, открытое в 1951 г., с начальными запасами нефти 128 млн. т при глубине 885—1980 м. Запасы нефти в бассейне оцениваются в 246 млн. т.

§ 6. Нефтегазоносный бассейн Неукен

Небольшой треугольной формы бассейн Неукен (Аргентина) расположен между эпиплатформенным орогеном Сьерра-Пампа на севере и Северо-Патагонским массивом на юге. Значительная часть (кроме севера) обрамления бассейна представлена зонами развития маломощных толщ мезозойского возраста; на востоке через небольшое межбассейновое поднятие бассейн Неукен граничит с потенциально нефтегазоносным бассейном Рио-Негро (рис. 40).

Бассейн сложен с поверхности меловыми отложениями мощностью свыше 600 м, состоящими из переслаивания разнообразных пород — песчаников, глин, конгломератов, известняков и битуминозных мергелей (внизу). Меловые отложения подстилаются мощной толщей (более 2000 м) юрского возраста, состав которой отличается повышенным содержанием в разрезе глин и глинистых сланцев. Разрез завершается 1000-метровой серией терригенных пород с порфиритами триасового возраста. Порфириты слагают также кровлю палеозойского фундамента бассейна. Для северной, суженной, части бассейна характерно развитие на поверхности больших по площади покровов кайнозойских эффузивов.

В полого залегающих отложениях бассейна на юге в междуречье Неукен — Лимей располагается сравнительно крупный свод Дорсал, с которым связан крупный ареал нефтенакопления. Свод осложнен рядом пологих локальных поднятий, нарушенных разрывами и простирающихся в субширотном направлении. В пределах свода Дорсал выявлено свыше 25 нефтяных месторождений, из которых первое крупное месторождение

Пласа было открыто еще в 1918 г. Три нефтяных месторождения открыты в северной, суженной, части бассейна, заключенной между западными горными сооружениями Сьерры-Пампы и Андами. Месторождения (Эль-Соснеадо, Пампа-Палауко, Ранкил) приурочены к меридионально вытянутым сравнительно пологим антиклиналям.

На северо-востоке бассейна в среднем течении р. Рио-Колорадо, где также намечается небольшой плоский свод, может быть выделен второй ареал зон нефтегазонакопления. В ареале выделено свыше 15 месторождений.

Нефтеносными в бассейне являются песчаники, реже конгломераты и трещиноватые сланцы юрского возраста — свит верхних пестраков и нефтеносной, в которых выделяются не менее четырех продуктивных пластов песчаников лотено, а также свиты калифорния (два пласта). Небольшие скопления нефти известны также в кайнозойских отложениях (месторождение Соснеадо). На севере бассейна в месторождениях Пампа-Палауко и Ранкил газовые и нефтяные залежи установлены в песчаниках, иногда туфоносных, и в трещиноватых сланцах триаса и в известняках и песчаниках мелового возраста (свита зеленых глин).

Залежи нефти преимущественно пластовые, сводовые. Наиболее крупными месторождениями являются: Эль-Саусе, Пласа, Серро-Бандера,

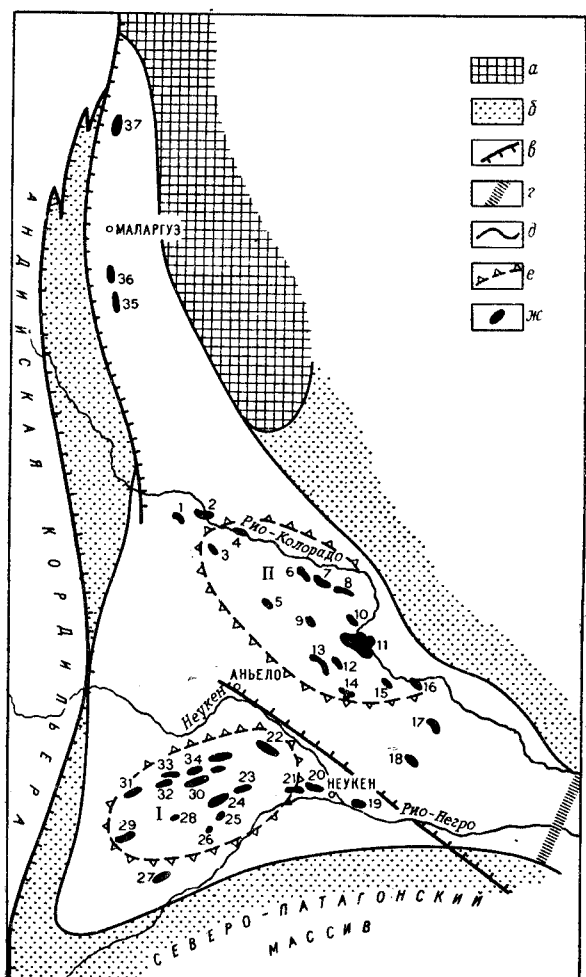


Рис. 40. Нефтегазоносный бассейн [Неукен]

а — апланатформенный ороген Сьерра-Пампа; б — аконсервационная зона; в — разломы; г — межбассейновое поднятие; д — границы бассейна; е — своды: I — Дорсал, II — Катриэль, ж — месторождения нефти и газа: 1 — Чинуидо-де-Ла-Сьерра-Негра, 2 — Пуэсто-Хернандес, 3 — Агуада-дель-Чиато, 4 — Ринкон-де-Лос-Саусес, 5 — Серро-Ла-Манеа, 6 — Пьедрас-Неграс, 7 — Сеньял-Пикада, 8 — Колония-Катриэль, 9 — Лома-Ментоса, 10 — Медианера, 11 — Эль-Меданито, 12 — Эль-Сантьягуэньо, 13 — Пьедрас-Бланкас, 14 — Агуада-де-Лос-Индиос, 15 — Пуэсто-Моралес, 16 — Ринконада, 17 — Бланко-де-Оливос, 18 — Кауфман-Норте, 19 — Фернандес-Оро, 20 — Сетенарио, 21 — Эль-Салитраль, 22 — Линдиро-Атравесадо, 23 — Дель-Медио, 24 — Чаллако, 25 — Агуада-Куинкао, 26 — Борде-Колорадо, 27 — Эль-Саусе, 28 — Ранкило, 29 — Серро-Лотена, 30 — Пласа, 31 — Серро-Бандера, 32 — Лома-Негра, 33 — Села-Педрегоса, 34 — Варда-Гонсалес, 35 — Ранкил, 36 — Пампа-Палауко, 37 — Эль-Соснеадо

Чалляко. Глубины залежей нефти и газа редко превышают 2000 м. В западной периферийной части бассейна известны небольшие скопления нефти, экранированные боковой поверхностью небольших лакколлитов.

§ 7. Англо-Парижский нефтегазоносный бассейн

Англо-Парижская синеклиза занимает большую северную часть Франции (Парижский бассейн), прилегающую субаквальную часть прол. Ла-Манш и южную часть Великобритании (Гэмпширская низменность) (рис. 41). На западе и юге обрамление синеклизы образовано низкогорными сооружениями Армориканского (Бретанского), Центральнофранцузского и Морванского массивов, сложенных палеозойскими и более древними кристаллическими и метаморфическими породами. Восточным обрамлением синеклизы является кристаллический массив гор Вогезы (Лотарингия), северо-восточным — верхнепалеозойские горные сооружения Арден и Рейнских сланцевых гор. На севере граница синеклизы идет по погребенному Брабантскому массиву, сложенному под палеогеновыми образованиями кембро-силурийскими породами, и по его продолжению в Гэмпшире — валу Вельд. Здесь же северо-восточное обрамление синеклизы образовано герцинскими складчатыми сооружениями п-ова Корнуолл и Южного Уэльса. В остальной части граница нефтегазоносного бассейна проходит по изолинии глубины фундамента не менее 1000 м.

Фундамент синеклизы позднепалеозойского возраста, сложена она породами преимущественно мезозойскими с различным соотношением в разрезе терригенных и карбонатных отложений и с развитием в триасовых отложениях соленосных, в меньшей степени угленосных пород.

Наиболее прогнутая часть бассейна находится в районе юго-восточнее Парижа, где фундамент находится на отметке более 3000 м. На северо-западе, в прибрежной части, бассейн сильно пережимается подъемом фундамента до абсолютной глубины порядка 1000 м, а далее в гэмпширской части вновь несколько расширяется с погружением фундамента на глубину более 2000 м.

Современная структура бассейна (блюдообразная впадина), по мнению некоторых исследователей (М. Г. Руттен, 1972), возникла в послеолигоценное время в результате поднятия территории современного обрамления бассейна.

Нефтеносность бассейна была установлена в 1958 г. с открытием месторождений нефти Куломм и Шаторенар в районе юго-восточнее Парижа. В настоящее время в этом районе выявлено 20 месторождений нефти, приуроченных к небольшим по размерам (5 × 3 км) пологим брахиантиклиналям с продуктивными пластами в отложениях неокома (песчаники), верхней юры (портланд, известняки), средней юры (известняки) и верхнего триаса (песчаники). Основная продуктивная толща доггер (12 месторождений). Глубина залегания нефтеносных пластов 600—2500 м. Запасы нефти месторождений небольшие.

В 1959 г. была установлена нефтеносность среднеюрских известняков (свита корнбраш) также в гэмпширской части бассейна. Расположенное здесь месторождение Киммеридж содержит небольшую нефтяную залежь на глубине 600 м, а месторождения Блитчингли (южнее Лондона) — газовую залежь на глубине 1080 м.

Основной нефтегазоматеринской свитой бассейна являются глины тоарского яруса. Расчет их нефтепроизводящих свойств (количество образующихся компонентов нефти — углеводородов, смол, асфальтенов — в г на 1 т породы) показал, что все нефтяные месторождения расположены в области, где интенсивность нефтегазообразования более 1500 г/т, в обла-

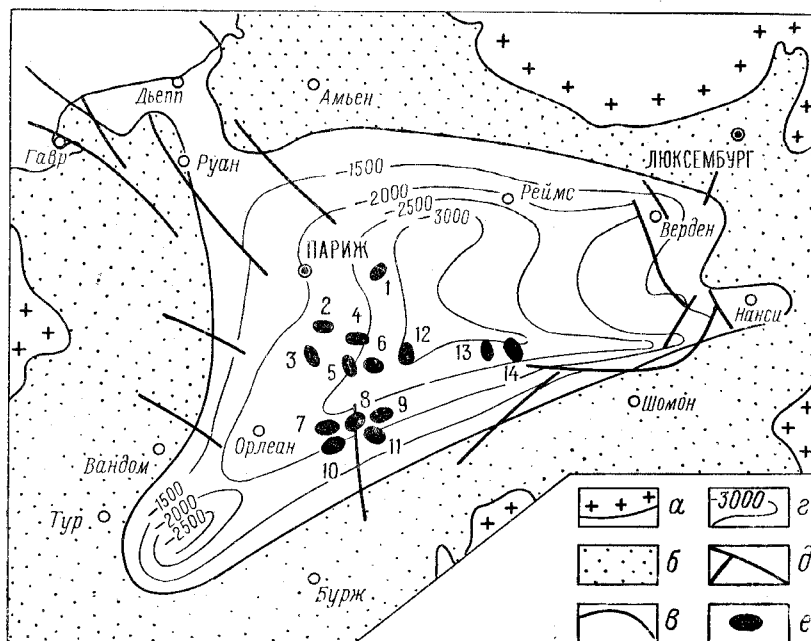


Рис. 41. Англо-Парижский нефтегазоносный бассейн (французская часть)

α — выходы фундамента на поверхность; β — аконсервационная зона; γ — границы бассейна; δ — схематические изолинии глубин кровли палеозойских отложений в м; ϵ — месторождения нефти: 1 — Куломм, 2 — Жизи-ан-Нобль, 3 — Мароль-ан-Юрепуа, 4 — Шартрет, 5 — Шайи-ан-Бьер, 6 — Валенс, 7 — Сент-Илер, 8 — Шаторенар, 9 — Шуэль, 10 — Сен-фирме-де-Буа, 11 — Жуани, 12 — Вилемер, 13 — Сен-Мартен-де-Боссене, 14 — Гранвилль

стях с интервалом 1000—1500 г/т встречаются непромышленные ск пленя нефти, в областях с интенсивностью ниже 1000 г/т нефтяные залежи неизвестны (Б. Тисс, Р. Пеле, 1971).

§ 8. Чу-Сарысуйский нефтегазоносный бассейн

Чу-Сарысуйский нефтегазоносный бассейн заключен в крупной (600 × × 250 ÷ 300 км) межгорной впадине в теле северо-западной окраины каледонского складчатого массива Казахстана.

Южное и юго-западное обрамления бассейна представлены Киргизским и Каратауским антиклинориями, северо-восточное — Чу-Илийским и Кендыктасским. От Чу-Илийского антиклинория в глубь бассейна отходит приподнятый блок фундамента (Чуйский), сложенный докембрийскими и палеозойскими породами. На западе граница бассейна, отделяющая его от смежного потенциально нефтегазоносного Тургайского бассейна, может быть проведена на меридиональном продолжении Каратауского разлома, где фундамент бассейна поднимается до глубины 500 м (рис. 42).

Структура бассейна характеризуется сильной расчлененностью, развитием крупных блоков.

Центральная часть Чу-Сарысуйского бассейна образована крупным приподнятым антиклинально изогнутым блоком фундамента, ограниченным разломами. Блок вытянут на северо-запад и находит свое отражение

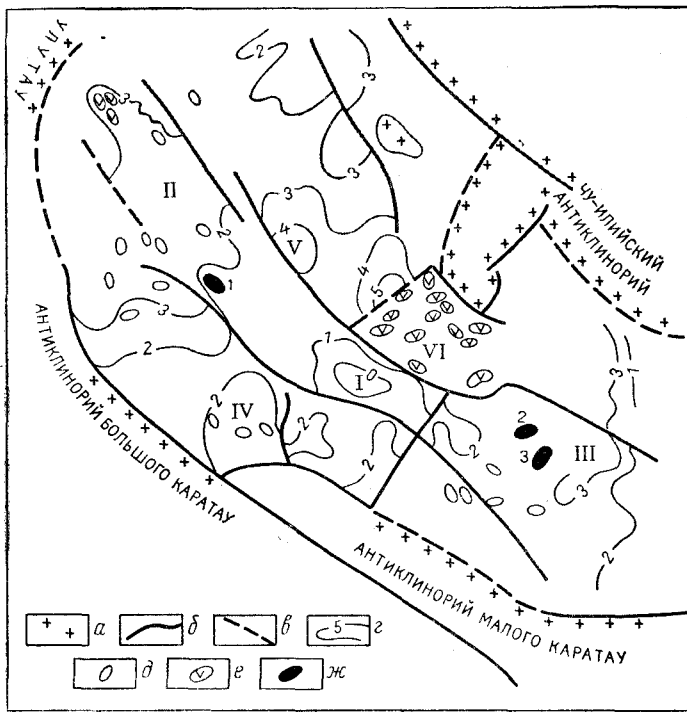


Рис. 42. Чу-Сарысуйский нефтегазоносный бассейн (фрагмент центральной части, по К. А. Айтбаеву, Ю. А. Семинову, Н. Т. Туженову и др., 1975, упрощено)

а — выходы додевонского фундамента; б — разломы, разрывы; в — границы бассейнов; г — изолинии глубин кровли турне в км; д — локальные поднятия; е — солянокупольные поднятия; ж — газовые месторождения: 1 — Придорожное, 2 — Жаркумское, 3 — Айрактинское.

I — Тамгалинско-Тастинский мегавал; II — Кокпансорская впадина; III — Муюнкумская впадина; IV — Сузак-Байкадамская впадина; V — Тасбулакская впадина; VI — Нижнечуйский выступ

в системе валов, объединяемых в Тамгалинско-Тастинский мегавал. В наиболее приподнятой части мегавала фундамент находится на глубине менее 1 км. На юго-западе мегавала отделяется от антиклинорий Большого и Малого Каратау Кокпансорским (на севере) и Сузак-Байкадамским (на юге) прогибами, разделенными поперечным Бугуджилским поднятием. Северо-восточнее Тамгалинско-Тастинского мегавала простирается крупная Джекказгано-Сарысуйская впадина, южнее которой находится Муюнкумский прогиб. Прогибы разделены поперечным Нижнечуйским выступом, для которого характерно развитие соляных структур и валобразных поднятий широтного простирания.

На крайнем юго-востоке бассейна выделяется узкий Восточно-Чуйский (Фрунзенский) прогиб с крутым южным крылом. Прогиб выполнен толщей (до 4000 м) пород кайнозойского возраста и сформировался

в результате альпийского эпиплатформенного орогенеза, создавшего горные сооружения Северного Тянь-Шаня.

Разрез осадочных отложений, выполняющих бассейн, начинается с образований девонской системы, резко несогласно залегающих на сильно дислоцированных породах нижнего палеозоя; отложения нижнего и части среднего отдела девона в значительной степени представлены мощной (до 4000 м) толщей аффузивных и вулканогенных пород. Выше залегают красноцветные, с большой ролью грубообломочного материала соленосные породы мощностью до 500 м, которые покрываются карбонатными породами (до 1200 м) фаменского яруса.

Возраст соленосных отложений (до 800 м) на юге бассейна ранне-турнейский — фаменский, подстилаются они пестроцветной терригенной толщей с редкими прослоями известняков и включениями гипса и ангидрита мощностью около 500 м.

Отложения верхнего девона заполняют лишь прогнутые части фундамента бассейна. Нижний отдел представлен чередованием терригенных и карбонатных пород мощностью до 3300 м, из которых 1450 м составляют песчаники и известняки намюрского яруса. На них с несогласием залегают красноцветные терригенные породы с прослоями туфов, интрузиями гранитов мощностью до 1000 м, охватывающие средний и верхний отделы каменноугольной системы.

Пермские отложения разделяются на три свиты: подсолевою, соленосную и надсолевою с максимальной мощностью соответственно 500, 1000 и 5000 м. Для всех свит характерно присутствие пластов гипсов, переслаивающихся с песчаниками и аргиллитами.

Соленосная свита сложена пластами каменной соли, гипсов, ангидритов и аргиллитов.

Вышезалегающие (с размывом) отложения юрского и мелового возраста представлены терригенными породами, угленосными в юрской системе и грубозернистыми в меловой.

Кайнозойские отложения наиболее полно развиты во Фрунзенском прогибе, где их мощность свыше 4000 м. Отложения представлены красноцветными породами, разделенными мощной (2000 м) соленосной толщей среднего и верхнего миоцена. Разрез венчается 1000-метровой толщей конгломератов плиоценового возраста. В остальной части бассейна мощность кайнозойских отложений не превышает 500 м, сложены они преимущественно терригенными породами.

Проведенные в бассейне пока еще в небольшом объеме поисково-разведочные работы установили газоносность песчаников пермского возраста, песчаников и известняков раннекаменноугольного возраста и позднедевонских песчаников.

В Чу-Сарысуйском бассейне открыто (1972—1973 гг.) три газовых месторождения, из которых два расположены в Муюнкумской впадине и одно в Кокпансорской. Месторождения приурочены к брахиантиклиналям; залежи пластовые сводовые, глубина залегания их 800—2550 м.

Помимо этого, значительные притоки газа получены на ряде поднятий из отложений нижнего карбона.

Геохимическое изучение разреза отложений, выполняющих бассейн (Е. Д. Думнов, 1975), позволило выявить в разрезе среднего палеозоя нефтегазоматеринские свиты, находившиеся в зонах газообразования.

Бассейн в целом изучен слабо.

§ 9. Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн

Западно-Сибирский бассейн расположен в пределах Западно-Сибирской равнины на площади около 3,5 млн. км². Бассейн занимает большую часть Западно-Сибирской эпигерцинской плиты и ограничен на западе герцинскими сооружениями Урала, на востоке — выступами древнего (байкальского) фундамента Сибирской платформы, на юге — каледонскими и герцинскими структурами Казахской, Алтайской, Томь-Кольванской, Алатауской и Западно-Саянской складчатых сооружений; все эти сооружения имеют погребенное продолжение под осадочным чехлом плиты (рис. 43).

Возможность нефтегазоносности Западно-Сибирской плиты впервые была высказана И. М. Губкиным в 1932—1934 гг. В 1953 г. опорной скважиной, заложенной в Березовском районе, в низовьях р. Оби (Северо-Сосьвинский свод), было вскрыто первое газовое месторождение, а через 5 лет в районе Шаима, на р. Конде (Кондинский свод), открыто первое нефтяное месторождение. В течение 1959—1965 гг. помимо подтверждения газоносности Северо-Сосьвинского свода и нефтеносности Кондинского и Красноленинского сводов была установлена промышленная нефтеносность центральной группы сводов в пределах Тюменской и Томской областей, а также промышленная газоносность северной части бассейна. К началу 1974 г. было открыто более 100 нефтяных и газонефтяных месторождений и свыше 50 газовых месторождений.

Бассейн выполнен терригенными отложениями юрского, мелового, палеогенового, в меньшей степени неогенового возраста; более древние отложения (триас, палеозой) развиты лишь во впадинах, осложняющих фундамент. Нижне- и среднеюрские отложения представлены континентальными песчано-глинистыми породами с максимальной мощностью на севере бассейна 1000 м (на большой площади бассейна мощность их составляет 200—600 м). Верхнеюрские и нижнемеловые (валанжинские) породы сложены аргиллитами и песчаниками; мощность верхнеюрских отложений редко превышает 300 м, валанжинских — 500 м. Остальная часть разреза раннемелового возраста сложена лагунными и морскими глинисто-песчаными породами мощностью от 600 м в центральной части бассейна до 1000 м на севере. Верхнемеловые, палеоценовые и эоценовые отложения представлены морскими, в меньшей степени континентальными глинистыми и песчаниковыми породами мощностью от 800 до 1600 м. Отложения олигоцена мощностью не свыше 700 м выражены континентальными песками и глинами. Максимальная мощность (свыше 5000 м) осадочных отложений известна в северной части бассейна.

В осадочной толще отмечается ряд крупных поднятий — сводов и протяженных валов, и разделяющих их впадин и прогибов, группы которых образуют соответственно плоские крупные антеклизы и синеклизы.

В средней части бассейна выделяется меридионально вытянутая Хантейская, или Среднеобская, антеклиза, состоящая из группы крупных сводов: Сургутского и Нижневартовского в центральной части, Пурпейского на севере, Каймысовского и Верхнедьяновского на юге. Последние два свода отделены от центральных небольшой Юганской субширотной впадиной.

Наиболее крупными являются Нижневартовский (250 × 170 км) и Сургутский (330 × 100 км) своды. Амплитуда их по фундаменту

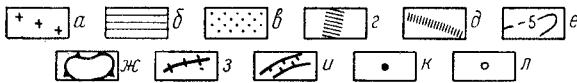
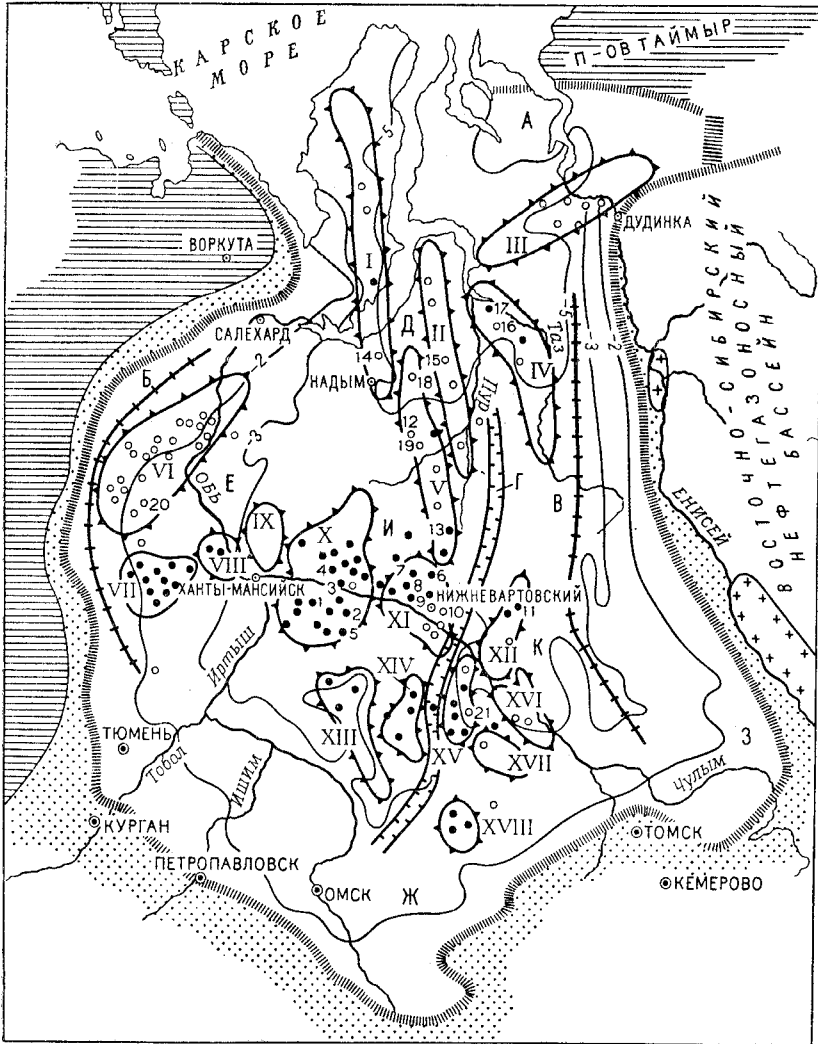


Рис. 43. Западно-Сибирский нефтегазовый бассейн

а — выходы на поверхность пород байкальской складчатости; **б** — выходы герцинского фундамента бассейна на поверхность; **в** — аконсервационная зона; **г** — Янгодо-Горбитское межбассейновое поднятие; **д** — границы бассейна; **е** — изолинии глубин фундамента в км; **ж** — своды, вали; **з** — прогибы; **и** — надразломные желоба; месторождения: **к** — нефтяные и газонефтяные, **л** — газовые и конденсатногазовые.

Сводь, вали: I — Медвежье-Ямальский; II — Уренгойский; III — Мессояхско-Рассохинский; IV — Тазовский; V — Юбилейно-Варьеганский; VI — Северо-Сосьвинский; VII — Шаимский; VIII — Красноленинский; IX — Ляминский; X — Сургутский; XI — Нижневартовский; XII — Александровский; XIII — Верхнедемьянский; XIV — Каймысовский; XV — Средневазганский; XVI — Сенькино-Сильгинский; XVII — Пудинский; XVIII — Межовский. **Впадины, прогибы:** А — Усть-Енисейская; Б — Ляминский; В — Касский; Г — Колтогорско-Пурский. **Синеклизы:** Д — Обско-Тазовская; Е — Мансийская; Ж — Омская; З — Чулым-Енисейская. **Антеклизы:** И — Хантейская; К — Вахская.

Месторождения: 1 — Правдинское; 2 — Мамоштовское; 3 — Усть-Балыкское; 4 — Быстринское; 5 — Южно-Балыкское; 6 — Самогловское; 7 — Северо-Покурское; 8 — Ватинское; 9 — Мегиопское; 10 — Вартово-Сосинское; 11 — Охтеурьевское; 12 — Губкинское; 13 — Варьеганское; 14 — Медвежье; 15 — Уренгойское; 16 — Заполярное; 17 — Тазовское; 18 — Юбилейное; 19 — Комсомольское; 20 — Пунгинское; 21 — Мыльдякинское

достигает 900 м, но выше в позднепалеогеновых отложениях они выражены весьма слабо. Ряд небольших сводов осложняет антеклизу на северо-востоке и юго-западе.

На востоке Хантейская антеклиза ограничена узким (до 70 км) Колтогорско-Пурским прогибом (желобом), в фундаменте которого находится крупный Омский разлом. Восточнее последнего расположена плоская протяженная Вахская антеклиза, состоящая из группы сравнительно небольших сводов (Александровский, Средневасюганский, Сенькино-Сильгинский, Пайдугинский) и крупных валообразных поднятий (Пыль-Караминский, Часельский и др.). С востока антеклиза ограничена узким неглубоким Касским прогибом, восточное крыло которого на месте неглубоко залегающего фундамента образует восточную границу бассейна.

Западнее Среднеобской антеклизы простирается крупная Мансийская синеклиза, осложненная несколькими небольшими сводами — Ляминским, Красноленинским, Шаимским и рядом еще более мелких сводов. Западное ограничение синеклизы выражено протяженной (до 600 км) Северо-Сосьвинской зоной валообразных поднятий. В наиболее приподнятых частях зоны отсутствуют юрские отложения и сокращена мощность валанжинских отложений, а фундамент поднимается до отметки 500—800 м.

Северо-Сосьвинская зона поднятий отделяется от Уральского складчатого сооружения узким Ляминским прогибом.

На севере (за полярным кругом) фундамент бассейна погружается на глубину более 5 км, контур которой выделяет крупную Обско-Тазовскую синеклизу. В ее пределах погружаются Хантейская и Вахская антеклизы. От Мансийской синеклизы Обско-Тазовская отделяется небольшой седловиной. Обско-Тазовская синеклиза осложнена рядом меридионально ориентированных крупных валообразных поднятий (Гыданско-Уренгойский, Юбилейно-Варьеганский, Тазовский и др.).

На западе Обско-Тазовская синеклиза обрамляется рядом крупных сводов (Среднеямальский, Нурминский, Южно-Ямальский); на востоке через небольшую седловину она сливается с широтно вытянутым Енисейско-Хатангским прогибом, обрамленным на севере Таймырским выходом на поверхность герцинского фундамента. В западной части прогиба фундамент образует на юге небольшой Янгодо-Горбитский выступ, погребенное продолжение которого образует поперечное поднятие (глубина фундамента до 1500 м), отделяющее рассматриваемую часть Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна от восточнее расположенного потенциально нефтегазоносного Хатангско-Оленекского бассейна.

На крайнем юге бассейна располагаются несколько сравнительно изолированных небольших сводов и валов (Межовский, Старосолдатский, Вагай-Ишимский и др.), которые южнее погружаются в обширную Омскую синеклизу, а на юго-востоке — в Чулымо-Енисейскую.

Все поднятия и впадины бассейна осложнены локальными поднятиями различных размеров. В среднем площади локальных поднятий составляют около 70 км², амплитуды достигают 90 м, причем в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов площади поднятий возрастают до 80—90 км², а на севере Хантейской и Вахской антеклиз — 200—250 км². Наименьшие размеры (40—50 км²) локальных поднятий отмечаются в пределах Северо-Сосьвинской зоны поднятий.

В верхней части разреза локальные поднятия заметно выполаживаются, однако по-разному. В частности, на юге и в центре бассейна

амплитуды поднятий уменьшаются почти в 10 раз по сравнению с юрскими, а на севере — только в 2—3 раза.

Нефтегазоносность бассейна связана с отложениями юрского и мелового возраста, в разрезе которых выделяются свыше 40 продуктивных пластов песчаников, а также с известняками среднего палеозоя. На западе в Северо-Сосьвинской зоне получены притоки газа также из трещиноватых гранито-гнейсов и метаморфических сланцев, подстилающих осадочные породы.

В юрских отложениях выделяются две продуктивные толщи: средне-нижнеюрская и верхнеюрская. В первой имеется 4—6 продуктивных пластов мощностью до 20 м каждый; толща продуктивна в пределах всего бассейна. Верхнеюрская толща продуктивна на западе и в центре бассейна. Мощность продуктивных пластов 10—15 м. В отложениях мелового возраста нефтегазоносными являются как нижнемеловые — неокомские и аптские, так и верхнемеловые породы. В неокоме насчитывается до 20 продуктивных пластов мощностью 15—20 м каждый. Они наиболее развиты в месторождениях центральной группы сводовых поднятий. В аптских отложениях нефтеносность установлена на западе и севере бассейна. С верхнемеловыми песчаниками связана газоносность Обско-Газовской синеклизы. Мощность газоносных пластов здесь достигает 120 м.

Продуктивный разрез бассейна четко разделяется покрывками с различной степенью распространения.

Региональными покрывками являются глинистые толщи валанжин-позднеюрского, позднемелового — палеогенового, раннеальбского и ранне-аптского возраста; ареальными покрывками служат глинистые толщи васюганской (келловей) и сармановской (середина валанжина) свит, развитые в пределах Хантейской антеклизы; зональные покрывки — глины трохамминовой (кровля готерива) свиты, развитые на западе Хантейской антеклизы, и леушинской (баррем) свиты, распространенной на западе бассейна.

Основными нефтематеринскими свитами бассейна являются аргиллитовые толщи средней юры (тюменская свита), верхней юры (баженовская, локовская свиты) и валанжина (тутлеймская свита).

В последние годы на юге и юго-востоке бассейна на ряде площадей (Малоичская, Верхнетарская, Верхнекомбарская и др.) получены промышленные притоки нефти из карбонатной толщи среднего палеозоя (верхний девон — нижний и средний карбон).

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн являет собой пример раздельного распространения в нем крупных территорий преимущественного нефтенакпления и газонакпления. Большая часть нефтяных месторождений бассейна сосредоточена в пределах Хантейской и Вахской антеклиз, в меньшей степени на отдельных сводах Мансийской синеклизы и юга бассейна. Большая часть газовых месторождений развита на севере бассейна в Обско-Газовской синеклизе, а также в пределах Северо-Сосьвинского вала.

Отдельные газовые месторождения известны на юге Вахской антеклизы (Сенькино-Сильгинский, Межовский своды).

Для центральных сводов Хантейской антеклизы характерна преимущественная приуроченность скоплений нефти к нижнемеловым отложениям; в Вахской антеклизе, а также на юге Хантейской антеклизы нефтеносны преимущественно юрские отложения; в Мансийской синеклизе

(Красноленинский и Шаимский своды) продуктивны только юрские отложения. В Обско-Тазовской синеклизе и на Пурпейском своде газоносность связана преимущественно с верхнемеловыми отложениями, а на Северо-Сосьвинских поднятиях — с юрскими.

Нефтяные и газовые месторождения приурочены к локальным поднятиям, обычно слабо нарушенным разрывами, развитым на сводах или валах, в меньшей степени к разделяющим их впадинам. Установлено (В. С. Лазарев, 1971), что нефтяные месторождения приурочены преимущественно к локальным поднятиям унаследованного развития, а газовые — к новообразованным.

Большая часть залежей нефти и газа пластовые сводовые, в меньшей степени литологически экранированные. Глубина залежей нефти и газа обычно не превышает 3000 м, газа — 1500 м.

Литологически экранированные залежи нефти и газа связаны со сложной построенной на западе зоной выклинивания верхнеюрских песчаных отложений. Юрские образования отсутствуют на эрозионных выступах фундамента Северо-Сосьвинского вала, а также Красноленинского и Кондинского (Шаимского) сводов. Меловые отложения здесь залегают непосредственно на фундаменте. Кольцевые (присводовые) зоны выклинивания верхнеюрских пород (песчаников вогулкинской свиты) содержат залежи газа в пределах Северо-Сосьвинского вала. Выявлено свыше 20 газовых месторождений, из которых наиболее крупным, содержащим около половины запасов газа всей зоны газонакопления, является Пунгинское. Небольшие пластовые залежи известны также в готерив-барремских отложениях.

Газовые залежи Северо-Сосьвинского вала находятся на глубинах не превышающих 1500 м. Восточнее, на сводах Красноленинском и Кондинском (Шаимском), где фундамент погружается на глубину 2000 м, больше развиты нефтяные залежи также литологически экранированного типа.

На двух более крупных сводах Хантейской антеклизы — на Сургутском и Нижневартовском находятся месторождения Соснинско-Советско-Медведевское, Правдинское, Мамонтовское, Усть-Балыкское, Саямское. Месторождение Саямское (открыто в 1968 г.) приурочено к вытянутому на северо-восток куполу, осложненному шестью локальными поднятиями. Нефтяные залежи находятся в интервале глубин 1600—2200 м в песчаниках валанжина и апта — баррема. На Соснинско-Советско-Медведевском месторождении залежи нефти (шесть пластов валанжина, один в верхней юре и в коре выветривания гранитов) охватывают три купола, на Усть-Балыкском месторождении шесть пластов песчаников валанжинского возраста охватывают два купола. Залежь нефти на глубине 2800—2900 м открыта в трещинных аргиллитах баженовской свиты на площади Большой Салым. Условия залегания нефти еще не выявлены. Залежи нефти всех указанных месторождений находятся на глубинах от 1500 до 2900 м.

Газовые залежи месторождений Обско-Тазовской синеклизы находятся на глубинах 650—1300 м, где мощность мерзлых пород составляет 120—520 м, что обуславливает температуру газовых залежей от 20 до 38° С. Здесь расположено Уренгойское конденсатногазовое месторождение, открытое в 1966 г. Структура месторождения представлена антиклинально субмеридионального простирания длиной 140 км, шириной до 50 км,

высотой до 250 м. Основная залежь газа заключена в песчаниках сеноманского возраста на глубине 1188—1207 м. Газ содержит 98% метана и до 1,5% углекислого газа. На глубине 3000 м в песчаниках валанжина выявлена конденсатногазовая залежь (конденсата до 300 см³/м). Крупными газовыми месторождениями являются Заполярное, Медвежье и Губкинское, расположенные соответственно северо-восточнее, западнее и южнее Уренгойского. Во всех месторождениях газ заключен в песчаниках сеноманского возраста, а на Заполярном имеется залежь газа также в туронских отложениях. Изотопный состав углерода метана ($\delta^{13}\text{C}$, ‰) упомянутых газовых месторождений меняется от $-5,90$ до $-6,11$, что дает основание полагать большую роль в образовании газа биохимических процессов (Ф. А. Алексеев, 1974).

На Мессояхском газовом месторождении, расположенном на востоке Обско-Тазовской синеклизы, в сеноманских отложениях на глубине около 800 м (пластовая температура $+8,4 \div +12,5^\circ\text{C}$) выявлена массивная газовая залежь, расчлененная местами кристаллогидратами газа.

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн полностью еще не исследован. Особенно это касается больших глубин в его северной части.

§ 10. Восточно-Сибирский нефтегазоносный бассейн

Восточно-Сибирский бассейн занимает западную, большую, территорию древней Восточно-Сибирской платформы, значительная часть которой известна в литературе под названием Тунгусской синеклизы. На востоке и юге бассейн имеет общую границу с нефтегазоносными пограничными бассейнами — Предверхоаянско-Вилуйским и Иркутским. Северо-восточная граница бассейна следует по зоне развития маломощных пород, слагающих южный и западный склоны Анабарского выступа древних кристаллических образований Сибирской платформы.

Разрез осадочных отложений, выполняющих рассматриваемый бассейн, включает два основных структурных этажа. Нижний слагается ниже- и среднепротерозойскими терригенными породами большой мощности. Второй этаж начинается с карбонатно-терригенных отложений вендского возраста, далее следуют кембрийско-нижнекаменноугольные карбонатно-терригенные породы, а выше — каменноугольные, пермские и нижнетриасовые отложения, выделяемые в тунгусскую серию. Последняя слагает с поверхности Тунгусскую синеклизу и представлена туфолоавовыми породами (туфы, туффиты, базальты) нижнего триаса мощностью до 1500 м и промышленно угленосными свитами. Мощность второго этажа меняется от 4—6 км во впадинах до 3200—4000 м на поднятиях.

Разрез отложений сильно насыщен трапповыми (габбро-диабазы) пластовыми интрузиями большой мощности, значительно развитыми по площади и многочисленными дайками. Зона сгущения траппового магматизма, связанная с глубинными разломами, образует крупное кольцо, охватывающее собственно Тунгусскую синеклизу. Насыщенность траппами весьма неравномерна.

Основной структурный план Восточно-Сибирского бассейна определяется крупными впадинами (выявленными геофизическими исследованиями), кристаллический фундамент которых погружен на глубину более 6 км (рис. 44). На северо-западе бассейна находится крупная Нижнетунгусская впадина, примыкающая к протяженному Туруханско-Нориль-

скому поднятию (гряды), западный склон которого обращен уже к Западно-Сибирскому бассейну.

Туруханско-Норильская гряда выполнена палеозойскими и верхнепротерозойскими отложениями мощностью до 7000 м, из которых не менее 2500 м приходится на отложения кембрийской системы. На юге центральная часть Туруханско-Норильской гряды осложнена протяженным Курейско-Летнинским валом, состоящим из цепочки линейно вытянутых локальных поднятий. Севернее протягиваются Хантыйский и Рыбинский валы. Западнее последнего находится небольшая, но глубокая (до 10 км) Южно-Норильская впадина, заключающая Норильский угленосный бассейн.

В средней части Восточно-Сибирского бассейна находится крупная Тембенгинская (Кочечумская, Туринская) впадина с глубиной фундамента до 7 км. Впадина окружена сводами: на западе — Сурингдаконским, на востоке — Турунским, Илимпейским, на юге — Чуньским и др.

Восточная часть бассейна представляет собой полого наклонную моноклиналию (Южно-Анабарская ступень), где фундамент на большой площади не опускается ниже 2—3 км. Моноклиналию сложена с поверхности нижнепалеозойскими осадками. Аналогичная ступень (Подкаменно-Тунгусская), но меньших размеров (280 × 160 км), находится на юго-западе бассейна, на склоне Енисейского выступа кристаллических пород (Енисейская антеклиза). На юго-западе ступень ограничена разломом, на северо-востоке через флексуру сочленяется с Тунгусской синеклизой.

В пределах западной части Восточно-Сибирского бассейна выявлено свыше 100 локальных поднятий и известны многочисленные нефтегазопроявления в палеозойских отложениях.

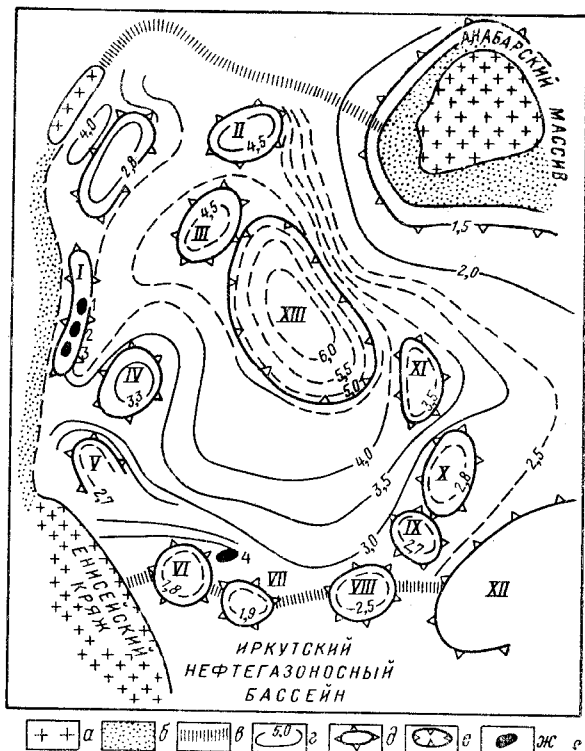


Рис. 44. Восточно-Сибирский нефтегазоносный бассейн (по И. Г. Левченко, 1975)

а — выходы кристаллических пород фундамента на поверхность; б — аконсервационная зона; в — межбассейновые поднятия; г — схематические изолинии глубин подошвы кембрия в км; д — своды, крупные валы (I — Курейско-Летнинский, II — Верхнехэтский, III — Авамский, IV — Сурингдаконский, V — Бахтинский, VI — Тахомский, VII — Тайгинский, VIII — Ванаварский, IX — Чуньский, X — Илимпейский, XI — Турунский, XII — Напский); е — впадины (XIII — Кочечумская); ж — месторождения: конденсатно-газовые: 1 — Нижнелетнинское, 2 — Володинское, 4 — Курейское, нефтяные: 3 — Сухотунгусское.

Примечание. См. также рис. 32

На Сухотунгусском, Нижнелетнинском и Володинском поднятиях Курейско-Летнинского вала были получены промышленные притоки нефти (Сухотунгусское поднятие) и конденсатного газа (Нижнелетнинское и Володинское).

Продуктивными являются кавернозно-поровые доломиты платоновской свиты (венд — нижний кембрий). Существенные нефтегазопроявления получены также из отложений верхов кембрия. На Подкаменно-Тунгусской ступени на Куymbинской площади с глубины 2318—2526 м из отложений верхнего венда получен приток конденсата, выше с глубины 2007—2319 м — приток газа.

Восточно-Сибирский бассейн изучен весьма слабо.

§ 11. Сахаро-Восточномедиземноморский нефтегазоносный бассейн

Рассматриваемый бассейн по запасам нефти и газа занимает одно из ведущих мест не только в Африке, но и в мире. Он располагается на территориях Алжира, Туниса, о-ва Сицилия, Ливии, Египта, Израиля и Ливана.

Западная граница бассейна образована складчатой системой Угарта, представляющей прогиб авлакогенного типа, испытавший инверсию в позднем карбоне. На юго-западе обрамление бассейна составляют склоны докембрийского массива Хоаггар (Ахаггар), где мощность палеозойских отложений составляет 500—700 м. Далее к востоку граница бассейна проходит по межбассейновому поднятию, отделяющему рассматриваемый нефтегазоносный бассейн от расположенного южнее потенциально нефтегазоносного бассейна Мурзук, затем по северному склону массива Тибести, по межбассейновому поднятию, разделяющему Сахаро-Восточномедиземноморский бассейн и потенциально нефтегазоносный бассейн Куфра, и по западному склону Нубийского щита выходит на север. Здесь она огибает Красноморский грабен (см. стр. 251) и далее следует по Западно-Аравийской рифтовой зоне вдоль зал. Акаба и долины Иордана.

Северная граница бассейна проводится по Восточно-Средиземноморскому валу, который отделяет рассматриваемый бассейн от смежной Альпийской складчатой области. Вал выявлен геофизическими исследованиями. Он проходит несколько южнее островов Кипр и Крит, огибает с севера котловину Ионического моря, далее, вероятно, выходит на Сицилийские Альпы о-ва Сицилия. Валу отвечает глубинный разлом — шов, по которому Африкано-Аравийская платформа сочленяется с Альпийской складчатой областью.

На западе Сицилийские Альпы через Тунисский пролив продолжают в Тельский Атлас.

На территории Туниса граница бассейна следует по субмеридиональному разлому, отделяющему эпищитовый ороген (с герциньским фундаментом) Тунисского Атласа от стабильной платформы. От эпищитового орогена Сахарского Атласа бассейн также отделен Южно-Атласским глубинным разломом, ориентированным субширотно (см. рис. 33).

В этих границах длина бассейна 3200 км и ширина до 1000 км.

Осадочное тело бассейна образовано вендскими (инфракембрий) и фанерозойскими отложениями с максимальной мощностью на севере

бассейна в субаквальной части его до 10 км (впадины Геродота и Финикийская).

Отложения инфракембрия известны в западной алжирской части бассейна, где вскрыты скважинами и обнажаются на восточных склонах Угарты (серия блед-эль-масс). Они представлены красноцветными песчаниками, сланцами и конгломератами. В центральных частях Алжирской Сахары отложения инфракембрия выполняют отдельные небольшие по размерам грабены в рельефе фундамента, а в западных частях распространены непрерывно и мощность их возрастает до 2000—2500 м.

Кембрийские и ордовикские отложения известны на всей территории бассейна, за исключением отдельных небольших по размерам приподнятых блоков. Они представлены песчаниками, кварцитами и конгломератами с редкими прослоями аргиллитов; на востоке бассейна (впадина Сирт) и в Западном Египте они объединяются в свиту гаргаф мощностью от 400 до 900 м. На территории Алжира мощность отложений кембро-ордовика 600—1500 м. Силурийские породы в алжирской части бассейна снизу слагаются озерно-ледниковыми песчаниками и аргиллитами, а сверху — мощной толщей граптолитовых сланцев, которые многими исследователями рассматриваются как основная нефтематеринская толща. Во впадине Сирт силурийские и более молодые палеозойские отложения отсутствуют и появляются лишь восточнее, где они представлены песчаниками и гранитными сланцами мощностью 350—400 м.

Девонские отложения широко распространены в алжирской части бассейна, где вскрыты многочисленными скважинами. Они частично или полностью размыты лишь в пределах крупных поднятий — гряд Иджеране-М'Заби, Амгид-эль-Биод. Наиболее полно девонские отложения представлены во впадинах Ахнет и Иллизи, где их мощность достигает соответственно 2000 и 1200 м. Слагаются они толщей чередования песчаников и аргиллитов с прослоями известняков, значение которых возрастает в западном направлении.

Отложения каменноугольной системы завершают палеозойскую седиментацию Сахаро-Восточносредиземноморского бассейна. На значительных площадях они отсутствуют вследствие предмезозойской эрозии. Наиболее полные разрезы этих отложений во впадинах Абадла, Ахнет и Иллизи, где их мощность достигает соответственно 3800, 1200 и 1500 м. Турнейский, визейский, а в отдельных районах и намюрский ярусы представлены морскими песчано-глинистыми и карбонатными породами. Начиная со среднего карбона устанавливается лагунно-континентальный режим.

Мезозойские отложения трансгрессивно и несогласно залегают на размытой поверхности палеозоя. В пределах крупных поднятий (Амгид-Эль-Биод, Иджеране-М'Заб, Сирт) под мезозойскими вскрываются кембрийские и ордовикские породы, во впадинах — девонские и каменноугольные. В западных районах бассейна во впадинах Абадла, Тимимун, Ахнет, Муйдир и Иллизи мезозойские отложения (континентально-интеркалер) представлены континентальными песчано-глинистыми породами мощностью до 800 м. В возрастном отношении они охватывают интервал от триаса до нижнего сеномана включительно. Во впадинах Уэд-Миа и Радамес мезозойские отложения начинаются с песчано-глинистой толщи среднего триаса (возможно он включает частично и нижний триас), в которой часто присутствуют пластовые эффузии базальтов и андезитов. Мощность среднетриасовых отложений достигает 300 м.

Верхнетриасовые отложения подразделяются на две литологические толщи: нижнюю — терригенную мощностью до 120 м, и верхнюю — соленосную, максимальная мощность которой отмечается восточнее Хасси-Мессауда (1430 м).

Юрские отложения в нижней части представлены солями и ангидридами, которые сменяются известняками и доломитами. В верхней юре преобладают песчано-глинистые породы с прослоями доломитов и известняков.

На востоке бассейна (в Египте) нижняя — средняя юра представлена песчаниками и аргиллитами; в составе верхнеюрских отложений преобладают доломиты и доломитизированные известняки.

Меловые отложения развиты на всей территории бассейна. На западе нижняя часть их слагается терригенными, часто континентальными породами, а верхняя — в основном карбонатными, галогенными и глинистыми осадками морского и лагунного генезиса. В Ливии во впадине Сирт в нижней части разреза преобладают песчаники, которые замещаются аргиллитами и органогенными известняками. Мощность их достигает 2000 м. Восточнее мощность меловых отложений возрастает до 3000—3500 м. Здесь неомом представлен терригенной толщей, апт — доломитами, а верхний мел — мергелями, известняками и в меньшей степени алевролитами и аргиллитами.

Кайнозойские отложения наиболее широко развиты во впадине Сирт. Здесь они слагаются мергелями и глинами, которые выполняют отдельные грабенообразные депрессии и на бортах фациально переходят в карбонатные породы. Широко развиты барьерные рифовые образования. Мощность их достигает 3000 м. Восточнее в дельте Нила значительной мощности — 4000 м достигают песчано-глинистые отложения неогена и антропогена.

В аравийской части Сахаро-Восточномедиземноморского бассейна изучены лишь мезозойские и кайнозойские отложения. Мощность их закономерно увеличивается с юго-востока на северо-запад, причем главным образом за счет нижнемеловых и верхнеюрских отложений.

Разрез мезозойских отложений начинается с маломощной толщи (280 м) известняков триасового возраста, которые выше покрываются юрскими терригенно-карбонатными отложениями, а далее карбонатно-терригенными породами нижнего мела и преимущественно карбонатными отложениями верхнего мела. Мощность юрских и меловых отложений меняется от 2300 м на востоке до 4000 м на западе.

Кайнозойские отложения представлены преимущественно терригенными породами мощностью 50—3500 м.

Разрез палеозойских отложений аравийской части бассейна близок к разрезу рядом расположенного Красноморского нефтегазоносного бассейна, но отличается меньшей мощностью.

Структура Сахаро-Восточномедиземноморского бассейна характеризуется большой сложностью, особенно в западной части, что обусловлено различием структурных планов палеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста, значительными колебаниями мощностей и стратиграфических диапазонов палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений и обилием разломов. Наиболее прогнутая часть бассейна — Восточно-Средиземноморский перикратонный прогиб — располагается под водами восточной части Средиземного моря, где по геофизическим данным выделяются три глубокие впадины. На востоке, южнее Кипра,

расположена Финикийская впадина, западнее — впадина Геродота (юго-западнее Кипра). В обеих впадинах мощность осадочных отложений (глубина залегания фундамента) оценивается в 10 км. Западнее впадины Геродота фундамент поднимается до 4000 м, образуя широтно вытянутый вал Ахдар. За ним фундамент вновь погружается в крупную впадину зал. Сидра. Юго-восточная центриклиналь впадины на суше (Ливия) выделяется под названием впадины Сирта. Западнее ее фундамент поднимается и на месте шельфа, отделяющего Тунис от о-ва Сицилия, появляется свод — антеклиза Керкenna. От Южно-Сицилийского поднятия (плато Иблея, или Рагуза) свод отделен узким прогибом Пантеллерия.

Вся восточная материковая часть бассейна (ливийско-аравийская) представляет собой моноклиналь, осложненную в средней части (Ливия) крупным Сиби-Рабатским валом, вытянутым по простиранию моноклинали. В пределах вала глубина фундамента не погружается глубже 4000 м. На северном склоне вала имеются две небольшие впадины: Фагурская на западе и Мелехская — на востоке. Северо-восточнее в дельте Нила выделяется крупная Нижненильская впадина.

С юга Сиби-Рабатский вал опоясывается узкой впадиной Абк-Гардик, которая на западе через небольшую седловину соединяется с впадиной Сирт. Склоны последней осложнены валами: Амал на восточном склоне, Зелтен, Рагуба-Беда и Дахра на западном. Валы разделены грабенообразными впадинами. Для впадины Сирт характерна большая мощность палеогеновых и меловых отложений (более 4000 м), отсутствие юрских и триасовых осадков, резко сокращенная мощность (900 м) палеозойских отложений, включающих только ордовик и кембрий.

Восточнее (Сиби-Рабатский вал, Нижненильская впадина) заметно увеличивается мощность кайнозойских отложений, особенно в Нижненильской впадине, где мощность только миоценовых отложений составляет около 2500 м. В этой же впадине мощность неокома достигает 2000 м. Мощность палеозойских отложений около 3000 м.

Западнее впадины Сирт бассейн нарушен рядом диагонально расположенных разрывов (северо-западного простирания), за которыми структура бассейна сильно осложняется. Максимальная мощность фанерозойских, преимущественно палеозойских, отложений здесь не превышает 7000 м. Мощностью отложений 6000—7000 м оконтуриваются четыре впадины: крупная Радамесская на востоке, небольшая впадина Абадла на крайнем западе бассейна, находящаяся на ее юго-восточном продолжении впадина Большого Западного Эрга и небольшая впадина Мельрир (Предтунисско-Атласская).

Радамесская впадина вытянута в широтном направлении. Ее длина 300 км, ширина 250 км. Северный борт впадины ограничивается сводом Дахар, где фундамент поднимается до глубины 2000 м. Свод Дахар начал формироваться лишь с триасового времени, в то время как впадина Радамес имеет более древнее заложение. Западный борт впадины осложнен валообразными поднятиями Бридес-Тауй, Рурд-Шуф—Рурд-Адра, Рурд-Нусс — Хамра, ориентированными в северо-восточном направлении. На северо-восточном склоне впадины Радамес (юго-западный склон свода Дахар) намечается вал Эль-Борма-Кескесса. Все валы являются нефтегазоносными.

Южный борт впадины, поднимающийся к массиву Хоггар, осложнен плоской ступенью (террасой), известной в литературе под названием

«бассейн» Полиньяк, или Иллизи. Для террасы характерна большая мощность мезозойских отложений (до 1000 м), отсутствие кайнозойских пород и мощность палеозойских отложений, не превышающая 2500 м. Терраса Иллизи изучена довольно хорошо, так как в пределах ее открыто свыше 80 преимущественно нефтяных месторождений, образующих несколько ареалов нефтегазонакопления. С востока терраса осложнена приподнятой структурной зоной Тихембока — Зарзайтин. Зона начинается с отрога Тихембока, отходящего на север от массива Хоггар, где она сложена на поверхности кембро-ордовикскими отложениями. Севернее зона погружается и расширяется, образуя на востоке террасы Иллизи сложно построенную систему валообразных поднятий, ориентированных в северо-западном направлении.

С запада впадина Радамес ограничивается системой горстообразных поднятий Амгид-эль-Биод, образующих ряд валов. Валы расположены кулисообразно и составляют протяженную (500 км) зону, отходящую на север от выступа (отрога) Хоггарского массива. Наиболее приподнятая часть зоны находится на юге, где с поверхности она сложена нижнепалеозойскими осадками. Зона ограничена рядом разломов. Всего насчитывается четыре вала, разделенных узкими плоскими синклиналиями. Валы имеют асимметричный профиль с крутым западным крылом. Наиболее приподнятым является нефтегазонасыщенный вал Рурд-эль-Багель — Туаль, расположенный на севере зоны. Длина его 170 км, ширина 78 км, амплитуда местами свыше 600 м.

Локальные поднятия являются присбросовыми, размеры их колеблются от $3 \times 7,5$ до 7×25 км. Начиная с апта и выше поднятия выглаживаются. Зона Амгид-эль-Биод начала формироваться на юге в конце палеозоя, завершилось ее образование на севере в мезозойское время.

Радамесская впадина является центральной частью Восточно-Алжирской синеклизы.

Впадина Абадла заключена между горными сооружениями Высокого Атласа, Анти-Атласа и Угарты. Южная, большая, наиболее погруженная часть впадины выделяется как угленосный бассейн Абадла-Горасса. На северную половину впадины наложен прогиб Бапар-Кенадза, выполненный соленосными отложениями верхнего мела мощностью более 800 м, залегающими с угловым несогласием на различных ярусах верхнего карбона. С востока впадина Абадла ограничена сложно построенным сводом Мехарез-Уэд-Намус, где в наиболее приподнятой части фундамента находится на глубине 2600 м, а кровля палеозойских отложений — на глубине 630 м. Покрывающие свод мезозойские и кайнозойские осадки слагают моноκлиналь, наклоненную на северо-северо-восток, причем триасовые породы залегают непосредственно на нижнедевонских.

Впадина Большого Западного Эрга отделяется от впадины Абадла небольшой седловиной. На севере фундамент впадины поднимается в сторону свода Мехарез-Уэд-Намус, на западе располагается свод Аззен, прилегающий к поднятию Угарта. На востоке простирается крупная приподнятая зона Иджеране-М'Заб, имеющая некоторые черты сходства в строении с зоной Амгид-Эль-Биод; на юге впадина Большого Западного Эрга переходит во впадину Ахнет. В наиболее погруженной части впадины Большого Западного Эрга ордовикские породы залегают на абсолютных глубинах до 4400 м, фундамент находится на глубине около 5500 м.

Мезозойские и кайнозойские породы мощностью около 800 м образуют впадину Тимимун, наложенную на размытый рельеф поверхности палеозойских отложений. Впадина имеет северо-восточное простирание, т. е. перпендикулярное к простиранию впадины Большого Западного Эрга.

Впадина Ахнет располагается на склоне Хоггарского массива между юго-восточным погружением системы Угарта (седловина Аззель-Митти, отделяющая впадину от бассейна Регган-Тиндудф) и южной частью зоны Иджеране-М'Заб. Впадина сложена с поверхности каменноугольными осадками, которые севернее на месте сочленения ее с впадиной Большого Западного Эрга перекрыты мезозойскими породами (плато Тидикельт). Докембрийское основание впадины погружено на глубину свыше 3 км и подстилается осадочными породами венда мощностью до 4000 м. В средней части впадины выделяется ряд валообразных поднятий, ориентированных меридионально, из них два — Бахар-эль-Амар — Уэд-Суф и Адрар — Тирессуин являются газоносными.

Вдоль восточного борта впадин Большого Западного Эрга и Ахнет простирается система кулисообразно расположенных газоносных валов (с севера на юг): Рекани-Тинельджам, Ин-Салах-Тег, Тигентур-Хасси-Муима. Западный борт обеих впадин сопровождается валами Бел-Рази-Тиссерас на севере и Тит на юге. Первый расположен на своде Аззен.

Валообразная зона Иджеране-М'Заб протягивается от отрога массива Хоггар горста Таджимут-Арак на 900 км, т. е. почти через весь бассейн. Ширина зоны 30—140 км (на севере). Наиболее приподнятая часть зоны находится на юге, где в сводах приразломных поднятий Докебель-Идокеран и Джебель-Ааз выходят на поверхность нижнепалеозойские отложения.

Северная зона Иджеране-М'Заб погружается и расширяется. Крайняя северная периклиналь ее состоит из двух сводов — Аллал и Тильремт.

Свод Аллал прослеживается только в рельефе фундамента и в палеозойских отложениях. Свод осложнен несколькими куполами. На наиболее приподнятом из них (Хасси-Аллал) породы триаса залегают на силурийских глинах. В целом на своде Аллал мезозойские осадки залегают с угловым и азимутальным несогласием на отложениях различных систем палеозоя. Крайний северный свод Тильремт выделяется как в палеозойских, так и мезозойских отложениях. По подошве палеозоя размеры свода 150 × 85 км, высота около 800 м; в мезозойских отложениях размеры значительно меньше. Мезозойские породы залегают на размытой поверхности палеозойских, причем современный свод поднятия смещен к юго-западу относительно наиболее древних пород, перекрытых мезозойскими. Самая приподнятая часть свода занята крупным плоским поднятием Хасси-Р'Мель, к которому приурочено газовое месторождение-гигант.

Часть бассейна, расположенная западнее структурной зоны Иджеране-М'Заб, иногда в литературе выделяется как Западно-Алжирская синеклиза (рис. 45). Между приподнятыми зонами Иджеране-М'Заб и Амгид-эль-Бюд находится прогиб Муйдир — Уэд-Миа, состоящий из двух одноименных впадин (Центральноалжирская синеклиза). Фундамент северной, более крупной впадины Уэд-Миа (200 × 500 км) залегают на глубине свыше 4000 м. Впадина начала формироваться с кембрийского периода и только в конце палеозоя испытала подъем, а в конце мезозоя вновь значительное опускание.

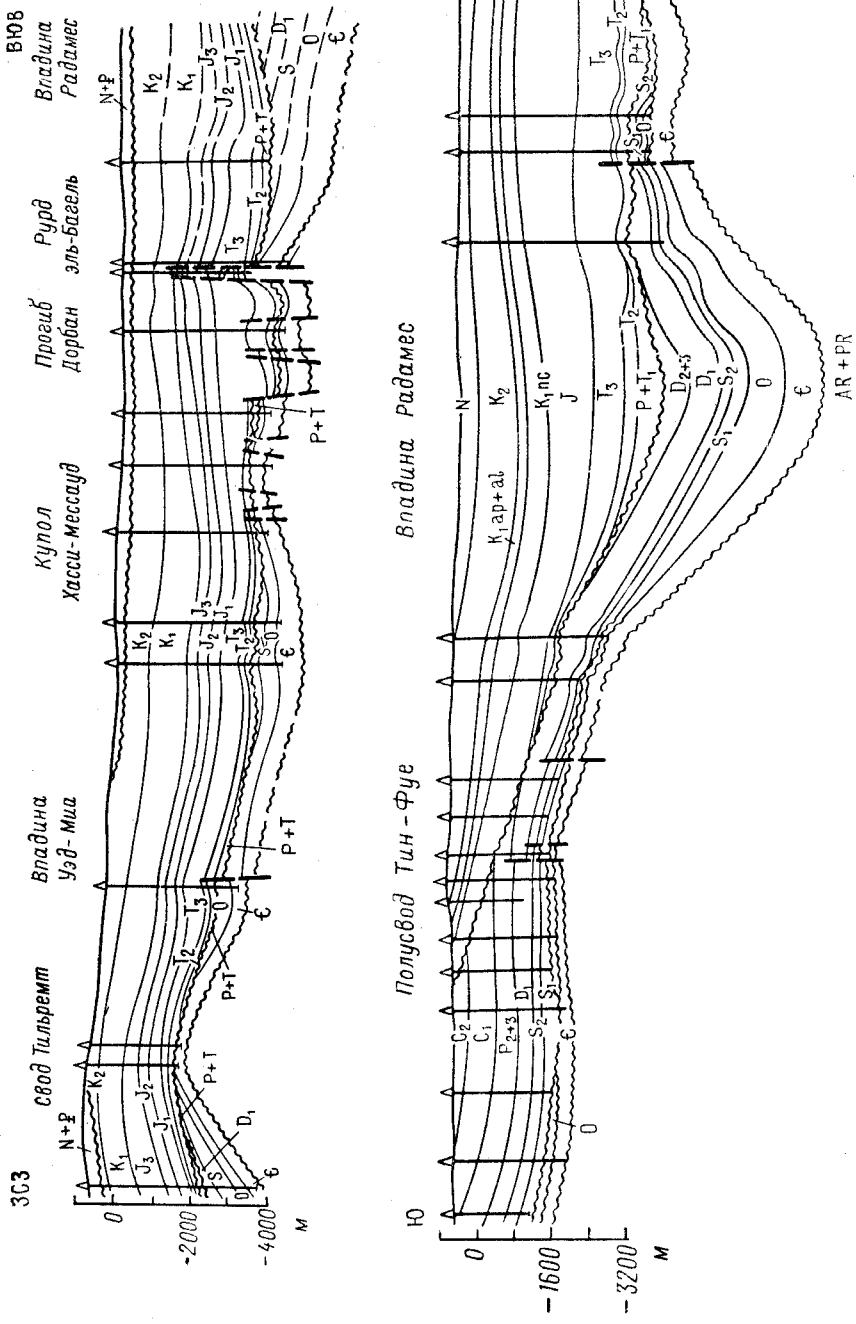


Рис. 45. Поперечные разрезы алжирской части Сахаро-Восточносредиземноморского нефтегазоносного бассейна

Впадина Уэд-Миа осложнена рядом валов северо-восточного простирания. На юго-восточном борту ее находится газонефтеносный вал Эрг-Джуан-Хауд-Беркауи, восточнее его вал Эль-Агерб-эль-Гасси. На северо-восточном продолжении последнего располагается крупный купол Хасси-Мессауд, заключающий гигантское нефтяное месторождение. Северо-западное крыло впадины Уэд-Миа осложнено валом Уэд-Нумэр, также нефтегазонасыщенным.

Впадина Муидир имеет меньшие размеры и сложена палеозойскими осадками мощностью не более 2500 м. Расположенное на севере западной части бассейна своды Уэд-Намус, Тильрепт, Дахар и Гариан образуют прерывистую приподнятую зону, севернее которой располагается также прерывистая зона прогибов перед северным горным обрамлением бассейна. Зона начинается с прогиба Бену, расположенного перед Сахарским Атласом. Восточнее его через поперечное поднятие Лагуат проходит прогиб Мельрир, развившийся перед Тунисским Атласом. В обоих прогибах фундамент опущен на глубину 5—6 км; южные борта пологие, северные крутые и нарушены узкими антиклиналями. На размытые палеозойские отложения северного окончания зоны Иджеране-М'Заб (свод Тильрепт), во впадине Уэд-Миа, в большей северной части зоны Амгид-эль-Биод и во впадине Радамес (без впадины Иллизи) налегают соленосные глинистые породы триасового возраста, образующие надежную покрывку для скоплений углеводородов. Площадь распространения этой покрывки именуется в литературе триасовой провинцией.

Нефтегазонасыщенность Сахаро-Восточносредиземноморского бассейна охватывает весьма широкий стратиграфический интервал от кембрийских до эоценовых отложений и значительную площадь бассейна. Наиболее изучена в нефтегазонасыщенном отношении алжирская часть бассейна, где открыто более 80 нефтяных и 50 газовых месторождений.

Месторождения расположены в пределах впадин Большого Западного Эрга, Ахнет, на своде Тильрепт, во впадине Уэд-Миа; на севере зоны Амгид-эль-Биод, на западном, северо-восточном и южном (Иллизи) бортах впадины Радамес. Месторождения группируются в зоны нефтегазонакопления, приуроченные к валообразным поднятиям. Последние объединяются в ареалы зон, структурное положение и возраст нефтегазонасыщенных толщ которых различные (рис. 46). Характерно раздельное размещение зон газовых месторождений от преимущественно нефтяных и газонефтяных. Газовые месторождения размещаются во впадине Большого Западного Эрга и Ахнет и образуют обширный газонасыщенный ареал.

Нефтяные месторождения сосредоточены во впадине Уэд-Миа, газовые и нефтяные — на западном борту впадины Радамес и в пределах ступени Иллизи. Месторождения нефти и газа за небольшим исключением приурочены к пологим брахиантиклиналям, частью нарушенным сбросами; залежи обычно пластовые сводовые, реже массивные.

Особое положение занимают в бассейне гигантские месторождения — нефтяное Хасси-Мессауд и газовое Хасси-Р'Мель в Алжире. По запасам углеводородов они могут приравняться к зонам или ареалам зон.

Месторождение Хасси-Мессауд расположено во впадине Уэд-Миа. Сводовая массивная залежь нефти заключена в песчаниках кембрийского возраста (глубина 3280—3400 м), несогласно перекрытых в своде триасовыми отложениями. Структура нижнепалеозойских отложений пред-

ставляет пологий купол (40 × 15 км, высота 280 м), рассечено рядом разрывов. Извлекаемые начальные запасы нефти на месторождении оцениваются в 713 млн. т.

Газовое месторождение Хасси-Р'Мель расположено на своде Тильремт. Месторождение приурочено к куполовидному поднятию размером

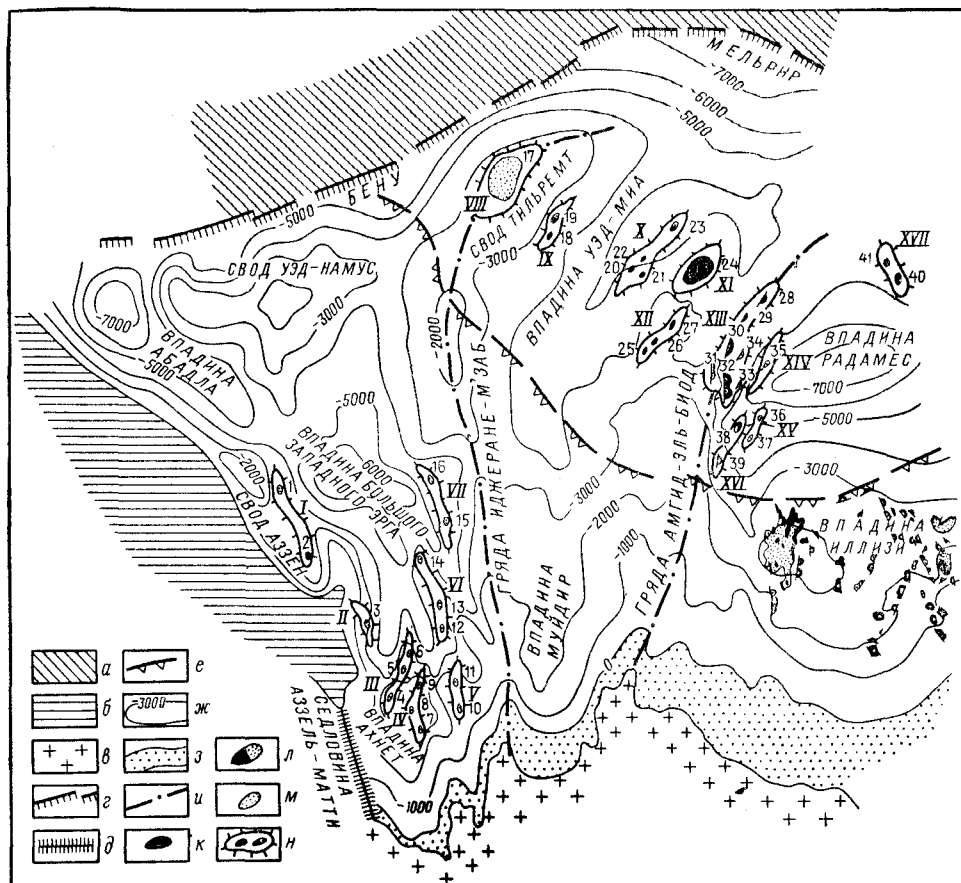


Рис. 46. Алжирская часть Сахаро-Восточносредиземноморского нефтегазоносного бассейна

а — Атласская эпигерцинская платформа; б — складчатая область Угарта; в — докембрийский массив Ахаггар; г — граница зоны развития маломощных пород (аконсервационной зоны); д — Южно-Атласский глубинный разлом; е — межбассейновая седловина Азель-Матти; ж — изобаты фундамента в м; з — южная граница распространения соленосных отложений; и — осевые зоны поднятий (гряд); месторождения: к — нефти, л — газа и нефти, м — газа, н — зоны нефтегазо-накопления.

Зоны нефтегазоаккумуляции, месторождения: I — Бель-Рази — Тиссерас: 1 — Бель-Рази, 2 — Азвен; II — Тит: 3 — Тит; III — Бахар-эль-Амар — Узд-Суф: 4 — Бахар-эль-Амар, 5 — Джебель-Берга, 6 — Мередуа; IV — Адрар-Тирессуин — Узд-Джарет: 7 — Тибарадин, 8 — Тирешуин, 9 — Узд-Джарет; V — Тигентур — Хасси-Музма: 10 — Джебель-Тара, 11 — Джебель-Муадрин; VI — Ин-Салах-Рег: 12 — Ин-Салах, 13 — Джуга, 14 — Рег; VII — Рекани — Тинельджам: 15 — Тинельджам, 16 — Крешба; VIII — Хасси-Р'Мель: 17 — Хасси-Р'Мель; IX — Узд-Нумер: 18 — Узд-Нумер, 19 — Аит-Кхейр; X — Эрр-Джуад — Хауд-Беркауи: 20 — Хауд-Беркауи, 21 — Бен-Кала, 22 — Гелала, 23 — Уллуга; XI — Хасси-Мессауд: 24 — Хасси-Мессауд; XII — Эль-Агреб — Эль-Гасси: 25 — Эль-Агреб, 26 — Зотти, 27 — Эль-Гасси; XIII — Рурд-эль-Багель — Туаль: 28 — Рурд-эль-Багель, 29 — Меслар, 30 — Незла, 31 — Хасси-Туарег, 32 — Хасси-Шерги, 33 — Туаль, 34 — Гасси-эль-Алем; XIV — Бридес — Тауй: 35 — Бридес; XV — Рурд-Шуф — Рурд-Адра: 36 — Рурд-Шуф, 37 — Рурд-Адра; XVI — Рурд-Нусс — Хамра: 38 — Рурд-Нусс, 39 — Хамра; XVII — Эль-Борма — Кескесса: 40 — Эль-Борма, 41 — Кескесса.
Впадину Иллизи см. на рис. 47

55 × 75 км, высотой 140 м, выполненному палеозойскими отложениями (до девона), несогласно и более полого перекрытыми среднетриасовыми и более молодыми отложениями. Пластовая сводовая залежь газа находится на глубине 2130—2400 м и заключена в едином резервуаре, образованном тремя сообщающимися между собой пластами песчаников среднего и верхнего триаса. Покрышка представлена соленосными образованиями. Газ содержит около 200 г/м³ конденсата. Начальные запасы определены в 1,5 трлн. м³, конденсата — 400 млн. т.

Ареал зон впадин Большого Западного Эрга и Ахнет является газоносным. Он включает семь валообразных зон газонакопления. Газоносность связана с песчаниками нижнего силура, нижнего девона, ордовика (трещинные аргиллиты, месторождение Бахар-эль-Амар). На месторождении Аззен помимо газовой залежи в песчаниках рамая на глубине 725 м известна небольшая залежь нефти в известняках живетского яруса (свита шефар-эль-амар). Покрышками являются аргиллиты среднего и верхнего девона и верхнего силура. Всего выявлено 15 газовых месторождений. Залежи газа находятся на глубинах 900—1800 м (преимущественно 1300—1600 м). Запасы газа (метан 97—98%) месторождений небольшие. Месторождения не эксплуатируются. Изучение степени катагенетической превращенности пород, содержащих скопления газа (по отражательной способности керогена), показало, что они прошли стадию углефикации, соответствующую тощим углям и полуантрацитам. Это дает основание предполагать, что газ образовался в нижней зоне газогенеза.

Ареал зон нефтегазонакопления впадины Уэд-Миа образован тремя зонами, содержащими восемь месторождений нефти. Продуктивным является тот же природный резервуар, что и на месторождении Хасси-Р'Мель. Залежи нефти находятся на глубинах 2600—3500 м. Запасы нефти месторождений небольшие.

Ареал зон нефтегазонакопления Рурд-эль-Багель — Туаль расположен на северном погружении структурной зоны Амгид-эль-Биод. Продуктивными являются кембрийские отложения (резервуар месторождения Хасси-Мессауд), ордовикские песчаники хамра и уаргла и верхнетриасовые породы (резервуар месторождения Хасси-Р'Мель). Залежи нефти и газа массивные (Рурд-эль-Багель, Гасси-эль-Адем), тектонически экранированные (Незла) и пластовые сводовые (Туаль и др.), находятся на глубинах 2300—2800 м. Наиболее крупными являются нефтяное месторождение Рурд-эль-Багель и газовое Туаль.

Ареал зон нефтегазонакопления западного борта впадины Радамес состоит из трех зон и содержит пять месторождений, из них четыре газовых. За исключением нефтегазового месторождения Рурд-Нус, содержащего крупную залежь газа и небольшую залежь нефти, остальные месторождения имеют небольшие запасы. Основной продуктивный горизонт находится в песчаниках среднего и верхнего триаса на глубинах 1900—3600 м.

Зона нефтегазонакопления Эль-Борма — Кескесса находится на северном склоне впадины Радамес и содержит два небольших нефтяных месторождения — Эль-Борма и Кескесса с залежами нефти в песчаниках среднего триаса.

Ареал зон нефтегазонакопления Тин-Фуе (рис. 47) расположен на западе впадины Иллизи и связан с крупным сводом (200 × 120 км), выраженным в рельефе фундамента и по нижнепалеозойским отложениям.

По вышезалегающим палеозойским осадкам свод на юге не замыкается, представляя крупный структурный нос. С востока к своду Тин-Фуе при-
мыкает вал Мазула-Уэд-Туэнре длиной около 100 км. Свод Тин-Фуе
содержит крупную нефтегазовую массивную залежь в кварцитах и песча-
никах хамра на глубине 1900—2100 м. Залежь охватывает почти весь

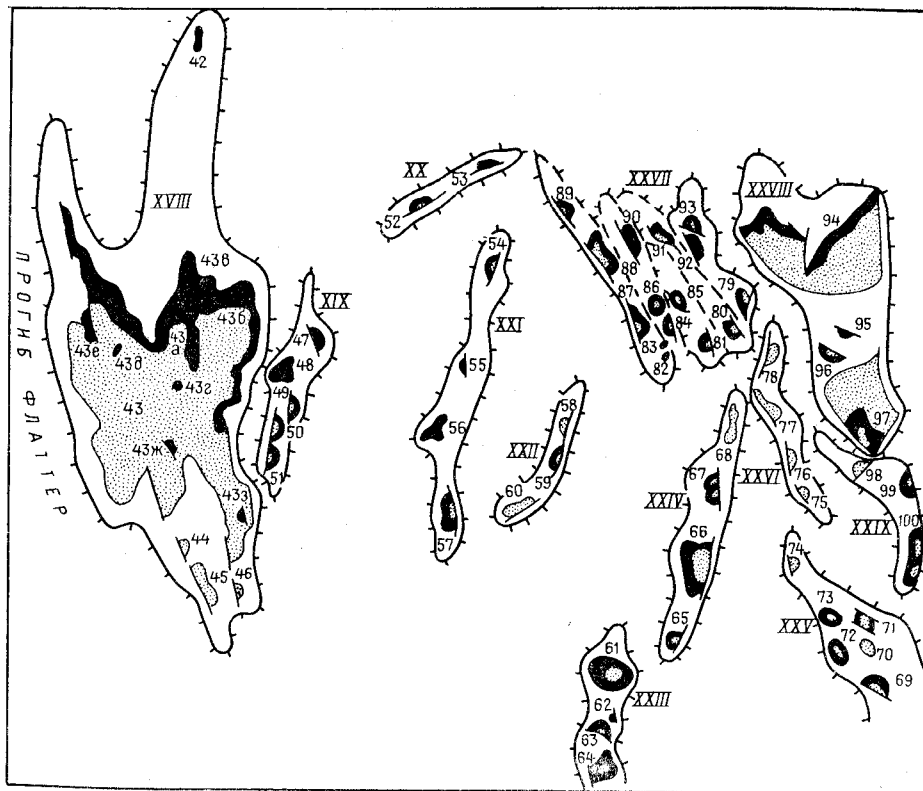


Рис. 47. Зоны нефтегазоаккумуляции, месторождения нефти и газа впадины Илиши Сахаро-Во-
сточносредиземноморского бассейна

XVIII — Тин-Фуе: 42 — Эль-Уар-Юг, 43 — Большое Тин-Фуе (залежи нефти в девоне: 43а — Тин-Фуе-Табанкорт-Восток, 43б — Тин-Фуе Табанкорт, 43с — Тамаджельт, 43д — Тимелалин, 43е — Уэд-Зенани, 43ж — Уэд-Зенани-Запад, 43з — Иссауан, 43г — Иссауан «С», 44 — Иссауан-Север, 45 — Иссауан-Северо-Запад, 46 — Иссауан-Северо-Восток); XIX — Мазула-Уэд-Туэнре: 47 — Джуга-Запад, 48 — Хасси-Мазула, 49 — Хасси-Мазула «В», 50 — Хасси-Мазула-Юг, 51 — Хасси-Мазула «С»; XX — Ахара-Худет: 52 — Уэд-Ахара, 53 — Ин-Худет; XXI — Джуга-Ихансатен-Запад: 54 — Тесселит, 55 — Джуга, 56 — Эдсейп, 57 — Ихансатен-Запад; XXII — Ихансатен — Ирлален: 58 — Ирлален, 59 — Ирлален-Юг, 60 — Ихансатен; XXIII — Ассекайфаф — Эль-Адеб-Лараш: 61 — Эль-Адеб-Лараш, 62 — Тан-Батск, 63 — Ассекайфаф-Север, 64 — Ассекайфаф; XXIV — Тигентурин-Ла-Реколле: 65 — Бурархерт, 66 — Тигентурин, 67 — Ла-Реколле, 68 — Ин-Аменас-Запад; XXV — Дом-а-Коллениас — Тап-Эмеллель: 69 — Дом-а-Коллениас, 70 — Дом-а-Коллениас-Север, 71 — Тап-Эмеллель, 72 — Тип-Әссамейд, 73 — Уан-Тарсерт, 74 — Тенер-Бегре; XXVI — Ин-Аменас — Тидерер: 75 — Тидерер, 76 — Ин-Аменас, 77 — Ин-Аменас-Север, 78 — Альрар-Юг; XXVII — Оханет — Тамаданет: 79 — Ин-Акадил-Запад, 80 — Ин-Акадил, 81 — Триг-Север, 82 — Тауратин, 83 — Тауратин-Север, 84 — Ашеб, 85 — Тимедрагин, 86 — Тауратин-Запад, 87 — Креб-Ашеб-Запад, 88 — Ин-Адауи, 89 — Оханет, 90 — Аскарен, 91 — Асгель, 92 — Тамаданет, 93 — Гельта; XXVIII — Зарзайтин — Альрар: 94 — Альрар, 95 — Уан-Тареджели, 96 — Ифефап-Техерт-Север, 97 — Зарзайтин; XXIX — Эджелех — Хасси-Уан-Абешу: 98 — Арен-Юг, 99 — Тихалатин, 100 — Эджелех.
Условные обозначения см. на рис. 46

свод. Выше (1300—1400 м) в нижнедевонских отложениях находятся восемь разобщенных залежей нефти, приуроченных к небольшим валлообразным поднятиям субмеридионального простирания, осложненных разрывами.

С валом Мазула-Уэд-Туэнре связано три небольших газонефтяных и два нефтяных месторождения. Залежи нефти заключены в нижнесилурийских и нижнедевонских отложениях.

Ареал зон нефтегазонакопления Альрар — Дом-а-Коллениас находится на северо-востоке террасы Иллизи и приурочены к северному окончанию структурной зоны Тихембока — Зарзайтин. Ареал состоит из четырех валлообразных зон нефтегазонакопления. В ареале известно не менее 17 месторождений, в том числе два крупных — газонефтяное Зарзайтин и нефтегазовое Альрар. На первом месторождении газонефтеносными являются отложения нижнего карбона (восемь пластов на глубине 750—800 м), нижнего девона (1500—1550 м), нижнего силура и ордовика (1750 м). Извлекаемые начальные запасы нефти оцениваются в 207 млн. т. Запасы газа небольшие. На месторождении Альрар газоносными являются все три отдела девонской системы на глубине 2500—2700 м. Газ содержит до 400 т/м³ конденсата.

Зона Ин-Аменас — Тидерер (четыре газовых месторождения) являются чисто газоносной с залежами, заключенными в песчаниках верхнего и нижнего девона. В остальных зонах нефтегазонакопления продуктивны кембрийско-ордовикские, нижнесилурийско-ордовикские, нижне- и среднедевонские и нижнекаменноугольные отложения на глубинах от 450 до 1500 м.

Ареал Оханет — Тамаданет примыкает с запада к ареалу Альрар — Дом-а-Коллениас. Ареал имеет блоковую структуру. Расположенные в его пределах 15 нефтяных и газонефтяных месторождений плохо группируются в зоны, хотя и ориентированы в общем в северо-западном направлении. Газонефтеносными являются ордовикские, нижне- и верхнедевонские отложения на глубинах 2100—2600 м.

Ареал зон нефтегазонакопления Тигентурин — Ассекайфаф и рядом расположенный ареал Ихансатен состоят каждый из двух зон. Зоны вытянуты в северо-северо-восточном направлении и примыкают на северо-востоке к ареалу Оханет — Тамаданет.

В обоих ареалах нефтегазонасы нижнедевонские и нижнесилурийские отложения. В ареале Тигентурин — Ассекайфаф продуктивны также каменноугольные, верхнедевонские и ордовикские осадки. Здесь находятся крупные газовые залежи (вместе с небольшими нефтяными) на месторождениях Тигентурин и Ла-Рекюле. Залежи газа расположены на глубинах 1800—2020 м в силурийских отложениях, выше находятся скопления нефти.

Севернее ареала Ихансатен известна отдельная зона нефтегазонакопления Ахара-Худет, состоящая из двух месторождений с газонефтяными залежами в нижнедевонских породах.

На далеком юго-восточном и на северо-восточном крыльях впадины Радамес на западе Ливии известно несколько отдельных месторождений нефти (Тижи, Тлаксин, Эль-Хамра, Тахара), где нефтеносны силурийские, девонские, нижнекаменноугольные и верхнемеловые отложения. Месторождения содержат сравнительно небольшие скопления нефти, наиболее крупным является месторождение Эль-Хамра.

На востоке Сахаро-Восточносредиземноморского бассейна наиболее крупные скопления нефти и газа сконцентрированы во впадине Сирт (рис. 48). Здесь, как уже говорилось выше, прослеживаются несколько валов, вытянутых в северо-западном направлении (Амал, Зелтен и др.). В пределах этих валов расположено свыше 40 нефтяных месторождений,

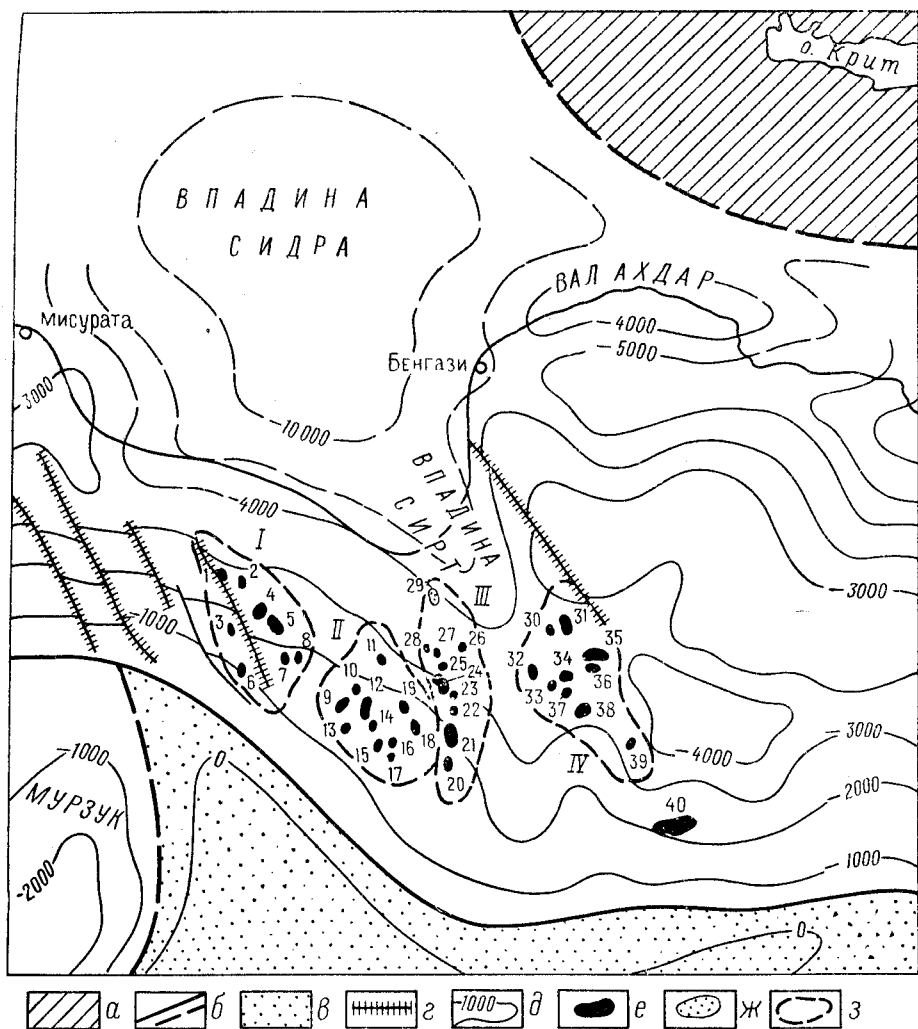


Рис. 48. Ареалы зон нефтегазонакопления, месторождения нефти впадины Сирт Сахаро-Восточно-средиземноморского бассейна (В. И. Высоцкий, 1975)

а) — альпийская складчатая область; б — границы бассейнов; в — аномсервационная зона; г — крупные разрывные нарушения; д — изогипсы фундамента в м; месторождения: е — нефти, ж — газа; з — зоны нефтегазонакопления: I — Дахра, II — Рагуба, III — Зелтен, IV — Гиало. Месторождения: 1 — Мабрук; 2 — Бахи; 3 — Фаша; 4 — Дахра; 5 — Хофра; 6 — Эд-Диб; 7 — Фаруд; 8 — Умм-Фаруд; 9 — Мансур; 10 — Дор; 11 — Рагуба; 12 — Котла; 13 — Эль-Кхуфф; 14 — Бела; 15 — Самах; 16 — Валат; 17 — Белехедан; 18 — Заггут; 19 — Ора; 20 — Дефа; 21 — Ваха; 22 — Джебель; 23 — Ралах; 24 — Зелтен; 25 — Мегхил; 26 — Аршад; 27 — Лехиб; 28 — Дор-Марада; 29 — Хатейба; 30 — Амал «И»; 31 — Амал; 32 — Интизар «А»; 33 — Интизар Д; 34 — Ракб; 35 — Нафура; 36 — Ауджила; 37 — Фарих; 38 — Гиало; 39 — Маджид; 40 — Сарир

в том числе месторождения-гиганты Сарир (с извлекаемыми запасами нефти 1272 млн. т) и Ауджила (826 млн. т) и 9 месторождений с запасами от 100 до 349 млн. т (Зелтен, Гиало, Дефа, Интизар (Идрис) «А», Самах, Интизар «Д», Ваха, Рагуба, Дахра). Всего может быть выделено не менее четырех ареалов зон нефтегазонакопления (с запада на восток): Дахра, содержащий восемь месторождений нефти, Рагуба (11 месторождений, в том числе крупные Рагуба, Самах), Зелтен (10 месторождений нефти, в том числе Ваха, Зелтен и крупное газовое месторождение Хатейба), Гиало (10 месторождений, в том числе Гиало, Интизар «А», Интизар «Д», Ауджила).

В ареалах зон нефтегазонакопления залежи нефти и газа заключены в отложениях докембрия (выветрелые граниты на месторождении Ауджила), в песчаниках кембро-ордовика, в песчаниках, доломитах и рифогенных известняках верхнего мела, в известняках и рифогенных известняках палеоцена — эоцена. В последних насчитывается до 12 продуктивных пластов.

Все месторождения связаны с пологими брахиантиклиналями, залежи пластовые сводовые, в известняках — массивные, расположены на глубине 670—3600 м, но преимущественно в интервале 900—2500 м.

Гигантское нефтяное месторождение Сарир приурочено к сложно построенному крупному поднятию (площадь 400 км², высота 131 м) с падением слоев на крыльях до 1°. Поднятие осложнено разрывами северо-западного и северо-восточного простираний. Нефтеосны пять пластов базальных песчаников позднемелового возраста, залегающих на докембрийском фундаменте и несогласно перекрытых аргиллитами. Залежи нефти находятся на глубине 2490—2745 м.

Ареалы зон нефтегазонакопления впадины Сирт характеризуются высокой степенью удельной нефтенасыщенности. Только крупные и гигантские месторождения содержат около 3 млрд. т извлекаемых запасов нефти. В этом отношении ареалы впадины Сирт занимают второе место после ареалов бассейна Персидского залива.

Четыре небольшие антиклинальные зоны нефтегазонакопления прослеживаются восточнее впадины Сирт. На севере это зона Ум-Барака-Мелейхская, расположенная на месте седловины, разделяющей впадины Фагурскую и Мелейхскую. Зона включает два небольших месторождения нефти — Ум-Барака и Мелейха. Восточнее на северном склоне Сиби-Рабатского вала находится Аламейнская зона (три нефтяных месторождения). На северном крыле Нижненильской впадины открыты два близко расположенных месторождения Эль-Буссель и Абу-Кир, а восточнее газовое месторождение Камель-Пасс. Возможно, что все три газовых месторождения принадлежат одной зоне газонакопления (рис. 49).

Во впадине Абу-Гарадик известны два месторождения — нефтегазовое Абу-Гарадик и газовое Абу-Сеннан, объединяющиеся в одну зону нефтегазонакопления.

Для всех перечисленных зон нефтегазонакопления характерен меловой (турон — неоком) и более молодой (неоген в Нижненильской впадине) возраст продуктивных пластов, расположенных в интервале глубин от 360 м (месторождение Камель-Пасс) до 3500 м.

На крайнем востоке бассейна в аравийской его части наметились две зоны нефтегазонакопления: восточная, расположенная вблизи границы бассейна и содержащая два газовых месторождения (Захар-Кидот,

Хар-Хоканаим) и одно нефтяное (Гурум), и западная, включающая четыре нефтяных месторождения (Негба, Нир-Ам, Хелетц-Брур, Кокхав). Все месторождения приурочены к пологим поднятиям, продуктивными являются нижнемеловые (готерив) песчаники и среднеюрские известняки и песчаники на глубине 1100—1900 м.

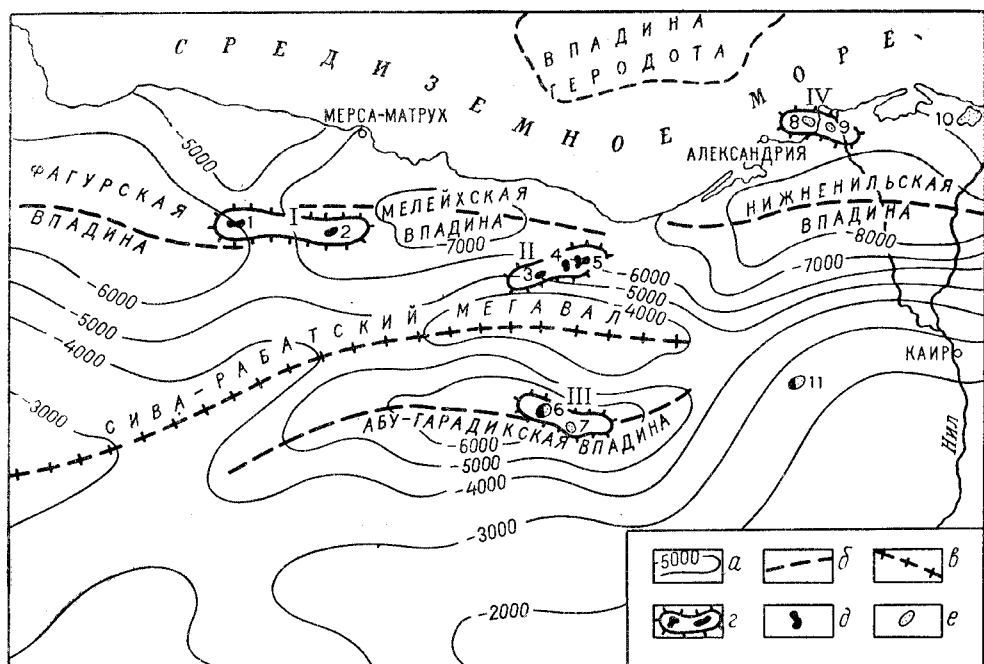


Рис. 49. Зоны нефтегазоаккумуляции и месторождения нефти и газа египетской части Сахаро-Восточносредиземноморского бассейна (нефтегазоносная область Катгара) (В. И. Высоцкий, 1975)

a — изогипсы фундамента в м; *b* — оси крупных отрицательных структур; *c* — оси крупных положительных структур; *z* — зоны нефтегазоаккумуляции; I — Ум-Барака-Мелейхская, II — Аламейнская, III — Абу-Гарадикская, IV — Абу-Кирская; месторождения: *d* — нефти, *e* — газа. Месторождения: I — Ум-Барака; 2 — Мелейха; 3 — Раззак; 4 — Едьма; 5 — Аламейн; 6 — Абу-Гарадик; 7 — Абу-Сенна; 8 — Абу-Кир; 9 — Эль-Буссель; 10 — Камель-Пасс; 11 — Абу-Мади

Нефтегазоносность северной части бассейна, в значительной части занятой водами Средиземного моря, установлена на территориях Туниса и Сицилии. В Тунисе на западном склоне свода Керкенна выявлены два месторождения нефти — Сиди-Эль-Итайем и Сиди-Бехара, на юго-западном склоне — нефтяное месторождение Аштарт и на далеком северо-западном склоне — конденсатногазовое месторождение Кап-Бон.

Месторождение Аштарт находится в субаквальной части свода, южнее островов Керкенна, при глубине дна около 50 м. Структура всех месторождений нефти и газа представлены пологими брахиантиклиналями, за исключением конденсатногазового месторождения Кап-Бон (открыто в 1948 г.), где газовая залежь находится в аптских песчаниках на глубине 1730—1740 м. В остальных месторождениях продуктивны известняки ирского яруса.

Свод Керкенна изучен весьма слабо. Его разрез вскрыт бурением лишь до подошвы юрских отложений. Последние представлены карбонат-

ной толщей мощностью 1400 м, которая выше перекрывается нижнемеловыми также карбонатными отложениями мощностью 1600 м. Верхнемеловые и палеогеновые отложения представлены известняками, мергелями, в меньшей степени глинами; мощность отложений 1800 м. Они отделены от выше- и нижележащих осадков перерывами. Неогеновые отложения

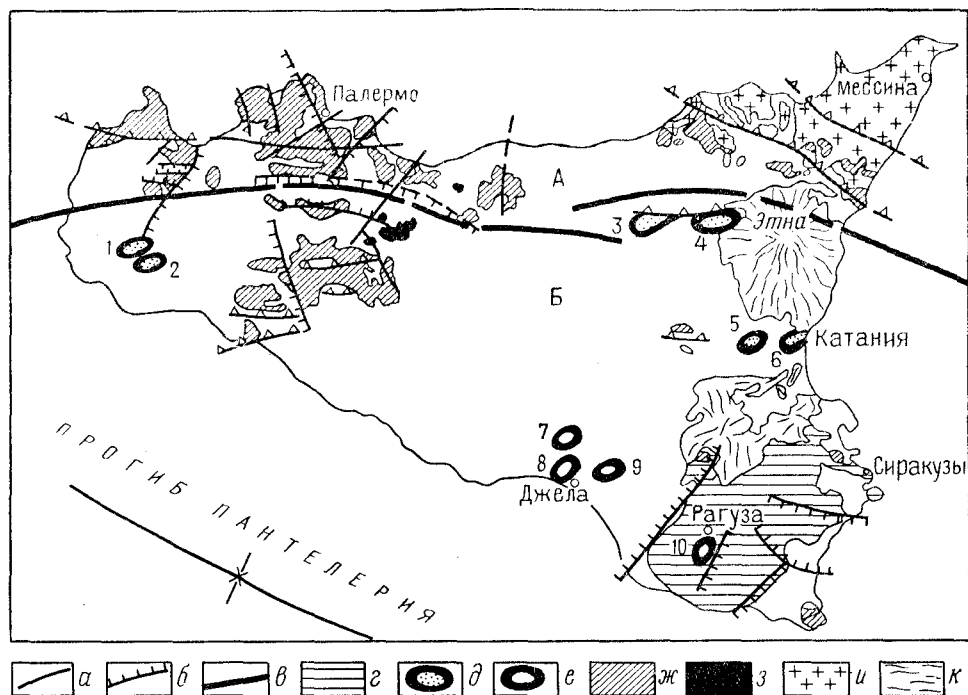


Рис. 50. Нефтяные и газовые месторождения Сицилии

а — надвиги и сбросы; б — нормальные сбросы; в — разломы; г — Южно-Сицилийское поднятие; месторождения: д — газовые, е — газонефтяные; ж — мезозой; з — палеозой; и — кристаллические и метаморфические породы; к — вулканические породы.
Месторождения: 1 — Мавара; 2 — Липпоне; 3 — Гаглиано; 4 — Бронте-Сан-Никола; 5 — Чисина; 6 — Катания; 7 — Каммарат; 8 — Джела; 9 — Дирилло; 10 — Рагуза.
А — Сицилийские Апеннины; Б — Сицилийский платформенный блок

характеризуются большой мощностью (свыше 3800 м), представлены они терригенными породами, угленосными в миоцене.

В строении нефтегазоносной части о-ва Сицилия принимают участие карбонатная толща триасового возраста мощностью около 2000 м, карбонатно-терригенная толща юрского и мелового возраста мощностью до 2000 м и преимущественно терригенная толща кайнозойского возраста мощностью 1500—2000 м. Платформенная часть о-ва Сицилия отделена от Сицилийских Апеннин разломом, на котором находится в частности вулкан Этна. В этой части острова неогеновые отложения дислоцированы с образованием антиклиналей, к которым приурочены несколько газовых месторождений с залежами в миоценовых отложениях. Наиболее крупными являются Гаглиано и Бронте-Сан-Никола. На месторождении Гаглиано на глубине 2500—3000 м находится залежь жирного газа, ниже (3200 м) — конденсатногазовая залежь. Запасы газа обоих месторождений

оцениваются в 50 млрд. м³. Остальные газовые месторождения Сицилии характеризуются небольшими запасами (рис. 50).

Платформенная часть Сицилии осложнена на юге в районе плато Иблео поднятием, ограниченным рядом разрывов (Комизо, Ното-Испика, Тилларо). В средней части поднятия и на его северо-западном склоне выявлены четыре нефтяных месторождения, в том числе сравнительно большие — Рагуза и Джела. Газонефтеносны доломиты свиты таормина триасового возраста, залегающие на глубине 1500—3400 м и покрываемые аргиллитами. Для месторождений Джела и Рагуза характерны низкая плотность нефти (до 1 г/см³) и высокое содержание CO₂ (свыше 50%) в газе, растворенном в нефти, и в газовой шапке.

Сахаро-Восточномедиземноморский нефтегазоносный бассейн изучен весьма неравномерно. Его значительная восточная и особенно северная субаквальная части изучены весьма слабо. В исследованных районах бассейна основные запасы нефти (более 50%) и газа (более 80%) сконцентрированы в отложениях эоцен-триасового возраста, при этом нефть — преимущественно в отложениях эоцена, верхнего мела — палеоцена, а газ — в триасовых отложениях. На долю палеозойских пород приходится около 40% запасов нефти и около 20% газа, причем главным образом в отложениях кембро-ордовика.

По глубинам большая часть нефти сконцентрирована в интервалах 1500—2000 и 2500—3000 м, газа — в интервалах 1500—2500 м. Разрез отложений глубже 3500 м в бассейне изучен лишь отдельными скважинами, что не позволяет оценить общую закономерность изменения состава скоплений углеводородов с глубиной. Большой стратиграфический диапазон нефтегазоносности, неоднократная повторяемость в разрезе достаточно мощных толщ глин дают основание полагать, что бассейн имеет несколько разновозрастных нефтематеринских свит.

Б. СКВОЗНЫХ ГРАБЕНОВ И ПОЛУГРАБЕНОВ

Среди нефтегазоносных бассейнов этого типа наиболее распространены бассейны, связанные с периконтинентальными прогибами, опоясывающими с двух сторон африканский континент, развитыми вдоль Атлантического побережья американских континентов, побережья Индостана и вдоль западного и южного побережий Австралии.

Меньше развиты нефтегазоносные бассейны, заключенные в сквозных грабенах платформ. К таковым относятся в Западной Европе относительно большой *Рейнский бассейн* (более 20 небольших месторождений нефти и газа) и небольшой *Тюрингский* (восемь небольших месторождений нефти и газа), в Африке сравнительно большой (20 месторождений) *Красноморский*, в Южной Америке (Бразилия) — *Баийя* (30 месторождений), в Северной Америке (Канада) — *прол. Св. Лаврентия* (одно месторождение), в Азии (Индия) — *Камбейский* (более 15 месторождений).

Грабены, в той или иной степени перспективные в нефтегазоносном отношении, широко развиты в азиатской части Советского Союза, а также в Африке. Все они отличаются небольшими размерами.

В Советском Союзе выделяются три грабена, расположенные в Средней Азии — *Иссыккульский*, *Илийский* и *Нарынский*, и несколько грабенов в пределах Байкальской складчатости на юго-востоке Сибири.

В пределах Прибайкалья и Забайкалья прослеживается группа небольших по размерам грабенов, почти одинакового строения, предста-

включающих некоторый интерес в нефтегазоносном отношении, так как они содержат прямые признаки нефти и газа. Грабены могут рассматриваться как небольшие возможно нефтегазоносные бассейны — *Южно-Байкальский, Северо-Байкальский, Баргузинский, Тункинский, Гусиноозерский, Боргойский, Борзинский.*

В Африке возможно нефтегазоносными бассейнами являются некоторые грабены западной рифтовой системы, рассекающей древний фундамент континента на востоке его. Такими грабенами являются (с севера на юг) грабены озер *Альберта, Танганьика, Руква, Ньяса.*

Интерес в нефтегазоносном отношении представляет *Аденский грабен*, занимающий одноименный залив. Грабен отделен от нефтегазоносного бассейна Красного моря поперечным поднятием на месте Баб-эль-Мандебского пролива. В ряде скважин, пробуренных в 1950—1960 гг. на южном побережье Аденского залива, обнаружены нефтепроявления при проходке юрских и меловых отложений. В районе Дагах-Шебел известны поверхностные нефтепроявления; в шахтах собрано небольшое количество нефти.

В Канаде на юго-восточной окраине Канадского щита может быть выделен *потенциально нефтегазоносный бассейн прол. Св. Лаврентия.* Бассейн находится в узком грабене, который протягивается от оз. Онтарио на юге через одноименный пролив до поперечного разлома (перед о-вом Ангикости).

Севернее между Гренландией и Баффиновой Землей находится крупный грабен, образовавшийся в конце мелового — начале палеогенового времени. Грабен может рассматриваться как возможный нефтегазоносный бассейн.

Протяженные пояса нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных бассейнов, заключенных в периконтинентальном прогибе, отмечаются вдоль западного и восточного побережий Африканского континента. Западный пояс начинается с *нефтегазоносного бассейна Дуккала-Сус*, расположенного на западе Марокко. Южнее от Сиди-Ифни и до Бисау без видимого перерыва (поперечного поднятия) протягивается *Западно-Африканский потенциально нефтегазоносный бассейн* (см. рис. 33).

Осадочный чехол бассейна смят в пологие складки, простирающиеся параллельно обрамлению бассейна.

В сенегальской части бассейна в 1959 г. было выявлено небольшое скопление нефти Диам-Ниоде в маастрихтских песчаниках (выработано после извлечения 4500 т).

На севере (Ааюн) была обнаружена небольшая залежь тяжелой нефти в субаквальной части бассейна против г. Гарфая.

После перерыва на месте Леоно-Либерийского массива новый периконтинентальный прогиб появляется в районе Берега Слоновой Кости — Абиджанский. В 1970 г. в одной скважине был получен промышленный приток нефти.

Два крупных *нефтегазоносных бассейна Нижнегвинецкий и Кванза-Камрунский* связаны с периконтинентальным прогибом Гвинейского залива.

Восточный пояс периконтинентальных прогибов Африки протягивается от зал. Аден на севере до широты Лоренсу — Маркиш (Мозамбик) на юге.

В пределах прогиба выделяются четыре потенциально нефтегазонасыщенных бассейна (с севера на юг): *Сомалийский (Веби-Шебели)*, *Джуба (Тана)*, *Занзибарский* и *Мозамбикский (Нижнезамбезийский)*.

В Мозамбикском бассейне в 1961 г. было открыто небольшое газовое месторождение Панде. Газовая залежь находится на глубине 1127—1134 м в песчаниках верхнего мела. Приток газа из тех же отложений (1412—1432 м) был получен также в скважине Бузи.

Два бассейна *Морондова* и *Маджунга* расположены на западном побережье о-ва Мадагаскар. В бассейне Морондова давно известны поверхностные нефтепроявления, приуроченные к породам «системы» карру.

Оба бассейна погружаются в Мозамбикскую котловину.

По периферии п-ова Индостан может быть выделено четыре перспективных в нефтегазонасыщенности отношении прогиба — *Кач-Кативарский*, *Малабарский*, *Коромандельский* и *Годаварийский* и один нефтегазонасыщенный — *Камбейский*.

В Австралии к сквозным периконтинентальным полуграбенам приурочены два нефтегазонасыщенных бассейна *Перт* и *Карнарвон*, расположенные на юго-западе континента. Значительная часть этих бассейнов развита на шельфе и ограничивается континентальным склоном (см. рис. 66).

На крайнем юге Австралии выделяется потенциально нефтегазонасыщенный бассейн *Басс*, приуроченный к сквозному грабену, сформировавшемуся на южном погружении Лахланской позднекаледонской складчатой системы страны (см. рис. 74).

Два небольших грабена *Польда (Эллистон)* и *Дантрун* расположены на юго-западе Австралии. Большая часть их находится в пределах подводной окраины материка.

Нефтепоисковые работы в бассейнах еще не начаты.

Западнее бассейна *Польда* находится бассейн *Юкла*, приуроченный к сравнительно крупной периконтинентальной синеклизе, открывающейся в Большой Австралийский залив.

В Южной Америке периконтинентальный прогиб протягивается вдоль восточного края Бразильского щита (рис. 51).

В этом прогибе заключены нефтегазонасыщенные бассейны *Баийя* и *Сержили-Алагоас*. В бассейне *Маражо-Баррейриньяс*, протягивающемся от дельты Амазонки до крайней восточной оконечности материка, на месторождении Сан-Жоао установлена нефтеносность известняков верхнего мела на глубине 1000 м.

Также по одному нефтяному месторождению открыто в бассейнах *Эсперито-Санто-Кампо* и *Пелотес*. Первый бассейн расположен на южном продолжении (по шельфу) нефтегазонасыщенного бассейна *Баийя*. Для него характерно значительное увеличение ширины шельфа (до 200 км), а также появление в разрезе (на шельфе) соленосных отложений меловой системы. Первое нефтяное месторождение в бассейне Сан-Жеано обнаружено на юге в его субаквальной части. Нефтеносными являются известняки верхнего мела на глубине около 1000 м. Нефтегазонасыщенный бассейн *Пелотес* расположен на крайнем юге Бразилии. Нефтеносность бассейна была установлена открытием нефтяного месторождения на территории оз. Патус.

На северо-восточной окраине Гвианского щита между городами *Парамарибо* и *Мароборо* выделяется небольшой *Прибрежно-Гвианский (Нижнекорантеинский)* бассейн, перспективы нефтегазонасыщенности которого

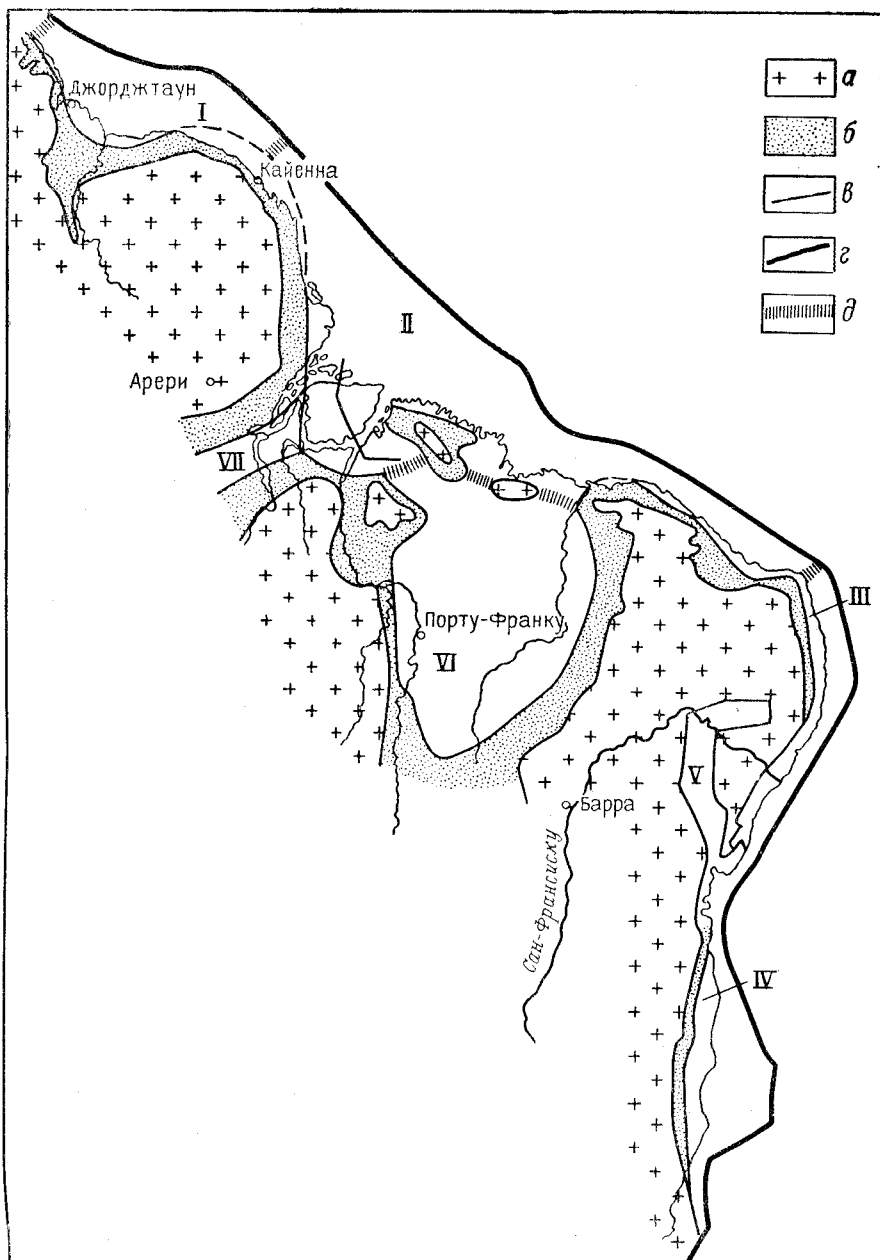


Рис. 51. Нефтегазовосные бассейны периконтинентальных прогибов Южной Америки

a — выходы на поверхность докембрийского фундамента; *b* — аконсервационная зона; *c* — границы бассейнов; *e* — разрывы; *d* — межбассейновые поднятия.

Бассейны: *I* — Прибрежно-Гвианский; *II* — Маражо-Баррейриньяс; *III* — Сержики-Алагоас; *IV* — Эсперито-Санто-Кампо; *V* — Байя; *VI* — Маранья; *VII* — Средней Амазонки

связываются только с субаквальной частью, где мощность отложений превышает 2000 м.

На Северо-Американском континенте обширный периконтинентальный прогиб прослеживается вдоль Приатлантического побережья от Багамских островов и плато Блейк на юге через банку Ньюфаундленд до Баффиновой Земли на севере на протяжении свыше 5000 км.

В районе шельфа п-ова Новая Шотландия в прогибе недавно выявлены три месторождения нефти.

В западной Европе может быть выделен возможно нефтегазоносный *Западно-Оркнейский бассейн* на месте шельфа, расположенного западнее Шетландских и Оркнейских островов.

Всего в грабенах и полуграбенах платформ заключено 15 нефтегазоносных бассейнов, не менее 17 потенциально нефтегазоносных и 16 возможно нефтегазоносных бассейнов.

§ 1. Рейнский нефтегазоносный бассейн

Рейнский нефтегазоносный бассейн расположен на территориях Франции, ФРГ и Швейцарии в долине среднего течения Рейна. Бассейн заключен в узком (ширина 40—50 км) внутриплатформенном грабене, вытянутом почти на 300 км в субмеридиональном направлении от района Базеля на юге до района Франкфурта на севере (рис. 52). Обрамление бассейна образовано глыбовыми горными сооружениями, сложенными кристаллическими и метаморфическими породами палеозойского возраста, местами перекрытыми маломощными породами мезозоя. На западе это Вогезы и Пфальцские горы, на востоке — горы Шварцвальд и Оденвальд, на севере — Рейнские сланцевые горы. На юге грабен обрамляется горами Эльзасской юры, с поверхности сложенными породами нижнего мезозоя.

Рейнский нефтегазоносный бассейн выполнен породами пермского, триасового, юрского, палеогенового и неогенового возраста с максимальной мощностью 5000 м, из которых 3000 м приходится на долю кайнозойских отложений. Пермские отложения мощностью около 1000 м представлены пестроцветными породами (красный лежень) с прослоями доломитов вверху (цехштейн). На крайнем севере пермские отложения перекрываются непосредственно олигоценовыми, на юге большое развитие получают породы мезозойского возраста.

В подошве нижнего триаса выделяется маломощная соленосная толща, которая прослеживается в виде узкой зоны вдоль левобережья Рейна в южной половине бассейна.

Перерывом на границе палеогена и верхней юры весь разрез бассейна расчленяется на два комплекса: нижний, предшествующий образованию грабена, и верхний, формировавшийся в процессе развития грабена, причем особенно интенсивно с конца эоцена до плиоцена.

Фундамент бассейна позднепалеозойского возраста, сильно расчленен грабенообразующими и поперечными разломами на ряд различно опущенных и приподнятых блоков (рис. 53). Наиболее опущен фундамент на юге и на востоке средней части его (Гейдельберг). В южной половине грабена в районах Кольмара и Эрштейна поперечные подъемы фундамента расчленяют бассейн на три неравновеликих впадины: северную — Пешельброннскую — наиболее крупную, охватывающую $\frac{2}{3}$ всего грабена; значительно прогнутую небольшую Селестинскую впадину и более крупную

впадину на юге, выделяемую под названием Калиевый соленосный бассейн (Верхний Эльзас).

Нефтеносность бассейна связана с отложениями триасового, юрского, палеогенового и неогенового возраста. Коллекторами являются песчаники среднего и верхнего триаса и олигоцена (латторфский ярус, пешельбронские слои), известняки кимериджа и оксфорда (рорак) и доломитизированные известняки нижнего бата и верхнего байоса (пласт «большой оолит»), песчаные мергели олигоцена (мелетовые слои рупельского яруса) и верхнего эоцена.

Газоносны песчаники плиоцена и миоцена.

Большая часть месторождений бассейна (свыше 20) сконцентрирована в Пешельброннской впадине. Структурные формы месторождений связаны с приподнятыми и наклоненными блоками, с пластами, иногда изогнутыми в полукупола и брахиантиклинали. Значительная часть нефтяных залежей тектонически экранированные, реже сводовые, сильно нарушенные разрывами. Зоны нефтегазонакопления группируются вдоль продольных, конседиментационно развивавшихся разрывов. Крупный ареал таких зон выделяется на восточном борту бассейна и приурочен к его наиболее прогнутой части (между Карлсруэ и Мангеймом). Здесь известно свыше 10 нефтяных месторождений (Рот, Форст-Вайхер, Бюхенау, Вайнгартен, Хютенгейм и др.).

Юго-западнее на противоположном борту бассейна располагается наиболее крупное нефтяное месторождение бассейна — Пешельбронн (эксплуатируется с 1888 г.). Оно приурочено к полуантиклинали, прижатой к главному грабенообразующему сбросу, и рассечено продольными

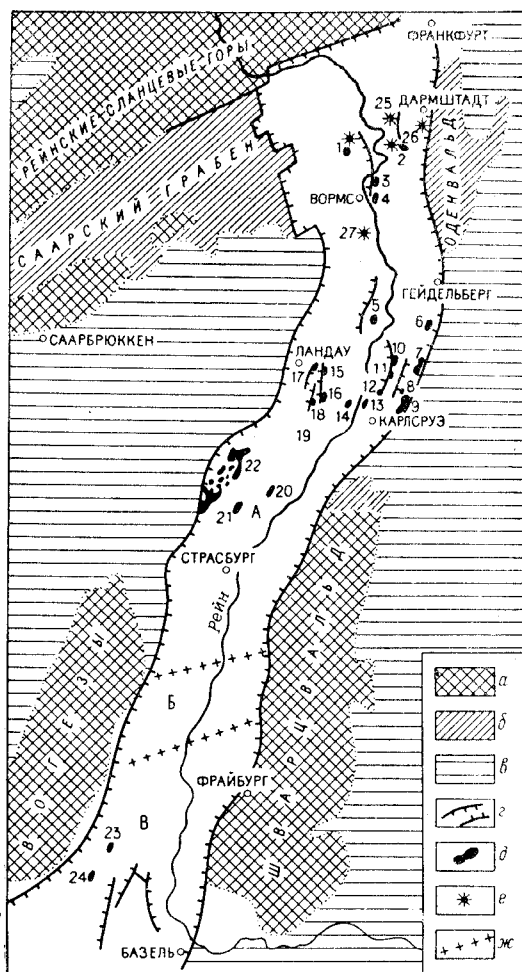


Рис. 52. Рейнский нефтегазоносный бассейн

Выходы на поверхность пород: а — кристаллического фундамента, б — перми, в — триаса и юры; г — сбросы; д — нефть; е — газ; ж — структурные порог.

А — Пешельброннская впадина; Б — впадина Селеста; В — Калиевый соленосный бассейн.

Месторождения: 1 — Эйх; 2 — Штокштадт; 3 — Ватенгейм; 4 — Хофгейм; 5 — Дуденхофен; 6 — Рот; 7 — Форст-Вайхер; 8 — Бюхенау; 9 — Вайнгартен; 10 — Хютенгейм; 11 — Леопольдсхафен; 12 — Нурет; 13 — Кнелинген; 14 — Максимилианзау; 15 — Оффенбах; 16 — Хайна; 17 — Ландау; 18 — Минфельд; 19 — Шайбенхард; 20 — Донау; 21 — Ширхейн; 22 — Пешельбронн; 23 — Штаффельфельден; 24 — Ренинг; 25 — Вольфкселлен; 26 — Пфунштадт; 27 — Франкенхай

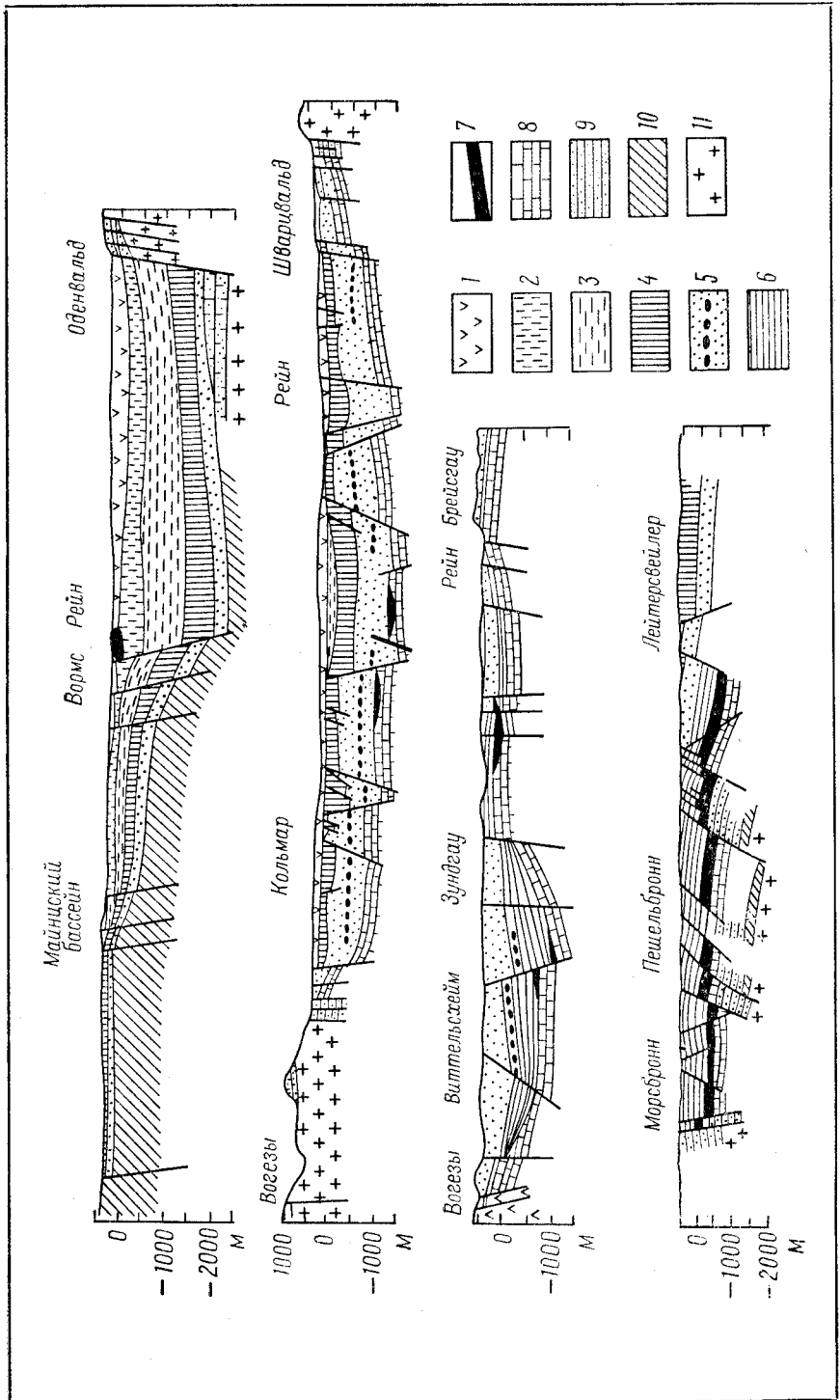


Рис. 53. Поперечные разрезы через Рейнский грабен (по П. Дорну, 1951)
 1 — антропоген; 2 — плиоцен; 3 — миоцен; 4 — верхний олигоцен; 5 — средний олигоцен; 6 — нижний олигоцен; 7 — эоцен; 8 — юра; 9 — триас; 10 — пермь; 11 — фундамент

сбросами на ряд блоков, содержащих тектонически экранированные залежи нефти. Нефтеносными являются на юге месторождения известняки верхнего триаса, песчаники ааленского яруса, пласт «большого оолита», пешельброннские слои, на севере — песчаники среднего триаса, верхнего триаса и аалена, пешельброннские слои. Залежи нефти заключены в интервале глубин 180—1300 м.

На юге в Калиевой соленосной впадине известны лишь два небольших нефтяных месторождения (Штаффельфельден, Ренинг) с тектонически экранированными залежами в юрских отложениях.

На крайнем севере бассейна известно семь небольших чисто газовых и два газонефтяных месторождения. Газоносны песчаники миоценового, в меньшей степени плиоценового возраста, залегающие на глубинах от 130 м (Штокштадт) до 900 м (Пфунгштадт). Газ преимущественно метановый.

За исключением месторождения Пешельбронн, месторождения Рейнского бассейна имеют незначительные запасы нефти и в значительной степени выработаны. Начальные извлекаемые запасы нефти в бассейне оцениваются в 10 млн. т, газа — в 600 млн. м³.

§ 2. Тюрингский нефтегазоносный бассейн

Тюрингский грабенообразный бассейн довольно хорошо выделяется на геологической карте распространением выполняющих его отложений цехштейна и триаса, которые со всех сторон, кроме северо-западной, ограничены выходами на поверхность палеозойского складчатого фундамента (рис. 54). На северо-западе бассейн открывается в Гессенскую впадину. На северо-востоке складчатый палеозой, слагающий небольшое горное сооружение Гарц, постепенно погружается в бассейн; на юго-западе горная гряда Тюрингского Леса отделяется от бассейна крупным разломом, состоящим из сбросов, взбросов и надвигов. На востоке граница бассейна проходит по разлому Финне-Эйзенберг.

Разрез отложений, выполняющих бассейн, четко делится на два структурных этажа: нижний — орогенный и верхний — платформенный. Нижний предплатформенный этаж включает образования среднего и верхнего карбона и нижней перми, заполняющие межгорные прогибы в теле герцинского фундамента. Нижний этаж интенсивно дислоцирован.

Осадки платформенного этажа залегают резко несогласно на породах нижнего этажа и состоят из отложений верхней перми (цехштейна) и триаса. Цехштейн представлен мощной карбонатно-соленосной толщей, подразделяемой на четыре цикла осадконакопления (снизу вверх): верра, штасфурт, лейне, аллер. Каждый цикл начинается обломочными породами, далее идут известняки, доломиты, ангидриты и каменная соль. Мощность верхнепермских образований превышает 1500 м.

Отложения нижнего триаса (пестрый песчаник) мощностью 400—740 м делятся на три яруса. Нижний и средний ярусы сложены терригенной пестроцветной толщей, верхний (рёт) — пестроцветной терригенно-карбонатной толщей с мощностью соленосного пласта до 65 м. Средний триас (раковинный известняк) представлен известняками и доломитами мощностью 250—280 м с пластом каменной соли мощностью до 30 м в средней части карбонатной толщи. Верхний триас (кейпер) сложен карбонатно-терригенными породами мощностью 300—420 м также с прослоем (мощностью до 22 м) каменной соли.

Вышезалегающие отложения юрского и сеноманского возраста имеют ограниченное распространение, мощность их не более 150 м.

Структура подошвы платформенного этажа представляет впадину, вытянутую в северо-восточном направлении на востоке и в северо-западном направлении на западе и нарушенную сложной системой сравнительно

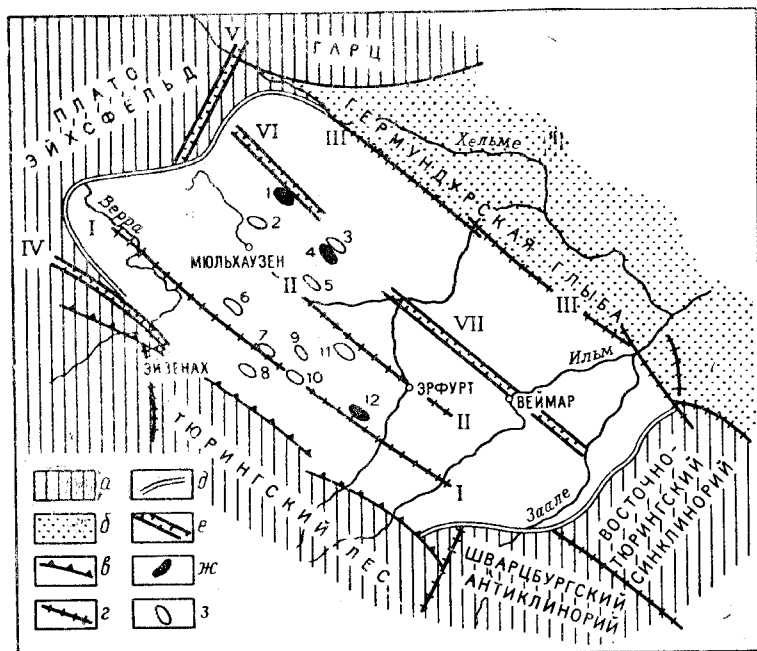


Рис. 54. Тюрингский нефтегазоносный бассейн

a — горное обрамление бассейна; *б* — аноксидационная зона; *в* — зоны надвигов и взбросов; *г* — зоны разломов: I — Эйхенберг-Гота-Заальфельд, II — Эрфуртская, III — Финне-Эйзенбергская; *д* — границы бассейна; *е* — грабены: IV — Крейцбургский, V — Омгебургский, VI — Шлотгеймский, VII — Веймарский и Лихтенбургский; месторождения: *ж* — нефти, *з* — газа. Месторождения: 1 — Фолькенроде; 2 — Мюльхаузен; 3 — Альменхаузен; 4 — Кирххайлинген; 5 — Лангезальца; 6 — Хайник-Берке; 7 — Беринген; 8 — Мехтерштадт; 9 — Кюльштадт; 10 — Кранберг; 11 — Фанер-Хое; 12 — Нойдитендорф

узких и протяженных дизъюнктивных дислокаций. Системы дислокаций включают узкие грабены, грабен-синклинали, сбросы, взбросы, которые сопровождаются асимметричными, иногда опрокинутыми узкими антиклиналями и синклиналими, часто осложненными соляными диапирами. Системы разрывов расчленяют бассейн на ряд пластин-глыб, вытянутых в северо-восточном направлении на 120—130 км при ширине 15—30 км. Глыбы осложнены пологими прогибами и широкими асимметричными антиклиналями, часто с соляными «подушками» в ядрах (Р. Г. Гарецкий, 1972).

В бассейне выявлено двенадцать небольших месторождений нефти и газа, расположенных в северо-западной части бассейна, отличающейся обилием поверхностных нефтегазопроявлений. Месторождения приурочены к небольшим антиклиналям. Залежи нефти и газа приурочены к песчаникам нижнего триаса и доломитам (главный доломит) серии штассфурт верхней перми.

Тюрингский нефтегазоносный бассейн представляет пример слабой герметичности мощных соленосных толщ верхней перми, которые в других условиях (Центральноевропейский бассейн) обеспечивают сохранность крупных скоплений газа.

§ 3. Красноморский нефтегазоносный бассейн

Крупный Красноморский грабен, расположенный в теле Нубийско-Аравийского щита, протягивающийся на 2200 км (ширина 200—350 км, глубина фундамента до 8 км), является нефтеносным лишь в крайней северной центриклинали его на месте Суэцкого залива. Нефтеносность этой части бассейна была выявлена в 1908 г. с открытием нефтяного месторождения Гемза. В настоящее время в пределах побережья Суэцкого залива и его субаквальной части открыто 20 нефтяных месторождений, в том числе месторождение Эль-Морган (открыто в 1965 г.), расположенное в субаквальной части в 4,5 км от восточного берега Суэцкого залива с извлекаемыми запасами нефти в 174 млн. т, и месторождение Белаим (открыто в 1955 г.) с извлекаемыми запасами нефти в 55 млн. т.

Все выявленные месторождения расположены на протяжении лишь 350 км длины бассейна. В остальной части Красноморского нефтегазодносного бассейна, на западном берегу моря и на островах Дахлан, пробурено более 10 скважин, не выявивших пока скоплений нефти.

Суэцкая часть Красноморского бассейна в современном структурном плане представляет собой асимметричный грабен. Пологий западный борт его образован сравнительно крупными ступенчато-погружающимися блоками, восточный — крутой, состоит из узких взброшенных блоков на берегу и сильно погруженных блоков в прибрежной части.

Наиболее погруженная осевая часть грабена приходится на Суэцкий залив. В основании грабена на кристаллических породах докембрия залегают терригенные породы континентального образования (нубийская серия), среди которых выделяют отложения девонского и турнейского возраста. Мощность палеозойских отложений свыше 800 м. На них с размывом залегают меловые и палеогеновые (палеоцен — эоцен) породы мощностью свыше 2000 м, начинающиеся преимущественно с чередования терригенных пород, а в остальной части с большой ролью в разрезе карбонатных пород.

Максимальная мощность неогеновых отложений (более 5000 м) отмечается в осевой части грабена и постепенно уменьшается к бортам его. Разрез неогена начинается с маломощной толщи (до 100 м) терригенных пород аквитанского возраста, выше которых до тортонского яруса неогеновые отложения представлены терригенными породами со слоями и пачками ангидритов, а тортонский ярус мощностью до 2500 м сложен соленосной (гипсы, ангидриты, галит) толщей. Плиоценовые отложения залегают с размывом на тортонских, мощность их до 1500 м, представлены они терригенными, обычно грубозернистыми породами с прослоями ангидритов.

Собственно Красноморский грабен выполнен в основном карбонатно-терригенными породами палеогенового возраста мощностью около 5000 м.

Нефтеносность охватывает все осадочное выполнение суэцкой части бассейна, начиная с миоцена. Нефтяные залежи заключены в песчаниках и известняках миоценового, эоценового, мелового, каменноугольного и девонского возраста.

Нефтяные месторождения Суэцкого ареала зон нефтегазонакопления располагаются в пределах трех структурных элементов бассейна: на западном борту, в центральной, наиболее погруженной части и на восточном борту грабена (рис. 55). Зоны нефтегазонакопления имеют небольшие размеры, объединяя от двух до пяти месторождений.

На восточном борту выделяются две разобщенные зоны: северная — Судр-Асл, включающая три небольших нефтяных месторождения — (Судр, Матарма, Асл) с неглубоко залегающими (500—1100 м) скоплениями тяжелой нефти (более $0,910 \text{ г/см}^3$) в миоценовых и эоценовых песчаниках. Южнее располагается зона Рудис — Дурба, включающая пять месторождений (Абу-Рудис, Сидри, Вади-Фейран, Белаим, Абу-Дурба), из которых на первых четырех залежи нефти находятся на глубинах от 1500 м (Белаим) до 3100 м (Вади-Фейран) в отложениях преимущественно миоценового возраста. На месторождении Абу-Дурба (открыто в 1918 г.) небольшая залежь нефти (миоцен) расположена на глубине 200—300 м.

В наиболее прогнутаой субаквальной части грабена может быть выделена зона нефтегазонакопления Морган, состоящая из пяти месторождений (Белаим-Марин, Эль-Морган, Амал, Рас-Гараа). Залежи нефти находятся в отложениях миоцена и мела (сенон, турон, сеноман) на глубинах от 1600 м (Эль-Морган) до 2850 м (Белаим-Марин).

На западном пологом борту бассейна находятся

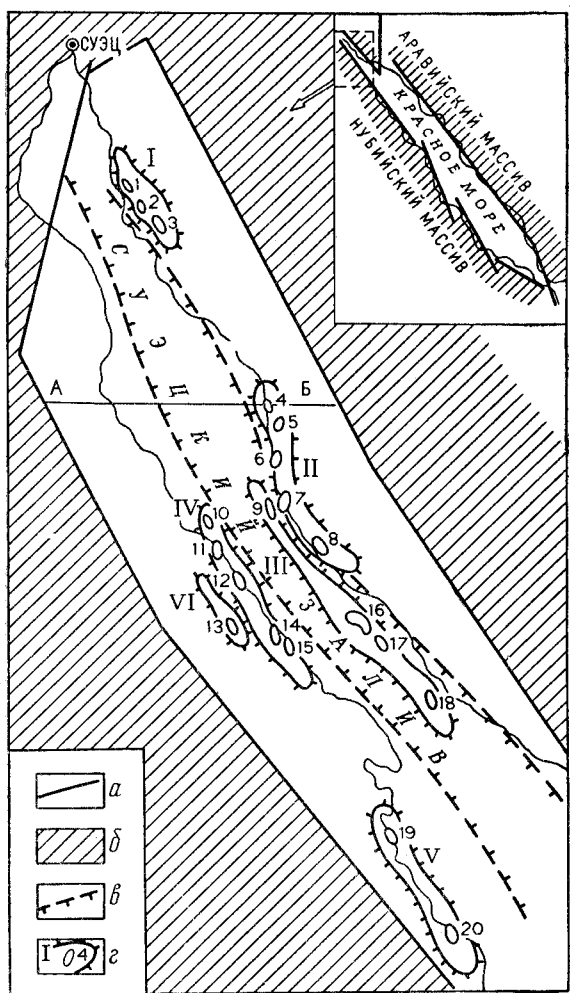


Рис. 55. Красноморский нефтегазоносный бассейн (В. И.Высоцкий, 1975)

a — границы бассейна; *b* — выходы на поверхность кристаллических пород или маломощных толщ осадочных пород, залегающих на кристаллических породах; *c* — основные разрывы; *г* — зоны нефтегазонакопления, месторождения нефти: I — Судр-Асл: 1 — Судр, 2 — Матарма, 3 — Асл; II — Рудис-Дурба: 4 — Абу-Рудис, 5 — Сидри, 6 — Вади-Фейран, 7 — Белаим, 8 — Абу-Дурба; III — Морган: 9 — Белаим-Марин, 16 — Эль-Морган, 17 — Амал, 18 — Рас-Гараа; IV — Гариб-Амер: 10 — Рас-Амер, 11 — Рас-Бакр, 12 — Рас-Гариб, 14 — Ум-эль-Юср, 15 — Шукейр; V — Гемза-Хургада: 19 — Гемза, 20 — Хургада; VI — Карим: 13 — Карим

две зоны: северная Гариб-Амер (месторождения Рас-Амер, Рас-Бакр, Рас-Гариб, Ум-эль-Юср, Шукейр) и южная Гемза-Хургада (Гемза, Хургада). На месторождении Хургада впервые была установлена нефтеносность отложений каменноугольного возраста. Залежи были вскрыты на глубине 740—770 м. Северная зона нефтенакопления

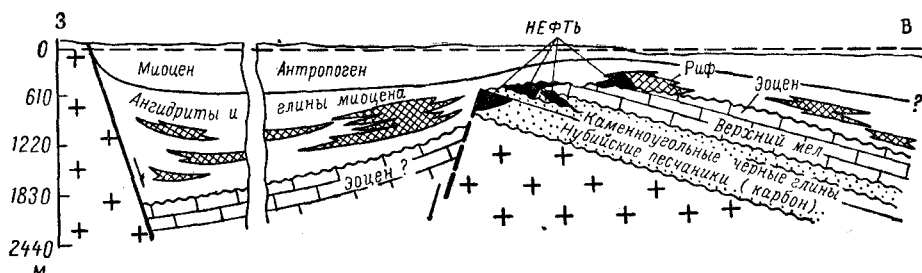


Рис. 56. Разрез типичного нефтяного месторождения Суэцкого ареала зон нефтегазоаккумуляции (по А. Леворсену, 1967)

имеет наибольший стратиграфический диапазон нефтеносности. Продуктивными являются отложения миоценового, эоценового, мелового, каменноугольного и девонского возраста.

Среди структурных форм нефтяных месторождений Суэцкого ареала зон выделяются два основных типа: брахиантиклинали, сводовые части которых представляют приподнятые и размытые блоки — горсты, сложенные домиоценовыми или доплиоценовыми отложениями и несогласно перекрытые полого залегающими более молодыми породами (месторождения Хургада, Рас-Бакр, Карим и др.); эрозионные выступы в моноклинально залегающих пластах домиоценового возраста, перекрытые полого залегающими породами неогенового возраста (месторождения Белаим-Марин, Рас-Гариб, Асл-Матарма и др.) (рис. 56).

Со структурами этих двух типов связаны пластовые сводовые, тектонически и стратиграфически экранированные залежи нефти, менее развиты литологически экранированные залежи.

Большая часть нефтяных месторождений Красноморского нефтегазонаосного бассейна отличается небольшими промышленными запасами нефти (менее 10 млн. т). Нефти преимущественно тяжелые, часто сернистые. Газовые месторождения в бассейне не выявлены.

§ 4. Камбейский нефтегазоносный бассейн

Камбейский бассейн протягивается в субмеридиональном направлении на несколько сотен километров при ширине, меняющейся от 150 до 400 км. Значительная часть бассейна находится под водами Камбейского залива и Аравийского моря. Бассейн состоит из двух структурных элементов: на севере — Камбейского внутриплатформенного сквозного грабена, расположенного на суше и на месте Камбейского залива, и на юге — периконтинентального прогиба (рис. 57).

Помимо продольных, ступенчато расположенных сбросов бассейн рассечен несколькими поперечными и диагональными сбросами, образующими ряд различно приподнятых блоков, в общем погружающимися

с северо-запада на юго-восток. В периконтинентальной части бассейна выделяется Камбейский свод, осложненный тремя крупными поднятиями.

В бассейне, начиная с 1958 г., выявлено 15 нефтяных месторождений и два газовых (Камбей, Назира). Большая часть месторождений расположена на севере бассейна (на суше) в его грабеновой части. На юге в периконтинентальной части выявлено нефтяное месторождение Бомбейский свод.

В контуре выявленных нефтяных и газовых месторождений бассейн сложен неогеновыми и палеогеновыми осадками. Последние залегают на декканских траппах, излившихся на границе мелового и палеогенового периода. Под траппами находятся мезозойские и палеозойские породы. Меловые отложения обнажаются на восточном обрамлении бассейна. Они представлены песчаниками, аргиллитами и известняками. Мощность мела до 300 м. Мощность траппов (базальтов, долеритов) более 1100 м. Кайнозойские породы представлены чередованием песчаников, глин, реже известняков. Глины в миоцене и эоцене углистые. Мощность неогеновых отложений до 1500 м на суше, и увеличивается до 2600 м в субаквальной части бассейна. Мощность палеогена около 2800 м. Нефтяные и газовые месторождения бассейна связаны с антиклиналями разного размера, обычно пологими и сравнительно слабо нарушенными разрывами. Соответственно залежи нефти и газа преимущественно пластовые сводовые, нарушенные разрывами. В пределах наиболее северного Ахмедабадского блока известно 11 месторождений

Иа 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18

а — выходы докембрийских кристаллических пород на поверхность; б — декканские траппы на поверхности; в — антиклинальная зона верхней части материкового склона (возможно, рифы); г — основные разломы; д — границы бассейна; месторождения: е — нефтяные, ж — газонефтяные, з — газовые; и — локальные поднятия.

Месторождения: 1 — Северное Кади; 2 — Южное Кади, 3 — Сананд; 4 — Навагам; 5 — Долка; 6 — Мехсана; 7 — Сабосан; 8 — Калол; 9 — Вавель; 10 — Ахмедабад; 11 — Бекрол; 12 — Камбей; 13 — Катана; 14 — Анкleshвар; 15 — Косамба; 16 — Олпад; 17 — Назира; 18 — Бомбейский свод.

Блоки Камбейского грабена: Ia — Ахмедабадский, Ib — Тарапурский, II — Олпад-Анкleshварский, III — Нармадский авлакоген; IIII — Бомбейский свод

Рис. 57. Камбейский нефтегазоносный бассейн (по Н. А. Калинин, 1972, с изменением)

а — выходы докембрийских кристаллических пород на поверхность; б — декканские траппы на поверхности; в — антиклинальная зона верхней части материкового склона (возможно, рифы); г — основные разломы; д — границы бассейна; месторождения: е — нефтяные, ж — газонефтяные, з — газовые; и — локальные поднятия.

Месторождения: 1 — Северное Кади; 2 — Южное Кади, 3 — Сананд; 4 — Навагам; 5 — Долка; 6 — Мехсана; 7 — Сабосан; 8 — Калол; 9 — Вавель; 10 — Ахмедабад; 11 — Бекрол; 12 — Камбей; 13 — Катана; 14 — Анкleshвар; 15 — Косамба; 16 — Олпад; 17 — Назира; 18 — Бомбейский свод.

Блоки Камбейского грабена: Ia — Ахмедабадский, Ib — Тарапурский, II — Олпад-Анкleshварский, III — Нармадский авлакоген; IIII — Бомбейский свод

Иа 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18

преимущественно пластовые сводовые, нарушенные разрывами. В пределах наиболее северного Ахмедабадского блока известно 11 месторождений

нефти (Кади Северное, Кади Южное, Сананд, Навагам, Долка и др.). Нефтеносными являются песчаники калолской (месторождения Калол, Навагам, Северное Кади, Сананд) и навагамской (Мехсана, Навагам) продуктивных толщ.

Оси антиклиналей месторождений имеют северо-северо-западное направление и могут быть объединены в три параллельных антиклинальных зоны нефтенакопления — западная, или Санандская (месторождения — Южное и Южное Кади, Сананд, Долка), средняя, или Калолская (Мехсана, Калол, Ахмедабад), и восточная, или Вавельская (Вавель и др.).

Южнее на Тарапурском блоке известны нефтяное месторождение Катана (нефтеосна калолская толща) и нефтегазовое Камбей. На последнем месторождении газоносны отложения нижнего миоцена на глубине 1410—1670 м, нефтегазоносны отложения олигоцена (газовая залежь с нефтяной оторочкой, глубина 1470—1780 м).

На крайнем южном Олпад-Анклешварском блоке находится наиболее крупное месторождение бассейна — Анклешварское (открыто в 1960 г.). Структура месторождения представляет антиклиналь с крутым южным крылом высотой до 240 м. Размеры антиклинали 3×12 км. Миоценовые отложения на глубине 440—490 м содержат газовую залежь, в калолской толще — 11 нефтяных пластов, в навагамской толще — один нефтяной пласт (1340—1590 м). Залежи пластовые сводовые, нарушенные разрывами. Нижняя залежь литологически экранированная.

На юго-западе, в субаквальной части на Бомбейском своде выявлено нефтяное месторождение с залежью нефти в миоцене.

Все выявленные в бассейне залежи нефти и газа находятся в интервале глубин 400—2200 м.

§ 5. Нефтегазоносный бассейн Баия (Реконкаво-Тукано, Тодос-Сантес)

Нефтегазоносный бассейн Баия расположен в приатлантической части шт. Баийя в Бразилии, севернее Салвадора, на территории Бразильского нагорья. Бассейн представляет собой крупный (700×125 км) грабен в теле краевой части бразильской докембрийской платформы. С поверхности грабен выполнен отложениями преимущественно мелового возраста (рис. 58).

На юго-востоке обрамление бассейна образовано узкой прибрежной полосой выходов на поверхность кристаллических пород фундамента, частично перекрытых силурийскими и девонскими отложениями, которая с северо-запада обрублена Салвадорским разломом. Амплитуда его достигает 4000 м.

Западная граница бассейна определяется системой сложно построенных разрывов Маражипи (Мараго)-Макуруре, которая продолжается далеко на север (до северо-восточного берега Бразилии). Амплитуда разрывов измеряется лишь сотнями метров. На юге обе системы разрывов находят свое продолжение в шельфовой части материка, где бассейн замыкается.

Восточной границей бассейна является меридионально ориентированная система разрывов Самбибо.

Грабен осложнен по простиранию тремя различно ориентированными прогибами: южным — Реконкаво, протягивающимся в северо-восточном направлении от Салвадора до долины Итапикуру; средним, более

крупным — Тукано, примыкающим с севера к Реконкаво и протягивающимся в северном направлении до долины Сан-Франциско, и северным — Жатобoa, вытянутым в восточно-северо-восточном направлении.

Бассейн Баийя выполнен мощной толщей отложений юрского, мелового и плиоценового возраста, а во впадине Жатоба (возможно, и в Тукано) известны также и палеозойские отложения.

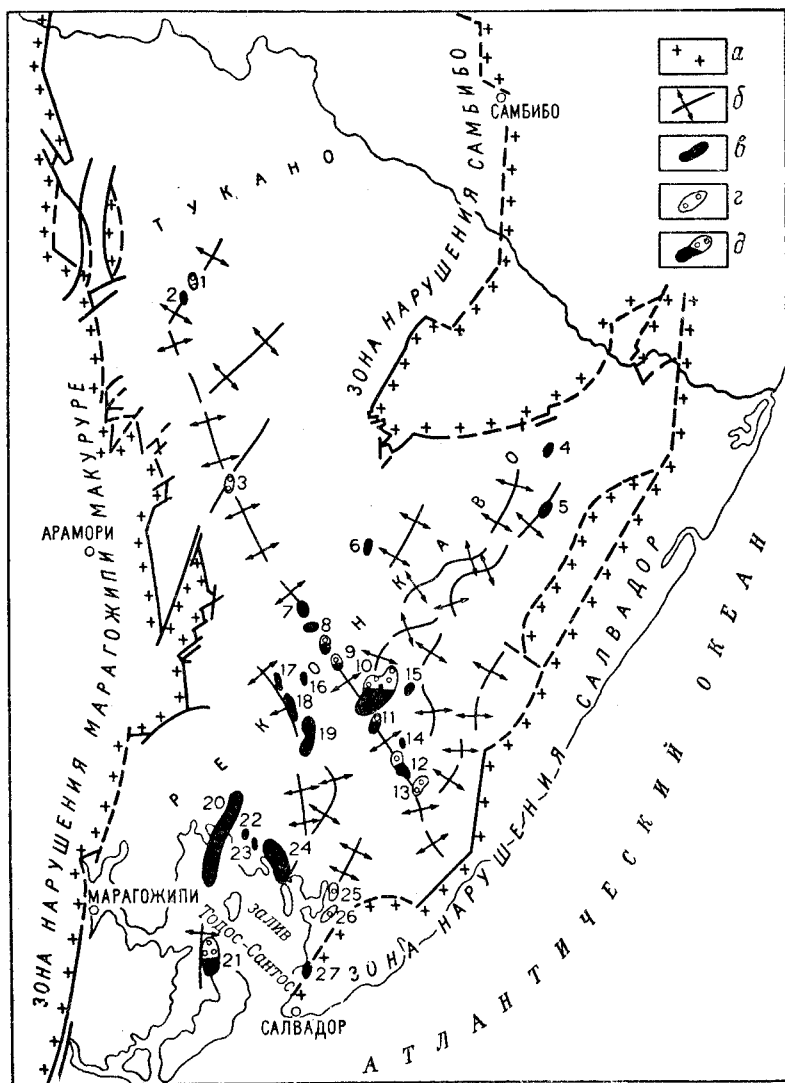


Рис. 58. Нефтегазоносный бассейн Баия (южная нефтегазоносная часть) (по Э. А. Бакирову и Д. Фернандесу, 1963)

a — выходы кристаллического фундамента на поверхность; *б* — антиклинальные зоны; месторождения: *в* — нефтяные, *г* — газовые, *д* — газонефтяные.

Месторождения: 1 — Куерера-Эстенсьон; 2 — Куерера; 3 — Прай; 4 — Пьедрас; 5 — Фазенда-Азеведо; 6 — Садине; 7 — Буракика; 8 — Фазенда-Панелас; 9 — Сантана; 10 — Агуа-Гранде; 11 — Пожука-Централь; 12 — Мата; 13 — Жакуипе; 14 — Питанда; 15 — Цедро; 16 — Гомо; 17 — Канабраво-Брежино; 18 — Кассаронгонго; 19 — Такуипе; 20 — Дом-Жоао; 21 — Итапарика; 22 — Парамирим; 23 — Сокорру; 24 — Кандейас; 25 — Машеле; 26 — Арагу-Централь; 27 — Лобато

Юрские отложения (свита альянсия) представлены алевролитами, песчаниками и базальными конгломератами с мощностью от 200 м (Тукано) до 800 м (Реконкаво) и постепенно переходят в мощную серию пород неокомского возраста. В разрезе последней выделяются две толщи пород, разделенные несогласием. Нижняя толща мощностью 500—1900 м сложена внизу (свита сержи) пестроцветными и красноцветными песчаниками, в средней части (свита итапарика) — песчаниками и алевролитами, вверху (свита кандейяс) — аргиллитами и линзовидными прослоями песчаников и известняков.

Верхняя толща внизу (свита ильяс) сложена чередованием алевролитов, глин и песчаников с линзами оолитовых известняков, а вверху (свита сан-себастьяно) — пестроцветными песчаниками с прослоями алевролитов и редкими слоями глин. Мощность верхней толщи неокома достигает во впадине Реконкаво 5500 м и уменьшается до 1100 м во впадине Тукано за счет выпадения из разреза отложений свиты сан-себастьяно.

Более молодые отложения мелового возраста представлены в бассейне лишь местами. Выделяются апт-альбские и верхнемеловые отложения (масстрихт — турон), мощность которых во впадине Тукано достигает 600 м, а во впадине Реконкаво не более 50 м.

Плиоценовые отложения мощностью до 150 м представлены грубозернистыми породами континентального происхождения.

Во впадине Реконкаво мезозойские осадки слагают моноклиналь, наклоненную на юго-восток и рассеченную продольными сбросами на ряд блоков. В средней части впадины известна поперечная система разрывов, образующая систему поднятых и опущенных блоков.

Промышленная нефтегазоносность бассейна Баия была установлена в 1939 г. с открытием месторождения нефти Лобато. В настоящее время на юге бассейна (Реконкаво) известно около 30 месторождений, в том числе пять газовых. Во впадине Тукано выявлены лишь три месторождения, в том числе два газовых.

Промышленная нефтегазоносность бассейна Баия связана с песчаниками свит сержи, итапарика, кандейяс и ильяс. Наибольшей продуктивностью обладают песчаники свиты кандейяс.

Для отложений свит кандейяс и итапарика характерно появление наряду с нефтяными залежами также чисто газовых скоплений.

Значительные нефтегазопроявления получены из юрских отложений. На одном месторождении (Фазенда-Имбе) получена нефть из докембрийского фундамента.

В бассейне прослеживается ряд сравнительно коротких антиклинальных зон нефтегазонакопления, ориентированных вблизи краевых грабенообразующих сбросов в северо-восточном направлении, а в средней части грабена — в северо-западном направлении. Среди залежей нефти и газа встречаются преимущественно пластовые сводовые, нарушенные разрывами (месторождения Агуа-Гранде, Итапарика, Мата, Дом-Жоао и др.), и тектонически экранированные (Сан-Себастьяно), реже литологически экранированные и литологически ограниченные (Кандейяс).

Наиболее крупными месторождениями являются Агуа-Гранде, Миранго, Кандейяс и Куерера. Месторождение Миранго открыто в 1965 г., извлекаемые запасы нефти 63 млн. т, газа — 14 млрд. м³. Продуктивны песчаники свиты ильяс до глубины 1000—1500 м.

На месторождении Агуа-Гранде пластовые сводовые залежи нефти заключены в песчаниках свит сержи, кандейяс и ильяс на глубине 260—1300 м. На месторождении Кандейяс в песчаниках одноименного названия залежь нефти находится на глубине 1000—2400 м. Месторождение Куерера чисто газовое и находится во впадине Тукано. Газоносны песчаники свиты кандейяс. Газовые залежи выявлены также на месторождениях Жакуинпе, Арату (свита ильяс), Итапарика, Иран (свита сержи).

Большая часть залежей нефти и газа в бассейне имеют небольшие размеры (Дом-Жоао — 240 × 330 м, Кандейяс — 1500 × 600 м) и находятся на глубинах 500—1500 м.

На юге бассейна получены газ с глубины 2903—2975 м и нефть с глубины 3228—3573 м из трещиноватых сланцев свиты кандейяс.

Нефти месторождений характеризуются высоким содержанием парафина (Лобато — 20%), несмотря на небольшую глубину их залегания.

§ 6. Нефтегазоносный бассейн Сержипи-Алагоас

Бассейн Сержипи-Алагоас расположен в прибрежных частях одноименных штатов Бразилии. Он протягивается более чем на 350 км вдоль берега при ширине до 120 км, в том числе 60 км на суше. Бассейн хорошо отделяется от западнее расположенного бассейна Баия и условно ограничивается от бассейна на его продолжении на севере.

Бассейн состоит из нескольких кулисообразно расположенных грабен (с юго-запада на северо-восток) — Москейру, Жапаратуба, Сан-Франсиску, Алагоас, разделенных поперечными горстами Сержипи и Пенедо и рассеченными на блоки (рис. 59). Фундамент бассейна докембрийский, перекрытый верхнекаменноугольными и пермскими песчано-глинистыми породами мощностью свыше 2000 м. С перерывом на пермских отложениях залегает также преимущественно песчано-глинистая толща сравнительно небольшой мощности (свыше 1500 м), охватывающая юрскую систему и неокм. Песчаники юры и низов неокома нефтегазоносны. Залегаящая выше карбонатно-терригенная соленосная толща аптского возраста (серия мурибека) нефтеносна в нижней части (свита кармополис).

Отложения альба и верхнего мела залегают несогласно и представлены терригенными и карбонатными породами, верхняя часть которых (свита пьякабуку) является нефтегазоносной. Мощность меловых отложений составляет около 3500 м. Кайнозойские песчано-глинистые отложения представлены лишь палеогеновым и плиоценовым отделами мощностью не более 500 м. Общая мощность отложений, выполняющих бассейн на суше, превышает 5000 м. В субаквальной части бассейна мощность кайнозойских осадков возрастает до 1500 м, а мощность соленосных отложений аптского возраста составляет свыше 800 м. Кайнозойские породы при этом становятся нефтеносными (свита пьякабуку).

Изменение мощности происходит также и по простиранию бассейна. В своде горста Пенедо под кайнозойскими отложениями залегают пермские породы, а в горсте Сержипи из разреза выпадает значительная часть нижнемеловых и резко сокращается мощность палеозойских отложений.

Первое месторождение (Жекийя) было открыто в бассейне в 1958 г. В настоящее время известно более 10 нефтяных месторождений, в том числе три (Гуарисема, Кайоба, Доурадо) в субаквальной части в 11—17 км от береговой линии. Месторождения связаны с брахиантиклиналями,

в той или иной степени отражающими блоковую структуру фундамента. Наиболее крупным является месторождение Кармополис (открыто в 1963 г.), расположенное в грабене Сан-Франсиску и приуроченное к куполообразному поднятию высотой до 290 м. Нефть заключена в песчаниках мелового (свиты кармополис, барра-де-итуба), юрского (свита серрариа) и докембрийского возраста на глубине 550—800 м. Нефть месторождения тяжелая плотностью 0,930 г/см³. Его запасы оцениваются в 150 млн. т нефти. Вторым по запасам нефти является месторождение Кайоба (открыто в 1969 г.), расположенное в 14 км от берега (г. Аракажу). Продуктивными являются отложения горизонта барра-де-итуба мелового возраста на глубине 2000 м. Крупным является также месторождение Табулейродос-Мартинас (грабен Алагоас).

Залежи нефти преимущественно пластовые сводовые, нарушенные разрывами, иногда тектонически экранированные; залегают на глубинах, не превышающих 2000 м.

Бассейн отличается слабой газонасыщенностью.

§ 7. Дуккала-Сусский нефтегазоносный бассейн

Дуккала-Сусский (Западное Марокко) нефтегазоносный бассейн состоит

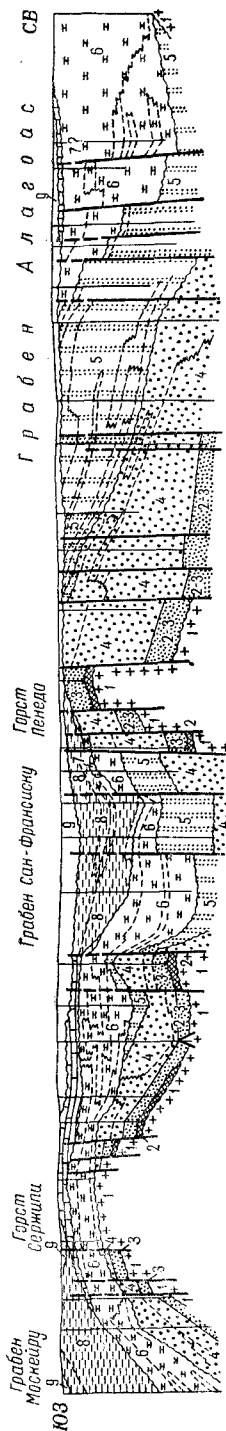
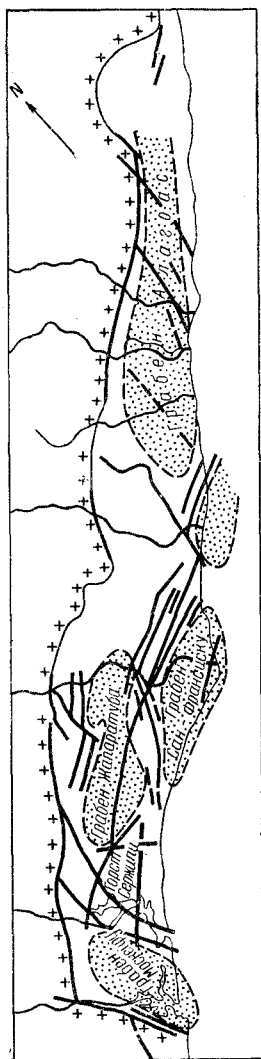


Рис. 59. Схема строения и разрез нефтегазоносного бассейна Сержили-Алагоас (по В. Рюли, 1966)
1 — докембрийский фундамент; 2—3 — верхний палеозой; 4—6 — мел; 7—9 — кайнозой

из трех полувадин, из которых две открываются в Атлантический океан и в пределах шельфа, возможно, сливаются в одну моноклинали, нарушенную ступенчатыми сбросами. На севере и северо-востоке (впадина Дуккала и северный склон впадины Эссауир) бассейн ограничивается склоном герцинского фундамента Марокканской Месеты. Восточное обра-

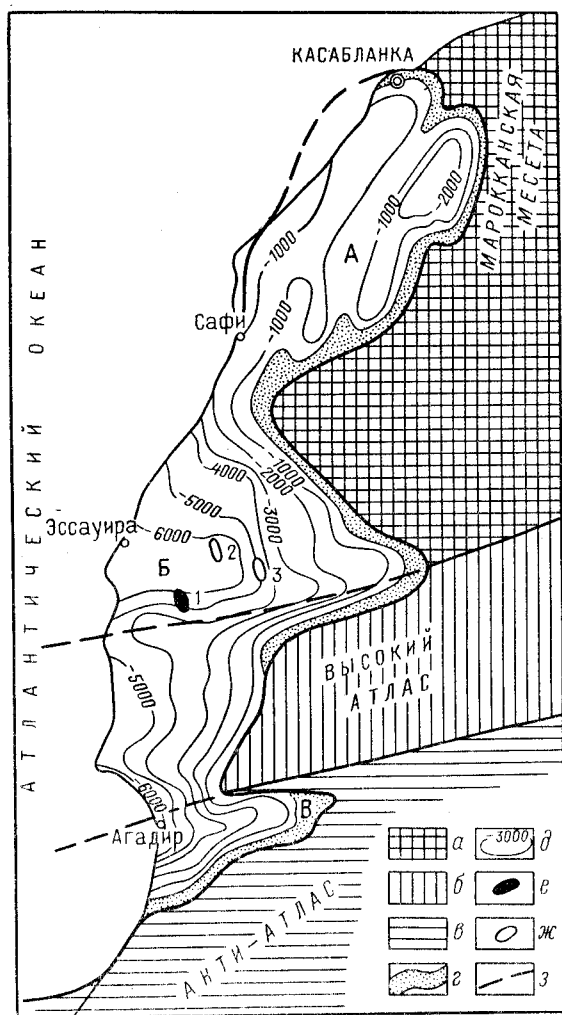


Рис. 60. Нефтегазоносный бассейн Дуккала-Сус

а — эпигерцинская платформа; б — эпигерцинский платформенный ороген альпийского образования; в — докембрийский платформенный ороген герцинского образования; г — акконсервационная зона; д — изогинсы подошвы осадочного чехла в м; месторождения: е — нефти, ж — газа; з — разломы.
 Впадины: А — Дуккала; Б — Эссауир; В — Сус.
 Месторождения: 1 — Сиди-Рхалем; 2 — Кешула; 3 — Джиир

мление бассейна образовано горными сооружениями эпиатлантического орогена — Высокого Атласа, возникшего на основе эпигерцинской платформы, и Анти-Атласа — на докембрийской платформе. Высокий Атлас отделен от Марокканской Месеты разломом, проходящим по южному склону впадины Эссауир, а от Анти-Атласа — разломом, идущим по северному крылу впадины Сус (рис. 60).

Бассейн выполнен неогеновыми, эоценовыми, меловыми, юрскими и пермо-триасовыми отложениями. Основная роль принадлежит пермо-триасовым (мощность до 2800 м), юрским (до 2000 м) и нижнемеловым отложениям (до 1225 м). Мощность залегающих выше верхнемеловых, эоценовых и неоген-антропогеновых осадков не более 230 м. Юрские породы залегают с несогласием на пермо-триасовых. Разрез эоценовых и мезозойских отложений мощностью более 6000 м (впадина Сус и Эссауир) представлен преимущественно карбонатными породами со сравнительно редкими прослоями песчаников, глини. В альбских, берриасских, верхнеюрских и нижнеюрских отложе-

ниях встречаются прослой ангидритов. Пермо-триасовые осадки представлены каменной солью с прослоями красноцветных мергелей и пла-

стовых тел долеритов. Для внутренней структуры бассейна характерно развитие солянокупольной тектоники, обуславливающей развитие в нем соляных куполов и штоков высотой до 300 м с глубиной кровли от поверхности до 3000 м. Соляные структуры группируются в зоны, простирающиеся в северо-восточном направлении, отражая уступы в фундаменте.

В бассейне выявлены три небольших по запасам месторождения: два газовых — Джири и Кешула и нефтяное Сиди-Рхалем, расположенные в Эссауирской впадине. Газовые месторождения открыты в 1957 г., Сиди-Рхалем в 1961 г. Нефтегазоносность ограничивается юрскими отложениями. На месторождении Сиди-Рхалем нефтеносны среднеюрские и келловей-оксфордские известняки. Залежь массивная, находится на глубине 1780—1860 м. Структура месторождения представляет собой небольшое солянокупольное поднятие (3 × 5 км, высота 350 м), нарушенное разрывами. На месторождении газоносны те же отложения, но залежь тектонически экранированная на глубине 1000—1020 м. На месторождении Кешула газоносны известняки средней и нижней юры. Залежь массивная и находится на глубине 1700—1750 м. Газ содержит 82% метана и 11,2% азота.

§ 8. Нижненигерский нефтегазоносный бассейн

Нижненигерский нефтегазоносный бассейн заключен в периконтинентальном полуграбене дельты Нигера и примыкающем к нему с северо-востока грабене (авлакогене) Бенуэ. Бассейн расположен между выходами на поверхность докембрийских пород Дагомейского массива на северо-западе, Северо-Нигерийского массива на севере и выступа Обан Камерунского массива. Юго-восточная граница бассейна образована Камерунским глубинным разломом, который прослеживается по цепи вулканических островов от г. Камерун до о-ва Сан-Томе (рис. 61).

На юго-западе в субаквальной части фундамент бассейна погружается по ступенчатым сбросам, входя в систему периконтинентального прогиба Гвинейского залива.

В пределах бассейна выявлено 185 нефтяных и газонефтяных и пять газовых месторождений, расположенных в дельте Нигера и прилегающей субаквальной части ее на площади длиной (вдоль берега) более 500 км и шириной до 150 км. В структурном плане бассейна здесь располагается наиболее прогнутая часть его, образующая впадину дельты Нигера.

Впадина выполнена кайнозойскими терригенными отложениями мощностью свыше 8000 м, несогласно залегающими на карбонатно-терригенных породах мелового возраста мощностью свыше 6000 м. Карбонатные породы известны лишь в отложениях нижнего мела. В северо-восточном направлении мощность осадочных отложений сокращается, чем и определяется граница бассейна в грабене Бенуэ.

На северо-востоке бассейн ослонен крупным поднятием Абакалики, вытянутым в северо-восточном направлении. Поднятие окаймляется с северо-запада крупной впадиной Анамбра, а с юго-востока небольшим грабенообразным прогибом Мамфе, вклинивающимся в кристаллический массив Обан. Небольшой грабен Нупе, отделяющий Дагомейский щит от Северо-Нигерийского, отходит на северо-запад от впадины Анамбра.

Все нефтяные месторождения Нижненигерского бассейна представляют собой брахиантиклинали, тяготеющие к продольным разрывам,

секущим осадочное выполнение дельтовой впадины. Брахиантиклинали рассечены разрывами; залежи нефти пластовые сводовые или тектонически экранированные, обычно находятся в опущенных блоках брахиантиклиналей на глубинах 1400—3000 м на западе впадины, 2000—3800 м

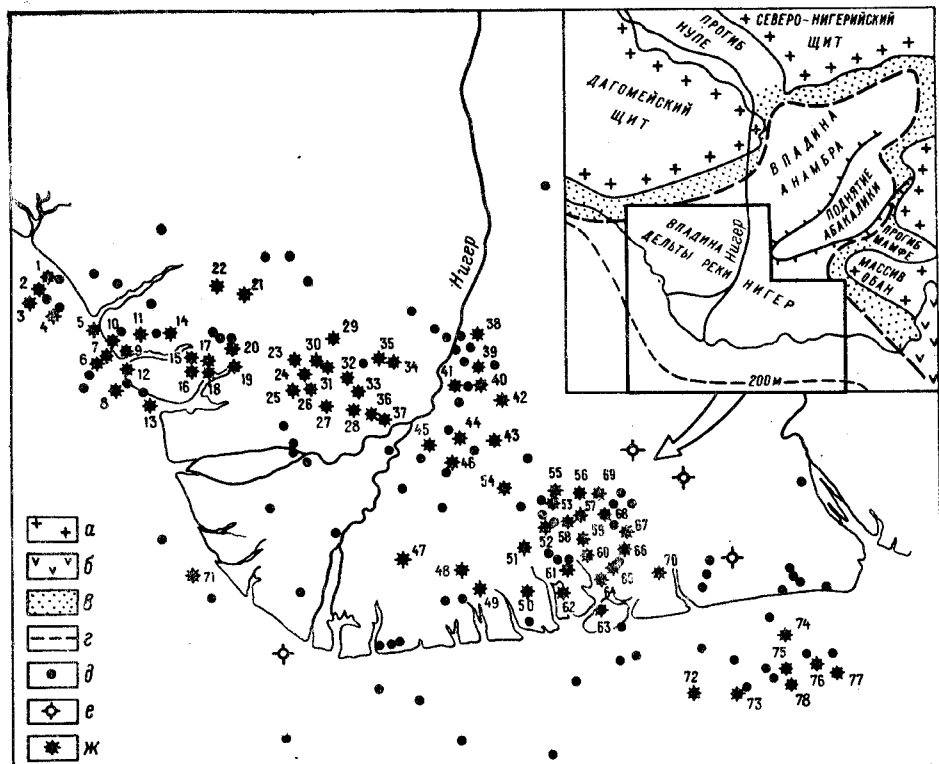


Рис. 61. Нижне尼日ерский нефтегазоносный бассейн (В. И. Высоцкий, 1975)

а — докембрийский фундамент на поверхности; б — кайнозойские вулканиды; в — зоны развития маломощных пород, перекрывающих фундамент (аконсервационная зона); г — границы бассейна; месторождения: д — нефти, е — газа; ж — месторождения, эксплуатированные в 1975 г.: 1 — Исан, 2 — Парара, 3 — Малу, 4 — Мерси, 5 — Дельта, 6 — Дельта-Юг, 7 — Окан, 8 — Меджи, 9 — Сагхара, 10 — Огумара, 11 — Абитейе, 12 — Эксравос-Бич, 13 — Форкадос-Эстуари, 14 — Джонс-Крик, 15 — Эгва, 16 — Оиди, 17 — Батан, 18 — Ажужу, 19 — Варри, 20 — Рапеле, 21 — Амуке, 22 — Сапеле, 23 — Угелли-Вест, 24 — Угелли-Ист, 25 — Уторогу, 26 — Осикоа, 27 — Эврени, 28 — Орони, 29 — Кокори, 30 — Афисере, 31 — Эриему, 32 — Овех, 33 — Оломоро, 34 — Огинн, 35 — Озоро, 36 — Узере-Вест, 37 — Узере-Ист, 38 — Огута, 39 — Эгбема, 40 — Мбеде, 41 — Эбоха, 42 — Асса, 43 — Ахла, 44 — Обаги, 45 — Адибава, 46 — Убие, 47 — Олоибери, 48 — Соку, 49 — Экулама, 50 — Кракама, 51 — Бугума-Крик, 52 — Апара, 53 — Агбада, 54 — Обеле, 55 — Умуечем, 56 — Нкалл, 57 — Обигбо, 58 — Эленева, 59 — Эбубу, 60 — Онне, 61 — Алакври, 62 — Кавторн-Чанал, 63 — Бонни, 64 — Бодо-Вест, 65 — Бому, 66 — Корокоро, 67 — Афам, 68 — Исимири, 69 — Имо-Ривер, 70 — Йорла, 71 — Пеннингтон, 72 — Экле, 73 — Асабо, 74 — Идохо, 75 — Иним, 76 — Убит, 77 — Утуе, 78 — Этим

в средней ее части и 1600—3500 м на востоке и юго-востоке ее. Нефтегазоносность бассейна была установлена в 1953 г. открытием на юго-востоке бассейна нефтяного месторождения Аката.

Основными нефтегазоносными породами являются кайнозойские песчаники свиты агбада мощностью до 60 м, в меньшей степени — песчаники в нижней части свит бенин и аката. Значительная часть месторождений содержит свыше 5—10 залежей, реже количество их достигает 50.

Большая часть месторождений нефти и газа бассейна содержит извлекаемые запасы нефти, не превышающие 30—40 млн. т. Наиболее крупными месторождениями (запасы 70—95 млн. т) являются Мерен, Дельта, Дельта-Юг, Окан, Джонс-Крик, Бому, Имо-Ривер, открытые в период 1959—1964 гг.

Суммарные извлекаемые запасы нефти бассейна оцениваются в 2700 млн. т.

§ 9. Кванза-Камерунский нефтегазоносный бассейн

Периконтинентальный прогиб (полуграбен), заключающий Кванза-Камерунский бассейн, протягивается от Камерунского разлома на севере до выступа массива Бенгуэла на юге на протяжении более 2000 км.

В материковой части ширина бассейна меняется от нескольких до десятков километров в пределах дельт рек Огове, Конго и Кванза. На месте последних находятся наиболее погруженные части бассейна, представляющие собой вытянутые параллельно береговой линии впадины с падением слоев от 2 до 10°, имеющие продолжение в шельфовой части бассейна. Восточным обрамлением бассейна является полоса выходов докембрийского фундамента (Камерунского, Шайю, Бенгуэла), которые окаймляют бассейн и с юга (рис. 62). В бассейне могут быть выделены три основных ареала зон нефтегазонакопления, соответствующие впадинам на месте дельт рек Огове, Конго и Кванза.

Геологическая структура района нижнего течения р. Огове представляет собой моноклинали, осложненную рядом прогибов и поднятий. На северо-востоке выделяется горст Ламбрене, протягивающийся в северо-западном направлении и выносящий на поверхность узкую полосу кристаллических пород. Восточнее и параллельно горсту проходит небольшой Восточно-Габонский прогиб. В крайней западной части моноклинали выделяется глубокий (фундамент на глубине более 8000 м) Западно-Габонский прогиб, ориентированный в субмеридиональном направлении. С запада в субаквальной части прогиб ограничивается поднятием Порт-Жантиль. На юго-востоке моноклинали имеется небольшое поднятие Икасса и прогиб Сетте-Камо с глубиной фундамента более 6000 м (рис. 63).

Разрез отложений моноклинали Огове начинается с пестроцветных пород (внизу с прослоями доломитов и ангидритов) позднеюрского возраста мощностью до 1100 м, залегающих на докембрийских кристаллических породах западного склона массива Шайю. Вышележащие отложения мелового возраста делятся на три литологически различных комплекса: нижний, или подсолевой, включает карбонатно-терригенную толщу пород (серия кокобич) неокомского и раннеаптского возраста мощностью 3500 м; солевой комплекс среднеаптского возраста мощностью от 150 м в пластах и до 1000 м в соляных массивах; надсолевые комплексы мощностью около 5000 м, верхний — терригенный (маастрихт, кампан, сантон?) мощностью около 1200 м и карбонатно-терригенный в остальной большей части разреза меловых отложений.

Кайнозойские отложения представлены внизу (палеоцен, эоцен, низы миоцена) карбонатно-терригенными породами мощностью около 2500 м, вверху (верхи миоцена, плиоцен, антропоген) терригенными породами мощностью до 900 м. В разрезе палеогена отсутствует отложение олигоцена; характерны слои радиоляритов, диатомитов и кремнистых известняков.

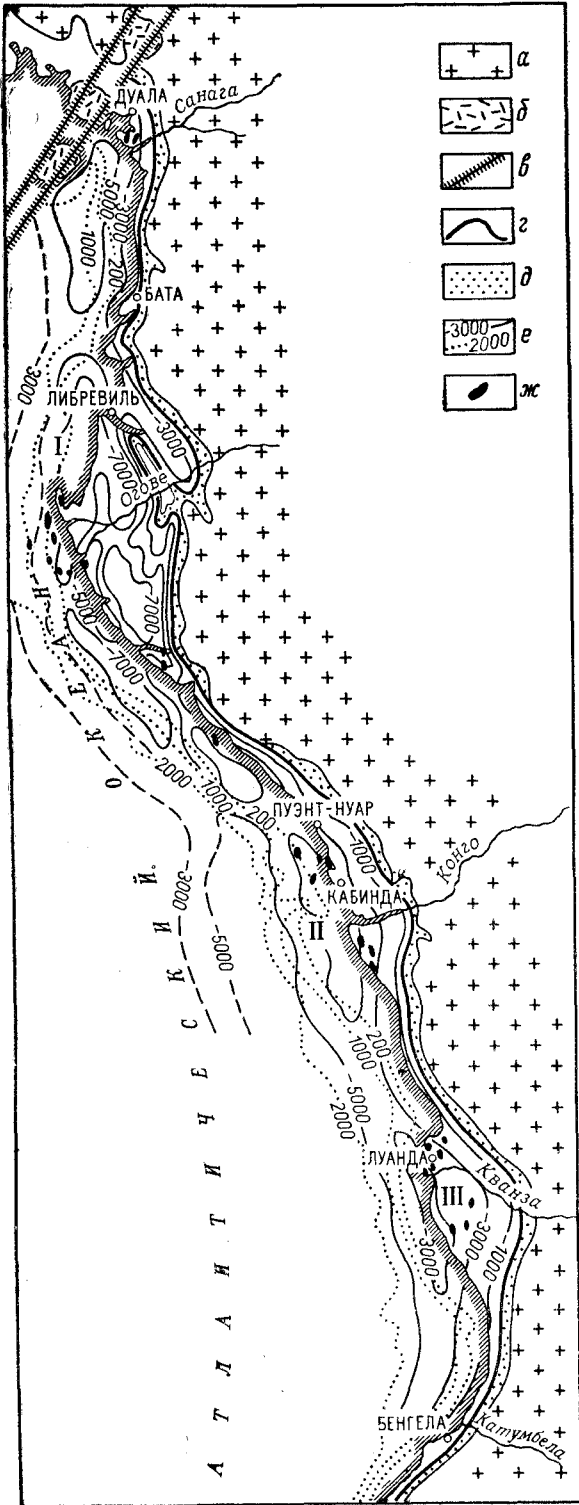


Рис. 62. Кванза-Камерунский нефтегазоносный бассейн (В. И. Высоцкий, 1975)

а — выходы докембрийского фундамента на поверхность; *б* — вулканические покровы; *в* — Камерунский разлом; *г* — восточная граница бассейна; *д* — аконсервационная зона; *е* — схематические изолинии глубин фундамента и изобаты в м; *ж* — месторождения нефти.

Ареалы зон нефтегазоаккумуляции: *I* — Огове; *II* — Конго; *III* — Кванза

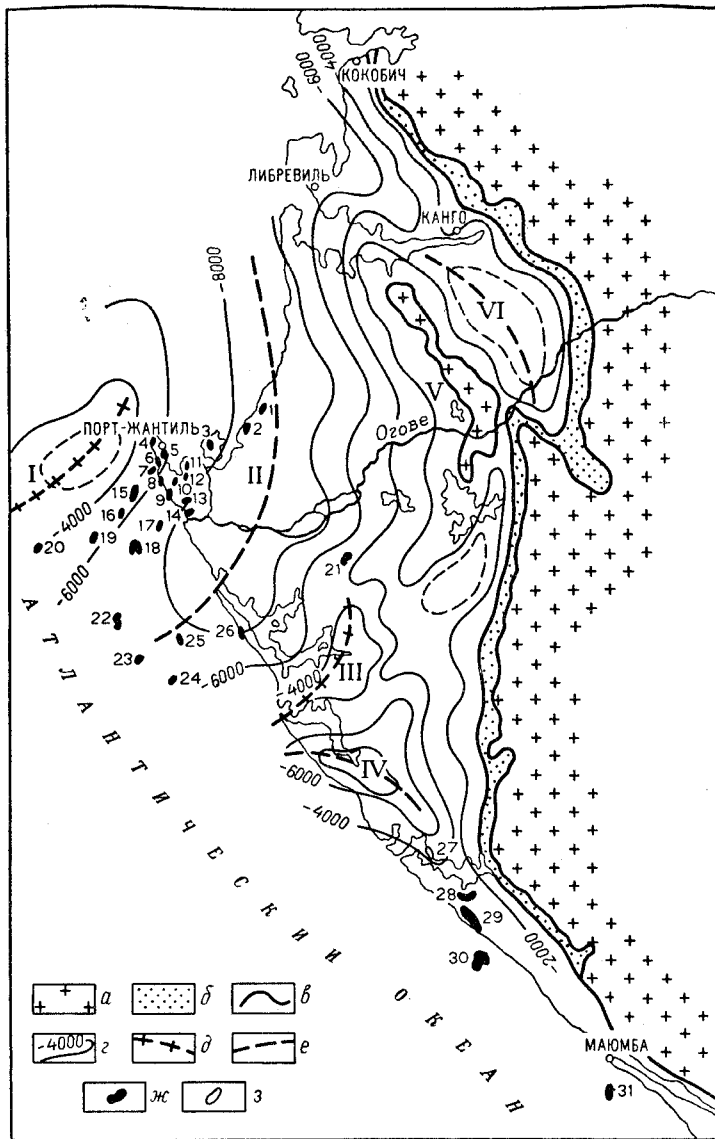


Рис. 63. Нефтяные и газовые месторождения ареала зон нефтегазоаккумуляции Огове Кванза-Каме-рунского нефтегазоносного бассейна

a — выходы докембрийских пород фундамента на поверхность; *б* — аконсервационная зона; *в* — границы бассейна; *г* — изолинии глубин фундамента в м; оси основных: *θ* — поднятий, *ε* — прогибов; месторождения: *ж* — нефтяные, *з* — газовые.

I — поднятие Порт-Жантиль; *II* — Западно-Габонский прогиб; *III* — поднятие Инасса; *IV* — прогиб Сетте-Камо; *V* — горст Ламбреане; *VI* — Восточно-Габонский прогиб.

Месторождения: 1 — Н'Томбенуони; 2 — Пуэнт-Вез; 3 — Симани; 4 — Кап-Лопез; 5 — Пуэнт-Кларетт; 6 — Порт-Жантиль; 7 — Ангий-Северо-Восток; 8 — Порт-Жантиль-Океан; 9 — Н'Ченгу-Океан; 10 — Н'Ченгу; 11 — Алевана; 12 — Иллигуе; 13 — М'Бега; 14 — Озури; 15 — Ангий; 16 — Ангий-Юго-Запад; 17 — Доре-Марин; 18 — Торпий; 19 — Пажо-Марин; 20 — Гирел-Марин; 21 — Рембо-Котто; 22 — Гронден-Марин; 23 — Гонель-Марин; 24 — Барбе-Марин; 25 — Мандарос-Марин; 26 — Батанга; 27 — М'Вассан; 28 — Гамба; 29 — Ивинга; 30 — Вигорно; 31 — Лусайна-Марин

Присутствие в разрезе каменной соли обуславливает развитие в бассейне солянокупольной тектоники. Предполагается существование протяженных соляных валов с пропикающими высоко вверх соляными штоками.

В пределах моноклинали Огове известны более 30 нефтяных месторождений и одно газовое (М'Бассан). Большая часть месторождений (23)

расположена в Западно-Габонском прогибе и прежде всего на его северо-западном склоне и юго-западной центриклинали. Около 10 месторождений находятся в субаквальной части прогиба.

Первое месторождение в Огове было открыто в 1955 г. в районе Порт-Жангиль. Все месторождения связаны со сравнительно пологими солянокупольными поднятиями, иногда диапирового строения. Нефтеносными являются пески линзовидного строения подошвы миоцена (свита мондорове), кремнистые известняки и трещиноватые доломиты и доломитизированные известняки палеогена (свиты озури, икандо) и песчаники верхнего мела (свиты порт-жангиль, пуэнт-кларетт, кап-лопез).

На месторождениях Алевана залежь нефти заключена в кепроке. Залежи нефти преимущественно пластовые сводовые или пластовые, тектонически, реже литологически экранированные, с глубиной залегания 500—2500 м, иногда до 3000 м (Ангий).

Три нефтяных месторождения (Гамба, Ивинга,

Бигорно) и одно газовое М'Бассан известны на юго-восточной центриклинали прогиба Сетте-Камо. Продуктивными здесь являются подсолевые песчаники нижнего апта (свита гамба). Месторождения приурочены к брахиантиклиналям, сильно нарушенным разрывами. Одно

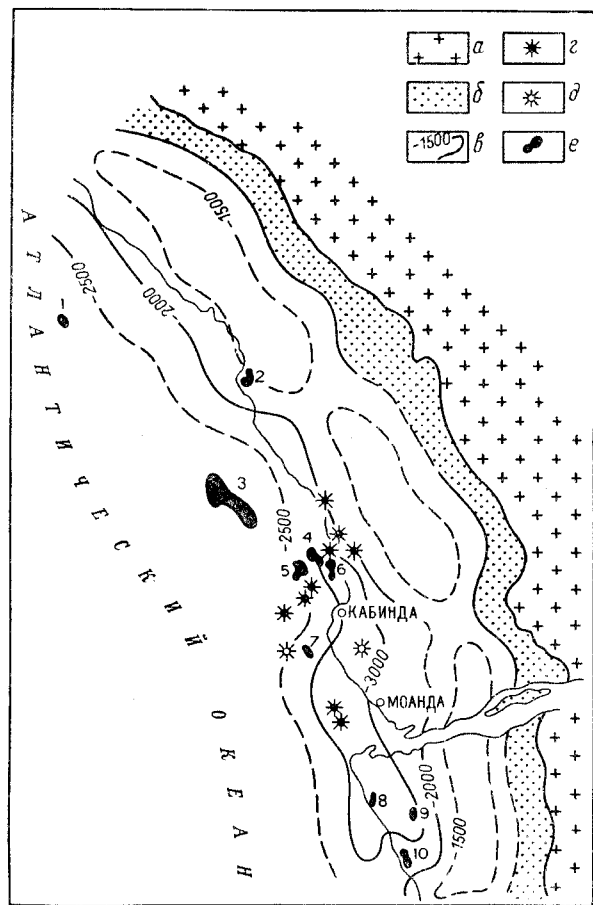


Рис. 64. Нефтяные и газовые месторождения ареала зон нефтегазоаккумуляции Конго Кванза-Камерунского бассейна

a — выходы кристаллического фундамента на поверхность; *b* — аноксидационная зона; *c* — схематические изолинии глубин фундамента в м; скважины, давшие приходы: *г* — нефти, *д* — газа, *e* — месторождения нефти: 1 — Лоанго, 2 — Пуэнт-Индиен, 3 — Эмерод, 4 — Малонго-Север, 5 — Малонго-Запад, 6 — Малонго-Юг, 7 — 120/1, 8 — Пинда, 9 — Куингуила, 10 — Кабека-да-Кобра

нефтяное месторождение Рембо-Котто расположено на северной периклинали поднятия Икеса. Нефтеносны песчаники сеноманского возраста.

Все месторождения нефти Огове имеют сравнительно небольшие запасы нефти, редко превышающие 15—20 млн. т (извлекаемые запасы).

Ареал зон нефтегазонакопления Конго простирается от долины Квилу (на севере) до дельты Конго на юге (рис. 64). Выполняющие эту территорию кайнозойские и мезозойские отложения имеют мощность не больше 3500 м, из них более 3000 м приходится на отложения мелового возраста, представленные в подсолевой части терригенными отложениями с большой ролью аргиллитов, а в надсолевой (альб — сенон) карбонатно-терригенными породами с красноцветными песчаниками.

Мезозойские и кайнозойские отложения слагают моноклираль, наклоненную на юго-запад и осложненную двумя зонами продольных параллельных прогибов — восточной зоной с глубиной погружения фундамента до 1500 м и западной — с глубиной погружения фундамента более 3000 м и расположенной уже в субаквальной части моноклинали. Известные в пределах последней зоны девять нефтяных месторождений расположены в ее южной и северной центриклиналях (Ангола). Одно месторождение (Пуэнт-Индиен, открыто в 1958 г.) находится на севере восточного прогиба (Конго).

Нефтеносность конголезского ареала зон нефтегазонакопления связана с песчаниками альб-сенонского возраста, песчаниками и известняками пинда (альб-сеноманского возраста), песчаниками лукула, тока и шел (готерив-барремского возраста). Залежи нефти преимущественно пластовые сводовые, на месторождении Малонго-Запад в рукавообразном коллекторе, на месторождении Пуэнт-Индиен — залежь литологически экранированная. Залежи нефти вскрыты на глубинах 500—2500 м.

Наиболее крупным в конголезском ареале зон нефтегазонакопления является месторождение Эмерод, открытое в 1969 г. в субаквальной части западного прогиба при глубине океана до 70 м. Извлекаемые запасы нефти на месторождении оцениваются в 100 млн. т.

Нефтегазоносный ареал зон нефтегазонакопления Кванза расположен в пределах одноименной впадины, где фундамент погружается до 3500 м. Впадина имеет асимметричное строение. Ее восточный борт крутой, западный — пологий и осложнен крупным пологим продольным поднятием Кабо-Ледо, фундамент которого образован эффузивным покровом. Вдоль пологого восточного склона впадины протягиваются два валообразных скопления каменной соли, из которых западное более крупное, чем восточное.

В субаквальной части фундамент вновь погружается до глубины около 3500 м (рис. 65).

На севере впадины, где мощность кайнозойских отложений достигает максимальных значений, поднятие Кабо-Ледо осложняется небольшим грабеном Кенгела и поднятием Какуако.

Разрез отложений, выполняющих эту часть бассейна, включает меловые, палеогеновые и неогеновые осадки. В отличие от разреза севернее расположенных габонских впадин разрез впадины Кванза характеризуется значительным увеличением мощности кайнозойских отложений (до 5000 м) и сокращением мощности меловых более чем в 2 раза (3750 м). Разрез начинается с неокома, сложенного угленосной толщей вверху и красноцветными песчаниками, конгломератами и туфами внизу.

Мощность неомских отложений не превышает 300 м. Залегающая выше альб-аптская толща пород характеризуется большой насыщенностью эвапоритовыми образованиями (ангидриты, галиты), заключенными преимущественно в карбонатной толще. Основной массив каменной соли мощностью до 1000 м находится в подошве аптского яруса и несогласно

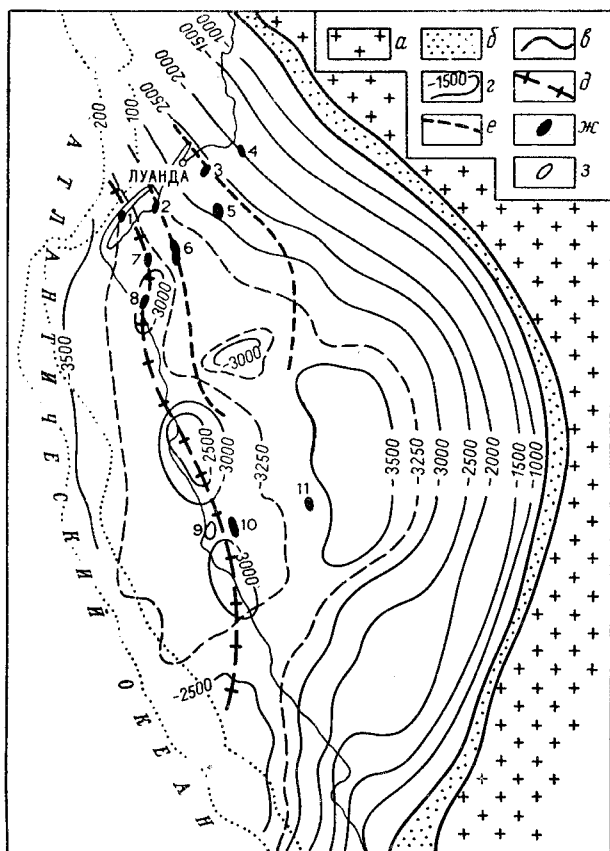


Рис. 65. Нефтяные и газовые месторождения ареала зон нефтегазоаккумуляции Кванза Кванза-Камерунского нефтегазоносного бассейна

a — выходы докембрийских пород фундамента на поверхность; *b* — аконсервационная зона; *c* — границы бассейна; *d* — изолинии глубин фундамента в м; оси поднятий, выраженных: *ж* — в фундаменте, *з* — в надсолевых породах; месторождения: *ж* — нефтяные, *з* — газовые. Месторождения: 1 — Бенго; 2 — Леуга; 3 — Луанда; 4 — Какуако; 5 — Муленвос-Юг; 6 — Кевгела-Север; 7 — Бенфика; 8 — Яконго; 9 — Пауко; 10 — Тобиас; 11 — Галинда

перекрывает угленосную толщу неокома. Соль залегают также в подошве альба (свита туэнза). Мощность апт-альбской соленосно-карбонатной толщи составляет 2450 м.

На западе на склоне поднятия Кабо-Ледо соленосный альб-аптский разрез весь замещается рифогенными известняками, на крайнем востоке — терригенными породами. Верхнемеловые, а также палеоценовые, эоценовые и аквитанские отложения представлены преимущественно терригенными породами с большой ролью в их составе аргиллитов. Мощность пород верхнего мела около 1000 м, палеоцена и эоцена (олигоцен отсут.)

ствует) — свыше 1000 м, аквитанского яруса — 1800 м. Бурдигальские отложения представлены песчаниками, глинами, известняками мощностью до 2000 м; плиоценовые (средний и верхний миоцен отсутствуют) и антропогенные осадки сложены песками и красноцветными породами мощностью не более 120 м.

Во впадине Кванза известны свыше 40 нефтяных месторождений и одно газовое (Пауко), открытые в период 1955—1972 гг. Большая часть нефтяных месторождений расположена на северной периклинали поднятия Кабо-Ледо и на северо-восточном склоне его. Три месторождения, в том числе Пауко, находятся на юге и юго-востоке поднятия.

Месторождения нефти впадины Кванза связаны с соляными поднятиями, надсолевая часть которых представляет собой обычно пологие купола, сильно нарушенные разрывами. Нефтяные залежи заключены в трещиноватых известняках, песчаниках и трещиноватых аргиллитах. Карбонатные коллекторы имеют сеноманский (свита кабо-ледо), альбский (катумбела) и аптский (бинга) возраст. С ними связано образование на некоторых месторождениях помимо пластовых сводовых также массивных залежей (месторождения Бенфика, Галинда, Тобиас). Песчаниковые коллекторы приурочены к отложениям миоцена (свита куифангондо) и неокома (куво). Среди залежей нефти встречаются пластовые сводовые (месторождение Муленвос), литологически экранированные (Какуако) и тектонически экранированные (Кенгела-Север). На месторождении Луанда нефть содержится в трещиноватых песчанистых аргиллитах свиты кунга (эоцен). Залежи нефти всех месторождений впадины Кванза находятся на глубинах 700—2650 м. Месторождения содержат небольшие запасы нефти.

На крайнем севере Кванза-Камерунского нефтегазоносного бассейна в районе г. Дуала известны два небольших месторождения — Логбаба — газовое и Суэлбаба — газонефтяное. Месторождения расположены в небольшой впадине, сложенной карбонатно-терригенными породами мелового и кайнозойского возраста мощностью до 3000 м. Оба месторождения приурочены к небольшим поднятиям. Газоносными являются песчаники маастрихтского яруса, а на месторождении Суэлбаба выявлена нефтеносность палеоцена.

Всего в Кванза-Камерунском бассейне в пределах его четырех небольших структурных элементов (Дуала, Огове, Конго, Кванза) выявлено свыше 50 нефтяных месторождений и лишь три чисто газовых месторождения. Продуктивным является по существу весь разрез отложений, выполняющих бассейн, начиная с миоцена и до неокома включительно, причем коллекторами являются как песчаники, так и известняки и доломиты. Однако большая часть нефтяных месторождений бассейна содержит незначительные запасы нефти, подтверждая положение о слабой герметичности разреза бассейнов грабенов и полуграбенов, осложненных соляной тектоникой.

§ 10. Нефтегазоносный бассейн Карнарвон

Периконтинентальный нефтегазоносный бассейн Карнарвон протягивается почти на 1000 км вдоль западного берега и шельфа Австралии между Западно-Австралийским щитом и Западно-Австралийской океанической плитой (рис. 66). Бассейн отделен от щита рядом сбросов и

маломощной толщей пород мелового и более молодого возраста. Северная граница бассейна проходит по поперечному поднятию Рэнкин-Престон, расположенному севернее о-ва Барроу; от южнее расположенного одноименного бассейна Перт рассматриваемый бассейн отделен сбросом Янди-Мейдлаин-Хардабат, протягивающимся

на северо-восток, т. е. диагонально относительно общего простирания бассейна.

Продольным сбросом Онслоу-Мука бассейн расчленен на две половины. В восточной половине выделяются (с севера на юг) частные прогибы Барроу, расположенный полностью в шельфе, Онслоу и Мерлинглейх. В западной половине располагается прогиб Эксмут, а южнее — наиболее крупный прогиб Гаскойн. Все прогибы разделяются не всегда хорошо выраженными поперечными порогами.

В строении нефтегазоносного бассейна Карнарвон принимают участие терригенные протерозойские отложения, мощные карбонатно-терригенные палеозойские породы, преимущественно терригенные отложения мезозойского возраста (мощностью свыше 4000 м) и маломощная (800 м) толща преимущественно известняков кайнозойского возраста. Разрез изобилует перерывами.

На востоке мезозойские и кайнозойские отложения выклиниваются, а из разреза палеозойских образований выпадают некоторые системы.

Слои залегают почти горизонтально или со слабым наклоном и обычно лишь только в приразрывных частях появляются крутые наклоны и замкнутые небольшие поднятия.

В бассейне Карнарвон выявлены три нефтяных месторождения: Барроу, Паско, Раф-Рэндж. Первое месторождение, одно из крупных по запасам месторождений Австра-

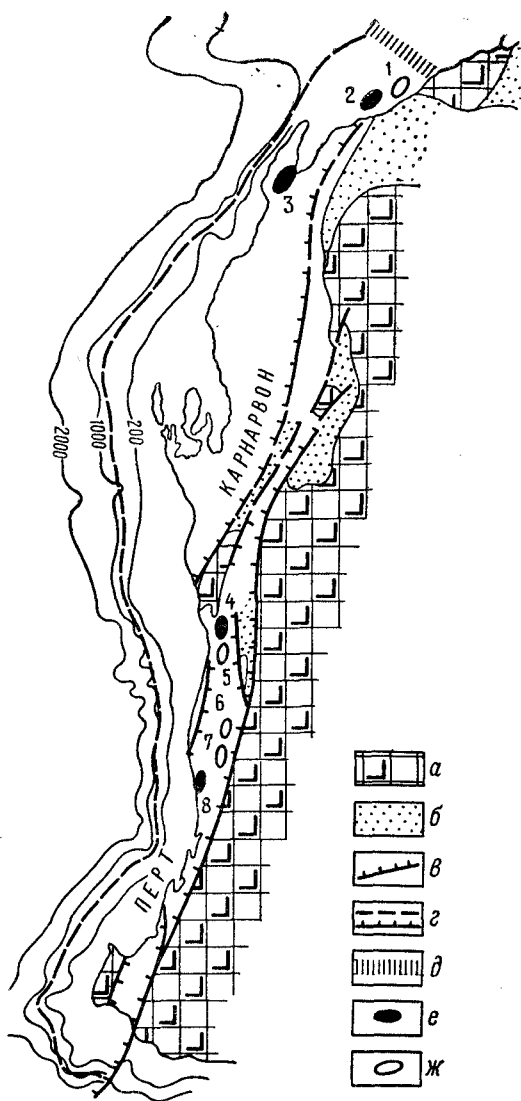


Рис. 66. Нефтегазоносные бассейны Карнарвон и Перт

a — выходы кристаллического Фундамента на поверхность; *b* — аконсервационная зона; *в* — разрывы; *г* — границы бассейна; *д* — межбассейновое поднятие Рэнкин-Престон; месторождения: *e* — нефтяные, *ж* — газовые.

Месторождения: 1 — Паско; 2 — Барроу; 3 — Раф-Рэндж; 4 — Ярдарино; 5 — Донгара; 6 — Валеу-ринг; 7 — Джин-Джин; 8 — Гейдж-Роудз

лии, открытое в 1964 г., расположено на одноименном острове и приурочено к пологому поднятию. В интервале глубин 667—2234 м на месторождении выявлены три сводовые залежи: верхняя и средняя в песчаниках нижнего мела и нижняя в песчаниках титонского яруса. В Паско нефтеносны песчаники нижнего мела на глубине 1550—1840 м.

На антиклинали Раф-Рэндж небольшая литологически экранированная залежь заключена в линзе песчаника раннемелового возраста на глубине 1080 м. Залежь промышленного значения не имеет, однако открытием ее в 1953 г. была установлена нефтеносность бассейна.

§ 11. Нефтегазоносный бассейн Перт

Бассейн Перт расположен непосредственно южнее бассейна Карнарвон, однако площадь его вследствие уменьшения ширины значительно меньше площади бассейна Карнарвон. Бассейн Перт выполнен полого залегающими слоями мощных толщ преимущественно терригенных пород мезозойского (свыше 4000 м) и палеозойского (свыше 5000 м) возраста. Последние подстилаются еще более мощной толщей терригенных пород протерозоя. Разрез мезозойских и палеозойских отложений изобилует перерывами.

На востоке площадь распространения осадочных пород бассейна ограничивается протяженным разломом Дарлинг. На юге и западе подводная часть бассейна примыкает к континентальному склону. Продольным поднятием Нортхэмптон (примыкающим с юга к межбассейновому разрыву Янди-Хардбат) погребенного выступа фундамента Биг-Ридж и на крайнем юге бассейна — выступа фундамента Лютвин, состоящим из блока древних пород, бассейн расчленяется на два прогиба, из которых восточный известен под названием Калкелалая.

Бассейн Перт характеризуется сокращенным разрезом по сравнению с севернее расположенным бассейном Карнарвон.

Бассейн является преимущественно газоносным. Из шести открытых месторождений пять — Джин-Джин, Донгара, Мондарра, Вальеринг и Ярдарино, являются газовыми и лишь месторождение Гейдж-Роуз нефтяное. Все месторождения расположены на севере западной части бассейна.

Структуры месторождений представлены слабо выраженными поднятиями, расположенными вблизи разрывов. На месторождении Джин-Джин газоносны песчаники раннеюрского — поздне триасового возраста (свита коклишем-галли) на глубине 3720—4080 м; на газовом месторождении Донгара — позднеюрские песчаники на глубине 1575—1659 м; на месторождении Ярдарино — те же песчаники на глубине 2245—2300 м. Запасы газа небольшие.

§ 12. Нефтегазоносный бассейн Блейк-Ньюфаундленд

Значительная часть этого бассейна (субаквальная часть склона материка) скрыта под водами Атлантического океана, причем прослеживается до глубины дна 2—3 км. Большая часть периконтинентального прогиба, заключающая бассейн, до широты о-ва Ньюфаундленд может рассматриваться как тыловой прогиб Аппалачского горного сооружения. На суше этот прогиб выполнен осадочными отложениями мощностью до 3000 м,

которая увеличивается в субаквальной части до 5000—7000 м, но на краю шельфа уменьшается до 1500—3500 м. Далее, под континентальным склоном мощность пород вновь увеличивается до 6000 м, сокращаясь в подошве склона на контакте с океанической корой (В. Е. Хаин, 1974).

Северная субмеридиональная ветвь бассейна накладывается почти под прямым углом на северо-восточное погружение Аппалачской системы и северо-восточное погружение Канадского щита. Таким образом, бассейн имеет разновозрастный фундамент и сложную структуру осадочного чехла. Можно предположить, что на северо-восточном субаквальном продолжении складчатости о-ва Ньюфаундленд находится поднятие. В этом случае приантлантическая часть бассейна с герцинским фундаментом может быть отделена от прилабрадорской части, имеющей древний фундамент, в самостоятельный бассейн.

В канадской части шельфа на Большой Ньюфаундлендской банке (Гранд-Бэнкс) и юго-западнее в районе о-ва Сейбл (Новошотландский шельф, глубина моря более 50 м) пробурено более 50 глубоких скважин. В результате в районе о-ва Сейбл открыты три месторождения нефти. Одно месторождение нефти открыто на шельфе Лабрадорского моря.

Изученный в скважинах Новошотландского шельфа разрез осадочных отложений представлен лагунными и морскими породами от юры до плейсцена включительно мощностью до 6100 м. Для юрских отложений характерны соляные массивы. На Гранд-Бэнкс вскрыты также палеозойские отложения.

Месторождение нефти Западный Сейбл приурочено к поднятию, в ядре которого находится соляной массив. Поднятие рассечено расходящимися веерообразно (в вертикальном разрезе) сбросами и погребено под эоценовыми отложениями. На месторождении в интервале глубин 630—1860 м получены притоки нефти (плотность 0,820—0,850 г/см³), конденсата (0,735—0,775 г/см³) и газа из песчаников поздне мелового и палеогенового возраста.

В 1972 г. открыты нефтегазовое месторождение Праймроуз, расположенное в 48 км восточнее о-ва Сейбл (продуктивны юрские отложения), и газовое месторождение Тебот с залежью в меловых отложениях на глубине 3830 м.

В 1974 г. на шельфе Лабрадорского моря выявлено нефтяное месторождение Бьярни с залежью нефти в песчаниках миоцен-олигоценевого возраста, запасы нефти которого оцениваются весьма высоко.

В, ПЛИТ, СИНЕКЛИЗ И НАЛОЖЕННЫХ ВПАДИН, ПОДСТИЛАЕМЫХ ГРАБЕНАМИ И ПОЛУГРАБЕНАМИ

Нефтегазоносные бассейны такого типа известны в СССР, Австралии, Азии и Южной Америке.

На юге центральной части Русской платформы располагается крупный *Днепро-Донецкий нефтегазоносный бассейн*. Севернее выделяется *Среднерусский потенциально нефтегазоносный бассейн*. Из вендских отложений Среднерусского бассейна недавно получены в скважинах небольшие притоки нефти типа конденсата.

На юге Украины выделяется *Северо-Причерноморский нефтегазоносный бассейн*.

На западе Украины располагается *потенциально нефтегазоносный Львовский бассейн*. Последний образовался на базе части протяженного Приднестровского перикратонного прогиба западного склона Украинского кристаллического щита. Прогиб сложен верхнепротерозойскими и палеозойскими породами мощностью свыше 6000 м.

В бассейне выявлено одно газовое Великомоствовское месторождение, приуроченное к Белз-Милятинской антиклинальной зоне юго-западного крыла бассейна. Газоносны отложения среднего девона.

На западе Средней Азии Советского Союза выделяются два бассейна: *нефтегазоносный Аральский* и *потенциально нефтегазоносный Сырдарьинский* (рис. 67).

Сырдарьинский бассейн находится в окружении четырех нефтегазоносных бассейнов. На северо-западе это *Аральский*, на северо-востоке — *Чу-Сарысуйский*, на востоке — *Ферганский*, на юге — *Каракумский*.

В дальневосточной части Советской Азии известны три бассейна с различной степенью перспективности: *Зел-Буреинский*, *Верхнезейский* и *Ханкайский*.

В Азии известен крупный *нефтегазоносный бассейн Сунляо*, расположенный в северо-восточной части Китая.

В Южной Америке выделяется *Среднеамазонский нефтегазоносный бассейн*, расположенный между Гвианским и Бразильским докембрийскими щитами.

В Австралии можно выделить три группы нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных бассейнов. Одна группа бассейнов протягивается вдоль северо-западного края Австралийского материка, вторая — на юге и третья — на юго-востоке внутренней части его. К погребенным грабенам и перекрывающим их отложениям приурочены *нефтегазоносный бассейн Броуз* и *потенциально нефтегазоносный бассейн Кэннинг*, к погребенному полуграбену — *нефтегазоносный бассейн Дампьер* (см. рис. 75) и *Бонапарте-Галф*.

Грабены бассейна Кэннинг имеют наиболее древнее — раннепалеозойское заложение, полуграбен бассейна Дампьер — пермское и грабен бассейна Броуз — триасовое.

В 1971 г. на северо-западном склоне бассейна Броуз, на пологом поднятии Скотт-Риф, была выявлена крупная газовая залежь в песчаниках мелового возраста.

Перспективный в нефтегазоносном отношении бассейн Кэннинг заключен в своей подводной части между нефтегазоносными бассейнами Дампьер и Броуз, а на суше — между выступами на поверхность древнего фундамента (блоков Пилбара и Кимберли).

Поиски нефти в бассейне пока не дали существенных результатов. В одной из скважин (Меда) получен незначительный приток нефти из песчаников нижнего карбона.

Большая часть бассейна Бонапарте-Галф расположена в пределах северо-западной подводной окраины Австралийского материка, на занятой водами территории одноименного залива и Тиморского моря (шельф Сахул).

На юго-западе бассейн граничит с бассейном Броуз.

На юго-востоке ограничивается среднекембрийскими складчатыми структурами Холс-Крик, на северо-востоке — слабо выраженным поднятием Ван-Димен, идущим на северо-запад от одноименного залива через о-в Мелвилл на банки Гудрич, Блэквид, Флиндерс.

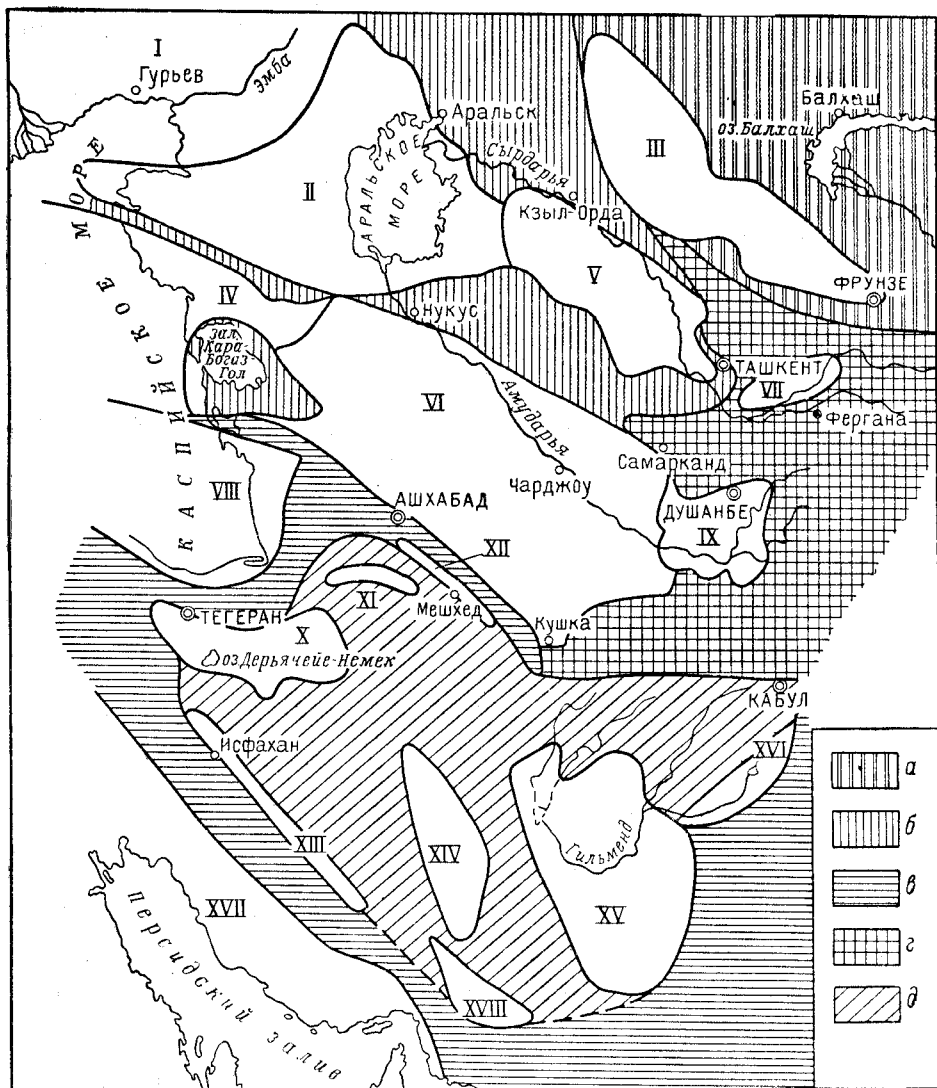


Рис. 67. Обзорная карта нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных бассейнов Средней Азии (СССР) и Иранского нагорья

Горные сооружения в обрамлении бассейнов: а — каледонского возраста; б — герцинского возраста; в — альпийского возраста; г — Среднеазиатского эпиплатформенного орогена; д — эпиплатформенного орогена срединного массива Иранского нагорья.

Нефтегазоносные бассейны: I — Волго-Уральский (юго-восточный край), II — Аральский, III — Чу-Сарысуйский, IV — Среднекаспийский (восточная центриклиналь), VI — Каракумский, VII — Ферганский, VIII — Южно-Каспийский (восточная часть), IX — Афгано-Таджикский, X — Деште-Кевир, XVII — Персидского залива; потенциально нефтегазоносные бассейны: V — Сырдарьинский, XI — Хорасанский, XII — Мешхедский, XIII — Исфаганский, XVI — Деште-Лут, XV — Гильмендский, XVI — Рундер-Ургунский, XVIII — Дзезмурианский

В 1971 г. в бассейне (на шельфе) были открыты два газовых месторождения Петрел и Терн. Газ получен из песчаников пермского возраста (на месторождении Петрел с глубины 4000—4352 м). Запасы газа обоих месторождений оцениваются в 180 млрд. м³.

Южная группа бассейнов включает *нефтегазоносный бассейн Гипсленд* и *потенциально нефтегазоносный Отуэй*. Грабены этих бассейнов заложились в юрское время и завершили свое развитие на различных этапах палеогенового времени — наиболее позднего на востоке (Гипсленд — в эоцене) и более молодого — на западе.

На юго-востоке Австралии выделяется сравнительно крупный *Внутренний Восточно-Австралийский нефтегазоносный бассейн*, представляющий собой синеклизу с погребенными под ней несколькими грабенами.

Южнее выделяется небольшой *потенциально нефтегазоносный бассейн Реймарк*.

Нефтепоисковые работы в бассейне не выявили существенных признаков нефтегазоносности.

Всего насчитывается одиннадцать нефтегазоносных и восемь перспективных в нефтегазоносном отношении бассейнов грабенов, перекрытых синеклизами.

§ 1. Днепровско-Донецкий нефтегазоносный бассейн

Днепровско-Донецкий бассейн протягивается на 770 км от Донецкого угленосного бассейна на юго-востоке до Белорусского погребенного выступа фундамента на северо-западе. Нижний грабеновый элемент бассейна имеет ширину от 75 до 130 км. Амплитуда основных грабенообразующих сбросов составляет 3—4 км и более. Грабен заполнен девонскими и турнейскими отложениями мощностью свыше 4000 м и погребен под еще более мощной толщей каменноугольных (послетурнейских), пермских и мезозойских отложений. Последние слагают крупную синеклизу с крыльями, выходящими далеко за пределы подстилающего синеклизу грабена, особенно на севере, где ширина крыла достигает 170 км при мощности слагающих ее осадков до 3000 м. В разрезе их большая роль принадлежит меловым отложениям. Южное крыло имеет ширину (южнее грабенообразующего сброса) 80 км. Наклон пластов крыльев синеклизы не превышает 2°; для разреза отложений крыльев характерно большое количество перерывов (рис. 68).

Разрез девонских отложений начинается с маломощной толщи песчаников живецкого возраста, известных только на крайнем северо-западе бассейна. На большей части бассейна развиты отложения только верхнего девона, представленные карбонатно-терригенной соленосной толщей мощностью до 4800 м. Соль участвует в образовании двух толщ — верхней, расположенной в нижней части фаменского яруса, и нижней — в средней части франского яруса. Мощность вышелегающей карбонатно-терригенной толщи каменноугольного возраста достигает 3600 м, она разделена в среднем визе перерывом. При этом турнейские и нижневизейские отложения выходят за пределы грабена, участвуя в строении северного крыла синеклизы, а верхневизейские, намюрские и башкирские отложения распространяются на оба крыла синеклизы.

Пермские осадки залегают с размывом на верхнекаменноугольных и начинаются (нижний отдел) терригенными породами (свита медистых

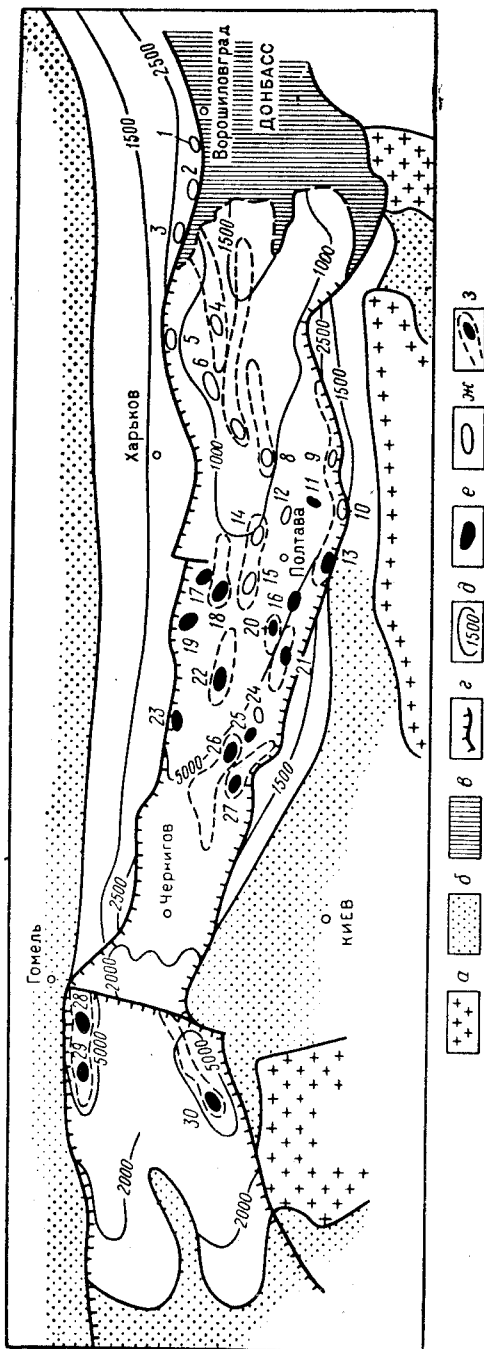


Рис. 68. Днепровско-Донецкий нефтегазовосный бассейн

a — выходы кристаллических пород Украинского щита; *б* — аккрециальная зона; *в* — складчатый Донбасс; *г* — основные грабенообразующие сбросы; *д* — схематические изометрические залегания фундамента в м; месторождения: *е* — нефтяные и газонефтяные, *ж* — газовые; *з* — основные антиклинальные зоны нефтегазоаккумуляции.

Месторождения: 1 — Славяно-Сербское; 2 — Боровское; 3 — Краснопопоское; 4 — Сиваковское; 5 — Северо-Голубовское; 6 — Шебелинское; 7 — Ефремовское; 8 — Кегичевское; 9 — Перещинское; 10 — Михайловское; 11 — Новогригорьевское; 12 — Матвеевское; 13 — Зачепиловское; 14 — Рунувщинское; 15 — Солоховское; 16 — Сагайдакское; 17 — Рыбальское; 18 — Бельское; 19 — Качановское; 20 — Радченковское; 21 — Кибинцевское; 22 — Глинско-Розышевское; 23 — Ромненское; 24 — Чернухинское; 25 — Гнединцевское; 26 — Делянковское; 27 — Прилуцкое; 28 — Рецицкое; 29 — Осташковичское; 30 — Ельское

песчаников), выше которых залегает известково-доломитовая толща, а в кровле разреза — мощная соленосная карбонатно-терригенная толща. Мощность нижнего отдела пермской системы меняется в широких пределах, достигая 2000 м, из которых более половины приходится на соленосную толщу. Верхний отдел пермской системы залегает с размывом на нижнем и сложен 400-метровой толщей карбонатно-терригенных пород, которые прослеживаются также и выше (нижний триас).

Верхний триас и нижняя юра представлены песчано-глинистыми породами, средняя и верхняя юра — карбонатно-терригенными. Мощность пород триасового возраста более 450 м, юрского — до 900 м. Меловые отложения внизу (нижний отдел, мощность 350 м) представлены песчано-глинистыми породами, вверху (верхний отдел, мощность 700 м) — карбонатно-терригенными породами. Палеогеновая и неогеновая системы образованы песчано-глинистыми пластами общей мощностью до 800 м.

В средней части Днепровско-Донецкий бассейн расчленяется крупным Черниговским выступом (170 × 75 км), в пределах которого фундамент вскрывается на глубине 1,2—1,5 км, на две части: западную — Припятскую и восточную — Центральную. В Припятском грабене (длина 300 км, ширина 135 км) докембрийский фундамент находится на глубине 5 км. В разрезе отложений большое развитие здесь получили породы девонского возраста. В центральном грабене фундамент опускается до 12 км; помимо девонских отложений здесь большое значение в разрезе приобретают породы каменноугольного возраста.

Центральный грабен в восточном направлении переходит в Донецкую геосинклиналь, развитие которой началось с визейского времени. Зона перехода фиксируется сравнительно быстрым усилением степени дислоцированности отложений и выходами на поверхность отложений каменноугольного возраста.

В Днепровско-Донецком бассейне известно свыше 70 нефтяных, газовых и газонефтяных месторождений с продуктивными песчаниками каменноугольного, пермского, триасового, среднеюрского возраста, известняками девонского, ангидритами и доломитами раннепермского возраста. Наиболее насыщены нефтью и газом отложения нижней перми и верхнего карбона, содержащие около 80% всех запасов газа бассейна и около 65% запасов нефти; верхнекаменноугольные отложения содержат около 14% запасов газа и 23% запасов нефти.

Месторождения нефти и газа бассейна связаны с локальными поднятиями, которых выявлено свыше 200. Значительная часть их связана с соляными куполами с солью преимущественно девонского возраста. В строении некоторых куполов принимают участие обе соленосные толщи. В срединной части нефтегазоносного бассейна развиты крупные антиклинали (Солоховско-Диканьская, Глинско-Розышевская и др.), осложненные локальными поднятиями (иногда с соляными ядрами), которые группируются в протяженные зоны. В периферийных частях грабена развиты приразломные поднятия, также группирующиеся в зоны. Наиболее резко поднятия выражены вдоль юго-западной границы грабена (Голубковско-Колайдинская, Исачковско-Полтавская и др.). Хорошо выраженные линии антиклиналей отличаются на юго-востоке бассейна на месте сочленения нефтегазоносного бассейна с угленосным.

Среди солянокупольных структур выделяются структуры двух основных типов: с солью, перекрытой верхнепермскими, палеогеновыми или

неогеновыми, или даже антропогеновыми отложениями, и с солью, перекрытой нижнекаменноугольными или фаменскими отложениями. С последними связана основная масса нефтяных и газовых месторождений бассейна.

Крупное Шебелинское конденсатногазовое месторождение расположено в юго-восточной части бассейна, открыто в 1950 г., когда из отложений нижней перми был получен промышленный приток газа. Начальные запасы газа месторождения оцениваются в 468 млрд. м³. Структура месторождения выражена крупной (40 × 13 км) брахиантиклиналью, нарушенной в сводовой и присводовой частях многочисленными взбросами. Углы падения пластов юго-западного крыла складки достигают 30°, а северо-восточного — не превышают 15°.

Основные запасы газа месторождения связаны с песчаниками и алевролитами раннепермского и позднекаменноугольного возраста, содержащими массивную залежь размером 30 × 10,5 км с этажом газоносности 1200 м. Начальный водогазовый контакт залежи находился на глубине 2270 м.

В продуктивном разрезе насчитывается 14 пластов, разделенных слоями ангидритов и каменной соли.

Небольшая газовая залежь имеется в триасовых породах. Газ месторождения преимущественно метановый (до 92%), выход конденсата составляет до 20 г/м³.

В бассейне открыты также Ефремовское конденсатногазовое месторождение (запасы газа 114 млрд. м³), а также нефтяные Гнединцевское, Качановское и др. Большая часть скоплений нефти связана со сводами структур.

Характерны приуроченность ряда залежей к зоне внутрипермского несогласия (Лебяжковское, Гнединцевское-1), а также сильная нарушенность залежей разрывами (Радченковское, Сагайдакское, Качановское и др.). Обычно сильно нарушенные разрывами структуры связаны с глубоко погребенной солью. Нефтегазоносность таких структур характеризуется многопластовостью и большим стратиграфическим диапазоном распределения. Однако залежи как правило отличаются небольшими размерами.

В распределении нефтяных и газовых (и конденсатногазовых) месторождений наблюдается довольно хорошо прослеживающаяся закономерность — газовые (и конденсатногазовые) месторождения концентрируются на глубинах более 2600—2700 м, выше располагается зона преимущественного развития нефтяных залежей, которая в юго-восточной части выше 1700—1800 м замещается зоной преимущественно развития залежей газа и, наконец, вблизи угленосного бассейна весь изученный разрез характеризуется преобладанием скоплений газа. В целом газовые залежи располагаются в интервале глубин 1500—4000 м и контролируются положением в разрезе нижнепермской соляной толщи.

Месторождения газа занимают большую юго-восточную часть бассейна. Нефтяные месторождения распространены преимущественно в северо-западной части его, местами встречаются вдоль северной и реже южной периферийных частей бассейна. Размещение нефтяных залежей в значительной степени определяется положением верхнепермской глинистой толщи, под которой сосредоточено около 75% выявленных запасов нефти.

Большая роль региональных покровов пермского возраста в распределении залежей нефти и газа указывает на большой масштаб вертикальной миграции в бассейне.

§ 2. Северо-Причерноморский нефтегазоносный бассейн

Бассейн связан с обширной сложно построенной крупной областью мощного прогибания земной коры, расположенной на юге Русской платформы, на месте сочленения ее со Скифской (эпигерцинской) платформой. В средней части этой области от Ясенского залива Азовского моря на востоке до р. Прут на западе находится зона узких (шириной до 60 км) грабенов (Причерноморский желоб), расчлененных поперечными подъемами или разломами на отдельные грабены (с востока на запад): Северо-Азовский, Сивашский, Каркинитский, Крыловский и Молдавский. Фундамент грабенов погружен на глубину от 2 до 10 км в средней части. Грабенообразующие разломы представляют собой системы ступенчатых сбросов, более сближенных и резко выраженных на юге. Амплитуда сбросов достигает 2 км. Крайние западные Молдавский и, вероятно, Крыловский грабены наследуют Преддобружинский краевой позднепалеозойский прогиб. Остальные грабены находятся в теле платформ — Каркинитский и Сивашский — Скифской платформы, Северо-Азовский — докембрийской, и перекрыты широкой Причерноморской синеклизой, сложенной меловыми и палеогеновыми осадками. Зоны развития малых мощностей этих отложений по периферии синеклизы определяют границу нефтегазоносного бассейна (рис. 69).

Северо-Азовский и Сивашский грабены заполнены меловыми и юрскими, возможно, также триасовыми отложениями.

Каркинитский грабен расположен на месте одноименного залива, прилегающей субаквальной части Черного моря и северо-западного побережья Крыма. От соседнего Сивашского грабена Каркинитский отличается большей глубиной залегания позднепалеозойского фундамента (до 10 км). Южный грабенообразующий Тарханкутский разлом Каркинитского грабена следует вдоль северо-западного побережья Крыма и выражен в разрезе меловых отложений системой узких блоков с меняющейся мощностью нижнемеловых отложений, сопровождающихся обширной зоной локальных поднятий.

Небольшой Крыловский грабен занимает северо-западную субаквальную часть Черного моря и, вероятно, заполнен юрскими отложениями. Западнее Крыловского грабена небольшой Татарбунарский выступ (глубина фундамента 4 км) отделяет Молдавский грабен. Последний выполнен преимущественно терригенными средне- и верхнеюрскими отложениями мощностью до 3,5 км, образующими синклиналь с пологим северным крылом и крутым южным. Среднеюрские образования несогласно залегают на маломощной, не везде развитой пачке пород триасового возраста, ниже которой располагается мощная (до 4500 м) толща отложений палеозойского возраста с эвапоритовыми породами в пермских и девонских отложениях и угленосной свитой в нижнем карбоне. По южному Болградскому разлому Молдавский и Крыловский грабены граничат с палеозойской складчатостью Добруджи.

Причерноморская синеклиза имеет асимметричное строение. Северный пологий борт ее представляет собой пологую моноклинал, наложенную на южный и юго-западный склоны Украинского кристаллического щита.

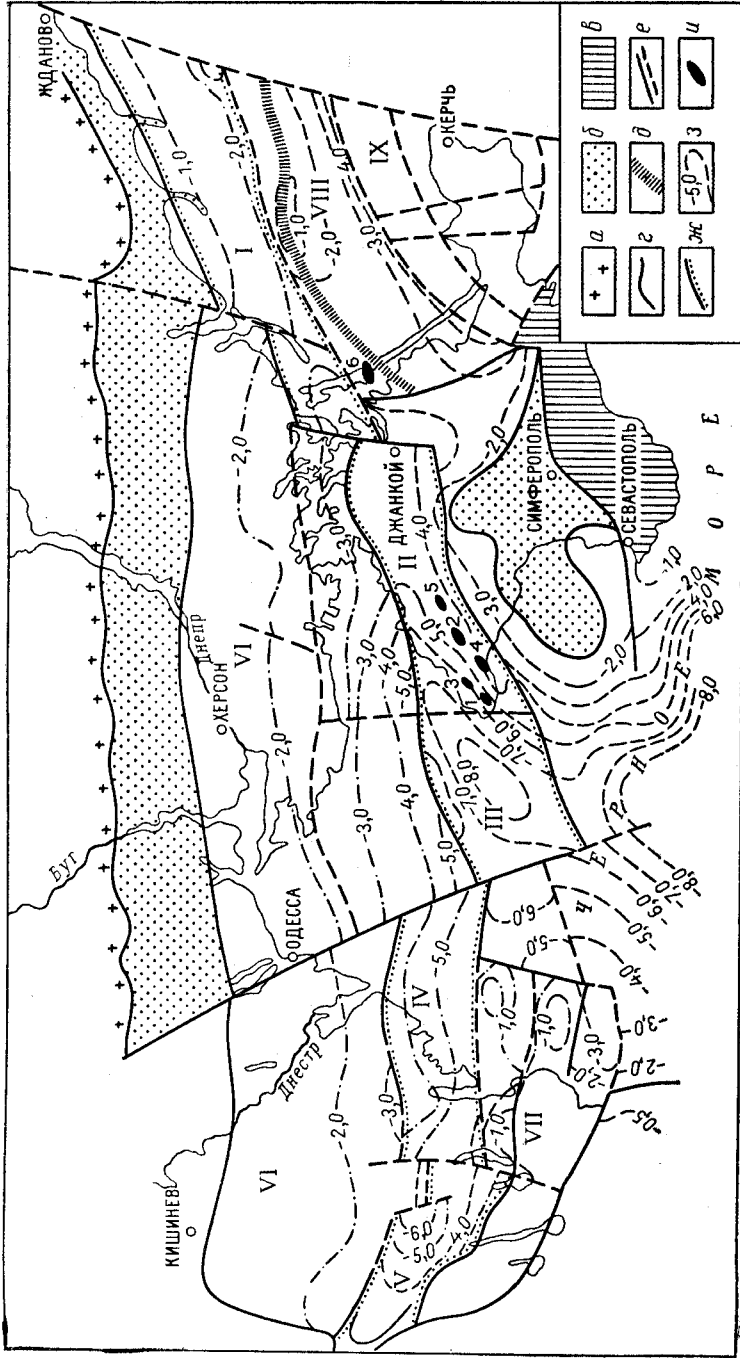


Рис. 69. Северо-Причерноморский нефтегазовый бассейн

а — выходы докембрийских пород Украинского щита; б — аконсервационная зона; в — Крымское горное сооружение; г — граница бассейна; д — межбассейнное поднятие; е — разломы, разрывы; ж — грабенообразующие сбросы; з — схематические изолинии глубин фундамента в км. Месторождения газоме: 1 — Оленевское, 2 — Глебовское, 4 — Задорненское, 5 — Джанкойское, 6 — Стрелковое, месторождения нефтяные: 3 — Октябрьское; грабени: I — Северо-Азовский, II — Сивашский, III — Каргинский, IV — Крыловский, V — Прещобрудныйский (Мошавский); VI — Северное крыло Причерноморской синеклизы; VII — Нижнедунайское поднятие; VIII — Азовский вал; IX — Западная центри-клиналь Азово-Кубанского бассейна

В пределах южного склона щита (восточнее Одесского разлома) моноклиналъ сложена преимущественно палеогеновыми и меловыми осадками с максимальной мощностью до 4000 м; на юго-западном склоне щита моноклиналъ образована мощной толщей вендских и палеозойских отложений и небольшой толщей пород кайнозойского возраста суммарной мощностью до 4000 м.

Южный склон Причерноморской синеклизы имеет более сложное строение. Фундамент его образован верхнепалеозойскими дислоцированными породами. В средней части естественная южная граница склона проходит по Крымскому разлому, отделяющему крымский участок Скифской платформы от складчатого сооружения Крыма. Крымский участок платформы представляет собой крупный поперечный выступ-блок, состоящий из Симферопольского полустрова на юге и Новоселковского поднятия на севере. Фундамент поднятия залегает на глубине от 500 м на юге (Симферопольский полуостров) до 2000 м на севере (Новоселковское поднятие). Осадочный покров поднятий представлен меловыми и кайнозойскими отложениями.

На северном погружении Новоселковского поднятия находится Каркинитско-Сивашская седловина, на северо-западном склоне — система локальных поднятий, известных под названием Тарханкутских. От северо-восточного склона Симферопольского поднятия отделяется крупный Новоцарицынский структурный нос с глубиной залегания фундамента до 3 км, выраженный в основном молодыми породами. На северо-восточном продолжении Новоцарицынского носа находится широтно вытянутый Азовский вал, в пределах которого меловые отложения отсутствуют или имеют незначительную мощность. Фундамент вала находится на глубине не более 2 км.

Азовский вал отделяет Индоло-Кубанский прогиб Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна от Северо-Причерноморского прогиба.

Западнее Симферопольско-Новоселковского поднятия южное крыло Причерноморской синеклизы скрывается под водами Черного моря. Ее наиболее южная часть открывается в глубоководную котловину Черного моря, в которую втянута и юго-западная периклиналъ горноскладчатого сооружения Крыма.

Нефтегазоносность бассейна установлена на территории Крыма и в Молдавии в отложениях девона, нижнего и верхнего мела, палеогена и миоцена. Меловые и палеоценовые отложения продуктивны на локальных поднятиях, развитых на северо-западном склоне Новоселковского поднятия (Тарханкутская система) и в южной грабенообразующей системе сбросов Каркинитского грабена. Локальные поднятия имеют небольшие размеры, но сравнительно большую высоту, нарушены разрывами и группируются в ряд валообразных зон северо-восточного простирания.

В строении структурных зон принимают участие неогеновые, палеогеновые и меловые отложения мощностью около 5000 м. В разрезе выделяются четыре мощных комплекса, разделенных перерывами — песчано-глинистый олигоценового возраста мощностью до 850 м, датско-эоценовый глинисто-карбонатный мощностью до 1100 м, маастрихт-сеноманский карбонатный мощностью до 2500 м, верхнеготеривско-альбский терригенный с вулканогенными образованиями мощностью до 1200 м. Разрез венчается терригенно-карбонатной толщей неогенового возраста мощностью до 300 м.

Нижнемеловые песчаники и туфо-песчаники содержат легкую нефть на двух поднятиях (Октябрьское и Западно-Октябрьское) юго-восточной зоны поднятий; палеоценовые песчаники и известняки газоносны на семи поднятиях, расположенных северо-западнее. Все месторождения имеют небольшие запасы нефти и газа. На отдельных поднятиях получены притоки нефти и газа из известняков сеномана и турона — коньяка.

Северо-восточнее в олигоценовых отложениях над Сивашским грабеном выявлена промышленная газоносность поднятия Джанкой. В крайней западной Припрутской части бассейна на глубине 440 м выявлена небольшая залежь нефти в известняках сарматского возраста на поднятии Валень; на поднятии Сарат, расположенном на северном склоне западной части Причерноморской синеклизы, получены притоки нефти из девонских отложений; нефтепроявления в юрских породах зафиксированы в Измайловском прогибе.

Северо-Причерноморский нефтегазоносный бассейн изучен неравномерно и в общем слабо. В пределах изученной крымской части бассейна обращает на себя внимание высокая газоносность отложений, охватывающая большой вертикальный (более 4 км) стратиграфический диапазон разреза.

§ 3. Аральский нефтегазоносный бассейн

Аральский нефтегазоносный бассейн расположен на северо-западе обширной области прогибания, протягивающейся в теле Туранской эпигерцинской плиты от севера Каспийского моря через Аральское море до западных отрогов Тянь-Шаня (рис. 70).

Герцинский фундамент бассейна погружен на глубине более 5 км. Неглубокое залегание его на севере бассейна, на южном склоне крупной Тургайской седловины, отделяет рассматриваемый бассейн от Западно-Сибирского. На востоке бассейн сочленяется с перспективным в нефтеносном отношении Сырдарьинским бассейном через плоское субмеридионально простирающееся Аккырско-Кумкалинское межбассейновое поднятие. На северо-западе Аральский бассейн граничит с Волго-Уральским нефтегазоносным бассейном через погребенное протяженное поднятие — Южно-Эмбенский вал. На юге бассейн обрамлен выходами на поверхность палеозойских отложений в Кызылкумском массиве, дислоцированных мезозойских отложений в внутриплатформенных горных сооружениях Султан-Уиздага и Мангышлака. На востоке фундамент бассейна поднимается до глубины 200 м на месте Бузачинского свода. Здесь под антропогеновыми породами залегают непосредственно меловые, подошва которых находится на глубине 550 м.

Отложения, выполняющие бассейн, подразделяются на два структурных этажа. Нижний этаж образован верхнепалеозойскими и триасовыми терригенными породами и участвует в строении наиболее прогнутых элементов бассейна — грабенов, где мощность его отложений достигает 3500 м. Он дислоцирован с углами падения пластов до 55°.

Верхний этаж участвует в строении всего бассейна и включает юрские, меловые, палеогеновые и неогеновые осадки. Состав нижнеюрских отложений близок к составу подстилающих отложений и отличается редкими прослоями известняков и конгломератов. Максимальная мощность пород лейаса 170 м, но распространены они не повсеместно, выклиниваясь

в западном и южном направлениях. Среднеюрские отложения распространены значительно шире, представлены песчано-глинистыми породами с максимальной мощностью 525 м и залегают с разрывом на верхнеюрских отложениях. Мощность последних 75—1000 м, состав их заметно меняется. Келловей-оксфордские отложения представлены терригенными породами,

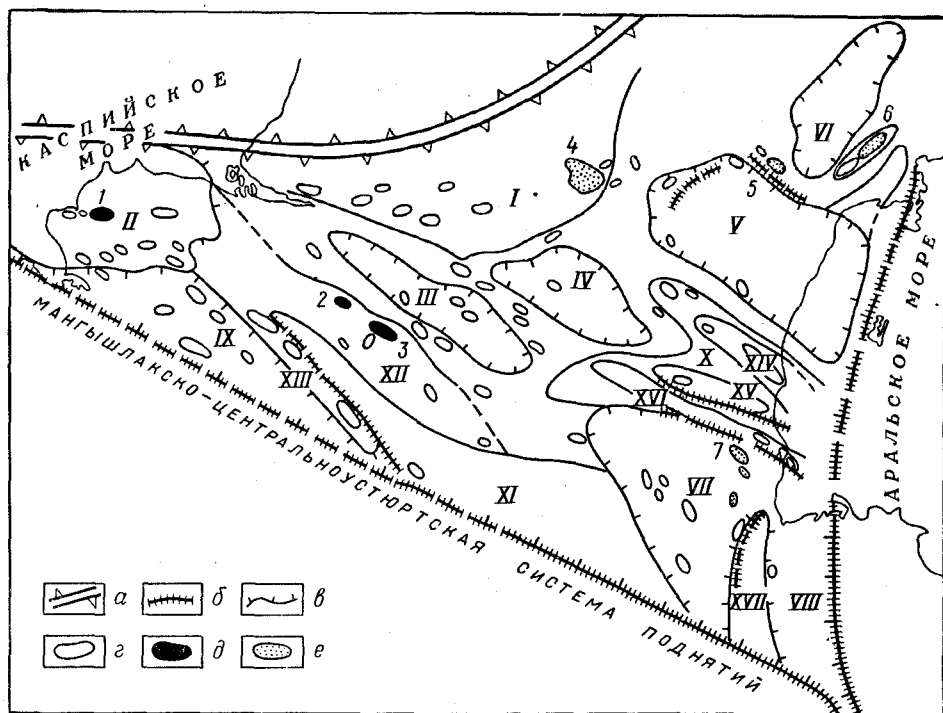


Рис. 70. Схема структуры западной части (Устьюртская синеклиза) Аральского нефтегазового бассейна

а — Южно-Эмбенский межбассейновый вал; **б** — периферийные разломы и внутренние разрывы; **в** — прогибы; **г** — локальные поднятия; месторождения: **д** — нефтяные; **е** — газовые. **I** — Кумтюрбинская терраса; **II** — Северо-Бузачинский свод; прогибы: **III** — Бейнеуский, **IV** — Самский, **V** — Косбулакский, **VI** — Челкарский, **VII** — Барсакельмесский, **VIII** — Судочий, **IX** — Южно-Бузачинский; **X** — Актумуский выступ; **XI** — Яркимбайская моноклираль; **XII** — Арстановская терраса; валы: **XIII** — Кырынско-Токубайский, **XIV** — Касарминский, **XV** — Байтерекский, **XVI** — Теренгкудукский, **XVII** — Аламбекский. Месторождения: **1** — Каражанбас; **2** — Курукудук; **3** — Арстановское; **4** — Чумышты-Чагырлинское; **5** — Кызылой; **6** — Базайкос; **7** — Куанышское

как и нижневожские, но со значительными прослоями глинистых известняков. Меловые осадки сложены терригенными породами в верхнем отделе с преобладанием глин, в нижнем — песчаников. Мощность меловых отложений меняется от 660 до 2000 м. Кровля отложений размыта.

В кайнозойских осадках выделяются карбонатно-терригенные породы палеогенового возраста и терригенные неогенового возраста. Отделы разделены перерывом. Мощность палеогеновых отложений меняется от 45 до 650 м, мощность неогеновых составляет около 100 м. Неогеновые образования залегают практически горизонтально.

Основной структурный план бассейна определяется крупными грабенами или грабенообразными прогибами, заполненными породами верхнего

палеозоя и триаса. Ограничивающие их горстовые поднятия перекрываются юрскими отложениями или резко сокращенными слоями триаса. Грабены находят свое отражение в вышелегающих отложениях в виде сравнительно плоских впадин и прогибов, горсты — в валах, седловинах, флексурах.

Впадины вытянуты в северо-западном направлении, наиболее крупными являются Барсакельмесская, Косбулакская, Самская, Бейнеуская.

Барсакельмесская впадина расположена на юге бассейна, юго-западнее Аральского моря. Ее размеры 200×100 км, амплитуда по палеогеновым отложениям 150 м. Наибольшая мощность осадочных отложений впадины 7500 м. На севере впадина ограничена сложным Актумсукским поднятием, состоящим из трех параллельно расположенных валов; на юге она прижата через разлом к обрамлению бассейна.

Косбулакская впадина находится севернее Барсакельмесской. Фундамент во впадине погружен на глубину более 5 км.

На северо-западе бассейна выделяются две впадины — Самская и Бейнеуская, разделенные Аманжольской седловиной. Самская впадина выражена отчетливо как в нижнем, так и в верхнем структурном этаже бассейна при глубине погружения фундамента около 8 км.

На востоке бассейна располагается обширная, слабо изученная Восточно-Аральская впадина с фундаментом на глубине около 2,5 км. Западная половина впадины находится под водами Аральского моря.

В Аральском бассейне установлена газоносность нижнеюрских и верхнеэоценовых песчаников и нефтеносность верхне- и среднеюрских песчаников. Нижнеюрские отложения газоносны на севере Барсакельмесской впадины, где выявлено конденсатногазовое Куанышское месторождение. Средне- и верхнеюрские (келловей) песчаники нефтеносны соответственно на Акстановском и Курукудукском месторождениях; верхнеэоценовые газоносны на месторождениях Базайском и Кызылойском, расположенных в Тюлькубайской антиклинальной зоне, и на месторождении Чумышты-Чагырлинском, расположенном на востоке Кумтубинской террасы.

Структуры месторождений бассейна представляют собой сравнительно небольшие (длина 10—20 км, ширина до 16 км) брахиантиклинали или купола высотой до 160 м (Куанышское).

§ 4. Нефтегазоносный бассейн Сунлю

Бассейн заключен в крупной (700×250 км) межгорной впадине (рис. 71). На северо-западе и северо-востоке впадина обрамлена горными сооружениями Большой и Малый Хинган, представляющими собой выступы герцинского фундамента, переработанные яньшаньским (мезозойским) глыбовым орогенезом, прорванные гранитными интрузиями и открытые вулканическими излияниями. На юго-западе обрамление впадины образовано приподнятыми блоками (глыбами), сложенными сравнительно слабо дислоцированными породами палеозойского возраста, а местами докембрийскими образованиями (рис. 72). Нефтегазоносный бассейн ограничен на юге и юго-западе разломами, на северо-западе и северо-востоке — маломощной толщей пород мелового и кайнозойского возраста, моноклинально залегающих на герцинском основании юго-восточного склона Большого Хингана (Таоаньская моноклиналь).

Бассейн имеет сложную внутреннюю структуру. Средняя и юго-восточная (Предгири́нская) части его осложнены продольными грабенообразными прогибами — Далай-Кайлуским и Харбино-Чанчуньским. Наиболее глубоким является собственно Далайский грабен, фундамент

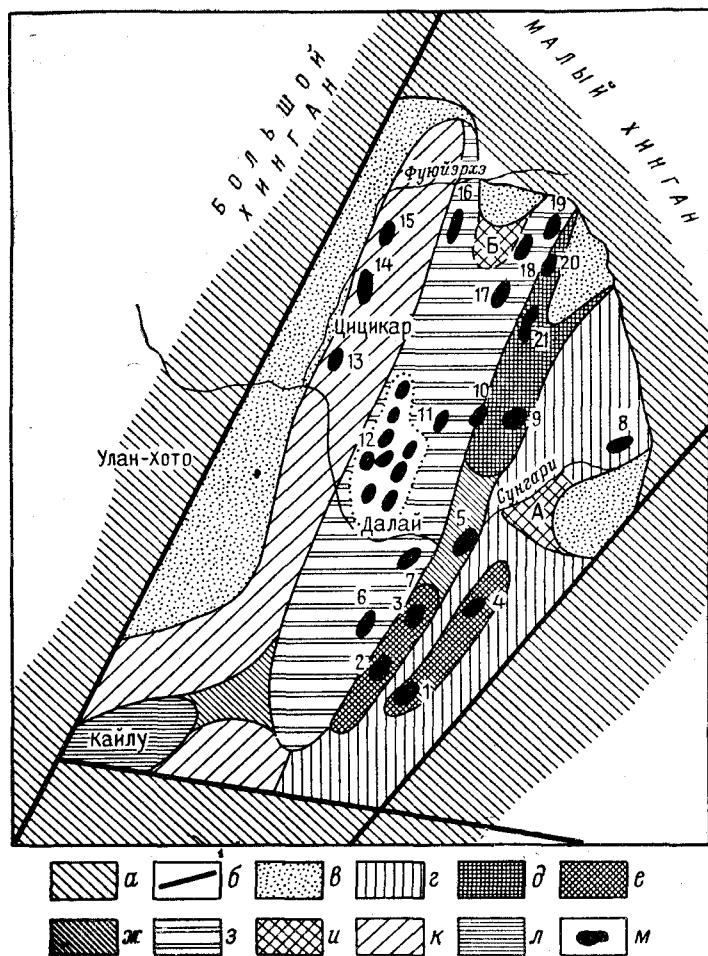


Рис. 71. Нефтегазоносный бассейн Сулияо

а — эпищитовый ороген в обрамлении; *б* — разломы; *в* — аконсервационная зона; *г* — Предгири́нский прогиб; *д* — Ци́нганский вал; *е* — Яндачиндзи́нский и Гунчжу́линский валы; *ж* — Чжаочжоуская и Синаули́йская седловины; *з* — Далайский грабен; *и* — Харби́нский (А) и Байа́нский (Б) погребенные выступы с глубиной фундамента до 2 км; *к* — западный и юго-западный склоны надграбеновой синеклизы бассейна; *л* — прогиб Кайлу; *м* — нефтяные месторождения и ареалы зон нефтегазоаккумуляции: 1 — Гунчжу́лин; 2 — Дююта́й; 3 — Дынлу́к; 4 — Ци́ньшаньхоу; 5 — Чанчуньли́н; 6 — Хуаньцзяда́нь; 7 — Фую́й; 8 — Баянь; 9 — Ланьсы; 10 — Женьминцзе́н; 11 — Аньвэй; 12 — ареал зон Даци́н; 13 — Хайлу́нь; 14 — Дунво; 15 — Саяньсида́нь; 16 — Иа́нь; 17 — Чаньчу́нь; 18 — Ке́шень; 19 — Да́ду; 20 — Тунба́й; 21 — Хайлу́нь

которого погружается на глубину до 9 км при ширине его основания около 50 км.

Предгири́нский прогиб осложнен тремя узкими поперечными поднятиями, фундамент которых залегает на глубине иногда менее 1 км.

Гунчжулин, Циньшанью, Дынлук и др.), большая часть которых связана с Яндачинцинским валом. Нефтеосны песчаники сунгарской серии и палеогена (свиты фушунь), залегающие в бассейне на глубине 200—4000 м. Основной продуктивной толщей является свита чентоу, слагающая верхнюю часть грабена; нефтеосной является также свита нанкин, участвующая в строении надграбеновой синеклизы. Соответственно залежи нефти месторождений расположены как в пределах грабенов и прогибов (в Далайском, Чжаочоуском, Итунском), так и в поднятиях, осложняющих синеклизу (в Цинганском и Яндачинцинском). Расположенные между продуктивными толщами свиты циншанью и яоцзя содержат обильные признаки нефти и газа. Установлена также нефтеосность юрских песчаников. Признаки нефти известны в породах фундамента бассейна.

Месторождения нефти бассейна многозалежные. В ареале зон Дацин месторождения нефти содержат 20 нефтяных залежей. Залежи заключены в отложениях свит фусинь и чентоу на глубине 500—1100 м.

§ 5. Среднеамазонский нефтегазоносный бассейн

Среднеамазонский бассейн протягивается в широтном направлении почти на 2100 км при ширине до 500 км. Его западное и восточное ограничения образованы сравнительно пологими меридионально вытянутыми, погребенными под кайнозойскими отложениями поднятиями — Икитос на западе и Гурупа на востоке. Последний отделяет Среднеамазонский бассейн от бассейна Маражо-Баррейриньяс. В средней части рассматриваемый бассейн осложнен также меридионально ориентированным поднятием Пурус, рассеченным продольным разломом, делящим бассейн на две впадины. В восточной впадине фундамент погружается на глубину до 5 км и осложнен небольшим поднятием (Сантарен), на месте которого ширина бассейна сокращается до 200 км. Западная впадина имеет фундамент на глубине около 3 км, но большую ширину по сравнению с восточной (рис. 73).

Бассейн сложен с поверхности кайнозойскими образованиями. На востоке его в южном и северном обрамлениях помимо древних кристаллических пород принимают участие отложения палеозойского возраста. Последние состоят из терригенных, иногда пестроцветных осадков раннепалеозойского и девонского возраста мощностью от 500 м на южном борту до 900 м на северном борту и до 1200 м в центральной его части. На размытой поверхности девонских пестроцветных песчано-глинистых пород залегают отложения позднекаменноугольного возраста мощностью до 1750 м, представленные внизу терригенными, а сверху карбонатно-терригенными и галогенными породами. Разрез палеозоя пронизан дайками базальтов и диабазов триасово-юрского возраста, потоки которых развиты на поверхности верхнего палеозоя под меловыми отложениями. Кайнозойские и меловые образования сложены пестроцветными континентальными породами мощностью до 800 м.

В бассейне открыты два небольших нефтяных месторождения: Ново-Олинда (открыто в 1951 г.) и Аутас-Мирим. Месторождения расположены на западе восточной впадины. Месторождение Ново-Олинда содержит залежь нефти с размерами 3 × 9 км в песчаниках свиты куруа среднего девона на глубине 2730 м. На месторождении Аутас-Мирим нефтеосными

выступами этой системы, прослеживаемыми от п-ова Вильсонс-Промонтори на материке через острова Флиндерс на о-в Кейп-Баррен. Эта система выступов отделяет рассматриваемый бассейн от западнее расположенного потенциально нефтегазонасного бассейна Басс.

В бассейне Гипсленд выявлено девять месторождений, расположенных в грабеновой части бассейна. Месторождения Барракута и Снэппер

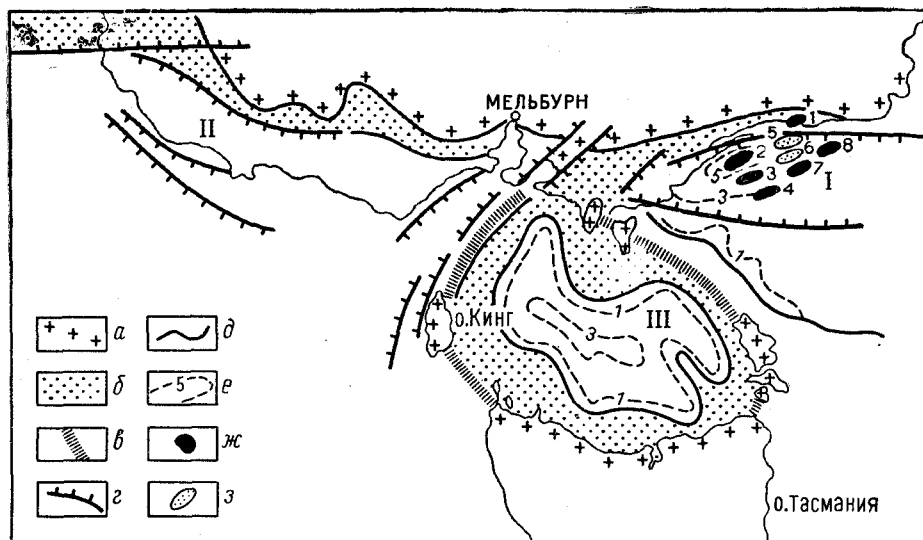


Рис. 74. Нефтегазонасный бассейн Гипсленд (I), потенциально нефтегазонасные бассейны Отуэй (II) и Басс (III)

a — выходы на поверхность фундамента бассейна; *б* — аноксационная зона; *в* — межбассейновые поднятия; *г* — разрывы; *д* — границы бассейнов; *е* — схематические изолинии фундамента в км; месторождения: *ж* — нефтяные и газонефтяные, *з* — газовые.

Месторождения: 1 — Лейк-Энтранс, 2 — Барракута, 3 — Бриам, 4 — Кингфишер, 5 — Снэппер, 6 — Марлин, 7 — Халибут, 8 — Тюна

расположены на одной антиклинали северо-восточного простирания и приурочены к пологим брахиантиклиналям. Месторождение Барракута — первое промышленное месторождение, открытое в 1965 г., расположено в 30 км от берега. Оно содержит в эоценовых песчаниках в интервале глубин 1037—1270 м и одну газовую залежь (запасы 50 млрд. м³) и одну нефтяную (запасы 9 млн. т). На месторождении Снэппер газовая залежь в эоценовых песчаниках (запасы 84 млрд. м³) находится на глубине 3098—3108 м. Месторождения Халибет и Марлин (оба на шельфе) связаны одной структурной зоной. Первое месторождение содержит нефтяную залежь в песчаниках эоцена (свита лэтроуб-валли) на глубине 2600—2602 м, второе — нефтегазовую залежь в тех же песчаниках на глубине 1738 м (нефть плотностью 0,771 г/см³) и крупную конденсатогазовую залежь в песчаниках верхнего мела на глубине около 2300 м. На месторождении Кингфишер крупная нефтяная залежь находится в эоценовых песчаниках на глубине 2500—2670 м.

Залежи нефти и газа в эоценовых песчаниках всех месторождений приурочены к эрозионным выступам, облекаемым глинами или мергелями олигоцена. В распределении залежей нефти и газа по вертикали (под

олигоценовой покрывкой) наблюдается закономерность: залежи нефти находятся на глубинах 2500—2600 м, залежи газа ниже — на глубине 3100 м, нефтегазовые, нефтяные и газовые — на глубине 1000—1360 м.

Небольшие скопления нефти Лейк-Энтранс (открытое еще в 1924 г.) и Тамбо-Ривер расположены на северном обрамлении бассейна на глубине 350 м. Обе залежи приурочены к моноклинали Норс-Арм и заключены в выклинивающихся песчаниках олигоцена, залегающих непосредственно на метаморфическом фундаменте. Плотность нефти составляет 0,921 г/см³. Залежи нефти образовались в результате миграции нефти из скопления, существовавшего в эоценовых песчаниках на большей глубине южнее, и представляют пример нахождения непромышленных скоплений нефти в аконсервационной зоне (гипергенеза).

Ресурсы бассейна Гипсленд уже почти полностью выявлены. Большинство локальных структурно выраженных поднятий разрушены.

§ 7. Нефтегазоносный бассейн Дампьер

Небольшой, но хорошо ограниченный нефтегазоносный бассейн Дампьер выделяется в пределах подводной окраины северо-западного склона Австралийского материка, на склоне архейского фундамента блока Пилбара. Соответственно с юго-востока бассейн обрамляется аконсервационной зоной, развитой на подводном продолжении этого блока. Со смежными бассейнами Кэннинг и Карнарвон бассейн Дампьер граничит через валообразные поднятия Норс-Тэртл и Рэнкин-Престон, отходящие от выступов блока Пилбара (рис. 75).

Структура бассейна четко подразделяется на два этажа. Нижний структурный этаж представляет собой моноклираль, ступенчато через систему вертикальных разрывов погружающуюся на северо-запад в сторону Западно-Австралийской плиты. На погружении моноклираль осложнена горстом Рэнкин. Моноклираль сложена терригенными морскими породами пермского и триасового возраста и континентальными толщами нижней и средней юры мощностью более 4000 м. Верхний этаж наложен на моноклираль и образует небольшую плоскую впадину. Он представлен морскими карбонатно-терригенными отложениями мелового и кайнозойского возраста мощностью свыше 5000 м.

Ряд разрывов нижнего этажа пересекает и меловые отложения, но не входит в более молодые образования.

В осадочном чехле бассейна прослеживаются четыре параллельных валообразных протяженных зоны северо-восточного простирания — Рэнкин, Мэдилайн-Дампьер-Люис, Лежандр-Розмари, Эндербай. На локальных поднятиях крайней северо-западной зоны Рэнкин выявлены два конденсатногазовых месторождения Норс-Рэнкин и Гудвин и газонефтяное Рэнкин с залежами в песчаниках триаса, поздней юры и позднего мела на глубинах от 2500 до 3500 м. Запасы газа месторождения Норс-Рэнкин составляют 150 млрд. м³ (10 продуктивных пластов).

В зоне Мэдилайн-Дампьер-Люис открыто конденсатногазовое месторождение Эйнджел с залежами в верхнетриасовых и верхнемеловых песчаниках на глубине 2630—2590 м, в зоне Лежандр-Розмари — нефтяное месторождение Лежандр с продуктивными пластами юрского возраста на глубине 3067—3400 м.

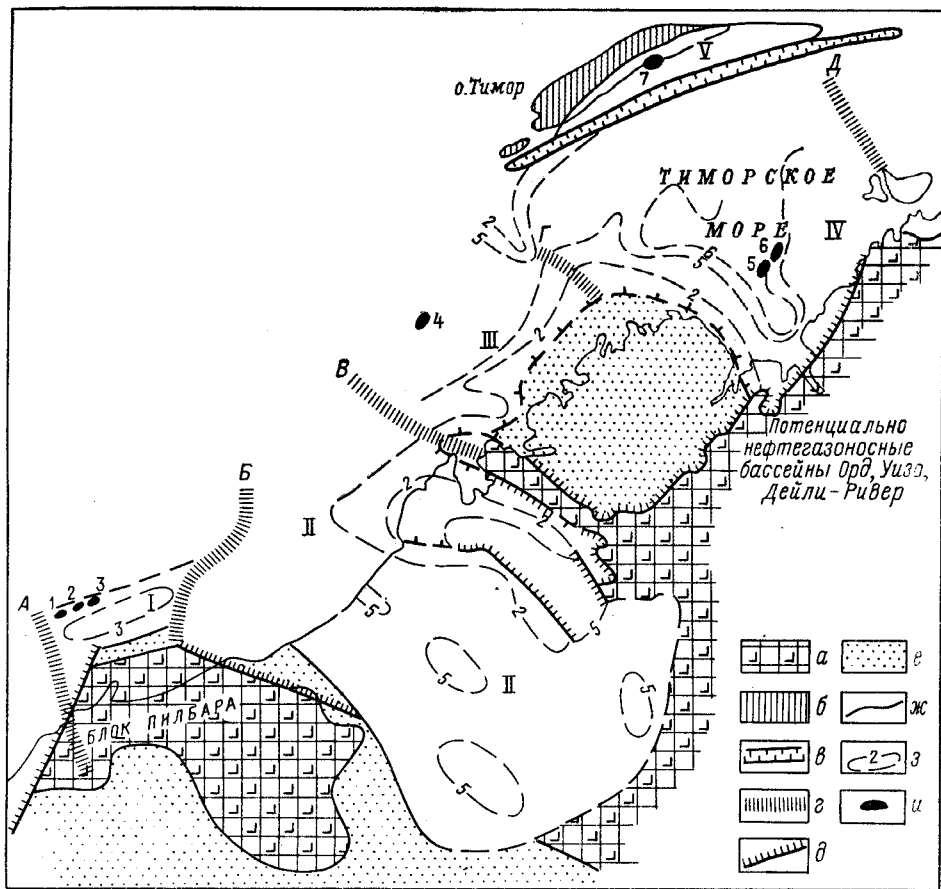


Рис. 75. Нефтегазоносные бассейны Дампьер (I), Броуз (III), Бонапарте-Галф (IV), Предтиморский (V) и потенциально нефтегазоносный бассейн Кэннинг (II)

а — выходы на поверхность докембрийского фундамента; б — Тиморское горное сооружение; в — Тиморский глубоководный желоб; г — межбассейновые поднятия; А — Рэнкин-Престон, Б — Норс-Тэртл, В — Левек, Г — Лондондерри, Д — Ван-Димен; д — сбросы, разрывы; е — аконсервационная зона; ж — границы бассейнов; з — схематические изолинии глубин фундамента в км; и — месторождения нефти и газа: 1 — Рэнкин, 2 — Гудвин, 3 — Норс-Рэнкин, 4 — Скотт-Риф, 5 — Терн, 6 — Петрел, 7 — Суэй-Лоро

§ 8. Восточно-Австралийский Внутренний нефтегазоносный бассейн

Восточно-Австралийский Внутренний нефтегазоносный бассейн расположен на юго-востоке Австралии. Он приурочен к синеклизе Большого Артезианского бассейна Австралии (рис. 76).

На севере и востоке рассматриваемый бассейн граничит с пограничными нефтегазоносными бассейнами Карпентария-Папуа и Боуэн-Сурат, на юго-востоке — с пограничным потенциально нефтегазоносным бассейном Пири-Торренс, на северо-западе и юге — с потенциально нефтегазоносными бассейнами-синеклизами Джорджина и Ренмарк, на западе с нефтегазоносным бассейном Амадиес и потенциально нефтегазоносным бассейном Оффисер. Со всеми смежными бассейнами граница Восточно-Австралийского Внутреннего нефтегазоносного бассейна проходит через

погребенные валообразные поднятия фундамента, перекрытые как правило маломощными осадочными породами. Фундамент бассейна разновозрастный: на западе и северо-западе — докембрийский, в остальной части — каледонский. В теле фундамента прослеживается ряд глубоких грабенообразных прогибов, ориентированных преимущественно в северо-восточ-

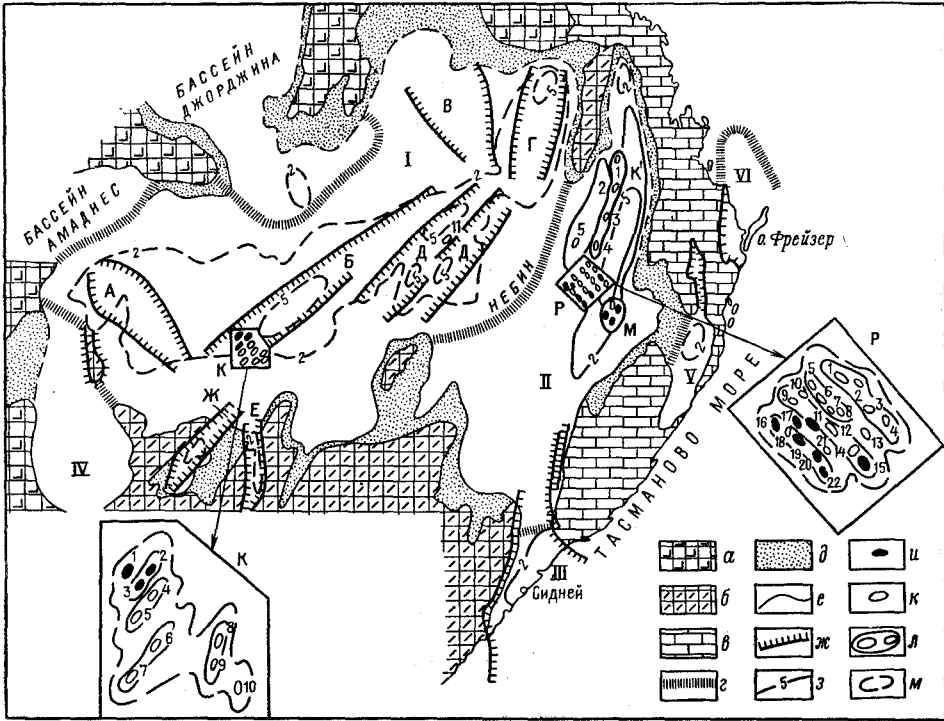


Рис. 76. Нефтегазонасыщенные бассейны Восточно-Австралийский Внутренний (I) и Боуэн-Сураг (II) потенциально нефтегазонасыщенные бассейны Сидней (III), Пири-Торренс (IV), Кларенс-Мортон-Экс (V), Мериборо (VI)

а — выходы докембрийского фундамента на поверхность; б — выходы на поверхность каледонского фундамента; в — герциническое горное сооружение Хантер-Боуэн; г — межбассейновые поднятия; д — аконсервационная зона; е — границы бассейнов; ж — сбросы, разрывы; з — схематические изолинии глубин фундамента в км; месторождения: и — нефти, к — газа; л — зоны нефтегазоаккумуляции; м — ареалы зон нефтегазоаккумуляции.

Ареалы зон нефтегазоаккумуляции, месторождения: К — Куперс: 1 — Флай-Лейк, 2 — Мурари, 3 — Тирравара, 4 — Меримелиа, 5 — Гиджалпа, 6 — Муумба, 7 — Даралинги, 8 — Делла, 9 — Стрелецки, 10 — Тулахи, 11 — Гилмор (вне ареала); Р — Рома: 1 — Пайн-Ридж, 2 — Ресли, 3 — Пикенджинни, 4 — Вольюмбила-Саус, 5 — Янала, 6 — Вофорт, 7 — Близ-Крик, 8 — Ламен, 9 — Хоспитал-Хилл, 10 — Тимбюри-Хилл, 11 — Ричмонд, 12 — Бони-Крик, 13 — Бак-крик, 14 — Тэрравонга, 15 — Снейк-Крик, 16 — Прингл-Даунс, 17 — Дюаран, 18 — Хоуп-Крик, 19 — Мафра, 20 — Энебренч, 21 — Линдон-Кейвс, 22 — Тринидад; М — Муни (месторождения Лейкхардт, Беннет, Кэбвин, Муни и др.): К' — зона газонакопления Комет-Ридж: 1 — Арктурс, 2 — Ролстон, 3 — Весттроув, 4 — Оберина, 5 — месторождение газа Глентгулох (вне зоны).
Погребенные грабены: А — Педерка; Б — Куперс-Крик; В — Лейк-Галили; Г — Драммон; Д — Эйдавейл; Е — Банкенния; Ж — Лейк-Фром

ном направлении. На востоке северной части бассейна прослеживаются прогибы Драммонд и Эйдавейл, в центральной части — Лейк-Галили, Эроманга, Куперс-Крик, на крайнем западе — Симпсон-Дезерт, Педерка, на юге — Лейк-Фром и расположенный параллельно рядом Банкенния. Прогибы заполнены палеозойскими отложениями от нижнего карбона до среднего кембрия в прогибе Куперс-Крик, до среднего силура в прогибе

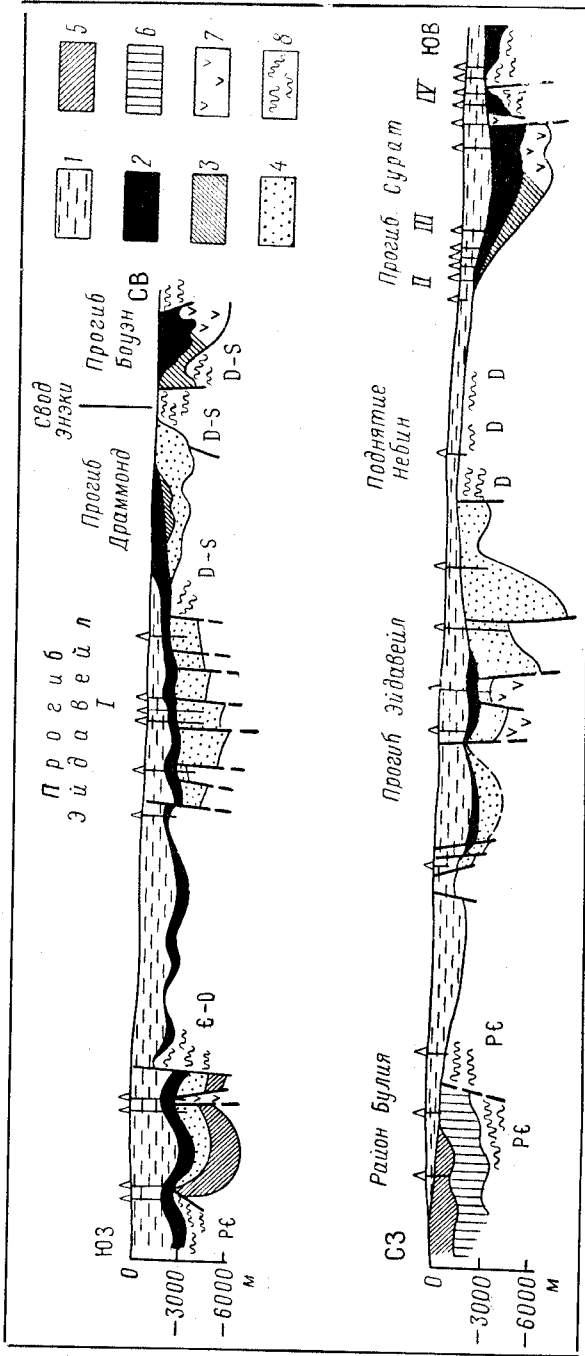


Рис. 77. Схематические разрезы через нефтегазовые бассейны Восточно-Австралийский Внутренний и Боун-Сураат (по Дж. Таннеру, 1966)
 I — мел — юра; 2 — триас — верхняя пермь; 3 — нижняя пермь; 4 — карбон — девон; 5 — ордовик — кембрий; 6 — протерозой; 7 — изверженные породы; 8 — фундамент (и возраст его).
 Месторождения нефти: I — Гилмор; II — Рома; III — Альтон; IV — Муни

Эйдавейл и до верхнего девона — в прогибе Драммонд (рис. 77). Мощность палеозойских отложений свыше 7000 м, они дислоцированы в складки с углами падения пластов 15—25° и сильно нарушены разрывами.

Несогласно залегающие выше пермские, мезозойские и палеогеновые образования сложены преимущественно терригенными, иногда угленосными (средняя юра, пермь) породами. Пермские и триасовые отложения перекрывают палеозойские прогибы Куперс-Крик, Эйдавейл и Драммонд, мощность их свыше 2000 м; юрские и меловые отложения распространены более широко. Максимальная их мощность (около 3000 м) приходится на центральную часть прогиба (область прогиба Куперс-Крик).

В Восточно-Австралийском Внутреннем бассейне с 1963 г. выявлено 11 месторождений, из которых 10 расположены на месте прогиба Куперс-Крик и одно (Гилмор) в прогибе Эйдавейл.

Восемь месторождений в прогибе Куперс-Крик приурочены к четырем зонам нефтегазонакопления, выраженным валлообразными поднятиями, простирающимися в юго-западном направлении: Мурари-Тирравара, Гиджэлпа-Меримелиа, Даралинги-Муумба и Делла-Стржелецки. Зона Мурари-Тирравара является газонефтеносной, остальные газоносные. Месторождения Флай-Лейк и Тулахи находятся вне перечисленных зон нефтегазонакопления. Все месторождения приурочены к слабо нарушенным куполовидным поднятиям. Продуктивны песчаники пермского возраста, залегающие на глубинах 2000—3200 м.

За исключением залежи месторождения Гилмор, находящейся в грабене, все залежи газа (месторождений Гиджэлпа-Даралинги, Муумба, Делла и др.), газа и нефти (Тирравара, Мурари и др.) находятся в подошве синеклизы. Продуктивными являются пермские отложения на глубине 2000—3250 м.

Наиболее крупным газовым месторождением является месторождение Гиджэлпа, открытое в 1963 г. (первое месторождение, открытое в бассейне). Начальные извлекаемые запасы газа этого месторождения определены в 141 млрд. м³. Месторождение связано с асимметричным поднятием, у которого крутым является северо-западное крыло. Поднятие объединяет два выступа, выполненных кембрийскими отложениями, облекаемых пермскими и более молодыми образованиями. Конденсатно-газовая залежь находится на глубине 2030—2289 м. Насчитывается 15 продуктивных пластов. Такими же запасами газа обладает месторождение Муумба (пермь, глубина 2320—2645 м).

Нефтегазоносные бассейны постседиментационного образования (эпигеосинклинальных складчатых областей)

Бассейны этого типа наиболее развиты на юго-востоке Азии (свыше 30), известны также в Океании. Однако в основном они являются потенциально нефтегазоносными или содержащими 1—2 нефтяных месторождения. Наибольшее количество нефтегазоносных бассейнов выявлено в Северной Америке. В Южной Америке выявлен один нефтегазоносный бассейн Альтиплано (с одним нефтяным месторождением) и перспективный в нефтегазоносном отношении бассейн Аtrato.

В Западной Европе выделяются *Центральнокарпатский нефтегазоносный бассейн*, расположенный в средней части Восточных Карпат, главным образом на территории Польши, в меньшей степени на территории Украины, *Северо-Бургасский бассейн*, находящийся на северо-западе Испании, и *Фессалийский бассейн* на юго-востоке Европы (Югославия, Греция).

В Северо-Бургасском бассейне выявлено одно нефтяное месторождение Айолуэнго. На месторождении выявлено несколько продуктивных пластов песчаников мелового возраста на глубине от 750 м (свод антиклинали) до 1500 м (на крыле).

Перспективный в нефтегазоносном отношении Фессалийский бассейн расположен в нижнем течении р. Вардар и в субаквальной части Салоникского залива.

В бассейне известны выходы горючего газа и асфальтоносных песчаников олигоценового возраста.

Восточнее в пределах молодой эпигеосинклинальной складчатой области Малой Азии и эпиплатформенного орогена (срединного массива) Иранского нагорья и Туркмено-Хоросанских гор известно несколько сравнительно небольших синклинориев, выраженных межгорными впадинами и представляющими интерес для поисков нефти. Синклинории (возможно нефтегазоносные бассейны) сложены мезозойскими и кайнозойскими интенсивно дислоцированными породами мощностью свыше 5000 м.

В Малоазиатской складчатой области могут быть выделены синклинории: *Антальянский*, расположенный своей южной частью на месте одноименного залива Средиземного моря; *Чанкырийский*, находящийся между Галатским срединным массивом и Западно-Понтийскими горами; *Синопский*, заключенный внутри Восточно-Понтийского горного сооружения и частично скрытый под водами Черного моря.

В пределах Иранского нагорья на контакте альпийской складчатой области Загрос — Мекран и Иранского эпиплатформенного орогена протягиваются *Исфаганский*, а юго-восточнее его *Джезмуррианский* синклинории.

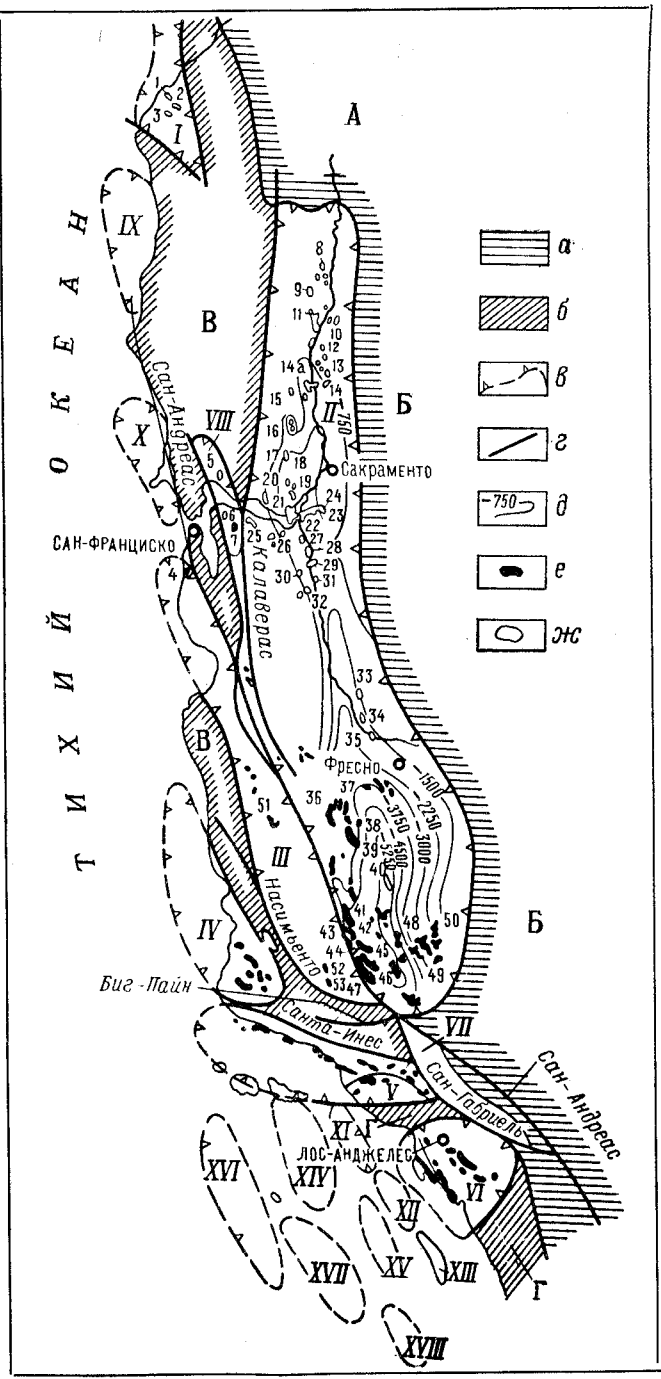


Рис. 78. Обзорная карта нефтегазовых (I—VIII) и потенциально нефтегазовых (IX—XVIII) бассейнов Калифорнии

а — горы Клатат (А) и массив Сьерры-Невады (Б); б — береговые (В) и поперечные (Г) хребты; в — бассейны: I — Ил-Ривер, II — Грейт-Валли, III — Хаф-Мун-Салинас-Кайама, IV — Санта-Мария, V — Санта-Барбара-Вентура, VI — Лос-Анджелес, VII — Ридж-Соледад, VIII — Сонома-Оринда-Ливермор, IX — Пойнт-Арена, X — Бодега; потенциально нефтегазовые бассейны шельфа Южной Калифорнии: XI — Санта-Моника, XII — Сан-Педро, XIII — Сандиего, XIV — Санта-Крус, XV — Сан-Каталина, XVI — Таннер, XVII — Сан-Николас, XVIII — Сан-Клименте; г — разрывы; д — схематические изобатны глубин фундамента в м; месторождения: е — нефтяные, ж — газовые.

Месторождения: 1 — Тэйбл-Блафф; 2 — Томпкинс-Хилл; 3 — Гризли-Блафф; 4 — Ла-Хонда; 5 — Пета-лума; 6 — Хоспитал-Нойс; 7 — Ливермор; 8 — Корнинг; 9 — Кингвуд; 10 — Перкинс-Лейк; 11 — Уиллоу-Бикайв-Бенд; 12 — Уайлд-Гус; 13 — Саттер-Бьютт; 14 — Саттер-Сити; 14а — Граймс; 15 — Арбак; 16 — Дувиган-Хилс; 17 — Уинтерс; 18 — Миллар; 19 — Мейн-Шрейри; 20 — Сузан-Бей; 21 — Рио-Виста; 22 — Вест-Торнтон; 23 — Торнтон; 24 — Уолнат-Гроув; 25 — Лос-Меганос; 26 — Брентвуд; 27 — Мак-Дональд-Айленд; 28 — Робертс-Айленд; 29 — Латроп; 30 — Трейси; 31 — Мак-Маллин-Ранч; 32 — Верналис; 33 — Чоучилла; 34 — Моффет; 35 — Гил-Ранч; 36 — Вест-Коалинга; 37 — Коалинга-Ноуз; 38 — Кеттлмен-Сити; 39 — Кеттлмен-Норт-Доум; 40 — Трико; 41 — Саут-Белридж; 42 — Кимрик; 43 — Мак-Китрик; 44 — Элк-Хилс; 45 — Колс-Лени; 46 — Буэна-Виста; 47 — Милуэй-Сансет; 48 — Керн-Фронт; 49 — Керн-Ривер; 50 — Маунт-Посо; 51 — Сан-Арло; 52 — Рассел-Ранч; 53 — Саут-Кайама

В Туркмено-Хоросанских горах выделяются *Сорхабский* и *Мешхедский* синклиории.

В Северной Америке нефтегазоносные бассейны, заключенные в синклиориях, связаны с кайнозойской и ларамийской частями Кордильер. Группа бассейнов *Лос-Анджелес, Санта-Барбара-Вентура, Ридж-Соледад, Санта-Мария, Хаф-Мун-Салинас-Кайяма, Ил-Ривер, Сонома-Оринда-Ливермор* расположена в Калифорнии в прибрежной части Кордильеры кайнозойского возраста. Все бассейны выходят на шельф и ограничиваются континентальным склоном (рис. 78).

Севернее до Аляски может быть выделен ряд возможно и потенциально нефтегазоносных бассейнов: в прол. Джорджия между о-вом Ванкувер и материком — бассейн *Паджет-Фрейзер* или *Комокс-Ненеймо*, западнее его — бассейн *Хуан-де-Фука*, севернее — бассейн *Хекате*, находящийся на месте одноименного пролива, а еще севернее — бассейн архипелага *Александра*. Все бассейны расположены вдоль Тихоокеанского побережья материка.

На востоке в мезозойской складчатой Кордильере параллельно бассейнам архипелага Александра и Хекате могут быть выделены *возможно нефтегазоносные бассейны Скина, Куэснал и Снейк* (шт. Вашингтон). Последний предполагается на месте выявленного среди сплошного поля развития базальтового покрова газового месторождения Рэттлснейк. Залежь газа приурочена к верхней пористой части лавового потока на глубине 213—274 м.

В пределах Аляски на южном побережье зал. Аляска выделяется нефтегазоносный *бассейн-синклиорий Сент-Элиас*, связанный с молодой складчатостью (см. рис. 34).

В 1902 г. в бассейне выявлено одно небольшое нефтяное месторождение Каттала с залежью в трещиноватых песчаниках и алевролитах свиты каттала на глубине 110—534 м. Известны также многочисленные выходы нефти.

Как возможно нефтегазоносный бассейн может быть выделен *синклиорий Гаспе*, расположенный внутри раннепалеозойской складчатости юго-восточного обрамления Канадского щита (пр. Квебек, Канада; шт. Мэн, США).

В пределах Советского Союза известно шесть потенциально и возможно нефтегазоносных бассейнов, из которых четыре — Центрально-камчатский, Восточно-Камчатский, Сихотэ-Алиньский и Хатырский — расположены на северо-востоке и востоке СССР (см. рис. 109), один — Кузнецкий — на юге Западной Сибири и один — Магнитогорский — заключен внутри южной части Уральского горного сооружения. На территорию Советского Союза заходит также юго-восточная центриклиналь Центральнокарпатского нефтегазоносного бассейна.

Большая сложно построенная группа нефтегазоносных бассейнов, заключенных в синклиориях, развита на юго-востоке Азии, часть из них связана с островными дугами современной складчатости.

Нефтегазоносными бассейнами являются *Иравадийско-Андаманский, Центральной Суматры, Южной Суматры, Калимантан-Сулавесский, Себу-Калимантанский, Кагаянский* (Филиппины), *Ментавайский, Предтиморский, Серамский*. Нефтегазоносность последних четырех бассейнов установлена открытием 1—2 небольших месторождений нефти (рис. 79).

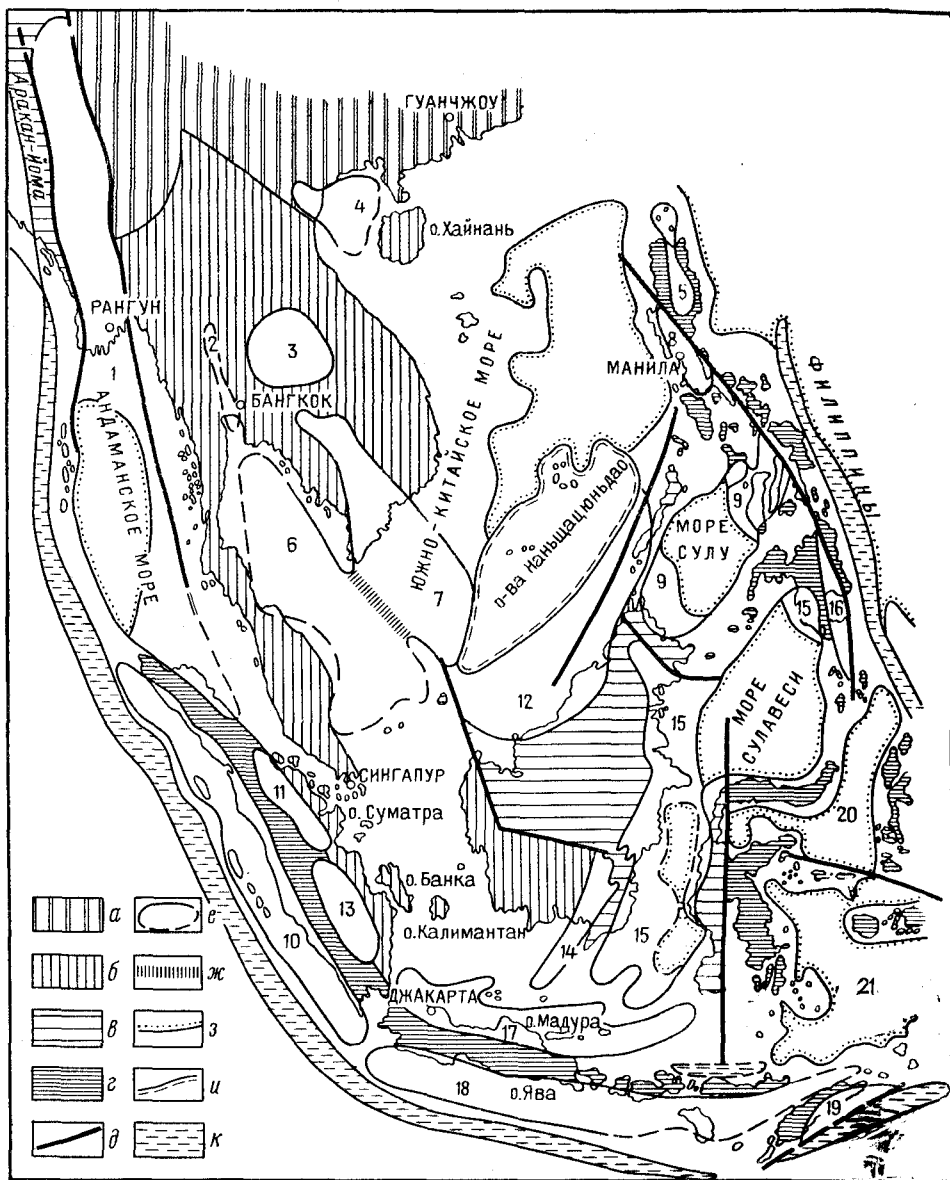


Рис. 79. Обзорная карта нефтегазоносных бассейнов Юго-Восточной Азии и Океании

а — мезозойский эпиплатформенный ороген; **б** — мезозойская эпигеосинклинальная складчатость; **в** — позднекайнозойская складчатость, горные сооружения; **г** — современная складчатость, геосинклинальные зоны; **д** — основные разломы; **е** — границы бассейнов; **ж** — межбассейновые поднятия; **з** — геосинклинальные котловины; **и** — погруженные внутригеосинклинальные массивы; **к** — глубоководные желоба.

Бассейны: 1 — Иравадийско-Андаманский; 2 — Менамский; 3 — Корат; 4 — Тонкинский; 5 — Кагаанский; 6 — Сиамский; 7 — Нижнемеконгский; 8 — Пампанга; 9 — Себу-Калимантанский; 10 — Ментавайский; 11 — Центральносуматринский; 12 — Саравак-Палаванский; 13 — Южно-Суматринский; 14 — Барито; 15 — Калимантан-Сулавесский; 16 — Центрального Минданао; 17 — Северо-Яванский; 18 — Южно-Яванский; 19 — Предтиморский; 20 — Молуккский; 21 — Банда

Ментавайский бассейн протягивается вдоль юго-западного побережья о-ва Суматра, прилегающей с юго-запада субаквальной территории Ментавайского пролива и одноименных островов. В северной субаквальной части бассейна, против г. Мелабох, в 1970 г. открыто газовое месторождение Мелабох. Структура месторождения представляет небольшую антиклиналь. Газоносными являются песчаники миоценового возраста на глубине 1230 м.

Нефтегазоносность юго-восточного *предгорного побережья о-ва Тимор* была установлена в 1970 г. с открытием небольшого газонефтяного месторождения Суэй-Лори. На месторождении в неогеновых отложениях на глубине 1185—1197 м обнаружена газовая залежь, а на глубине 1239—1250 м — нефтяная. На юге бассейн ограничен Тиморским глубоководным желобом, которым он отделен от бассейна Бонапарт-Галф (Австралия).

Серамский нефтегазоносный бассейн занимает северо-восточную часть одноименного острова и прилегающую субаквальную территорию. На северном побережье Серамского острова еще в 1887 г. было обнаружено небольшое нефтяное месторождение Була; нефтеносными являются плиоценовые и триасовые песчаники на глубине 70—300 м.

Кагаянский нефтегазоносный бассейн может быть выделен в северной половине о-ва Лусон и на о-ве Бабуян (Филиппины). На двух антиклиналях — Тамуини и Ипил, расположенных в центральной части бассейна, выявлены (в 1958 г.) небольшие сводовые пластовые залежи газа в миоценовых песчаниках на глубинах 2185 м (Тамуини) и 1315 м (Ипил).

Кроме того, известны несколько синклиналиев, содержащих различные нефтегазопроявления, которые могут представлять интерес для поисков нефти. Таковыми являются Южно-Яванский, Молуккский, Банда, Пампанга, Центральный Минданао, Северо-Новогвинейский, Ирианский, Новокаледонский, Новоирландский, Мурчиссон (Новая Зеландия).

Синклиналии типа нефтегазоносного Ментавайского (и Южно-Яванского) сопровождают островные дуги — антиклинорные элементы современной складчатости Дальнего Востока. Такие синклиналии находятся под водами морей и опоясываются глубоководными желобами.

Эти синклиналии представляют интерес для поисков нефти, что подтверждается находками в их периферийных частях (на склонах антиклинориев) небольших нефтяных месторождений или обильных нефтегазопроявлений. Однако большая часть их площади находится на глубинах, превышающих 1000 м, пока недоступных для буровых работ.

Как возможно нефтегазоносные бассейны могут быть выделены следующие синклиналии (см. рис. 109).

Преднансейский, сопровождающий с востока антиклинорную зону Нансей (островов Рюкю, Кюсю и Сикоку). В бассейне в районе Сидзуока выявлено небольшое нефтяное месторождение Сагара с продуктивной толщей в нижнем миоцене.

Восточного Хонсю — бассейн начинается на юге на широте п-ова Идзу и продолжается далее до о-ва Хоккайдо между горноскладчатыми сооружениями п-ова Осима и хребта Хидака. На востоке бассейн окаймляется Японским глубоководным желобом.

Курильский и Алеутский, окаймленные с востока и юга одноименными глубоководными желобами.

С современной складчатостью связано несколько небольших бассейнов, расположенных в Антильско-Карибской области между молодым

Центральным антиклинорием о-ва Куба, Северной Кордильерой о-ва Гаити и Южно-Американским континентом. Область изучена весьма слабо, поэтому выделение бассейнов (определение границ) затруднено.

Вдоль южного склона Кубинского антиклинория могут быть выделены два бассейна: потенциально нефтегазоносный Пинар-Пиносский, или Батабаньо, на западе и нефтегазоносный Кубинско-Юкатанский или Южно-Кубинский на востоке.

Южно-Кубинский бассейн открывается на западе в Юкатанскую геосинклинальную котловину. На суше в бассейне выявлены четыре нефтяных месторождения.

Восточнее может быть выделен *Гаити-Пуэрториканский потенциально нефтегазоносный бассейн*. Он протягивается от юго-восточной окраины о-ва Гаити, где он находится между Северной и Южной Кордильерами острова, на южную окраину о-ва Пуэрто-Рико. На западе бассейна получены незначительные притоки нефти с небольших глубин в районах Игериго и Малено.

Небольшие прогибы со значительной мощностью осадочных пород и при большой глубине дна могут быть выделены и в других местах Антильско-Карибской области, однако их значимость в нефтегазоносном отношении проблематична.

На юго-западе Карибского моря в зал. Москитос частично выходит грабен-синклинорий, начинающийся на северо-западе с грабена оз. Манагуа и далее оз. Никарагуа. В 1956 г. в бассейне выявлено месторождение Коколес с залежью нефти на глубине около 1700 м в известняках олигоценового возраста.

Всего выявлено 21 нефтегазоносный бассейн рассматриваемого типа, 27 потенциально нефтегазоносных и не менее 10 возможно нефтегазоносных бассейнов.

§ 1. Центральнокарпатский нефтегазоносный бассейн

Центральнокарпатский нефтегазоносный бассейн представляет собой сложно построенный внутренний синклинорий Карпатской складчатой системы и выделяется на поверхности преимущественным развитием пород олигоценового возраста (кросненская свита); эоценовые и более древние отложения выступают на поверхности лишь узкими полосами в сводах антиклинальных зон. Значительные площади последних отложений образуют обрамление бассейна.

Меловые и палеогеновые осадки сложены мощной толщей преимущественно терригенных отложений. Более древние образования мезозойского возраста представлены, наоборот, преимущественно карбонатными породами и обнажаются или вскрыты бурением уже за пределами бассейна.

В общей структуре Западных и Восточных Карпат нефтегазоносный бассейн находится на юго-восточном погружении Силезской зоны и ограничен на юго-востоке на месте Буковинского поперечного поднятия Восточных Карпат надвигом зоны Аудии (Шипотской), примыкающей вплотную к северо-восточному обрамлению бассейна (зоне Сжиб).

На юго-западе Центральнокарпатский нефтегазоносный бассейн ограничен Мэгурской надвиговой зоной и на юго-востоке зоной Дуклянских складок. На северо-востоке бассейн отделен от соседнего пограничного

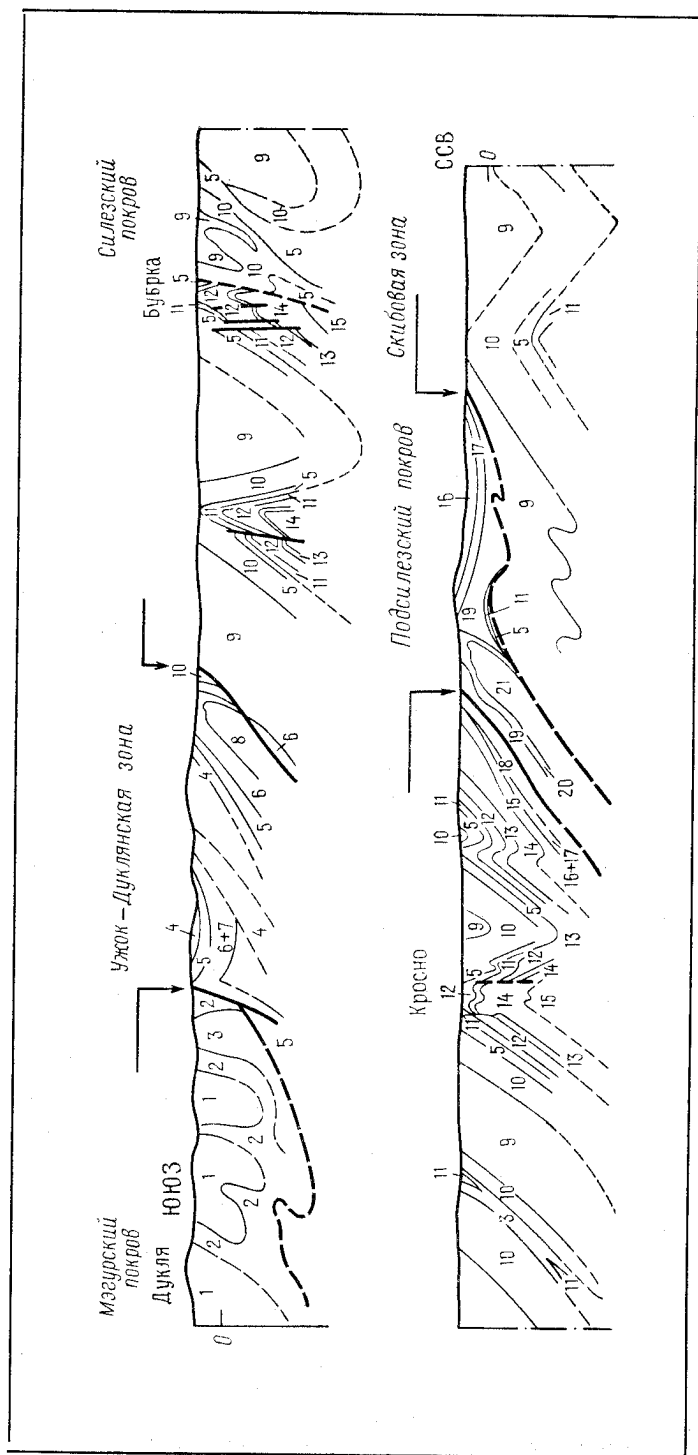


Рис. 80. Поперечный разрез Центральнокарпатского нефтегазового бассейна (по С. Вдовяку, 1968)

1 — магурские песчаники и подмагурские слои, олигоцен; 2 — беловежские слои и пестрые сланцы, эоцен — палеоцен; 3 — ивоцерамовые слои, верхний мел; 4, 9, 10 — кросненские слои; 5 — мендлитовые слои; 6 — цетговские песчаники, верхний эоцен; 7 — мшанковский песчаник; 8 — пестроцветные сланцы; 11 — иероглифовые слои и пестрые сланцы, эоцен; 12 — ценьковичские песчаники и пестрые сланцы; 13 — истребляские сланцы; 14 — истребляские песчаники; 15 — годульские слои; 16 — льютские слои; 17 — вековские сланцы; 18 — цешинские сланцы; 19 — венгловские мертели; 20 — пестрые годульские сланцы

Северо-Предкарпатского бассейна межбассейновым поднятием зоны Скиб (Внешний антиклинорий), на севере — Силезской зоной (рис. 80).

Мэгурская зона ограничивает с юга бассейн лишь на небольшом протяжении его западной границы и надвинута на бассейн с амплитудой горизонтального перемещения до 40 км. Зоны Ужок-Дуклянская, Скиб и Силезская представляют собой сложно построенные антиклинории, осложненные покровами и чешуями.

В пределах Центральнокарпатского бассейна прослеживается несколько антиклинальных линий.

Центральнокарпатский бассейн характеризуется высокой нефтенасыщенностью и весьма слабой газонасыщенностью разреза. Из палеогеновых и меловых отложений продуктивными являются по существу все песчаники, однако их пористость и проницаемость невысокие.

Наиболее древними являются грузинские песчаники нижнего мела. Они развиты вдоль северо-восточного края бассейна. Небольшая залежь нефти в этих песчаниках имеется, в частности, на месторождении Грабовница. Выше нефтеносны льгоцкие песчаники альбского возраста.

В сеноманских отложениях нефтеносны маломощные пласты песчаников, заключенные между сланцами и алевролитами; в палеоценовых — чарножецкие, а в эоценовых породах — ценжковичские песчаники. В менилитовой свите продуктивны церговские и кливские песчаники. В кросненской свите нефтеносны песчаники линзообразного строения, заключенные в толще сланцев.

Нефтяные месторождения Центральнокарпатского бассейна приурочены к узким, обычно гребневидного или изоклинального строения антиклиналям, сильно нарушенным в своде разрывами.

В пределах бассейна можно выделить три ареала нефтегазоаккумуляции: центральный, или Кросненский, и периферийные — юго-западный и северо-восточный.

Кросненский ареал характеризуется развитием антиклинальных зон гребневидного строения и резким эрозионным расчленением. Последнее, в частности, обуславливает проникновение в антиклиналях пресных вод на глубину свыше 300 м.

С центральным ареалом связаны нефтяные месторождения, расположенные на антиклиналях Бубрской (месторождения — Беч, Гарклева, Особница, Бубрка и др.), Ивонич-Токарнянской (Ивонич-Здруй, Рудовка, Рыманув, Токарня и др.), Ясло-Яцмежской (Кросценко, Потока и др.), Страхоцинской Туже-Поле, Страхоцина, Санок и др.).

Периферийные ареалы связаны с надвигами — Мэгурским и Ужок-Дуклянским на юго-западе, с Силезским и Подсилезским на северо-востоке. Структуры месторождений выражены наклоненными, иногда лежащими брахиантиклиналями, подсеченными надвигами.

В Мэгурском автохтоне на антиклинальной линии Фолюш-Мрукова известны нефтяное месторождение Фолюш и газовое Шалова.

С Мэгурским покровом связаны месторождение Горлица-Магдалена (газ в эоценовых песчаниках покрова, нефть в автохтоне, в песчаниках клива) и многочисленные нефтегазопроявления; с Силезским покровом — месторождения антиклинальной линии Тырнава — Сольно — Пашова — Лодына — Гронзева — Малая — Волосянка. Все месторождения нефти и газа бассейна отличаются небольшими запасами, что обусловлено сильной раскрытостью антиклиналей, содержащих ловушки.

§ 2. Нефтегазоносный бассейн Лос-Анджелес

Нефтегазоносный бассейн Лос-Анджелес отличается высокой нефтенасыщенностью. В пределах его, начиная с 1890 г., выявлено более 50 нефтяных месторождений, в том числе месторождение-гигант Уилмингтон с начальными извлекаемыми запасами нефти 360 млн. т (извлечено более 160 млн. т), крупные месторождения Лонг-Бич — 120 млн. т, Хантингтон-Бич — 130 млн. т, Санта-Фе-Спрингс — 90 млн. т.

Извлекаемые запасы нефти открытых месторождений бассейна оцениваются в 1350 млн. т при площади бассейна 4150 км². Нефтяные месторождения находятся в контуре, занимающем около половины площади бассейна.

Границы бассейна определяются разломами, идущими по подножью горных сооружений, обрамляющих бассейн (рис. 81). На севере это горы Санта-Моника и Сан-Габриель, на востоке — Санта-Ана, на юго-западе — нагорье Палос-Вердес-Хилс.

В строении бассейна участвуют терригенные породы позднемелового, палеогенового, неогенового и антропогенного возраста с максимальной мощностью около 14 000 м. Около половины этой мощности приходится на неогеновые (6400 м) и антропогенные (600 м) отложения, в составе которых большую роль играют грубозернистые породы, включая конгломераты.

Осадочное выполнение бассейна смято в систему складок и рассечено рядом продольных сбросов, обычно приуроченных к антиклинальным элементам складок.

Нефтегазоносность бассейна охватывает лишь плиоценовые (свиты пико, репетто) и миоценовые (пуэнте, топанга) отложения. Небольшие скопления нефти выявлены в трещиноватых сланцах каталина фундамента (юра; месторождения Уилмингтон, Эль-Сегундо — газовое, Пленадель-Рей) и в песчаниках нижнего плейстоцена (месторождение Йорба-Линда).

Нефтематеринские свиты в бассейне заключены в отложениях раннего плиоцена и позднего миоцена (П. Гардетт, 1971).

Большая часть месторождений бассейна группируется в ряд антиклинальных зон нефтегазонакопления. На юго-западе бассейна выделяется краевая зона Уилмингтон — Торранс. Антиклиналь унаследовала поднятие в неглубоко залегающем фундаменте.

В зоне Уилмингтон — Торранс выявлено девять нефтяных месторождений и одно газовое (Эль-Сегундо). Залежи нефти находятся в отложениях нижнего плиоцена и верхнего миоцена. Последние здесь залегают непосредственно на сланцах каталина юрского возраста.

Восточнее протягивается (под острым углом к первой) зона Ньюпорт — Ингвуд, прижатая к одноименному сбросу, отделяющему наиболее прогнутую часть бассейна от приподнятой ступени зоны Уилмингтон — Торранс, в котором на фундаменте залегают образования непосредственно верхнего миоцена. Зона Ньюпорт — Ингвуд протягивается почти через весь бассейн и характеризуется значительной нарушенностью слагающих ее антиклиналей сбросами. В пределах ее выявлены 17 нефтяных месторождений, в том числе крупные (запасы нефти свыше 100 млн. т) Лонг-Бич и Хантингтон-Бич. Структуры всех месторождений представлены антиклиналями, нарушенными разрывами. На месторождении

Лонг-Бич нефтеносны свиты пико, репетто, пуэнте, каталина в интервале глубин 1560—3065 м, на месторождении Хантингтон-Бич свиты репетто и пуэнте на глубине 680—2020 м.

На крайнем северо-востоке бассейна прослеживается антиклинальная зона Уиттиер, насчитывающая восемь месторождений нефти (Уиттиер, Бреа-Олинда и др.), рядом с ней расположена зона Санта-Фе-Спрингс (семь нефтяных месторождений) с одноименным крупным месторождением. Структура месторождения Санта-Фе-Спрингс представляет купол с девятью залежами нефти в свитах репетто и пуэнте на глубине 900—3045 м.

На севере бассейна прослеживается антиклинальная зона нефтенакопления, прижатая к разлому Реймонд с 10 нефтяными месторождениями (Биверли-Хилс, Солт-Лейк, Лос-Анджелес и др.).

Бассейн Лос-Анджелес является чисто нефтеносным. Известно лишь одно газовое месторождение Эль-Сегундо с небольшими запасами газа. Глубины более 3500 м в бассейне не изучены.

§ 3. Нефтегазоносный бассейн Санта-Барбара-Вентура

Нефтегазоносный бассейн Санта-Барбара-Вентура находится внутри так называемых поперечных хребтов Калифорнии и ориентирован в широтном направлении. Значительная часть его находится в субаквальной части зал. Санта-Барбара (глубина до 450 м), где его западная граница определяется подошвой континентального склона. В остальной части контур бассейна определяется разломами: на севере это сброс Санта-Инес (запад) и Биг-Пайн (восток), на востоке — Сан-Габриель северо-западного простирания, на юге — сброс Санта-Моника, продолжающийся на западе через острова Санта-Крус и Санта-Роза. Ряд продольных и диагональных разрывов нарушают тело бассейна (рис. 82, 83).

Фундамент бассейна образован метаморфическими отложениями юрского возраста (францисканский метаморфический комплекс). Осадочное выполнение бассейна начинается со сравнительно маломощной (до 1500 м) толщи пород мелового возраста, которые с несогласием перекрываются палеогеновыми отложениями мощностью около 7500 м, из которых более 4000 м приходится на эоценовые образования. На олигоценовых пестроцветных осадках с размывом залегает толща кремнистых пород с включением андезитовых и базальтовых лав и туфобрекчий миоценового возраста. Залегające выше также с несогласием породы плиоценового и антропоценового возраста характеризуются мощностью свыше 5500 м.

Бассейн имеет асимметричный профиль. Его южный борт имеет блоковое ступенчатое строение. На суше (Вентура) южного склона бассейна выделяются три различно приподнятых крупных блока (с юга на север): наиболее приподнятый Санта-Моника, Сими и Окснорд. Севернее последнего находится наиболее прогнутая часть бассейна — прогиб Санта-Клара с крутыми крыльями, особенно северным, где местами слои запрокидываются. На западе (зал. Санта-Барбара) асимметричность бассейна выражена меньше.

Осадочное выполнение бассейна дислоцировано в систему часто хорошо выраженных протяженных складок с углами падения крыльев до 60° и осложненных разрывами.

Нефтегазоносность связана с отложениями от плейстоцена (свита согас) до верхнего мела (свита чико).

На суше выявлено свыше 20 нефтяных месторождений, большая часть которых (а также почти 80% запасов нефти) размещена в пределах прогиба Санта-Клара (особенно на его северном крыле) и на блоке Окс-нард. В пределах этих элементов прослеживаются три-четыре крупных и значительно больше небольших антиклинальных зон нефтегазоаккумуляции.

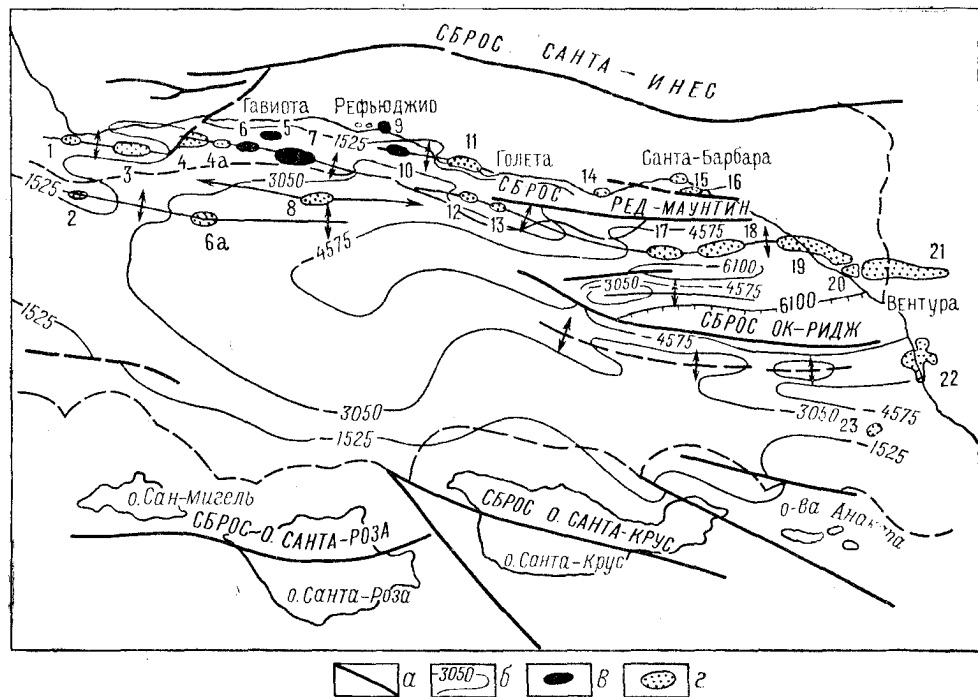


Рис. 83. Нефтегазоносный бассейн Санта-Барбара-Вентура (субаквальная часть)

а — разрывы; б — изолинии глубин кровли олигоцена в м; месторождения: γ — нефтяные, δ — газовые.

Месторождения: 1 — Пойнт-Консепшен; 2 — Безымянное; 3 — Консепшен; 4 — Куарта; 4а — Алеррия; 5 — Гавиота; 6 — Калиенте; 6а — Безымянное; 7 — Молино; 8 — Безымянное; 9 — Кэптэн; 10 — Наплас; 11 — Элвуд; 12 — Саут-Элвуд; 13 — Коул-ойл-Пойнт; 14 — Меса; 15 — Саммерленд; 16 — Саммерленд-море; 17 — Дос-Куадрас; 18 — Карпинтерия; 19 — Ринкон; 20 — Сан-Мигелито; 21 — Вентура; 22 — Уэст-Монталво; 23 — Безымянное

Основная зона нефтенакопления приурочена к антиклинали Вентура-Куадрос. Здесь находится наиболее крупное месторождение бассейна — Вентура (открыто в 1916 г.). Структура его представляет узкую антиклиналь с углами падения крыльев до 60° , сильно рассеченную сбросами и осложненную несогласиями в залегании пород. Нефтеносны плиоценовые отложения свиты пико, содержащие 16 пластовых сводовых, нарушенных разрывами залежей нефти в интервале глубин 700—4200 м. Извлекаемые запасы нефти месторождения оцениваются в 109 млн. т. В верхней части структуры известны газовые залежи. Западнее месторождения Вентура находится месторождение Ринктон (продуктивны отложения плиоцена — плейстоцена), далее уже в субаквальной части на этой антиклинальной линии расположены месторождения Карпинтерия и Дос-Куадрос (открыто в 1968 г.).

Крупной зоной нефтегазоаккумуляции является сильно нарушенная антиклиналь Лайон-Каньон-Сульфур-Маунтин, содержащая одноименные месторождения нефти. Ряд месторождений нефти связан с антиклиналью Ок-Ридж, прижатой к одноименному разлому.

Помимо месторождений, приуроченных к антиклиналям, преимущественно с пластовыми сводовыми залежами, известны также месторождения нефти, связанные с моноклиналями, подсеченными сбросами или надвигами, с тектонически экранированными залежами (месторождения Ньюхолл, Биг-Маунтин, Окснард, Каног-Парк, Охай, Санта-Пола, Пласерита).

На блоке Сими известно месторождение Хорс-Медоуз с залежью нефти в меловых песчаниках, на блоке Санта-Моника — месторождение Конеджо, где залежь заключена в пористых вулканических породах миоценового возраста, на поднятии Санта-Инес, прижатом с юга к одноименному сбросу — месторождение нефти Сеспе, приуроченное к опрокинутой (ныряющей) антиклинали. Продуктивные отложения эоцена, олигоцен и нижнего миоцена.

Восточная часть бассейна (Вентура) отличается слабой газоносностью. В субаквальной части бассейна нефтяные и газовые месторождения расположены на северном крыле бассейна. Здесь известно свыше 20 месторождений, в том числе пять газовых (Гайявата, Калиенте-Молино и др.) Большая часть месторождений приурочена к хорошо прослеживаемым антиклиналям, оси которых иногда несколько смещаются, часто по сбросам. Так, на западном продолжении антиклинальной зоны Вентура-Куадрос находится антиклиналь с месторождениями Коул-ойл-Пойнт и Саут-Элвуд. Она отделена от антиклинали Вентура-Куадрос диагональным разрывом. Возможно, что западным продолжением антиклинали Коул-Элвуд является антиклиналь, содержащая месторождения Молино, Калиенте, Алегрия, Концепшен, Пойнт-Концепшен.

Несколько коротких антиклинальных зон нефтегазоаккумуляции можно проследить и севернее рассмотренной зоны. В целом северный борт субаквальной части бассейна образует сравнительно крупный ареал зон, который продолжается на восток на северное крыло прогиба Санта-Клара, где его (ареала) строение сильно усложняется. Могут быть выделены ареалы зон южного крутого крыла прогиба Санта-Клара, а также блока Окснард.

Извлекаемые запасы нефти сухопутной части бассейна Санта-Барбара-Вентура определяются в 240 млн. т (Х. Нагль, Е. Паркер, 1974), запасы субаквальной части оцениваются значительно выше. В 1970 г. здесь открыто крупное нефтяное месторождение Санта-Инес (нефтеносные отложения свиты монтерей на глубине 2135—4270 м, пять залежей), запасы нефти которого составляют свыше 150 млн. т. Нефтегазоносный бассейн Санта-Барбара-Вентура изучен бурением лишь до глубины 4500 м (максимальная глубина обнаруженных залежей нефти).

§ 4. Нефтегазоносный бассейн Ридж-Соледад

Восточнее бассейна Санта-Барбара-Вентура к сбросу Сан-Габриель примыкает крупная синклинали, погружающаяся на северо-запад (см. рис. 123). Синклинали выполнена терригенными отложениями кайнозойского возраста мощностью свыше 6000 м. Из разреза выпадают обра-

зования среднего и нижнего миоцена. Палеогеновая система включает мощную (до 2680 м) толщу осадков олигоцена и палеоцена, залегающую уже на кристаллических породах. В бассейне выявлены два небольших месторождения нефти Тапиа-Каньон и Хонор-Ранчо с залежами в плиоценовых отложениях.

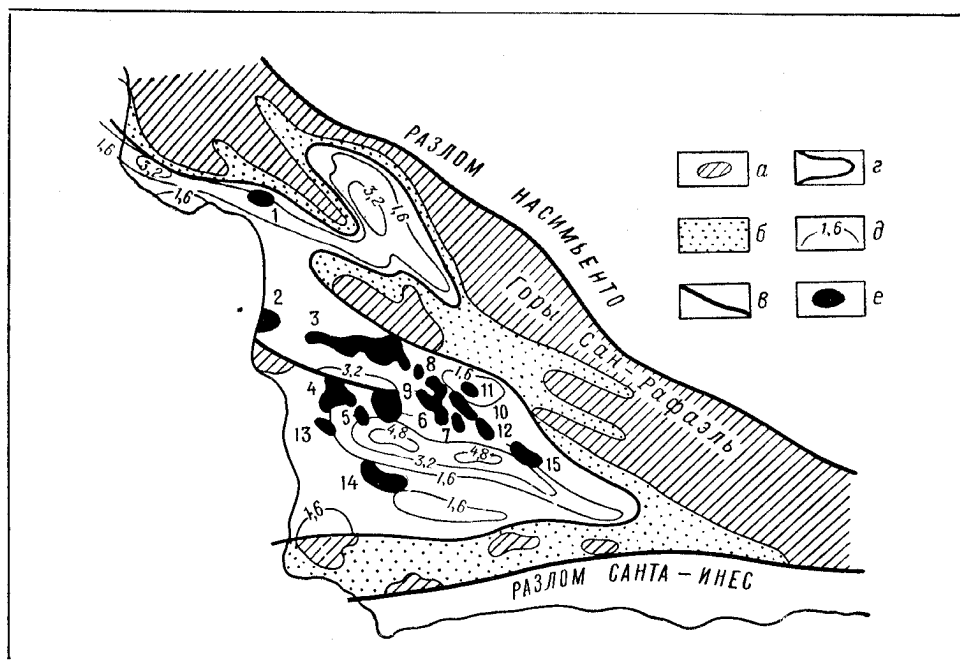


Рис. 84. Нефтегазоносный бассейн Santa-Мария

а — выходы на поверхность метаморфического фундамента; б — аконсервационная зона; в — разломы; г — границы бассейна; д — схематические изолинии глубин залегания фундамента в км; е — нефтяные месторождения: 1 — Арой-Гранде; 2 — Гуадалупе; 3 — Santa-Мария-Валли; 4 — Касмалия; 5 — Оркапет; 6 — Фор-Дир; 7 — Кат-Каньон; 8 — Брэдли-Каньон; 9 — Слеко; 10 — Ист-Кат-Каньон; 11 — Оливера-Каньон; 12 — Гато-Ридж; 13 — Иезус-Мария; 14 — Ломпон; 15 — Зана

§ 5. Нефтегазоносный бассейн Santa-Мария

Бассейн Santa-Мария протягивается севернее бассейна Santa-Барбара-Вентура и отделен от него горами Santa-Инес системы Поперечных хребтов (рис. 84). Соответственно южная граница бассейна имеет субширотное простирание. На севере он обрамлен Береговым хребтом северо-западного простирания. На западе бассейн прослеживается на небольшом протяжении под водой, где быстро и значительно сокращается мощность осадочных пород. Длина бассейна свыше 250 км, максимальная ширина 50 км, фундамент его образован францисканским комплексом метаморфических и изверженных пород, выходы которых можно наблюдать в Береговом хребте. Мощность вышележающих отложений меловой, палеогеновой, неогеновой и антропогенной систем более 7000 м, сложены они терригенными породами. Максимальную мощность имеют образования неогеновой системы (свыше 4500 м), для разреза которых характерно присутствие диатомовых сланцев и кремнистых аргиллитов.

В бассейне выявлено 15 нефтяных месторождений, расположенных в средней части бассейна. Нефтеносными являются песчаники и трещиноватые сланцы неогенового (свиты писмо, сиско, монтерей, поинт-сол), палеогенового (лоспе) и мелового возраста.

Среди структур месторождений выделяются антиклинали, обычно осложненные взбросами и сбросами, с пластовыми сводовыми залежами (Ократ, Кэт-Каньон и др.), образующие несколько зон нефтегазонакопления, а также месторождения моноклиналей, где залежи нефти связаны с зонами выклинивания и несогласного перекрытия. Наиболее крупное месторождение бассейна Санта-Мария-Валли (начальные запасы нефти около 20 млн. т) содержит литологически и стратиграфически экранированные залежи нефти в отложениях свит сиско и монтерей на глубине 1450—2175 м. Нефти залежей характеризуются большой плотностью — 0,969—1,001 г/см³. Месторождение расположено на севере бассейна и было открыто в 1934 г.

Бассейн полностью не изучен, в частности его юго-восточная часть вообще еще не разбуривалась.

§ 6. Нефтегазоносный бассейн Хаф-Мун-Салинас-Кайяма

Узкий, глубокий и протяженный грабенообразный прогиб Хаф-Мун-Салинас-Кайяма, заключенный внутри Береговой Кордильеры, сложен 10-километровой толщей терригенных пород неогенового (около 7000 м), палеогенового и позднемелового возраста. Последние подстилаются гранитным комплексом салиния. Бассейн имеет разломное ограничение. Его северо-восточный край граничит с зоной глубинного разлома-сдвига Сан-Андреас, противоположный край образован разломом Насимьенто (см. рис. 78).

По простиранию в бассейне последовательно три впадины южная — Кайяма-Карризо, средняя — Салинас, северная — Хаф-Мун. Для центральной впадины Салинас характерна сокращенная мощность отложений. Здесь из разреза выпадают палеогеновые и меловые отложения, и неогеновые образования мощностью 5100 м непосредственно залегают на кристаллических породах фундамента.

Бассейн сильно дислоцирован и осложнен разрывами, прежде всего продольными, часто с надвиганием северо-восточных крыльев антиклиналей на юго-западные.

В бассейне выявлено 17 сравнительно небольших по запасам нефтяных месторождений, в том числе четыре во впадине Хаф-Мун, восемь во впадине Салинас, пять во впадине Кайяма-Карризо. Продуктивны песчаники плиоценового (свита этчигойн), миоценового (санта-маргарита, вакерос) и эоценового (бьютано) возраста.

Месторождения нефти содержат преимущественно пластовые сводовые и тектонически экранированные залежи, в меньшей степени стратиграфически экранированные. Глубина залежей 400—2500 м.

Бассейн отличается слабой газо насыщенностью.

§ 7. Нефтегазоносный бассейн Ил-Ривер

Небольшой нефтегазоносный бассейн р. Ил, или Гумбольдт, расположен севернее бассейна Хаф-Мун-Салинас-Кайяма, внутри Береговой Кордильеры. Большая часть бассейна находится под водой, где глубина

дна достигает 460 м, и поэтому не изучена. Бассейн выполнен кайнозойскими и, возможно, меловыми терригенными отложениями мощностью более 6000 м. Обращает на себя внимание малая мощность миоцена (360 м) и большая мощность плиоцена (3300 м). Палеоген и, возможно, мел, также отмечаются значительной мощностью.

В бассейне открыты четыре месторождения: Петролиа — нефтяное (открыто в 1864 г.), в настоящее время уже не эксплуатируемое, и газовые — Топкинс-Хилл, Тейбл-Блафф и Гризли-Блафф. Продуктивны плиоценовые отложения. Запасы газа незначительные. Месторождения связаны с антиклиналями. Глубина залегания скоплений газа и нефти не превышает 2000 м.

§ 8. Нефтегазоносный бассейн Сонома-Оринда-Ливермор

Бассейн расположен севернее бассейна Хаф-Мун-Салинас-Кайяма и западнее впадины Сакраменто пограничного нефтегазоносного бассейна Грейт-Валли (см. рис. 78). Он представляет собой узкий глубокий синклиниорий, сложенный в осевой части 15-километровой толщей терригенных пород кайнозойского и мелового возраста. Для состава слагающих бассейн отложений характерно развитие вулканогенных образований — покровов андезитов и базальтов в неогене, туфогенных песчаников в палеогене и кремнистых сланцев и конгломератов в меловой системе.

Фундамент бассейна образован комплексом францисканских метаморфических пород.

Рассматриваемый бассейн значительно отличается историей своего развития от бассейна Хаф-Мун-Салинас-Кайяма, находящегося с ним в одной антиклинории Береговых хребтов. Для бассейна Сонома-Оринда-Ливермор характерно интенсивное формирование его в позднемеловое время, когда накопилось свыше 5000 м осадков, а также в плиоценовую эпоху (до 6000 м), в то время как бассейн Хаф-Мун-Салинас-Кайяма наиболее интенсивно прогибался лишь в миоценовое время. В бассейне выявлено одно нефтяное месторождение (Ливермор), одно газовое (Хоспитал-Нойс) и одно газонефтяное (Петалума). Эксплуатация газового месторождения Хоспитал-Нойс (открыто в 1952 г.) прекращена в 1956 г., добыто около 400 тыс. м³ газа. Два других месторождения, также мелкие по запасам, приурочены к резко выраженным антиклиналям, прижатым к разрывам. На месторождении Петалума газоносны и нефтеносны плиоценовые песчаники и вулканические породы на глубине 370 м, на месторождении Ливермор — эоценовые (свита тесла-капей) и позднемеловые песчаники (чика) на глубине 610 м.

Бассейн изучен весьма слабо.

§ 9. Саравак-Палаванский нефтегазоносный бассейн

Саравак-Палаванский бассейн занимает узкую северо-западную предгорную окраину о-ва Палаван и открывается на северо-востоке в Южно-Китайское море. Здесь бассейн, возможно, ограничивается на месте погруженного внутригеосинклинального массива Наньшациньдао. На северном продолжении последнего располагается Южно-Китайская геосинклинальная котловина (рис. 85).

Бассейн сложен весьма мощной толщей кайнозойских, преимущественно терригенных образований. В средней, наиболее погруженной

части бассейна между массивом Наньшациньдао и о-вом Калимантан мощность только молодых отложений превышает 15 000 м, из них на долю только миоценовых образований приходится более 10 000 м. Верхняя часть разреза (от среднего миоцена и выше) в периферийной части Калимантан сложена континентальными образованиями (дельтовые, эстуариевые)

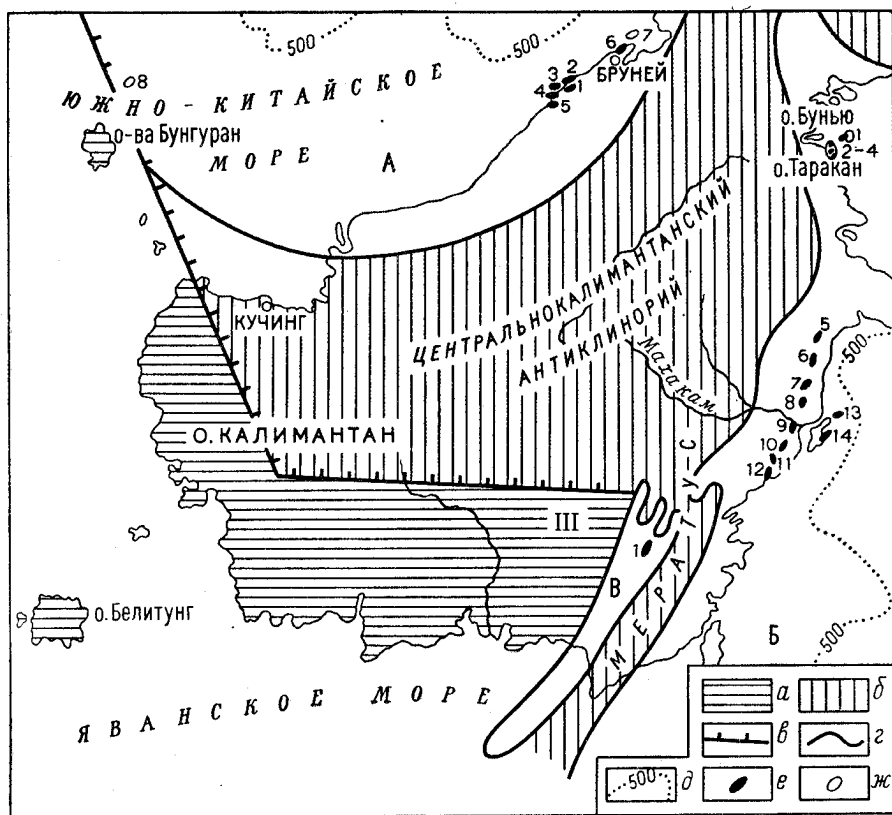


Рис. 85. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений в Саравак-Палаванском, Калимантан-Сулавесском и Барито нефтегазоносных бассейнах

а — мезозойская складчатость; б — позднекайнозойская складчатость; в — разломы; г — границы бассейнов; д — изолинии глубин морей в м; месторождения: е — нефтяные, ж — газовые. А — Саравак-Палаванский бассейн; месторождения: 1 — Серия, 2 — Уэст-Ампа, 3 — Барам, 4 — Уэст-Лутонг, 5 — Мири, 6 — Джерудонг, 7 — Кераман, 8 — Шаус, 9 — Лемиданг; Б — Калимантан-Сулавесский бассейн; месторождения: 1 — Бунью, 2—4 — Памузан, Джуата, Сесанит, 5 — Сангата, 6 — Семсерам, 7 — Мумус, 8 — Пеларанг, 9 — Ангана-Муара, 10 — Санга-Санга, 11 — Самбоджа, 12 — Балинпапан, 13 — Аттака, 14 — Сантан; В — бассейны Барито 1 — Танджунг

ниже залегают морские осадки, причем в верхнем эоцене известны рифовые известняки. Кайнозойские отложения краевой калимантанской части бассейна дислоцированы в систему антиклиналей, обычно асимметричных, сильно нарушенных взбросами и сбросами с преобладающим северо-восточным простиранием. В северо-западном направлении от острова в сторону субаквальной части бассейна интенсивность складчатости уменьшается.

Нефтегазоносность бассейна была выявлена в 1910 г. с открытием нефтяного месторождения Мири, в 1928 г. было открыто одно из крупнейших месторождений нефти Азии — Серия (Бруней) с начальными извлекаемыми запасами до 275 млн. т. Следующее месторождение нефти — Джерудонг было открыто лишь в 1955 г. В настоящее время в бассейне известно 10 нефтяных месторождений и три газовых, из них 10 расположено в районе первых открытых месторождений Мири и Серия, включая прилегающую субаквальную часть бассейна, а два газовых месторождения Паус и Лемиданг в западной краевой субаквальной части бассейна. Свыше 90% всей годовой добычи нефти в бассейне (более 6 млн. т) обеспечивается эксплуатацией месторождений Серия и Ампа.

Все открытые газовые месторождения располагаются в субаквальной части бассейна. Нефтегазоносны плиоценовые (свиты лианг, серия) и верхнемиоценовые отложения (свита мири). Месторождения многопластовые (Серия — 24; Мири — 18). Залежи пластовые сводовые, нарушенные разрывами или тектонически экранированные. Глубина залегания залежей меняется от 90 до 3300 м, увеличиваясь на месторождениях субаквальных территорий. Обращает на себя внимание появление газовых месторождений в субаквальной части бассейна.

§ 10. Иравадийско-Андаманский нефтегазоносный бассейн

Иравадийско-Андаманский нефтегазоносный бассейн протягивается в меридиональном направлении на 2500 км при ширине до 225 км. Средняя часть бассейна занята геосинклинальной котловиной Андаманского моря, северная расположена на месте широкой долины Иравиди (Бирма), южная часть занимает северо-восточное побережье о-ва Суматра. Западное горное обрамление бассейна на севере представлено молодым горным хребтом Аракан-Йома-Нага, на юге — северо-западным погружением Суматринского антиклинория (горы Пусат-Гайо, плоскогорье Пематангсианатар). Оба горных сооружения находят свое продолжение в Андаманском море в цепи Андаманских и Никобарских островов. Восточное горное обрамление бассейна образовано мезозойской складчатостью. На севере оно начинается Шаньским плоскогорьем (Шаньский массив) и продолжается далее на юг в западных хребтах Малаккского п-ова (горы Пукет, Каолуанг, Кербау и др.). Собственно граница бассейна проходит здесь западнее, в субаквальной части бассейна.

На крайнем юге Иравадийско-Андаманский бассейн отделен от Центральносуматринского пологим поперечным поднятием, расположенным южнее Меданы.

Нефтегазоносность бассейна установлена в его северной Иравадийской и южной Суматринской центриклиналиях.

Иравадийская центриклинали бассейна представляет синклинорий, смещенный на запад. В этой части бассейна поперечными поднятиями он расчленяется на три прогиба: Чиндвинский — наиболее северный, далее Минбу и на юге Дельтовый, в пределах которых расположена большая часть месторождений нефти бассейна.

Средняя по простиранию часть бассейна осложнена цепью лавовых покровов молодых вулканов. На юге восточное крыло синклинория ограничено антиклинорием Пегу-Йома, на южном погружении которого (под Рангуном) расположен прогиб Ситтанг, открывающийся в море.

Иравадийский синклиорий выполнен кайнозойскими отложениями, мощность которых превышает 15 000 м. Значительная по мощности часть разреза (около 10 000 м) принадлежит эоценовому отделу, представленному преимущественно угленосными терригенными породами с большой ролью конгломератов в их составе. Мощность неогена превышает 6000 м. Для его отложений характерны грубозернистые образования до конгломератов, редко встречаются известняки.

Основная часть разреза (3000 м) занята плиоценовыми и верхнемиоценовыми крупно- и грубозернистыми породами. Для олигоценевого отдела характерно развитие в терригенной толще прослоев известняков, а внизу эвапоритовых отложений. Олигоцен, нижний и средний миоцен объединяются в серию пегу.

Кайнозойские отложения синклиория фациально различны по простиранию. На юге породы преимущественно морского происхождения, на севере преобладают континентальные образования, в частности отложения палеодельты Иравади.

Известные в Иравадийском синклиории месторождения нефти и газа размещены преимущественно в прогибе Минбу, три нефтяных и три газовых месторождения находятся в Дельтовом прогибе и одно нефтяное в Чиндвинском прогибе (рис. 86).

Месторождения приурочены к асимметричным, резко выраженным антиклиналям нарушенными продольными и поперечными сбросами. В Дельтовом прогибе месторождения связаны с более пологими брахиантиклиналями.

Нефтегазоносны песчаники серии пегу — свиты кьяуккок, пъяуове (сред-

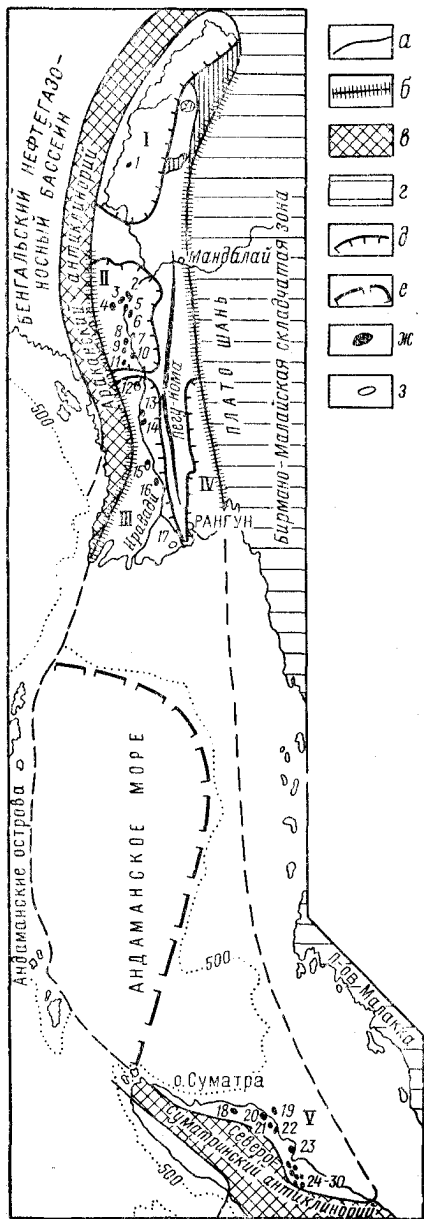


Рис. 86. Иравадийско-Андаманский нефтегазовый бассейн

а — границы бассейна; б — разломы; в — кайнозойские горные сооружения; г — область мезозойской складчатости; д — впадины; I — Чиндвинская, II — Минбу, III — Дельтовая, IV — Ситтаун, V — Аче; е — Андаманская геосинклинальная котловина; ж — месторождения: ж — нефти, з — газа.

Месторождения: 1 — Индоу; 2 — Сейб; 3 — Енангъян; 4 — Мани; 5 — Ланива; 6 — Чаук; 7 — Енангъяунг; 8 — Минбу; 9 — Паланион; 10 — Етхайя; 11 — Енанма; 12 — Пъяйя; 13 — Проме; 14 — Таунгъян; 15 — Мьянаунг; 16 — Хензада; 17 — Пьяпон; 18 — Пасех; 19 — Иди; 20 — Джугу-Раджеу; 21 — Перлак; 22 — Дждондонг; 23 — Рангау; 24 — 30 — Соранг-Джожа, Тевбанг, Телага-Саир, Дарат, Пулау-Панджанг, Пангкалау-Суу, Джулу-Райе

не-нижний миоцен), окминтаун, падаун (олигоцен). Залежи нефти разнообразны — пластовые сводовые, тектонически- и литологически экранированные. Значительная часть залежей нефти содержит газовые шапки. В некоторых месторождениях отмечается по несколько десятков нефтяных пластов. Так, на наиболее крупном нефтяном месторождении Енангьяунг (открыто в 1887 г.) известно свыше 50 продуктивных пластов мощностью от 3 до 46 м, заключенных в интервале глубин 200—1800 м; на месторождениях Чаук и Ланива — 35 пластов мощностью от 3 до 15 м. Структура последнего месторождения осложнена крутым надвигом. Залежи нефти находятся как в надвинутом крыле (в интервале глубин 360—1130 м), так и в поднадвиговой части (на глубине 1800—2500 м). На месторождении Енангьят (открыто в 1891 г.) насчитывается 35 нефтеносных пластов в интервале глубин 350—1150 м.

Во впадине Минду нефтяные месторождения хорошо группируются в две антиклинальные зоны, расположенные преимущественно на правобережье Иравади.

Начало добычи нефти в Бирме относится к 1891 г. За все время добыто более 55 млн. т нефти и свыше 10 млрд. м³ газа. Современные извлекаемые запасы нефти оцениваются в 8 млн. т, газа — 3,4 млрд. м³. Из 14 месторождений нефти шесть уже не имеют промышленного значения.

Суматринская часть бассейна известна под названием впадины Аче, хотя она и не замыкается на северо-востоке, представляя лишь юго-восточную центриклиналь. Большая часть центриклинали находится в субаквальной части Малаккского пролива. На сушу приходится сравнительно узкая прибрежная часть, в пределах которой выявлено 22 нефтяных месторождения. Одно месторождение (Иди) находится в проливе вблизи берега.

Во впадине Аче изучен разрез мощностью свыше 9000 м, в подошве которого находятся эоценовые отложения с базальными конгломератами. Палеогеновые и миоценовые образования представлены карбонатно-терригенными породами, для них характерны рифовые известняки. Плиоценовые отложения состоят из терригенных пород в средней части угленосных и туфоносных. Туфы развиты также на поверхности.

Впадина Аче имеет асимметричное строение. Ее крутое крыло прижато к Суматринскому антиклинорию, восточное пологое погружается под воды пролива. Выявленные месторождения расположены на крутом крыле впадины. Структуры их представляют собой сравнительно пологие антиклинали, нарушенные сбросами, группирующиеся в несколько сравнительно коротких антиклинальных зон нефтегазонакопления.

Продуктивны песчаники свит сеурула и кеутапанг плиоценового возраста на глубинах от нескольких десятков метров (месторождение Перлак) до 3500 м (месторождение Иди). Залежи нефти преимущественно пластовые сводовые.

Наиболее крупными месторождениями впадины являются месторождение Рангау (открыто в 1929 г.) и Джедонгдонг (1929 г.). На первом месторождении продуктивны 14 пластов свиты кеутапанг на глубине 317—1513 м.

Для месторождений Северной Суматры характерна малая плотность нефтей на небольших глубинах. Так, на месторождениях Перлак, Джедонгдонг, Рангау, Пулау-Табухан, Телага-Саид, Пулау-Панджанг, Пангалан-Сусу в интервале глубин 48—1000 м плотность нефти находится

в пределах $0,750-0,780 \text{ г/см}^3$, а на месторождении Серанг-Джожа (глубина 1265 м) составляет $0,722 \text{ г/см}^3$, представляя по существу конденсат. Доля легких нефтей составляет 6—7% от всей добытой нефти (добыто около 50 млн. т). Иравадийско-Андаманский нефтегазоносный бассейн имел начальные извлекаемые запасы нефти около 210 млн. т.

§ 11. Центральносуматринский нефтегазоносный бассейн

Центральносуматринский бассейн расположен на юго-восточном продолжении Суматринской периклинали Иравадийско-Андаманского бассейна, в прогибе Индерагири-Рокан средней части острова. От юго-восточнее расположенного Южно-Суматринского бассейна прогиб Индерагири-Рокан отделен небольшим межбассейновым поднятием в междуречье Индерагири — Хари. Наиболее приподнятая часть поднятия выражена хребтом Сапулух, сложенным мезозойскими породами.

Центральносуматринский бассейн имеет асимметричное строение, его юго-западный борт крутой, примыкает к молодому Барисанскому антиклинорию, северо-восточное крыло пологое, ограниченное областью развития мезозойской складчатости.

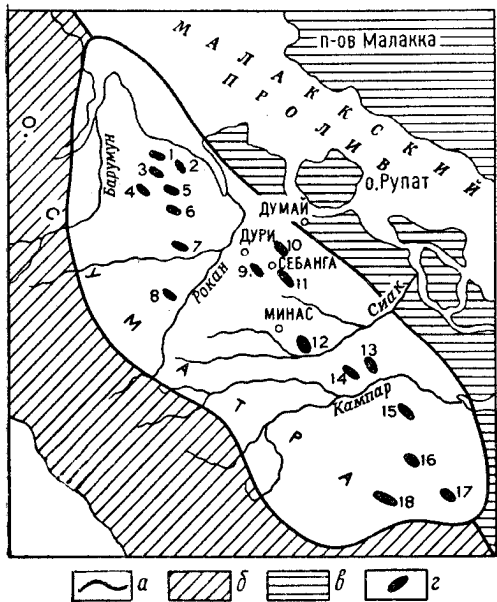


Рис. 87. Центральносуматринский нефтегазоносный бассейн

a — границы бассейна; *b* — Барисанский антиклинорий; *c* — мезозойская складчатость; *г* — нефтяные месторождения: 1 — Южный Балам, 2 — Бангко, 3 — Менгала, 4 — Семунай, 5 — Пематанг, 6 — Бекасан, 7 — Пунгут, 8 — Котабатак, 9 — Себанга, 10 — Дури, 11 — Северная Себанга, 12 — Минас, 13 — Северное Пулай, 14 — Южное Пулай, 15 — Андан, 16 — Лирик, 17 — Саго, 18 — Молек

Мощность разреза кайнозойских отложений, выполняющих бассейн, более 5000 м, плиоценовые осадки сильно насыщены вулканогенным материалом, в низах угленосным, для миоцена характерны конгломератные толщи и рифовые известняки внизу. Кайнозойские отложения смяты в систему асимметричных складок с короткими антиклинальными элементами.

В бассейне, начиная с 1938 г., открыто 30 нефтяных месторождений, в том числе одно из крупнейших по запасам нефти в Азии месторождение Минас (открыто в 1944 г.), начальные извлекаемые запасы нефти которого оцениваются по-разному — от 636 до 740 млн. т (рис. 87). Залежи нефти во всех месторождениях бассейна заключены в песчаниках миоценового возраста свит телеса и батураджа, в Минасе — на глубинах 732—800 м. Крупными являются также месторождения Саго, Лирик, Дури. Нефтяные месторождения связаны с асимметричными брахиантиклиналями, как правило, расчлененными разрывами на блоки и хорошо группирующимися в антиклинальные зоны нефтегазонакопления. Большая часть залежей

нефти пластовые, сводовые, нарушенные разрывами, иногда тектонически экранированные. Залежи нефти вскрыты на глубинах от 183 м (месторождение Дури) до 2500 м (Южный Балам).

Запасы нефти в бассейне оцениваются в 820 млн. т, из которых около 240 млн. т уже извлечено.

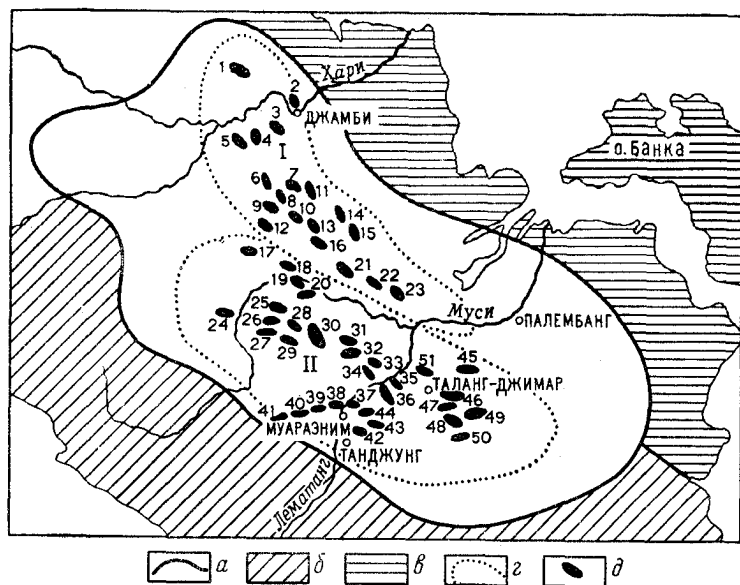


Рис. 88. Южно-Суматринский нефтегазоносный бассейн

a — границы бассейна; *b* — Барисанский антиклинорий; *c* — мезозойская складчатость; *d* — ареалы зон нефтегазонакопления; *e* — Джамбл, II — Муаразним; *o* — нефтяные месторождения: 1 — Тубауби, 2 — Кенали-Асам, 3 — Темпино, 4 — Баджубанг, 5 — Вегунг, 6 — Грисик, 7 — Западное Берау, 8 — Бентаджан, 9 — Керкай, 10 — Серала, 11 — Берау, 12 — Леко, 13 — Сумпал-Ребанжаро, 14 — Калиберау, 15 — Кенаванг, 16 — Лилин, 17 — Субан-Бурунг, 18 — Вабат, 19 — Мангунджаджа; 20 — Керанг-Рингин; 21 — Клуанг, 22 — Кебан, 23 — Талим, 24 — Село, 25 — Каджа, 26 — Крух, 27 — Булу, 28 — Джирак, 29 — Бенакат, 30 — Таланг-Акар-Пендого, 31 — Дерас, 32 — Ниру, 33 — Манис, 34 — Западное Лямау, 35 — Гунунг-Кемала, 36 — Лямау, 37 — Кампонг-Миджак, 38 — Каранган, 39 — Западный Прабумлих, 40 — Танджунг (Рамок), 41 — Лангу, 42 — Тахам, 43 — Субан-Джериги, 44 — Батуграс, 45 — Абаб, 46 — Таланг-Джиджар, 47 — Западный Танджунг, 48 — Джажа, 49 — Танджунг-Тига, 50 — Оджан, 51 — Раджа-Бенуанг

§ 12. Южно-Суматринский нефтегазоносный бассейн

Южно-Суматринский нефтегазоносный бассейн заключен в прогибе Палембанг юго-восточного окончания о-ва Суматра. С юго-востока он ограничивается поперечным Лямпунгским поднятием, протягивающимся от о-ва Банка на юго-запад (рис. 88). В пределах поднятия мощность кайнозойских отложений сокращается до 300 м. Разрез кайнозойских отложений бассейна близок к разрезу смежного Центральносуматринского бассейна.

Первое нефтяное месторождение Кампонг-Миджак было открыто в 1896 г., к 1916 г. было выявлено еще восемь месторождений с залежами нефти, содержащими до 14 продуктивных пластов на глубинах, не превышающих 800 м. На месторождениях, открытых позднее, глубины залегания продуктивных пластов понизились до 2166 м (нефтегазовое месторождение Раджа-Бенуанг, 1940 г.). В настоящее время

в бассейне выявлено свыше 50 нефтяных месторождений, приуроченных к асимметричным, сравнительно крупным, хорошо выраженным антиклиналям, осложненным на крутых крыльях взбросами. Залежи нефти преимущественно пластовые сводовые и заключены в песчаниках раннеплиоценового возраста (свита средней палембанг) и в миоценовых песчаниках и известняках (свиты нижний палембанг и телиса).

Все месторождения группируются в двух ареалах зон: в юго-западном предгорном — Муараэним, где расположено более 30 месторождений, и в северо-северо-восточном — Джамби. Для последнего ареала зон нефтегазонакопления характерна выдержанность простирания антиклиналей, объединение месторождений в антиклинальные зоны нефтегазонакопления; в ареале зон Муараэним наряду с зонами северо-западного простирания имеются антиклинальные зоны нефтегазонакопления субширотного простирания.

Наиболее крупными месторождениями Южно-Суматринского бассейна являются Таланг-Акар-Пендого, Лимау, Кенали-Асам, Темпино.

Начальные запасы нефти в бассейне оцениваются в 640 млн. т, из которых свыше 180 млн. т уже добыто.

§ 13. Калимантан-Сулавесский нефтегазоносный бассейн

Крупный нефтегазоносный Калимантан-Сулавесский бассейн заключен между островами Калимантан (его юго-восточной окраиной), Сулавеси с западным побережьем в районе Лориана, п-овом Минахаса и о-вом Минданао, небольшой юго-западный край которого, обрамленный грядой молодых вулканов, входит в состав бассейна. Центральная часть бассейна занята геосинклинальными котловинами моря Сулавеси и Макасарского пролива. Горное обрамление его в пределах островов образовано среднекайнозойской (острова Калимантан, Сулавеси) и позднекайнозойской (п-ов Минахаса, о-в Минданао, архипелаг Сулу) складчатостью. Южная граница бассейна, отделяющая его от смежного Северо-Яванского бассейна, скрыта под водами Яванского моря.

В бассейне установлена нефтеносность западного склона его, сложенного мощной (более 10 000 м) толщей терригенных пород, в плиоцене угленосной, в олигоцене с прослоями известняков. Нефтеносными являются песчаники миоцена (свиты баликпапан и полубаланг) и плиоцена. Месторождения нефти группируются в антиклинальные зоны нефтегазонакопления, образующие два ареала: крупный южный — Баликпапанский, и меньший северный — Таракан-Буньо. Ареалы зон разделены поперечным поднятием п-ова Манкалихат. В Баликпапанском ареале зон восемь месторождений нефти связаны с одной протяженной антиклиналью, расположенной вдоль побережья о. Калимантан и пересекающей низовья р. Махакам, а четыре расположены в прилегающей субаквальной территории. Для нефтеносных антиклиналей Баликпапанского ареала характерны крутые западные крылья, подсеченные взбросами, и ядра, осложненные внедрением глинистых масс олигоцена (см. рис. 126). Залежи нефти пластовые сводовые, нарушенные разрывами, иногда тектонически экранированные, на глубинах 100—1500 м, на газонефтяных месторождениях Аттака, Бадак, Сантан, расположенных в подводной части на глубинах до 3410 м. Первое нефтяное месторождение Санта-Санга было открыто в 1897 г.

В ареале Таракан-Буньо (по имени одноименных островов) выявлены четыре месторождения нефти, из которых три (Памузиан, Джуата, Сесанит) расположены на одной антиклинали о-ва Таракан. Структурные формы месторождений выражены сравнительно пологими брахиантиклиналями. Пластовые сводовые залежи заключены в песчаниках плиоцена (свиты таракан, буньо) на глубинах 50—1130 м (таракан) и 600—2993 м (буньо).

Начальные извлекаемые запасы нефти в бассейне оцениваются примерно в 250 млн. т, из которых около 40% приходится на новые месторождения, открытые в субаквальной части бассейна. Нефтепоисковые работы в Калимантан-Сулавесском бассейне в настоящее время ведутся в субаквальной части его на западе Макасарского пролива. На восточной окраине бассейна в низовьях р. Лариан (северо-западное побережье о-ва Сулавеси) известны грязевые вулканы с газонефтепроявлениями.

§ 14. Себу-Калимантанский нефтегазоносный бассейн

Себу-Калимантанский нефтегазоносный бассейн протягивается в северо-восточном направлении от северо-восточного побережья о-ва Калимантан (Сандакан) через море Сулу (геосинклиальная котловина) на острова Негрос, Себу и Панай. На северо-востоке бассейн обретен Центральнофилиппинским разломом; юго-восточное обрамление его образовано цепью островов архипелага Сулу, вероятно, отвечающих антиклинорию позднекайнозойской складчатости, северо-западное — островами Палаван (северо-восточная часть) и Каламиан средне-мезозойской складчатости.

Нефтегазоносность бассейна установлена лишь для его северо-восточной центриклинали, на о-ве Себу, где, начиная с 1948 г., выявлены три нефтяных месторождения — Толедо, Алегри, Майя и два газовых — Бого, Барили. Продуктивными являются песчаники миоценового отдела, залегающие на глубине от 200 м (Алегри) до 1200 м (Бого). Месторождения приурочены к линейно ориентированным антиклиналям, вытянутым вдоль острова.

В разрезе бассейна выделяются два структурных этажа: нижний, представленный сильно дислоцированными отложениями мелового возраста, и верхний, выполненный менее дислоцированными породами кайнозойского возраста. Наиболее изученными являются миоценовые продуктивные отложения о-ва Себу. В разрезе их выделяются три толщи пород, разделенные угловыми несогласиями. Нижняя охватывает ранний миоцен, сложена преимущественно известняками (свиты маунтулинг толедо) мощностью около 500 м; средняя — средне- и верхнемиоценовые отложения (свиты мангит и барили) в подошве с мощной (около 600 м) толщей конгломератов, переходящих вверх в песчаники (около 500 м), которые в свою очередь заменяются известняками (около 300 м), и верхняя, представленная известняками и вулканогенным материалом мощностью около 1000 м (свиты барили и каркар). Разрез венчается 50-метровой толщей современного, преимущественно вулканогенного материала.

В Калимантанской центриклинали мощность неогеновых отложений достигает 5000 м; они значительно дислоцированы и сопровождаются на поверхности нефтепроявлениями.

§ 15. Нефтегазоносный бассейн Таранаки

Нефтегазоносный бассейн Таранаки выделяется на западном побережье Северного острова Новой Зеландии от залива Южный Таранаки на юге до мыса Рейндж на крайнем севере острова (рис 89). На северо-

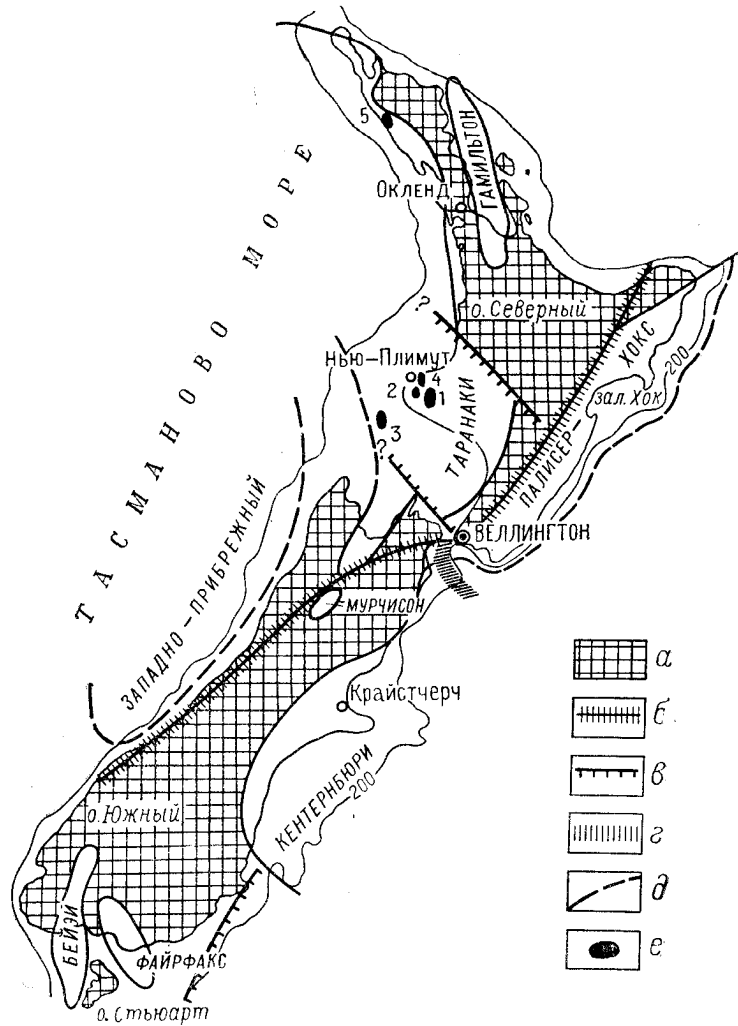


Рис. 89. Нефтегазоносный бассейн Таранаки и потенциально нефтегазоносные бассейны Западно-Прибрежный, Бейей, Файрфакс, Мурчисон, Гамильтон, Палисер-Хокс, Кентернбюри Новой Зеландии

a — антиклинории Новой Зеландии; *b* — Альпийский разлом; *в* — сбросы; *г* — межбассейновое поднятие прол. Кука; *д* — границы бассейнов; *е* — месторождения нефти и газа: 1 — Капуни, 2 — Котуку, 3 — Мауи, 4 — Мотуроа, 5 — Уайманаку

востоке и востоке бассейн обрамлен мезозойским (предпозднемоловым) горным сооружением (Новозеландский антиклинорий) и отделен от него шовной зоной (Альпийский разлом).

На юге бассейн прерывается горными сооружениями провинции Нельсон, сложенными преимущественно палеозойскими, сильно дислоцирован-

ными и метаморфизованными породами, прорванными гранитными интрузиями.

На западе (в Тасмановом море) бассейн сочленяется с юго-восточным продолжением геосинклинальной островной зоны Норфолк.

Бассейн сложен мощной толщей (свыше 7000 м) полого залегающих кайнозойских и несогласно с ними залегающих, более дислоцированных мезозойских терригенных, иногда угленосных (эоцен, палеоцен, юра) пород.

Весь бассейн вертикальными разрывами расчленен на блоки, в приразрывной части которых прослеживаются протяженные антиклинальные зоны.

Нефтегазоносной является антиклинальная зона Мауи, простирающаяся в северо-восточном направлении и ограниченная с северо-запада и юго-востока сравнительно глубокими синклиналями. В пределах этой зоны выявлено пять месторождений: газонефтяные Мотуроа (Нью-Плимут), известное с 1866 г., конденсатногазовое Котуку, открытое в 1906 г., Мауи (1970 г.), Капуни (1959 г.) и Уайманаку. Структуры месторождений представлены хорошо выраженными антиклиналями. Продуктивны песчаники миоцена (месторождение Мотуроа, глубина 20—65 м), эоцена (месторождение Мауи, глубина 2934—3500 м), палеогена (Котуку), эоцена — олигоцена (Капуни, глубина 3086—3660 м). На месторождении Мауи помимо газа получены также конденсат и нефть (тяжелая и легкая); месторождение Капуни является только конденсатногазовым. Для газа его характерно высокое содержание CO_2 (44—45%).

В бассейне ведутся интенсивные нефтепоисковые буровые работы.

§ 16. Южно-Кубинский нефтегазоносный бассейн

Южно-Кубинский бассейн занимает южную равнинную часть о-ва Куба и прилегающую субаквальную часть заливов Ана-Мария и Гуаканаябо. Западное обрамление бассейна образовано выступом кристаллического массива, облекаемым юрскими породами (гора Тринидад). Этот выступ находит свое продолжение на о-ве Пинос и отделен от бассейна сбросом. Последний образует западную границу поперечного Центрального грабена о-ва Куба. В пределах этого грабена выявлены все известные в бассейне нефтяные месторождения (рис. 90).

На крайнем востоке бассейна находится также грабен Кауто северо-восточного простирания, юго-восточный грабенообразующий сброс которого ограничивает бассейн в целом. Соответственно северная граница Южно-Кубинского бассейна имеет сложный контур. На месте грабенов граница его вдается далеко на север. На западе бассейн погружается в Юкатанскую геосинклинальную котловину.

Центральный Кубинский грабен сложен миоценовыми, олигоценовыми, эоценовыми и меловыми отложениями. Нижний отдел последних мощностью до 2800 м сложен вулканогенными породами, залегающими на метаморфических породах юрского и более древнего возраста. Верхний отдел меловой системы образован преимущественно терригенными породами с большим количеством туфового материала. Мощность отложений верхнего мела на юге 1000—2500 м.

Эоценовые отложения представлены внизу (нижний и средний эоцен) терригенными породами с брекчией из обломков карбонатных и кристал-

лических пород (мощность до 1600 м), вверху (верхний эоцен) — карбонатно-терригенными породами мощностью до 185 м. Олигоценевая толща сложена терригенными породами мощностью до 800 м, миоценовая — известняками, глинами и песчаниками мощностью также до 800 м. Весь разрез отложений изобилует перерывами.

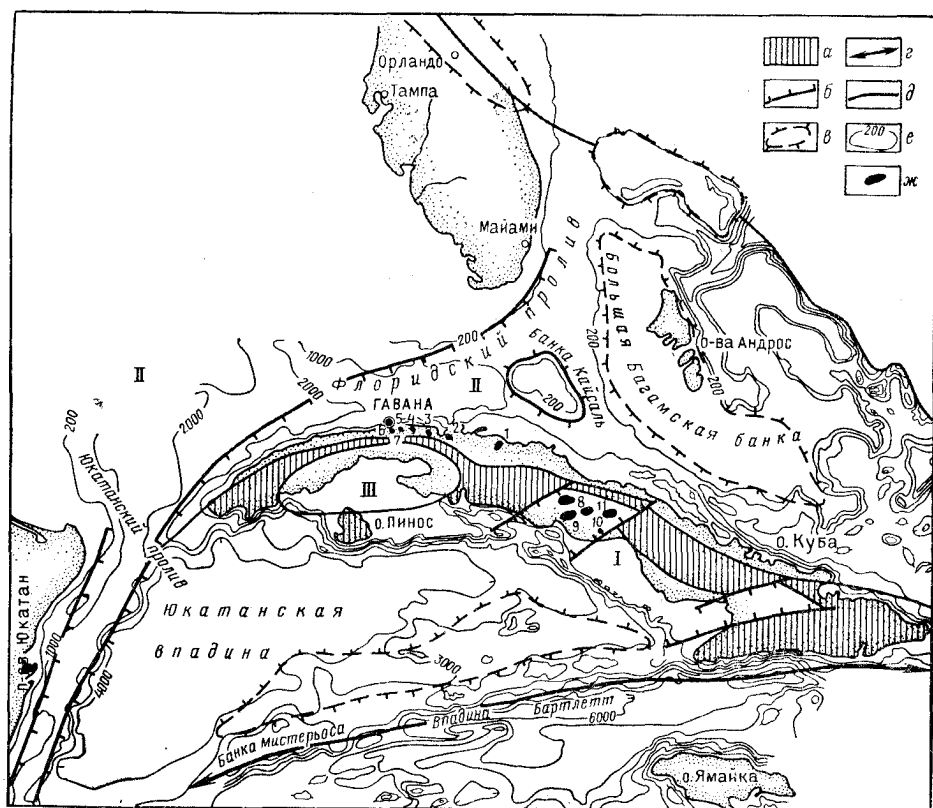


Рис. 90. Нефтегазоносный бассейн Южно-Кубинский (I), кубинская (юго-восточная) часть бассейна Мексиканского залива (II) и Пинар-Рио-ский (III) бассейн Кубинского архипелага

а — Кубинский антиклинорий; б — разломы, сбросы; в — поднятия; г — глубоководный желоб Бартлетт; д — границы бассейна; е — изобаты в м; ж — месторождения нефти: 1 — Мотембо, 2 — Камариоко-Варадеро, 3 — Вока-Харука, 4 — Виа-Бланко, 5 — Гуанабо-Пеньяс Алтас, 6 — Санта-Мария, 7 — Бакурао-Крус-Верде, 8 — Харауэка, 9 — Каталина, 10 — Хатибонико, 11 — Кристалес

Первое нефтяное месторождение в бассейне — Харауэка — было открыто в 1943 г., к 1967 г. были выявлены еще три месторождения (Хатибонико, Каталина, Кристалес). Продуктивны верхнемеловые и нижнеэоценовые отложения. Коллекторы весьма разнообразны: трещиноватые серпентиниты, известняки, песчаники, туфовые породы. Структуры месторождений представлены небольшими брахиантиклиналями. Залежи пластовые сводовые, тектонически и литологически экранированные; расположены в интервале глубин 320—2830 м.

Латерально-гетерогенные нефтегазоносные бассейны (пограничные)

А. СОЧЛЕНЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭПИГЕОСИНКЛИНАЛЬНОГО (ИНВЕРСИОННОГО) И КОНСЕДИМЕНТАЦИОННОГО ОБРАЗОВАНИЯ

Нефтегазоносные бассейны в пограничных впадинах широко распространены на материках. Большая часть их связана с молодыми альпийскими горными сооружениями и прилегающими докембрийскими, реже эпигерцинскими платформами. Менее развиты бассейны, расположенные на стыке герцинских горных сооружений и кембрийских платформ.

В западном полушарии большая часть пограничных бассейнов группируется в меридионально вытянутый пояс, в восточном полушарии, наоборот, большая часть их вытянута в широтном направлении. Всего известно 31 пограничный нефтегазоносный бассейн и 9 потенциально нефтегазоносных бассейнов. На долю пограничных бассейнов приходится свыше 35% всей добычи нефти в мире.

На юге Западной Европы протягивается пояс нефтегазоносных бассейнов, расположенный на сочленении молодых горных сооружений (Балканы, Карпаты, Альпы, Пиренеи) и эпигерцинской докембрийской платформы (на востоке на Украине и в Румынии). Поперечные поднятия различной степени выраженности расчленяют этот пояс на ряд впадин, заключающих *нефтегазоносные бассейны* (с востока на запад): *Предкарпатско-Балканский*, *Северо-Предкарпатский* (часть которого находится на территории Украины) (см. рис. 136), *Предальпийский*, *Аквитанский*.

На территории Иберийского полуострова проходит второй пояс пограничных бассейнов. Он начинается с *Арагонского (Эбро) бассейна*, расположенного на стыке Пиренеев и Иберийской эпигерцинской платформы. На западе перед Каталонскими горами бассейн выклинивается и вновь появляется во впадине, расположенной перед складчатой областью Балеарских островов — *Предбалкарский, или Валенсийский*, нефтегазоносный бассейн. Бассейн такого названия выделяется в связи с открытием в 1970 г. в Валенсийском заливе, южнее г. Ампоста, нефтяного месторождения Ампоста-Марино. Нефтяная залежь заключена в кавернозных доломитах нижнего мела на глубине около 1800 м.

Далее бассейн пограничного типа появляется между Бетийской складчатой областью на юге и Иберийской платформой на севере в долине р. Гвадалквивир (Андалузия). На юго-западе он продолжается в шельфе Кадисского залива, через который он соединяется с *Предрифским (Рарбским) нефтегазоносным бассейном*.

Восточнее Предрифский краевой прогиб продолжается в *Предтельский* краевой прогиб, нефтеносность которого подтверждена открытием в 1947 г. небольшого нефтяного месторождения Уэд-Гетерини (рис. 91).

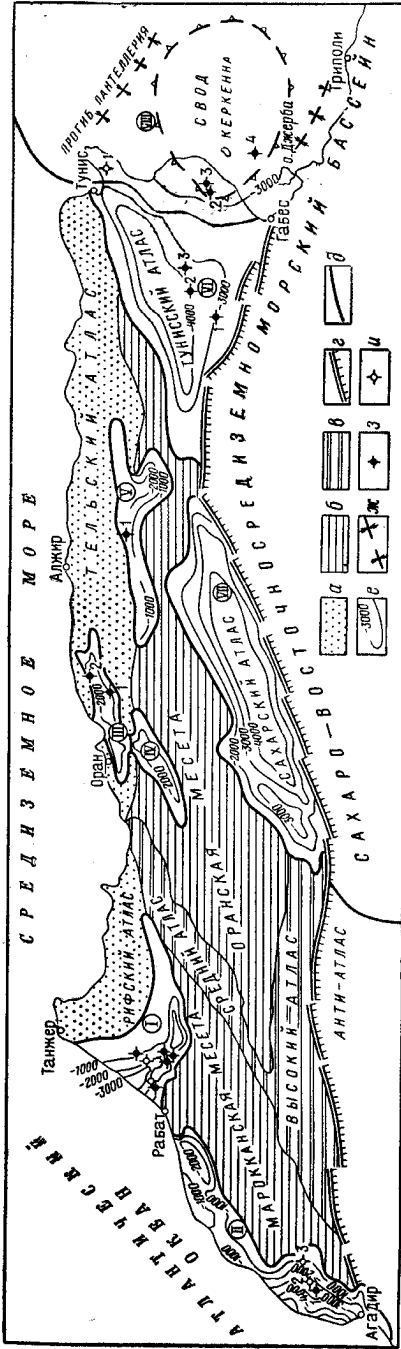


Рис. 91. Нефтегазоносные и потенциально нефтегазоносные бассейны Атласской складчатой области Северо-Западной Африки (В. И. Высоцкий, 1975)

а — Альпийская эпигеосинклинальная складчатая область (Тельский и Рифский Атлас); б — Атласская эпипалеокайская платформа; в — Атласский эпиплатформенный ороген (Высокий и Средний Атлас); г — Южно-Атласский глубинный разлом; д — границы бассейнов; е — схематические изометрические поверхности оснований бассейнов в м; ж — оси прогибов; з — нефтяные, и — газовые бассейны, месторождения: I — префрикская часть Шейфико-Гвдалквинского нефтегазоносного бассейна; II — нефтегазоносный бассейн Туниса-Сус; I — Сиди-Рхалем, 2 — Кешуа; III — нефтегазоносный бассейн Шейфико-Айн-Зейф, 2 — Тлуане; IV — Внутренний потенциально нефтегазоносный бассейн; V — Предельский нефтегазоносный бассейн; I — Уэл-Гетерити; VI — Восточно-Атласский нефтегазоносный бассейн; I — Джебел-Онк, 2 — Тамежидла, 3 — Дулеб-Семлама; VII — Центральноатласский потенциально нефтегазоносный бассейн; VIII — северная (тунасская) часть Сахаро-Средиземноморского нефтегазоносного бассейна (ареал зон Керкена); I — Кап-Бон, 2 — Сиди-эль-Итайем, 3 — Сиди-Бехара, 4 — Аншарт

На месторождении Уэд-Гетерини установлена нефтеносность песчаников лютетского и известняков ипрского ярусов на глубине 300—600 м. Обе залежи находятся в покровной чешуе, подстилаемой автохтоном, представленным миоценовыми отложениями.

На Африканском материке помимо рабской части Предрифско-Гвадалквивирского бассейна и Предтельского бассейна известен еще *Предкапский (Карру) пограничный бассейн*, потенциальный в нефтегазосном отношении. Он расположен на крайнем юге материка перед Капской складчатой системой герцинского возраста.

На юге Западной Европы в Средиземном море может быть выделен перспективный в нефтегазосном отношении *Тирренский бассейн*, расположенный в основном в Тирренской глубоководной котловине, между складчатой системой Апеннинских и Сицилианских гор и выступом герцинского фундамента в островах Корсики, Сардинии и Калабрии.

В пределах Советского Союза выделяется южный пояс молодых пограничных бассейнов, который начинается на западе Предкавказскими нефтегазосными бассейнами — *Азово-Кубанским* на западе и *Среднекаспийским* на востоке (см. рис. 101). Далее на востоке в Средней Азии располагается *нефтегазосный Каракумский бассейн*.

На севере европейской части СССР располагается один из старейших *нефтегазосных бассейнов* — *Тимано-Печорский*.

На востоке Советского Союза выделяется *Предверхоанско-Виллюйский нефтегазосный бассейн* и смежный с ним *Иркутский*. На Дальнем Востоке между материком и о-вом Сахалин заходит своим северным продолжением Татарско-Япономорский нефтегазосный бассейн с месторождениями, расположенными вдоль западного побережья главных Японских островов (см. рис. 109).

Потенциально нефтегазосный бассейн Сучано-Даубихинский (400 × 50 ÷ 100 км) намечается между антиклинорием Сихотэ-Алиня и Уссури-Ханкайским массивом. В пределах бассейна известны многочисленные нефтегазопроявления.

Протяженный пояс пограничных нефтегазосных бассейнов отмечается на юге Азии. Пояс связан с молодой альпийской системой горных сооружений Загроса и Макрана в Малой Азии, Киртар-Сулеймана, Гималаев и Аракан-Йома в Индостане, и с прилегающей частью докембрийской Аравийской и Индостанской платформ. В этом поясе выделяются бассейны: крупный *нефтегазосный Персидского залива (Месопотамский)*, *Индский (Предкиртарсулейманский)* и *Потварский нефтегазосные, Гангский (Предгималайский) потенциально нефтегазосный* и *Бенгальский газосный*.

Из перечисленных бассейнов выделяется огромными запасами нефти бассейн Персидского залива (Месопотамский), являющийся уникальным в этом отношении не только среди однотипных бассейнов, но и среди бассейнов других типов.

Бассейн изучен слабо.

На юго-востоке Азии давно известен небольшой *нефтегазосный бассейн*, расположенный вдоль западного побережья о-ва Тайвань, содержащий: 10 нефтяных и газовых месторождений. На юге о-ва Калимантан известно одно небольшое месторождение Тандьонг (нефтеносны песчаники эоцена), расположенное на складчатом борту небольшого бассейна *Барито*.

В Австралии выделяются три коротких пояса пограничных бассейнов: 1) восточный, расположенный перед герцидским горным сооружением Хантер-Боуэн, включающий бассейны: нефтегазоносный Боуэн-Сурат и потенциально нефтегазоносный Сидней; 2) северный, состоящий из бассейнов: нефтегазоносного Карпентария-Папуа и потенциально нефтегазоносного Арафурского, ограниченных на севере молодым Новогвинейским горным сооружением; 3) южный, представленный двумя небольшими потенциально нефтегазоносными бассейнами Пири-Торренс и Сент-Винсент.

Бассейн Сидней расположен южнее *бассейна Боуэн-Сурат* и отделен от него пологим поперечным поднятием (см. рис. 76).

Из триасовых песчаников в одной из скважин получен небольшой приток газа.

Нефтегазоносный бассейн Карпентария-Папуа своим обширным платформенным склоном подстилает залив Карпентария на севере Австралии, а далее протягивается до горного сооружения Новой Гвинеи, где находится его складчатый борт. В бассейне установлена промышленная нефтегазоносность миоценовых и нижнемеловых отложений.

Арафурский бассейн расположен на крайнем севере Австралийского континента между бассейнами Бонапарте-Галф на западе и Карпентария-Папуа на востоке.

Нефтегазопоисковые работы в бассейне ведутся на островах Ару и в юго-восточной части бассейна.

Потенциально нефтегазоносные бассейны Пири-Торренс и Сент-Винсент представляют собой сравнительно узкие асимметричные прогибы, заключенные между горно-складчатой системой Аделаиды на востоке, с которой они граничат по разрывам, и выходом на поверхность докембрийского фундамента щита Голер (см. рис. 76).

Нефтегазоносность обоих бассейнов не выявлена.

В пределах Северо-Американского континента насчитывается три нефтегазоносных бассейна: наиболее крупный *Западно-Канадский*; небольшой *Сан-Хоакин*, расположенный в Калифорнии; один из старейших бассейнов США — *Предаппалачский*, находящийся на востоке страны. *Возможно нефтегазоносный бассейн* может быть выделен *вдоль восточного побережья Гренландии*, где предполагается древний краевой прогиб с платформенным бортом, расположенным на месте одноименного моря. Прогиб изучен весьма слабо.

В Южной Америке прослеживается пояс пограничных бассейнов, который начинается на севере перед Карибскими Андами в широтном направлении, а далее в субмеридиональном направлении вдоль большей части Кордильеры. От последней бассейны отделены надвигами, наиболее резко выраженными в широтной части, системой взбросов, характерных для средней части, и разломами на юге. Выделяются бассейны: *Ориноцкий*, *Апуре-Баринас*, *Верхнеамазонский*, *Укаяли-Марморе*, *Центрально-предандийский* и *Магелланова пролива*.

Все пограничные бассейны Южной Америки отличаются пониженной газоносностью, даже в пределах платформенной части их.

§ 1. Аквитанский нефтегазоносный бассейн

Аквитанский нефтегазоносный бассейн расположен на юге Франции (рис. 92) и заключен в крупной асимметричной впадине, южная часть которой представлена узким (20 км) предгорным прогибом, отделенным от горного сооружения Пиренеев Большим Северо-Пиренейским

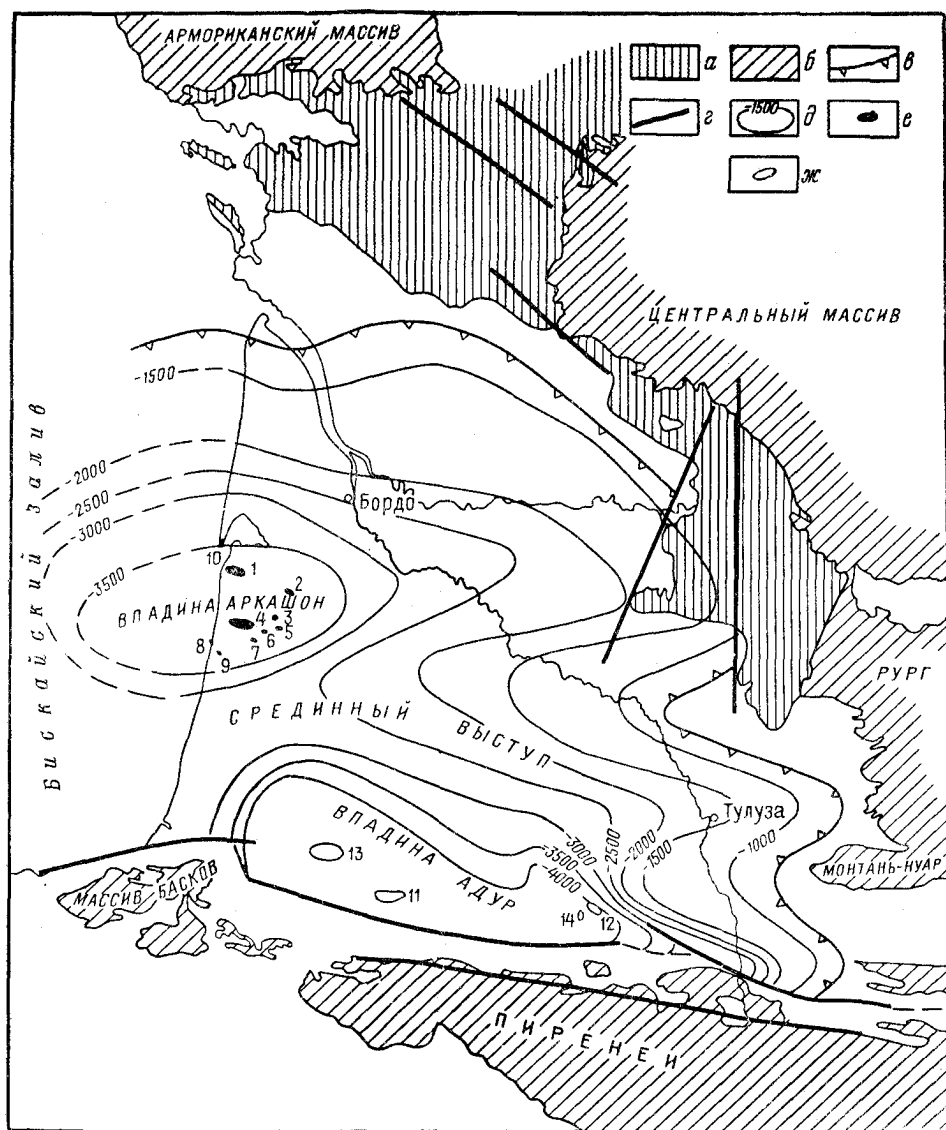


Рис. 92. Аквитанский нефтегазоносный бассейн

а — юрские отложения; б — палеозойские отложения; в — границы бассейна; г — разломы; д — схематические изогипсы кровли фундамента в м; месторождения: е — нефтяные, ж — газовые. Месторождения: 1 — Казо; 2 — Люго; 3 — Мог; 4 — Паренти; 5 — Кабей; 6 — Люка; 7 — Бураш; 8 — Мимизан; 9 — Ла-Жаук; 10 — Лаверн-ла-Тест; 11 — Мейон-Сен-Фо — Пон-д'Ас-Руссе; 12 — Сен-Марсе; 13 — Лак; 14 — Шарль

разломом, а северная, большая часть — широким и пологим склоном эпигерцинской платформы. В строении южной предпиренейской части бассейна принимают участие терригенно-карбонатные отложения мезозойского и палеогенового возраста мощностью свыше 6000 м, из которых более 4000 м приходится на меловые и позднеюрские породы. Для всего разреза в целом характерно большое количество перерывов и присутствие мощных соленосных толщ в триасовых, позднеюрских и неокомских отложениях.

Предпиренейский прогиб осложнен линейно вытянутыми антиклиналями, иногда с соляными ядрами триасового возраста.

Платформенный борт бассейна сложен триасовыми, юрскими, верхнемеловыми, палеогеновыми и неогеновыми образованиями мощностью до 3000 м, выходящими на поверхность в пределах южных и юго-западных склонов Армориканского и Центральнофранцузского кристаллических герцинских массивов. Граница бассейна (северная) проходит здесь примерно по трансгрессивному контакту палеогеновых отложений с меловыми на севере и юрскими на юго-востоке.

Платформенный склон бассейна отделен от Предпиренейского прогиба субшироко вытянутым погребенным поднятием фундамента, протягивающимся от выступа Монтань-Нуар западного склона Центральнофранцузского массива на Тулузу. В пределах выступа в разрезе отсутствуют юрские и нижнемеловые отложения и сокращена мощность вышележащих пород. Срединный выступ обрамлен с юга небольшим прогибом Адур, а с севера — глубоким прогибом Аркашон, протягивающимся почти на 150 км. На западе прогиб Аркашон открывается в Бискайский залив. Прогиб Адур выражен, начиная только с отложений верхнего мела.

Аркашонский прогиб представляет собой синклинали, прослеживающуюся во всем разрезе отложений, а также в фундаменте. На юго-востоке он ограничивается поднятием фундамента Ажен-Монтобан, отходящим от выступа Рург Центральнофранцузского массива и отделенного от него разломом Вильфранш.

Платформенный чехол Аквитанского бассейна осложнен рядом асимметричных равновеликих брахиантиклиналей. Крутые склоны брахиантиклиналей нарушены разрывами.

В Аквитанском бассейне выявлено более 20 месторождений нефти и газа, сконцентрированных в Адурском, Аркашонском и Предпиренейском прогибах. В Адурском прогибе развиты газовые месторождения. Они расположены на южном крыле прогиба и связаны с хорошо выраженными поднятиями брахиантиклинальной формы, нарушенными разрывами. Залежи газа (массивного типа) заключены преимущественно в трещиноватых известняках и доломитах мальма или (и) неокома на глубинах 3500—5100 м (месторождения Лак, Пон-д'Ас-Руссе, Сент-Фост, Мацар, Мейлон и др.).

Наиболее крупным (второе по запасам в зарубежной Европе) и наиболее изученным является месторождение Лак. Оно расположено в 20 км западнее города По и связано с крупным поднятием. С запада на поднятие Лак надвинута разбитая сбросами антиклиналь Сен-Сюзанн и сопряженная с ней синклинали Совлад; на востоке поднятие ограничено зоной нарушения Ортез-Лагор. Скопление газа связано с массивным природным резервуаром, представленным 500-метровой толщей верхней юры и неокома, залегающей на глубинах 3300—4300 м. Коллектор представлен

трещиноватыми известняками и тонкокристаллическими доломитами, перекрытыми мергелями.

Размеры газовой залежи 15×10 км, высота до 500 м. Начальные запасы газа оценивались до 400 млрд. м³.

Газ состоит из метана — 68—69%, тяжелых углеводородов — до 5%, углекислого газа — до 8—9%, азота — до 0,4—0,6% и сероводорода — до 17%. Вместе с газом добывается небольшое количество (25 см³/1000 м³) конденсата плотностью 0,825 г/см³.

На глубине 620—680 м в трещиноватых доломитах и известняках кампанского возраста находится небольшая нефтяная залежь с плотностью нефти 0,921 г/см³.

В Аркашонском прогибе (на северо-западе его) выявлено свыше 40 нефтяных месторождений (Паренти, Казо, Мот, Кабей, Люго, Люка и др.). Месторождения связаны с пологими поднятиями; залежи нефти заключены в альбских (песчаники), аптских (песчаники, известняки, доломиты), неокомских (доломиты, известняки), верхнеюрских (известняки, доломиты) и среднеюрских (известняки, доломиты) отложениях на глубинах 2100—3500 м. На наиболее крупном нефтяном месторождении Паренти в известняках средней юры выявлена также залежь газа.

На северном борту Предпиренейского прогиба в месте его сочленения с Адурским платформенным прогибом выявлены два газовых месторождения — Сен-Марсе и Шарль. Наиболее изучено Сен-Марсе. Месторождение приурочено к антиклинали, хорошо выраженной на поверхности. Сводовая часть антиклинали осложнена тремя поднятиями. С глубиной строение поднятия вследствие внедрения соляного массива приобретает (в поперечном разрезе) веерообразный контур с крыльями, обрезанными сбросами и взбросами. Углы падения на крыльях достигают 70°.

Залежь газа находится в известняковых брекчиях сеноманского возраста на глубине 1450 м. Надзалежная покрывка сложена мергелями сеноманского возраста мощностью до 200 м. Газ содержит метан — 88,8% и тяжелые углеводороды — 8,2%. Небольшие скопления газа имеются в известняках и доломитовой брекчии нижнего лейаса, в тонких слоях песчаников верхнего мела. В среднеюрских доломитах сводовой части купола Сен-Марсе на глубине 1830—1930 м известна небольшая нефтяная залежь.

Аквитанский бассейн представляет пример раздельного размещения зон преимущественно нефтенакпления и газонакпления. Дальний платформенный борт бассейна (северное крыло Аркашонской впадины) является нефтеносным с максимальным для бассейна стратиграфическим диапазоном нефтеносности (альб — доггер) и с залежами нефти, расположенными на уровне нефтегазогенной термокаталитической зоны.

Верхние газовые залежи здесь отсутствуют, что, вероятно, связано с частыми перерывами в осадконакоплении и размывами, сопровождающими формирование палеогеновых и неогеновых отложений.

Адурская впадина, непосредственно примыкающая к складчатому борту бассейна и образующая его ближний платформенный склон, является газоносной. Газоносность здесь ограничивается сверху газоупорными глинистыми породами верхов неокома и нижнего апта. Современная глубина нахождения залежей газа соответствует нефтегазогенной термокаталитической зоне, однако в предмиоценовое время современный газоносный интервал находился не менее чем на 1500 м ниже (мощность

размытых отложений палеогена), т. е. в конденсатногазогенной термокаталитической зоне. Именно в это время образовались газовые залежи в неокомско-юрских отложениях (и нефтяная в кампанских известняках месторождения Лак), которые позднее, в начале миоценового времени, поднялись на уровень, близкий к современному.

§ 2. Предрифско-Гвадалквивирский нефтегазоносный бассейн

Рассматриваемый нефтегазоносный бассейн состоит из двух ветвей — южной, расположенной на крайнем северо-западе Африканского континента (Марокко), и северной — Испанской (Андалузской), соединенных шельфом Примарокканским и Кадисского зал. Марокканская часть бассейна располагается между молодой Рифской складчатой горной системой на севере и выходом герцинского фундамента на юге (Марокканская Месета). С Рифом бассейн граничит через систему пологих надвигов большой горизонтальной амплитуды, с Марокканской Месетой через участок моноклинали, сложенной маломощной толщей осадочных пород (рис. 93).

На востоке бассейн граничит через систему разрывов с эпиplatformенным орогеном Среднего Атласа.

Андалузская ветвь бассейна представляет собой краевой прогиб (Гвадалквивирский) Бетинской (Андалузской) горной системы, отделенный на севере от выступа герцинского фундамента Иберийской Месеты разломом. На востоке, не доходя до Средиземноморского побережья, Гвадалквивирский прогиб выклинивается.

Гвадалквивирский прогиб слагается дислоцированными терригенными породами миоценового возраста, меловыми, юрскими и соленосными триасовыми отложениями платформенного образования. В прогибе известны многочисленные газопроявления, в отдельных неглубоких скважинах были получены небольшие притоки газа; известны также поверхностные нефтепроявления.

Промышленные скопления нефти и газа известны лишь в предрифской части бассейна. Здесь, начиная с 1918 г., открыто 18 месторождений, в том числе два газовых, однако большая часть месторождений выработана и не эксплуатируется.

В строении предрифской части бассейна участвуют породы антропогеновой и неогеновой систем, среднего и нижнего отделов юрской системы и пермского и триасового возраста, залегающие на метаморфических сланцах палеозоя. Общая мощность осадочных отложений не превышает 6000 м, из которых 3000 м приходится на терригенную толщу, охватывающую отложения антропогенового, плиоценового и позднего миоценового возраста. Миоценовые отложения залегают несогласно (и с перерывом) на карбонатно-терригенных породах доггера и лейаса мощностью около 1600 м. Для пермо-триасовых отложений (мощностью до 850 м) характерно развитие среди глин и мергелей эвапоритов и пластовых тел долеритов.

В структуре предрифской части бассейна четко выделяются складчатый борт, образованный сильно сжатыми, наклоненными и осложненными надвиговыми складками, выполненными неогеновыми отложениями, и платформенный борт, сложенный с поверхности полого залегающими молодыми отложениями.

В разрезе платформенного чехла выделяются два структурных этажа — нижний домиоценовый, имеющий блоковое строение, и верхний

неогеновый плеквативного строения. Блоки нижнего этажа образованы за счет пересекающихся разрывов двух направлений: основного, северо-восточного, связанного с формированием эпиплатформенного орогена Среднего Атласа, и поперечного северо-западного, параллельного простиранию дислокаций Рифа. Образованные этими разрывами блоки вытянуты

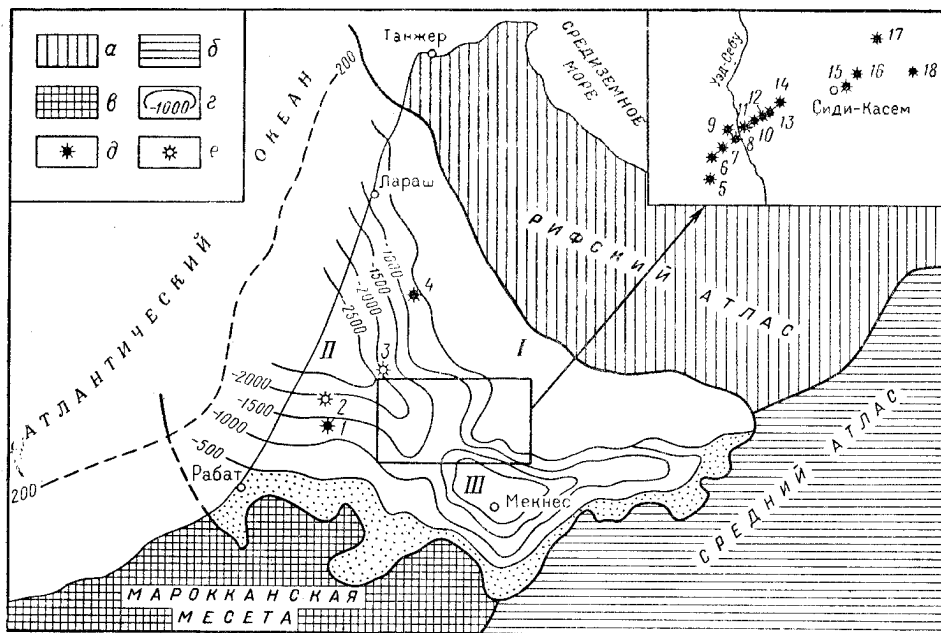


Рис. 93. Предрифская часть Предрифско-Гвадалquivирского нефтегазоносного бассейна

a — альпийская складчатая область — Рифский Атлас; *b* — эпиплатформенный ороген Среднего Атласа; *в* — позднепалеозойский фундамент Марокканской Месеты; *г* — схематические изолинии глубин фундамента в м; месторождения: *д* — нефтяные, *е* — газовые.

Месторождения: 1 — Эль-Мензех; 2 — Каид-эль-Гудлари; 3 — Дуар-Джабар; 4 — Айн-Хамра; 5 — Уэд-Меллах; 6 — Босежур; 7 — Тиссеран; 8 — Блед-эд-Дефаа; 9 — Батон; 10 — Сиди-Фили; 11 — Мерс-эль-Ихarez; 12 — Блед-Эддум; 13 — Блед-Катара; 14 — Блед-Зрар; 15 — Сиди-Касем; 16 — Бу-Драа; 17 — Хариша; 18 — Джебель-Дзельфат.

I — складчатый борт бассейна; платформенный борт: *II* — Рарбская впадина; *III* — Сайская впадина

в северо-восточном направлении и часто надвинуты друг на друга в поперечном направлении.

Неогеновые отложения образуют две впадины — Рарбскую на западе, открывающуюся в Атлантический океан, с мощностью неогеновых отложений до 2500 м, и восточную — Сайскую, небольших размеров, расположенную на юго-востоке.

Нефтегазоносность бассейна начинается с фундамента, где в трещиноватых кварцитах и хлоритовых сланцах, а также в коре выветривания гранитов выявлены небольшие скопления нефти на девяти месторождениях (Батон, Тиссеран, Уэд-Меллах, Сиди-Фили, Блед-Эддум и др.). Выше нефтяные залежи установлены в известняках всех ярусов нижней юры (на шести месторождениях), в песчаниках средней юры (месторождение Хариша) и миоцена (месторождения Хариша и Айн-Хамра). На место-

рождениях Сиди-Фили, Блед-Эддум, Блед-Катара, Блед-Зрар нефтеносными являются два резервуара — палеозойский и нижнеюрский.

Большая часть месторождений нефти бассейна расположена в пределах его платформенного борта на поднятии, разделяющем Рарбскую впадину от Сайской. Они образуют сложно построенную зону нефтенакопления, протягивающуюся в северо-восточном направлении, и связаны с блоками нижнего структурного этажа, сложенными горизонтально, моноклинально или антиклинально изогнутыми породами юрского возраста. В подобных блоках нефтяные залежи ограничиваются разрывами (тектонически экранированные залежи) или срезаются несогласным залегающим миоценовыми отложениями (стратиграфически экранированные залежи, месторождение Сиди-Фили). Массивными или стратиграфически экранированными являются залежи нефти в палеозойском фундаменте (месторождения Батон, Тиссеран, Уэд-Меллах, Сиди-Фили, Блед-Эддум, Блед-Катара и др.).

В Предрифской системе складок месторождения нефти связаны с миоценовыми отложениями, надвинутыми на сложно дислоцированные более древние образования и перекрывающими их.

Два нефтяных (Эль-Мензех, Айн-Хамра) и два газовых (Каид-эль-Гуддари, Дуар-Джабар) месторождения известны в Рарбской впадине, причем месторождение Айн-Хамра находится на границе с Предрифской системой складок.

Все известные в бассейне залежи нефти и газа находятся на глубинах не превышающих 1700 м.

§ 3. Предальпийский нефтегазоносный бассейн

Предальпийский нефтегазоносный бассейн расположен на территории Западной Австрии, южной части ФРГ и Швейцарии, незначительная часть его попадает в пределы Франции (рис. 94). Рассматриваемый бассейн занимает предгорный складчатый прогиб Альп и прилегающую часть Южно-Германской эпигерцинской платформы. Южное обрамление бассейна образовано высокогорными складчатыми сооружениями Центральных и Восточных Альп, северный край которых надвинут на краевой прогиб. Соответственно граница бассейна скрыта под надвигом.

Северо-восточная граница бассейна проходит по системе молодых кулисообразно расположенных разломов герцинского простирания, окаймляющих с юго-запада выступ фундамента Богемского массива. Амплитуда разрывов достигает 1000 м. На крайнем юго-востоке Предальпийский бассейн через узкий пролив сообщается с Северо-Предкарпатским нефтегазоносным бассейном.

Северо-западная граница бассейна на большом протяжении также образована системой молодых разломов рейнского простирания, отделяющих бассейн от выступов фундамента в Оденвальде и Шварцвальде. На юго-западе Предальпийский бассейн клинообразно замыкается на месте сочленения Западных Альп и Юрских гор. На севере граница его следует по поперечному поднятию Шпессарт-Рён, соединяющему выступ Оденвальда с поднятием Тюрингского Леса.

В этих границах длина Предальпийского бассейна составляет около 500 км, ширина 300 км.

Платформенный борт бассейна представляет собой сложно построенную моноклинал, осложненную на севере крупным Франкско-Ансбахским сводом и рядом частных прогибов и сильно нарушенную разнонаправленными разломами, образующими иногда узкие грабены. С поверхности моноклинал сложена на севере и северо-западе триасовыми

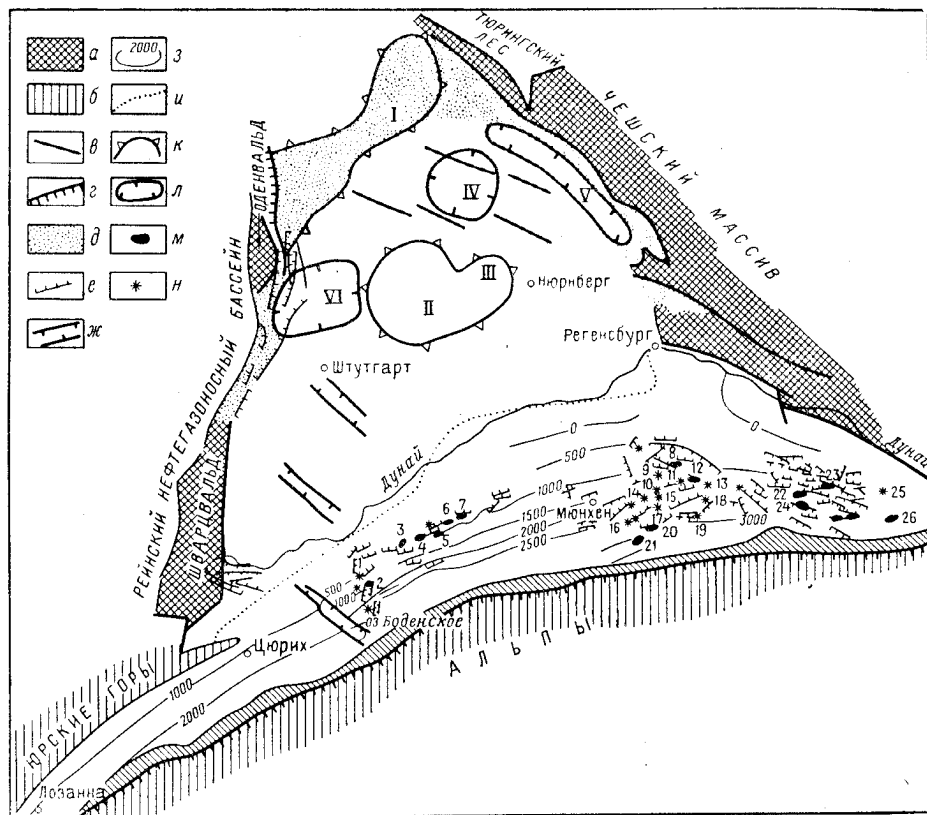


Рис. 94. Предальпийский нефтегазоносный бассейн

a — выступы палеозойского фундамента; *b* — горные сооружения Альп и Юры; *c* — разломы; *d* — Главный альпийский надвиг; *e* — аконсервационная зона; *e* — сбросы; *ж* — грабены; *z* — схематические изолинии глубин подошвы кайнозойских отложений в м; *u* — северная граница распространения моласс; *к* — своды и поднятия; I — Шпессарт-Ренское, II — Франкский, III — Ансбахский; 4 — прогибы; IV — Швейнфуртский, V — Франконского альба, VI — Франкский; месторождения: *m* — нефтяные, *n* — газовые.

Западно-Баварский ареал нефтегазонакопления, месторождения: 1 — Пфулленсдорф, 2 — Фронхофен, 3 — Эливанген, 4 — Менхсрот, 5 — Геймертинген, 6 — Лаубен, 7 — Арлесрид; Восточно-Баварский ареал нефтегазонакопления, месторождения: 8 — Вельден, 9 — Дорфен, 10 — Изен, 11 — Штейнрихен; 12 — Амфинг, 13 — Гендорф, 14 — Анцинг, 15 — Альбахинг, 16 — Вольфсберг, 17 — Моозах, 18 — Одгессен, 19 — Бирванг, 20 — Аслинг, 21 — Хохенрайн; Верхнеавстрийский ареал зон нефтегазонакопления, месторождения: 22 — Кохлер, 23 — Рид, 24 — Пухкирхен, 25 — Велс, 26 — Войтсдорф

образованиями, которые на юге и востоке окаймляются обширными выходами юрских пород. Южнее (за Дунаем) простирается обширное поле развития мощной олигоцен-неогеновой молассы, соответствующее краевому прогибу. В пределах последнего выделяются широкая внешняя (платформенная) часть и узкая (до 25 км) внутренняя (складчатая зона). Сочленение этих частей прогиба происходит через надвиг или флексуру.

Осадочный чехол платформенного склона бассейна начинается с пермской красноцветной толщи конгломератов, песчаников и аргиллитов мощностью до 1000 м, выше которой залегают соленосные породы цехштейна мощностью до 500 м (в том числе мощность соли до 300 м) с базальным пластом конгломерата. В разрезе цехштейна выделяются циклы, известные в соседних нефтегазоносных Тюрингском и Центральноевропейском бассейнах, но с сокращенными мощностями. Триасовые отложения распространены значительно шире пермских, но мощность их также не превышает 1500 м. Нижний и средний ярусы нижнего отдела триаса сложены пестроцветными терригенными породами, верхний (рёт) — пестроцветными соленосными терригенно-карбонатными осадками. Мощность пестрого песчаника достигает 700 м и уменьшается в южном направлении. Среднетриасовые отложения представлены соленосными карбонатными породами мощностью до 270 м, верхнетриасовые — соленосной терригенно-карбонатной толщей мощностью до 450 м. Верхнепермские и триасовые отложения образуют нижний структурный этаж платформенного чехла.

Второй структурный этаж образован отложениями юрского возраста. Верхний отдел системы сложен преимущественно оолитовыми известняками и доломитами, доггер — главным образом терригенными породами, лейяс — песчаниками, мергелями, известняками. Мощность отложений юрской системы 650—800 м.

Терригенно-карбонатные породы мелового возраста мощностью более 1000 м образуют третий структурный этаж, развитый лишь на юго-востоке бассейна.

Меловые отложения перекрываются толщей литотамниевых известняков (с базальными песчаниками) мощностью до 90 м.

Молассовый комплекс, слагающий южную часть бассейна, образован мощной толщей обломочных пород олигоцена, неогена и антропогена мощностью свыше 3500 м.

Складчатый борт бассейна протягивается узкой, не более 20 км, полосой дислоцированных в систему узких глубоких синклиналей, наклоненных на север и разделенных крутыми надвигами. Синклинали сложены аквитанскими и олигоценowymi породами. С юга на них надвинуты сложные чешуи флиша Альп (гельветские покровы).

Узкая складчатая зона прослеживается также на западе перед Юрскими горами.

Нефтегазоносность бассейна выявлена в пределах южной окраины платформенного склона молассового прогиба. Эта часть прогиба осложнена продольными сбросами, не выходящими из палеогеновых отложений, и с плоскостями сбрасывания, наклоненными как на юг (преимущественно), так и на север. Образующиеся при этом горстообразные поднятия и сопровождающие их пологие брахиантиклинали, обычно нарушенные различно ориентированными разрывами, трассируются вдоль склона. Они образуют обычно прерывистые зоны поднятий, объединяющие несколько брахиантиклиналей.

Выявленные месторождения нефти и газа, приуроченные к этим зонам поднятий, группируются в три ареала нефтегазоаккумуляции: Восточно-Баварский, Западно-Баварский и Верхнеавстрийский.

Восточный ареал нефтегазоаккумуляции расположен восточнее Мюнхена. Для его строения характерно залегание триасовых или юрских

отложений непосредственно на кристаллических породах фундамента. В ареале выявлено более 25 месторождений преимущественно газа. Западный ареал меньших размеров, находится западнее Мюнхена между грабенем оз. Боденского на западе и долиной р. Лех на востоке. В его пределах открыто свыше десяти нефтяных и газовых месторождений. В обоих ареалах нефтегазонакопления залежи нефти приурочены к пологим брахиантиклиналям, прижатых к продольным разрывам. Залежи газа обычно пластовые сводовые, залежи нефти — также и тектонически экранированные. В Верхнеавстрийском ареале выявлено несколько нефтяных и одно газовое месторождение.

Нефтегазонасыщенными являются песчаники миоцена (бурдитальского и аквитанского ярусов), олигоцена (хатт, рушсель, латторф), эоцена (песчаники и литотамниевые известняки приабонского яруса), песчаники сеномана, известняки доггера и песчаники триаса.

Нефтегазонасыщенность юрских отложений установлена лишь в Западно-Баварском ареале нефтегазонакопления. Основные запасы нефти и газа сконцентрированы в резервуарах палеогенового возраста. Залежи нефти и газа находятся в интервале глубин 1000—4400 м. Для Восточно-Баварского ареала характерна повышенная газонасыщенность, причем газовые залежи концентрируются преимущественно в миоценовых и олигоценых отложениях, а нефтяные, начиная с глубин 2500 м, в эоценовых и мезозойских породах.

Большая северная и значительная западная платформенная части бассейна в нефтегазонасыщенном отношении не изучены.

Небольшие нефтяные месторождения Тегернзее (давно законченное разработкой; залежь нефти в миоценовых песчаниках) и Мирнау (олигоцен) открыты на складчатом борту бассейна. Начало добычи нефти из месторождения Тегернзее относится к 1833 г., однако промышленная нефтегазонасыщенность Предальпийского бассейна была установлена лишь в 1953 г. с открытием месторождений Амфинг и Изен.

Все месторождения бассейна отличаются небольшими запасами.

§ 4. Северо-Предкарпатский нефтегазонасыщенный бассейн

Северо-Предкарпатский бассейн расположен на месте краевого прогиба Западных Карпат и северной (украинской) части Восточных Карпат и прилегающего склона эпигерцинской платформы. На западе краевой прогиб Западных Карпат через узкий неглубокий пролив между Богемским массивом и Карпатами и Альпами соединяется с Предальпийским бассейном (рис. 95).

Украинская субмеридиональная часть бассейна состоит из складчатого и платформенного бортов. Складчатый борт бассейна сложен миоценовыми (досарматскими) палеогеновыми и меловыми образованиями, дислоцированными в систему сильно сжатых изоклинальных складок, осложненных надвигами и рассеченных поперечными разрывами. Складки группируются в Самборский синклинорий и Бориславско-Покутский антиклинорий, часть последнего перекрыта Береговым надвигом с амплитудой горизонтального перемещения более 15 км. Береговой надвиг состоит из нескольких покровных и надвиговых элементов — скиб: Береговой, Оровской, Сколевской, Мальмантальской и др., из которых первые три являются покровными. Соответственно граница нефтегазонасыщенного бассейна здесь далеко отходит от фронтальной размытой части Берегового

надвига и фиксируется по развитию под аллохтоном миоценовых отложений.

Приподнятые части Бориславско-Покутского антиклинория образуют тектонические «полуокна» в Береговом аллохтоне. Таковыми «полуокнами» являются (с юга на север): Покутское, Майданское и Бориславское. Между

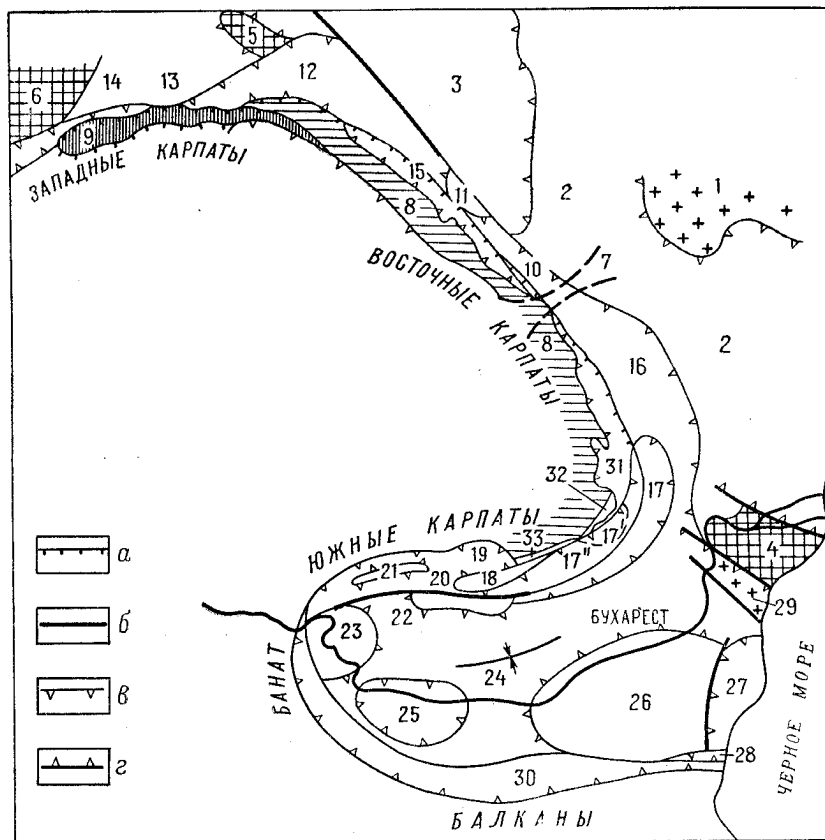


Рис. 95. Обзорная карта Северо-Предкарпатского и Предкарпатско-Балканского нефтегазоносных бассейнов

а — надвиги; б — крупные разломы; в — впадины; г — поднятия.

1 — Украинский кристаллический массив; 2 — склоны Украинского кристаллического массива; 3 — Львовская синеклиза (нефтегазоносный бассейн); 4 — складчатая Добруджа; 5 — Келецко-Сандомирское складчатое сооружение; 6 — Судетская складчатая область; 7 — Буковинское поперечное поднятие; 8 — зона скив; 9 — Силезская и Подсилезская зоны;

Северо-Предкарпатский нефтегазоносный бассейн: платформенный борт: 10 — Косовская впадина, 11 — Ивано-Франковское поперечное поднятие, 12 — Угерско-Мелецкая впадина, 13 — Краковское поперечное поднятие, 14 — Моравская впадина; складчатый борт: 15 — Самборский синклиорий и Бориславско-Покутский антиклинорий.

Предкарпатско-Балканский нефтегазоносный бассейн: 16 — Пруто-Серетский платформенный борт: 17 — Плюештинско-Фоншанская впадина (17' — Бузууское поднятие, 17'' — зона соляной складчатости), 18 — Питештинское поднятие, 19 — Северо-Питештинский прогиб, 20 — Гетский прогиб, 21 — Жиу-Олтинские дислокации, 22 — Опташко-Слатинское поднятие, 23 — Стрехайское поднятие, 24 — Рошиорский прогиб, 25 — Ломская впадина, 26 — Северо-Болгарское поднятие, 27 — Варненская впадина, 28 — Нижнекамчийский прогиб, 29 — Южно-Добруджинский выступ фундамента, 30 — Предбалканская зона активизированной платформы; складчатый борт: 31 — Бухушская впадина и Мойнештинско-Ойтузская зона, 32 — поднятие Валсни, 33 — Кымпинская впадина

«полуокнами» находятся погруженные части Бориславско-Покутского антиклинория.

Меловые отложения складчатого борта бассейна сложены ритмичным чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов, реже мергелей и известняков. Эта флишевая серия (стрийская) мощностью более 1000 м охватывает турон — даний.

Палеогеновые отложения начинаются с массивных песчаников палеоцен-раннеэоценового возраста мощностью до 150 м (ямненская свита). Остальная часть эоцена расчленяется на три свиты: манявскую, пасечно-выгодскую и бистрицкую. Первая и последняя свиты сложены ритмичным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов, мощностью каждая до 250 м. Пасечно-выгодская свита состоит из массивных песчаников (выгодских) с прослоями аргиллитов, которые северо-западнее и северо-восточнее замещаются известняками (пасечнянскими) с прослоями песчаников и аргиллитов. Мощность пасечно-выгодской свиты не превышает 300 м.

Олигоценый отдел выделяется под названием менилитовой серии. Она расчленяется на три свиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижнеменилитовая свита (мощность около 280 м) сложена переслаиванием черных сланцев, аргиллитов и песчаников, в средней части которых находится толща песчаников клива (мощность до 90 м), а в подошве — пачка нижних роговиков с тонкими прослоями окремнелых аргиллитов (менилитовые сланцы) и листоватых сланцев (дизодиловые сланцы). Мощность нижнеменилитовой свиты до 300 м. Среднеменилитовая свита (лопянецкая) состоит из аргиллитов, переслаивающихся с песчаниками и дизодиловыми сланцами. Мощность свиты около 200 м. Верхнеменилитовая свита мощностью до 1500 м представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников, реже мергелей. В кровле свиты известны туфы, туффиты, туфогенные аргиллиты.

Верхнеменилитовая и среднеменилитовая свиты известны только в средней части складчатого борта бассейна. На северо-западе и юго-востоке они не выделяются.

Миоценовые отложения складчатого борта бассейна начинаются с мощных соленосных отложений аквитанского яруса, которые выше сменяются пестроцветными породами бурдигальского яруса мощностью до 2500 м. Гельветские отложения представлены уже сероцветными песчано-глинистыми породами. Для разреза терригенных пород тортонна характерна пачка гипс-ангидритовых пород тирасской свиты. Песчано-глинистые отложения верхнего тортонна и сармата ограничено распространены на складчатом борту бассейна.

На юго-востоке Предкарпатский прогиб осложнен поперечным Буковинским поднятием, на месте которого складчатый борт бассейна выклинивается и платформенный борт вплотную подходит к горно-складчатым Карпатам. Это поднятие отделяет Северо-Предкарпатский бассейн от Предкарпатско-Балканского.

На западе складчатый борт прогиба полностью скрыт под надвигом Западных Карпат (Жданицко-Силезским на западе, Силезским в средней части и Скольским на востоке), амплитуда которого достигает 16 км.

Платформенный борт бассейна сложен палеозойскими, мезозойскими и миоценовыми породами.

На западе палеозойские отложения образуют складчатое основание платформенного борта бассейна. От кембрия до нижнего девона включительно разрез представлен преимущественно терригенными породами,

выше — преимущественно карбонатными породами. Мощность палеозойских отложений свыше 2000 м, причем большая часть ее приходится на отложения среднего и верхнего палеозоя. Палеозойские образования сильно дислоцированы и рассечены на ряд блоков. Поверхность их сильно размыта и перекрыта полого залегающими мезозойскими и кайнозойскими отложениями.

Мезозойские отложения начинаются с триасовой системы и представлены внизу и сверху (нижний и верхний отдел) пестроцветными терригенными породами с редкими прослоями известняков, доломитов, гипсов в верхнем отделе. Средний отдел сложен известняками и мергелями со слоями ангидритов. Мощность триаса не превышает 500 м, причем нижний отдел его местами отсутствует.

Юрские отложения развиты в пределах всего платформенного борта бассейна. В широтной (польской) части борта юрские отложения начинаются с маломощной толщи (до 70 м) пестроцветных терригенных пород лейаса, которые отсутствуют в украинской части бассейна. Среднеюрские отложения наиболее полно представлены в украинской части бассейна, где они характеризуются мощностью до 500 м и сложены пестроцветными терригенными породами. Верхнеюрские отложения образованы преимущественно карбонатными породами, причем в украинской части бассейна оксфордский и келловейский ярусы сложены в значительной части рифовыми образованиями, в польской части в оксфордских отложениях развиты сульфатные образования, а в келловейских — красноцветные известняки. Мощность верхнеюрских отложений в польской части бассейна составляет 1640 м, в украинской сильно изменчива, максимальная — 1500 м.

Меловая система на платформенном борту бассейна представлена только верхним отделом. В широтной части склона меловые отложения развиты лишь на востоке и мощность их не превышает 700 м. В субмеридиональной части мощность меловых отложений более 800 м. Для состава меловых отложений характерно преобладание карбонатных пород над терригенными.

Размытая поверхность меловых отложений платформенного борта бассейна перекрывается торгонскими отложениями. Мощность последних в польской ветви не превышает 350 м, а в украинской части увеличивается до 2000 м. Торгонские отложения представлены преимущественно глинами с редкими прослоями песчаников, иногда конгломератов, гравелитов.

Для опольской (богородчанской) свиты характерны мергели и литотамниевые известняки.

Разрез миоценовых отложений завершается мощной (до 3500 м) песчано-глинистой толщей раннесарматского возраста (дашавская свита на Украине и волынские слои в Польше), залегающей с разрывом на торгонских породах. Для дашавской свиты характерны пласты бурых углей, для волынских слоев — прослой раковинных конгломератов.

Нефтегазоносность Северо-Предкарпатского бассейна связана с отложениями всего фанерозоя; основные запасы нефти связаны с палеогеновыми отложениями, а газа — с миоценовыми, меловыми и юрскими породами.

Характерно раздельное размещение нефти и газа — нефтяные залежи размещены на складчатом борту бассейна и приурочены преимущественно к природным резервуарам палеогенового, в меньшей степени раннемиоценового и мелового возраста, газовые скопления — к платформенному

борту и связаны с отложениями миоценового, мезозойского, в меньшей степени палеозойского возраста.

На складчатом борту бассейна нефтеносными являются песчаники и алевролиты поляницкой свиты, менилитовой серии, быстрицкой, выгодской, манявской и ямненской свит. Максимальное количество нефти

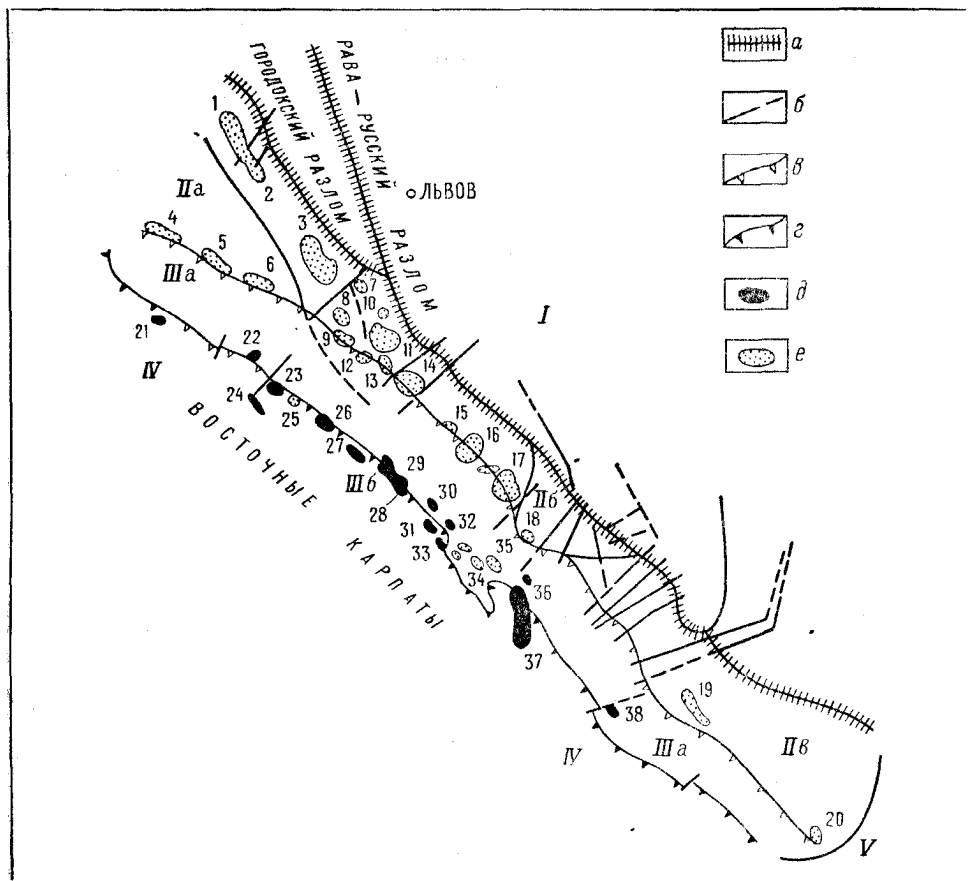


Рис. 96. Северо-Предкарпатский нефтегазоносный бассейн. Предвосточнокарпатская часть

a — разломы; *b* — сбросы; *c* — фронтальная линия Стебникского надвига; *г* — фронтальная линия; *d* — нефтяные и газонефтяные, *e* — газовые.

I — Львовский нефтегазоносный бассейн; платформенный склон Северо-Предкарпатского бассейна; *IIa* — юго-восточная часть Угерско-Мелецкой впадины, *IIb* — Ивано-Франковское поднятие, *IIIa* — Косовская впадина; складчатый борт бассейна Северо-Предкарпатского бассейна; *IIIa* — Самборский синклиниорий, *IIIb* — Бориславско-Покутский антиклинорий; *IV* — межбассейновое поднятие зоны скиб; *V* — Буковинское поперечное поднятие.

Рудки-Любачувская зона нефтегазонакопления, месторождения: 1 — Кохановское, 2 — Свидницкое, 3 — Рудковское, 7 — Малогорожанское, 8 — Медыничское, 10 — Северо-Бильче-Волицкое, 11 — Бильче-Волицкое; *Дашавская зона газонакопления*, месторождения: 4 — Ходновичское, 5 — Садковичское, 6 — Пынянское, 9 — Опары, 12 — Кавское, 13 — Угерское, 14 — Дашава, 15 — Болоховское, 16 — Кадобнянское, 17 — Грыновское, 18 — Богородчанское; *Косовская зона газонакопления*, месторождения: 19 — Косовское, 20 — Красноильское; *Бориславско-Покутский ареал зон нефтегазонакопления*, месторождения: 22 — Нагуевичко, 23 — Бориславское, 25 — Иванковское, 28 — Оров-Уличанское, 27 — Стыновское, 28 — Долинское, 29 — Северо-Долинское, 30 — Струтыцкое, 31 — Спасское, 32 — Ольховское, 33 — Рышнянское, 34 — Росильянское, 35 — Космачское, 36 — Гвиздецкое, 37 — Битковское, 38 — Космач-Покутское; *межбассейновое поднятие зоны скиб*, месторождения: 21 — Стрельбичское, 24 — Сходницкое

сконцентрировано в олигоцене, второе место занимает эоцен. Месторождения нефти складчатого борта группируются в Бориславско-Покутский

ареал зон, состоящий из семи наклоненных, иногда лежащих антиклинальных зон, подсеченных надвигами и разделенных поперечными разрывами (рис. 96). Благодаря этому брахиантиклинальные части антиклинальных зон, заключающие месторождения нефти, находятся в различных блоках, смещенных в поперечном направлении. Крайние юго-западные (внутренние, или бориславские) расположены уступами, разделенными надвигами. Зоны образуют складчатые этажи. Всего намечается три этажа. Все они находятся под фронтальной частью Берегового покрова или на месте тектонических «полуокон». Месторождения, расположенные на месте «полуокон» или вблизи них, отличаются небольшими запасами нефти, в то время как месторождения, перекрытые Береговым надвигом, являются более крупными, что позволяет рассматривать Береговой покров как консервационную покрывку.

В Бориславско-Покутском ареале известно более 15 нефтяных месторождений.

Структура Бориславского месторождения представляет собой лежащую антиклиналь с нижним крылом, подсеченным пологим надвигом. Нефтеносны песчаники поляницкой свиты, менилитовой серии, быстрицкой, выгодской, манявской и яменской свит, однако основной продуктивный пласт — бориславский песчаник — находится в кровле быстрицкой свиты. Залежи нефти пластовые сводовые, нарушенные разрывами. Срезанное, поднадвиговое крыло антиклинали также является нефтеносным. В отложениях эоцена и олигоцена здесь имеется несколько тектонически экранированных залежей.

Залежи нефти Бориславского месторождения находятся в интервале глубин 900—2300 м.

Месторождение Битков состоит из трех брахиантиклиналей, расположенных уступами, с увеличивающимся с глубиной наклоном, в результате чего наиболее глубокая брахиантиклиналь опрокинута. В Битковском месторождении, как и в Долинском, можно проследить следующий ряд залежей: наверху (олигоцен) — нефтяные залежи с различными по составу нефтями, внизу (эоцен) — конденсатногазовые залежи. Нефть Бориславско-Покутского ареала сингенетична заключающим ее отложениям, что позволяет различать нефти различного уровня образования (см. табл. 9).

Меловые отложения (стрыйская серия) нефтеносны лишь на двух месторождениях (Космач, Слобода). Несколько нефтяных залежей с большими запасами нефти в палеогеновых и верхнемеловых отложениях выявлены в Береговой и Оровской скибах Берегового надвига (месторождения Стрельбичи, Воля-Блажевская, Мириам и др.).

Газовые скопления платформенного борта бассейна протягиваются вдоль всего борта, от его крайней западной (моравской) части до Буковинского поперечного поднятия.

Палеозойские отложения газоносны лишь в широтной части склона, где они сильно дислоцированы, и образуют складчатое основание бассейна. Газ получен на месторождениях Цетыня (из кембрия), Нивиска (из девона) и Маркловице (из нижнего карбона).

Мезозойские и миоценовые отложения продуктивны в пределах всего платформенного склона бассейна. Характер распределения мощностей тортонских и сарматских отложений позволяет выделить в пределах платформенного склона по простиранию его три впадины: Моравскую, Угерско-Мелецкую и Косовскую.

Моравская впадина расположена на крайнем западе и наложена на Верхнесилезский каменноугольный прогиб. На известных здесь небольших локальных поднятиях выявлено четыре газовых месторождения, образующих Моравский ареал зон газонакопления: Маркловице, где газonosны каменноугольные отложения на глубине 300 м, Дембовец,

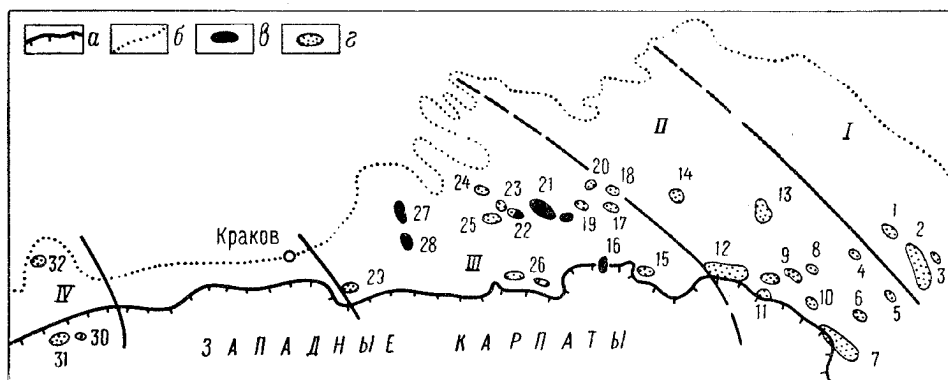


Рис. 97. Северо-Предкарпатский нефтегазосный бассейн. Предзападнокарпатская часть
a — фронтальная часть надвига Западных Карпат; *б* — северная граница распространения мощных отложений; месторождения: *б* — нефти, *г* — газа.
 I — Рудки-Любачувская зона нефтегазонакопления, месторождения: 1 — Ушковце, 2 — Любачув, 3 — Цетяня; II — Ярославский ареал зон газонакопления, месторождения: 4 — Воля-Рышкова, 5 — Залазье, 6 — Заломбровье, 7 — Яксмайце-Шемьсль, 8 — Ярослав, 9 — Мироцин, 10 — Рокетница-Прухник, 11 — Каньчуга, 12 — Альбигова, 13 — Жольяня-Лежайск, 14 — Воля-Ранижовская; III — Мелешкий ареал зон нефтегазонакопления, месторождения: 15 — Сендзжув, 16 — Дембца, 17 — Нивиска, 18 — Тшесник, 19 — Войслав, 20 — Смочка, 21 — Партыня, 22 — Домброва-Тарновска, 23 — Сважув, 24 — Менджехув, 25 — Жабно, 26 — Ладна, 27 — Плавовице, 28 — Гробла, 29 — Бохня; IV — Моравский ареал зон газонакопления, месторождения: 30 — Погуж, 31 — Дембовец, 32 — Маркловице

Погуж и Жуков, в которых газ заключен в песчаниках тортонского возраста.

На востоке Моравская впадина ограничена Краковским поперечным поднятием, восточнее которого простирается крупная Угерско-Мелецкая впадина. Максимальная мощность (4500 м) тортонских и нижнесарматских отложений во впадине приходится на восточную, угерскую, часть ее. Впадина рассечена рядом разрывов северо-западного простираня, расчленяющих ее на ряд блоков. В средней части впадины выделяется Крукеничский блок, в пределах которого тортонские отложения залегают непосредственно на докембрийских (Лежайский погребенный массив, Келецко-Сандомирские дислокации).

Угерско-Мелецкая впадина содержит свыше 20 газовых и шести нефтяных месторождений (рис. 97).

В субмеридиональной (угерской) части впадины газовые месторождения группируются в две антиклинальные разновеликие зоны.

1. Дашавская зона газонакопления содержит группу чисто газовых месторождений (Ходновичи, Садковичи, Пынянское, Опары, Угерско, Дашава, Кадобно и др.), прилегающих с северо-востока к фронту Стебникского надвига и частично перекрытых им; газonosны нижнесарматские, тортонские и верхнемеловые отложения.

2. Рудки-Любачувская зона нефтегазонакопления расположена северо-восточнее первой и содержит залежи газа, реже нефти в песчаниках

нижнего сармата, сенона и известняках верхней юры (месторождения газа Любачув, Рудки, Медыничы, газонефтяное Кохановка, нефтяное Судово-Вишнянское).

В широтной, мелецкой, части Угерско-Мелецкой впадины газовые и нефтяные месторождения трудно объединить в линейные (антиклинальные) зоны. Намечается слабая тенденция группировки месторождений в северо-западном направлении, в то время как на востоке они группируются в Восточно-Карпатском направлении.

В мелецкой части впадины по фазовому составу углеводородов и возрасту природных резервуаров можно выделить два ареала: восточный, или ярославский, и западный, или мелецкий.

Ярославский ареал является чисто газоносным и на юго-востоке сливается с Дашавской зоной. Газоносность связана с отложениями сарматского и тортонского возраста, залегающими на рифейских породах Лежайского массива. Здесь находятся месторождения Каньчуга, Мироция, Ярослав, Воля-Рышкова и др.

Мелецкий ареал содержит как газовые, так и газонефтяные и нефтяные месторождения. Продуктивными являются отложения нижнего мела (месторождения Сважув — газовое, Гробла, Плаволице — нефтяные и др.) или нижней юры (Партыня, Гробла, Домброва-Гарновска — нефть и др.).

Угерско-Мелецкая впадина на юго-востоке отделяется от Косовской Ивано-Франковским поперечным поднятием, ограниченным с северо-запада и юго-востока сбросами (Ходоровским и Испасским).

Косовская впадина образует наиболее юго-восточную часть платформенного склона Северо-Предкарпатского бассейна. Во впадине известно Косовское и Красноильское газовые месторождения с продуктивными песчаниками в сармате и верхнем тортоне.

Структурные формы месторождений нефти и газа платформенного склона бассейна представляют собой пологие брахиантиклинали, осложненные сбросами.

Структурный облик поднятий в значительной степени определен расчлененным рельефом поверхности меловых отложений, выступы которых облекаются миоценовыми породами. Эрозионные выступы, сложенные меловыми или юрскими осадками, обычно содержат массивные, наиболее крупные скопления, в вышезалегающих миоценовых отложениях находятся пластовые сводовые залежи. Глубина залегания газовых и нефтяных залежей не превышает 2000 м.

§ 5. Предкарпатско-Балканский нефтегазоносный бассейн

Предкарпатско-Балканский бассейн заключен в крупной впадине, расположенной между Карпатско-Балканской складчатой системой на западе и юге, складчатым сооружением Добруджи на востоке и юго-западным склоном прилегающей части Восточно-Европейской докембрийской платформы на северо-востоке. На небольшом участке между Добруджей и Балканами бассейн открывается в Черное море, где граница бассейна проводится неуверенно (см. рис. 95).

На севере бассейн отделяется от смежного Северо-Предкарпатского Буковинским поперечным поднятием.

В этих пределах Предкарпатско-Балканский бассейн состоит из следующих основных структурных элементов со своими особенностями

распределения нефтегазоносности и условий залегания скоплений нефти и газа:

1) складчатого борта краевого прогиба Восточных Карпат, или Бухушской впадины в субмеридиональной части Восточных Карпат; в широтной части Восточных Карпат складчатый борт прогиба продольным поднятием Валени-Питешти разделяется на две ветви — Кымпинскую на севере и Плоештинскую на юге;

2) платформенного склона краевого прогиба (Пруто-Серетского) субмеридиональной части Восточных Карпат; Пруто-Серетский, или Молдавский, склон отделен от Бухушской впадины Срединным поднятием;

3) Плоештинско-Фокшанской впадины, расположенной на месте прогиба субмеридионального направления Восточных Карпат на почти широтное;

4) молодой Карпатско-Балканской впадины, наложенной на эпибайкальскую плиту.

Нефтегазоносность бассейна охватывает отложения мезозойского и кайнозойского возраста.

Бухушская впадина выполнена меловыми, палеогеновыми и миоценовыми (дотортонскими) отложениями. Мощность образований мелового возраста свыше 1000 м, представлены они терригенными породами, в которых маломощные пласты известняков появляются лишь в сеноне (свита хангу).

Палеоценовые и эоценовые отложения слагаются внизу базальными конгломератами, сменяющимися выше песчаниками, алевролитами и известняками мощностью до 80 м (слои пята-стрею) палеоцен-раннеэоценового возраста. Средний эоцен (свита кашин, грешу на юге) представлен преимущественно известняками с прослоями алевролитов и глин мощностью 350—700 м.

Эоценовые отложения завершаются свитой бисерикани, состоящей из чередующихся пластов глин, аргиллитов и алевролитов с иероглифами, реже песчаников.

Олигоценый отдел представлен мощной менилитовой серией, характеризующейся развитием кремнистых менилитовых и битуминозных дизидиловых сланцев с прослоями песчаников (квива). По соотношению этих пород серия расчленяется на ряд свит общей мощностью около 800 м.

Миоценовые отложения начинаются с соленосной и гипсоносной толщи аквитанского возраста, залегающей с несогласием на олигоценовых породах. В толще наблюдаются многочисленные включения экзотических обломков, до глыб включительно, из пород различного состава и возраста. Мощность аквитанского яруса достигает 700 м.

Бурдигальские отложения представлены характерной толщиной конгломератов и песчаников мощностью до 1000 м.

Отложения гельветского яруса характеризуются мощностью свыше 4000 м и расчленяются на пять свит (сверху вниз): кымпени, подурь, канавчатых алевролитов, перкиу и тецкани. Свиты насыщены гипсами. В составе свит кымпени (мощность до 1600 м) и тецкани (до 700 м) большую роль играют пестроцветные породы.

На южном окончании Бухушской впадины гельветские отложения покрываются тортонскими. Наиболее полный разрез последних включает свиты (снизу вверх): глобигериновую мощностью до 350 м, сложенную мощными пластами цинерита с прослоями глинистого туфа, с глобигери-

нами; соленосную космина, состоящую из спаянных различных размеров кусков каменной соли и обломков пород гельветских и более древних пород общей мощностью до 350 м; радиоляриевую — аргиллитовую мощностью 80—300 м и спириалисовую — песчано-глинистую мощностью 30—300 м.

Бухушская впадина представляет собой синклинорий, образованный системой сильно сжатых, линейно вытянутых и наклоненных на восток складок. Наиболее резко складки выражены вдоль западного борта впадины, где они сильно сближены и надвинуты друг на друга. В ядрах их выходят палеогеновые, реже меловые отложения.

Складки группируются здесь в краевую антиклинальную зону. Значительная часть этой зоны перекрыта Краевым надвигом с амплитудой горизонтального перемещения более 15 км.

В пределах Краевого надвига представляется возможным выделить пять разрывов с увеличивающейся с запада на восток горизонтальной амплитудой перемещения. Соответственно изменяется и положение плоскостей разрывов — от крутых на западе до пологих, почти горизонтальных на востоке. Поэтому наиболее западный разрыв представляет собой взброс, следующий надвиг и последние три — покровы. Крайний покровный элемент получил название Таркэу, или Краевого, следующий за ними на запад — покров Тазлау. Краевой надвиг сопровождается тектоническими «полуокнами», образовавшимися на месте приподнятого залегания Краевой антиклинальной зоны.

Тектонические «полуокна» оконтурены с запада, юга и севера надвинутой частью зоны Краевого надвига, а на востоке открываются в сторону миоценовых отложений.

Всего выделяется четыре крупных тектонических «полуокна» (с юга на север): Путна, Ойтуз, Пятра-Нямц и Покутско-Сучьевское.

Вдоль восточного края Бухушской впадины проходит Срединное поднятие. Оно состоит из двух крупных антиклиналей — Плешу-Нямц на севере и Пиетричика на юге. Обе антиклинали находятся на одной антиклинальной линии. Срединное поднятие Плешу-Пиетричика расположено на границе складчатого и платформенного бортов Краевого прогиба и ограничено с востока надвигом.

Южнее долины р. Тротуш Срединное поднятие и Краевой надвиг Карпат скрываются под плиоценовыми отложениями Плоештинско-Фокшанской впадины.

Нефтегазоносность складчатого борта связана главным образом с песчаниками олигоценного возраста. В небольших залежах двух месторождений нефтеносны также гельветские песчаники линзовидного строения.

Выделяются ареал зон нефтегазонакопления — Мойнештинско-Ойтузский, расположенный на месте Краевой антиклинальной зоны, Тецканинская и Кашинская зоны соответствующие средней (на оси) части Бухушской впадины.

Мойнештинско-Ойтузский ареал содержит нефтяные месторождения в поднадвиговых антиклиналях (автохтон) Краевого надвига и на месте поднятых участков автохтона — тектонических «полуокон». Наиболее крупные месторождения приурочены к седловидному прогибу, заключенному между приподнятыми массивами (в тектонических «полуокнах») Пятра-Нямц и Ойтуз: крупное месторождение нефти Фоале-Мойнешти

и менее значительные месторождения Земеш-Чилиоя, Станешти-Солонц. На Ойтузском поднятии известны месторождения Слэник и Хэрестрау, в Северо-Путнинской седловине — Леша (рис. 98).

Мойнештинско-Ойтузский ареал является структурно-генетическим аналогом Бориславско-Покутской зоны смежного Северо-Предкарпатского бассейна.

Нефть здесь является сингенетичной вмещающим породам. Ее свойства хорошо согласуются с условиями ее образования и современного залегания (см. табл. 14).

Тецканинская зона приурочена к одноименной антиклинальной линии, в пределах которой известны два нефтяных месторождения — Тецкани и Кымпени, в Кашинской зоне выявлено также два нефтяных месторождения: Кашин и Кымпури.

Структуры месторождений представляют небольшие, круто наклоненные на восток брахиантиклинали, нарушенные сбросами. Залежи нефти заключены в отложениях гельветского возраста.

Пруто-Серетский платформенный борт бассейна на севере сложен с поверхности сарматскими осадками, состоящими преимущественно из кластических пород от алевролитов до конгломератов с редкими прослоями известняков и глин общей мощностью до 1500 м. Сарматские отложения залегают на маломощной (несколько десятков метров) толще тортона. На юге Пруто-Серетского склона сарматские отложения перекрываются мезотическими слоями мощностью до 150 м, представленными песчано-глинистыми породами, выше переходящими в толщу песков, реже глин дакийского яруса мощностью около 100 м.

Под миоценовыми отложениями платформенного склона залегают верхнемеловые терригенно-карбонатные породы мощностью около 150 м или юрские, представленные внизу битуминозными глинами лейаса, песчано-глинистыми породами доггера и известняками мальма с максимальной мощностью на юге около 1500 м.

В отдельных скважинах вскрыты также палеозойские отложения. Выделены кембрийские, ордовикские, силурийские и нижнедевонские отложения преимущественно терригенного состава.

Платформенный борт представляет собой моноклинали, погружающуюся по системе ступенчатых сбросов на запад к Срединному поднятию. На юге перед Добруджей он осложнен впадиной (Бырладской), заполненной мощной толщей юрских (свыше 2500 м) и триасовых отложений, перекрытых субгоризонтально залегающими меловыми и более молодыми породами.

На крайнем юге Пруто-Серетский платформенный борт перекрывается плиоценовыми отложениями восточного крыла Плоештинско-Фокшанской впадины.

В пределах Пруто-Серетского склона бассейна установлена газоносность сарматских и тортонских отложений. Выявлена крупная Роман-Сакуенинская зона газонакопления моноклинали, осложненной сбросами, структурными террасами и носами. Несколько нефтяных месторождений открыто на северном погружении Добруджи и в Бырладской впадине.

Кымпинская впадина складчатого борта широтной части Восточных Карпат состоит из нескольких узких, наклоненных (по нижнемиоценовым отложениям) на юг синклиналей.

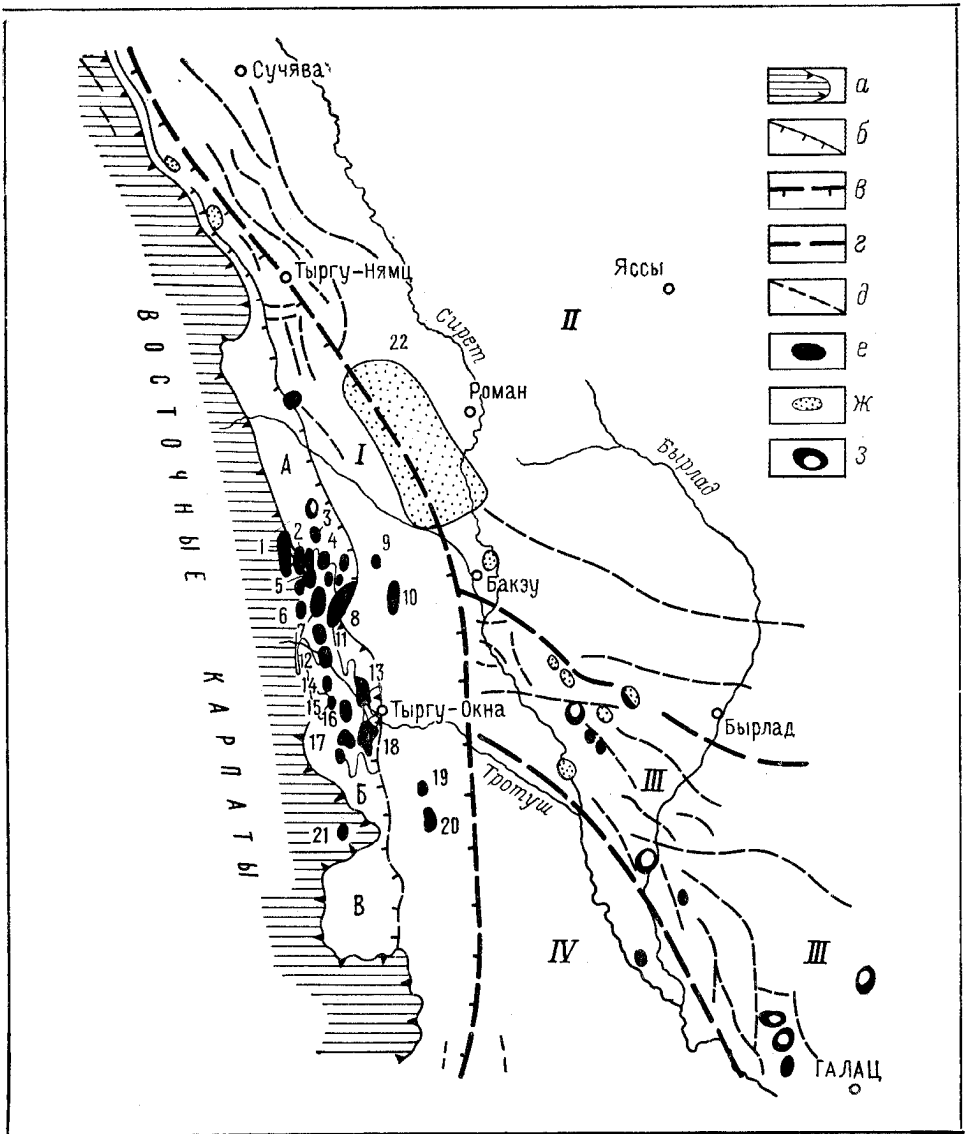


Рис. 98. Предкарпатско-Балканский нефтегазодосный бассейн. Субмеридиональная часть (по Д. Параскиву, 1975)

a — фронтальная линия Краевого надвига; *b* — фронтальная линия Краевого надвига автохтона; *e* — Срединный надвиг; *г* — разломы; *д* — сбросы; месторождения: *e* — нефтяные и газонефтяные, *ж* — газовые, *з* — нефтегазовые.

I — складчатый борт бассейна; платформенный борт бассейна: *II* — Пруто-Серетский склон, *III* — поднятие Северо-Добруджский мост и Бырладская впадина, *IV* — северная центриклиналь Плоештинско-Фокшанской впадины (на платформенном борту).

Тектонические полуконна: *A* — Пятра-Нямц; *B* — Ойгуз; *B* — Пугна.

Месторождения: Мойнештинско-Ойтузский ареал зон нефтегазоаккумуляции: 1 — Джемана, 2 — Гропиле-Луи-Захараке, 3 — Фрумаса, 4 — Аршица, 5 — Топору-Килии, 6 — Ташбуга, 7 — Земеш-Чилиоя и Фоале-Мойнешти, 8 — Угуре-Мойнешти, 11 — Команешти, 12 — Васиешти, 13 — Дофтяна-Богата, 14 — Дарманешти, 15 — Дофтеница, 16 — Пакуруица, 17 — Чердак, 18 — Слъник-Фарастрау, 21 — Лешпа; зона нефтегазоаккумуляции Тецкани: 9 — Тецкани, 10 — Кымпени; зона нефтегазоаккумуляции Кашин: 19 — Кашин, 20 — Кымпури; 22 — зона газонакопления Роман-Сэкуени

Плоештинско-Фокшанская впадина наложилась на структурный план, сформировавшийся в позднесарматское время. Ее северная центриклиналь находится на платформенном склоне Краевого прогиба субмеридиональной части Восточных Карпат и Молдавской плите, широтная часть наложена на Краевой прогиб и прилегающую часть Карпатско-Балканской впадины.

Наиболее прогнутая часть Плоештинско-Фокшанской впадины находится в межгорном пространстве между Добруджей на юго-востоке и Восточными Карпатами на северо-западе и приходится на район городов Фокшани-Рымник и Сэрата-Бузэу. Впадина здесь сложена с поверхности левантинскими отложениями, мощность которых составляет около 2000 м.

Геологические построения определяют глубину залегания подошвы мэотических отложений в наиболее погруженной части впадины не менее чем 5000 м. Восточный край впадины обрзан Западно-Добруджинским сбросом.

Западная, или Плоештинская, субширотная центриклиналь впадины существенно отличается по строению от северной половины ее.

В строении центриклинали принимают участие соленосные миоценовые отложения, на которых с несогласием залегают плиоценовые. Палеогеновая система здесь представлена мощной толщей (более 2000 м) аргиллитов с маломощными прослоями песчаников и желтых известняков (свита пучоса). Разрез досарматских отложений миоцена сходен с таковым разрезом Бухушской впадины; тортонские отложения весьма слабо развиты.

Сарматские отложения начинаются с глинистой толщи, прослоенной песчаниками, которая выше сменяется толщей мергелей с прослоями, иногда мощными пластами песчаников и известняков. Мощность сарматского яруса достигает 1500 м.

Мэотический ярус представлен песчано-глинистой толщей с обособлением в нижней части ее четырех пластов песчаников: M_I , M_{II} , $M_{\text{пром}}$ (промежуточный) и M_{III} . Мощность мэотических отложений, являющихся основной нефтеносной толщей этой части бассейна, меняется от 200 до 400 м. Понтический ярус сложен однообразной толщей серых глин с редкими маломощными слоями песчаников. Мощность понта в Плоештинской центриклинали около 1400 м и увеличивается до 2000 м в наиболее прогнутой части Плоештинско-Фокшанской впадины.

Вышезалегающие дакийские отложения состоят из угленосной (лигнит) терригенной толщи вверху и глинисто-песчаной толщи внизу. Мощность их 900—1000 м. Левантинский ярус сложен преимущественно грубозернистыми породами пресноводного наземного происхождения мощностью до 1500 м.

Внутренние северо-западное (Бузэуское) и Северо-Плоештинское крылья Плоештинской центриклинали осложнены линейной складчатостью, интенсивность которой в основном определена участием соляных толщ тортонского или (и) аквитанского возраста. Скопления каменной соли приурочены к сводовым частям антиклиналей или к разрывам, осложняющим крылья и периклинали.

Бузэуское крыло является наиболее приподнятым элементом Плоештинской центриклинали. Развитые на этом крыле складки могут быть объединены в две структурные зоны — крупных складок и взбросовых складок. Первые развиты на северо-востоке и отличаются сравнительно

большими размерами (антиклиналь Ноени-Тохани — Сарата-Монтеору, 20×8 км; антиклиналь Лапошу, 20×8 км; Берка-Арбанаш, 20×5 км и др.).

Взбросовые складки располагаются на западе. Эти складки небольшие, узкие и крутые, осложненные крутыми взбросами со сложно изогнутыми плоскостями разрывов и соляными лезвиями вдоль них. Узкая зона развития этих складок ограничивает с запада Бузауское крыло и протягивается вдоль южного края Крымпинской впадины.

Складки Северо-Плоештинского крыла примыкают к зоне взбросовых складок через небольшой структурный уступ, вытянуты в субширотном направлении. Среди них можно проследить несколько протяженных антиклинальных линий. Брахиантиклинальные части этих линий отличаются большой сложностью строения, сильной нарушенностью продольными и поперечными разрывами, крутыми углами падения пластов, особенно при наличии соляного ядра. Обычно брахиантиклинали рассечены крупным продольным взбросом с приподнятым и надвинутым северным крылом.

Все брахиантиклинали имеют в различной степени выраженное пятиэтажное строение. Нижний этаж, представленный палеогеновыми отложениями, характеризуется наиболее крутыми углами ($50-70^\circ$) падения пластов; второй этаж, образованный гельветскими осадками, в меньшей степени тортонскими, имеет меньшие углы наклона в складках (не считая пластов, прилегающих к боковым поверхностям соляных массивов). Третий этаж сложен сарматскими породами и имеет еще меньшие углы падения, четвертый — плиоценовый — этаж характеризуется углами падения, редко превышающими 20° , и, наконец, пятый этаж — верхне-левантинский и антропогеновый — залегает с углами, измеряемыми единицами градусов.

Наиболее хорошо выражена на Плоештинском крыле антиклинальная линия Подени-Морени, состоящая из трех крупных брахиантиклиналей (нефтяных месторождений, с запада на восток): Гура-Окницей-Морени, Байкой-Цинтя и Подени-Веки.

Наиболее крупная брахиантиклиналь Байкой-Цинтя. Она имеет длину около 10 км, ширину 2 км. Ее северное крыло приподнято относительно южного и надвинуто на последнее по крутому взбросу. Наиболее резко это перемещение наблюдается в периклинальных частях складки.

Взбросовый разрыв складки заполнен мощным соляным телом, выходящим на поверхность в средней части свода складки (участок Байкой), отдельно на западной периклинали ее и в виде узкого ответвления от Байкойской площади на восточном окончании складки.

Брахиантиклиналь рассечена рядом поперечных сбросов, как правило, не пересекающих всю брахиантиклиналь, а имеющих свою сеть для каждого крыла.

Обращает на себя внимание общий лезвиеобразный характер внедрения соляных масс с грибообразным расширением (в поперечном сечении) к поверхности.

Западнее брахиантиклинали Байкой-Цинтя, после небольшого прогиба, поднимается брахиантиклиналь Морени-Гура-Окницей, имеющая строение, в общем подобное строению брахиантиклинали Байкой-Цинтя.

В восточной части Северо-Плоештинского склона находится крупная брахиантиклиналь Болдешти, не приуроченная к какой-либо хорошо

выраженной антиклинальной линии. Юго-восточнее брахиантиклинали Болдешти расположена протяженная антиклиналь Кобия-Чептура.

Для этой антиклинальной линии характерным является увеличение мощности сарматских осадков, небольшая роль соленосных отложений в формировании поднятий, проявление надвиговых перемещений, направленных с юга на север, т. е. противоположных более северным антиклинальным линиям, появление куполовидных форм (Арицешти, Букшени, Братешти). Все эти новые черты в строении складок характеризуют антиклинальную линию Кобия-Чептура как переходную к платформенным складкам. Южнее широты г. Плоешти локальные поднятия представлены в плоских брахиантиклиналях Манэшти-Владени и Тиносу-Брази. Разрез отложений, слагающих эти поднятия, характеризуется большой мощностью плиоценовых образований.

Куполовидные поднятия Гаэшти, Манэшти-Владени, Тиносу-Брази начинают платформенный склон Плоештинско-Фокшанской впадины. В пределах его выклинивания сначала палеогеновые, а потом миоценовые (до сармата) отложения.

Плоештинская центриклиналь Плоештинско-Фокшанской впадины содержит свыше 20 нефтяных и 25 газовых месторождений. На Северо-Плоештинском крыле можно проследить несколько антиклинальных зон нефтегазонакопления: Подени-Морени, содержащая три нефтяных месторождения — Гура-Окницей-Морени, Байкой-Цинтя, Подени-Веки; Кобия-Чептура с нефтяными месторождениями Кобия-Шуца-Сяка, Урлац-Чептура и др. Северо-Плоештинский ареал зон нефтегазонакопления содержит залежи нефти во всех ярусах плиоценового возраста, а также в сарматских отложениях (рис. 99). Основные продуктивные толщи заключены в отложениях мэотического яруса, где выделяются четыре уже упоминавшихся ранее пласта, а также сарматского яруса, в которых находятся залежи нефти на месторождении Болдешти. Нефтегазоносность левантинских и дакийских отложений носит ярко выраженный производный характер. Залежи нефти и газа образовались в них за счет перетока нефти из залежей мэотических резервуаров, где нефть сингенетична отложениям вмещающего яруса. Продуктивность понтических отложений отмечается весьма редко и в незначительных количествах из-за отсутствия коллекторов.

Для месторождений Северо-Плоештинского ареала зон характерны преимущественно тектонически экранированные залежи, в меньшей степени стратиграфически экранированные (на контакте продуктивных гельветских и мэотических отложений); на западе, где выклиниваются мэотические отложения, появляются литологически экранированные залежи.

На Бузэуском ареале зон нефтегазонакопления нефтегазоносность различна для двух структурных зон — крупных складок и взбросовых складок. В первой выявлено шесть месторождений и нефтеносны мэотические, реже дакийские и понтические отложения (месторождения Берка, Арбанаш, Сэрата-Монтеору, Грэждана и др.). В зоне взбросовых складок продуктивность охватывает более широкий стратиграфический интервал (дакий, мэотический, гельветский ярусы и олигоценый отдел) и установлена на 15 месторождениях, однако месторождения ареала за небольшим исключением имеют небольшие запасы нефти. В целом приподнятый Бузэуский склон является примером плохих условий для сохранения скоплений нефти.

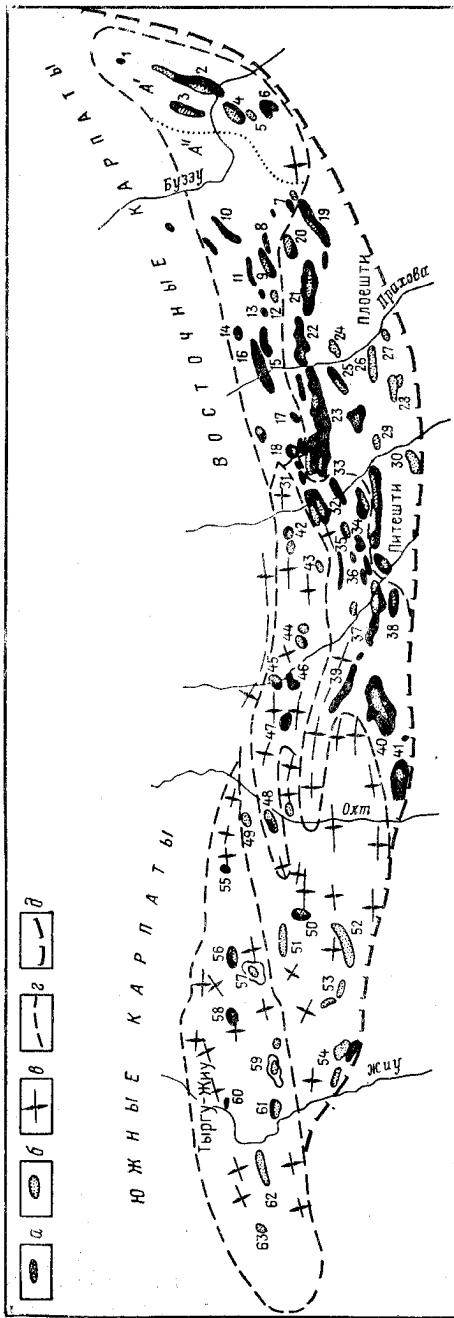


Рис. 99. Предкарпатско-Балканский нефтегазоносный бассейн. Ареалы зон нефтегазонакопления Плиоценово-Флишанской впадины, Питоештинского подъятия и Преджюжюкарпатского прогиба (по материалам Д. Параскива, 1975)

Месторождения: а — нефти, б — газа; в — анилинали; 2 — границы ареалов зон нефтегазонакопления; в — разлом Вилешти-Тиносу
 Бузауский ареал зон нефтегазонакопления: А1 — зона крупных складок, месторождения: 1 — Висока, 2 — Берка и Арбанаш, 3 — Плопеса, 4 — Бероинчешти, 5 — Грэкдана, 6 — Сарата-Монтеору, А1 — зона взбросовых складок, месторождения: 7 — Тэттару, 8 — Матина-Подени-Ной, 9 — Некутеч, 10 — Сурани-Кероунешти, 11 — Колачени-Онарици, 12 — Магуреле, 13 — Вылканешти, 14 — Косминеле, 15 — Кымпина-Тура-Драгоняса, 16 — Буштенари-Ручку, 17 — Колибаши, 18 — Валя-Решка
 Северо-Питоештинский ареал нефтегазонакопления, месторождения: 19 — Урлад-Челтура, 20 — Подени-Веки, 21 — Болдешти, 22 — Байкой-Цинтя, 23 — Гура-Олшицей-Морени, 24 — Арчешти, 25 — Марджинени, 26 — Манашти-Владени, 27 — Флазин-Брази, 28 — Финча-Чебоая, 29 — Браешти, 30 — Гура-Шулдей

Питоештинский ареал, месторождения: 31 — Шотанга, 32 — Драгомирешти, 33 — Телч-Анвуса, 34 — Шуде-Сна-Леордени; 35 — Лудешти, 36 — Гълмбоячу, 37 — Колпешти-Оржа, 38 — Скинцла-Кърешу, 39 — Слатинореле, 40 — Вада, 41 — Огешти, Северо-Питоештинский ареал, месторождения: 42 — Волешти, 43 — Добрешти, 44 — Колибаши, 45 — Вылчеле, 46 — Мершани; 47 — Сепунари, 48 — Вьосени.
 Ареал газонетфенакопления Грэдешти-Затрени, месторождения: 49 — Казенешти, 50 — Роменешти, 51 — Грэдешти, 52 — Затрени, 53 — Хурезани, 54 — Вилешти.

Вылтенинский ареал зон нефтегазонакопления, месторождения: 55 — Фолешти, 56 — Алулу, 57 — Вустукини, 58 — Колибаши, 59 — Циклени, 60 — Тыргу-Жуу, 61 — Вылтени, 62 — Стрымба-Рогожени, 63 — Бала

Платформенное крыло Плоештинской центриклинали характеризуется повышенной газоносностью плиоценовых отложений. Известные здесь 20 газовых месторождений (Букшани, Аричешти, Марджинени, Моара, Влэсией, Берентару и др.) образуют протяженный Плоештинско-Бузэуский ареал (см. рис. 100).

На западе в районе г. Питешти Плоештинская центриклиналь ограничивается погребенным Питештинским поднятием. Последнее представляет собой сравнительно узкую антиклинальную зону с размытым до олигоцена ядром. Наиболее приподнятая часть зоны находится западнее г. Питешти под сел. Слатиоареле, где на небольшой площади под плиоценовыми осадками вскрываются эоценовые отложения.

Северо-западный склон Питештинской зоны погружается в Северо-Питештинский прогиб.

На поверхности Питештинское поднятие проявляется исключительно сложной тектоникой, характеризующейся сильным развитием сбросовых нарушений, в результате чего площади структурных поднятий превращаются в систему различным образом сопряженных блоков. Сеть разрывов образуется пересечением двух основных направлений — северо-восточного и широтного.

Для палеогеновых отложений (свита пучоса) Питештинской зоны характерны крутые углы падения пластов. Плиоценовые отложения, наоборот, имеют сравнительно пологие углы падения, но сильно нарушены сбросами и взбросами. В пределах Питештинского поднятия прослеживается несколько коротких разобценных поперечными разрывами антиклиналей, большая часть которых содержит нефтяные, реже газовые залежи. Продуктивными являются гельветские и мэотические отложения и лишь на одном месторождении Теиш выявлена газовая залежь в дакийском ярусе.

Известные здесь нефтяные месторождения группируются в ареал, состоящий из двух антиклинальных зон нефтегазонакопления: восточной и западной. Восточно-Питештинская зона объединяет нефтяные месторождения, связанные с типичными для Питештинского поднятия структурными формами блокового строения (месторождения Теиш-Аиноса, Драгомирешти, Лудешти, Богади, Гльмбочел, Шотынга, Дойчешти и др.). Продуктивными являются мэотические (пласт М_{III}) и гельветские песчаники. Залежи нефти преимущественно тектонически экранированные. Западно-Питештинская зона объединяет несколько месторождений (Слатиоареле, Ваца, Отешти), расположенных на южном склоне Питештинского поднятия. Структуры месторождения (брахиантиклинали) здесь менее нарушены разрывами, имеют пологие крылья и вытянуты в широтном направлении.

Карпатско-Балканская впадина представляет собой наиболее крупный автономный структурный элемент Предкарпатско-Балканского нефтегазонасного бассейна. В его пределах на севере выделяется Предьюжнокарпатский прогиб, на юге — Северо-Болгарское поднятие, примыкающее к Балканам, и сложно построенная, наиболее прогнутая по фундаменту срединная часть Карпатско-Балканской впадины. Последняя вместе с Северо-Болгарским поднятием выделяется в литературе под названием Мизийской плиты. От Предьюжнокарпатского прогиба плита отделена разломом Бибешти-Тиносу. Фундамент плиты имеет байкальский возраст.

Предъюжнокарпатский прогиб начинается на востоке с Северо-Питештинского прогиба, южное крыло которого образовано северным склоном Питештинского поднятия, а северное — склоном Фэграшского кристаллического массива Южных Карпат. Западная часть Северо-Питештинской впадины выделяется под названием Гетского прогиба.

Донеогеновая структура Предъюжнокарпатской впадины принадлежит западному погребенному здесь продолжению Восточных Карпат.

Неогеновые отложения впадины начинаются с маломощной толщи бурдигальских конгломератов, залегающих на образованиях свиты пучоса олигоценного возраста. Гельветский ярус представлен сероцветной песчано-глинистой толщей мощностью до 1500 м, тортонский — терригенной толщей мощностью до 400 м. В Гетском прогибе последняя расчленяется на глобигерновую, радиолариевую и спириалисовую свиты; в Северо-Питештинском прогибе тортон представлен каменной солью. В сарматских отложениях Предъюжнокарпатского прогиба выделяются толщи нижняя, преимущественно песчаниковая и верхняя, преимущественно глинистая. Мощность первой толщи не более 100 м, мощность второй — свыше 500 м. Плиоценовые отложения Предъюжнокарпатской впадины весьма сходны по составу с таковыми Северо-Плоештинского крыла Плоештинской центриклинали. Мощность их достигает 2100 м, в том числе мощность мэотического яруса около 1000 м.

В структуре Предъюжнокарпатской впадины прослеживается ряд антиклинальных зон, некоторые из них нефтегазоносны. Степень выраженности антиклиналей различна — от пологих платформенных поднятий, слабо группирующихся в системы, на юге до хорошо выраженных протяженных антиклиналей, отраженных в рельефе предгорной части Южных Карпат.

В Гетском прогибе прослеживается не менее шести антиклинальных линий, вытянутых в субширотном направлении. Две наиболее северные — Слатгора-Говора и Сачел-Чокадия — сильно обнажены, имеют многочисленные нефтегазопроявления, но скоплений нефти (газа) не содержат. Крупная антиклинальная зона нефтегазонакопления располагается в средней части Гетского прогиба. В этой зоне выделяются месторождения нефти Былтени и Циклени. Структуры месторождений представляют пологие в плиоцене и более крутые в миоцене брахиантиклинали, нарушенные рядом сбросов. Продуктивны мэотические (газ), сарматские и гельветские отложения. Последние на месторождении Цыклени содержат восемь залежей. На обоих месторождениях залежи газа в мэотисе являются пластовыми сводовыми, залежи нефти в миоцене стратиграфически и тектонически экранированные. На востоке зоны известны два месторождения: Соку — газовое с залежью в мэотисе и Бустукини — конденсатногазовое с залежью в гельветских песчаниках. Зоны объединяются в Балтенинский ареал зон нефтегазонакопления.

На востоке Предъюжнокарпатской впадины выделяются два протяженных ареала зон нефтегазонакопления Градиштя-Затрени и Северо-Питештинский.

Первый ареал включает 11 месторождений, из которых восемь — Хурезани, Градиштя, Галича-Затрени и др. — газоносные, а остальные газонефтеносные. Северо-Питештинский ареал — Драгану, Меришани, Боцешти — является газонефтеносным. Продуктивными являются отложения сарматского и гельветского возраста.

Срединная часть Карпатско-Балканской впадины выполнена палеозойскими, мезозойскими и сарматско-плиоценовыми отложениями.

Разрез начинается с силурийских терригенных пород мощностью до 400 м с характерными граптолитовыми сланцами. Залегающие выше с размывом девонские, каменноугольные и пермские отложения представлены карбонатно-терригенными породами с прослоями ангидритов мощностью 2000—3500 м.

Триасовые отложения представлены мощной (до 2500 м) красноцветной серией пород с включением пластов ангидритов и каменной соли. Эта серия разделена карбонатной толщей среднего триаса («раковинный известняк», мощность до 800 м). Красноцветная толща верхнего триаса постепенно переходит в нижнеюрские также красноцветные отложения, которые в доггере замещаются сначала преимущественно песчаниковой толщей (мощностью до 700 м), а выше — преимущественно глинистой. Верхнеюрские породы залегают несогласно на среднеюрский и сложены известняками и доломитами. Мощность юрских отложений более 1500 м.

Меловая система образована внизу карбонатной толщей мощностью до 450 м, выше (альб, сеноман, турон) — терригенными породами (мощностью до 200 м) и завершается (сеноц) вновь преимущественно известняками с редкими прослоями глин общей мощностью до 700 м. На размытой поверхности меловых отложений залегают образования сарматского яруса, сложенные преимущественно карбонатными породами мощностью 190—550 м. Последние с размывом перекрываются понтическими и более молодыми отложениями плиоценового отдела. Мощность их 200—400 м.

Основной структурный план срединной части Карпатско-Балканской впадины определяется рядом крупных выступов фундамента, которые прослеживаются от г. Дробежа — Турну-Северин на западе почти до г. Бухареста на востоке. Выступы хорошо проявляются в доюрском плане залеганием юрских пород непосредственно на палеозойских. Выделяются поднятия (с запада на восток): на севере — Стрехайское и более крупное Опташко-Слатинское, прижатые к разлому Бибешти-Тиносу, на юге — Плевенско-Корабийское, и Олтеница-Кэлэраши, расположенное восточнее.

Наиболее резко выражено Стрехайское поднятие, где отсутствуют палеозойские отложения. Юго-восточный склон Стрехайского поднятия (Видинско-Пленицкий) упирается в горное обрамление Карпатско-Балканской впадины. Южнее Стрехайского и Опташко-Слатинского поднятий протягивается Рошиорская впадина.

Средняя часть Карпатско-Балканской впадины содержит группу нефтяных и газовых месторождений, расположенных на южном и западном склонах Опташко-Слатинского поднятия, где увеличивается мощность меловых отложений, а также на северо-востоке впадины, на месте Урзичени-Кэлэрашской впадины (рис. 100).

Месторождения приурочены к пологим платформенным поднятиям, причем некоторые из них, выраженные в сарматско-плиоценовых породах, отражают эрозионные выступы в рельефе меловых отложений. Месторождения объединяются в три основных ареала зон нефтегазонакопления, протягивающихся в широтном направлении от г. Крайова на западе до г. Браила на востоке. Продуктивными являются мезозойские и кайнозойские отложения. Крайний западный Крайовский ареал зон нефтегазонакопления насчитывает около 10 месторождений с газонефтеносными песчаниками и доломитами триасового (месторождения Опарели, Брэдэшти,

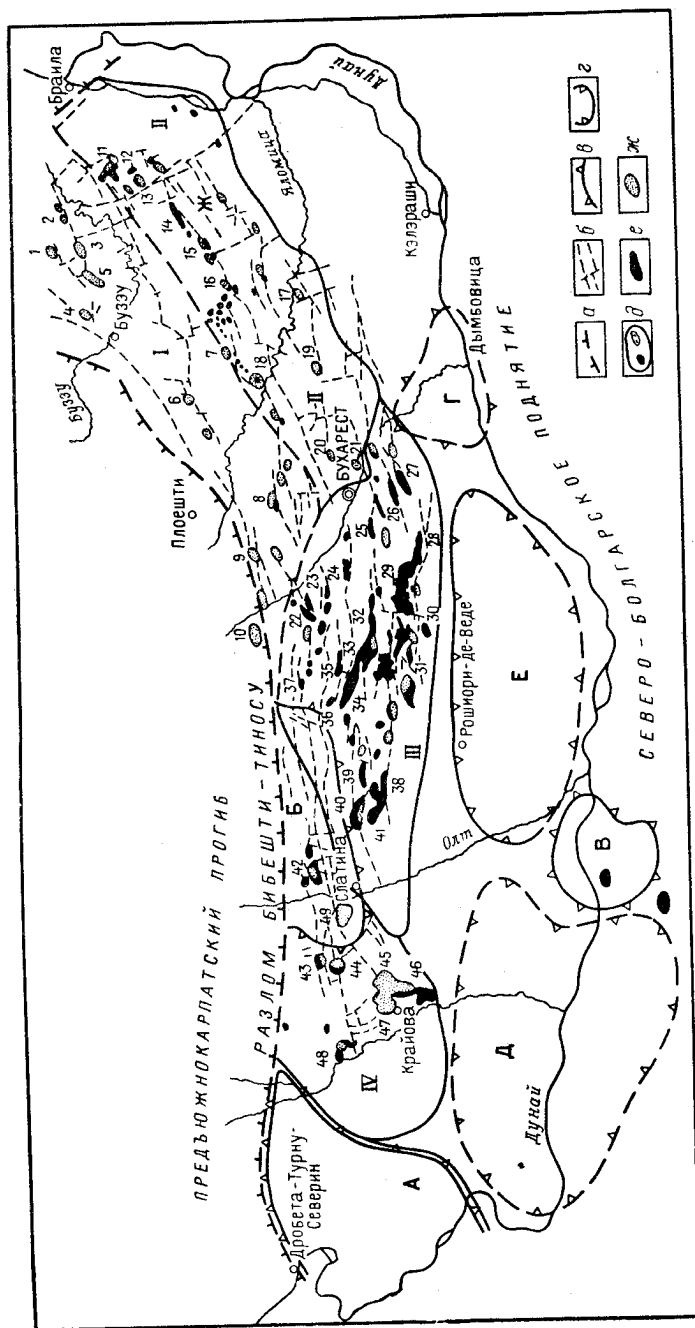


Рис. 100. Предкарпатско-Балканский нефтегазовосный бассейн. Ареалы зон нефтегазонакопления Каргатско-Балканской впадины

а — разлом; б — сбросы; в — поднятия; А — Страхайское, Б — Олгашско-Слатинское, В — Плевенско-Корабийское, Г — Олгашско-Келерашское; д — впадины; Д — Ломская, Е — Рошморская, Ж — Ураничево-Каларашская; з — ареалы зон нефтегазонакопления, месторождения: з — нефтяные, ж — газовые.

I — Плевенско-Бузульский ареал газонакопления, месторождения: 1 — Болду, 2 — Балта-Алба; 3 — Гергия; 4 — Бобоку; 5 — Рошмори; 6 — Берейтару; 7 — Гырбови; 8 — Мюара-Власей; 9 — Бячурешти; 10 — Гура-Шуцей.

II — Бухарестско-Брайловский ареал нефтегазоакпления, месторождения: 11 — Опришележи; 12 — Бордей-Верде; 13 — Перичори; 14 — Джукуряну; 15 — Падина; 16 — Братаряска; 17 — Орезу; 18 — Урвичени; 19 — Иляна; 20 — Козени; 21 — Пошешти.

III — Слатина-Бухарестский ареал газонфтенгакопления, месторождения: 22 — Бринковяну; 23 — Петрешти-Корби-Маря; 24 — Стоенени; 25 — Греличари; 26 — Бригалиру; 27 — Новачи; 28 — Вазарна; 29 — Вилдесе-Бялжиги; 30 — Талпа; 31 — Хырлешти; 32 — Каргожани; 33 — Плякба; 34 — Глазачюк; 35 — Глоговяну; 36 — Извору-Стефанчег-Маре; 37 — Думброва-Норд; 38 — Туфени; 39 — Барде-Кадлару; 40 — Чурешти-Норд; 41 — Чурешти-Юд.

IV — Крайовский ареал нефтегазоакпления, месторождения: 42 — Опарели; 43 — Фазурени; 44 — Никю-Жилану; 45 — Герчешти; 46 — Малу-Маре; 47 — Сымичи; 48 — Бредешти; 49 — Стратожешти

Янку-Жиану, Чурешти-Норд и др.) и песчаниками среднеюрского возраста (месторождения Сымник, Янку-Жиану, Опарели и др.). Залежи нефти и газа в триасовых отложениях находятся на глубинах 2200—3370 м. Здесь же известно несколько значительных залежей газа в плиоценовых песчаниках (Сымник, Герчешти, Стрэтэжешти).

Более крупный Слатина-Бухарестский ареал зон (свыше 20 месторождений, преимущественно нефтяных) расположен на склоне Опташко-Слатинского поднятия на погружении его в Рошиорскую впадину. Нефтегазоносны здесь в пределах всего ареала на более чем 20 месторождениях грещиноватые известняки нижнего мела и песчаники сармата и тортона, а на востоке ареала на 11 месторождениях — также известняки альбского возраста. Здесь выделяются своими размерами месторождения Виделе-Блэжэшти, Картожани, Пряжба и др.

На северо-западе в Урзичени-Кэлэрашской впадине протягивается Бухарестско-Браиловский ареал нефтегазонакопления, содержащий свыше 15 месторождений. Для него характерна повышенная газоносность, связанная с песчаниками мэотического, понтического и дакийского возраста. Здесь же на ряде месторождений установлена нефтегазоносность нижнемеловых альбских и сармат-тортонских пород.

Северо-Болгарское поднятие протягивается перед фронтом Балкан почти на 150 км и четко проявляется обширной площадью выходов на поверхность нижнемеловых отложений. Поднятие имеет резко выраженное блоковое строение. В наиболее приподнятых блоках резко сокращен стратиграфический диапазон отложений. От Балканской складчатой области поднятие отделяется узкой Предбалканской активизированной зоной, выраженной линейной складчатостью.

На востоке Северо-Болгарское ограничено Толбухинским разломом с амплитудой более 2000 м, за которым находится Варненская впадина. В северном направлении байкальский фундамент впадины поднимается и выходит на поверхность на юге Добруджи, на юге — круто погружается до 6000 м на месте Камчийского предгорного молодого прогиба. Западное ограничение Северо-Болгарского поднятия образовано Ломской впадиной, где фундамент погружается до 6000 м.

Для Варненской и Ломской впадин характерно появление в разрезе палеогеновых и тортонских отложений, что отличает их от сопряженных с ними впадин срединной части Карпатско-Балканской впадины (Рошиорской на западе и Урзичени-Кэлэрашской на северо-западе).

Варненская и Ломская впадины, а также Предбалканская активизированная зона являются нефтегазоносными; в пределах Северо-Болгарского поднятия промышленная нефтегазоносность не установлена. В Варненской впадине в 1951 г. выявлено месторождение Тюленево с массивной залежью нефти в известняках валанжин-сантонского возраста на глубине 350—400 м и газовой залежью в олигоценовых песчаниках. Структура месторождения представляет горстообразное поднятие, расчлененное сбросами на ряд блоков. Южнее в узком Камчийском прогибе выявлено несколько газовых месторождений (Нижнекамчийское, Крапецкое, Блатницкое и др.) с залежами в песчаниках олигоцена и эоцена.

В Ломской впадине установлена нефтегазоносность известняков и доломитов триаса, нижней юры и валанжина. Известные здесь месторождения (Долни-Дыбник, Горни-Дыбник, Деветакское, Гигенское) расположены на восточном крыле Ломской впадины, или соответственно

на западном крыле Плевенско-Корабийского поднятия. Структуры месторождений представлены пологими погребенными поднятиями, выраженными только в домеловых отложениях. Месторождение Долни-Дыбник в известняках и доломитах среднего и позднего триаса на глубинах 3000—3450 м содержит две залежи — нефтяную и конденсатногазовую, месторождение Горни-Дыбник в доломитах среднего триаса содержит нефтяную залежь (3350—3490 м), Деветакское месторождение содержит конденсатногазовую залежь в известняках среднего и верхнего триаса (3730—4000 м). На месторождение Гиген выявлено скопление нефти в известняках валанжина.

В Предбалканской активизированной зоне открыто одно Чиренское конденсатногазовое месторождение. Оно расположено на западе зоны. Структура его представляет брахиантиклиналь (15 × 7 км). Массивная залежь охватывает отложения триаса и нижней юры на глубине 1630—1965 м.

Предкарпатско-Балканский нефтегазоносный бассейн является примером сложно построенного бассейна с широким стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности, с достаточно хорошо выраженной пространственной дифференциацией скоплений нефти и газа.

§ 6. Азово-Кубанский нефтегазоносный бассейн

Азово-Кубанский бассейн занимает Западно-Предкавказский, или Индоло-Кубанский, прогиб и прилегающий с севера широкий склон эпипалеозойской (Скифской) платформы (рис. 101).

На востоке бассейн граничит с однотипным Среднекаспийским нефтегазоносным бассейном через Ставропольское межбассейновое газоносное поднятие. Последнее представляет собой довольно крупный поднятый блок платформы, примыкающий через сравнительно узкий краевой Северо-Кавказский массив к Кавказскому горному сооружению.

На западе Азово-Кубанский бассейн граничит с Северо-Причерноморским нефтегазоносным бассейном, на севере обрамляется выходами на поверхность или неглубоким залеганием кристаллического докембрийского фундамента (Ростовского выступа Украинского щита) или (на востоке) складчатостью Донбасса и его юго-восточного погружения (кряж Карпинского). Кряж Карпинского представляет собой погребенное блоковое горстообразное поднятие складчатого палеозойского основания шириной более 500 км, выраженное в отложениях мезозоя пологим валобразным поднятием. Фундамент на месте кряжа находится на глубине 1300—2000 м. С юга кряж Карпинского ограничен разломом, на месте которого располагается узкий (не более 60 км) Манычский прогиб. На юге от Кавказского горного сооружения бассейн отделен системой крутых разрывов.

В этих границах бассейн сложен мезозойскими, палеогеновыми и неогеновыми отложениями общей мощностью около 5000 м. По преобладающему составу пород разрез мезозойских и кайнозойских отложений расчленяется на четыре комплекса: терригенный, преимущественно глинистый и мергелистый кайнозойского возраста мощностью свыше 5000 м и сеноман-раннемелового возраста мощностью свыше 4000 м; терригенно-карбонатный позднемелового (послесеноманского) возраста мощностью около 200 м; терригенно-карбонатный соленосный оксфорд-титонского

возраста мощностью свыше 600 м; карбонатно-терригенный келловейского, средне-раннеюрского и триасового возраста мощностью свыше 4000 м.

В поперечном разрезе бассейна выделяются следующие основные структурные элементы. Керченско-Западно-Кубанский передовой прогиб, внутренняя предгорная часть которого образует складчатый борт бассейна, и платформенный борт бассейна, включающий внешний борт Керченско-Западно-Кубанского прогиба.

На востоке в состав Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна входит западный склон Ставропольского поднятия.

Складчатый борт бассейна сложен двумя структурными этажами. Нижний этаж охватывает отложения нижнего палеогена и мела и дислоцирован в систему узких, опрокинутых на север складок. Верхний этаж начинается со среднего майкопа и на значительной площади прогиба представлен моноклиналью. Строение ее осложнено на западе развитием диапировых структур с ядрами, сложенными глинами майкопской серии. На востоке складчатый борт ограничивается Адыгейским поперечным выступом, представляющим собой приподнятый по разломам блок доюрского фундамента. Последний залегает здесь на глубине около 3000 м. На западе складчатый борт находит свое продолжение в Керченских дислокациях и ограничивается Крымским горным сооружением.

В пределах складчатого борта прослеживается несколько протяженных антиклинальных линий. Крайней внутренней антиклинальной линией является Азовская, включающая антиклинали Шуго, Верхнечекупскую, Украинскую, Ахтырско-Бугундырскую, Западно-Северскую, Азовскую и др. На западе в сводах антиклиналей выходят меловые отложения. Наиболее изученной является Ахтырско-Бугундырская антиклиналь (нефтяное месторождение). Под моноклиналью, сложенной неогеновыми осадками, здесь залегает антиклиналь с опрокинутым северным крылом и сводом, выполненным верхнемеловыми породами. Восточнее и несколько севернее Азовской линии располагается Калужская (Северская) антиклинальная линия. Образующие ее брахиантиклинали (Ключевская, Калужская, Новодмитриевская, Восточно-Северская) имеют сравнительно пологие углы падения крыльев, уменьшающиеся вверх, и нарушены поперечными и продольными сбросами.

Крайняя восточная часть складчатого борта представляет собой моноклиналь (Нефтегорско-Хадыженскую), сложенную олигоценными и неогеновыми породами, под которыми сейсмическими исследованиями выявлено несколько локальных поднятий (Северо-Кутаисское, Восточно-Хадыженское и др.).

На западе складчатый борт представлен обширной Керченско-Таманской зоной диапировых и крипто-диапировых поднятий, сильно нарушенной протяженными разрывами. Диапиризм вызывается майкопской глинистой толщей, внедрение которой обуславливает весьма крутые падения слоев в ядрах поднятий. Диапиризм сопровождается грязевулканической деятельностью. На востоке зона диапировых и крипто-диапировых складок выражена одной Джигинско-Кудакинской антиклинальной линией (антиклинали Джигинская, Усть-Чекупская, Северо-Адагумская, крупная Кудак-Киевская и др.). Кровля майкопа находится здесь на глубине более 4000 м.

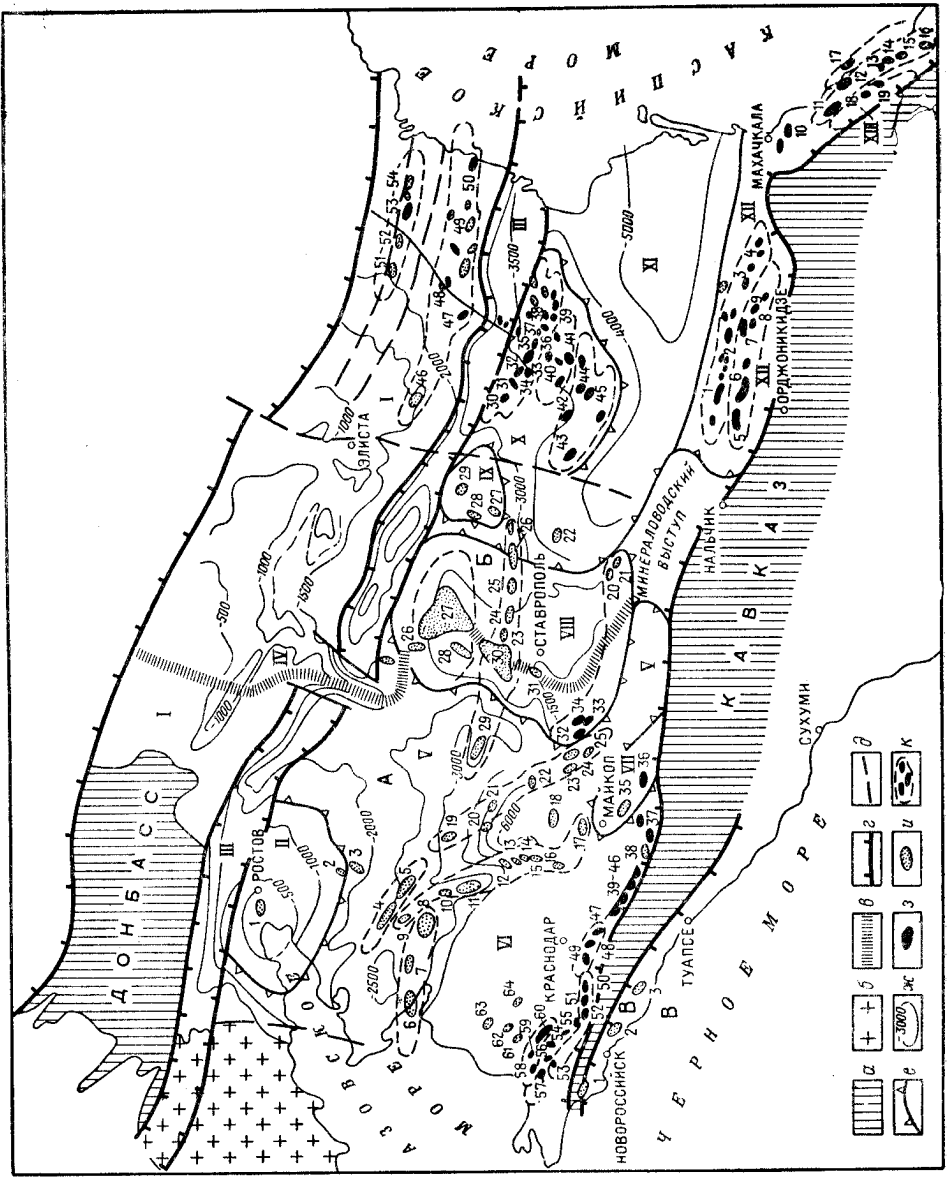


Рис. 101. Азово-Кубанский, Среднекаспийский (предкавказская часть) и Восточно-Черноморский нефтегазовосные бассейны
 а — Кавказское горное сооружение и Складчатый Дюбас; б — Ростовский выступ Украинского впадины; в — Ставропольско-Сальский межбассейновый раздел; г — разломы; д — борозды; е — своды, подпятия; ж — схематические изолинии глубин фундамента в м; месторождения: з — нефтяные и газонефтяные, и — газовые, к — зоны нефтегазоаккумуляции. Основные структурные элементы бассейнов: I — вал Карпинского; II — Азовский свод; III — Маньчжурский прогиб; IV — Сальский вал; V — Восточно-Кубанская впадина; VI — Керченско-Западно-Кубанский прогиб; VII — Адыгейский выступ; VIII — Ставропольский свод; IX — Арагирское подпятие; X — Прикумское подпятие; XI — Терско-Кумская впадина; XII — Терско-Суэженский прогиб; XIII — Дагестанский прогиб.

А — Азово-Кубанский бассейн; месторождения: 1 — Сенявское; 2 — Новомихайловское; 3 — Екатеринбургское; 4 — Старомильское; 5 — Ленинградское; 6 — Байсучное; 7 — Каневское; 8 — Чедобаское; 9 — Крыловское; 10 — Сердюковское; 11 — Березанское; 12 — Усть-Лабинское; 13 — Дувратское; 14 — Ладоское; 15 — Некрасовское; 16 — Великое; 17 — Майкопское; 18 — Темптровское; 19 — Алексеевское; 20 — Митрофановское; 21 — Кавказское; 22 — Южно-Секотовское; 23 — Советское; 24 — Прехельское; 25 — Южно-Советское; 26 — Радиковское; 27 — Тахта-Кутулдинское; 28 — Безопаненское; 29 — Рашеватское; 30 — Северо-Ставропольское; 31 — Селтинское; 32 — Александровское; 33 — Убеженское; 34 — Николаевское; 35 — Гудское; 36 — Баркаевское; 37 — Самарское; 38 — Ширванское; 39 — 46 — Халыженское, Кабардинское, Асфальтова Гора, Широкая Балка, Кура-Цеце, Кутаисское, Абушиское, Ключевое; 47 — Калужское; 48 — Новодмитриевское; 49 — Восточно-Северное; 50 — Зыбоя-Тутубоярское; 51 — Ахтырско-Бутундарское; 52 — Украинское; 53 — Северо-Крымское; 54 — Кудлако-Киевское; 55 — Шугинское; 56 — Кеслерское; 57 — Джигинское; 58 — Курганское; 59 — Западно-Анастасиевское; 60 — Анастасиевско-Троицкое; 61 — Славянское; 62 — Фрунзенское; 63 — Гривенское; 64 — Красноармейское.

Основные зоны нефтегазоаккумуляции Азово-Кубанского бассейна (в скобках — номера месторождений): Ленинградская (4, 5); Каневская (6—8); Березанская (9—17); Алексеевско-Советская (19—25); Кутулдинская (26—28); Рашеватско-Петровская (29, 30); Невинномысская (32—34); Нефтеорско-Халыженская (39—46); Калужская (47—49); Азовская (50—53);

Б — Среднекаспийский бассейн; месторождения: 1 — Малгобек-Вознесенское; 2 — Хаян-Кортское; 3 — Брагунское; 4 — Гудермесское; 5 — Заманчуйское; 6 — Капабулук-Ачкулское; 7 — Старогрозненское; 8 — Ташалтинское; 9 — Октуберское; 10 — Махачкилинское; 11 — Ачхуйское; 12 — Избербашское; 13 — Берекейское; 14 — Дуванское; 15 — Дагочинское; 16 — Хопменалинское; 17 — Приморское; 18 — Гапанок; 19 — Сельминское; 20 — Северо-Нагутское; 21 — Веселовское; 22 — Журавское; 23 — Казинское; 24 — Каменнобальковское; 25 — Кугутское; 26 — Петровско-Благодаринское; 27 — Мирненское; 28 — Кучеринское; 29 — Кизиметавинское; 30 — Максимовское; 31 — Колодезное; 32 — Величаевское; 33 — Зиниставинское; 34 — Правоберенное; 35 — Восточное; 36 — Русский Хутор Центральный; 37 — Русский Хутор Северный; 38 — Сухокумское; 39 — Южно-Сухокумское; 40 — Озексуатское; 41 — Русский Хутор Южный; 42 — Ачкулское; 43 — Праковейское; 44 — Восточно-Ачкулское; 45 — Южно-Ачкулское; 46 — Игдыбулукское; 47 — Краснокамшанское; 48 — Восточно-Камшанское; 49 — Ермолинское; 50 — Каспийское; 51 — Цубуко; 52 — Тенгитинское; 53 — Олейнинское; 54 — Промысловое.

Основные зоны нефтегазоаккумуляции Среднекаспийского бассейна (в скобках — номера месторождений): Терская (1—4); Суэженская (5—9); Восточно-Дагестанская (11—16); Западно-Дагестанская (18, 19); Приморская (17); Невинномысская (20, 21); Рашеватско-Петровская (23—26); Величаевско-Максимовская (30—39); Озексуатская (40, 41); Праковейско-Ачкулданская (42—45); Ачинеро-Каспийская (46—50); Промысловско-Цубульская (51—54);

В — Восточно-Черноморский бассейн; месторождения: 1 — Выгязское; 2 — Дюбаское; 3 — Праковейское

Западнее, на Керченском полуострове, прослеживаются уже несколько коротких антиклинальных линий, майкопские отложения здесь на значительной площади выходят на поверхность.

Южнее рассмотренной зоны находится Варениковская антиклинальная зона (брахиантиклинали и антиклинали Суворово-Черкесская, Ушатская, Юровская, Варениковская, Адагумская и др.), слабо выраженная в неогеновых отложениях и с более резко наклоненными крыльями в палеогеновых отложениях.

На западе северного склона складчатого борта выделяется Анастасиевско-Краснодарская антиклинальная зона, содержащая три газонефтяных месторождения: Курганское, Западно-Анастасиевское и Анастасиевско-Троицкое. На западе зоны наблюдается диапиризм, на востоке поднятия переходного типа от складчатых форм к платформенным.

Основной структурный план платформенного борта бассейна, контролирующий его нефтегазоносность, определяется крупным валообразным поднятием, пересекающим платформенный склон в северо-западном направлении. Он начинается от Адыгейского выступа на юго-востоке и продолжается через Усть-Лабинский выступ на Березанский, Каневский и Азовский валы. Последний протягивается в субширотном направлении через центральную часть Азовского моря от Ясенской косы (Байсугское газовое месторождение) до косы Стрелка (Стрелковское газовое месторождение) на расстояние более 250 км, шириной 20—50 км. Наиболее приподнятая часть Азовского вала смещена к западу. Валы выполнены триасовыми, меловыми и палеогеновыми отложениями. В вышележащих породах валы находят весьма слабое отражение. На Каневском валу фундамент расположен на глубине 1350—1800 м.

В пределах всей Адыгейско-Азовской системы валов выявлено свыше 30 пологих локальных поднятий, в том числе около 20 на Азовском валу. На Каневском и Березанском валах размеры локальных поднятий по меловым породам составляют $10 \div 15 \times 4 \div 10$ км, амплитуды поднятий 100—300 м.

Локальные поднятия валов являются газоносными. Соответственно Каневский и Березанский валы, а также Усть-Лабинский выступ образуют зоны газоаккумуляции.

Адыгейский выступ также содержит несколько газовых и нефтяных месторождений.

Южнее Каневского вала простирается обширная Тимашевская ступень (в Азовском море ее продолжение — Южно-Азовская ступень), представляющая собой моноклираль, наклоненную на юг и идущую на соединение с внешним бортом Керченско-Западно-Кубанского прогиба.

Севернее Азовского и Каневского валов простираются (с запада на восток) Северо-Азовский, Капанский и Ирплиевский прогибы. На севере последние два прогиба ограничиваются небольшим Ленинградским валом, содержащим два газовых месторождения.

Восточнее Усть-Лабинского выступа, между ним и западным склоном Ставропольского поднятия находится Восточно-Кубанский прогиб. На севере его располагается ряд локальных поднятий, которые объединяются обычно в Расшеватско-Кропоткинскую зону. Некоторые поднятия являются газоносными.

Восточное крыло платформенного борта бассейна принадлежит западному крылу Ставропольского межбассейнового поднятия. Последнее

представляет собой вытянутый в субмеридиональном направлении блок Скифской платформы, примыкающий через узкую Беломечетскую синклиналь на небольшом участке к складчатой системе Кавказа. Поднятие имеет крутой западный склон, обращенный к Азово-Кубанскому бассейну, и более пологий восточный, образующий западный склон Среднекаспийского нефтегазоносного бассейна. Северным ограничением Ставропольского поднятия является почти широтный Манычский прогиб.

Ставропольское поднятие сложено терригенными (с редкими прослоями известняков) породами неогеновой, палеогеновой и меловой систем, залегающими на сильно дислоцированных метаморфизованных породах и гранитах.

В узких грабенах, осложняющих фундамент, залегают юрские, триасовые и, возможно, пермские континентальные красноцветные отложения мощностью более 900 м. Мощность осадочного чехла поднятия не превышает 4000 м, из них более 3000 м приходится на кайнозойские, в том числе около 1500 м на олигоценовые отложения. Мощность меловых отложений, начинающихся с аптского яруса, меняется от 70 до 700 м, местами нижний мел полностью выпадает из разреза.

В Азово-Кубанском нефтегазоносном бассейне в долине р. Кудак в 1864 г. впервые была пробурена скважина для добычи нефти. Здесь же были выявлены первые в СССР залежи нефти, приуроченные к русловым накоплениям и древним морским заливам.

В настоящее время в бассейне открыто более 50 нефтяных и газонефтяных и свыше 40 газовых и конденсатногазовых месторождений. Для бассейна характерно раздельное размещение нефтяных и газовых месторождений. Первые размещены на складчатом борту, вторые — на платформенном.

На складчатом борту продуктивные песчаники и алевролиты понтического, мезотического, сарматского, тортонского, олигоценового, эоценового и палеоценового возраста. На платформенном борту газоносными, за небольшим исключением, являются только мезозойские отложения.

Большая часть нефтяных и газонефтяных месторождений группируется в зоны нефтегазонакопления, соответствующие структурным зонам — Азовской, Калужской, Нефтегорско-Хадыженской и др.

Особый тип представляет Нефтегорско-Хадыженская зона, связанная с выклинивающимися на юге по восстанию песчаниковыми резервуарами в моноклинально залегающей майкопской серии. Выделяется шесть продуктивных пластов. На востоке (Нефтегорск) майкопские песчаники выходят на поверхность, на западе погружаются до 3000 м. Линия выклинивания коллекторов имеет волновой контур. Залив, обращенный в сторону восстания слоев, образует литологически экранированную (с трех сторон) ловушку. В пределах зоны, протягивающейся на 100 км, находится более 20 нефтяных месторождений. В каждом из них содержится от одной до трех залежей, редко больше, причем в западном направлении количество залежей в месторождениях уменьшается.

Заливообразные залежи имеют небольшие размеры: ширина их по водонефтяному контакту около 1,5 км, длина по падению пластов от 1 до 3 км. Кроме заливообразных залежей в зоне известны также небольшие рукавообразные (по И. М. Губкину) залежи, приуроченные к природным резервуарам руслового образования.

Нефтяные залежи находятся на глубинах от 500 до 1500 м, реже на больших глубинах (залежи месторождений Северо-Хадыженское, Узун, Ключевое на глубинах 2100—2430 м).

Зона распространения литологически экранированных залежей прослеживается западнее, где она накладывается на северные крылья антиклинальных зон нефтегазоаккумуляции. Так, нефтеносная зона выклинивания майкопских коллекторов продолжается вдоль северного крыла Калужской антиклинальной зоны. Для последней характерны пластовые сводовые залежи в погребенных под плиоценовыми отложениями антиклиналях. Нефтеносны отложения олигоценового (майкоп) и эоценового (кумская и ильская свиты) возраста. На Новодмитриевском месторождении Калужской зоны в майкопских отложениях известно пять залывообразных залежей, а в тортонских, эоценовых и палеоценовых отложениях — пластовые сводовые, нарушенные разрывами. На западном продолжении Калужской зоны нефтеаккумуляция простирается протяженная Джигинско-Кудакинская крипто-диапировая зона нефтеаккумуляции. В зоне известно несколько нефтяных месторождений (Северо-Крымское, Кудак-Киевское и др.) с залежами в мэотических, тортонских и майкопских отложениях на глубинах до 1100 м. Залежи преимущественно литологически экранированные (диапирами). Еще западнее, в пределах Керченско-Таманских дислокаций выявлено несколько нефтяных и газовых залежей в неогеновых отложениях при весьма обильных поверхностных нефтегазопроявлениях и интенсивных газопроявлениях (до кратковременных фонтанов) в процессе бурения. Газовые залежи характеризуются, как правило, высокими аномальными пластовыми давлениями.

Севернее Джигинско-Кудакинской зоны находится Анастасиевско-Краснодарская зона нефтегазоаккумуляции длиной около 120 км. К этой зоне принадлежит Анастасиевско-Троицкое месторождение, содержащее нефтяные залежи в киммерийских, понтических и мэотических отложениях. Последние являются основной продуктивной толщей. На Анастасиевско-Троицком месторождении в ней насчитывается семь залежей нефти, в том числе нефтегазовая залежь. В средней части структура Анастасиевско-Троицкого месторождения осложнена погребенным глиняным ядром, которое экранирует часть залежей. Залежи нефти и газа месторождений зоны находятся на глубинах от 800 до 1700 м.

Азовская зона нефтегазоаккумуляции характеризуется сложными условиями залегания нефти и большим количеством залежей. Структуры месторождений имеют двухэтажное строение. Нижний этаж, представляющий собой размытые, обычно наклоненные на север антиклинали, содержит стратиграфически и тектонически экранированные и пластовые сводовые залежи в отложениях эоцена и палеоцена. Верхний этаж представляет собой моноклинал с литологически экранированными залежами в породах понтического, мэотического, сарматского, тортонского ярусов и майкопской серии. Наибольшие стратиграфические диапазоны нефтегазоносности установлены на месторождениях Зыбза — Глубокий Яр и Ахтырско-Бугундырском.

В пределах Азовской зоны залежи нефти находятся на глубинах от 450 до 2400 м. Для небольших глубин характерны тяжелые нефти.

Несколько нефтяных и газовых месторождений (Шептальское, Мирная Балка, Ставропольское) открыто в горном обрамлении бассейна. Продуктивны нижнемеловые отложения.

На платформенном борту бассейна газовые и конденсатногазовые месторождения располагаются преимущественно на локальных поднятиях в пределах валов.

Наиболее древними газоносными отложениями являются сильно выветрелые в домеловое время алевриты и аргиллиты триасового возраста. Триасовые отложения газоносны в Каневской, Березанской и Ленинградской зонах газонакопления. Конденсатногазовые залежи расположенных здесь месторождений (Байсугского, Каневского, Крыловского, Челбасского, Березанского и др.) относятся к массивному типу. В пределах этих же зон конденсатногазовые залежи известны в нижнемеловых (апт — альб) отложениях.

Усть-Лабинская зона газонакопления содержит несколько небольших газовых месторождений с залежами в апт-альбских песчаниках. Южнее на Адыгейском выступе имеется несколько разобщенных месторождений нефти и газа, где продуктивны помимо нижнемеловых отложений также юрские. Так, на Майкопском конденсатногазовом месторождении (начальные запасы газа 80 млрд. м³) продуктивны нижнеюрские песчаники (залежь газа в готеривских, аптских, альбских отложениях). Здесь же на Тульском месторождении в юрских отложениях находится газонефтяная залежь, а на расположенном юго-восточном Баракаевском месторождении юрские отложения (келловей, бат, байос) содержат уже залежь нефти (литологически экранированную). Юрские отложения (и нижнемеловые) содержат залежи газа с конденсатом на месторождениях северо-восточного крыла Восточно-Кубанской впадины. Здесь могут быть выделены две небольшие зоны газонакопления: Армави́ро-Советская (месторождения Советское и Трехсельское) и Южно-Советская (месторождение Южно-Советское).

На востоке в пределах Ставропольского поднятия прослеживаются две валообразные зоны газонакопления — Расшеватско-Петровская и Кугультинская и одна зона — Невинномысская — газонефтенаккопления. Все зоны пересекают Ставропольское поднятие в широтном направлении и связаны с крупными приподнятыми блоками в теле фундамента.

Наиболее четко валообразная структура прослеживается для центрального, или Расшеватско-Петровского, вала, пересекающего все Ставропольское поднятие. В пределах вала выявлено шесть газовых месторождений, крайние из них (Расшеватское и Петровско-Благодарненское) расположены за пределами собственно Ставропольского поднятия в соседних бассейнах.

Северная, или Кугультинская, зона газонакопления содержит не менее пяти локальных поднятий, из которых три газоносные. Объединение локальных поднятий в единую зону условное, так как ориентировка осей поднятий и взаимное размещение их различны.

Южный, или Невинномысский, вал включает не менее 15 локальных поднятий, из которых крайних три на западе (Николаевское, Александровское, Убеженское) нефтеносные, а два на востоке (Северо-Нагутское, Веселовское) газоносные.

Основные газоносные толщи Ставропольского поднятия заключены в отложениях эоцена (зеленая свита), олигоцена (майкоп, хадумский горизонт) и миоцена. Основные запасы газа связаны с хадумским горизонтом. Природные резервуары горизонта (преимущественно пласты алевритов) протягиваются сравнительно узкой полосой с северо-востока

на юго-запад. За пределами этой полосы горизонт представлен глинами. Наиболее крупное Северо-Ставропольско-Пелагиадинское газовое месторождение, открытое в 1950 г., расположено на западе центрального вала. Структура месторождения представляет пологую брахиантиклиналь, осложненную двумя куполами. Амплитуда брахиантиклинали около 300 м. На месторождении выявлены четыре пластовые сводовые залежи в песчаниках караганских, чокракских (тортон), хадумских слоев и зеленой свиты (эоцен). Основная залежь (95% запасов газа месторождения) находится в хадумском горизонте. Свод ее находится на глубине 200 м. Начальные запасы газа составляли 225 млрд. м³. Газ месторождения содержит 97—99% метана.

На Расшеватском газовом месторождении газоносны также хадумские слои (здесь же имеется залежь газа в базальном песчанике нижнего мела). Только в хадумском горизонте заключены залежи газа на месторождениях Кугультинской зоны.

На южном валу нефтеносность приурочена к песчаникам эоценового и палеоценового возраста. Последние на Николаевском и Убеженском месторождениях залегают непосредственно на фундаменте. Залежи нефти характеризуются пластовым давлением, почти в 2 раза меньшим условно гидростатического, и находятся на глубинах 300—1000 м.

Азово-Кубанский нефтегазоносный бассейн отличается высокой степенью изученности, за исключением его западной субаквальной азовской части. Геохимическое изучение разреза отложений, слагающих бассейн, позволило выделить несколько нефтегазоматеринских свит. Таковыми являются для северного платформенного борта триасовые и юрские аргиллиты; для восточного (Ставропольского) борта — палеогеновые глины; для складчатого борта — юрские, нижнемеловые, палеогеновые и миоценовые отложения. В целом нефтегазогенерирующие возможности разреза отложений бассейна увеличиваются в направлении от платформенного борта к складчатому, однако в этом же направлении ухудшаются условия для сохранения скоплений углеводородов. Изотопный состав углерода газов из залежей в миоценовых и олигоценых отложениях Ставропольского крыла бассейна ($\delta^{13}\text{C}$ от $-6,5$ до $-7,5\%$; Ф. А. Алексеев, Р. П. Готтих, В. С. Лебедев, 1973) указывает на образование их в газогенной биохимической зоне; газы эоценовых отложений ($\delta^{13}\text{C}$ от $-5,9$ до $-7,4\%$) образовались в газогенной термолитической зоне. Конденсатногазовые залежи мезозойских отложений северного склона бассейна ($\delta^{13}\text{C}_d$ от $-3,9$ до $-4,6$) образовались в термokatалитической зоне нефтегазогенеза.

§ 7. Среднекаспийский нефтегазоносный бассейн

Среднекаспийский нефтегазоносный бассейн расположен восточнее Азово-Кубанского, протягиваясь от восточного склона Ставропольского поднятия на акваторию средней части Каспийского моря, и далее между Горным Мангышлаком, Туаркыром и Центральноустуртским поднятием выходит на сочленение с однотипным Каракумским нефтегазоносным бассейном. Южное горное обрамление бассейна представлено на западе Кавказским горным сооружением, а на востоке крупным Карабогазским сводом. В субаквальной части Каспийского моря юго-восточное продолжение Кавказа (на соединении с Большим Балханом) прослеживается в виде погребенного Прибалхано-Ашшеронского вала.

Северное ограничение бассейна представлено восточным продолжением кряжа Карпинского, который здесь представлен плоским широким и пологим поднятием складчатого палеозоя, рассеченным на ряд блоков. По сбросам субмеридионального направления кряж ступенчато погружается на восток. На наиболее приподнятой западной — Ремонтненской — ступени фундамент находится на глубине 500—1500 м, на наиболее погруженной восточной — Промысловской — ступени глубина его залегания 1500—3000 м.

Кряж Карпинского отделяет рассматриваемый бассейн от северо-восточнее расположенного Волго-Уральского бассейна. На юго-востоке бассейна на месте Карабогазского залива выделяется крупный одноименный свод, где фундамент находится на глубине, не превышающей 2 км. В северо-западном направлении после небольшого прогиба намечается Среднекаспийский свод, большая часть которого покрыта водами Каспийского моря. Фундамент на месте свода залегает на глубине 3—3,5 км. Оба свода образуют поднятие, севернее которого находится Южно-Мангышлакский прогиб — крайний северо-восточный нефтеносный элемент бассейна.

В Средне-Каспийском бассейне четко выделяется складчатый, или Терско-Каспийский, борт, прилегающий к Кавказскому горному сооружению, и более крупный по площади платформенный борт.

Терско-Каспийский складчатый борт бассейна протягивается от Минераловодского выступа северного склона Кавказа на западе до Апшеронского полуострова на юго-востоке и расчленяется по простиранию на три складчатых прогиба — Терско-Сунженский на западе, Дагестанский и Прикаспийско-Кубинский на востоке.

Терско-Сунженский прогиб протягивается более чем на 150 км. Наиболее прогнутая часть его располагается вдоль широтного течения Терека к устью Сулака и характеризуется накоплением в ее пределах кайнозойских и мезозойских отложений мощностью более 10 000 м. Последние начинаются мощной (более 2000 м) терригенной толщей нижнего и среднего отделов юрской системы, которая выше переходит в карбонатную толщу верхнего отдела юры и валанжинского яруса нижнего мела мощностью также свыше 2000 м. Остальная часть нижнемеловых отложений мощностью 800—1100 м представлена терригенными породами и покрывается верхнемеловыми известняками с прослоями глин мощностью 200—400 м. В разрезе кайнозойских отложений различаются по составу палеоцен-эоценовые и олигоцен-неогеновые отложения. Мощность первых 150—250 м, сложены они внизу мергелями (палеоцен, нижний и средний эоцен, низы верхнего эоцена), вверху известняками. Мощность олигоцен-неогеновых отложений 2600—5000 м. Представлены они глинами с прослоями песчаников, реже известняков (плиоцен, мэотис). Выделяется своей мощностью (1100—1500 м) и глинистым составом майкопская свита, охватывающая олигоцен и нижний миоцен. В среднем миоцене выделяются свиты внизу — чокракская, вверху — караганская, образующие основную нефтегазонасную толщу складчатого борта бассейна.

В структуре Терско-Сунженского прогиба четко выделяются два крупных антиклинория: на севере Терский, на юге — Сунженский, выраженные в рельефе в виде одноименных хребтов. Оба антиклинория состоят из нескольких антиклиналей, образующих протяженные линейные зоны. Отдельные антиклинали в неогеновых отложениях обычно узкие,

сильно сжатые, асимметричные, осложненные взбросами или надвигами с амплитудами до 2000 м. Надвинутыми являются северные крылья. Антиклинали осложнены помимо продольных также поперечными и диагональными разрывами. С глубиной в майкопских отложениях разрывы затухают. В эоцен-мезозойских отложениях антиклинали выполаживаются до сравнительно спокойно выраженных поднятий.

В восточном направлении антиклинорий погружаются и на месте перегиба простирания Кавказского хребта с широтного на северо-западное, где меловые отложения вдаются в полосу развития кайнозойских отложений (Дагестанский клин), известны лишь отдельные антиклинали. В пределах Дагестана вновь отчетливо прослеживаются антиклинальные зоны: западная, восточная и Приморская. Слагающие их антиклинали в кайнозойских отложениях имеют сложное строение, обусловленное сильным осложнением разрывами — взбросами или надвигами с перемещением в восточном направлении и явлениями глиняного диапиризма. По мезозойским отложениям антиклинали приобретают коробчатый профиль с уменьшением степени нарушения разрывами. Наиболее дислоцированной является западная зона; Приморская зона изучена слабо. Увеличивается степень дислоцированности кайнозойских пород также с юга на север: для южных антиклиналей характерен большой размыв мезозойских отложений.

В разрезе отложений, выполняющих Дагестанский прогиб, в отличие от разреза Терско-Сунженского прогиба резко увеличена мощность нижне- и среднеюрских терригенных образований (около 10 000 м); уменьшена мощность верхнеюрских пород (до 850 м), причем в толще известняков появляются пласты сульфатных пород; несколько увеличена мощность нижнемеловых отложений (1200 м), в составе которых появляются известняки (нижний баррем, готерив). Мощность кайнозойских отложений Дагестанского прогиба, сохраняющих в общем литологический состав, увеличивается примерно на 2000 м преимущественно за счет сарматских и чокракских осадков миоцена.

На уровне р. Самур Дагестанский прогиб ограничивается поперечным Самурским разломом, южнее которого находится Прикаспийско-Кубинский прогиб. Основным структурным элементом прогиба является Кусаро-Дивичинский синклиниорий.

Дагестанский прогиб сложен с поверхности плиоценовыми породами. Под прогибом прослеживаются западная и восточная Дагестанские антиклинальные зоны, выраженные только в мезозойских отложениях. По геофизическим данным в субаквальной части Кусаро-Дивичинского синклинория мощность осадочных отложений достигает 10 000 м. Кайнозойские породы южного борта синклинория несогласно перекрывают структурные элементы северного крыла и центральной зоны Кавказского мегантиклинория, сложенные мезозойскими осадками. Борт нарушен продольным Сиазанским разломом — взбросом, по которому Кусаро-Дивичинский синклиниорий граничит с Тенгинско-Бешбармакским антиклинорием Большого Кавказа.

В пределах складчатого борта Среднекаспийского борта выявлено свыше 40 месторождений, преимущественно нефтяных. Продуктивные породы неогеновой, палеогеновой и меловой систем.

В Терско-Сунженском ареале зон нефтегазонакопления диапазон нефтегазоносности охватывает отложения от сарматского до валанжин-

ского яруса, однако основные залежи нефти заключены в миоценовом и верхнемеловом отделах.

В неогене коллекторами являются песчаники, продуктивные в интервале глубин 500—2200 м, в верхнем мелу — трещиноватые известняки на глубинах 1500—3900 м. Нефтегазоносность майкопской свиты ограничена (месторождения Карабулак-Ачалуки, Горячий источник).

В Терской зоне нефтегазонакопления известны месторождения Малгобекское, Южно-Вознесенское, Северо-Вознесенское и др., всего 14 месторождений, в том числе одно — Алхазово — чисто газовое. Месторождения приурочены к антиклиналям, слагающим Терский антиклинорий. Малгобек-Вознесенское месторождение отличается сложным строением, оно состоит из пяти структурных элементов, ограниченных разрывами (см. рис. 104). На месторождении в разрезе чокракско-караганских отложений выделяется до 17 нефтеносных песчаников. Залежи нефти пластовые сводовые и тектонически экранированные, находятся в интервале глубин 500—3100 м. Под сложной неогеновой структурой находится брахиантиклиналь, образованная палеогеновыми и верхнемеловыми отложениями. Известняки последнего отдела содержат на глубине около 2100 м нефтяную залежь.

В Сунженской зоне нефтегазонакопления выявлено шесть нефтяных месторождений (с запада на восток): Заманкульское, Карабулак-Ачалукское, Серноводское, Старогрозненское, Октябрьское, Гайткорт. В отличие от Терской зоны месторождения в Сунженской зоне характеризуются большим количеством залежей. Так, на востоке зоны на Старогрозненском и Октябрьском месторождениях количество продуктивных пластов в миоцене достигает 18—24. На западе зоны (Заманкульское и Карабулак-Ачалукское месторождения) характерна нефтегазоносность известняков валанжина и песчаников баррема и апта.

За пределами обеих зон нефтегазонакопления известны отдельные месторождения, расположенные как к югу от Сунженской зоны (нефтяное месторождение Датых и газонефтяное Беной), так и к северу от Терской зоны (нефтяное Правобережное и газовое Червленское), входящие в общий Терско-Сунженский ареал зон нефтегазонакопления.

На месте поперечного поднятия — Дагестанского клина — известны два нефтяных месторождения — Тернаир и Махачкалинское, первое приурочено к моноклинали, второе к брахиантиклинали. Нефтеносны только чокракские отложения.

Дагестанский ареал зон нефтегазонакопления состоит из трех зон нефтегазонакопления — западной, восточной и Приморской. Продуктивные чокракские отложения (свыше 10 пластов-коллекторов), олигоценовые известняки верхнего мела и песчаники альба — апта. Большая часть месторождений нефти и газа приурочена к восточной антиклинальной зоне, где выявлено семь месторождений, из которых пять газонефтяных, расположенных на юге (Каякент, Берекей, Дузлак, Дагогни, Хошмензил), открыты после 1934 г.

На западной антиклинали установлена нефтегазоносность двух брахиантиклиналей — Гаша и Селли, где продуктивны известняки верхнего мела на глубинах 2000—2550 м (Гаша) и 1353—1365 м (Селли).

В Прикаспийско-Кубинском прогибе выявлены две зоны нефтегазонакопления: Сиазаньская, насчитывающая семь нефтяных месторождений (Зейва, Зеагли, Амирханлы, Саадан, Сиазань и др.), и Советабадская,

содержащая три месторождения, в том числе газовое Советабадское. Сиазаньская зона расположена на разломном контакте Кусаро-Дивичинского синклинория и Тенгинско-Бешбармакского антиклинория. Месторождения приурочены к круто наклоненной моноклинали, осложненной поперечными подъемами. Залежи тектонически экранированные, узкие (300—400 м), протягивающиеся на десятки километров, при глубине залегания от 100 до 2000 м. Продуктивны майкопские, сарматские, в меньшей степени меловые отложения.

Советабадская зона приурочена к крайней антиклинали Тенгинско-Бешбармакского антиклинория выполненной с поверхности меловыми отложениями. Структуры месторождений представляют асимметричные антиклинали, осложненные взбросами и надвигами с амплитудой до 700 м. Залежи нефти пластовые сводовые и тектонически экранированные, не больших размеров.

Эпигерцинский платформенный борт бассейна занимает большую северную часть его. На западе этот борт начинается с восточного склона Ставропольского поднятия и выделяется на западе под названием Терско-Кумской впадины. В средней части впадина осложнена двумя поднятиями: небольшим Арзгирским и более крупным Прикумским. Первое поднятие расположено на восточном продолжении Кугульгинского вала Ставропольского поднятия (см. стр. 101). Оно осложнено более чем 10 локальными поднятиями.

Прикумское (Прикумско-Тюленевское) поднятие отражается в палеозойском фундаменте в виде выступа, образованного несколькими блоками. По неогеновым отложениям оно выражается структурной террасой. Прикумское поднятие состоит из нескольких небольших кулисообразно сочленяющихся валов с локальными поднятиями, часто различной ориентировки. Выделяются три вала: северный — Величаевско-Максимокумский, центральный — Озексуатский и южный — Прасковейско-Ачикулакский. Для южного вала характерно отсутствие юрских, а иногда и нижнемеловых отложений, в результате чего нижнемеловые породы ложатся на палеозойские или триасовые. Упомянутые три вала объединяют около половины всех известных (более 40) на Прикумском поднятии локальных структур.

Мощность осадочных отложений Прикумского поднятия не превышает 6000 м, из которых около 3500 м приходится на терригенные отложения олигоцен-неогенового возраста. Максимальная мощность осадков мелового возраста 1500 м, из них 350 м приходится на преимущественно карбонатные породы верхнего отдела, а остальные — на терригенные породы нижнего отдела. Мощность юрских отложений около 1000 м, сложены они в основном терригенными породами и только в келловей-оксфордских отложениях известны доломиты и ангидриты. В подошве мезозойских отложений залегают пестроцветные аргиллиты и мергели триасового (пермо-триасового) возраста. Весь мезозойский и кайнозойский разрез Прикумского поднятия изобилует перерывами, местами вплоть до полного выпадения или значительного сокращения мощностей некоторых стратиграфических подразделений (олигоцена, эоцена, дата, сеномана, баррема, готерива, валанжина, келловей — оксфорда, аалена). С юга и севера Прикумское поднятие опоясывается прогибами. На юге это Чернолесский прогиб, примыкающий к Терско-Сунженскому участку складчатого борта бассейна. Наибольшая глубина прогиба в нижнем

течении р. Сулак (10 км), против Дагестанского клина. На севере склон Прикумского поднятия погружается в Мангычский прогиб. Последний представляет собой узкий (ширина до 70 км) грабен, северный сброс которого с амплитудой до 2 км представляет протяженный разлом, выходящий за пределы бассейна. Палеозойский фундамент на месте грабена погружен на глубину до 5000 м.

Прикумское поднятие содержит более 15 нефтяных и газовых месторождений, основная часть которых группируется в упомянутые ранее три валлообразные зоны — северную, центральную и южную. Месторождения приурочены к пологим поднятиям. Продуктивны песчаники майкопской свиты, известняки верхнего мела, песчаники альба и апта, известняки баррема, готерива, валанжина, песчаники келловей, бата, байоса, содержащие около 30 продуктивных пластов. Для верхнемеловых, альбских и олигоценовых резервуаров характерна нефтеносность, ниже появляются газовые и конденсатногазовые залежи (месторождения Русский Хутор, Сухокумское, Степное, Солонгаковское и др.). Большая часть залежей пластовые сводовые, реже встречаются литологически экранированные (месторождения Максимокумское, Озек-Суат) и стратиграфически экранированные (Озек-Суат, Величаевка, Зимняя Ставка), выявленные на структурах древнего заложения и длительного развития.

Западнее Прикумского поднятия на Арзгирском своде выявлено несколько газовых месторождений (Кучерлинское, Мирненское, Каменнобалковское и др.). Эти месторождения, а также расположенные на восточном склоне Ставропольского поднятия, на восточной половине Расеватско-Петровского (месторождения Петровско-Благодарненское, Кугутское, Казино-Грачевское и др.) и Невинномысского валов (Северо-Нагутское, Веселовское), могут рассматриваться как входящие в Ставропольский ареал зон газонакопления.

Межбассейновое поднятие кряжа Карпинского также является продуктивным, причем преимущественно газоносным. Месторождения приурочены к пологим брахиантиклиналям, ориентированным в соответствии с простиранием кряжа. Часть брахиантиклиналей сгруппированы в два валлообразных поднятия — зоны нефтегазонакопления — северное, или Промысловско-Цубукское, заключающее четыре месторождения, и южное — Ачинеро-Каспийское, состоящее из нескольких коротких валов, часть из которых нефтегазоносны. Всего в пределах кряжа Карпинского выявлено свыше 10 месторождений газа и нефти. Продуктивны песчаники юрские (месторождения Каспийское, Комсомольское — южная зона нефтегазонакопления), аптские и альбские (Промысловско-Цубукская зона), известняки неокома (южная зона) и верхнего мела (северная зона). Для нижнемеловых отложений характерны залежи конденсатосодержащего газа, для верхнемеловых — сухого и жирного газа.

Крайний северо-восточный, или Южно-Мангышлакский, элемент бассейна приурочен к крупной (300 × 80 км) впадине, заключенной между молодым горным сооружением — мегантиклинорием Мангышлака на северо-востоке, и Карабогазским сводом на юге. Впадина сложена мезозойскими и кайнозойскими породами мощностью до 7000 м, которые расчленяются на три литологических комплекса. Нижний комплекс охватывает породы пермского, триасового, ранне- и среднеюрского возраста, сложен терригенными породами угленосными сверху (юра) и пестроцветными внизу, мощность его свыше 2000 м. Средний комплекс карбонатно-

терригенный, мощностью до 1500 м, включает верхнеюрские и нижнемеловые отложения. Верхний терригенно-карбонатный комплекс с мощностью слагающих его пород до 2700 м верхнемелового и кайнозойского возраста.

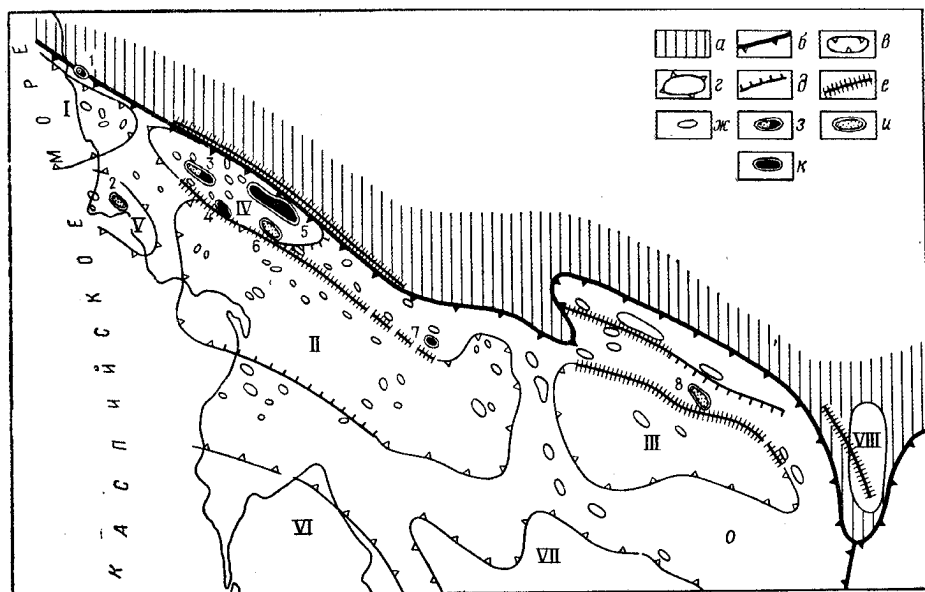


Рис. 102. Среднекаспийский нефтегазоносный бассейн (Южно-Мангышлакская центриклиналь)
a — Мангышлакское горное сооружение; *b* — северная граница; *в* — прогибы: I — Сегендыкский, II — Жазгурлинский, III — Ассакеауданский; *г* — своды, поднятия, валы: IV — Узень-Жетыбайский, V — Песчаномыско-Ракушечный, VI — Карабогазский, VII — Туаркыр-Капланкырский, VIII — Шорджинский; *д* — флексуры; *е* — разрывы; *ж* — локальные поднятия; *к* — месторождения: *з* — газонефтяные, *и* — газовые и конденсатногазовые, *к* — нефтяные.
 Месторождения: 1 — Дунгицкое; 2 — Оймашинское; 3 — Жетыбайское; 4 — Тасбулатское; 5 — Узеньское; 6 — Тенглинское; 7 — Южно-Кансуйское; 8 — Шахлахтинское

История развития впадины сопровождалась шестью перерывами в осадконакоплении в течение мезозойской (пять) и кайнозойской эр. Фундамент впадины имеет позднепалеозойский возраст.

Южно-Мангышлакская впадина имеет крутое северо-восточное крыло и пологое противоположное. Поперечными поднятиями впадина разделена на три прогиба: Сегендыкский на западе, более крупный Жазгурлинский и Ассакеауданский на востоке (рис. 102).

Жазгурлинский прогиб осложнен рядом локальных поднятий с амплитудами 100 м, некоторые из них группируются в валы, связанные с флексурами. На северо-восточном крыле прогиба выделяется Узень-Жетыбайский вал, на западе юго-западного крыла — Песчаномыско-Ракушечный вал, продолжающийся в Каспийском море.

В пределах Узень-Жетыбайского вала выявлено семь нефтяных месторождений, из которых Узень и Жетыбай (открыты в 1961 г.) обращают на себя внимание высокой нефтегазонасыщенностью. Так, на месторождении Узень (брахиантиклиналь, 35 × 7 км) в интервале глубин 200—1300 м выявлено 12 залежей газа в песчаниках мелового возраста, пять залежей в юрских породах. Месторождение Жетыбай на глубине

1500—2300 м содержит 13 залежей нефти и две залежи газа в песчаниках юры.

В пределах Песчаномыско-Ракушечного вала открыто Оймашинское газовое месторождение.

Всего в Южно-Мангышлакской впадине открыто более 12 месторождений нефти и газа, из которых три, содержащие сильно окисленную нефть, расположены на юго-восточном склоне Мангышлакского мегантиклинория.

Среднекаспийский нефтегазоносный бассейн в противоположность смежному Азово-Кубанскому является преимущественно нефтеносным. Ареалы газонакопления занимают сравнительно небольшую площадь западного и северного склонов бассейна.

§ 8. Каракумский нефтегазоносный бассейн

Каракумский нефтегазоносный бассейн находится на юге Туранской эпигерцинской плиты. С юго-запада он обрамляется молодыми горными сооружениями Большого Балхана, Копет-Дага и Банди-Тургестана, с северо-востока — отдельными выступами погружающейся на северо-запад герцинской складчатой системы Тянь-Шаня (Заравшанский хребет, Центральнокызылкумский и Султануиздагский своды) с выходящими на поверхность дислоцированными палеозойскими отложениями. На западе обрамление бассейна образовано поднятиями — Красноводским и Карабогазским сводами, Туаркырским валом, Центральноустуртскими поднятиями, через которые Каракумский нефтегазоносный бассейн соединяется со Среднекаспийским бассейном. На востоке на территории Афганистана бассейн вклинивается в эпиплатформенный ороген, представленный здесь Северо-Афганским сводом (рис. 103).

Центральная часть бассейна осложнена крупным сводом (Центрально-каракумским), в наиболее приподнятой части которого мощность осадочных пород составляет около 2000 м; вдоль северо-восточной окраины протягивается сложно построенная Амударьинская впадина (синеклиза) с мощностью выполняющих ее отложений мезозойского и кайнозойского возраста более 6000 м; вдоль юго-западной окраины простирается глубокий молодой Предкопетдагский прогиб с мощностью пород мезозойского и кайнозойского возраста свыше 10 000 м. Прогиб имеет узкий крутой южный склон, отделенный от горно-складчатого сооружения Копет-Дага системой крутых разломов. Северный пологий склон прогиба широкий и начинается на южном склоне Центральнокарабогазского свода. На юго-востоке Предкопетдагский прогиб сливается с менее крупной Мургабской впадиной, осложненной рядом крупных сводов (Марийский, Бадхызский, Учаджинский и др.) и валов (Байрамалийский, Тарханский, Андхойский и др.), разделенных прогибами.

Бассейн сложен кайнозойскими и мезозойскими породами. Разрез последних на большой площади бассейна начинается с отложений юрского возраста, нижний и средний отдел которых выражен на северо-востоке мощной терригенной, иногда угленосной толщей, верхний отдел в центральной части — карбонатно-терригенной, а на северо-востоке и востоке — мощной карбонатной гипсоносно-соленосной толщей.

Мощность юрских отложений в Предкопетдагском прогибе более 5000 м, в Амударьинской впадине около 3000 м, а на западе бассейна

Рис. 103. Каракумский нефтегазовосный бассейн

а — эпигеосинклинальные горные сооружения; б — эпиалтаформенные сооружения; в — аконсервативная зона; г — разломы; д — сбросы, разрывы; е — межбассейновые поднигны; ж — границы бассейна; з — своды; и — вали; к — склматические изолинии глубин фундамента в км; л — локальные поднигны; м — газовые, газонефтяные и нефтяные месторождения.

Своды и расстоженные в их пределах одноименные аралы зон нефтегазонакопления (в скобках месторождения нефти и газа): А — Центрально-каракумский газосносый арал (Чалджаккульское, Ташкентское, Пришхское, Шихское, Шихское, Топжукльбинское, Атабайское, Топжукльбинское, Чиммерлинское, Джаралтаурское, Аккуинское, Шиханское, Восточно-Шиханское, Чапшское, Сокартаинское, Колонок, Курганское, Караулбазарское, Джаракское, Акжарское, Шурчинское, Селатунское, Юшуканское); Б — Янгикавский (Янгикавское); В — Газличинский (Газличинское, Селатунское, Юшуканское); Г — Караганский (Мамджургалинское, Сарыташское, Караулбазарское, Джаракское, Акжарское, Шурчинское, Селатунское, Юшуканское); Д — Мурабурский (Шурчинское, Северо-Мурабурское, Халыкбайфракское, Кызылбабское, Карабабское, Карагайское); Е — Сууган-Самаркандский (Колгабулакское); Ж — Кабар-тинский газосносый арал (Холжаказганское, Гургунтинское, Даяхатынское, Кунбешарское, Кавагинское); З — Чарджоуский (Фарабиное, И — Испаны-Чаншырское, Юбийское, мегельканское, Зевариинское); Л — Марыйский газосносый арал (Еланское, Шехтинское). Вали и расстоженные в их пределах одноименные зоны нефтегазонакопления (в скобках месторождения нефти и газа): М — Ургенчская газосносная зона (Адаканское, Северо-Адаканское); Н — Байрамалийская нефтегазосная зона (Байрамалийское, Майское, Южно-Полтавское); О — Андхойская газосносная зона (Джучинское, Етым-Даг, Холжа-Гурлар); П — Кунчинская газосносная зона (Караоч, Ислам); Р — нефтяное месторождение Анют и газовые месторождения (Холжа-Булан, Джар-Кудук) восточной центральной Северо-Карабильско-Даулятабдского прогиба

уменьшается до 1000 м. Меловые отложения представлены преимущественно терригенными, в нижней части (неоком, иногда апт) красноцветными, в верхней части сероцветными породами, известняки встречаются лишь в маастрихтском и датском ярусах. Последний, характеризующийся максимальной мощностью 300 м в Предкопетдагском прогибе, сокращается до 30 м на западе бассейна и не установлен в Амударьинской впадине.

Мощность меловых отложений в Предкопетдагском прогибе более 3500 м, в Амударьинской и Мургабской впадинах и на западе бассейна уменьшается до 1500—2000 м. Породы палеогеновой системы имеют максимальную мощность около 2500 м, из которых около половины приходится на толщу майкопидных глин олигоценового возраста, оставшая часть разреза (эоцен, палеоцен) сложена карбонатно-терригенными породами, иногда с прослоями туфов. В Амударьинской впадине мощность палеогеновых отложений около 500 м, они сложены внизу (палеоцен) гипсонско-карбонатной толщей, наверху гипсонско-терригенными породами. На западе бассейна мощность палеогеновых отложений около 500 м, в том числе 450 м приходится на эоценовые, представлены они преимущественно терригенными породами.

Неогеновые отложения наиболее полно представлены в Предкопетдагском прогибе. Миоцен сложен карбонатно-терригенной толщей мощностью до 800 м, которая восточнее и в пределах Мургабской и Амударьинской впадин замещается пестроцветной толщей мощностью соответственно 300 и 600 м. На западе бассейна мощность миоценовых отложений около 250 м, сложены они гипсонской карбонатно-терригенной толщей. Плиоцен развит только в Предкопетдагском прогибе, где мощность его отложений достигает 3000 м. Представлены они терригенными породами, часто грубообломочными. На западе бассейна мощность плиоцена сокращается до нескольких десятков метров, а в Амударьинской впадине он не выделяется. В наиболее прогнутой части бассейна, а также в отдельных грабенообразных прогибах северо-западной части бассейна выделяются пестроцветные терригенные породы пермо-триаса большой мощности (до 4000 м).

Всего в Каракумском бассейне известно свыше 70 газовых, конденсатногазовых и нефтегазовых месторождений. Скопления нефти сопровождаются газовыми залежами на 11 месторождениях.

Большинство газовых и конденсатногазовых месторождений расположены в пределах северо-восточного крыла Амударьинской синеклизы, меньшая их часть — в пределах Центральнокаракумского свода и его склонов, в Мургабском прогибе и в краевой части Северо-Афганского выступа.

Северо-восточное крыло Амударьинской синеклизы имеет ступенчатое строение. Три продольных разлома юрского заложения расчленяют крыло на три ступени (с севера на юг): Бухарскую, Чарджоускую и Восточно-Заунгузскую (Багаджинскую). На первой ступени фундамент находится на глубинах 1500—2500 м и покрывается на значительной площади меловыми отложениями; на Чарджоуской ступени фундамент вскрыт на глубине 2800—3800 м и перекрыт юрскими отложениями; на последней Восточно-Заунгузской ступени фундамент погружается до 5000 м и осадочный чехол начинается с пород пермо-триасового возраста. На востоке ступени погружаются в поперечно расположенные впадины Кашкадарьинскую на севере и Бешкентскую на юге. Эти впадины сформировались в кайнозойское время. Восточный край впадин ограничен субмеридиональным отрогом Гиссарских гор, отделяющим в этой части рассматриваемый бассейн от Афгано-Таджикского. Ряд поперечных прогибов расчленяют Бухарскую, Чарджоускую и Восточно-Заунгузскую ступени на выступы или поднятия, часто блокового строения, осложненные локальными поднятиями, иногда объединяющимися в валы, структурными террасами и носами. К локальным поднятиям приурочены газовые и конденсатногазовые месторождения.

В пределах Бухарской ступени газовые месторождения расположены на выступах (с запада на восток): Янгиказганском, Газлинском, Каганском и Мубарекском, в пределах Чарджоуской ступени на поднятиях Чарджоуском и Денгизкульском развиты преимущественно конденсатногазовые месторождения. На Газлинском выступе расположено газовое месторождение Газли (запасы газа свыше 350 млрд. м³), содержащее восемь газовых залежей в песчаниках мелового возраста в интервале глубин 400—1350 м. Нижние три залежи содержат оторочки легкой нефти. Все залежи пластовые сводовые.

Два газовых месторождения, в том числе Ачакское, открыты на северо-западе Восточно-Заунгузской ступени. Ачакское месторождение содержит 16 залежей газа, заключенных в песчаниках апта, неокома и верхней юры в интервале глубин 1400—2200 м.

Для Бухарской, крайней северо-восточной части Чарджоуской и северной части Восточно-Заунгузской ступеней характерны отсутствие в разрезе верхней юры мощной соленосной толщи и большой стратиграфический диапазон газоносности от среднеюрских до туронских отложений включительно. На большей части Чарджоуской ступени, где развита мощная соленосная толща верхней юры, газоносность ограничивается лишь подсолевыми отложениями.

Группа газовых месторождений расположена в наиболее приподнятой части Центральнокаракумского свода, а также на его далеком юго-восточном склоне на месте сочленения склона с Предкопетдагским и Мургабским прогибами. В юго-восточных предгорьях первого на территории Ирана открыто крупнейшее газовое месторождение Хангирен с запасами газа в отложениях нижнего мела и юры 500 млрд. м³. В пределах северо-западного склона Мургабского прогиба выявлено газовое месторождение Шат-

лык (Шехитли) с запасами газа более 750 млрд. м³. Газовые залежи заключены в песчаниках неокомского возраста. Здесь же открыто еще пять газовых месторождений. Южнее в районе г. Кушка в зоне, связанной с краевой частью эпиплатформенного орогена Банди-Туркестана, выявлены два газовых месторождения (с запасами до 5 млрд. м³) с залежами в отложениях верхнего и нижнего мела и юры.

На востоке бассейна (Афганистан) открыто три газовых месторождения (Джуминское, Етым-Даг, Ходжа-Гугердаг) на Андхойском валу и два газовых (Ходжа-Булан, Джаркудук) и одно нефтяное (Ангот) на восточной центриклинали Северо-Карабильско-Даулетабадского прогиба. Газоносными и нефтеносными являются песчаники и известняки мелового и известняки позднеюрского возраста на глубине 1800—3500 м.

Каракумский нефтегазоносный бассейн представляет собой пример высокой газонасыщенности эпипалеозойского платформенного чехла и краевой части его, вовлеченной в орогенез. В пределах сравнительно небольшого по размерам бассейна и при неполной его изученности как по площади, так и по глубине, уже открыто пять крупнейших газовых месторождений с запасами каждого свыше 100 млрд. м³.

Обращает на себя внимание большая роль вертикальной миграции в распределении газовых скоплений, контролируемом эвапоритовыми отложениями. В зонах, где галитоносные породы отсутствуют или же замещены в значительной степени (до 50%) ангидритами, доломитами и терригенными породами (мургабский тип соленосной толщи), газоносными являются как юрские (подэвапоритовые), так и меловые (надэвапоритовые) отложения; в зонах же развития галитоносных отложений (амударьинский тип соленосных отложений) газоносность как правило ограничивается породами юрского возраста.

§ 9. Нефтегазоносный бассейн Персидского залива

Нефтегазоносный бассейн Персидского залива, или Месопотамский, является одним из крупнейших в мире по запасам нефти. Последние оцениваются в 60 млрд. т, т. е. составляют около 70% запасов нефти всех зарубежных стран. Бассейн протягивается более чем на 2500 км от предгорий Восточного Тавра на севере до Аравийского моря на юго-востоке и охватывает значительные территории Саудовской Аравии, Ирака, Ирана, Омана, Объединенных Арабских Эмиратов, восточную часть Сирии, южную небольшую часть Турции, а также территории Кувейта, Бахрейна и Катара. Небольшая юго-восточная часть бассейна занята водами Персидского залива.

Бассейн Персидского залива располагается в пределах крупной впадины, ограниченной на севере и северо-востоке горными сооружениями альпийского возраста Восточного Тавра, Загроса и Хаджара, а на юго-западе — склоном Аравийско-Нубийского щита. На юге перед Аденским заливом и Аравийским морем бассейн ограничивается выходами на поверхность или неглубоким залеганием фундамента в районах плато Гадрамаут и северо-восточнее на побережье Аравийского моря (рис. 104).

Бассейн сложен породами палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста, мощность которых увеличивается с юго-запада на северо-восток, превышая в предзагорской части бассейна 15 000 м. Для разреза

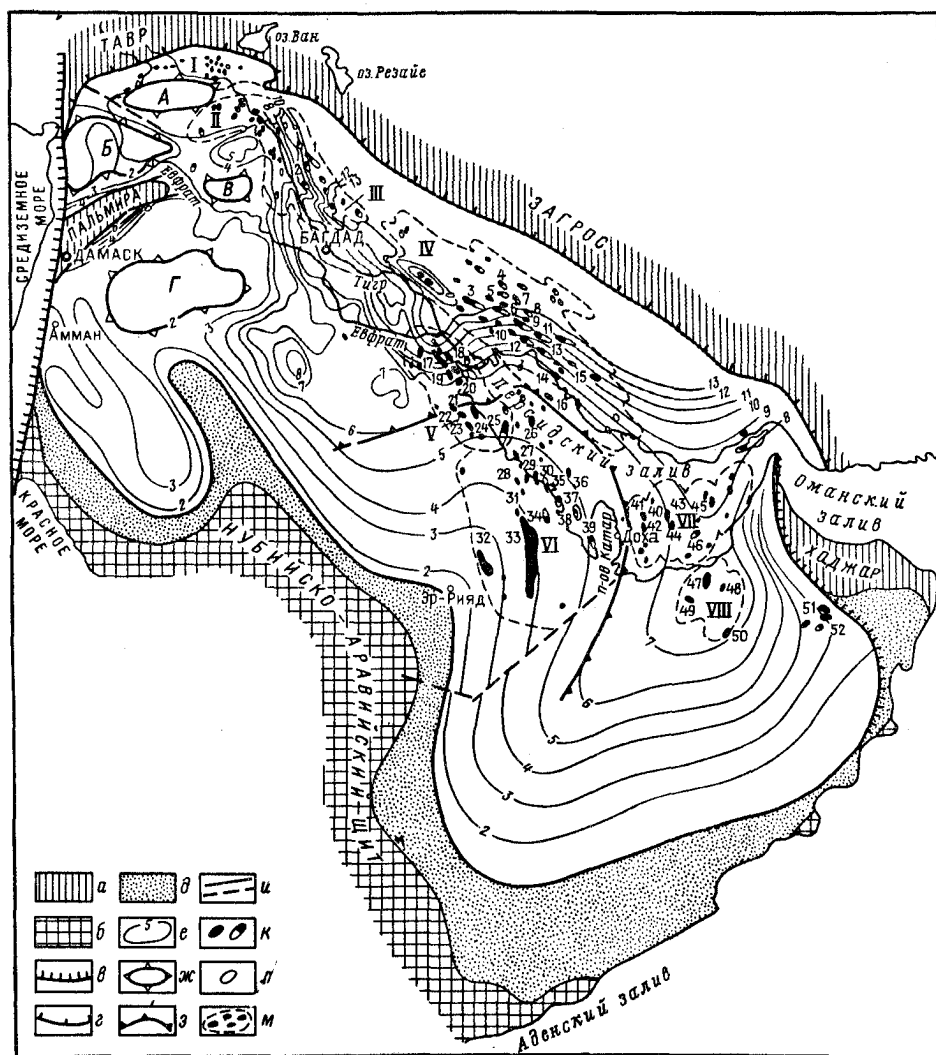


Рис. 104. Нефтегазоносный бассейн Персидского залива

а — горные сооружения Восточного Тавра, Загроса, Халджара, складчатая система Пальмиррид; б — докембрийские образования Аравийско-Нубийского щита; в — зона разломов Мертвого моря — долины Иордана и Оманский красовой шов; г — надвиг; д — аконсервационная зона; е — схематические изолинии глубин докембрийского фундамента в км; ж — своды: А — Диярбакырский, Б — Алеппский, В — Дейрзворский, Г — Рутба; з — структурная терраса Газа; и — сбросы; месторождения: к — нефтяные и газонефтяные, л — газовые; м — ареалы зон нефтегазонакопления; I — Предтаврский, II — Румейлан-Карачокский, III — Эрбилский, IV — Предзагросский, V — Басра-Кувейтский, VI — газа, VII — Катар-Ормузский, VIII — Мурбанский.

Месторождения (с запасами нефти свыше 95 млн. т): 1 — Киркук; 2 — Вай-Гасан; 3 — Ахваз; 4 — Месджид-и-Сулейман; 5 — Нафт-Сафид; 6 — Марун; 7 — Хефткель; 8 — Фарис; 9 — Карандж; 10 — Агаджара; 11 — Пазанун; 12 — Раг-и-Сафид; 13 — Биби-Хакиме; 14 — Бинак; 15 — Бушган; 16 — Дариус; 17 — Румейла (Северная и Южная); 18 — Зубайр; 19 — Раудхатайн; 20 — Сабрия; 21 — Минагин; 22 — Ум-Гудейр; 23 — Большой Бурган; 24 — Вафра; 25 — Сафания-Хафджи; 26 — Ферейдун-Марджан; 27 — Манифа; 28 — Абу-Гадрия; 29 — Хурсания; 30 — Берри; 31 — Фадли; 32 — Хураис; 33 — Гхавар; 34 — Абкаи; 35 — Катиф; 36 — Абу-Сафа; 37 — Даммам; 38 — Авали; 39 — Дукхан; 40 — Ростам; 41 — Майжан-Мазан; 42 — Илд-Эль-Шарги; 43 — Сасан; 44 — Ум-Шейф; 45 — Фатех; 46 — Заккум; 47 — Мурбан; 48 — Абу-Джиду; 49 — Бу-Газа; 50 — Шейбах; 51 — Наги; 52 — Фахуд

отложений этой части бассейна характерна большая мощность (более 10 000 м) терригенных пород неогенового возраста, в составе которых выделяется мощная (до 4500 м) соленосная толща среднемиоценового возраста — свита нижний фарс. Залегающие ниже отложения до каменноугольной системы включительно представлены преимущественно карбонатными породами. Девонские и более древние отложения образованы терригенными породами; кембрийские породы мощностью до 2100 м являются соленосными. Мощность отложений палеозойского возраста превышает 4000 м.

На юго-западном склоне бассейна (платформенном) на большой площади обнажаются мезозойские и палеогеновые отложения, представленные терригенно-карбонатными породами максимальной мощностью 7200 м, более половины которой занимают породы мелового возраста. Для разреза отложений верхнего отдела юрской системы характерно присутствие эвапоритовых пород. Развитые на востоке кайнозойские отложения характеризуются небольшой мощностью. Мощность соленосных отложений свиты нижний фарс здесь сокращается до 380 м. В юго-восточном направлении (Кувейт, Оман) мощность мезозойских отложений существенно сокращается.

На севере (Турция) мощность терригенно-карбонатных кайнозойских отложений увеличивается до 2800 м, мощность мезозойских преимущественно карбонатных пород сокращается до 1800 м. Палеозойские отложения представлены всеми системами. Мощность их увеличивается с возрастом. Наибольшая мощность (2200 м) характерна для карбонатно-терригенных отложений кембрийского возраста. Мощной (1500 м) толщей битуминозных глин с прослоями песчаников представлены силурийская и ордовикская системы. Мощность пермских и каменноугольных (угленосных) отложений составляет около 600 м.

Для всей осадочной толщи бассейна характерно обилие перерывов в осадконакоплении.

На севере бассейна из разреза иногда выпадают неок, верхний триас и верхняя юра, на юге — нижняя юра и т. п. Имеются перерывы и выпадения целых систем в палеозойских отложениях.

В структуре бассейна четко выделяются предгорный складчатый борт, отложения которого дислоцированы в систему линейно вытянутых складок, нарушенных надвигами с соленосными породами в надвинутой части, и платформенный борт, осложненный рядом крупных поднятий и впадин и многочисленными локальными куполами, брахиантиклиналями и валами, нарушенными разрывами.

На севере платформенного борта выделяются своими размерами поднятия (с севера на юг): Диярбакырское, Алеппское, Дейрздорское и Рутбинское. На месте поднятий фундамент поднимается до 2 км. Поднятия разделены разломами и прогибами. В средней части платформенного склона бассейна прослеживается крупное плоское поперечное поднятие Газа, известное в литературе под названием структурной террасы Газа. Поднятие простирается диагонально по отношению к складчатой системе Загроса, но перпендикулярно к Оманской системе. Наиболее четко оно проявляется в палеозойских отложениях, где верхнепермские породы залегают на девонских. Наиболее приподнятый элемент поднятия Газа располагается на месте п-ова Катар (Катарский свод) и характеризуется сокращенными мощностями кайнозойских и мезозойских отложений.

Восточнее влияние поднятия Газа сказывается в выклинивании складчатого борта бассейна в северной части Оманского горного сооружения.

Для поднятия Газа характерны субмеридиональное простирание (под углом к простиранию Загроса) и крупные размеры осложняющих его валлообразных поднятий, отражающих погребенные разломы. На северном склоне поднятия Газа располагается вытянутая в северо-западном направлении Басра-Кувейтская впадина — наиболее прогнутый элемент платформенного борта бассейна. Для впадины характерны увеличенные мощности меловых и палеогеновых отложений при глубине фундамента более 7000 м. Северо-восточнее, через небольшую седловину Басра-Кувейтская впадина находит продолжение в Приевфратском прогибе (глубина фундамента до 7000 м), выполненном осадочными и эффузивными породами кайнозойского возраста. На южном склоне поднятия Газа находится крупная молодая плоская впадина (синеклиза) Руб-эль-Хали с мощностью пород 8000 м (побережье Абу-Даб). Для впадины характерно развитие соляных куполов с солью кембрийского возраста. Соль иногда выходит на поверхность. Впадина Руб-эль-Хали образует крайний южный элемент платформенного склона бассейна.

Контакт платформенного и складчатого бортов бассейна выражен на большой Предзагросской части бассейна сравнительно узким Месопотамским прогибом.

Северо-восточная граница складчатого борта бассейна (и всего бассейна в целом) образована главным Загросским надвигом. Складчатый борт бассейна имеет различную ширину, максимальную в средней части, минимальную на севере против крупных поднятий, осложняющих северную часть платформенного борта.

На месте поднятия Газа, как уже отмечалось выше, складчатый борт бассейна выклинивается и платформенный борт через Оманский разлом непосредственно примыкает к горно-складчатому сооружению Западного Хаджара. Южнее, перед Восточным Хаджаром, появляется краевой прогиб, отделенный от синеклизы Руб-эль-Хали Оманским разломом.

В бассейне выявлено свыше 140 нефтяных и более 10 газонефтяных месторождений, расположенных как на платформенном, так и на складчатом бортах. Более 50 нефтяных месторождений характеризуются извлекаемыми запасами нефти более 100 млн. т, среди них 15 уникальных месторождений имеют запасы свыше 1 млрд. т (Гхавар, Бурган, Киркук, Марун и др.). Большая часть крупнейших месторождений нефти расположена в Саудовской Аравии и Иране. Огромная конденсатногазовая залежь (запасы 1,4 трлн. м³) находится на газонефтяном месторождении Пазанун (Иран).

Нефтегазоносность бассейна охватывает весьма широкий стратиграфический интервал.

Нефтепроявления известны в отложениях каменноугольного и девонского возраста. Промышленные залежи газа установлены в трещиноватых доломитах и пористых известняках пермского возраста (свита хуфф). Можно выделить следующие промышленно нефтеносные природные резервуары.

1. Трещиноватые пористые доломиты поздне триасового возраста (свита курачине) и нижней юры (свита бутма); резервуар развит в северной части платформенного борта бассейна (Сирия).

2. Калькаренитовые и оолитовые известняки средней юры (свита фадиле, или увайнат, на юге в зоне развития соляных куполов).

3. Калькаренитовые и органогенные известняки верхнеюрского отдела свит хадрия (оксфорд), ханифа (оксфорд — келловой) и араб (киммеридж — титон). Свита араб является одной из основных продуктивных толщ бассейна, в ее разрезе выделяются четыре пласта-коллектора А, В, С и D; она экранируется регионально развитой гипс-ангидритовой толщей свиты хит мощностью до 100 м, реже больше. В южном направлении (впадина Руб-эль-Хали) свита хит выклинивается, на севере и северо-западе она представлена переслаиванием каменной соли, ангидритов и известняков; верхнеюрский природный резервуар развит по существу в пределах всего платформенного борта бассейна. В коллекторах юрского возраста сконцентрировано около 40% всех запасов нефти бассейна.

4. Калькаренитовые, оолитовые и афанитовые известняки низов валанжина (свита минагш) с высокими коллекторскими свойствами и мощностью до 100 м. Покрышка резервуара образована глинистой толщей свиты ратави. Валанжинский резервуар характерен для Басра-Кувейтской впадины.

5. Известняки свиты шуайбо (верхний апт) и песчаники свиты зубаир (нижний апт — готерив) серии тамам. Известняки развиты во впадине Руб-эль-Хали. Песчаники рыхлые, сильно пористые и проницаемые. Песчаники содержат залежи нефти в месторождениях Басра-Кувейтской впадины. Известняки и песчаники свит шуайбо и зубаир экранируются глинистыми толщами.

6. Песчаники и алевролиты свиты бурган (или нахр-умр) и известняки свиты мауддуд альбского возраста характерны для месторождений Басра-Кувейтской впадины. Песчаники экранируются известковистыми сланцами, мергелями и глинистыми известняками. Известняки свиты мауддуд перекрываются плотными разностями карбонатных пород.

7. Известняки серии вазия сеноман-туронского возраста. В Басра-Кувейтской впадине нефтеносны органогенно-обломочные известняки свит румейла и мишриф, экранированные глинистыми пластами свиты мишриф, и мелоподобные известняки свиты ахмади (маотси, фахад, махилбан). В пределах складчатого борта бассейна нефтеносны массивные иногда рифогенные известняки свиты сарвак. В северной части бассейна (Сирия) сеноман-туронские отложения объединяются в толщу массивного известняка. Нефтеносными являются кавернозные и пористо-кавернозные разности известняков. Нефтеносный резервуар сеноман-туронского возраста в целом экранируется глинами туронского возраста, мощность которых на платформенном борту достигает 160 м.

8. Рифогенные известняки сенонского возраста (свиты мордин, раман, гарзан, синан), продуктивные в Предтаврском прогибе, и известняки свиты шираниш (маастрихт, кампан) в пределах складчатого борта бассейна.

С коллекторами мелового возраста связана $\frac{1}{3}$ всех запасов нефти бассейна Персидского залива, из которых 65% приурочены к терригенным коллекторам.

9. Пористые доломиты свиты умм-эр-радхума (палеоцен — нижний эоцен), перекрытые ангидритами свиты рус. В этом резервуаре заключено несколько залежей преимущественно тяжелой, высокосернистой нефти. В целом, однако, карбонаты-коллекторы содержат около 75% запасов нефти всего бассейна.

10. Монолитные, разбитые трещинами известняки свиты асмари (нижний миоцен — верхний олигоцен), перекрытые регионально развитой

эвапоритовой толщей свиты нижний фарс. Мощность последней достигает 2000 м на складчатом борту бассейна. В Басра-Кувейтской впадине известняки местами прослаиваются песчаниками с хорошими коллекторскими свойствами, а юго-западнее вся свита замещается терригенными породами свиты абу-гар с залежами тяжелой нефти в песчаниках, часто грубозернистых. На складчатом борту в районе крупнейшего месторождения Киркук асмарийские известняки образованы рифовыми разностями (свита кальхур, или главный известняк), причем возраст последних опускается до среднего эоцена. Природный резервуар нижний фарс — асмари содержит около 27% всех запасов нефти бассейна Персидского залива.

По существу коллекторы всех природных резервуаров бассейна отличаются высокими коллекторскими свойствами, обусловленными для карбонатных разностей трещиноватостью и кавернозностью, первичной преимущественно для известняков платформенного склона, и вторичной для складчатого борта. Высокие коллекторские свойства резервуаров отражаются в высоких суточных дебитах скважин, измеряемых сотнями тонн.

Структурные формы месторождений нефти и газа бассейна представлены тремя основными типами.

1. Пологие брахиантиклинали, антиклинали и протяженные валобразные поднятия, нарушенные разрывами, развиты на платформенном борту бассейна. Длина валов достигает 250 км, ширина — 25 км, но обычно их размеры определяются десятками километров (длина).

2. Солянокупольные структуры с погребенной солью и соответственно с надсолевыми залежами нефти развиты в синеклизе Руб-эль-Хали.

3. Антиклинали, обычно асимметричные и крутые, нарушенные разрывами, характерны для складчатого борта бассейна. Во внешней части складчатого борта антиклинали погребены под надвинутыми на них миоценовыми отложениями, во внутренней части, где обнажаются на поверхности мезозойские отложения, своды антиклиналей выходят на поверхность.

Большая часть залежей нефти бассейна массивные, заключенные в сводах антиклиналей, реже встречаются массивно-пластовые залежи, где отдельные нефтеносные пласты хотя местами и разобщены между собой, однако в целом имеют общий водонефтяной контакт. Высота залежей нефти достигает 200—240 м, обычно более 100 м.

В пределах бассейна довольно отчетливо выделяется несколько ареалов зон нефтегазонакопления (В. Б. Оленин и др., 1972).

1. Ареал зон нефтегазонакопления Газа приурочен к одноименному поднятию. Он вытянут вкрест простирания поднятия Газа. В ареале выделяется восемь антиклинальных (валообразных) зон нефтегазонакопления: Дукханская, Даммамская, Абкаикская, Эн-Нала, Мазальянская, Манифская, Ферейдунская и Зулуфская, каждая из которых объединяет 2—4 нефтяных месторождения. Размеры зон нефтегазонакопления — длина 120—400 км, ширина 30—50 км. Нефтегазонасыщены в пределах большей южной части ареала пермские и мезозойские отложения, в пределах северной меньшей части (Ферейдунская и Зулуфская зоны) — преимущественно породы мелового возраста. Ареал Газа содержит пять нефтяных месторождений-гигантов — Гхавар, Мазалья, Манифа, Абкаик и Ферейдун-Марджян с извлекаемыми запасами свыше 1 млрд. т. Его извлекаемые начальные запасы нефти оцениваются в 11 925 млн. т. Структура месторождения представляет собой протяженное (240 × 25 км) валобразное

поднятия с высотой до 370 м. Вал осложнен рядом поднятий — Айн-Дар, Утмания, Харад и др., которые ранее до окончания разведки рассматривались как самостоятельные месторождения. В своде вала обнажаются полого залегающие отложения кайнозойского возраста. В мезозойских отложениях углы падения пластов достигают 5—8°. Вал нарушен несколькими небольшими по амплитуде разрывами.

Нефтеносны на месторождении верхнеюрские известняки свиты араб, толщи D (главный объект), залегающие на глубине 1550—1640 м. Нефтяная залежь массивного типа перекрывается гипс-ангидритовой толщей свиты хит мощностью 160 м. На месторождении продуктивны также отложения средней юры (свита фадила).

Огромная залежь нефти в свитах араб (толща D на глубине 1560 м) и ханифа обнаружена на месторождении Мазалья (открыто в 1972 г.). Структура месторождения представляет собой антиклиналь длиной 72 км и шириной около 13 км.

На месторождении Бахрейн, или Авали (Дукханская зона), помимо крупной залежи нефти (запасы 166 млн. т) в известняках альба — сеномана (свита бахрейн) имеется крупная залежь газа в известняках позднеюрского возраста (свита араб) на глубине 1280—1372 м и в известняках пермского возраста (свита хуфф) на глубине 2286—2743 м. Начальные запасы газа на месторождении определены в 566 млрд. м³.

2. На восточном погружении поднятия Газа между п-овом Катар и Ормузским проливом в субаквальной части Персидского залива и прилегающей части южного побережья его (северо-восточный борт синеклизы Руб-эль-Хали) открыто более 15 нефтяных месторождений, объединенных общностью структурных форм — солянокупольных поднятий (соль кембрийского возраста). Структуры месторождений группируются в меридионально вытянутые зоны протяженностью до 100 км, насчитывающие по два — четыре месторождения. Всего выделяется семь зон нефтегазонакопления. Нефтеносны известняки, реже доломиты юрского и мелового возраста в интервале глубин 1300—3600 м.

3. В Басра-Кувейтском ареале нефтегазонакопления, связанном с одноименной впадиной, выделяется не менее семи зон нефтегазонакопления. Южные зоны (Бурган-Ахмадийская, Гудаирская и др.) ориентированы в северо-восточном направлении, а северные (Румейлинская, Зубаирская и др.) в северо-западном (загросском) направлении. Для Басра-Кувейтского ареала характерна преимущественно нефтегазоносность песчаников мелового возраста (свиты зубаир, вара, бурган), в меньшей степени известняков свит мауддуд и ямама.

В Басра-Кувейтском ареале зон нефтегазонакопления выделяется своими огромными запасами нефти месторождение Большой Бурган. Структура месторождения представлена крупной (46 × 20 км) пологой (углы до 3°) брахиантиклиналью, вытянутой в меридиональном направлении и осложненной двумя куполами — Бурган на юге и Магва-Ахмади на севере. Купола разделены диагонально расположенным узким грабеном. Нефтеносны песчаники свиты вара (сеноман) на глубине 1080 м, известняки свиты мауддуд (сеноман) и песчаники свиты бурган (альб). В разрезе последней свиты выделяются четыре пласта нефтеносных песчаников, залегающих в интервале глубин 1150—1300 м. Все четыре пласта имеют общий водонефтяной контакт и образуют единую массивно-пластовую залежь.

Запасы нефти более 1 млрд. т имеют месторождения Сафания-Хафджи и Румейла, где также нефтеносны песчаники мелового возраста свит бахрейн (бурган) и зубаир.

4. Румейлан-Карачокский ареал расположен на севере Месопотамского прогиба в пределах его платформенного борта и состоит из трех небольших зон нефтегазонакопления (Касабская, Румейланская, Карачокская). Зоны содержат свыше 10 нефтяных месторождений с залежами нефти в миоцен-олигоценовых, верхнемеловых, нижнеюрских и верхнетриасовых отложениях.

5. Небольшой Мурбанский ареал нефтегазонакопления, насчитывающий пять месторождений, может быть выделен на северном борту синеклизы Руб-эль-Хали. Известные здесь две зоны нефтегазонакопления приурочены к сравнительно крупным пологим валообразным поднятиям. Нефтеносны аптские известняки свиты шуайбо. Запасы нефти наиболее крупных месторождений Мурбан и Бу-Газа свыше 500 млн. т каждое.

В пределах складчатого борта выделяются три ареала нефтегазонакопления: Предзагросский, Эрбильский и Предтаврский.

1. Предзагросский ареал — наиболее крупный. Он занимает среднюю часть складчатого борта бассейна и включает не менее семи антиклинальных зон нефтегазонакопления (с запада на восток): Бахрагансарскую, Бинакскую, Мансурийскую, Пазанунскую, Марунскую, Гачсаранскую, Месджиди-Судейманскую. Зоны содержат свыше 30 нефтяных месторождений и одно крупнейшее нефтегазовое Пазанун. Среди нефтяных месторождений выделяются своими огромными запасами нефти (свыше 1 млрд. т) Марун и Гачсаран. Месторождение Пазанун содержит в газовой шапке более 1 трлн. м³ газа и конденсата и 0,5 млрд. т нефти в известняках свиты асмари на глубине 1700—2767 м. Высота газовой шапки 485 м. В Пазанунской зоне нефтегазонакопления находится также крупное газонефтяное месторождение Ахвас, содержащее нефтяную залежь с крупной газовой шапкой в известняках свиты асмари (запасы газа 189,7 млрд. м³) на глубине 2350—3450 м (кровля залежи). Здесь же ниже в известняках серии бангестан (верхний мел) известна нефтяная залежь. Два крупных месторождения Биби-Хакиме и Раг-и-Сафид, находящиеся в Мансурийской зоне нефтегазонакопления, содержат в свите асмари залежи нефти с крупными газовыми шапками (запасы газа соответственно 115,2 и 171,8 млрд. м³).

2. Небольшой Эрбильский ареал нефтегазонакопления прослеживается севернее Багдада и отделен от Предзагросского значительной территорией с невыявленной нефтеносностью. Возможно, он соединяется с Предзагросским в единый ареал. Эрбильский ареал нефтегазонакопления состоит из двух антиклинальных зон: Киркукской и Джембургской.

Киркукская зона представляет собой антиклиналь длиной до 100 км, шириной до 3,5 км, высотой до 610 м, осложненную тремя поднятиями. Нефтеносность охватывает всю антиклиналь. Основные залежи нефти заключены в известняках кальхур (свиты киркук и джедала), свиты шираниш, свиты камшук, охватывающей интервал от олигоцена до альба включительно и глубины от 175 до 2097 м. Начальные запасы нефти месторождения Киркук оценены в 2,3 млрд. т.

Джембургская зона состоит из двух месторождений — Джембург и Бай-Гассан с суммарными запасами свыше 600 млн. т. Распределение

нефтеносности на этих месторождениях аналогично таковому на месторождении Киркук.

3. Более крупный Предтаврский ареал зон нефтегазонакопления выделяется на севере бассейна. В пределах его прослеживается пять антиклинальных зон, содержащих свыше 15 нефтяных месторождений. Структурные формы их представляют узкие асимметричные брахиантиклинали с залежами, заключенными в кавернозных рифогенных известняках верхнего мела. Месторождения нефти отличаются сравнительно небольшими запасами нефти.

Помимо рассмотренных ареалов зон нефтегазонакопления в пределах бассейна выявлен ряд отдельных месторождений, не группирующихся в зоны. Значительная территория бассейна еще не изучена в нефтеносном отношении, весьма слабо исследована нефтегазонаосность палеозойских отложений.

В пределах изученной части разреза (до глубины 4000 м) в распределении запасов нефти и газа наблюдаются следующие особенности.

В пределах платформенного борта бассейна свыше 90% запасов нефти заключено в интервале глубин 1000—3000 м, причем сравнительно равномерно (в интервалах через 500 м). Запасы же сухого газа в целом при сравнительно незначительных его количествах имеют два максимума: верхний — 1000—1500 м (25% запасов), отвечающий верхней газогенной зоне, и нижний — 2000—2500 м (66%), соответствующий, вероятно, нижней газогенной зоне.

На складчатом борту запасы нефти распределены в интервале глубин от 500 до 3500 м неравномерно с максимальными значениями на глубинах 500—1500 и 2500—3500 м. Верхнему максимуму соответствует максимум запасов газа в газовых шапках (92%), т. е. это зона максимального развития двухфазных систем. Нижнему максимуму соответствует максимум запасов газа (90,2%) в конденсатногазовых залежах (конденсатногазовая зона). Зона однофазных (нефтяных) скоплений, находящаяся в интервале глубин 1500—2500 м, содержит 15,7% запасов нефти и 8% газа (в газовых шапках). Значительные концентрации газа в двухфазных системах, сохранившихся в инверсионных структурах складчатого борта, свидетельствуют о высокой герметичности резервуаров в этой части бассейна, обусловленной эвапоритовыми крышками.

Уникальные свойства нефтегазонаосного бассейна Персидского залива являются следствием следующих основных онтогенетических особенностей его.

1. Преимущественно карбонатный состав нефтегазоматеринских свит бассейна является одной из причин сравнительно пониженной газонасыщенности бассейна в целом.

2. Высокая проницаемость всего разреза в целом обуславливает большой масштаб вертикальной миграции углеводородов и соответственно большую роль покрышек, прежде всего эвапоритовых, в распределении в разрезе скоплений углеводородов.

3. Непрерывность и длительность формирования отложений, слагающих бассейн, — имевшие место перерывы не отличались большой продолжительностью и не сопровождались большим размывом отложений — обеспечили высокую сохранность залежей.

4. Преимущественно унаследованный тип с непрерывным развитием нефтегазонаосных структурных форм (платформенный склон бассейна)

обусловил небольшой масштаб переформирования скоплений углеводородов и соответственно дифференциацию их по составу (фазовому состоянию).

5. Высокая герметичность разреза складчатого борта бассейна в условиях инверсионного типа структурных форм месторождений нефти и газа обеспечила хорошую сохранность скоплений углеводородов.

§ 10. Индский нефтегазоносный бассейн

Индский нефтегазоносный бассейн расположен в Пакистане в краевой западной части Индостанской древней платформы на контакте ее с молодой (альпийской) Киртар-Сулейманской горно-складчатой системой (рис. 105). Последняя разделена Сибийским поперечным грабенообразным прогибом на две ветви: Киртарскую на юге и Сулейманскую на севере. Соответственно выделяются два передовых прогиба, входящих в состав нефтегазоносного бассейна, — Предкиртарский и Предсулейманский. Оба прогиба и прилегающий склон Индостанской платформы сложены кайнозойскими и мезозойскими отложениями, а на севере, возможно, и палеозойскими породами; общей мощностью свыше 10 000 м. Разрез венчается мощной неогеновой грубообломочной молассой, подстилаемой пестроцветной толщей раннемiocенового возраста.

Мощность неогена достигает 5000 м.

Палеогеновая и мезозойская системы образованы чередованием карбонатно-терригенных, карбонатных и терригенных толщ с явным преобладанием последних. В терригенных толщах (верхи верхнего мела, низы палеогена, триас) большая роль принадлежит глинам и аргиллитам. Карбонатными толщами представлены отложения нижнего эоцена, палеоцена, нижней и средней юры; карбонатно-терригенными — олигоцен, средний эоцен, низы верхнего мела. Мощность толщ меняется от 900 до 3500 м. Мощность всех отложений, кроме меловых, уменьшается в восточном направлении, мощность меловых отложений, наоборот, увеличивается в этом направлении.

Предкиртарский прогиб имеет асимметричный поперечный профиль и сложен с поверхности неогеновыми отложениями мощностью до 6000 м, несогласно перекрывающими палеогеновые и более древние отложения.

Наиболее прогнутая часть прогиба, в которой кровля юрских отложений залегает на глубине 8 км, находится на севере прогиба, где он сливается с Сибийским прогибом. На юго-западе располагается наложенный на южное продолжение Киртара Карачинский прогиб, открывающийся в Аравийское море. Прогиб выполнен миоценовыми и олигоценными отложениями мощностью до 5000 м.

Восточный склон собственно Предкиртарского прогиба, участвующий в строении платформенного борта бассейна, осложнен валообразным Джейкобабад-Хайрпурским поднятием с глубиной залегания кровли юрских отложений 2—2,5 км. Поднятие вытянуто в северо-западном направлении на 200 км при ширине 60—70 км и высоте по юрским отложениям 1,5—2 км. На севере его полностью выклиниваются меловые отложения. Северо-восточнее Джейкобабад-Хайрпурского поднятия располагается небольшое Мари-Кандхотское поднятие, а южнее, против Бадра-Санбакского поднятия — небольшой Котринско-Хайдарабадский вал.

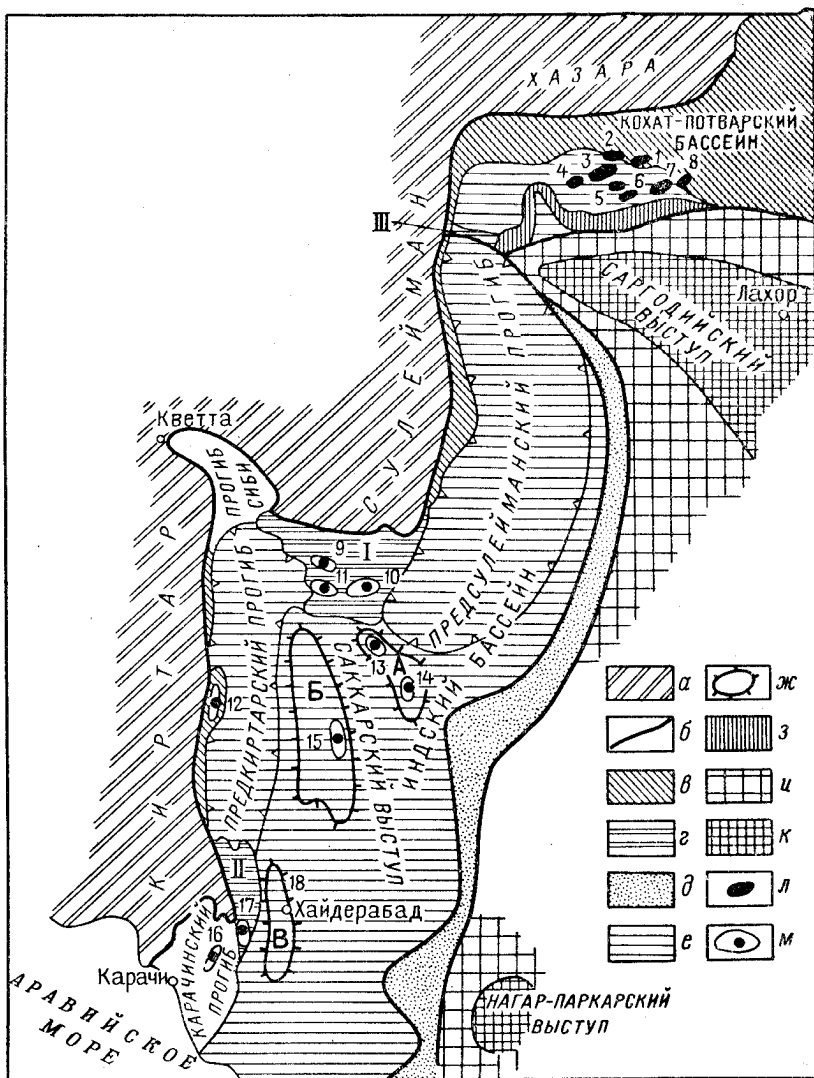


Рис. 105. Нефтегазоносные бассейны Индийский и Кохат-Потварский (по К. Н. Кравченко, Э. Б. Мовшовичу, Б. А. Соколову, 1971, с изменениями)

а — альпийские горно-складчатые сооружения (Киртар, Сулейман, Хазара); б — складчатые борты бассейнов; в — седловины, разделяющие складчатые борты (I — Марри-Бугти, II — Бадра-Санбак) и бассейны (III — Пезу-Манглин); г — поперечные наложенные прогибы (Сибя, Карачинский); е — платформенные борты бассейнов (Тарский, Мианвали, Западно-Соанский); ж — вали (А — Мари-Кандхотский, Б — Джейкобабад-Хайрпурский, В — Котринко-Хайдерабадский); з — блоковые поднятия в правой части Кохат-Потварского бассейна (Соляной криж, Траисиндская дуга); и — склон Индостанской платформы; к — выступы фундамента Индостанской платформы; л — нефтяные месторождения: 1 — Хаур, 2 — Мейал, 3 — Дулиан, 4 — Тут, 5 — Кот-Саранг, 6 — Карсал, 7 — Балкасар, 8 — Джойя-Мейр; м — газовые месторождения: 9 — Запад-Зин, 10 — Суи, 11 — Уч, 12 — Мазарини, 13 — Кандхот, 14 — Мари, 15 — Хайрпур, 16 — Сари-Синг, 17 — Хунди, 18 — Лахра

Джейкобабад-Хайрпурское и Мари-Кандхотское поднятия находятся на месте Саккарского выступа платформенного склона (Тарского) бассейна, на северном продолжении которого находится Марри-Бугтинское поднятие, отделяющее Предкиртарский прогиб от более крупного Предсулейманского. Последний имеет широкий платформенный и узкий складчатый борта с крупной антиклинальной зоной Зиндапир и несколькими отдельными антиклиналями. На севере Предсулейманский прогиб отделяется от однотипного Потварского небольшим поперечным Пезу-Манглинским поднятием, расположенным на северо-западном продолжении Саргодинского выступа фундамента Индостанской платформы. Предсулейманский прогиб заполнен мощной (3500—4000 м) молассой неогенового возраста.

Индский бассейн является промышленно газоносным, причем большая часть открытых газовых месторождений расположена в пределах поперечного поднятия, образованного Саккарским выступом и Марри-Бугтинской седловиной, и приурочена к пологим, сравнительно большим брахиантиклиналям. Основным газоносным резервуаром является главный известняк суи, заключенный в свите лаки низов эоцена, с кровлей, образованной глинами свиты газидж. С главным известняком суи связана крупная газовая залежь месторождения Суи (запасы газа 170 млрд. м³), открытая в 1952 г. Месторождение приурочено к поднятию размером 50 × 25 км высотой 750 м в пределах седловины Марри-Бугти. С этим же природным резервуаром связаны газовые месторождения Зип, Уч, также расположенные в пределах поднятия Мари-Бугти; месторождения Хайрпур, Джейкобабад, Кандхот на Саккарском выступе в пределах валообразных зон газонакопления Мари-Кандхотской и Джейкобабад-Хайрпурской, и месторождение Мазарини, приуроченное к складчатому борту Предкиртарского прогиба.

Вторым газоносным резервуаром является известняк хабибрахи мощностью до 100 м, заключенный в свите киртар верхов эоцена. С ним связано крупное газовое месторождение Мари (открыто в 1957 г.) с запасами газа 140 млрд. м³. Газоносны также известняки палеоцена свиты верхний раникот (месторождение Сари-Синг, Карачинский прогиб), песчаники свиты нижний раникот (месторождение Хунди, поднятие Бадрасанбак) и песчаники свиты паб верхнего мела (месторождение Лахра, Котринско-Хайдерабадский вал).

Газовые залежи Индского бассейна находятся на глубинах 600—1300 м. Для состава газа характерно высокое содержание углекислого газа. Так, например, на месторождении Хайрпур оно равно 70,6% (метана 12,2%), Зип — 44,7% (метана 46,1%), Джейкобабад — 37,0% (метана 25%). Содержание тяжелых гомологов метана меняется от 0,3 до 4,0%, увеличиваясь с глубиной.

§ 11. Кохат-Потварский нефтегазоносный бассейн

Кохат-Потварский нефтегазоносный бассейн расположен на северном продолжении Индского бассейна. Его горным обрамлением являются северная часть антиклинория Сулейман и западное окончание Гималайского эпиплатформенного орогена, крайняя западная часть которого выражена Хазарскими горами.

От нефтегазоносного Индского и возможно нефтегазоносного Гангского бассейнов Кохат-Потварский нефтегазоносный бассейн отделяется

поперечными поднятиями, расположенными на продолжениях выступов (входящих углов) платформ. На востоке — это меридионально вытянутый Делийский выступ, на западе — Саргодинский. Последний на своем погружении сопровождается глубокими поперечными внутригорными прогибами (Танк, Банну, Мианвали), разделенными седловинами.

Кохат-Потварский нефтегазоносный бассейн выполнен фанерозойскими отложениями мощностью более 11 000 м, из которых свыше 8000 м занимают грубообломочные и красноцветные (внизу) породы неогеновой и антропогеновой систем (рис. 106). Неогеновые отложения с разрывом покрывают терригенно-карбонатные породы эоценового и палеоценового возраста мощностью около 600 м.

Мощность мезозойских отложений не более 1000 м. Образованы они карбонатно-терригенными породами, залегающими несогласно на породах пермского и позднекаменноугольного возраста мощностью до 800 м, в подошве которых залегает характерная толща конгломератов (мощностью до 130 м), а в кровле — пласты углистых сланцев.

Каменноугольные образования с разрывом лежат непосредственно на кембрийских карбонатно-терригенных породах, подстилаемых мощной (свыше 500 м) соленосной толщей, возможно, позднепротерозойского возраста.

Мощность палеозойских отложений в целом свыше 1700 м.

Кохат-Потварский нефтегазоносный бассейн наиболее изучен в западной (пакистанской) части, где открыто восемь нефтяных месторождений. В этой части бассейна выделяются складчатый и платформенный борты (И. А. Воскресенский, К. Н. Кравченко, Б. А. Соколов, 1971). Складчатый борт (Равалиндская зона) на западе (Кохат) представлен системой узких антиклиналей, нарушенных разрывами и осложненных внедрением соли кембрийского возраста. Прогиб сложен красноцветной молассой миоценового возраста (света марри). Восточнее интенсивность дислокаций увеличивается и складчатость приобретает изоклинальный характер, часто с почти вертикальными пластами.

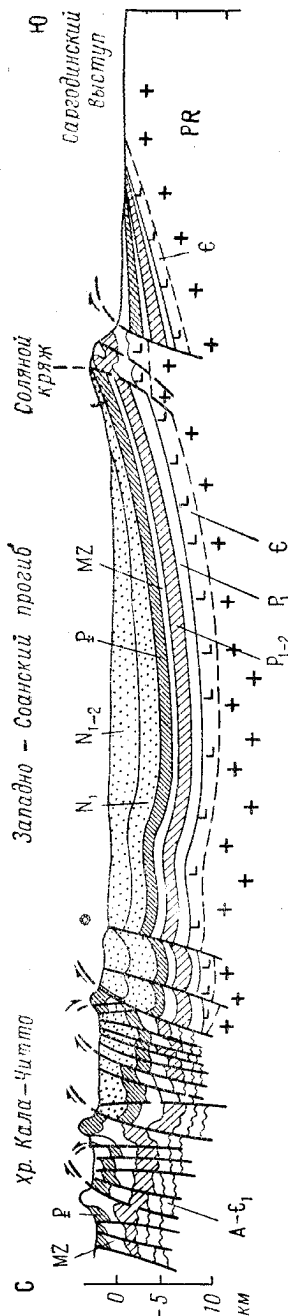


Рис. 106. Поперечный разрез через Кохат-Потварский нефтегазоносный бассейн (по И. В. Воскресенскому, 1971)

Равалпиндская зона сменяется на юге через тектонический шов зоной развития гребневидной складчатости, ширина которой увеличивается в восточном направлении. В средней части зона гребневидных складок известна под названием Мейал-Хаурской, а на крайнем востоке — Джемламской. На западе зона погружается под поперечный прогиб Банну, представляющий собой моноклиналь, наклоненную на северо-запад.

Платформенный борт бассейна представлен Западно-Соанским прогибом, примыкающим на севере к Мейал-Хаурской, а на востоке — к Джемламской системам складок. Западно-Соанский прогиб имеет крутой северный борт, пологий южный и осложнен пологими ($1-5^\circ$) куполовидными поднятиями. С юга он обрамлен линейной зоной поднятий Соляного кряжа и Трансиндской дуги, надвинутых на юг. Собственно Соляной кряж представляет собой взброшенный моноклиналиный блок, выносящий на поверхность палеозойские и палеогеновые отложения, дислоцированные в виде плоских асимметричных антиклиналей с пологими северными и крутыми южными крыльями.

Выявленные в Кохат-Потварском нефтегазоносном бассейне нефтяные месторождения расположены в Западно-Соанском прогибе (месторождения Джойя-Мейр, Кот-Саранг, Балкассар, Карсал) и в зоне гребневидных складок Мейал-Хаур, Хаур, Дулиан, Мейал, Тут). Соответственно в первом прогибе месторождения нефти приурочены к сравнительно крутым брахиантиклиналям, нарушенным разрывами, а в зоне Мейал-Хаур — к пологим куполам (до 6°).

Большая часть залежей нефти сконцентрирована в известняках свиты сакесар нижнего эоцена (месторождения Дулиан, Хаур, Балкассар, Карсал, Джойя-Мейр, Мейал), перекрытых толщей глин подошвы свиты бадрар среднего эоцена. Нефтеносны также палеоценовые известняки свиты хайрабад (Дулиан, Кот-Саранг), залегающие под толщей глин свиты патала, а также известняки свиты бадрар (Балкассар, Мейал) и юрские песчаники (Дулиан, Тут). Небольшие скопления нефти явно вторичного залегания выявлены в подошве свиты марри нижнего миоцена (Дулиан, Хаур). Притоки нефти были получены также из кембрийских песчаников (Джойя-Мейр). Нефтяные залежи вскрыты на глубинах от 1,7 (Хаур) до 4,5 км (Тут, юра).

Нефтяные месторождения Кохат-Потварского бассейна характеризуются небольшими запасами нефти — наиболее крупными месторождениями являлись Дулиан и Балкассар, причем первое в значительной степени уже выработано. Эксплуатация месторождения Карсал прекращена. Почти все месторождения нефти в бассейне были открыты в течение 1935—1968 гг., месторождение Хаур — в 1915 г.

§ 12. Бенгальский нефтегазоносный бассейн

Бенгальский бассейн расположен в низовьях Ганга и Брахмапутры на территории Бангладеша, в меньшей степени Индии (рис. 107). В южном направлении он продолжается в Бенгальском заливе, где его естественным ограничением является северный край Центральноиндоокеанской плиты, проходящий примерно в 500 км от южного сухопутного края бассейна. Ширина бассейна в его субаквальной части достигает 1000 м.

Осадочное тело Бенгальского бассейна образовано мощными (более 8000 м) терригенными толщами неогеновой системы и олигоцена, карбо-

натно-терригенными породами эоцена и палеоцена и континентальной угленосной толщей с базальтовыми лавами, охватывающей интервал от нижнего мела до перми. Максимальная мощность отложений фанерозоя достигает в бассейне 10 000 м. Значительное увеличение мощности антропогенных отложений имеет место в Бенгальском заливе.

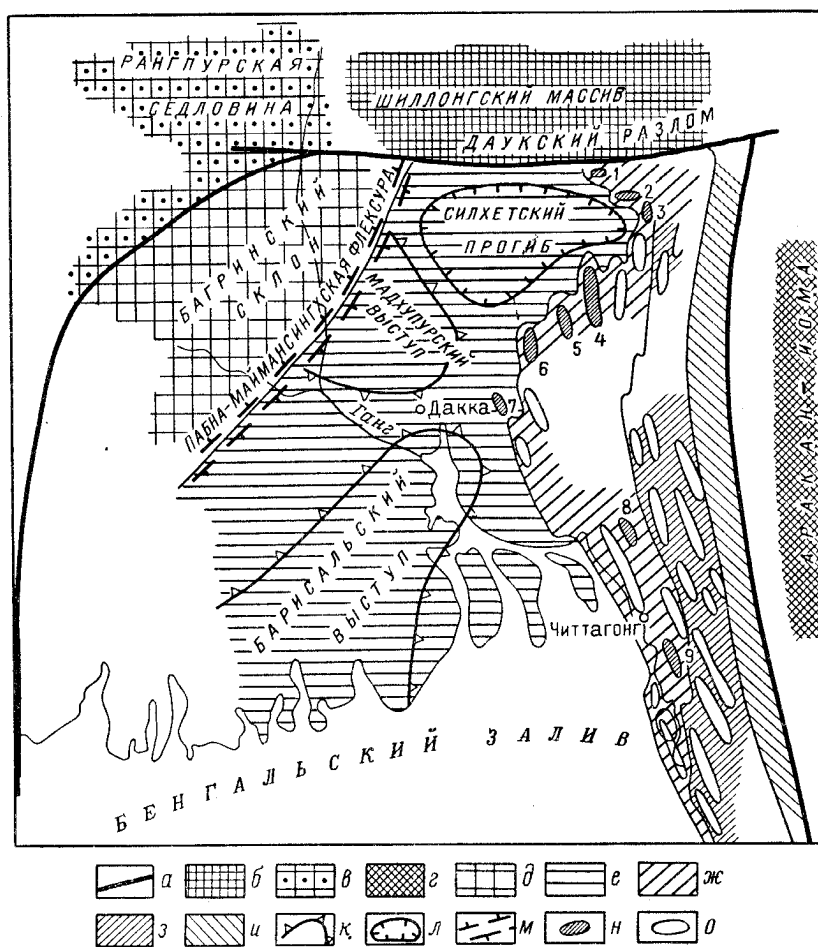


Рис. 107. Бенгальский нефтегазоносный бассейн (материковая часть, по И. И. Бахтину и К. Н. Кравченко, 1971)

a — разломы (границы бассейна); *b* — докембрий Индостанского щита (массив Шиллонгский); *e* — фундамент под маломощной толщей пород (Рангпурская седловина — аконсервационная зона); *g* — альпийское горное сооружение Аракан-Йома; платформенный борт бассейна: *d* — Багринский склон, *e* — Падминский склон — «плита»; складчатый борт бассейна: *ж* — внутренняя, зона, *з* — центральная зона, *и* — внешняя зона; *к* — погребенные выступы фундамента (Малхуपुरский, Барисальский); *л* — прогибы (Силхетский); *м* — Пабна-Маймансингхская флексура; *н* — газовые месторождения: 1 — Чагак, 2 — Силхет, 3 — Кайлас-Тила, 4 — Разидпур, 5 — Хабигандж, 6 — Титас, 7 — Бахрабад, 8 — Семутанг, 9 — Джалди; *o* — антиклинали

В бассейне отчетливо выделяются широкий платформенный борт и узкий складчатый, отделенный от горного сооружения Аракан-Йома системой чешуйчатых надвигов. На юге в Бенгальском заливе складчатый борт бассейна выклинивается.

Платформенный борт бассейна обрамлен на севере низкогорным выступом докембрийского фундамента Шиллонг, от которого он отделен широтным Даукским разломом. На западе бассейн обрамляется пологим (до 5—6°) восточным склоном Индостанского щита, моноклинально залегающий осадочный чехол которого осложнен рядом разрывов северо-восточного простирания. Вдоль внешнего края моноклинали проходит Пабна-Маймансингхская флексура, где наклон слоев возрастает до 20° и мощность отложений увеличивается на 3000—4000 м. Юго-западнее платформенный склон бассейна продолжается в субаквальную часть его и выходит на поверхность лишь узкой полосой вдоль Восточно-Гатского края докембрийского фундамента Индостана. Восточнее Пабна-Маймансингхской флексуры платформенный склон бассейна осложнен двумя поднятиями фундамента (установленными по геофизическим данным): Барисальским и Мадхупурским. Первый выступ фундамента имеет северо-восточное простирание, второй является поперечным. Мадхупурский выступ отделяет на севере широтно ориентированный Сихлетский (Предшиллонгский) прогиб, выполненный молодыми отложениями. Восточная часть прогиба наложена на северную часть складчатого борта бассейна. Последний в этой части имеет своеобразное строение. Он дислоцирован в систему сравнительно пологих крупных складок, из которых наиболее северные имеют широтное, шиллонгское простирание.

В наиболее типичном для пограничных бассейнов виде складчатый борт представлен в южной Читтагонгской половине его. Здесь он сложен с поверхности неогеновой молассой, смятой в систему линейных складок, интенсивность которой закономерно изменяется с запада на восток. На западе это коробчатые антиклинали с широким плоским сводом, восточнее — гребневидные антиклинали с выжатым сводом и крутыми крыльями и на крайнем востоке — складки чешуйчатого строения, смещенные на восток.

Средняя часть складчатого борта, расположенная против Мадхупурского выступа, имеет наибольшую ширину и характеризуется в общем пологими спокойными формами складок на западе и более сложным строением их на востоке, где они приобретают изоклинальную форму.

В Бенгальском бассейне выявлено свыше 10 газовых месторождений, большая часть которых расположена в крайней северной и северо-западной частях складчатого борта бассейна. Месторождения приурочены к сравнительно крупным (20 × 7 км) асимметричным антиклиналям с углами падения крыльев до 35°. Два месторождения Чатак и Силхет (первое открыто в 1951 г.) приурочены к северо-восточному борту Силхетской впадины. Структуры месторождений ориентированы в широтном направлении. Месторождения Кайлас-Тила, Разидпур, Хабигандж, Бахрабад и наиболее крупное Титас расположены во внешней части складчатого борта. Структурные формы их простираются в меридиональном направлении. На юге складчатого борта в зоне коробчатых антиклиналей открыты газовые месторождения Семутанг, Джалди и др. Газоносны пласты песчаников, заключенные в свитах бокабил и верхний бхубан миоценового возраста. Мощность песчаников до 60 м, наилучшими коллекторскими свойствами обладают песчаники свиты бокабил. Залежи сводовые, глубина залегания их от 360 м (Джалди) до 3000 м (Кайлас-Тила). Газ преимущественно метановый, с незначительным (до 3%) содержанием тяжелых гомологов. На платформенном борту бассейна в отдельных скважинах получены лишь незначительные нефтегазопроявления.

§ 13. Нефтегазоносный бассейн о-ва Тайвань

Тайваньский бассейн занимает краевую северо-западную часть острова, представляющую здесь складчатый борт бассейна. Платформенный борт его скрыт под водами Тайваньского пролива. Горное обрамление бассейна выражено антиклинорием Центрального хребта острова. Антиклинорий выполнен метаморфическими породами палеозойского, возможно, и мезозойского возраста (рис. 108).

Бассейн сложен мощной толщей преимущественно терригенных пород кайнозойской и мезозойской групп с максимальной мощностью 13 500 м, из которых только миоценовые отложения с мощными угленосными свитами составляют до 7500 м.

Кайнозойские отложения бассейна дислоцированы в систему узких крутых (до 60°) линейных складок, наклоненных на запад и осложненных взбросами. С антиклинальными частями складок связаны известные в бассейне 10 небольших месторождений нефти и газа (Диншуй, Зудун, Лучжунли, Чутунг, Шантзечиано, Тихченшан), газонефтяные Чиншуй, Чжудоудзы и др., небольшое нефтяное Чжухуанкэн (Сикоко), открытое еще в 1875 г.

Продуктивны песчаники плиоценового (свита холаи) и миоценового возраста. На газовом месторождении Диншуй известно 15 газоносных пластов (месторождение почти полностью выработано), расположенных до глубины 550 м; на месторождении Зудун — пять пластов с максимальной глубиной залегания 1400 м; на месторождении Ньюшань — четыре газовых пласта (плиоцен) с глубиной залегания до 2700 м; на месторождении Тихненшан открыты две конденсатногазовых залежи на глубинах 2830 и 4241 м.

Бассейн характеризуется обильными поверхностными нефтегазопрооявлениями.

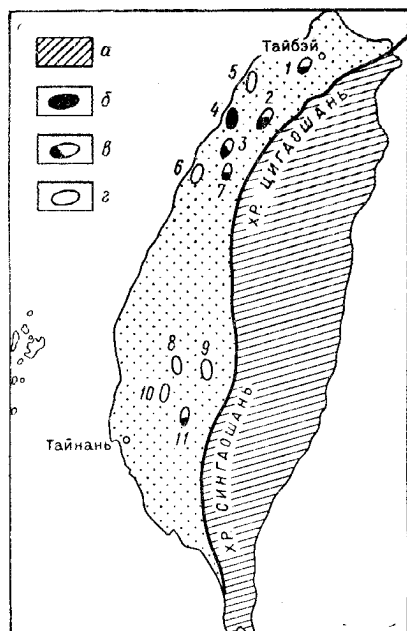


Рис. 108. Тайваньский нефтегазоносный бассейн

a — Центральный Тайваньский хребет; месторождения: *b* — нефтяные, *в* — газонефтяные, *г* — газовые.
Месторождения: 1 — Шантзечиано; 2 — Чутунг; 3 — Чиншуй; 4 — Читинг; 5 — Чингсоху; 6 — Тихченшан; 7 — Чжухуанкэн; 8 — Лучжунли; 9 — Шантзечиано; 10 — Ньюшань; 11 — Чутуочу

§ 14. Татарско-Япономорский нефтегазоносный бассейн

Татарско-Япономорский бассейн протягивается от Татарского пролива на севере через Японское море до о-ва Чеджудо на юге (рис. 109). Значительная часть бассейна занята Япономорской геосинклинальной котловиной с корой океанического типа. В южной части котловины находятся поднятия Ямато и Уллындо, где мощность осадочных пород не превышает 1000 м. Восточная наземная часть бассейна слагается

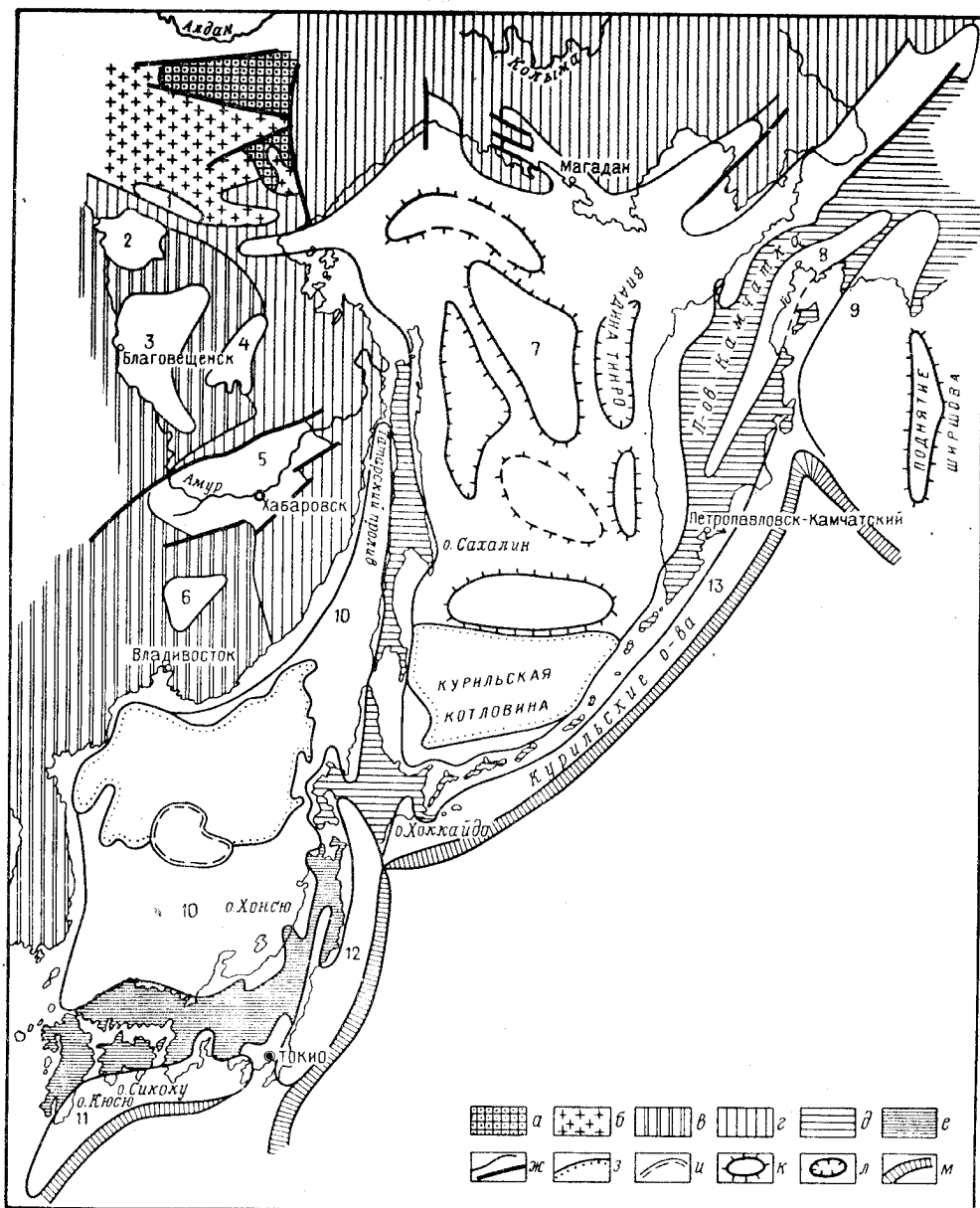


Рис. 109. Обзорная карта нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных бассейнов Дальнего Востока

а — выходы докембрийских пород; области развития: *б* — байкальской складчатости, *в* — герцинской складчатости, *г* — мезозойской складчатости и Охотско-Чукотский вулканогенный пояс, *д* — кайнозойской складчатости, *е* — современной складчатости; *ж* — границы бассейнов и граничные разрывы; *з* — тессинклинальные котловины; *и* — погруженные внутритессинклинальные массивы; *к* — своды и поднятия в Охотском море; *л* — впадины в Охотском море; *м* — глубоководные желоба.

Бассейны: 1 — Верхнезейский; 2 — Ушумунский; 3 — Зес-Буреинский; 4 — Верхнебуреинский; 5 — Среднеамурский; 6 — Ханкайский; 7 — Охотоморский; 8 — Центральнокамчатский; 9 — Восточно-Камчатский; 10 — Татарско-Япономорский; 11 — Преднасейский; 12 — Восточного Хонсю; 13 — Курильский

краевыми частями островов Сахалин, Хоккайдо и Хонсю, образующими внутреннюю зону складчатого борта бассейна; западная наземная часть образует горно-складчатое обрамление платформенного борта бассейна. Обрамление имеет гетерогенный состав. На севере это мезозойский окраинный вулканогенный пояс, на юге — древние Северо- и Южно-Корейская складчатые зоны, отделенные от бассейна разломами. Соответственно фундамент платформы мезозойский на севере и палеозойский на юге.

Северная часть бассейна, занятая в значительной части водами Татарского залива, представляет собой асимметричный грабен с крутым восточным бортом, сложенный осадочными породами мощностью до 7000 м. В подошве грабена находятся терригенные (в нижней части угленосные) породы олигоценного возраста, которые выше с несогласием покрываются терригенными и вулканогенными породами нижнего и среднего миоцена мощностью свыше 5000 м. Верхнемиоценовые и плиоценовые отложения представлены терригенными (угленосными в плиоцене) породами. Плиоценовые отложения залегают горизонтально и выклиниваются в краевых частях грабена. Они залегают с размывом на миоценовых породах.

Грабен образовался в теле терригенных туфоносных меловых отложений, мощность верхнего отдела которых свыше 5000 м.

Складчатый борт бассейна состоит из трех складчатых зон синклинорного строения (с севера на юг): Иссикари-Сахалинской, Уэцу и Синдзи.

Зоны расположены кулисообразно и разделены диагонально расположенными поднятиями.

Первая зона протягивается вдоль западного побережья Сахалина (Западно-Сахалинский синклинорий) и через среднюю часть о-ва Хоккайдо. На юге зона разделена продольным поднятием Рисирри-Монерон на две впадины, из которых западная, продолжающаяся на севере в Татарский грабен, имеет подошву кайнозойских отложений на глубине 6 км, а восточная с подошвой кайнозоя, погружающейся на юг до 8 км, простирается в среднюю часть о-ва Хоккайдо. Здесь она выделяется под названием синклинория Иссикари.

Зона Уэцу занимает прибрежную часть северной (меридиональной) половины о-ва Хонсю. В средней части она осложнена поперечным выступом массива Абукума, который делит зону на две подзоны: Акита на севере и Нийгата на юге. На западе в субаквальной части прогиб Уэцу осложнен продольным поднятием Ното-Садо. Для зоны Уэцу характерно отсутствие палеогеновых отложений.

Зона Синдзи занимает северное побережье южной половины о-ва Хонсю от п-ова Ното на юго-запад до широты островов Цусима. На западе в субаквальной части зона Синдзи осложнена продольным поднятием островов Оки и, возможно, Цусима.

Зоны Иссикари-Сахалинская и Уэцу разделены периклинально Среднего антиклинория о-ва Хонсю на месте западной части о-ва Хоккайдо (массив Осима). Зона Уэцу отделена от зоны Синдзи поперечным массивом Ното и поперечным разломом грабена Фоса-Магна, пересекающим о-в Хонсю.

Восточная граница бассейна (складчатого борта) имеет сложный извилистый контур, обусловленный диагональным простиранием поднятий, разделяющий отдельные элементы складчатого борта прогиба.

Складчатый борт бассейна выполнен терригенными со значительной примесью вулканогенного материала континентальными угленосными

и реже морскими отложениями неогеновой и палеогеновой систем с максимальной мощностью около 15 000 м, развитой на севере в пределах сахалинской части Иссикари-Сахалинской зоны. На юге в Иссикари мощность кайнозойских отложений сокращается до 6200 м, в зоне Уэцу — вновь увеличивается, превышая 10 000 м. Большая часть мощности кайнозоя

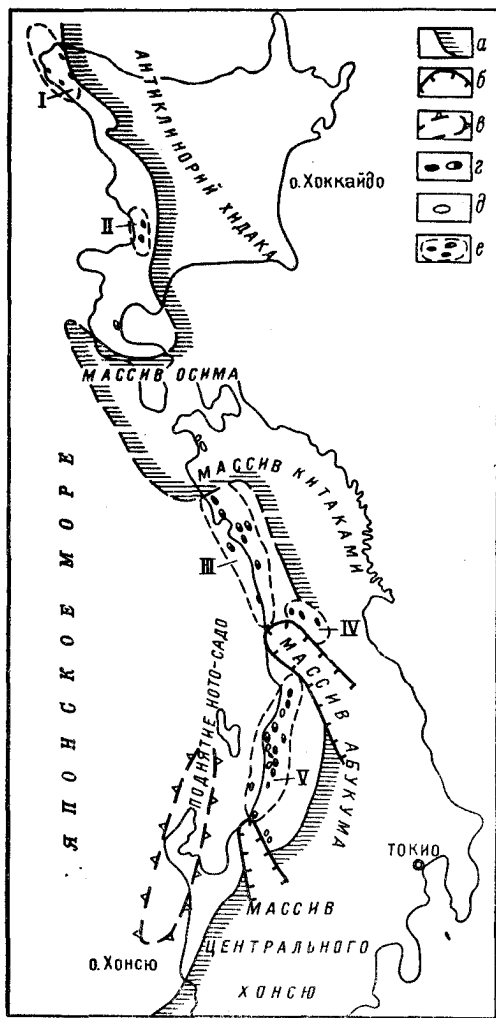


Рис. 110. Основные ареалы зон нефтегазоаккумуляции складчатого борта Татарско-Япономорского нефтегазоносного бассейна

a — восточная граница бассейна; *b* — сбросы; *c* — поднятия; *d* — газонефтяные; *e* — газонефтяные и газонефтяные; *г* — газоподъемные; *д* — газоподъемные; *е* — газоподъемные; *ж* — газоподъемные; *з* — газоподъемные; *и* — газоподъемные; *к* — газоподъемные; *л* — газоподъемные; *м* — газоподъемные; *н* — газоподъемные; *о* — газоподъемные; *п* — газоподъемные; *р* — газоподъемные; *с* — газоподъемные; *т* — газоподъемные; *у* — газоподъемные; *ф* — газоподъемные; *х* — газоподъемные; *ц* — газоподъемные; *ч* — газоподъемные; *ш* — газоподъемные; *щ* — газоподъемные; *ъ* — газоподъемные; *ы* — газоподъемные; *э* — газоподъемные; *ю* — газоподъемные; *я* — газоподъемные; *1* — Вакканай-Менами, *II* — Иссикари, *III* — Акита, *IV* — Сокайдзан, *V* — Нийгата

рождения довольно четко группируются в антиклинальные зоны. Последние могут быть объединены в ареалы зон нефтегазоаккумуляции, разделенные поперечными поднятиями. В зоне Уэцу соответственно выделяются

‘занята породами миоценового возраста, для состава которых характерно сравнительно большое развитие аргиллитов. С возрастом в разрезе увеличивается роль вулканогенных пород. Максимально развиты последние в зоне Уэцу. Миоценовые отложения залегают с размывом на палеогеновых. Мощность последних не превышает 4000 м. Характерна повышенная угленосность неогеновой системы.

Кайнозойские породы складчатого борта бассейна дислоцированы в узкие линейные асимметричные складки. Антиклинальные части их обычно имеют более крутые западные крылья, иногда нарушенные взбросами. В синклинали Иссикари антиклинали нарушены надвигами.

В плиоценовых отложениях углы падения слоев не превышают 20° и значительно увеличиваются в миоценовых породах. В субаквальной части углы падения слоев уменьшаются.

Нефтегазоносность бассейна установлена давно. Первое месторождение нефти Арацу было выявлено в 1870 г. в зоне Уэцу, хотя кустарная добыча нефти на нем велась с 1650 г. Промышленно нефтеносными являются зона Уэцу, в пределах которой выявлено около 100 нефтяных и газонефтяных и около 30 газовых месторождений, южная (японская) часть зоны Иссикари (Сахалинская зона) — 15 нефтяных и 20 газовых месторождений и южная часть (о-в Кюсю) зоны Синдзи — 16 газовых месторождений. Месторождения

ареалы зон нефтегазонакопления Акита и Ниигата; в зоне Иссикари (Сахалинской зоне) — ареал Иссикари (о-в Хоккайдо); в зоне Синдзи — южный, или Восточноцусимский, газоносный ареал (рис. 110).

Продуктивны преимущественно пески и песчаники плейстоцена, плиоцена, миоцена, а в ареале Иссикари также верхний олигоцен и верхний эоцен. Отложения плейстоцена и плиоцена преимущественно газоносны, миоцена и палеогена — нефтеносны.

Залежи нефти и газа в основном пластовые сводовые, тектонически и реже литологически экранированные; расположены в интервале глубин 20—3100 м, обычно до 2000 м.

Большая часть нефтяных месторождений бассейна имеет извлекаемые запасы нефти менее 5 млн. т, запасы газа месторождений обычно составляют несколько миллиардов кубических метров. Запасы наиболее крупного нефтяного месторождения Ябасе, расположенного в северной части зоны Уэцу (ареал зон Акита), 20 млн. т. Структура месторождения представлена узкой антиклиналью длиной до 10 км с углами наклона крыльев от 25—30° (восточное крыло) до 50—60° (западное). С глубиной углы наклона увеличиваются. Структура нарушена рядом разрывов. На месторождении насчитывается 12 нефтяных пластов (сводовых залежей) в неогеновых отложениях в интервале глубин 20—2500 м.

§ 15. Предверхоанско-Вилуйский нефтегазоносный бассейн

Предверхоанско-Вилуйский бассейн выделяется на востоке Восточно-Сибирской древней платформы. Бассейн имеет сложное строение и недостаточно изучен. Нефтегазоносность его впервые была установлена в 1956 г. с открытием Усть-Вилуйского газового месторождения.

Структура бассейна состоит из двух основных элементов: сравнительно узкого Предверхоанского предгорного прогиба и примыкающей к нему почти под прямым углом крупной Вилуйской синеклизы (рис. 111).

С горно-складчатым Верхоянским сооружением мезозойского возраста бассейн граничит на большом протяжении по системе крутых надвигов и взбросов, по которым меловые отложения бассейна контактируют с сильно наклоненными и разорванными породами юрского и триасового возраста; на юге, где Верхоянский хребет переходит в складчато-глыбовый массив палеозойских пород Сетте-Дабан, тектоническая граница бассейна выражена наиболее резко. Здесь (Алданская ветвь предгорного прогиба) меловые отложения, простирающиеся в широтном направлении, контактируют по разрывам с нижнепалеозойскими отложениями Сетте-Дабана, простирающимися меридионально. На юге бассейн ограничен северными склонами Алданского щита и прилегающего на западе участка Байкало-Витимского массива байкальской складчатости. На востоке склон Алданского щита осложнен крупным Якутским сводом, где фундамент поднимается более чем на 2000 м. Этот свод образует межбассейновое поднятие, через которое рассматриваемая часть Предверхоанско-Вилуйского бассейна сочленяется с Алданским потенциально нефтегазоносным бассейном.

Северо-западная и западная границы бассейна следуют по системе различно структурно выраженных поднятий и седловин, отделяющих Вилуйскую синеклизу от прилегающих с запада впадин (синеклиз) Восточно-Сибирской платформы (потенциально нефтегазоносных бассейнов).

На севере находится крупный Оленекский свод, состоящий из нескольких поднятий, где фундамент находится на глубине около 1 км.

Южнее Оленекского свода находится крупный Мунский свод с фундаментом на глубине около 1 км, северо-западнее которого располагается Среднеоленекская, или Суханская, синеклиза — потенциально нефте-

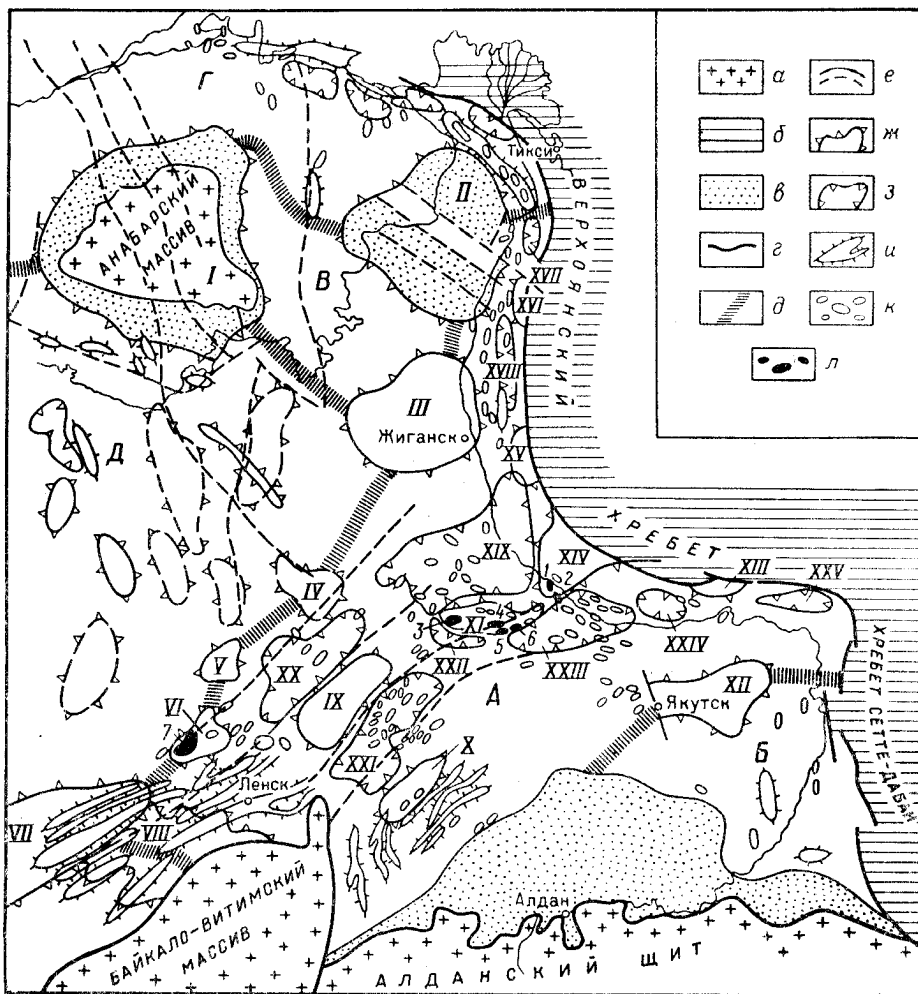


Рис. 111. Нефтегазоносные и потенциально нефтегазоносные бассейны Восточной Сибири

a — выходы на поверхность кристаллических и метаморфических пород фундамента; *б* — горные сооружения мезозойского возраста; аконсервационная зона; *г* — границы бассейнов, *д* — межбассейновые поднятия; *е* — разрывы; *ж* — своды, выступы; *з* — Оленекский, *II* — Оленекский, *III* — Мунский, *IV* — Ертюклянский, *V* — Очугейский, *VI* — Мирненский, *VII* — Напский, *VIII* — Пеледуйский, *IX* — Сунтарский, *X* — Наманский, *XI* — Хапчагайский, *XII* — Якутский, *XIII* — Тукуланский, *XIV* — Китчанский, *XV* — Юндюлюнгский, *XVI* — Джарджанский; *з* — впадины, прогибы: *XVII* — Булунский, *XVIII* — Соболевская, *XIX* — Линденская, *XX* — Быгатаганская, *XXI* — Кемпендяйский, *XXII* — Танггарынский, *XXIII* — Лунгинская, *XXIV* — Келинская, *XXV* — Топмонская; *и* — валы; *к* — локальные поднятия; *л* — газовые месторождения: *1* — Собо-хайнское, *2* — Усть-Вилейское, *3* — Средневилейское, *4* — Маастахское, *5* — Соболевское, *6* — Неджелинское, *7* — Среднеботуобинское.

Бассейны: *A* — Предверхоянско-Вилейский; *B* — Алданский; *B* — Суханский; *Г* — Хатанско-Оленекский; *Д* — Восточно-Сибирский (Южно-Анабарская ступень)

газоносный бассейн. Юго-восточнее находится крупная Ботуобинская седловина (фундамент на глубине около 2 км), отделяющая южную часть Вилюйской синеклизы от глубокой (фундамент на глубине более 7 км) Тембенчинской впадины Восточно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Юго-западная и северная границы бассейна выражены нечетко. На севере граница бассейна может быть с некоторой долей условности проведена по Атырканскому (Кэрэтинскому) узкому порогу. Последний расположен на месте, где восточный склон Оленекского свода наиболее приближен к Верхоянскому хребту. Порог отделяет Булунский прогиб (наиболее северный в цепи предверхоянских частных прогибов, см. ниже) от Нижнелеенского, принадлежащего уже Хатагско-Оленекскому потенциально нефтегазоносному бассейну. На юго-западе Предверхоянско-Вилюйский бассейн сочленяется с Иркутским нефтегазоносным бассейном через крупное плоское асимметричное поднятие с крутым склоном, обращенным в сторону Вилюйской синеклизы, и пологим склоном, участвующим в строении уже Иркутского бассейна. Наиболее приподнятая часть межбассейнового поднятия занята крупным плоским Нэским сводом.

Большая часть территории Предверхоянско-Вилюйского бассейна выполнена с поверхности меловыми и окаймляющими их юрскими отложениями, оконтуривающими Вилюйскую синеклизу. На юге и юго-западе юрские отложения граничат с нижне- и верхнепротерозойскими. Большая площадь развития этих отложений слагает северный склон древнего Алданского массива.

Осадочными породами, преимущественно терригенными, представлен здесь средний и поздний рифей мощностью более 450 м.

Нижнепалеозойские и вендские отложения вскрыты скважинами на Ботуобинской седловине, где они залегают под юрскими породами. Они представлены терригенно-карбонатными породами мощностью до 3000 м, из которых около 2000 м приходится на кембрийские отложения. В разрезе последних выделяются две соленосные свиты — ангарская в кровле нижнего кембрия (мощность 200) и усольская в подошве его (мощность до 500 м). Для ордовика и верхнего кембрия характерно развитие пестроцветных пород.

Среднепалеозойские отложения изучены в средней части Вилюйской синеклизы (Кемпендяйский прогиб), где выявлена мощная (более 1000 м) преимущественно терригенная соленосная и туфогенная толща (кыгылтууская свита), которая выше переходит в пестроцветную намдырскую свиту (300 м). Мощность соляных пластов достигает 200 м. Возраст соленосной и пестроцветной толщи определен как фаменский. Выше залегают нижнекаменноугольные отложения (курунгурыхская свита) мощностью более 500 м, представленные преимущественно алевролитами и песчаниками, в меньшей степени доломитами, известняками, аргиллитами. Средне- и верхнекаменноугольные отложения достоверно не установлены, пермские прослеживаются на значительной территории Вилюйской синеклизы. Последние сложены преимущественно континентальными песчаниками, алевролитами, в меньшей степени глинами, в верхней части содержащими угленосные пласты. Мощность отложений системы меняется от 200 до 1500 м на севере. На большей части бассейна пермские отложения залегают на глубине свыше 4000 м.

Разрез мезозойских образований, слагающих Вилюйскую синеклизу и прилегающую часть Предверхоянского прогиба, может быть подразделен

на четыре крупных литологических комплекса. Нижний, раннетриасового возраста, мощностью от 460 м на западе до 1400 м на востоке сложен терригенными породами с существенной ролью пестроцветных пород; второй комплекс охватывает терригенные отложения, внизу песчаниковые, вверху глинистые, от среднего триаса до средней юры мощностью 750—1100 м; третий комплекс, наиболее мощный (350—3600 м), представлен терригенной угленосной толщей пород; четвертый — молассовый, образован песчаниками и конгломератами верхнего мела и альба мощностью 1000—1600 м.

Внутренняя структура Предверхоянско-Вилуйского бассейна характеризуется сильной расчлененностью. Собственно Предверхоянский прогиб состоит из цепи впадин, сложенных с поверхности меловыми отложениями и разделенных седловинами. Прогиб начал формироваться на севере в раннемеловое время, а на юге в позднеюрское.

Наиболее крупной (150 × 225 км) и с фундаментом, погруженным на глубину более 10 км, является Линденская впадина, расположенная на месте сочленения Предверхоянского прогиба и Вилуйской синеклизы. Для ее разреза характерна максимальная для прогиба мощность (свыше 1000 м) отложений верхнего мела. Северо-западный и южный борта ее осложнены структурными террасами, носами и куполами с амплитудами до 250 м. Внутренний северо-восточный склон смят в систему линейных складок, осложненных выбросами, и частично перекрыт надвигами Китчанского выступа. Последний представляет собой приподнятый участок складчатого борта Предверхоянского прогиба. Он имеет серповидный контур и сложен с поверхности узкими зонами развития юрских, меловых и триасовых пород. Во фронтальной части его развиты брахиантиклинали (некоторые из них газоносные), восточнее — зона широких асимметричных, надвинутых друг на друга синклиналей, и в наиболее приподнятой части — зона широких сундучных антиклиналей, разделенных узкими синклиналями.

Китчанский выступ делит Предверхоянский прогиб на две узкие ветви: северную, Ленскую, и южную, Алданскую. Северная ветвь включает Будунский прогиб и Собопольскую (Менкеренскую) впадину; южная — Лунгхинскую, Келинскую и Томпонскую впадины. Все впадины асимметричные с пологим платформенным бортом и крутым складчатым. Платформенные борта их осложнены локальными поднятиями и структурными носами и террасами, складчатые борта — линейной складчатостью с выбросами и надвигами.

Лунгхинская впадина Алданской ветви прогиба является наиболее погруженной. Здесь мощность мезозойских отложений достигает 6000 м, а на востоке в Томпонской впадине она уменьшается до 3500 м.

Для Келинской впадины и частично для сопряженных с ней Томпонской и Лунгхинской характерно наложение на них молодой (олигоцен-неогеновой) впадины.

Впадины Алданской ветви на юге объединяются склоном Якутского свода, где на поверхность выходят уже юрские отложения. Впадины разделены слабоприподнятыми участками фундамента, расположенными на продолжениях небольших выступов Верхоянской складчатости, несколько вдающихся в прогиб, или же горстообразных поднятий складчатого борта впадины. В обоих случаях поперечным поднятиям свойственна структура, наиболее близкая к складчатым бортам впадин.

Впадины Ленской и Алданской ветвей в отличие от Линденской не выражены в фундаменте, который моноклинально погружается в сторону горного сооружения.

Вилъюйская синеклиза вытянута в северо-восточном направлении. Она выполнена фанерозойскими отложениями мощностью до 9000 м. По мезозойским отложениям Вилъюйская синеклиза представляет собой сравнительно спокойную синклинали, наклоненную на северо-восток и сливающуюся с Линденской впадиной.

Строение синеклизы по палеозойским и верхнепротерозойским отложениям недостаточно ясно. Предполагается, что вдоль юго-восточного склона ее, на месте Лунгхинской и Кемпендяйской впадин находится узкий авлакоген, ограниченный глубинными разломами. Авлакоген был заложен в раннем протерозое (Ж. Б. Мокшанцев и др., 1964).

На юге центральной части синеклизы осложнена крупным (250 × 100 км) горстообразным Сунтарским поднятием. Оно вытянуто в северо-восточном направлении. Фундамент его в наиболее приподнятой части расположен на глубине 400 м. Нижнеюрские осадки здесь ложатся непосредственно на кристаллические породы. Склоны поднятия облекаются палеозойскими отложениями.

С северо-запада и юго-востока Сунтарское поднятие обрамляется глубокими грабенообразными прогибами: Ыгыаттанским и Кемпендяйским. Глубина погружения фундамента первого прогиба свыше 7 км.

Кемпендяйская впадина выполнена мезозойскими и палеозойскими отложениями. Фундамент на месте впадины погружен на глубину более 9 км. Осадочное выполнение впадины осложнено значительным количеством локальных поднятий, часть из которых имеет в ядрах скопления каменной соли позднедевонского возраста (кыгылтууская свита). Соль иногда выходит на поверхность, сопровождая круто наклоненные слои мезозойского возраста. Юго-западнее Кемпендяйской впадины находится глубокий Предпатомский прогиб с линейной складчатостью, прижатой к Байкало-Патомскому нагорью.

Между Кемпендяйской и расположенной северо-восточнее Линденской впадинами (северо-восточнее Вилъюйска) находится сравнительно крупное Хапчагайское поднятие. Свод поднятия находится на глубине около 5 км, вытянут в широтном направлении на 260 км при ширине до 120 км и высоте по кровле нижней юры до 2 км. Мощности мезозойских и пермских отложений здесь сокращены. Свод осложнен брахиантиклиналями с углами наклона крыльев от 2—5° до 10—12° и амплитудами 150—350 м. Брахиантиклинали иногда нарушены разрывами.

Нефтегазоносность Предверхоаянско-Вилъюйского бассейна установлена лишь в пределах трех его структурных элементов: на Хапчагайском своде, во фронтальной части Китчанского выступа в Лунгхинской впадине и на восточном склоне Ботубинской седловины. В пределах первого открыто шесть месторождений газа, в том числе два с конденсатногазовыми залежами (Средневилъюйское, Неджелинское). Газоносны песчаники, часто крупнозернистые мезозойского и позднепермского времени (табл. 18). Пластовые сводовые, иногда массивные залежи газа находятся на глубинах 1000—3500 м, чисто газовые — преимущественно в интервале 1000—2500 м, конденсатногазовые — 2500—3500 м.

Структура Средневилъюйского конденсатногазового месторождения представлена брахиантиклиналью размером 30 × 18 км высотой 300 м.

Распределение нефтегазоносных толщ и покрышек в разрезе мезозойских и пермских отложений Вилюйской синеклизы и прилегающего Предверхоянского прогиба

Возраст и свиты, содержащие продуктивные толщи и покрышки		Ареалы нефтегазо-накопления	Нефтяные и газовые месторождения
Ранний мел	Неоком		
Поздняя юра	Соркинская	Усть-Вилюйский	Усть-Вилюйское
	Марыкчанская	Хапчагайский	Средневилюйское
	Нижневилюйская	Усть-Вилюйский	Усть-Вилюйское
Средняя юра		Хапчагайский	Средневилюйское
Ранняя юра	Верхний лейас	Хапчагайский	Средневилюйское, Маастахское
	Средний — нижний лейас	Усть-Вилюйский	Собохаинское, Усть-Вилюйское
Поздний и средний триас	Бегиджанская	Хапчагайский	Средневилюйское Бадаранское
Ранний триас	Мономская	Хапчагайский	Средневилюйское
	Таганджинская	Хапчагайский	Средневилюйское, Толонское
	Нижнекельтерская	Хапчагайский	Неджелинское
Верхняя пермь		Хапчагайский	Маастахское, Неджелинское, Средневилюйское, Соболахское

Примечание. Линейками показаны покрышки.

В отложениях юры, триаса и верхней перми выявлено девять газоносных песчаников в интервале глубин 1000—2800 м. Характерно увеличение площадей газоносности от юрских резервуаров к пермским. Начальные запасы газа месторождения составляют 170 млрд. м³.

На отдельных газовых месторождениях Хапчагайского ареала зон газонакопления получены также небольшие притоки нефти. Так, на Неджелинском и Маастахском месторождениях притоки нефти получены из нижнеюрских отложений, на Средневилюйском — из нижнетриасовых пород.

На Китчанском выступе открыто два газовых месторождения — Усть-Вилюйское и Собохаинское, которые расположены в Буродахской антиклинальной зоне. Газовые залежи заключены в песчаниках нижней

юры на глубинах 1800—2000 м. На Олойской и Бергеинской антиклиналях из нижнеюрских отложений с глубины около 3500 м получены притоки легкой нефти.

В целом разрез мезозойских и пермских пород Хапчагайского свода и Китчанского выступа характеризуется высокой газо- и в меньшей степени нефтенасыщенностью.

Геохимическое изучение разреза этих отложений показало, что нефтепроизводящие свиты заключены в отложениях нижнего мела, юры, среднего и позднего триаса и верхней перми (А. Н. Изосимова и др., 1973; Т. И. Сороко, 1973). Последние, возможно, являются основными генераторами углеводородов (А. Н. Изосимова, 1974).

На Ботуобинской седловине на крупном (48 × 24 км) Среднеботуобинском локальном поднятии установлена промышленная газоносность мотской (венд) и усольской свит (подошва нижнего кембрия). В первой свите коллекторами являются песчаники, во второй известняки, залегающие на глубине 1800—1900 м. Обильные нефтегазопроявления известны в отложениях верхнего протерозоя северного склона Алданского щита.

Предверхоянско-Виллюйский нефтегазоносный бассейн изучен слабо как по площади, так и по разрезу. Широкий стратиграфический диапазон выявленной в бассейне газоносности и большой объем пород, слагающих бассейн, открывают возможности для выявления новых газовых, а также нефтяных месторождений.

§ 16. Иркутский нефтегазоносный бассейн

Иркутский, или Ангаро-Ленский, бассейн заключен во впадине, находящейся на крайнем юге Восточно-Сибирской платформы, в углу, образованном резким изгибом области развития байкальской складчатости от Витимо-Патомского нагорья через Хамар-Дабан, Восточные Саяны на Енисейский кряж (рис. 112). Фундамент бассейна дорифейский. На северо-востоке бассейн сочленяется с Предверхоянско-Виллюйским, а на севере — с Восточно-Сибирским нефтегазоносными бассейнами. В этих границах бассейн имеет размеры 800 × 750 км.

Наиболее прогнутая часть бассейна с фундаментом на глубине более 7 км находится на западе (Саяно-Енисейская синеклиза). На востоке и севере фундамент поднимается до 2 км, образуя обширную плоскую ступень. С поверхности Иркутский бассейн сложен преимущественно ордовикскими отложениями, которые на юге окаймляются кембрийскими.

Основную роль в строении бассейна играют отложения рифейского, вендского и кембрийского возраста, мощность которых превышает 4000 м. Более молодые отложения, включающие силурийские, девонские, каменноугольные, пермские, триасовые и юрские, наиболее полно развиты на западе бассейна, где мощность их достигает 3000 м.

Рифейские отложения (средний и верхний отдел) представлены терригенными отложениями мощностью не более 500 м. Покрывающие их с перерывом вендские, ниже- и среднекембрийские породы делятся на три толщи: вендскую подсолевою карбонатно-терригенную (мотская свита, мощность до 450 м); среднюю соленосную карбонатную (мощность до 1800 м), охватывающую нижнюю часть нижнего отдела кембрия (усольская и бельская свиты ленского яруса), и верхнюю надсолевою карбонатную толщу (мощность до 800 м), заключающую верхнюю часть нижнего кемб-

рия и средний кембрий. Залегающие выше с размывом отложения верхнего кембрия сложены терригенными породами с редкими прослоями доломитов общей мощностью до 700 м. Остальной разрез палеозойской группы распространен неравномерно.

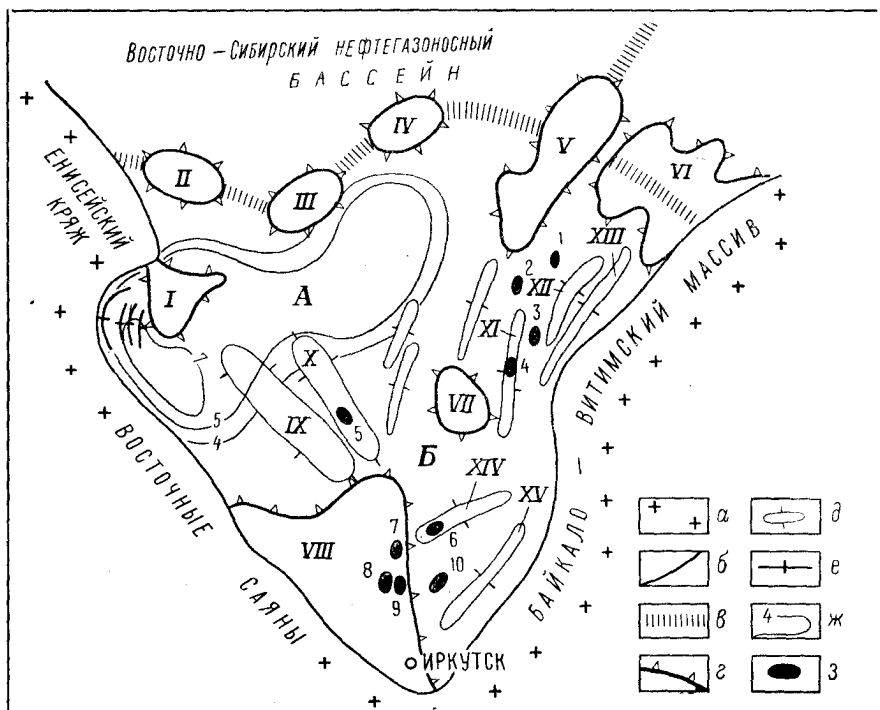


Рис. 112. Иркутский нефтегазоносный бассейн

а — байкальская складчатость; б — границы бассейна; в — межбассейновые поднятия; г — своды и выступы: I — Пушкинско-Захаровский, II — Тахомский, III — Тайгинский, IV — Вававарский, V — Непский, VI — Пеледуйский, VII — Усть-Кутский, VIII — Иркутский; д — вали, валообразные поднятия: IX — Тангуйский, X — Братский, XI — Марковский, XII — Киренский, XIII — Кавачинский, XIV — Жигаловский, XV — Божеханский; е — антиклинали; ж — схематические изолинии глубин фундамента в км; з — месторождения: 1 — Прображенское, 2 — Ярактинское, 3 — Потаповское, 4 — Марковское, 5 — Братское, 6 — Бальхино-Тыптинское, 7 — Атовское, 8 — Бильчирское, 9 — Южно-Радуйское, 10 — Христофоровское. А — Саяно-Енисейская синеклиза; Б — Ангаро-Ленская ступень

Ордовикские отложения развиты в пределах всего бассейна. Они образованы в основном терригенными, иногда пестроцветными породами с мощностью 300—1400 м. Силурийская система представлена только нижним отделом и сложена также преимущественно терригенными породами мощностью до 200 м. Отложения девонской (только верхний отдел), каменноугольной (верхний и средний отделы), пермской (нижний отдел) систем и мезозойской группы известен только на крайнем западе бассейна, их суммарная мощность не превышает 700 м. Слагаются они карбонатно-терригенными породами. Триас развит только на севере бассейна, представлен вулканогенными породами мощностью до 100 м. Большое распространение имеют юрские угленосные терригенные отложения мощностью до 300 м. Они развиты на юго-западе и северо-западе бассейна.

Разрез отложений, выполняющих бассейн, завершается встречающимися участками терригенными отложениями неогенового возраста мощностью до 300 м.

Основной структурный элемент бассейна, в пределах которого выявлена его промышленная нефтегазоносность, — Ангаро-Ленская ступень бассейна — сформировалась на месте краевого прогиба байкальской складчатой системы и прилегающего склона платформы. Контакт последней с байкальской складчатой областью происходит через тектонический шов, над которым вендско-кембрийские отложения дислоцированы в систему линейных, сильно сжатых складок (углы падения слоев 25—90°), прослеживаемых на протяжении нескольких сотен километров. В остальной большей части Ангаро-Ленской ступени развиты пологие складки — поднятия с углами падения крыльев 4—6° и амплитудами 100—200 м. Поднятия иногда группируются в валы, протягивающиеся параллельно складчатому обрамлению, или в своды. Наиболее крупными валами являются Киренгский, Марковский, Божеханский, Жигаловский.

На севере ступени строение многих локальных поднятий и валов осложняется проявлением соляной тектоники. В этом случае поднятия фиксируются в солевых и надсолевых толщах, а подсолевые отложения залегают горизонтально. Известен также соляной диапиризм. Наиболее крупный межбассейновый свод — Нэпский — находится на севере Ангаро-Ленской ступени, примыкая к северо-восточной границе бассейна. Напротив него находится Пеледуйский свод, прижатый к складчатому обрамлению бассейна, образующему здесь выступ на запад. Подобные погребенные выступы отходят также от Восточных Саян (Иркутский, Тулунский). В средней части ступени находится небольшой Усть-Кутский свод, вытянутый в северо-западном направлении.

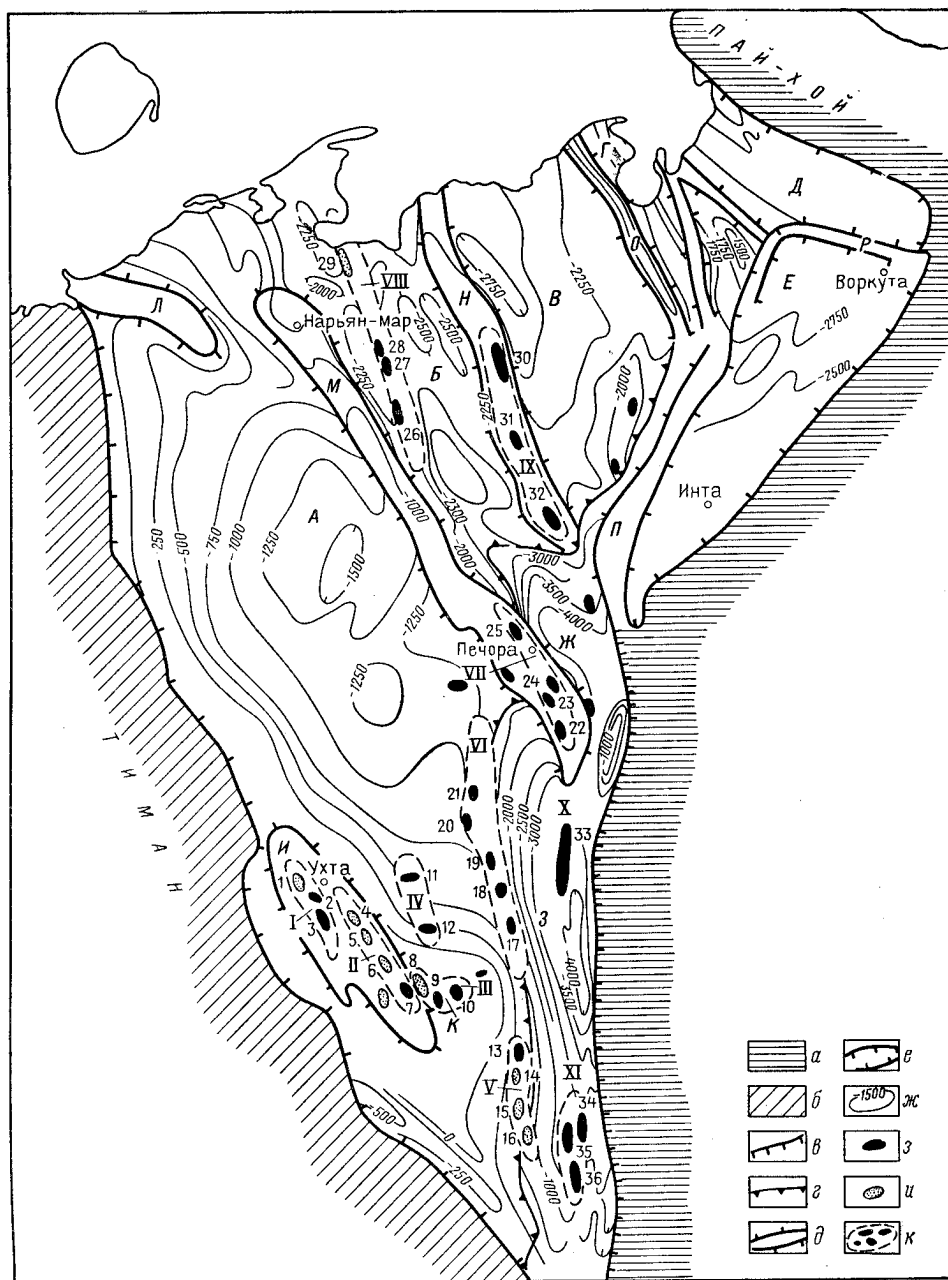
На юго-западное погружение Ангаро-Ленской ступени паложена небольшая юрская впадина, заключающая Иркутский угленосный бассейн.

Саяно-Енисейская синеклиза имеет асимметричный профиль. Ее наиболее погруженная часть с глубиной фундамента более 7 км смещена на северо-запад. На севере синеклизы прослеживается Катская впадина, на востоке — крупный Братский вал (небольшой свод). Вдоль западной окраины синеклизы протягивается несколько валообразных поднятий.

Нефтегазоносность Иркутского бассейна установлена на ряде локальных поднятий, расположенных в пределах Ангаро-Ленской моноклинали, ее южной части (Атовское, Южно-Радуйское, Бильчирское, Христовское поднятия и др.), средней (Марковское, Кривоуцкое), а также на Братском своде.

Значительные нефтегазопроявления, притоки нефти и газа в скважинах получены из отложений ангарской, бельской, усольской, мотской и ушаковской свит. В двух последних коллекторами являются песчаники, в остальных — трещиноватые доломиты и известняки.

Наиболее интенсивные притоки нефти и газа получены из терригенной части мотской свиты (парфеновский горизонт), где на Марковской структуре выявлена в 1962 г. литологически экранированная залежь конденсатного газа на глубине около 2500 м. Структура Марковского месторождения по подсолевым отложениям представляет собой моноклираль, полого наклоненную на юго-восток, по солевым отложениям — асимметричную антиклиналь с амплитудой до 500 м, с углами падения



крыльев до 15° , рассеченную рядом разрывов, а по надсолевым отложениям — антиклиналь с амплитудой 50 м, с углами падения до 7° и со сводом, смещенным на запад относительно свода, выраженного в солевых отложениях.

Помимо парфеновского горизонта на структуре выявлена залежь нефти в вышезалегающем марковском горизонте мотской свиты, а также скопление легкой нефти в трещиноватых известняках (в приразрывной зоне) осинского горизонта усольской свиты. Помимо мотской и усольской свит значительные притоки нефти и газа получены из отложений ушаковской, бельской и ангарской свит на ряде локальных поднятий юга Ангаро-Ленской ступени (Атовское, Южно-Радуйское, Бильчирское и др.). Обращают на себя внимание полученные притоки газа из мотской свиты в некоторых скважинах Нэского свода.

§ 17. Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн

Тимано-Печорский бассейн расположен на северо-востоке Русской платформы. Его юго-восточная материковая нефтеносная часть заключена в треугольнике между герцинским горным сооружением Полярного Урала и Пай-Хоя на востоке и блоковыми выступами древнего фундамента на месте Тиманского кряжа на юго-западе (рис. 113).

Промышленная нефтеносность бассейна была установлена в 1930 г. с открытием нефтяного месторождения Чибью, хотя сведения о поверхностных нефтепроявлениях упоминаются, начиная с XV в.

Наиболее древними отложениями, участвующими в строении фундамента бассейна, являются сильно дислоцированные сланцы, кварциты, мраморы и известняки рифейского возраста, выходящие на поверхность в средней части Тиманского кряжа. Выше залегают терригенная толща кембрийского и ордовикского возраста мощностью свыше 1000 м, размытая кровля которой перекрывается известняками и доломитами (мощность 400—450 м) силурийской системы. Сильно меняющаяся по мощности (от 350 до 2200 м) толща пород среднего и верхнего отдела девона представлена в целом карбонатно-терригенными породами с увеличивающимся вверх по разрезу значением карбонатных пород, так что фаменский ярус мощностью до 720 м представлен уже только известняками и доломитами, а эйфельский (мощность до 200 м) — только песчано-глинистыми породами.

Рис. 113. Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн

а — горные сооружения Пай-Хой и Полярный Урал; *б* — Тиманский выступ фундамента; *в* — надвиг (Предуральский); *г* — контакт складчатого и платформенного бортов; *д* — вали, поднятия; *е* — впадины, прогибы; *ж* — схематические изолинии глубин фундамента в м; месторождения: *з* — нефтяные и газонефтяные, *и* — газовые и конденсатогазовые; *к* — зоны нефтегазонакопления. Основные структурные элементы бассейна: впадины: *А* — Ижма-Печорская, *Б* — Денисовская, *В* — Хорейверская, *Г* — Морейская, *Д* — Коротаихинская, *Е* — Косью-Роговская, *Ж* — Большесыньинская, *З* — Верхнепечорская; вали, поднятия: *И* — Ухтинский и Ижма-Омринский, *К* — Омро-Сойвинское, *Л* — Селугинский, *М* — Печорско-Кожвинский, *Н* — Колвинский, *О* — Соронина, *П* — Чернышева — Гамбурцева, *Р* — Чернова. Основные зоны нефтегазонакопления, месторождения: *1* — Ухтинская; *1* — Верхнеухтинское, *2* — Чибьюское, *3* — Ярегское; *II* — Ижма-Омринская: *4* — Немадьское, *5* — Кушкодское, *6* — Седьольское, *7* — Войвожское; *III* — Омро-Сойвинская: *8* — Нибельское, *9* — Верхнеомринское, *10* — Нижнеомринское; *IV* — Тэбукская: *11* — Западно-Тэбукское, *12* — Джьерское; *V* — Джебольская: *13* — Ягтыдинское, *14* — Джебольское, *15* — Южно-Джебольское, *16* — Тыбьюское; *VI* — Мичаю-Пашинская: *17* — Пашинское, *18* — Восточно-Савиноборское, *19* — Северо-Савиноборское, *20* — Мичаюское, *21* — Верхне-Лемьюское; *VII* — Печорско-Кожвинская: *22* — Худоюльское, *23* — Кыртаельское, *24* — Печорокожвинское, *25* — Печорогородское; *VIII* — Шапкино-Юрьянская: *26* — Верхнегрубешорское и Пашорское, *27* — Южно-Шапкинское, *28* — Шапкинское, *29* — Васильевское, *IX* — Колвинская: *30* — Хорягинское, *31* — Возейское, *32* — Усяинское; *X* — Вуктыльская: *33* — Вуктыльское; *XI* — Рассохинская: *34* — Патчинское, *35* — Рассохинское, *36* — Курьинское

Отложения каменноугольного и раннепермского возраста представлены терригенно-карбонатными породами также с сильно меняющейся мощностью (от 300 до 5000 м) и увеличивающимся вверх по разрезу (с верхневизейских отложений) значением известняков. Разрез венчается мощной толщей (до 700 м) карбонатно-эвапоритовых пород куптурского яруса.

Верхнепермские отложения представлены уже карбонатно-терригенными породами (максимальной мощностью до 2200 м), а мезозойские — только терригенными породами мощностью до 1300 м. Для разреза палеозойских отложений характерно большое количество перерывов с выпадением отдельных горизонтов, свит и ярусов, особенно в нижнем карбоне и среднем девоне.

Осадочный чехол Тимано-Печорского бассейна расчленен на ряд крупных поднятий, прогибов и впадин двух основных направлений — Тиманского (северо-западного) и Уральско-Пайхойского.

Тиманская система состоит из параллельно расположенных (с запада на восток): крупной Ижма-Печорской впадины, Печорско-Кожвинского валообразного поднятия, Денисовского прогиба, Колвинского мегавала, Большеземельской (Хорейверской) впадины и ряда узких горстовых поднятий (Гамбурцева, Чернова и др.). Вся эта система дислокаций образует платформенный борт нефтегазоносного бассейна и выделяется под названием Печорской синеклизы.

Уральско-Пайхойская система участвует в строении складчатого борта бассейна и состоит из Предуральского и Предпайхойского (Новоземельского) прогибов, расчлененных на впадины: Верхнепечорскую, Большесыбинскую, Косью-Роговскую, Коротаихинскую, Предновоземельскую.

Ижмо-Печорская впадина плоская, асимметричная со слабым наклоном на восток. Фундамент ее опускается на востоке до 6 км. На юго-востоке Южно-Печорская впадина, круто погружаясь, переходит в меридионально вытянутый Верхнепечорский прогиб, где фундамент опускается до 11 км. В пределах этой впадины выделяется ряд частных поднятий и прогибов. Так, на севере выделяется Седуяхинский вал, на юго-западе к Тиманскому краю примыкают небольшой Ухтинский вал, более крупный Ижма-Омринский и Омро-Сойвинское поперечное поднятие.

С южной частью Ижма-Печорской впадины связаны основные нефтяные месторождения бассейна.

Печорско-Кожвинский вал представляет собой обращенный авлакоген, современная структура которого образовалась в основном в начале визейского времени в результате инверсии на месте глубокого девонского (4000 м) прогиба-грабена. Вал расчленен на ряд опущенных и приподнятых блоков.

Денисовский прогиб имеет небольшую ширину (от 50 до 150 км) при длине более чем 300 км. От обрамляющих прогиб Печорско-Кожвинского и Колвинского валов он отделен разломами и флексурами. Фундамент прогиба погружен на глубину около 4 км. В средней части Денисовского прогиба фиксируется валообразный подъем фундамента (Лайский, или Мишваньский), где за счет размыва сокращается мощность палеозойских отложений. На юго-востоке прогиб переходит в более глубокую (9000 м) Большесыбинскую впадину. Денисовский прогиб осложнен рядом липейно ориентированных пологих поднятий, на некоторых из них выявлены залежи нефти и газа.

Колвинский мегавал имеет сложное блоковое строение. Для разреза слагающих его палеозойских отложений характерно выпадение более чем 1000 м отложений среднего и нижнего девона. Антиклинальные структурные формы вада имеют крутые восточные крылья, часто нарушенные разрывами, и более пологие западные.

Хорейверская впадина изучена слабо. Мощность выполняющих ее отложений достигает 7000 м. Во впадине известно одно нефтяное месторождение (Салюкинское), в ряде скважины вскрыты нефтенасыщенные известняки палеозойского возраста. Хорейверская впадина отделена от северо-восточнее расположенной небольшой Коротайхинской впадины рядом узких, параллельно расположенных горстообразных поднятий (Хоседа, Сорокина, Гамбурцева, Чернова), а от крупной Косью-Роговской — высоко приподнятым горстом Чернышева северо-восточного простирания. Последние две впадины входят в состав Печорского камешноугольного бассейна.

Верхнепечорская впадина Предурального прогиба выполнена в основном пермскими отложениями, а в северной центриклинали — триасовыми и более молодыми образованиями. Мощность отложений, образующих Верхнепечорскую впадину, достигает 10 000—12 000 м. Для разреза характерно развитие гипс-ангидритовых, иногда соленосных толщ кунгурского яруса.

Западный склон впадины представляет собой моноклираль, осложненную террасовидными уступами и небольшими поднятиями. Центральная и восточная части впадины осложнены линейно вытянутыми протяженными складками большой амплитуды. Антиклинальные части складок газоносные.

Большесыньинская впадина сложена палеозойскими и триасовыми отложениями мощностью до 15 000 м. Во впадине выявлен ряд крупных сложно построенных антиклиналей и структурных террас; на некоторых из них получены промышленные притоки нефти.

Нефтегазонасность бассейна охватывает пермские, нижнекаменноугольные, верхне- и среднедевонские и силурийские терригенные и карбонатные породы. Основные природные резервуары заключены в терригенных отложениях девона и карбона и в нижнепермских галогенно-терригенно-карбонатных породах. Региональным является среднедевонский природный резервуар, с которым связано 80% разведанных запасов нефти и газа бассейна.

Большая часть нефтяных и газонефтяных месторождений бассейна (свыше 40) расположена на юге наиболее изученной здесь Ижма-Печорской впадины. Здесь выделяются зона нефтенакпления, приуроченная к пологому Ухтинскому валу, с залежами нефти на глубинах до 300 м (месторождения Ярегское, Чибьюское, Верхнеухтинское), зоны преимущественно газонакопления, расположенные на Ижма-Омринском валу (месторождения Немадьское, Легкемское, Западно-Изкосьгоринское, Изкосьгоринское, Чернореченское и др. на западе, Северо-Седьюольское, Седьюольское, Войвожское и др. на востоке). Несколько газовых и газонефтяных месторождений расположены на поперечном Омра-Сойвинском поднятии (Нибельское, Верхнеомринское, Нижнеомринское).

Большая группа нефтяных месторождений расположена в южной центриклинали Ижма-Печорской впадины. Некоторые из них группируются в структурные зоны нефтенакпления, связанные с флексурами.

Так, на востоке прослеживается меридионально ориентированная Мичаю-Пашнинская зона с нефтяными месторождениями Верхнелемьюским, Мичаюским, Северо-Савиноборским, Восточно-Савиноборским, Пашнинским. На последнем месторождении продуктивны девонские и кунгурские отложения с суммарной эффективной мощностью пластов 157 м. Эйфельский ярус содержит газоконденсатную залежь с запасами газа 10 млрд. м³.

Западнее располагается Тэбукская зона нефтенакопления, в пределах которой расположено Западно-Тэбукское месторождение нефти. Оно открыто в 1959 г. Структура месторождения выражена пологой брахи-антиклиналью, ориентированной в широтном направлении, с размерами 15 × 3,5 км и высотой до 130 м. Нефтеносны доломиты силурийского возраста, песчаники эйфельского и живетского ярусов и известняки франского и фаменского ярусов. В интервале глубин 1800—2000 м выделяются семь продуктивных пластов с суммарной эффективной мощностью 112 м. На крайнем юге на сочленении Ижма-Печорской впадины с Верхнепечорской протягивается Джебольская зона нефтегазонакопления с газовыми месторождениями Джебольским, Южно-Джебольским, Тыбьюским и нефтяным Ягтыдинским.

В пределах Печоро-Кожвинского мегавала на востоке и в центре его открыто несколько конденсатногазовых месторождений с залежами в песчаниках среднего девона (Печорогородское, Печорокожвинское, Кыртаельское). В Денисовской впадине четко выделяется Шапкино-Юрьянская зона нефтегазонакопления, связанная с одноименным валом Тиманского простирания. В пределах вала выявлено свыше 10 локальных поднятий, из которых на четырех открыты залежи нефти и газа (месторождения Васильевское, Шапкинское, Южно-Шапкинское, Верхнегрубешорское). В центральной части Денисовской впадины открыто Лаявожское газовое месторождение с залежью на глубине около 2240 м в нижнепермских отложениях.

На Колвинском валу выявлены Усинское месторождение с залежами нефти в пермских, каменноугольных и девонских отложениях, а также Хорьятинское.

Верхнепечорская впадина является местом развития газовых месторождений. Здесь выявлено Вуктыльское месторождение, открытое в 1964 г. Оно расположено на севере Верхнепечорской впадины. Структура месторождения представляет антиклиналь с размерами 65 × 4 км высотой до 1000 м. Ее крутое западное крыло наклонено под углом 45—80°, восточное — под углом 23—25°. Газоносность выявлена в толще трещиноватых известняков и доломитов нижней перми и карбона. Высота газовой залежи 1360 м. Газоводяной контакт находится на глубине 3354—3360 м. Газ содержит 68—85% метана, 8—20% тяжелых углеводородов, выход конденсата 300—400 г/м³. Начальные запасы газа месторождения оценивались в 224 млрд. м³.

На юге Верхнепечорской впадины выявлены три газовых месторождения — Курьинское, Рассохинское, Патчинское. В остальных структурных элементах бассейна получены существенные признаки нефтегазоносности, но скопления нефти и газа пока не выявлено.

Залежи нефти и газа большей части месторождений бассейна сводовые, нарушенные разрывами. Встречаются также стратиграфически экранированные (на месторождениях Нибельском, Нижнеомринском, Верхнеомринском) и литологически экранированные (Западно-Изкосьгоринское,

Войвожское, Северо-Джебольское и др.). Наибольшей литологической изменчивостью и линзообразным строением характеризуются коллекторы пашийских и живетских отложений. Около половины всех выявленных в бассейне залежей газовые и конденсатногазовые, причем большая часть их заключена на глубинах 500—2000 м; нефтяные залежи располагаются в основном на глубинах 1000—3000 м.

Преимущественно нефтеносной является большая платформенная часть бассейна. В направлении с северо-запада на юго-восток увеличивается степень газонасыщенности разреза, появляются газонефтяные и газовые залежи и, наконец, в пределах глубокого Предуральского прогиба (Верхнепечорская впадина) выявлены только конденсатногазовые залежи. В существовании этих залежей основной роль принадлежит гипс-ангидритовой и соленосной (на юге) толщам кунгурского яруса, обеспечивающим сохранность скоплений.

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн представляет собой пример широкого развития нефтематеринских свит в мощном разрезе палеозойских отложений. К таковым относятся глинисто-алевритовые породы эйфельского, живетского и раннефранского возраста, турнейского и вивейского ярусов нижнего карбона, нижней и верхней перми и глинисто-алевритово-карбонатные породы верхнего девона (франский и фаменский ярусы) и артинского и кунгурского ярусов нижней перми (М. Ф. Двали, А. Я. Кремс, Б. Я. Вассерман). Для основного продуктивного резервуара (средний девон) в развитии бассейна выделяются два основных этапа формирования (и переформирования) залежей нефти и газа: среднедевонско-турнейский и раннепермско-мезозойский. В течение первого этапа произошло формирование основных запасов нефти и газа в бассейне при ведущей роли миграции нефти и газа с востока на запад. Раннепермско-мезозойский этап был этапом преимущественно переформирования залежей в связи с существенной перестройкой структурного плана бассейна (зарождение Предуральского прогиба, поднятие Тимана и т. п.). Вертикальная миграция нефти и газа в бассейне имела второстепенное значение, играя некоторую роль лишь при формировании скоплений нефти и газа в карбонатных толщах верхнего девона, карбона и нижней перми на отдельных площадях Предуральского прогиба и прилегающих элементах платформенного склона бассейна (А. Я. Кремс, Б. Я. Вассерман, С. М. Домрачев и др., 1967).

§ 18. Нефтегазоносный бассейн Боуэн-Сурат

Нефтегазоносный бассейн Боуэн-Сурат приурочен к краевой восточной части эпикаледонской платформы и прилегающего краевого прогиба герцинского сооружения Хантер-Боуэн. Западная граница бассейна следует по сводовой части погребенного вала Небин, отделяющего бассейн Боуэн-Сурат от Внутреннего Восточно-Австралийского. На севере выступ древнего фундамента Энеки причленяется к горному сооружению Хантер-Боуэн. На юго-западе фундамент бассейна выходит на поверхность (см. рис. 76).

Бассейн сложен преимущественно мезозойскими, в меньшей степени кайнозойскими породами. Наиболее прогнутая часть бассейна складывается триасовыми и пермскими отложениями и располагается на севере (Боуэн), где суммарная мощность их превышает 800 м, из которых более 5000 м

составляют терригенные отложения нижней перми. На юге (Сурат) мощность отложений не превышает 4000 м, но в разрезе помимо пермских и триасовых отложений (мощностью до 2000 м) имеются юрские угленосные терригенные и меловые терригенные отложения.

Складчатый борт бассейна Боуэн-Сурат (синклиниорий Нибо) образован системой крутых складок, группирующихся в линейно вытянутые зоны и подсеченных разрывами. Платформенный моноклинальный борт бассейна осложнен продольным поднятием Комет-Ридж, восточнее которого простирается наиболее погруженная часть бассейна. Платформенный чехол осложнен локальными замкнутыми или полузамкнутыми поднятиями с падением слоев до 2°.

В бассейне установлена нефтегазоносность песчаников пермского и раннеюрского возраста. Выявлено более 30 нефтяных и газовых месторождений, которые группируются в несколько зон. На западе северной части бассейна выделяется крупная зона газонакопления Комет-Ридж, приуроченная к одноименному валу и заключающая в локальных поднятиях газовые месторождения Арктурус, Уэстгроув и Ролстон. Газоносны верхнепермские песчаники.

Четыре продуктивных зоны (Пайн-Ридж-Вольюмбила, Япала-Ламен, Рома-Тэрравонга, Прингл-Даун-Тринидад) приурочены к вытянутым с северо-запада на юго-восток параллельно расположенным пологим валам, образовавшимся в результате облекания эрозионных линейных выступов фундамента.

Зоны образуют ареал Рома, в пределах которого уже выявлено более 20 небольших месторождений, большей частью газовых, связанных с небольшими брахиантиклиналями. Продуктивны нижнеюрские песчаники пресипис, песчаники триаса и перми. На месторождении Прингл-Даунс открыта небольшая газовая залежь в трещиноватых породах верхнедевонского метаморфического комплекса тимбюри, возникшая в результате миграции газа из выклинивающихся на северном крыле поднятия песчаников пресипис.

Залежи месторождений ареала Рома преимущественно сводовые (Бони-Крик, Вольюмбила-Саус и др.), реже литологически экранированные (Пайн-Ридж, Ричмонд и др.).

На складчатом борту бассейна выявлена антиклинальная зона газонефтенакопления, содержащая четыре месторождения: Конлои, Беннет, Лейчхардт и Муни. Продуктивны нижнеюрские песчаники в своде брахиантиклиналей.

Все месторождения нефти и газа бассейна Боуэн-Сурат имеют небольшие запасы.

§ 19. Нефтегазоносный бассейн Карпентария-Папуа

Крупный пограничный бассейн Карпентария-Папуа вытянут в юго-западном направлении от Новой Гвинеи, где предгорный прогиб молодого сооружения Центрального хребта острова образует его складчатый борт, на побережье зал. Карпентария Северной Австралии (рис. 114). Большая часть бассейна скрыта под водами одноименных заливов и Кораллового моря. Юго-западное обрамление его представлено выходами на поверхность докембрийского кристаллического фундамента. На северо-западе бассейн ограничен подводным валообразным поднятием Вессел, про-

тягивающимся от одноименных островов, п-ова Арнемленд Северной Австралии на зону субмеридионального поднятия верхнего течения р. Дигул Новой Гвинеи. Это поперечное поднятие отделяет бассейн Карпентария-Папуа от западнее расположенного потенциально нефтегазоносного Арафурского бассейна.

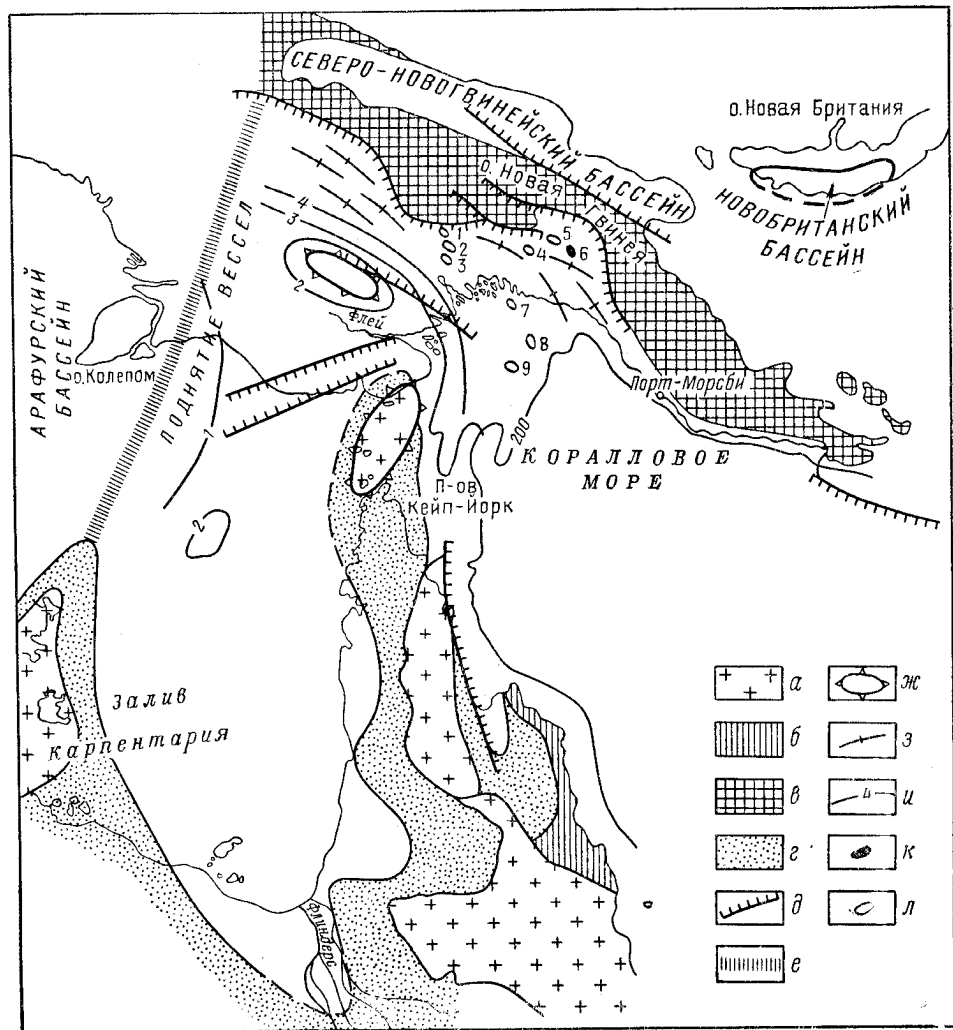


Рис. 114. Нефтегазоносный бассейн Карпентария-Папуа

а — докембрийский фундамент на поверхности; б — пермская складчатость; в — кайнозойская складчатость (Центральный хребет Новой Гвинеи); г — аконсервационная зона; д — сбросы, разрывы; е — межбассейновое поднятие; ж — своды; з — антиклинали; и — схематические изолинии глубин фундамента в км; месторождения: к — газонефтяные, л — газовые. Месторождения: 1 — Исхи; 2 — Вариева; 3 — Омати; 4 — Куру; 5 — Бвата; 6 — Пури; 7 — Юраму; 8 — Паска; 9 — Ямара

На юго-востоке в пределах материка бассейн Карпентария-Папуа ограничен выступом докембрийского фундамента блока Этериджи (на юге)

и п-ова Кейп-Йорк (на севере); в подводной части бассейн открывается в геосинклинальную котловину Кораллового моря (с глубиной до 4800 м).

Поднятием, протягивающимся от п-ова Кейп-Йорк на восточный край складчатого борта (район Кибули-Марри), бассейн разделяется на две впадины: западную Морхед, вытянутую в субмеридиональном направлении, и восточную, простирающуюся в северо-западном направлении.

На Австралийском материке (побережье зал. Карпентария) бассейн выполнен юрскими угленосными терригенными отложениями мощностью около 100 м, терригенными меловыми мощностью 1200 м и кайнозойскими породами мощностью 50 м. Во впадине Морхед мощность осадочных отложений возрастает до 3000 м, причем в разрезе неогеновых отложений увеличивается роль карбонатных пород.

На складчатом борту резко возрастает мощность неогеновых и юрских отложений. Последние залегают на докембрийских кристаллических породах. Предгорная впадина бассейна на юге Новой Гвинеи отделена от платформенного склона сбросом Комеву.

В бассейне, начиная с 1958 г., выявлено восемь газовых месторождений (Барикева, Куру, Бвата и др.) и одно газонефтяное Пури. Месторождение Барикева находится во внешней части внутреннего борта бассейна и приурочено к пологому поднятию. Две газовых залежи на глубинах 1643 и 1802 м заключены в песчаниках раннемелового возраста. Расположенное в этой же зоне месторождение Омати содержит конденсатногазовую залежь в юрских песчаниках на глубине 1497 м. Остальные месторождения расположены в зоне линейной складчатости и представлены асимметричными брахиантиклиналями, осложненными надвигами.

На месторождениях Бвата и Куру газоносны известняки миоценового возраста, причем глубина залегания газовой залежи месторождения Куру составляет лишь 285—317 м. Запасы газа составляют 17 млрд. м³. На месторождении Бвата две газовые залежи находятся в интервале глубин 1425—1756 м. Месторождение Пури содержит газонефтяную залежь в известняках миоцена на глубине 2238—2252 м. На месторождении Иехи две газовые залежи заключены в песчаниках нижнего мела в интервале глубин 1416—1612 м. На месторождениях Юраму и Паска, расположенных в зал. Папуа, газ выявлен в песчаниках миоцена на глубинах 2000—2400 м.

§ 20. Предаппалачский нефтегазоносный бассейн

В Предапшалачском бассейне первое нефтяное месторождение Венанго-Кларион было открыто в 1859 г. В настоящее время в бассейне выявлено свыше 300 нефтяных и более 150 газовых месторождений.

Предапшалачский бассейн является типичным для пограничного типа бассейнов. Крайняя юго-восточная узкая часть складчатого борта его характеризуется сильно сжатыми складками, часто осложненными разрывами и надвигами с преимущественным развитием синклинальных элементов. На границе складчатого борта с горным сооружением проходит пологий крушной надвиг (Аппалачский структурный фронт). Примерно в средней (по простиранию) части аллохтон краевого надвига образует выступ (Кемберлендский, или надвиг Пайн-Маунтин), ограниченный поперечными разрывами и сложенный полого залегающими породами

миссисипской и пенсильванской систем. Под Кемберлендским покровом открыто нефтяное месторождение Роз-Хилл.

На платформенном борту, в его наиболее погруженной юго-восточной части на фоне почти горизонтально залегающих слоев развиты различно ориентированные пологие локальные конседиментационные поднятия с амплитудами, не превышающими 100 м. Северо-западная часть платформенного борта представляет собой пологую моноклинали, в пределах которой слои погружаются на юго-восток под углами 25—30°. На северо-западе моноклинали поднимается на межбассейновое Цинциннатско-Финдлейское поднятие, отделяющее рассматриваемый бассейн от смежных Мичиганского и Иллинойского. Поднятие осложнено рядом сводообразных поднятий (Альгонкским, Джессамайнским, Нэшвиллским), представляющих собой выступы докембрийского фундамента, перекрытые маломощным чехлом и сложенные с поверхности ордовикскими отложениями. На северо-востоке бассейн ограничивается выходом на поверхность кристаллических пород Канадского щита в Адирондакском поднятии. Последнее вплотную подходит к Аппалачскому горному сооружению. На юго-западе ширина бассейна значительно уменьшается и он погружается под молодые отложения смежного нефтегазоносного бассейна Мексиканского залива (рис. 115).

Преаппалачский бассейн выполнен палеозойскими отложениями, мощность которых в его осевой части свыше 5000 м и уменьшается на север к Канадскому щиту и на запад к Цинциннатскому своду.

Отложения кембрия и ордовика представлены в основном карбонатными породами. Среди отложений силура преобладают известняки, доломиты и эвапориты. Начиная с верхов среднего девона, основная роль в строении разреза переходит на западе к глинистым, а на востоке — к песчано-глинистым породам. Верхнемиссисипские и пермские отложения выражены пестроцветными угленосными толщами. В целом около 50% разреза палеозойских образований составляют глины и глинистые сланцы, 30% карбонатные породы и примерно 20% песчаники. В разрезе известен ряд перерывов. Наиболее значительные из них имеются на границах кембрия и ордовика, ордовика и силура, силура и девона, миссисипия и пенсильвания.

В палеозойских отложениях бассейна выявлено свыше 60 продуктивных пластов. Наибольшее промышленное значение имеют нефтегазоносные горизонты верхнедевонского и нижнемиссисипского возраста, а также газоносные песчаники нижнего девона (орискани) и верхнего силура (серия клинтон, медайна). Верхнедевонские отложения продуктивны преимущественно в средней и северной частях бассейна, миссисипские — в средней и южной частях его, пенсильванские — только в средней, наиболее прогнутой части, среднеордовикские (известняки трентона) — преимущественно на крайнем юге бассейна, песчаники клинтон (средний силур) — на крайнем северо-западе его.

Размещение газовых и газонефтяных месторождений в Преаппалачском бассейне контролируется как структурными, так и литологическими условиями.

Связь залежей со структурой вмещающих слоев наиболее отчетливо проявляется в юго-восточной части бассейна на складчатом борту его. Здесь выделяется ряд месторождений, приуроченных к узким, высоким брахиантиклиналям (нефтяные месторождения Волкано, Бэрнинг-

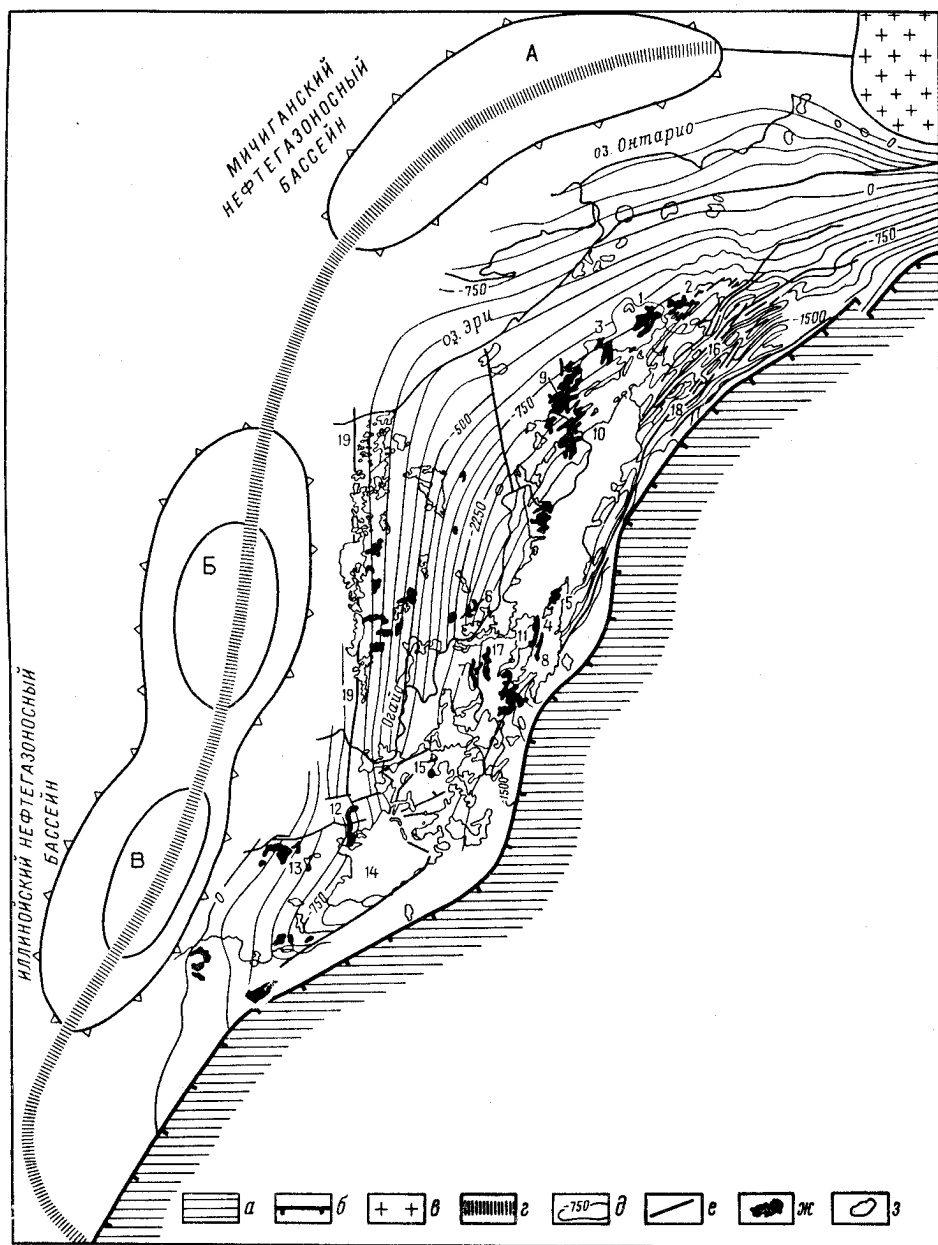


Рис. 115. Предаппалачский нефтегазоносный бассейн

а — Аппалачское горное сооружение; б — надвиг (Аппалачский структурный фронт); в — Адирондакский выступ Канадского щита; г — межбассейновые поднятия (А — свод Финдлей, Б — свод Джессамайн, В — свод Нэшвилл Цинцинатского поднятия); д — схематические изолинии глубин залегания фундамента в м; е — разрывы; месторождения: ж — нефтяные, з — газовые. Месторождения: 1 — Брэдфорди; 2 — Аллегейни; 3 — Уоррен; 4 — Дефтс-Ран; 5 — Сатлер-Ран; 6 — Систервилл-Юрина; 7 — Бондс-Крик-Вири; 8 — Волдуин-Солт-Лейк; 9 — Венаго-Кларивон; 10 — Батлер-Армстронг; 11 — Мервон; 12 — Блейк-Айвитон; 13 — Биг-Синкинг; 14 — Биг-Санди; 15 — Гриффитсвилл; 16 — Тайога; 17 — Волкано; 18 — Бенезетт-Дрифтвуд; 19 — ареал зон нефтегазоаккумуляции Клинтон

Спрингс и др.) или к сравнительно пологим куполовидным поднятиям в пределах антиклинальных зон. С антиклинальными зонами складчатого борта связан также и ряд газовых месторождений с глубоко залегающими залежами на севере бассейна (месторождения Тайога, Гринлик, Лэди, Джонстаун и др.).

Для северо-западного борта бассейна характерны месторождения, связанные с зонами выклинивания пластов на моноклинали. Продуктивны в них песчаники орискани и клинтон. Крупные залежи такого типа находятся в ареале зон нефтегазонакопления Клиптон (центр шт. Огайо). Ширина ареала достигает 40—65 км, длина 300 км. Здесь на западе газоносны, а на востоке нефтеносны мелкозернистые плотные песчаники среднего силура, выклинивающиеся к Цинциннатско-Финдлейскому поднятию, а также линзы и бары прибрежных зон. Залежи нефти и газа находятся на глубинах 700—1700 м. С платформенным бортом бассейна связаны многочисленные пластовые сводовые залежи нефти и газа, заключенные в пологих конседиментационных поднятиях. К таким структурным формам приурочены крупнейшие месторождения нефти Брэдфорд (разрабатывается с 1875 г.) и Ричберг (Каттароугус). В этой части бассейна связь залежей со структурными формами природных резервуаров часто нарушается влиянием особенностей распределения пористых зон. Литологически ограниченные залежи известны в линзовидных песчаных телах, в трещиноватых участках карбонатных пород и в аргиллитах. Типичными месторождениями, содержащими залежи в линзовидных или шпурковых песчаных телах — береговых валах, являются месторождения Сьюкли (Западная Пенсильвания) и Гей-Спенсер-Ричардсон (Западная Виргиния). В первом из них газоносен и нефтеносен верхнедевонский «100-футовый песчаник», а во втором — нижнемиссисипский песчаник бири. На месторождении Гей-Спенсер-Ричардсон хорошо выражено разделение газа и нефти в коллекторе, не содержащем свободно циркулирующей воды. Примером месторождений, связанных с зонами развития трещиноватых карбонатных пород, может служить газовое месторождение Пьюласки, расположенное в шт. Нью-Йорк на берегу оз. Эри. Газоносные известняки трентом (средний ордовик) слагают пологую гомоклиналь. Залежи приурочены к отдельным, не сообщающимся друг с другом трещиноватым каверпозным участкам.

Значительные скопления газа связаны с битуминозными аргиллитами огайо верхнего девона. Это крепкие, хорошо колющиеся песчанистые битуминозные аргиллиты. Мощность их меняется в широких пределах, однако промышленная газоносность приурочена к толщам мощностью не менее 130 м. Коллекторские свойства аргиллитов обусловлены их трещиноватостью.

В Предаппалачском бассейне известны также месторождения, приуроченные к синклиналям. Залежи месторождений этого типа заключены в линзовидных песчаных пластах с изменчивыми коллекторскими свойствами. Вода в таких пластах насыщает лишь субкапиллярные породы, газ, превышающий по объему нефть, занимает синклиналь, а нефть образует скопления в сводах смежных антиклиналей. Такие соотношения газа и нефти имеют место на некоторых месторождениях Западной Виргинии, например, на месторождениях Биг-Крик, Таннер-Крик, Грэннис-Крик и др.

В Предаппалачском бассейне довольно хорошо прослеживается дифференциация в размещении нефтяных и газовых месторождений.

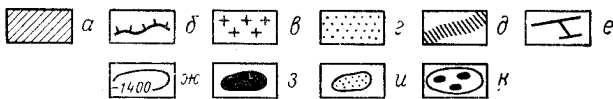
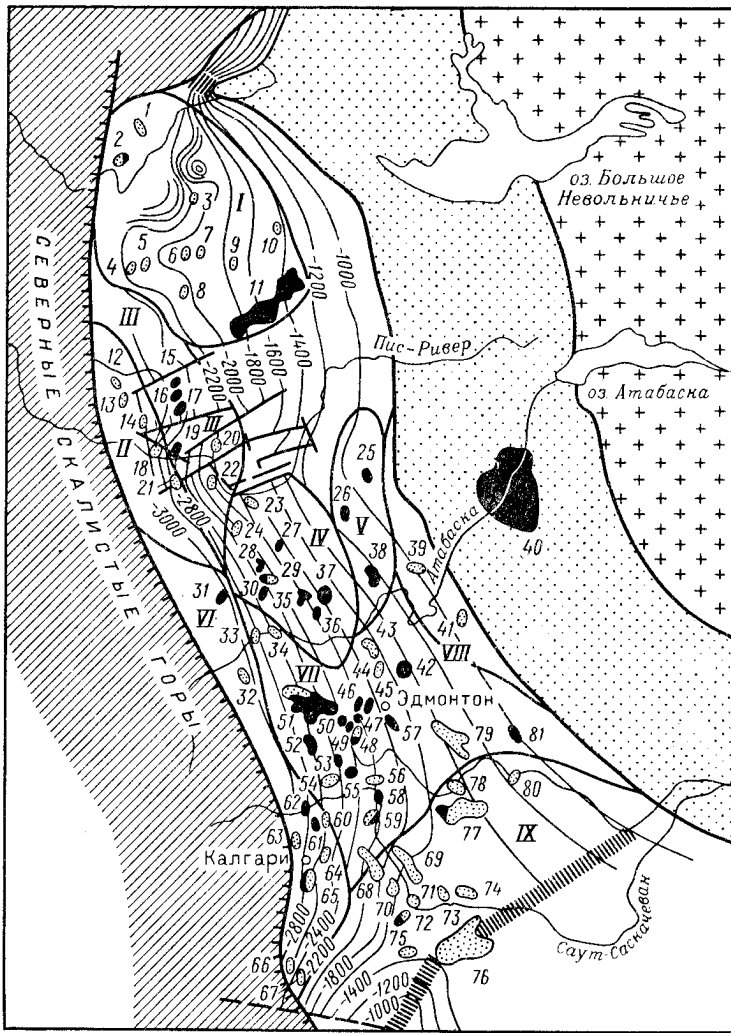


Рис. 116. Западно-Канадский нефтегазоносный бассейн

а — горные сооружения Скалистых гор ларамийского орогенеза; б — надвиг; в — докембрийские образования Канадского щита; г — аконсервационная зона; д — межбассейновые поднятия; е — сбросы; ж — схематические изолинии глубин фундамента в м; месторождения: з — нефтяные, и — газовые; к — ареалы зон и зоны нефтегазоаккумуляции: I — ареал Форт-Нельсон, II — ареал Западный Форт-Сент-Джон, III — ареал Форт-Сент-Джон, IV — ареал Центральный рифовый, V — зона Сильвер-Хондо, VI — ареал Тернер-Валли, VII — ареалы Эдмонтонский и Пембинский, VIII — зона Мартин-Хилс, IX — Предсуттрасский ареал.

Месторождения: 1 — Пойнтид-Маунтин; 2 — Бивер-Ривер; 3 — Пепито-Ривер; 4 — Джек-Фим; 5 — Кларк-Лейк; 6 — Йо-Йо; 7 — Котчо-Лейк; 8 — Юниор; 9 — Экуан-Рейнбоу; 10 — Битчо-Лейк; 11 — Рейнбоу-Замба; 12 — Ганди-Крик; 13 — Блудерри; 14 — Моктни; 15 — Биттен-Ривер; 16 — Миллиган-Крик; 17 — Пядки; 18 — Форт-Сент-Джон; 19 — Баундари-Лейк; 20 — Уэрели; 21 — Гордолдейл; 22 — Хамелин-Крик; 23 — Танжкент; 24 — Колд-Лейк; 25 — Рел-Эрт; 26 — Ниписси; 27 — Снайп-Лейк; 28 — Страдкнеон-Лейк; 29 — Гус-Ривер; 30 — Кейбоб; 31 — Симонетт; 32 — Эдсон; 33 — Пайн-Крик; 34 — Уиндфолл; 35 — Вирджиния-Хилс; 36 — Джули-Крик;

Отмечается преимущественное развитие газовых месторождений на северо-западе и юго-востоке бассейна, а также в северной и южной центриклиналях бассейна. Юго-восточный ареал зон газонакопления, включающий такие крупные газовые месторождения, как Бенезетт-Дрифтвуд, Лэди, Гринлик, Джонстаун, содержит глубоко залегающие газовые залежи, вероятно, нижней газогенной зоны. Нефтяные месторождения вместе с многочисленными неглубоко залегающими залежами газа сконцентрированы в краевой юго-восточной части платформенного борта бассейна.

В целом в современном распределении запасов нефти и газа Предшпалачского бассейна доля запасов скоплений свободного газа составляет лишь 23% (В. Д. Наливкин, Г. С. Преображенская, 1971).

§ 21. Западно-Канадский нефтегазоносный бассейн

Западно-Канадский бассейн занимает обширную территорию западных провинций Канады, главным образом Альберты. Его западное горное обрамление представлено Северными Скалистыми горами, эпигеосинклинальными образованиями ларамийского орогенеза (рис. 116). Граница бассейна здесь проходит по системе надвигов. На востоке он ограничивается зоной развития маломощных осадочных пород на склоне Канадского щита (аконсервационной зоной). На юге бассейн граничит с Уиллистонским нефтегазоносным бассейном через межбассейновый свод Суитграсс. На севере, на широте большого Медвежьего озера Канадский щит близко подходит к горам Франклина и бассейн замыкается площадью развития маломощных пород.

Основной структурный план бассейна определяется его платформенным бортом, представляющим собой пологую моноклиналию — элемент перикратонного прогиба Великих равнин Северной Америки. Моноклиналию осложнена лишь одним крупным пологим сводом Пис-Ривер, расположенным на северо-западе. Свод наиболее хорошо выражен в девонских отложениях и постепенно выколаживается вверх. Предполагается, что моноклиналию осложнена также рядом поперечных разломов.

Ширина складчатого борта прогиба не превышает 80 км при ширине платформенного борта до 450 км; образован складчатый борт складчато-покровными дислокациями, северная предфранклинская часть его — взбросовыми дислокациями.

Осадочное тело Западно-Канадского бассейна образовано отложениями палеогеновой системы, мезозойской и палеозойской эратем. Палеогеновые и мезозойские отложения образованы терригенными породами с заметной ролью песчаников и конгломератов в меловой системе и глин в юрской. Палеозойские образования представлены преимущественно известняками и доломитами сверху и терригенными породами внизу. Для девонской системы характерно широкое развитие рифовых разностей известняков, а также эвапоритов.

37 — Суов-Хилс; 38 — Митсью; 39 — Мартин-Хилс; 40 — Атабаска; 41 — Уэстлок; 42 — Редуотер; 43 — Лак-Лабиш; 44 — Моринвилл; 45 — Ледюк-Будбенд; 46 — Голден-Спайк; 47 — Хомглен-Римбей; 49 — Визард-Лейк; 50 — Уэстроз; 51 — Пембина; 52 — Вилден-Грин; 53 — Гилби; 54 — Хесперо; 55 — Джофф; 56 — Невис; 57 — Доорхам; 58 — Стетлер; 59 — Фенн-Биг-Валли; 60 — Карстёрс; 61 — Кросфилд; 62 — Харматтан; 63 — Джампинг-Шаунд; 64 — Калгари; 65 — Тернер-Валли; 66 — Уотертон; 67 — Пинчер-Крик; 68 — Хуссар; 69 — Кесфорд; 70 — Каунтесс; 71 — Принсес; 72 — Бонтри-Тилли; 73 — Атли-Буффало; 74 — Бандлосс; 75 — Боу-Айленд; 76 — Медисин-Хат; 77 — Прово; 78 — Кеслер; 79 — Вайкинг-Кинселла; 81 — Шовин; 82 — Ллойдминстер

Наиболее стратиграфически полный разрез развит в зоне передовых складок складчатого борта бассейна. Мощность фанерозоя здесь превышает 8000 м. Наименьшее распространение имеют пермские, пенсильванские, ордовикские и силурийские отложения. На севере бассейна отсутствуют палеогеновые, юрские, триасовые, пермские и пенсильванские породы и наиболее полно представлен нижний палеозой. Несколько южнее (Форт-Сент-Джон, Пис-Ривер) появляются палеогеновые, все мезозойские, пермские и пенсильванские отложения, но выклиниваются силурийские и ордовикские породы. В средней и южной частях платформенного склона в разрезе отсутствуют триасовые, пермские, пенсильванские, силурийские и ордовикские отложения. Соответственно сильно меняются и мощности как отдельных стратиграфических подразделений, так и в целом всего осадочного покрова бассейна.

В Западно-Канадском бассейне выявлено около 1000 месторождений, из них более 650 газовые, два нефтяных месторождения с извлекаемыми запасами более 100 млн. т и семь сравнительно крупных газовых месторождений. Нефтегазоносность охватывает широкий стратиграфический интервал. Продуктивны меловые, юрские, триасовые, пермь-пенсильванские, миссисипские, девонские и кембрийские отложения в интервале глубин 200—3500 м. Выделяется свыше 25 продуктивных пластов. Наибольшее количество продуктивных пластов-песчаников сконцентрировано в меловой системе. В палеозое продуктивны преимущественно известняки и прежде всего рифовые.

Нефтегазоносность бассейна контролируется тремя региональными структурными факторами: широким развитием рифовых образований, зон выклинивания и несогласного залегания и локальных поднятий.

Рифовые образования заключены в отложениях девонского возраста. На севере бассейна это рифы (барьеры, атоллы) среднедевонского возраста, ориентированные в меридиональном или северо-восточном направлении. Южнее развиты рифы позднедевонского возраста субмеридионального направления, на юге бассейна — эти же рифы, но простирающиеся в северо-восточном направлении. Нефтегазоносные рифы развиты в средней по простираанию части платформенного склона бассейна. На севере площадь их развития прерывается на месте поднятия Пис-Ривер. Известные месторождения рифовых сооружений объединяются в три основных ареала зон нефтегазонакопления.

На северо-западе бассейна выделяется рифовый ареал зон Форт-Нельсон, состоящий из трех зон барьерных рифов, содержащих свыше 30 месторождений нефти и газа. Западная и средняя меридионально вытянутые рифовые зоны содержат преимущественно газовые месторождения (Кларк-Лейк, Котчо-Лейк, Йо-Йо и др.). Продуктивны известняки слейв-пойнт.

Восточная рифовая зона Рейнбоу-Зама северо-восточного простираания является газонефтеносной с залежами в девонских известняках свиты кеч-ривер (основная продуктивная толща), в отложениях сульфурпойнт, маскег. Рифовая зона протягивается на 180 км при ширине более 30 км. Высота рифов от 30 до 244 м, площадь от нескольких до 20 км². В зоне выявлено более 120 нефтяных залежей в отложениях кеч-ривер и более 30 газовых и конденсатногазовых залежей в толщах сульфурпойнт и маскег. Глубина залегания скоплений нефти и газа 1500—2020 м.

В ареале имеется также несколько одиночных месторождений, связанных с отдельными небольшими рифовыми выступами.

Центральный рифовый ареал расположен на юго-восточном склоне поднятия Пис-Ривер. В его пределах насчитывается несколько десятков месторождений, преимущественно нефтяных, связанных с крупными высокими рифовыми выступами или атоллвыми сооружениями. Наиболее крупными содержащихся в них месторождениями являются Старджеон-Лейк, Кейбоб и Суон-Хилс. Основной нефтеносной толщей ареала является свита биверхилл-лейк (верхний девон).

Месторождение Суон-Хилс (открыто в 1957 г.) относится к крупнейшим месторождениям мира. Извлекаемые запасы нефти его оцениваются в 177,8 млн. т. Выделяется семь продуктивных пластов в интервале глубин 2230—2750 м.

Юго-восточный ареал зон, или Эдмонтонский рифовый, состоит из трех зон нефтенакопления, образованных рифовыми барьерами (с запада на восток) Римбей-Сент-Альберт, Клайв и Стеттлер-Фени-Биг-Валли, вытянутыми в северо-восточном направлении. Нефтеносны верхнедевонские известняки: рифовые свиты ледюк и облегающие их выступы известняки свиты ниску. Рифовые массивы свиты ледюк содержат не только сводовые массивные залежи, но на ряде месторождений также залежи, образовавшиеся на склонах рифов в обломочных известняках, более пористых и проницаемых, чем в сводовой части выступа.

В Эдмонтонском рифовом ареале известно два крупных нефтяных месторождения: Редуотер (открыто в 1948 г.) с извлекаемыми запасами нефти более 100 млн. т и Ледюк-Вудбенд (1947 г.) с запасами 80 млн. т.

Месторождение Редуотер расположено в зоне Римбей-Сент-Альберт. Площадь нефтеносности рифового массива 150 км². Нефтеносны известняки ниску, ледюки биверхилл-лейк на глубине 780—1200 м.

Рассмотренные три ареала зон нефтегазонакопления рифового типа разобцены между собой пространствами, в пределах которых также известны месторождения, обычно связанные с отдельными рифами.

Ареалы и зоны нефтегазонакопления, связанные с зонами выклинивания, приурочены к отложениям мелового, среднедевонского и кембрийского возраста. Месторождения сконцентрированы в Пембинском ареале и в зоне Сильвер-Хондо.

Пембинский ареал расположен в средней части бассейна. Он перекрывает в плане Эдмонтонский рифовый ареал и состоит из нескольких параллельно расположенных и вытянутых по простиранию бассейна зон выклинивания вкрест простирания песчаных свит мелового возраста. Наиболее приподнятая северо-восточная зона газоносная, юго-западнее распространены зоны преимущественного развития газонефтяных месторождений. Основными продуктивными отложениями, с которыми связаны литологически экранированные залежи, являются песчаники кардиум и викинг мелового возраста.

Продуктивная толща кардиум представлена несколькими песчаными пластами, разделенными глинами. На северо-западе — севере песчаники замещаются глинами. Толща викинг содержит крупные песчаные тела, вытянутые в северо-западном направлении и разделенные глинистыми слоями.

Литологически экранированные залежи нефти и газа известны также в свитах белли-ривер и блейрмор.

Типичная литологически экранированная газонефтяная залежь находится на месторождении Джоаркам. Она расположена на моноклинали с падением слоев около 5 км на 1 км. Продуктивный пласт — песчаник викинг — мощностью до 4,2 м прослеживается на расстояние более 40 км. По восстанию он замещается глинами. Водонефтяной контакт залежи наклонный по простиранию. Разница в отметках составляет 23 м, что свидетельствует или о незаконченном процессе формирования залежи, или о начавшемся процессе разрушения ее. Залежь находится на глубине 200—300 м.

В пласте викинг известны и чисто газовые литологически экранированные залежи.

Одно из крупнейших газонефтяных месторождений мира Пембина (открыто в 1953 г.) содержит три литологически экранированные залежи нефти в толще кардиум на глубине около 1550 м. Кроме того, на месторождении продуктивны песчаники викинг, белли-ривер и блейрмор мелового возраста, ферни юрского возраста и известняки рандл миссисипской системы. В последних залежь стратиграфически экранированная. Нефтеносность месторождения прослеживается на протяжении 85 км при ширине около 25 км. Начальные извлекаемые запасы нефти месторождения оцениваются в 239 млн. т. Они сконцентрированы главным образом в отложениях свит кардиум и белли-ривер. Запасы газа в свите кардиум определены в 25 млрд. м³, конденсата — 11 млн. т.

На востоке Пембинского ареала (в районе г. Ллойдминстер) прослеживается зона нефтегазонакопления, насчитывающая более 20 месторождений, связанных с развитием литологически замкнутых залежей в песчаниках мелового возраста (спарки, колони-дженерал-петролеум и др.). Залежи небольших размеров. Коллекторы представляют собой линзы, расположенные на крыльях структур облекания домелового рельефа, реже на своде поднятий, являющиеся баровыми или русловыми накоплениями. Линзы полностью заполнены нефтью и лишены воды.

Севернее Пембинского ареала в меридиональном простирании простирается небольшая зона нефтенакпления Сильвер-Хондо. Зона занимает восточный и юго-восточный склоны поднятия Пис-Ривер. Залежи нефти связаны с выклинивающимися (на севере) по восстанию песчаниками свиты гилвуд среднедевонского возраста и песчаниками свиты грэнт-уош кембрийского возраста на юге, залегающими на кристаллическом фундаменте и образованными продуктами разрушения его. С песчаниками гилвуд связаны сравнительно большие скопления нефти на месторождениях Митсю и Ниписи. В обоих месторождениях залежи нефти находятся на глубинах не более 1800 м. Залежи нефти в песчаниках грэнт-уош приурочены к выемкам в рельефе фундамента (месторождения Утикума-Лейк, Ред-Эрт, Жиро и др.).

Месторождения нефти и газа, связанные с пологими конседиментационными брахиантиклиналями и куполами, расположены на северо-западе и северо-востоке бассейна, образуя крупные ареалы зон преимущественного газонакопления. Большая группа месторождений на северо-западе известна в литературе под названием месторождения Форт-Сент-Джон. Они расположены на контакте платформенного и складчатого бортов бассейна. Поэтому месторождения, расположенные на востоке, приурочены к типичным платформенным поднятиям с различной ориен-

тировкой осей поднятий, в то время как западные месторождения приурочены к линейно вытянутым антиклиналям, нарушенным разрывами.

На платформенных поднятиях (собственно ареал Форт-Сент-Джон) содержится около 20 нефтяных месторождений (Биттен-Ривер, Миллиган-Крик, Пиджи), газонефтяные (Баунадари-Лейк, Форт-Сент-Джон) и газовые (Бьюк-Крик, Стодарт, Паркленд, Сан-Раиз и др.) месторождения. Месторождения объединяются в несколько коротких валообразных зон нефтегазонакопления. Залежи нефти и газа преимущественно пластовые сводовые, заключены в песчаниках и известняках мелового (свиты бласки, гетинг, кадомин), триасового (свиты балдонэл, хафуэй, шулер-крик), пермо-пенсильванского (роки-маунтин) и миссисипского возраста.

На юге северо-восточной периферии бассейна выделяется небольшая группа преимущественно газовых месторождений с диапазоном газоносности, охватывающим верхнедевонские (свита вабамун) и нижнемеловые (свита вабиску) отложения. Залежи находятся на глубинах не более 1500 м. В меловых песчаниках развиты пластовые сводовые залежи, в девонских — массивные в эрозионных останцах.

Сравнительно крупный ареал зон преимущественного газонакопления (свыше 40 месторождений) расположен на северо-западном склоне и в присводовой части межбассейнового поднятия Суитграсс. Газоносны преимущественно песчаники меловой системы. Помимо наиболее распространенных пластовых сводовых залежей известны также литологически экранированные. Типичным и наиболее крупным газовым месторождением свода Суитграсс является Мадисон-Хат (открыто в 1890 г.), где газовые залежи заключены в выклинивающихся песчаниках свит мадисон-хат и викинг на глубине 300—500 м. Запасы газа оцениваются в 56 млрд. м³. На юго-западе ареала появляются газонефтяные месторождения.

На складчатом борту бассейна выделяются два ареала антиклинальных зон нефтегазонакопления: западный, приуроченный к внутренней части складчатого борта бассейна — Тернер-Валли, и восточный — на внешнем борту его.

Внутренняя часть складчатого борта образована системой надвигов, обуславливающих развитие покровных складок (чешуй), сложенных с поверхности мезозойскими образованиями. В пределах чешуй известно около 20 газовых месторождений и два газонефтяных с продуктивными пластами в известняках свиты рандл (миссисипий) и реже в песчаниках серии альберта позднемелового возраста. Типичное месторождение ареала Тернер-Валли открыто в 1913 г., приурочено к асимметричной антиклинали, расположенной в надвинутом элементе и подсеченной на востоке надвигом Тернер-Валли. Массивная нефтяная залежь находится на глубине 2600—2700 м в известняках рандл и крупная сводовая пластовая газовая залежь в меловых отложениях на глубине 1160—2500 м (запасы газа 81 млрд. м³). В одной зоне с месторождением Тернер-Валли (севернее его) находятся газовые месторождения Джампинг-Пауд и Сарси. Западнее, в прерывистой полосе выходов на поверхность палеозойских отложений находится зона, включающая газовые месторождения Саванна-Крик, Уотертон, Пинчер-Крик и др. Глубина залежей газа достигает 3800 м (Пинчер-Крик). Газ содержит много H₂S (до 24,5% в Уотертоне).

На внешнем крыле складчатого борта бассейна расположено несколько месторождений, залежи нефти которых обусловлены несогласием

в залегании юрских и миссисипских отложений. Здесь на месторождении Хармата-Ист стратиграфически экранированная залежь (глубина 2412—2567 м) находится в известняках свиты рандл (пласт элктон), несогласно перекрытых юрскими глинами. На соседнем месторождении Хармата-Элктон в этих же условиях находится конденсатногазовая залежь на глубине 2650—2900 м (здесь же в известняках массивная залежь нефти в рифе Ледюк). В этой же зоне известны и газонефтяные и нефтяные месторождения (Эдсон, Садр, Вествард-Хо и др.).

Как указывалось выше, западное ареала зон платформенных поднятий Форт-Сент-Джон развиты передовые антиклинали складчатого борта бассейна. С ними связан ряд зон преимущественного газонакопления. Основные газоносные пласты заключены в свитах балдонелл, хафуэй, шулер-крик триасового возраста, содержащих преимущественно пластовые сводовые залежи. Кроме того, продуктивны меловые (месторождение Айткен-Крик) и миссисипские отложения (Хайуэй, Блubberри, Блubberри-Ист и др.).

На поднятии Пис-Ривер, а также на востоке за пределами бассейна в нижнемеловых песчаниках известны крупные скопления сильно вязких (полутвердых) битумов плотностью до $1,05 \text{ г/см}^3$. В обнажениях долины р. Атабаска запасы битума в свите мак-марри оцениваются в 80 млрд. т. В целом концентрация битумов достигает 1660 тыс. т/км^2 , что в 4 раза превышает концентрацию нефти на месторождении Пембина (В. Д. Наливкин, Г. С. Преображенская, 1971 г.). Битум долины р. Атабаска разрабатывается.

Западно-Канадский нефтегазонасыщенный бассейн обладает рядом особенностей, отличающих его от других пограничных бассейнов. Такими особенностями являются следующие.

1. Слабая структурная расчлененность бассейна, что обусловило однонаправленную миграцию углеводородов (по восстанию).

2. Слабая насыщенность локальными поднятиями (с амплитудами, образующими пластовые сводовые ловушки для углеводородов) при большом развитии ловушек, не связанных с антиклинальными изгибами пластов. В целом улавливающая способность этих ловушек (емкость) оказалась небольшой — удельная плотность запасов углеводородов (без битумов) для бассейна составляет лишь 8 тыс. т/км^2 , что позволяет отнести бассейн к бассейнам с малой концентрацией углеводородов.

3. Высокая концентрация в бассейне твердых битумов (битуминозных песчаников).

4. Преобладание в бассейне газовых месторождений при отсутствии месторождений-гигантов, а также отдельного размещения нефтяных и газовых месторождений.

Две последние особенности бассейна связаны с малой суммарной емкостью ловушек бассейна, что в условиях однонаправленной миграции (вверх по моноклинали) углеводородов обусловило большой вынос углеводородов к поверхности с последующим образованием (в зоне гипергенеза) огромных скоплений битумов. Большое развитие в бассейне газовых скоплений дает основание полагать, что из-за малой емкости ловушек значительная часть жидких углеводородов была выжата газом.

§ 22. Нефтегазоносный бассейн Грейт-Валли

Нефтегазоносный бассейн Грейт-Валли (Большая долина) заключен в узкой межгорной впадине, вытянутой в северо-западном направлении, и ограничен на северо-востоке массивом гор Сьерра-Невада, а на юго-западе антиклинорием молодого горного сооружения Берегового хребта Калифорнии. Хребет сложен метаморфизованными породами доюрского времени (францисканский комплекс), участвующими в строении фундамента бассейна. Массив Сьерра-Невада сложен на поверхности обширными полями развития гранитов, окруженных сильно дислоцированными отложениями палеозоя и нижнего мезозоя.

Бассейн состоит из двух впадин — северной — Сакраменто и южной — Сан-Хоакин. Впадины разделены поперечным поднятием Стоктон, рассеченным сбросами (см. рис. 78).

Бассейн имеет асимметричный профиль, наиболее резко выраженный в южной впадине. Здесь крутой юго-западный склон сильно дислоцирован с образованием складок, часто опрокинутых, и пологих надвигов. Вдоль обрамления бассейна проходит крупный глубинный разлом-сдвиг Сан-Андреас с восточным ответвлением — разломом Гарлок. Во впадине Сакраменто асимметричность строения выражена меньше. Крутой, осложненный линейными складками борт прослеживается здесь лишь на небольшом протяжении от свода Стоктон на северо-запад вдоль наиболее протянутой части впадины.

Пологий склон бассейна представляет собой моноклинал, осложненную небольшими нормальными сбросами и пологими поднятиями. Бассейн нарушен рядом крупных поперечных поднятий. На юго-восточном склоне свода Стоктон находятся поперечные поднятия Модесто и Чоучилла; южная центриклиналь бассейна осложнена поднятием Бейкерсфилд, отделяющим на юге небольшую впадину Палома. Во впадине Сакраменто выделяется пологий свод Торнтон и поднятие Мэрисвилл, связанное с рядом интрузий.

Бассейн Грейт-Валли сложен кайнозойскими, меловыми и юрскими песчано-глинистыми породами общей мощностью до 15 000 м. Неогеновый период сопровождался накоплением толщи терригенных пород мощностью более 6000 м. Максимальная мощность подстилающих их с несогласием палеогеновых отложений около 2300 м, меловых — до 6000 м. Для всего разреза характерно развитие в средней части бассейна морских отложений, по периферии — континентальных, в частности дельтовых, баровых и русловых песчаниковых тел.

Бассейн отличается хорошо выраженной дифференциацией в размещении газовых и нефтяных месторождений. Нефтяные месторождения развиты во впадине Сан-Хоакин вдоль юго-западного борта и южной центриклинали, т. е. в пределах складчатого борта бассейна. Здесь выявлено свыше 90 нефтяных месторождений, эксплуатируемых в настоящее время, и свыше 150 месторождений непроизводственного значения.

Нефтеносность охватывает неогеновые, палеогеновые, в меньшей степени меловые отложения. В этих системах продуктивными по существу являются все песчаные свиты. Максимальные (свыше 55%) запасы нефти (доказанные) сконцентрированы в миоценовых отложениях, свыше 30% запасов нефти находятся в породах плиоценового и плейстоценового возраста. В миоцене выделяются нефтеносные свиты (сверху вниз):

санта-маргарита, стивенс, асфальто, темблор, девилуотер, веддер, рио-браво, вакерос. В миоценовых отложениях расположены залежи нефти месторождений Мидуэй-Сансет, Элк-Хилс, Каолинга, Белридж, Маунт-Посо, Колес-Леви и др. Обращают на себя внимание промышленные залежи нефти в свите туларе плейстоценового возраста, т. е. весьма молодого времени образования (месторождения Мидуэй-Сансет, Керн-Ривер, Белридж).

Залежи нефти месторождений впадины Сан-Хоакин преимущественно пластовые сводовые. В них сконцентрировано 45% доказанных запасов нефти, около 35% находится в ловушках литологически и стратиграфически экранированного типа и лишь 20% в тектонически экранированных.

Литологически и стратиграфически экранированные залежи нефти образуют зону, протягивающуюся по простиранию более чем на 170 км. В эту зону входят месторождения Мидуэй-Сансет, Буэна-Виста, Колес-Леви, Элк-Хилс, Блэкуэлс и др. Среди них выделяются месторождения, приуроченные как к антиклиналям, так и к моноклиналям. Месторождение Мидуэй-Сансет представляет собой антиклиналь, осложненную небольшими вздутиями. В ее пределах выявлено 34 залежи стратиграфически- и литологически экранированного, литологически замкнутого и тектонически экранированного типов. Стратиграфически экранированные залежи нефти возникли вследствие несогласия в залегании плейстоцена и плиоцена, плиоцена и миоцена, миоцена и олигоцена. Литологически экранированные залежи находятся в пластах неогенового возраста, выклинивающихся к своду антиклинали. Там же образуются и небольшие литологически замкнутые залежи.

В районе г. Каолинга с моноклиналью, сложенной кайнозойскими породами, выходящими на поверхность, связано несколько месторождений нефти (Ойл-Сити, Каолинга, Вест-Каолинга, Плизант-Валли, Джералл-Хилс), где залежи приурочены к выклинивающимся по восстанию коллекторам миоценового и палеогенового возраста.

Наиболее крупными нефтяными месторождениями бассейна являются Мидуэй-Сансет (открыто в 1894 г.), Элк-Хилс (1919 г.), Буэно-Виста (1909 г.), Керн-Ривер (1899 г.) и Каолинга (1900 г.). Нефтяные залежи впадины Сан-Хоакин выявлены в интервале глубин 200—5460 м (миоцен, месторождение Колес-Леви). Газовых месторождений в бассейне выявлено более 90, в том числе свыше 80 находятся во впадине Сакраменто. Начальные запасы газа месторождений бассейна составляют около 180 млрд. м³, из них 120 млрд. м³ уже извлечено. Около 40% добычи газа приходится на песчаники доменджин эоценового возраста прежде всего на крупном месторождении Рио-Виста; газоносны плиоценовые (свиты техама, лагуна-мертен), палеоценовые (гамилтон, андерсен-вагенет, массив, мидленд, мак-кормик) и меловые (старки, блеветт, трейси, уинтерс, латрон, кайоне, фортс) отложения. В эоцене помимо песчаника доменджин газоносны также свиты нортонвилл, принстон-джордж, капей.

Месторождения газа приурочены к пологим брахиантиклиналям и куполам, обычно нарушенным сбросами. Залежи газа преимущественно пластовые сводовые. На месторождении Арбакл в песчаниках верхнего мела (свита фортс) выявлены литологически замкнутая и литологически экранированная залежи, расположенные на структурной террасе. Наиболее крупное газовое месторождение бассейна Рио-Виста. Структура его представляет собой купол, рассеченный большим количеством разрывов

субмеридионального простирания. В интервале глубин 1128—1767 м находятся залежи газа в отложениях эоцена (свиты нортонвилл, доменджин, капей, гампльтон, андерсен), палеоцена (мидленд, М-5, мак-кормик). Залежи газа пластовые сводовые.

Начальные запасы газа месторождения определены в 99 млрд. м³. Газовые залежи бассейна Грейт-Валли заключены в интервале глубин 416—3000 м. Газ преимущественно жирный с содержанием гомологов метана от 2 до 10%.

§ 23. Оринокский нефтегазоносный бассейн

Оринокский пограничный нефтегазоносный бассейн является наиболее крупным в Южной Америке по запасам и текущей добыче нефти. Бассейн содержит нефтяные и газовые месторождения (220) и расположен на востоке северной окраины континента в пределах Восточной Венесуэлы, южной части Тринидада и прилегающей части Атлантического шельфа (рис. 117). Он вытянут в широтном направлении на 850 км. В Венесуэле бассейн заключен между Береговой Карибской Кордильерой — хребтом Серрания-дель-Интеритор на севере и Гвианским нагорьем на юге. Вдоль южного склона хребта проходит система пологих надвигов, по которым складчатая система надвинута на прилегающий предгорный прогиб. На востоке Серрания-дель-Интеритор находит свое продолжение в Северном хребте Тринидаде. Восточнее Барселоны (на меридиане о-ва Маргарита) от Серрания-дель-Интеритор отходит на юго-восток выступ Сукре, сложенный на поверхности меловыми породами и ограниченный разрывами. Южная граница бассейна на значительном протяжении совпадает с долиной нижнего течения р. Ориноко, на правом берегу которой на поверхность выходят уже кристаллические породы Гвианского щита. На востоке бассейн продолжается в шельфе и ограничивается подножием его. На западе он отделен от смежного с ним бассейна Апуре-Баринас поперечным поднятием Эль-Бауль. Поднятие протягивается с северо-запада на юго-восток. Свод поднятия смещен на северо-запад и сложен с поверхности докембрийскими породами.

Бассейн Ориноко выполнен терригенными породами кайнозойского возраста и карбонатно-терригенными отложениями мелового возраста, залегающими на метаморфических породах фундамента. В подошве осадочного чехла на севере бассейна допускается существование юрских отложений. На юге бассейна на кристаллических породах Гвианского щита залегают меловые или олигоценовые отложения. Основная по мощности часть осадочных пород бассейна приходится на мел и олигоцен. На севере бассейна (складчатый борт) значительная роль в разрезе принадлежит нижнемеловым (более 2500 м) и олигоценовым (свыше 2000 м) образованиям. Мощность отложений в целом увеличивается на восток и, вероятно, достигает максимума (свыше 15 000 м) в субаквальной части бассейна между материком и о-вом Тринидад. На последнем мощность всех отложений не превышает 8000 м при современной глубине фундамента около 4000 м. На юге и западе бассейна (платформенный борт) происходит уменьшение мощности всего разреза, прежде всего за счет сокращения мощности верхнего мела и выпадения из разреза палеоцена и эоцена. На востоке в дельте р. Ориноко увеличивается до 2000 м мощность антропогенных отложений.

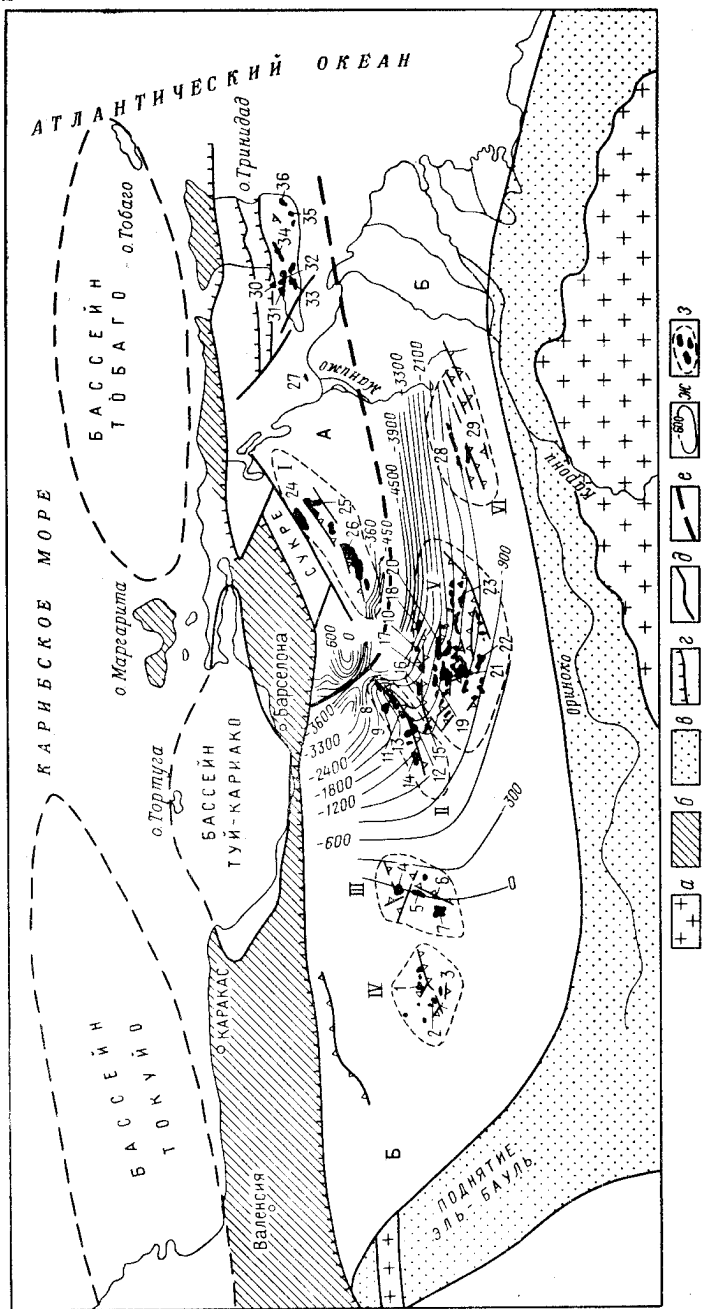


Рис. 147. Нефтегазоносный бассейн Ориноко

а — выступы докембрийских пород Гвианского щита и поднятия Эль-Бауль; б — Карибские Анды; в — аконсервационная зона; г — над-выги; д — границы бассейна; е — сбросы; ж — складчатые изломы глубин кровли средней части синты обфисина в м; з — аркады зоны нефтегазоаккумуляции: I — Кирикоре-Хусенин, II — Большой Анак, III — Тукушита, IV — Мерседес, V — Большая Офисина, VI — Темблатор; а — нефтяные месторождения: I — Лас-Мерседес, 2 — Гуанинита, 3 — Паласо, 4 — Тукушито, 5 — Сабач, 6 — Бельвиста, 7 — Ручис, 8 — Санга-Роса, 9 — Эль-Робле, 10 — Гуарико, 11 — Сан-Холкин, 12 — Конгоро, 13 — Санга-Ана — Ринкон, 14 — Токо, 15 — Гере, 16 — Малири, 17 — Сото, 18 — Мага, 19 — Бока, 20 — Нипа, 21 — Офисина, 22 — Овека, 23 — Дасьон, 24 — Кирикоре, 25 — Орокуаль, 26 — Хусенин, 27 — Пелерналес, 28 — Темблатор, 29 — Шилон, 30 — Ла-Бреа, 31 — Пойнт-Фортен, 32 — Пенол, 33 — Пало-Секо, 34 — Баррантор, 35 — Моруга, 36 — Гуагуагаре. А — складчатый борт бассейна; Б — складчатый борт бассейна

В бассейне довольно отчетливо выделяются складчатый и платформенный борты. Складчатый борт развит лишь на востоке предгорной части его и в наиболее типичном виде представлен в тринидадской части бассейна. В поперечном разрезе складчатого борты острова выделяются синклиналь Карони, надвиговая зона Центрального хребта (Напариве-Нарива), синклиналь Сипария — Эрин, антиклиналь Южного хребта, синклиналь прол. Колумба (рис. 118).

Синклиналь Карони выполнена меловыми отложениями, несогласно перекрытыми кайнозойскими породами.

Надвиговая зона Центрального хребта состоит из системы чешуй, сложенных меловыми образованиями, надвинутыми на северное крыло синклинали Сипария, представленное на поверхности породами неогенового возраста.

Синклиналь Сипария слагает южную большую по длине часть о-ва Тринидад. На западе она ограничена сбросом Лос-Баджос северо-западного простирания, по которому южный блок — синклиналь Эрин — приподнята относительно северного (синклинали Сипария).

Небольшая, но сильно пережатая антиклиналь Южного хребта отделяет синклиналь Сипария от крайней южной синклинали прол. Колумба. Для синклинали характерно увеличение мощности неогеновых отложений.

Синклинали осложнены резко выраженной линейной складчатостью с глиняным диапризмом, грязевым вулканизмом; большое развитие имеют надвиги и взбросы. Локальные поднятия нефтеносные.

В венесуэльской части бассейна складчатый борт выражен системой узких складок, нарушенных взбросами и сбросами и сложенных доверхнемиоценовыми образованиями. Складки свивелированы и перекрыты слабодислоцированными породами верхнего миоцена и плиоцена. Они вытянуты в северо-восточном направлении, параллельно переднему краю выступа Сукре.

Платформенная часть бассейна занимает большую площадь его. В западной части, прилегающей к поперечному поднятию Эль-Бауль, Западные Карибские Анды надвинуты на платформенный борт. В средней и восточной частях моноклинали платформенного борты широко развиты продольные и диагональные сбросы, пересекающие осадочную толщу и проникающие в фундамент. Сбросовые плоскости при этом наклонены не только в сторону осевой части бассейна, но и в сторону Гвианского щита, образуя сложно построенные блоки.

На востоке бассейна в районе Большого Анако проходит зона хорошо выраженных поднятий северо-восточного простирания, связанная с выступом фундамента. Зона приподнята и надвинута на юго-восток с амплитудой перемещения около 600 м протяженностью более 75 км. С этой зоной связан ряд нефтяных месторождений. Западнее зоны Большой Анако выделяется меньших размеров выступ Тукунито также северо-восточного простирания, содержащий несколько нефтяных месторождений. На северо-восточном продолжении зоны Большой Анако находятся антиклинальные зоны складчатого борты.

По зоне поднятий Большой Анако венесуэльскую часть бассейна принято в литературе делить на две незамкнутые, сливающиеся на юге впадины — западную — Гуарико и восточную — Матурип. Для впадины Гуарико характерны субмеридиональное (эль-баульское) простирание

слагающих ее меловых и палеогеновых образований, расчленение ее на пологие, сравнительно спокойные антиклинали и синклинали. В состав впадины Гуарико включают складчатый борт с нефтеносными районами Педерналес и Хусепин и платформенный — с нефтеносными районами Большая Офисина и Тембладор.

Выделение нефтеносных районов было произведено в соответствии с открытыми ранее сравнительно изолированными друг от друга группами месторождений. В настоящее время бассейн содержит только в Венесуэле более 160 нефтяных месторождений; группы месторождений слились и существует лишь некоторый раздел между нефтеносным районом Педерналес и Тембладор, приходящийся на северную часть дельты р. Ориноко, где нефтегазопоисковые работы осложняются большой мощностью антропогенных отложений.

Бассейн Ориноко представляет собой пример высокой нефтенасыщенности отложений, его выполняющих. Нефтедержащими являются отложения всех отделов кайнозойской группы и меловой системы. В пределах всего бассейна нефтеносны песчаники миоцена и олигоцена, насчитывающие несколько десятков продуктивных пластов. Так, в свите офисина олигоценового возраста выделяется до 100 продуктивных пластов, в свите ла-пика — 25. На складчатом борту повсеместно нефтеносны миоценовая свита ла-пика (Венесуэла) и ее аналоги, свиты форес, куз (моруга) на Тринидаде. Кроме того, на крупнейшем месторождении Венесуэлы — Кирикоре — нефтеносна свита кирикоре плиоценового возраста. На платформенном борту наиболее нефтенасыщены отложения олигоцена. Нефтеносность меловых отложений незначительна.

В бассейне может быть выделено несколько ареалов нефтенакпления, которые на складчатом борту бассейна объединяют несколько антиклинальных зон нефтенакпления. Ряд таких зон выделяется в синклинали Сипария-Эрин, которые содержат свыше 45 нефтяных месторождений (10 находятся в зал. Пария) о-ва Тринидад. Антиклинальные зоны протягиваются вдоль северного и южного крыльев синклинали Сипария, на северо-восточном погружении антиклинали Южного хребта и на северном крыле синклинали прол. Колумба. Два месторождения открыты на востоке зал. Пария во впадине Карони.

Структуры месторождений выражены крутыми брахиантиклиналями, иногда сильно осложненными диапиризмом (месторождения Пена, Гуагяуаре-Биг, Барракпор). Проявление диапиризма имеет место и на восточном берегу Венесуэлы, где известно одно из крупных месторождений бассейна — Педерналес. Структура месторождения имеет вертикальную амплитуду 1800 м. Нефтеносна свита ла-пика (пласты педерналес и амакуро) на северном крыле структуры на глубине около 2000 м. Свод диапира осложнен грязевым вулканом.

Крупнейшими месторождениями нефти о-ва Тринидад являются Солдадо (зал. Пария, открыто в 1964 г.), Форест-Резерв (1913 г.), Пало-Секо (1929 г.), Брайтон (зал. Пария), Файзабад.

Месторождение Форест-Резерв расположено на северном крыле синклинали Сипария и представляет собой антиклиналь, хорошо выраженную в миоценовых отложениях и осложненную грязевым вулканом. Нефтеносны свиты форес и круз.

Залежи нефти тринидадских месторождений преимущественно сводовые пластовые, тектонически экранированные, в частности сбросом Лос-

Баджос, и литологически экранированные. Последние развиты по северному борту синклинали Сипария в свите форест.

Свыше 50% запасов нефти острова находятся на глубине до 1800 м при максимальной глубине вскрытых нефтяных скоплений 5400 м. Газовых месторождений четыре. Средний газовый фактор нефтяных залежей не превышает 500 м³/т.

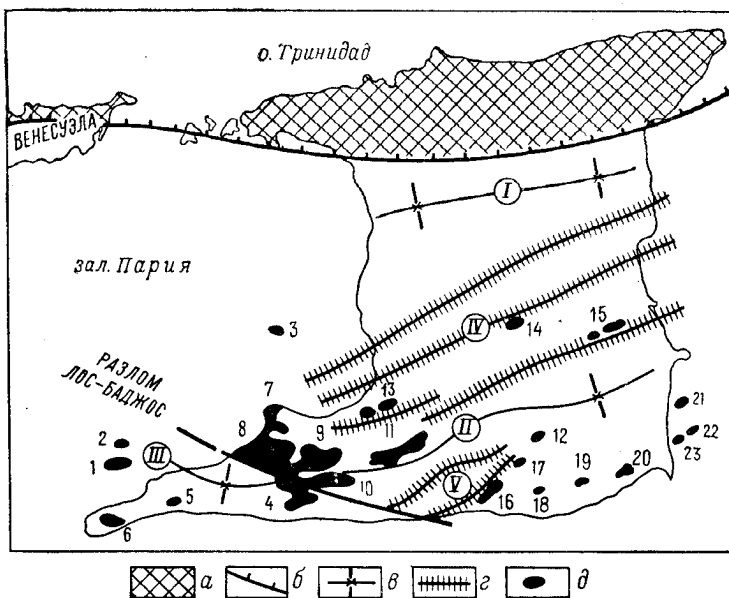


Рис. 118. Восточная (тринидадская) часть нефтегазоносного бассейна Ориноко

a — горное обрамление бассейна — Северный хребет; *b* — надвиг Северного хребта; *c* — синклинали Карони (I), Сипария (II) и Эрин (III); *г* — надвиговые зоны Налариве-Нарива (IV) и Южного хребта (V); *d* — месторождения нефти: 1 — Солдадо, 2 — Морское Северное, 3 — Коува, 4 — Пало-Секо, Лос, Баджос, Эрин, 5 — Седрос, 6 — Икакос, 7 — Брайтон, Ла-Бреа, Виссини, Мерримас, Роусиллас, 8 — Пойнт-Фортин Западный, Пойнт-Фортин Восточный, Пойнт-Фортин Центральный, Гуано, Крюв, Парри-Ленд, 10 — Кура, Кварри, Квинам, Морне-Дьябло, 9 — Форест-Резерв, Файзабад, Нью-Доум, Сан-Франсиске, 11 — Барракпор, Вилсон, Сипария, Мандинго, 12 — Кэтс-Хилл, 13 — Оропуог, 14 — Табаквайт, Пойт-а-Шьер, 15 — Балата, 16 — Западный и Северный Моруга, 17 — Тринити, 18 — Восточный Моруга, 19 — Лизард-Спрингс, 20 — Гуаягуаяре-Биг, 21 — Радикс, 22 — Ист-Куинс-Бич, 23 — Галеота

Промышленная нефтеносность острова была установлена в 1902 г. с открытием месторождения Гуаягуаяре, обильные поверхностные нефтепроявления упоминаются весьма давно. На юго-восточной оконечности острова давно известно крупнейшее в мире асфальтовое «озеро» Ла-Бреа, занимающее площадь около 42 га при толщине продуктивного слоя около 50 м. Запасы асфальта оцениваются в 15—20 млн. т.

На востоке складчатого борта бассейна (Венесуэла) выделяется несколько сравнительно небольших по протяженности антиклинальных зон, простирающихся в северо-восточном направлении. Выделяется своими поверхностными нефтепроявлениями и крупными скоплениями нефти зона, включающая месторождения Хусепин, Санта-Барбара, Орокуаль, Кирикоре. Последнее является наиболее крупным месторождением в бассейне и одним из крупнейших в мире. Нефтеносные пласты песчаников

(более пяти) мощностью до 210 м заключены в подошве свиты кирикоре. Последняя представляет собой моноклиналь, наклоненную на юго-восток под углом до 15° , перекрывающую систему сравнительно пологих складок, сложенных миоценовыми образованиями, которые в свою очередь перекрывают более круто смятые отложения олигоценного возраста. Залежи нефти в свите кирикоре литологически, иногда стратиграфически экранированные, гидравлически связанные между собой. По простиранию на юго-западе и северо-востоке залежи запечатываются асфальтом. Нефтеносными (с небольшими запасами) являются также песчаники миоцена, олигоцена, мела и известняки эоцена. Длина нефтеносной площади 15 км, ширина — 8 км, глубина залегания — 370—1450 м. Запасы нефти месторождения оценены в 159 млн. т, из которых более 110 млн. т уже извлечено. Плотность нефтей всех залежей изменяется от 0,876 до 1 г/см³ и несколько более. Скопление нефти в свите кирикоре возникло в результате струйного перетока ее из подстилающих миоценовых и олигоценных первично нефтеносных свит.

На месторождении Хусепин залежи нефти приурочены к выклинивающейся свите ла-пика, несогласно перекрытой отложениями лас-Пьедрас и деформированной в пологую складку. Крупным является также месторождение Квиморе, приуроченное к антиклинальной зоне Рио-Арагуа, расположенное западнее зоны Хусепин-Кирикоре. Месторождение содержит шесть сводовых пластовых залежей в свите капирикуаль на глубине 1940—2530 м.

В пределах платформенного склона бассейна на севере отчетливо выделяется ареал нефтенакопления Большой Анако со сравнительно крупными месторождениями Санта-Роса, Гуарико, Санта-Апа (залежи экранированы одним сбросом), а также Эль-Робле, Мапири, Сан-Хоакин и др. В ареале насчитывается 40 продуктивных пластов в интервале глубин 1160—3350 м. Основные нефтегазоносные песчаники приурочены к свитам офисина и перикито. Месторождения связаны с отдельными асимметричными брахиантиклиналями, содержащими пластовые сводовые, тектонически-, реже литологически экранированные залежи. Крупный, сильно насыщенный залежами нефти (часто с газовыми шапками) регион нефтенакопления протягивается вдоль западного и южного бортов бассейна. Все месторождения связаны с моноклиной, наклоненной под углом до 1° и рассеченной рядом протяженных (до 90 км) сбросов преимущественно субширотного простирания. Амплитуды сбросов до 110 м, наклоны плоскостей разрывов как на север, так и на юг. Вторая система сбросов пересекает первую, будучи ориентирована на северо-запад или на северо-восток. Залежи нефти (обычно с газовыми залежами) заключены в тектонически экранированных ловушках в структурах типа террас или посов. Нефтеносны песчаники миоцена (свита фрейтес), олигоцена (офисина) и мела (тембладор). Залежи находятся в интервале глубин 600—4000 м.

Наибольшая концентрация залежей нефти имеет место в средней части платформенного борта в районе, известном под названием Большая Офисина. Ареал Большая Офисина протягивается примерно на 120 км при ширине около 60 км. Тектонически экранированные залежи нефти находятся в опущенных крыльях и обращены к северу. Ареал содержит крупные залежи с запасами от 30 до 60 млн. т (Нипа, Гуара, Офисина, Мата, Дасьон).

Наиболее крупным является месторождение Офисина, где свита офисина в интервале глубин 1200—3800 м содержит до 100 нефтеносных пластов мощностью от 0,6 до 54 м.

Восточнее может быть выделен ареал нефтенакопления Тембладор, насчитывающий свыше 15 месторождений, из них наиболее крупные Тембладор, Морихал, Оритурано и др.

Расположенный на западе ареал Мерседес содержит также сравнительно крупные месторождения, как Лас-Мерседес, Тукуидо, Гуавинита. Основные продуктивные пласты заключены в песчаниках свит ла-паскуа, роблесито, чагуарамас олигоценового возраста.

В венесуэльской части бассейна Ориноко большая часть запасов нефти сконцентрирована в интервале глубин 1200—3000 м (максимум запасов — 1800—2400 м), причем запасы нефти Платформенного борта более чем в 4 раза превышают запасы нефти складчатого борта. Начальные запасы нефти в бассейне оцениваются в 1,1 млрд. т, из них уже более половины извлечено.

Бассейн Ориноко отличается слабой газонасыщенностью. На платформенном борту имеются небольшие газовые залежи и довольно большое количество залежей нефти с газовыми шапками.

Первая промышленная добыча нефти была начата в бассейне в 1911 г. вблизи асфальтового «озера» Гуанака, расположенного недалеко от месторождения Кирикоре, которое было открыто в 1928 г.

§ 24. Нефтегазоносный бассейн Апуре-Баринас

Крупный по размерам (750 × 300 км), слабо изученный нефтегазоносный бассейн Апуре-Баринас своей северо-восточной меньшей частью расположен в Венесуэле, а большей, юго-западной — в Колумбии, где она выделяется под названием Льянос-Колумбии (рис. 119).

Горное обрамление бассейна образовано складчатым горным сооружением — горст-антиклинорием Венесуэльских Анд и Восточной Кордильерой Колумбии, надвинутым по крутым взбросовым поверхностям на узкий складчатый борт краевого прогиба, также осложненный взбросами.

На северо-востоке бассейн Апуре-Баринас граничит с бассейном Ориноко по выступу Эль-Бауль. На юго-западе он отделен от смежного Верхнеамазонского бассейна поперечным поднятием, наиболее приподнятая гортовая часть которого, сложенная докембрийскими породами, частично перекрыты отложениями раннепалеозойского и мелового возраста, образует небольшой горный кряж Сьерра-де-Макарена.

Бассейн выполнен терригенными отложениями кайнозойского (мощностью более 3000 м) и мелового (более 1000 м) возраста, подстилаемыми красноцветными песчаниками предположительно юрского (триасового) возраста.

На западе фундамент сложен палеозойскими дислоцированными породами, на востоке — докембрийскими кристаллическими образованиями Гвианского щита.

Начиная с 1974 г. на севере бассейна (Венесуэла) было открыто девять нефтяных месторождений (Сильвестре, Сильван, Мопораль, Синко и др.).

Месторождения расположены в краевой западной части платформенного борта бассейна и связаны с небольшими пологими брахиантиклиналями, осложняющими моноклираль этого борта. Нефтеносны песчаники эоценового (говернадор) и апт-туронского (фортуна) возраста на глубинах

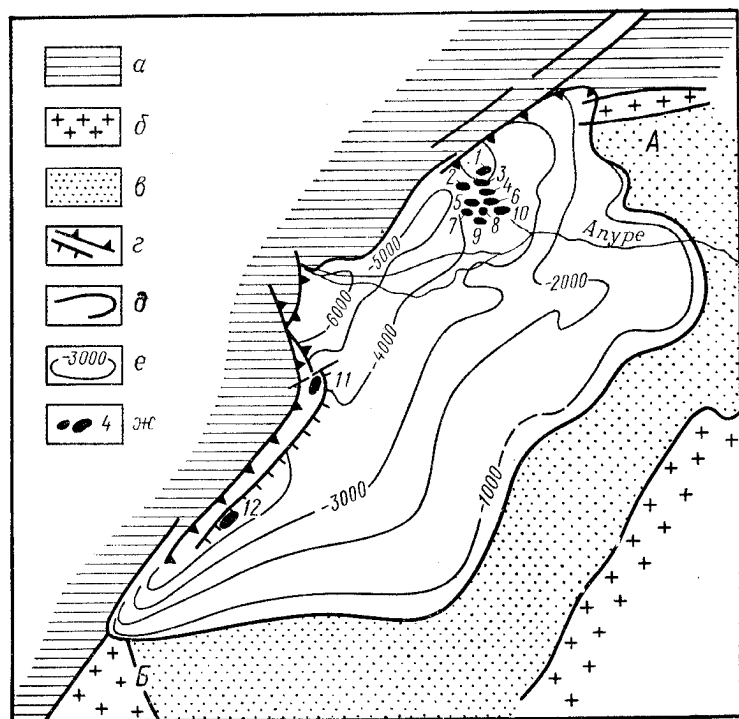


Рис. 119. Нефтегазоносный бассейн Апуре-Баринас

a — горные сооружения Анд и Восточной Кордильеры Колумбии; *б* — выступы кристаллических пород фундамента; *в* — аконсервационная зона; *г* — взбросы, надвиги; *д* — границы бассейна; *е* — схематические изолинии глубин залегания фундамента в м; *жс* — нефтяные месторождения: 1 — Кайпе, 2 — Сильван, 3 — Мопораль, 4 — Сильвестре, 5 — Эстеро, 6 — Пальмита, 7 — Ато, 8 — Синко, 9 — Паяс, 10 — Минго, 11 — Гуавио, 12 — Кастильо.

Межбассейновые поднятия: А) — Эль-Бауль; Б) — Сьерра-де Макарена

до 3900 м. В 1960 г. на юге складчатого борта бассейна в предгорьях Восточной Кордильеры Колумбии было открыто месторождение нефти Гуавио с залежью в отложениях палеогена.

§ 25. Верхнеамазонский нефтегазоносный бассейн

Верхнеамазонский нефтегазоносный бассейн охватывает территории Колумбии (на севере), Эквадора (на северо-западе), Перу (на западе и северо-востоке) и Боливии (на юге). Его длина около 1000 км, ширина до 700 км. На востоке платформенный борт бассейна сочленяется со Среднеамазонским нефтегазоносным бассейном через межбассейновое поднятие Икитос. На севере и юге бассейн ограничивается поперечными поднятиями: Сьерра-де-Макарена и Журуа. Последний представляет собой узкий, погребенный на глубину менее 1000 м выступ фундамента, ответ-

вляющийся на запад от Бразильского щита в направлении охватывающей его излучины р. Укаяли. В районе последней на горе Кантайя на поверхность выходят ордовикские отложения, перекрываемые меловыми. Выступ Журуа близко подходит к складчатому борту бассейна. Западная граница бассейна проходит по системе надвигов и взбросов Восточной Кордильеры (рис. 120). Фундамент бассейна в западной и предгорной частях бассейна залегает на глубине порядка 10 км и, вероятно, имеет раннепалеозойский возраст, на востоке — фундамент докембрийский.

Наиболее изучен бассейн в северо-западной части (Эквадор и прилегающая часть Колумбии), где выявлено свыше 30 нефтяных месторождений, в том числе 14 в Колумбии (Орито, Карибе и др.). Бассейн в этой части сложен кайнозойскими, меловыми и юрскими образованиями мощностью свыше 7000 м, залегающими на дислоцированных породах палеозойского возраста. Для разреза кайнозойских терригенных отложений мощностью свыше 5000 м характерно развитие континентальных и угленосных пород, для разреза мезозойских отложений — битуминозных известняков и песчаников в меловых отложениях, эвапоритовых отложений эффузивных пород и кремнистых песчаников в верхнесреднеюрских породах.

Нефтеносны песчаники альбского (?) возраста (свита напо), содержащие продуктивные пласты, и нижнего мела (свита ольин). Нефтеносны также песчаники палеоцена (свита тена). Глубина нефтяных залежей от 900 до 2000—3500 м. Структуры месторождений представляют собой сравнительно небольшие (15 × 8 км) антиклинали, иногда диапирового строения, подсеченные с востока разрывами. Они ориентированы в субмеридиональном направлении и группируются в ряд зон нефтенакопления небольшой протяженности, расположенных на площади 150 × 75 км.

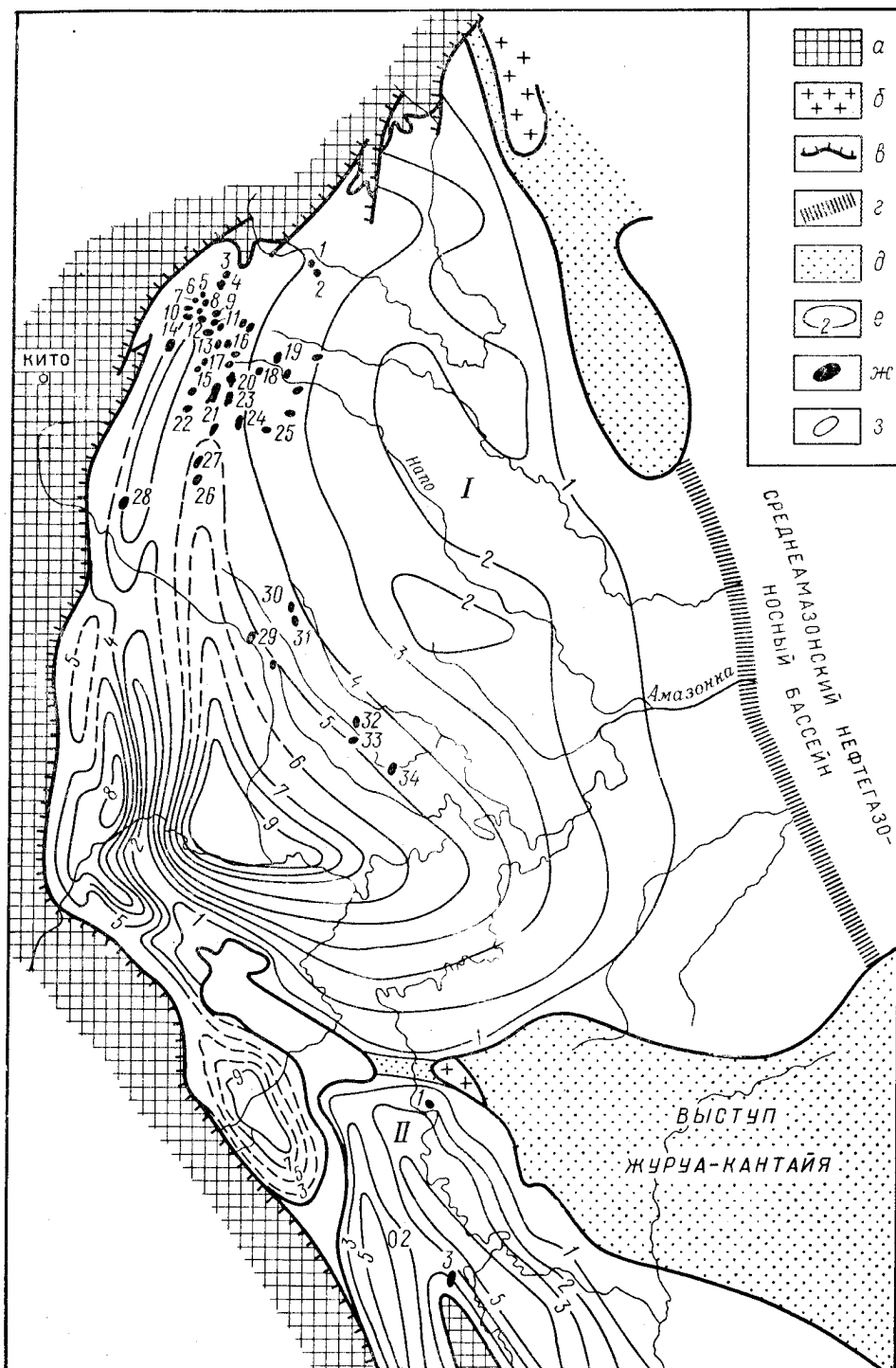
Наиболее крупными являются месторождения Сача с мощностью продуктивного пласта 90 м и Шушуйфинди. Запасы нефти каждого из них оцениваются до 250 млн. т. Три нефтяных месторождения (Тивакуно, Ютури, Минас-Типути) выявлены западнее упомянутых зон нефтенакопления.

§. 26. Нефтегазоносный бассейн Укаяли-Маморе (Мадре-де-Дьюс)

Бассейн Укаяли-Маморе протягивается на 800 км от поперечного поднятия Журуа на юго-восток до верхнего течения р. Маморе (широта г. Санта-Крус), где происходит выклинивание складчатого борта Предандийского прогиба и значительное сужение бассейна (см. рис. 120, 121). Выклинивание складчатого борта отмечается на месте крупного приподнятого блока палеозойских и докембрийских пород эпиplatformенного орогена, расположенного между долинами рек Мадре-де-Дьюс и Рио-Бермехо (Центральнопредандийский бассейн).

На месте эпиplatformенного орогена западная граница бассейна представлена зоной развития крутых надвигов, по которым палеозойские породы надвинуты на кайнозойские и мезозойские отложения, смятые этими движениями. Севернее граница бассейна следует по системе краевых надвигов, по которым дислоцированные мезозойские отложения надвинуты на кайнозойские.

На востоке бассейн ограничивается сравнительно узкой зоной мало-мощных отложений, залегающих на склоне Бразильского щита. В этих



границах бассейна располагается на северо-востоке Перу и Северной Боливии.

Нефтеносность бассейна установлена на крайнем севере на территории, выделяемой под названием Монтаны (семь нефтяных и одно газовое месторождения), и на юге (месторождения нефти Було-Було, газа Якапани). Нефтеносны песчаники свит асукар и агуа-калиента мелового возраста. Породы этого возраста мощностью свыше 3000 м представлены сланцами, аргиллитами, в меньшей степени известняками и пестроцветными песчаниками (внизу). Меловые отложения несогласно перекрываются мощной толщей пестроцветных терригенных пород олигоценного возраста. Выше расположена горизонтально залегающая пачка (до 80 м) континентальных грубообломочных пород, охватывающая антропогенную и, возможно, неогеновую системы. Меловые отложения согласно подстилаются толщей красноцветных пород позднерюрского возраста мощностью до 1850 м, которые с перерывом (выпадает доггер) залегают на известняках, доломитах, битуминозных сланцах и туфогенных породах нижней юры и верхней части триаса; мощность карбонатно-терригенной толщи до 2000 м.

Нижняя часть триаса и верхняя пермь сложены терригенными породами с включением эффузивных образований, а также пластов каменной соли и гипса (свита миту); нижняя пермь и верхний (?) карбон — карбонатно-терригенной толщей мощностью до 1200 м и нижний карбон — пестроцветными обломочными породами и углистыми сланцами мощностью более 500 м.

Дислоцированность пород разреза Монтаны растет с востока на запад. На крайнем востоке (юго-западный склон выступа Журуа) структурные формы нефтяных месторождений (Контамана, Моквия, Кагибойя) представляют собой асимметричные брахиантиклинали длиной до 40 км, нарушенные на восточном крутом крыле взбросами. На крайнем западе в зоне складчатого борта бассейна развиты протяженные линейные антиклинальные зоны с крутыми, иногда совершенно срезанными надвигом, восточными крыльями. В своде антиклиналей выходят меловые и более древние породы. Для восточной части складчатого борта бассейна характерно развитие соляных антиклиналей, иногда диапировых с солью триасово-юрского возраста. Антиклинали обычно нарушены разрывами, наклонены на восток и группируются в зоны, часто расположенные кулисообразно. К этим зонам приурочены месторождения Конинка, Пукальпа, Гансо-Асуль (Агуа-Калиенте), Гонта, Магуйя и сравнительно большое газовое — Агуайтия. Газовая залежь находится на глубине 2500 м в песчаниках агуа-калиенте.

Рис. 120. Верхнеамазонский нефтегазоносный бассейн (I) и северная центриклиналь бассейна Укаяли-Маморе (II)

а — горное сооружение Восточной Кордильеры; б — выходы докембрийского фундамента; в — надвиг; г — межбассейновое поднятие Икитос; д — аконсервационная зона; е — схематические изолинии глубин залегания фундамента в км; месторождения: ж — нефтяные и газонефтяные, з — газовые.

Верхнеамазонский бассейн, месторождения: 1 — Мандуур; 2 — Кайман; 3 — Кальдеро; 4 — Орито; 5 — Суэно; 6 — Карибе; 7 — Сан-Антонио; 8 — Чуруйяко; 9 — Лоро; 10 — Сукумбиос; 11 — Пуэрто-Колон; 12 — Рио-Сан-Мигель; 13 — Чарапа; 14 — Бермехо; 15 — Лаго-Агрио; 16 — Парауаку; 17 — Дурено; 18 — Фанин; 19 — Куибено; 20 — Шушуйфинди; 21 — Сача; 22 — Кока; 23 — Нука; 24 — Примавера; 25 — Тивакуно; 26 — Тигуино; 27 — Кононако; 28 — Оглон; 29 — Капачури; 30 — Форесталь; 31 — Шивияку; 32 — Павайяку; 33 — Капирона; 34 — Корриентос.

Бассейн Укаяли-Маморе, месторождения: 1 — Макча; 2 — Агуайтия; 3 — Агуа-Калиенте (Гансо-Асуль)

Нефтяное месторождение Гансо-Асуль, первое открытое в бассейне (1937 г.), приурочено к соляному диапиру. Нефтеносны песчаники свиты агуа-калиенте на глубине 295—450 м; на глубине 1600 м залегают граниты.

Большая часть бассейна изучена весьма слабо.

§ 27. Центральнопредандийский нефтегазоносный бассейн

Центральнопредандийский бассейн выделяется на территории Аргентины, Боливии, в меньшей степени Парагвая и расположен между горным сооружением складчатых зон Пуны и Сьерры-Пампы на западе и западным склоном Бразильского щита на востоке. На севере бассейн сочленяется с бассейном Укаяли-Маморе, на востоке частично граничит с потенциально нефтегазоносным бассейном Парана. На юго-востоке через глубокий прогиб Рио-Саладо, зажатый между выходами докембрийских пород южного окончания Бразильского щита (северное побережье зал. Ла-Плата) и глыбовых гор Сьерра-Буэнос-Айрес, бассейн продолжается в шельф и континентальный склон материка (рис. 121).

Фундамент бассейна докембрийский, на западе и юге, возможно, раннепалеозойский. В фундаменте выделяются три области прогибания: северо-западная предгорная (Предпунская), средняя — впадина Чако-Пампа, и юго-восточная, расположенная на шельфе. Глубины прогибания фундамента составляют 6—7 км. Между предгорной впадиной и впадиной Чако-Пампа простирается приподнятая часть фундамента — вал Кордоба, где фундамент расположен на глубине 2—3 км. Прогиб Рио-Саладо отделяется от впадины Чако-Пампа седловиной и разломом.

Бассейн выполнен мощной толщей палеозойских и кайнозойских в меньшей степени мезозойских отложений. Полого залегающие нижне- и среднепалеозойские образования выходят на поверхность вдоль западного склона Бразильского щита, а также на севере западной части бассейна, где средне- и верхнепалеозойские отложения принимают участие в строении сложно дислоцированной предгорной зоны складчатого борта бассейна. В последней, наиболее изученной нефтеносной части бассейна палеозойские осадки начинаются с девонских карбонатно-терригенных отложений, выше которых с перерывом (выпадает верхний девон) залегают мощная (до 2800 м) гондванская серия континентальных обломочных пород. Из мезозойской группы достоверно установлена лишь меловая система, сложенная карбонатно-терригенными породами небольшой мощности. На датских песчаниках и конгломератах с перерывом залегают мощная серия пестроцветных терригенных пород палеогена и неогена.

Восточнее и юго-восточнее во впадине Чако-Пампа появляются силурийские и ордовикские песчаные отложения, мощность которых вместе с девонскими возрастает до 3000 м.

Нефтегазоносность бассейна установлена лишь в пределах складчатого борта бассейна, в зоне протяженностью около 700 км.

Складчатый борт бассейна отделен от платформенного пологим надвигом Мандейяпекуа, по которому местами верхи гондванской серии приходят в контакт с верхами неогеновых отложений. С поверхности он образован преимущественно палеозойскими отложениями, смятыми в систему меридионально вытянутых узких складок, наклоненных, как правило, на восток, подсеченных надвигами и взбросами и нарушенными

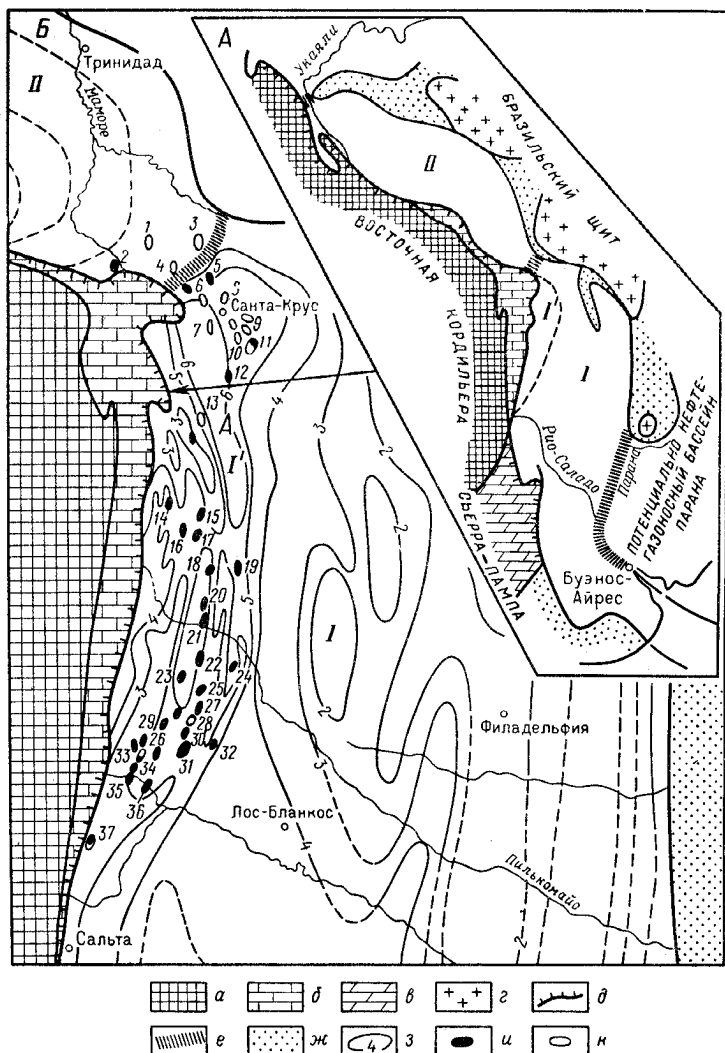


Рис. 121. Нефтегазоносные бассейны Центральнопредандийский (I) и Укаяли-Маморе (II)

А — обзорная карта; Б — размещение месторождений нефти и газа.
 а — эпигеосинклинальное горное сооружение Восточной Кордильеры; б — эпплатформенный ороген Пуна; в — эпплатформенный ороген Сьерры-Пампы; г — выходы докембрийских пород фундамента на поверхность (склон Бразильской платформы); д — надвиги; е — межбассейновые поднятия; ж — акonserвационная зона; з — схематические изолинии глубин залегания фундамента в км; месторождения: и — нефтяные и газонефтяные, к — газовые.
 Бассейн Укаяли-Маморе, месторождения: 1 — Якалани; 2 — Було-Було; 3 — Палометас; 4 — Энканада.

Центральнопредандийский бассейн: I' — Предпунский ареал зон нефтегазоаккумуляции, месторождения: 5 — Колпа; 6 — Лагунилья; 7 — Наранхилос; 8 — Санта-Крус; 9 — Ла-Пенья; 10 — Альендро; 11 — Рио-Гранде; 12 — Эль-Педро; 13 — Татаренда; 14 — Монтеагуло; 15 — Камри; 16 — Итапиренда; 17 — Гуаируй; 18 — Буэна-Виста; 19 — Сипуати; 20 — Каматинди; 21 — Лос-Монос; 22 — Санандита; 23 — Сан-Альберто; 24 — Алгарробилья; 25 — Мадрехонес; 26 — Тигре; 27 — Кампо-Дуран; 28 — Сальто-Холия; 29 — Сан-Педро; 30 — Тартагал; 31 — Ломитас, Веспучио, Транквитас; 32 — Тонано; 33 — Торо; 34 — Агуа-Бланкас; 35 — Рио-Пескадо; 36 — Акамбуко; 37 — Каймансито

сбросами. К антиклинальным частям складок приурочено свыше 40 нефтяных и газовых месторождений, из которых около 30 расположены в Боливии.

Нефтеносность бассейна установлена в 1923 г. с открытием в Аргентине месторождения Агуа-Бланкас (в Боливии называется Бермехо). Нефтеносны песчаники девона (свиты лос-манос, икири), пермо-карбона (тупамби, тариха, тангуати), мела (кангачи), эоцена (нижняя чако) мощностью до 30 м. Основные залежи нефти заключены в резервуарах гондванской серии. Месторождения нефти группируются в зоны нефтегазоаккумуляции различной протяженности. В Боливии протягиваются антиклинальная зона Камири-Санандита длиной около 200 км, содержащая восемь месторождений, в том числе крупное Камири; зона Агуарагуз, расположенная южнее (Аргентина) зоны Камири-Санандита, насчитывающая семь месторождений нефти и газа, в том числе крупные газонефтяные Кампо-Дуран, Мадрехонес, конденсатногазовое Сальто-Холин; западнее и параллельно последней зоны протягиваются небольшие зоны Сан-Антонио (месторождения Сан-Педрито, Рамос и др.) и зона Бермехо (Бермехо-Агуа-Бланкас, Рио-Пескадо, Торо и др.)¹.

Месторождение Камири связано с антиклиналью, осложненной надвигом. Свита икири содержит 17 нефтеносных пластов песчаника, мощность некоторых из них достигает 30 м. Глубина залежей нефти (сводового типа) 680—1300 м. Структурные формы нефтяных месторождений Санандита и Сан-Педрито являются наиболее типичными для зон нефтегазоаккумуляции складчатого борта бассейна.

На севере бассейна (ареал Санта-Крус) известно несколько газонефтяных и газовых месторождений (Колпа, Санта-Крус, Наранхилос, Палмар) и сравнительно большое газонефтяное месторождение Рио-Гранде. На последнем месторождении продуктивны слои петака, свиты тарихо и тупамби на глубине до 2850 м. Здесь же известно несколько нефтяных месторождений (Каранда, Ла-Пенья и др.).

Структуры месторождений ареала Санта-Крус характеризуются более спокойными формами, переходными к платформенным.

В 1969 г. было открыто газонефтяное месторождение Каймансито с залежью в песчаниках нижнего мела (свита якорите) на глубине более 4000 м. Это месторождение расположено на крайнем юге складчатого борта бассейна.

Известные в бассейне скопления газа (с конденсатом) залегают на глубинах от 2640 (месторождение Сальто-Холин) до 4500 м (Мадрехонес).

Центральнопредандийский бассейн, имеющий большие размеры, изучен еще весьма слабо.

§ 28. Нефтегазоносный бассейн Магелланова пролива

Магелланов бассейн расположен на крайнем юге Чили и Аргентины. В южной части он пересечен Магеллановым проливом. Северное ограничение бассейна образовано маломощным покровом осадочных отложений южного склона Южно-Патагонского массива. Западное и южное обрамле-

¹ Известные в аргентинской части бассейна месторождения в литературе объединяются в нефтегазоносный район Сальта.

ния бассейна представлены Патагонскими Кордильерами, надвинутыми по крутым надвигам на узкий складчатый борт бассейна.

Фундамент бассейна сложен кристаллическими и метаморфическими породами палеозойского возраста и погружен на западе на глубину до 15 км. На востоке, в прибрежной части, примерно на линии Санта-Крус — о-в Эстадос фундамент по геофизическим данным поднимается, представляя собой валообразное поднятие, и далее на востоке вновь погружается, образуя на шельфе прогиб, параллельный западному. Прогиб ограничивается на востоке седловиной, соединяющей Южно-Патагонский массив с поднятием фундамента на месте Фолклендских островов. Мощность осадочных образований, слагающих восточный субаквальный прогиб бассейна по геофизическим данным не превышает 3000 м. Нефтепоисковые работы в прогибе не ведутся.

В пределах наиболее изученной материковой части бассейна в его строении принимают участие кайнозойские, меловые и юрские отложения с максимальной мощностью их на западном складчатом борту. Наибольшую мощность (более 5000 м) имеют меловые отложения, состоящие главным образом из грубообломочных пород (песчаники, конгломераты) и кремнистых сланцев и ограниченные сверху и снизу перерывами. Меловые отложения являются основной продуктивной толщей бассейна. Повсеместно установлена нефтеносность базальтовой пачки песчаников, расчлененных угленосными сланцами свиты спрингхилл, мощность которой увеличивается в западном направлении; на востоке песчаники замещаются сланцами. Нефтеносны также песчаники позднемелового возраста свит рокамоса, фуентос и роса.

В подошве осадочный чехол бассейна сложен более чем 1000-метровой толщей трещиноватых глинистых сланцев, песчаников и мощных пачек вулканического пепла позднеюрского возраста. Толща газоносна на ряде месторождений.

Кайнозойские отложения представлены также терригенными породами с большой ролью в их составе, особенно в палеогене, глинистых сланцев. В неогене увеличиваются грубообломочные прослои; миоценовые отложения угленосны.

Миоценовые и эоценовые глауконитовые песчаники (свита тресбразос) на ряде месторождений являются продуктивными, первые нефтеносные, вторые газоносные.

В бассейне известно свыше 90 месторождений нефти и газа, сконцентрированных на востоке северной части о-ва Огненная Земля, на прилегающем с севера участке материка, в пределах платформенного борта бассейна. Первое и одно из наиболее крупных месторождений бассейна Монантьялес (Чили, север о-ва Огненная Земля) было открыто лишь в 1945 г. (рис. 122).

Значительная северная половина бассейна (Аргентина) изучена весьма слабо, в ее пределах месторождения не выявлены.

На западе, в восточной части складчатого борта бассейна, выявлено четыре месторождения: два газовых, нефтяное и газонефтяное. Структуры месторождений представляют собой удлиненные асимметричные брахиантиклинали, вытянутые в меридиональном направлении и нарушенные разрывами. В пределах основного ареала нефтегазонакопления месторождения нефти и газа приурочены к погребенным под кайнозойскими отложениями, хорошо выраженным асимметричным брахиантиклиналям,

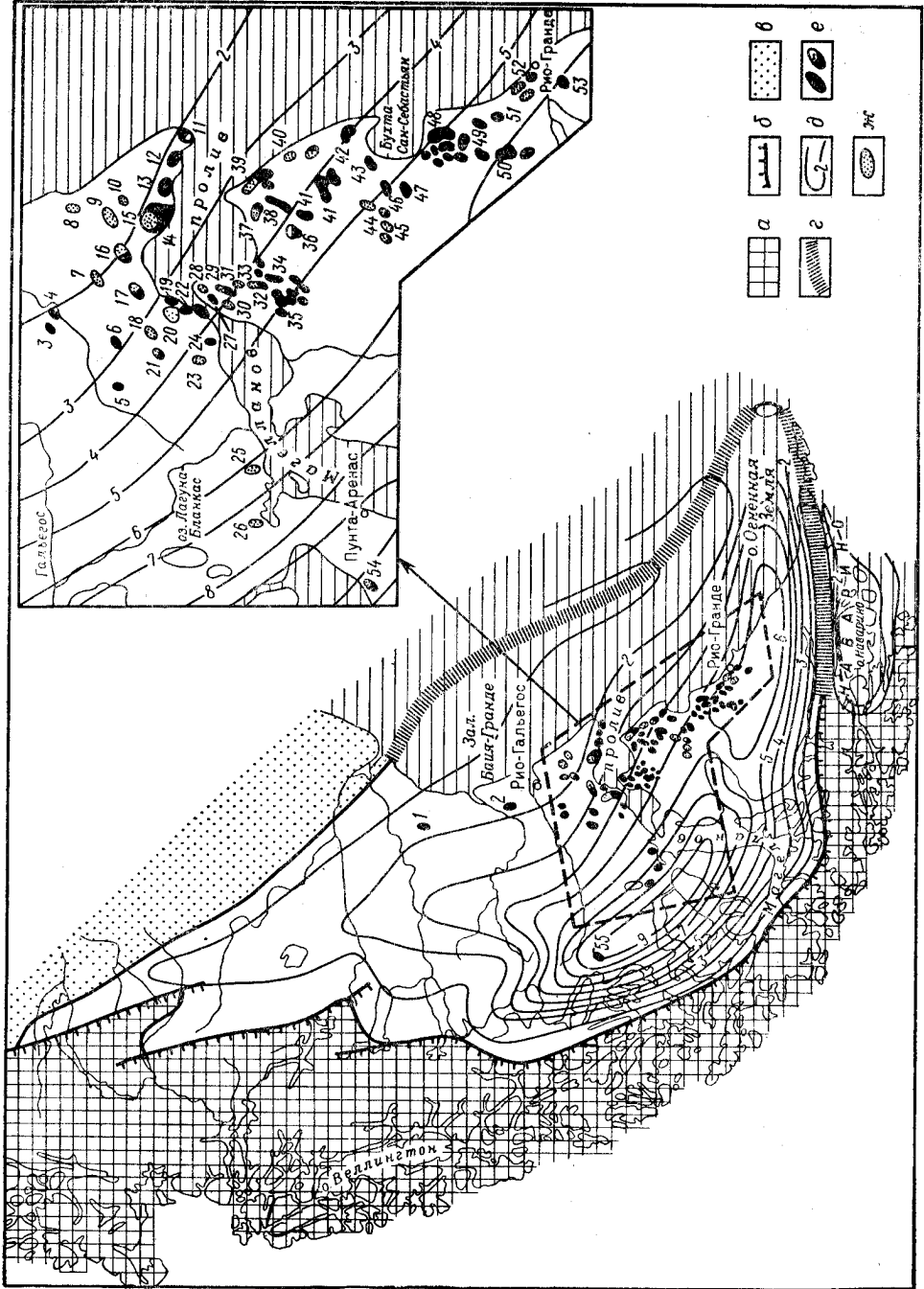


Рис. 122. Нефтегазоносный бассейн Магдалана **Пролина**

а — Патагонская Кордильера; б — наледь; в — аккрецированная зона; г — межбассейновое понижение; д — схематические изолинии глубин фундамента; е — аккрецированная зона; ж — газосырьевые месторождения; з — нефтяные и газосырьевые месторождения; и — нефтяные и газосырьевые месторождения; к — нефтяные и газосырьевые месторождения; л — нефтяные и газосырьевые месторождения; м — нефтяные и газосырьевые месторождения; н — нефтяные и газосырьевые месторождения; о — нефтяные и газосырьевые месторождения; п — нефтяные и газосырьевые месторождения; р — нефтяные и газосырьевые месторождения; с — нефтяные и газосырьевые месторождения; т — нефтяные и газосырьевые месторождения; у — нефтяные и газосырьевые месторождения; ф — нефтяные и газосырьевые месторождения; х — нефтяные и газосырьевые месторождения; ц — нефтяные и газосырьевые месторождения; ч — нефтяные и газосырьевые месторождения; ш — нефтяные и газосырьевые месторождения; щ — нефтяные и газосырьевые месторождения; 1 — Кампо-Больша; 2 — Моль-Айкс; 3 — Моль-Айкс; 4 — Моль-Айкс; 5 — Моль-Айкс; 6 — Моль-Айкс; 7 — Эль-Кондор; 8 — Сур-Рио-Чико; 9 — Сур-Рио-Чико; 10 — Сур-Рио-Чико; 11 — Сур-Рио-Чико; 12 — Сур-Рио-Чико; 13 — Сур-Рио-Чико; 14 — Сур-Рио-Чико; 15 — Сур-Рио-Чико; 16 — Кондор; 17 — Монте-Айонда; 18 — Монте-Айонда; 19 — Монте-Айонда; 20 — Монте-Айонда; 21 — Монте-Айонда; 22 — Монте-Айонда; 23 — Монте-Айонда; 24 — Сантьяго; 25 — Сантьяго; 26 — Сантьяго; 27 — Сантьяго; 28 — Сантьяго; 29 — Сантьяго; 30 — Сантьяго; 31 — Сантьяго; 32 — Чаньярильо; 33 — Чаньярильо; 34 — Чаньярильо; 35 — Чаньярильо; 36 — Чаньярильо; 37 — Чаньярильо; 38 — Чаньярильо; 39 — Чаньярильо; 40 — Рио-Кульен; 41 — Рио-Кульен; 42 — Рио-Кульен; 43 — Рио-Кульен; 44 — Рио-Кульен; 45 — Рио-Кульен; 46 — Рио-Кульен; 47 — Рио-Кульен; 48 — Ла-Сара; 49 — Рио-Кульен; 50 — Рио-Кульен; 51 — Рио-Кульен; 52 — Рио-Кульен; 53 — Рио-Кульен; 54 — Рио-Кульен; 55 — Рио-Кульен.

нарушенным разрывами небольшой амплитуды и достаточно хорошо отраженным в рельефе фундамента бассейна.

Брахантиклинали имеют различную ориентировку.

Месторождения отличаются сравнительно небольшими размерами залежей. Последние часто развиты лишь на крыльях брахантиклиналей, преимущественно в различного рода барьерных формах ловушек.

В бассейне известно свыше 20 чисто газовых месторождений. Во взаимном размещении нефтяных и газовых месторождений не наблюдается четкого раздела, но чисто газоносной является свита трес-бразос, газонефтеносной — свита тобифера. Залежи нефти и газа располагаются в пределах глубин 1800—2500 м.

Б. СОЧЛЕНЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭПИПЛАТФОРМЕННОГО ОРОГЕНЕЗА И КОНСЕДИМЕНТАЦИОННОГО ОБРАЗОВАНИЯ

Бассейны этого типа имеют небольшое распространение. В наиболее типичном виде они представлены вдоль восточной периферии эпиплатформенного орогена Скалистых гор США, на контакте последних с погруженным западным склоном докембрийской платформы. Здесь выделяются два сравнительно крупных нефтегазоносных бассейна — *Денвер* и *Паудер-Ривер*, и небольшой потенциально нефтегазоносный бассейн *Ратон*.

Крупный бассейн этого типа находится также на севере Аляски, где горное эпиплатформенное обрамление его представлено хребтом Брукса, а платформенный борт — склоном Арктической платформы.

В несколько иных структурных условиях находится крупный Западный Внутренний нефтегазоносный бассейн США. Здесь горное обрамление бассейна образовано эпиплатформенным орогеном Уичита-Амарилло, вклинившимся в бассейн с востока. Ороген наиболее интенсивно развивался в течение пенсильванского времени и обусловил образование в прилегающей с севера крупной впадине Анадарко линейно ориентированных складчатых форм, представляющих в бассейне складчатый борт.

Наконец, к бассейнам рассматриваемого типа следует отнести нефтегазоносные бассейны *Джунгарский* и *Преднанышанский* (Китай) с хорошо выраженными эпиплатформенными ограничениями, складчатыми и платформенными бортами.

§ 1. Нефтегазоносный бассейн Паудер-Ривер

Бассейн Паудер-Ривер выявлен в 1888 г. с открытием крупного нефтяного месторождения Солт-Крик. Он заключен в межгорной впадине, ограниченной горами — с востока Блэк-Хилс, а с юго-запада Биг-Хорн и расположенным на

его продолжении плоским межбассейновым поднятием Каспер. Через это складчатое поднятие нефтегазоносный бассейн Паудер-Ривер отделяется от смежного с ним бассейна Уинд-Ривер.

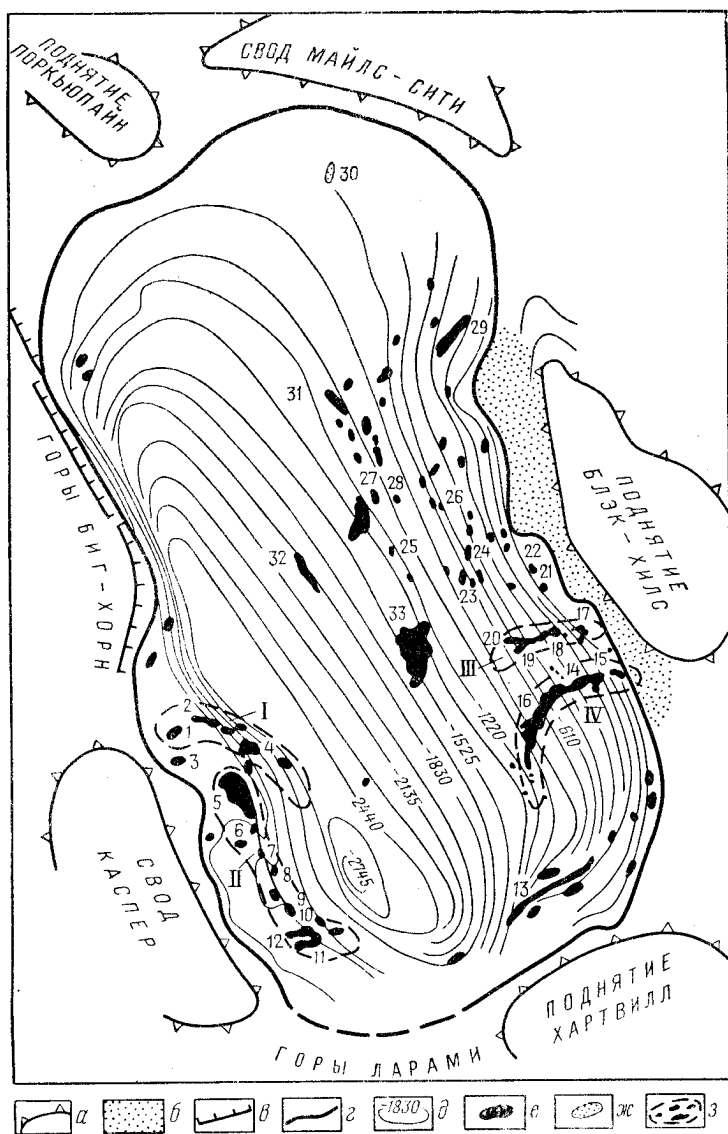


Рис. 123. Нефтегазоносный бассейн Паудер-Ривер

а — красные своды; *б* — аксесервационная зона; *в* — разрывы; *г* — границы бассейна; *д* — изолинии глубин залегания фундамента в м; месторождения: *е* — нефти, *ж* — газа; *з* — зоны нефтегазо-накопления: I — Сассекс, II — Солт-Крик, III — Осейдж-Фидлер-Крик, IV — Кларетон-Скала-Крик. Месторождения: 1 — Норт-Тайсдел; 2 — Сассекс; 3 — Шеннон; 4 — Медоу-Крик; 5 — Солт-Крик; 6 — Тинот; 7 — Норт-Сейдж-Спринг-Крик; 8 — Сейдж-Спринг-Крик; 9 — Саут-Коул-Крик; 10 — Гленрок; 11 — Саут-Гленрок; 12 — Биг-Малди и Ист-Биг-Малди; 13 — Лавс-Крик; 14 — Скалл-Крик; 15 — Маш-Крик; 16 — Кларетон; 17 — Осейдж-Крик; 18 — Фидлер-Крик; 19 — Хай-Крик; 20 — Лоун-Фри-Крик; 21 — Торнтон; 22 — Уайкмен-Флэте; 23 — Койбут-Крик; 24 — Донки-Крик; 25 — Розет; 26 — Миллер-Крик; 27 — Кити; 28 — Митчел-Крик; 29 — Белл-Крик; 30 — Пампси-Поуэлл; 31 — Реклюз; 32 — Дел-Хов-Крик; 33 — Хиллайт

На юге бассейн Паудер-Ривер ограничен поперечным поднятием Хартвилл, в сводовой части которого выходит на поверхность участок кристаллического фундамента.

Северная центриклиналь бассейна замыкается через седловину Эпланд, северо-восточный склон которой принадлежит уже бассейну Крейзи-Бул-Маунтин (рис. 123).

Бассейн имеет резко выраженное асимметричное строение. Его западный борт крутой, осложнен системой асимметричных, сравнительно крутых складок, сильно нарушенных небольшими поперечными разрывами. Складки ориентированы параллельно ограничению бассейна, образованному крутыми разрывами.

Восточный пологий борт, сохранивший структуру докембрийской платформы, представляет собой моноклиналь, нарушенную разрывами.

Бассейн образован палеогеновыми, мезозойскими и палеозойскими отложениями. Роль последних в разрезе невелика. Мощность палеозойских образований не превышает 600 м, сложены они терригенно-карбонатными породами с большой ролью известняков в пенсильванских и миссисипских отложениях. Весь разрез изобилует перерывами.

Основная часть разреза бассейна (около 3000 м) сложена песчано-глинистыми породами мелового возраста, подстилаемыми с перерывом юрскими и триасовыми карбонатно-терригенными породами (мощность более 500 м) и перекрываемыми также с перерывом 1500-метровой толщей терригенных угленосных пород палеогена.

Нефтегазоносность бассейна ограничивается отложениями мелового, юрского, пермского, пенсильванского и миссисипского возраста. Основная нефтеносность связана с меловыми и пенсильванскими отложениями — с песчаниками свит льюис, месаверде, коди, фронтьер, маури, мадди, фолл-ривер-фьюзен, лакота и тенслип. В юрских породах нефтеносны песчаники свит моррисон и санданс, в пермских — песчаники конверс. Соответственно значительная часть месторождений бассейна является многозалежной.

Месторождения нефти и газа выявлены в бассейне на юге складчатого борта и на значительной площади восточного и южного платформенного бортов бассейна.

В пределах складчатого борта достаточно хорошо прослеживаются две сопряженные зоны нефтегазонакопления: Солт-Крик и Сассекс. Первая зона расположена на крайнем юго-западе бассейна, на сравнительно крупной террасе, обращенной в сторону наиболее прогнутой части бассейна. Зона протягивается на 75 км и включает месторождения Солт-Крик, Типот, Норт-Сейдж-Спринг-Крик, Саут-Коул-Крик, Саут-Гленрок, Биг-Мадди, приуроченные к отдельным антиклиналям и брахиантиклиналям.

Зона Сассекс располагается севернее зоны Солт-Крик и протягивается в субширотном направлении, пересекая под углом простирание склона бассейна. Месторождения этой зоны (Норт-Тайсдел, Сассекс, Медоу-Крик и др.) приурочены к структурным террасам и небольшим поднятиям, расположенным на северо-западном погружении террасы Солт-Крик.

В пределах обеих зон нефтегазонакопления нефтеносны меловые, юрские, пенсильванские и миссисипские отложения (песчаники свит коди, фронтьер, маури, мадди, фолл-ривер (дакота), моррисон, санданс, тенслип, трещиноватые известняки мадисон).

Наиболее крупным месторождением нефти складчатого борта бассейна является Солт-Крик. Нефтеносны здесь меловые, юрские, пермские, пенсильванские и миссисипские отложения. В интервале глубин 270—1460 м выделяется 18 продуктивных пластов. Залежи пластовые сводовые, нарушенные разрывами, а также тектонически экранированные.

В пределах платформенного борта сконцентрирована ббльшая часть нефтяных и газовых месторождений бассейна. Месторождения связаны с относительно небольшими куполообразными поднятиями, структурными террасами, носами и с выклинивающимися пластами на моноклинали. Продуктивны преимущественно меловые отложения (прежде всего нижнемеловые), в меньшей степени пенсильванские.

Для всего бассейна в целом характерно развитие скоплений нефти и газа в резервуарах литологически ограниченных — в коллекторах, выклинивающихся на сводах поднятий (складчатый борт) и на моноклиналях (платформенный борт), а также в локальных (линзовидных) и зональных (русловые, бары).

Месторождения Биг-Мадди и Саут-Гленрок представляют собой примеры скоплений нефти в литологически ограниченных резервуарах песчаников мадди и дакота (фолл-ривер), развитых в пределах антиклинальных зон нефтегазоаккумуляции (Солт-Крик).

Месторождения Белл-Крик и Хиллайт содержат в песчаниках мадди литологически экранированные залежи, приуроченные к моноклинали платформенного борта бассейна. Здесь же на месторождении Уайкмен-Флэтс в свите фронтьер в линзах песчаников тэрмэр заключены литологически экранированные залежи нефти.

Скопления нефти в русловых песчаниках известны только на платформенном борту бассейна. Так, залежь нефти в песчаниках свиты ньюкасл (мадди) образует зону нефтегазоаккумуляции Осейдж — Фидлер-Крик, прослеживающуюся на протяжении более 40 км при ширине от 1—2 км на западе до 10 км на востоке (площади Осейдж, Фидлер-Крик, Хай-Крик, Лоун-Три-Крик). Зона протягивается вкост простирания моноклинали бассейна. Глубина залежей нефти меняется от 610 до 1890 м. Несколько южнее и параллельно этой зоне выделяется еще более протяженная (75 × 3 ÷ 5 км) зона нефтегазоаккумуляции Клэретон-Скалл-Крик (площади Клэретон, Мат-Крик, Скалл-Крик), также заключенная в русловых песчаниках (пять пластов) свиты ньюкасл, залегающих на глубине 1000—1900 м.

В бассейне Паудер-Ривер выявлено более 150 преимущественно нефтяных месторождений с залежами до глубины 3000 м. Начальные извлекаемые запасы нефти оцениваются в 240 млн. т, газа в 1,5 млрд. м³.

Бассейн представляет собой пример пограничного бассейна, платформенный борт которого является преимущественно нефтеносным. Это, вероятно, обусловлено прежде всего высокой обнаженностью разреза и отсутствием в нем ловушек, способных сохранять газ в условиях частых перерывов (подвижек) в осадконакоплении.

§ 2. Нефтегазоносный бассейн Денвер (Денвер-Джувльберг)

Бассейн Денвер заключен в сравнительно крупной асимметричной впадине, прижатой на западе к передовому хребту Скалистых гор. Восточный борт бассейна представляет собой моноклираль, полого поднимающуюся на северо-востоке на свод Чадрон, на юго-востоке — на свод

Лас-Анимас. На севере и юге бассейн ограничен поперечными сводообразными поднятиями Хартвилл и Апишапа. Крутой борт бассейна осложнен линейно ориентированными антиклинальными зонами, нарушенными разрывами, пологий — структурными носами, террасами и небольшими куполовидными поднятиями (рис. 124).

Осадочное выполнение бассейна образовано отложениями фанерозоя мощностью не более 5000 м. Палеозойские допермские отложения пред-

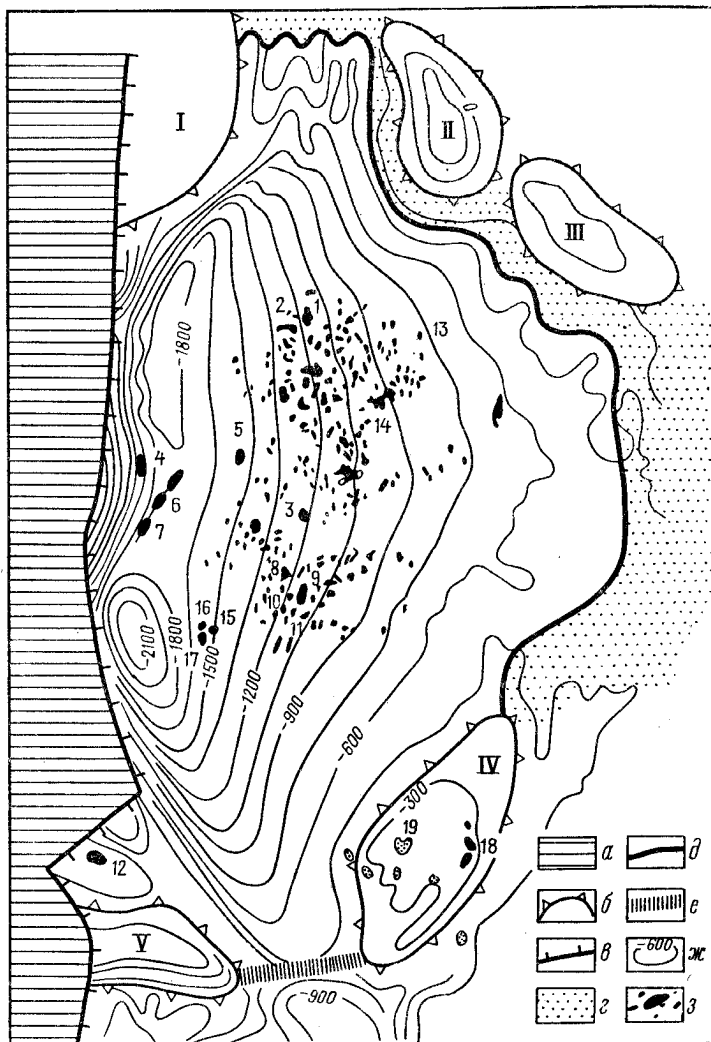


Рис. 124. Нефтегазоносный бассейн Денвер

a — Передовые хребты Скалистых гор (Ларамии, Фронт-Рендж); *b* — краевые своды: I — Хартвилл, II — Чадрон, III — Кембридж, IV — Лас-Анимас, V — Апишапа; *c* — разломы; *z* — аконсервационная зона; *d* — границы бассейна; *e* — межбассейновое поднятие; *ж* — изолинии глубин залегания подошвы миссисиппийской системы в м; *з* — месторождения нефти и газа: 1 — Харрисберг, 2 — Стауффер, 3 — Санд-Ривер, 4 — Веллингтон, 5 — Киота, 6 — Блэйн-Хэллоу, 7 — Нью-Винозер, 8 — Адена, 9 — Литл-Бивер; 10 — Миддлмест, 11 — Балжер-Крик; 12 — Флоренс-Кеннон-Сити; 13 — Биг-Спрингс, 14 — Саут-Вест-Сидней, 15 — Пеория, 16 — Уоттенберг, 17 — Терд-Крик, 18 — Брендон, 19 — Мак-Клейв

ставлены преимущественно карбонатными породами небольшой мощности (до 500 м), вышезалегающие осадки — преимущественно терригенными породами. В юрских (мощность 120 м) и верхнепермских отложениях известны угольные, в последних — также соленосные пласты. В предгорной части бассейна большое значение (2400 м) имеет песчано-глинистая толща, слагающая верхнюю часть меловой системы, общая мощность которой достигает 2800 м.

В бассейне выявлено свыше 600 преимущественно нефтяных месторождений с залежами нефти и газа, заключенными в меловых, пермских, пенсильванских и миссисипских отложениях, однако большая часть их связана с серией дакота нижнего мела и свитой самнер раннепермского возраста и сконцентрирована на платформенном борту бассейна и на склонах ограничивающих его поднятий.

Месторождения платформенного борта содержат залежи нефти главным образом литологически экранированного и литологически замкнутого типов, связанные с зонами выклинивания песчаных пластов, развития песчаных баров и отдельных линз. Подобного типа залежи нефти и газа наиболее развиты в серии дакота, где выделяются пять песчаных толщ D, E, I, M, O.

Залежи нефти в коллекторах — песчаных барах связаны с широкой и протяженной (100 км) полосой развития толщи D. Отдельные бары имеют размеры 60 × 3 ÷ 5 км. Залежи нефти (газа) в крупных барах занимают обычно естественную выпуклую часть их. Со структурным носом связано нефтяное месторождение Санд-Ривер, где залежь нефти приурочена к бару, вытянутому в северо-западном направлении на 64 км при средней ширине 3 км. На наиболее крупном газонефтяном месторождении бассейна Адена газонефтяные залежи приурочены к трем баровым накоплениям толщ D и I серии дакота. На месторождении Литл-Бивер три песчаных бара участвуют в строении небольшой флексуры. Изгиб баров обеспечил накопление здесь нефти.

Залежи нефти в линзовидных телах, заключенных в глинистых толщах, чаще всего встречаются на востоке бассейна. Наиболее крупные нефтенасыщенные линзы известны на месторождениях Стауффер и Харрисберг. На последнем крупная залежь нефти приурочена к линзе толщи D серии дакота, ориентированной по восстанию на 6,5 км. В толще I отдельные нефтенасыщенные линзы располагаются также вкрест простирания пластов. Близкие к этим условия залегания нефти на месторождении Стауффер.

Газонефтяное месторождение Пеория представляет собой пример скопления нефти в русловых песках серии дакота. Литологически замкнутая залежь нефти находится на глубине 1980—2100 м. Такой же тип залежи нефти установлен на месторождении Терд-Крик.

На склоне свода Лас-Анимас значительная роль в образовании залежей нефти и газа принадлежит палеозойским отложениям, причем и здесь большая часть скоплений углеводородов обязана ловушкам литологического ограничения. Для этой части бассейна характерна повышенная газоносность разреза.

Месторождения складчатого борта бассейна связаны с антиклинальными структурами, однако и здесь значительную роль в ограничении залежей играют изменения коллекторских свойств природных резервуаров.

Нефтегазоносность бассейна Денвер была установлена впервые еще в 1862 г. с открытием нефтяного месторождения Флоренс, однако второе месторождение Боулдер было открыто лишь в 1902 г. Большая часть месторождений имеет небольшие запасы нефти и газа. Залежи находятся на глубинах 1000—2600 м.

§ 3. Северо-Аляскинский нефтегазоносный бассейн

Нефтегазоносность арктического склона Аляски была установлена еще в 1946 г. с открытием первого промышленного месторождения Умиат. К 1968 г. в бассейне было выявлено семь месторождений. Однако запасы нефти месторождений оказались не очень большими. В 1968 г. в бассейне было открыто месторождение-гигант Прудхо-Бей с запасами нефти до 3 млрд. т и газа 736 млрд. м³. В настоящее время в бассейне выявлено более 20 месторождений, в том числе 12 газовых.

Северо-Аляскинский бассейн образовался на базе Колвиллского прогиба и прилегающей с севера Арктической платформы. Южная граница его проходит через зону надвигов и сбросов, по которым эпиplatformенный горст-антиклинарий хр. Брукса надвинут на 15—20 км на прилегающий Колвиллский прогиб. Хр. Брукса образован нижне- и среднепалеозойскими (до миссисипских включительно) отложениями и находит свое продолжение в дислокациях о-ва Врангеля. Современная структура хр. Брукса начала формироваться в начале мелового периода. В это же время начал формироваться и Колвиллский прогиб, современная глубина залегания фундамента которого превышает 7 км.

На востоке на меридиане мыса Мартин бассейн Северной Аляски сочленяется с нефтегазоносным бассейном Свердруп; на западе предполагается его продолжение в субаквальную часть Чукотского моря (рис. 125).

В пределах Северной Аляски бассейн образован отложениями кайнозойского, мезозойского и позднепалеозойского возраста. Кайнозойские отложения являются терригенными, в палеогене угленосными. Мощность их не превышает 1500 м. От мезозойских пород они отделены перерывом. В мезозое наиболее развиты меловые терригенные породы. Их мощность превышает 7000 м, в то время как мощность юрских преимущественно терригенных пород не превышает 2000 м, а триасовых — сокращается до 100 м. Осадочные отложения додевонского возраста характеризуются мощностью не более 1600 м, сложены они преимущественно глинистыми сланцами.

Складчатый борт Колвиллского прогиба образован системой сильно деформированных антиклиналей, подсеченных взбросами и сложенных мезозойскими осадками. В северном направлении мощность мезозойских отложений уменьшается, и в прибрежной части палеогеновые, а в субаквальной части неогеновые породы залегают непосредственно на палеозойских. Эта платформенная часть бассейна представляет собой моноклинал, поднимающуюся на север под воды моря Бофорта. В районе мыса Барроу моноклинал осложнена поднятием Мид-Барроу, где фундамент залегает на глубине около 750 м. Восточнее и западнее его находятся Умиатская и Чукотская впадины, где фундамент погружается на 5 км.

Нефтегазоносность бассейна Северной Аляски приурочена к природным резервуарам мелового, юрского, триасового и миссисипского возраста. В меловых отложениях продуктивны свиты Купарук-ривер (неоком),

грандстенд (альб), нинулук (сеноман), сибя (турон), талавак (сенон), в юрских — базальные песчаники свиты кингак, в триасовых — свиты сег-ривер и шублик верхнего отдела и свита садлрочит (нижний триас — пермь). В миссисипских отложениях продуктивна свита лисберн.

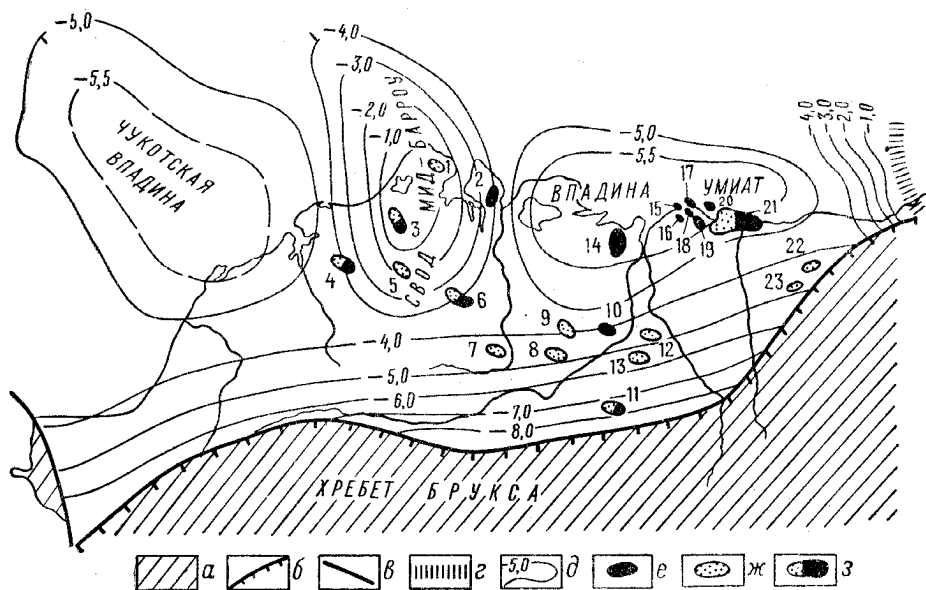


Рис. 125. Нефтегазовый бассейн Северной Аляски

a — эпиплатформенный ороген Брукса; *b* — надвиги, взбросы; *v* — сбросы; *z* — межбассейновое поднятие мыса Мартин; *d* — схематические изолинии глубин докембрийского фундамента в км; месторождения: *e* — нефтяные, *ж* — газовые, *з* — газонефтяные.

Месторождения: 1 — Варроу; 2 — Симпсон-Сипс; 3 — Топагорук; 4 — Каолак; 5 — Мии; 6 — Оумалик; 7 — Титалук; 8 — Вулф-Крик; 9 — Свайр-Лейк; 10 — Умиат; 11 — Грандстенд; 12 — Ист-Умиат; 13 — Губик; 14 — Фин-Крик; 15 — Симпсон-Лагун; 16 — Угну; 17 — Вест-Сак-Ривер; 18 — Ист-Угну; 19 — Кевирак; 20 — Пойнт-Сторкерсон; 21 — Прудхо-Бей; 22 — Кемик; 23 — Кемик

Месторождения нефти и газа сосредоточены преимущественно на платформенном борту бассейна и приурочены к пологим брахиантиклиналям, нарушенным разрывами. Структуры некоторых месторождений приурочены к небольшим выступам фундамента, слабо отраженным в осадочном чехле, с залежами нефти литологически или стратиграфически экранированных типов.

Важную роль в образовании скоплений углеводородов играло угловое несогласие в нижнемеловых отложениях. С этим несогласием связано образование месторождения Прудхо-Бей. Размеры его 64 × 32 км. Структура осадочных пород месторождения до валанжинского яруса (свита купарук-ривер) включительно отражает пологий выступ фундамента. Залегающие выше меловые и палеогеновые породы образуют моноклинали. На месторождении выделено три стратиграфически экранированные залежи: верхняя нефтяная в свите купарук-ривер на глубине 2030—2120 м, средняя газонефтяная в свите садлрочит (триас) на глубине 2430—2650 м и нижняя также газонефтяная в миссисипских отложениях свиты лисберн на глубине 2628—3135 м.

Обилие в разрезе мезозойских отложений довольно мощных глинистых толщ дает основание полагать, что бассейн содержит несколько

нефтематеринских свит. К ним У. Броске и И. Тейлор (1974) относят свиты лисберн и каяк миссисипского возраста, свиту садлрочит — пермотриас, кингак — юра (газоматеринская), шублик — триас, торок — альб, сиби — турон и шредер-блафф — сенон.

Северная Аляска интенсивно разбуривается.

§ 4. Западный Внутренний нефтегазоносный бассейн

Западный Внутренний бассейн является крупнейшим нефтегазоносным бассейном США. Площадь его составляет свыше 750 тыс. км². В нем открыто более 2500 нефтяных и газовых месторождений, начальные разведанные запасы нефти и газа которых составляли соответственно 2,3 млрд. т и 3,1 трлн. м³.

Бассейн представляет собой резко асимметричную впадину, в северной большей части которой глубина залегания докембрийского кристаллического фундамента не превышает 2 км, а в южной, меньшей, части, выделяемой под названием прогиба Анадарко-Ардмор, достигает 30 км. Прогиб Анадарко-Ардмор ограничен с юга приподнятым выступом фундамента Уичито-Амарилло, отделяющим его от рассматриваемого ранее Пермского нефтегазоносного бассейна. В средней (северной) части бассейна находится вытянутое в северо-западном направлении крупное пологое Центральноканзасское поднятие, юго-западный склон которого погружается в плоскую крупную впадину Додж-Сити, ограниченную с юга и запада поднятиями Уичито-Амарилло и Лас-Анимас.

В северо-западном направлении Центральноканзасское поднятие продолжается в небольших Кембриджском и Чадронском сводах и крупном поднятии Блэк-Хилс, где на поверхность выходит уже фундамент бассейна. Поднятие Блэк-Хилс участвует в северном ограничении Западного Внутреннего бассейна и отделяет его от смежных одноступенчатых бассейнов Уиллистон и Паудер-Ривер. Своды Чадрон и Кембриджский и расположенные юго-западнее их небольшие вытянутые своды Лас-Анимас и Апишапа отделяют Западный Внутренний бассейн от Денверского.

Восточное ограничение Западного Внутреннего бассейна образовано системой поднятий, протягивающихся с юга на север от крупного свода Озарк через Миссисипскую седловину на свод Висконсин (выступ Канадского щита). Небольшое ответвление от Канадского щита — свод Сиу, замыкает бассейн с северо-запада.

Между сводом Озарк и Центральноканзасским поднятием протягивается в субмеридиональном направлении узкий протяженный погребенный кряж Немаха, поднявшийся в предпенсильванское время по крупному разлому, ограничивающему его с юго-востока. С разломом связано образование асимметричной, сравнительно крупной, но неглубокой синеклизы Форест-Сити, пологое юго-восточное крыло которой, опирающееся на северо-западный склон свода Озарк, осложнено небольшим погребенным сводом Чотоква (разливался лишь в силуре — раннем карбоне).

Северо-западнее кряжа Немаха располагается также неглубокая синеклиза Селайна, западный борт которой образован склоном Центральноканзасского поднятия (рис. 126).

Западный Внутренний бассейн образован палеозойскими, в меньшей степени мезозойскими и кайнозойскими отложениями. Мощность мезозойских и кайнозойских образований не превышает 500 м и развиты они

преимущественно в западной части бассейна. В пределах большой северной части его разрез отложений палеозойского возраста четко делится повсеместно развитым несогласием на четыре комплекса.

Нижний комплекс образован терригенно-карбонатными породами кембрийского, ордовикского, силурийского и девонского возраста

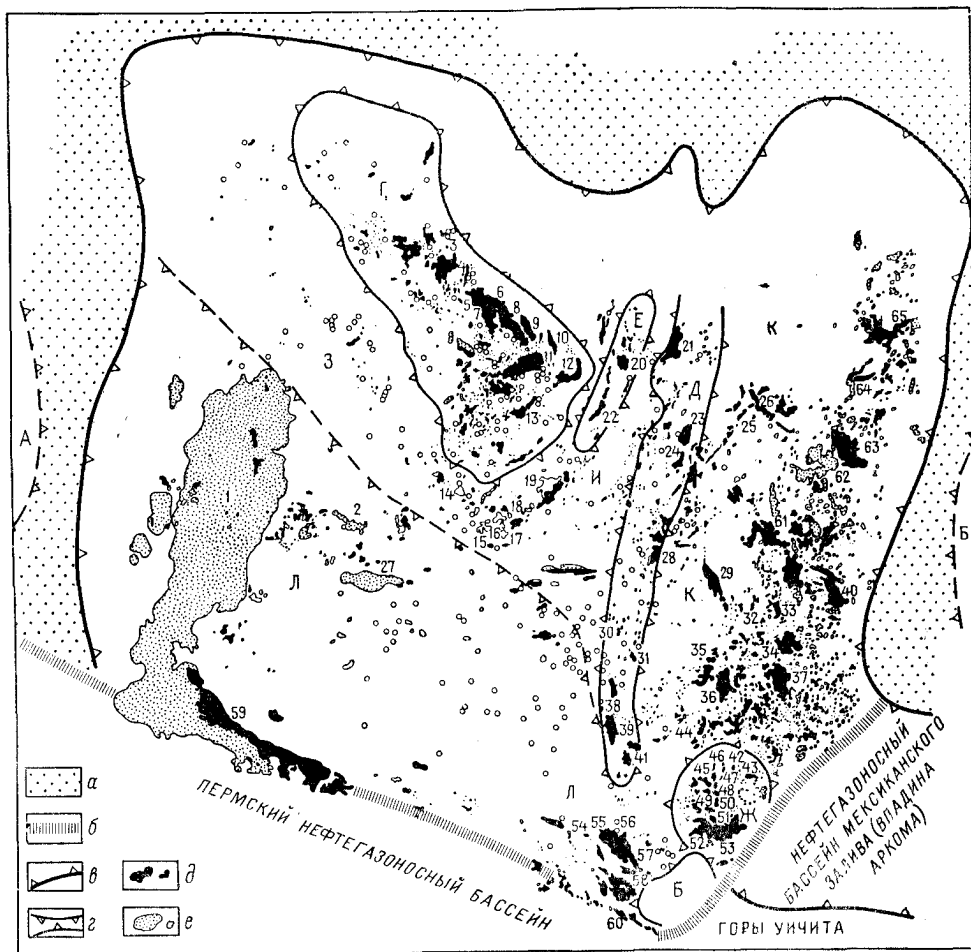


Рис. 126. Западный Внутренний нефтегазоносный бассейн

а — аконсервационная зона; **б** — межбассейновые поднятия (Уичита-Амарилло, Арбокл-Озарк); **в** — своды (А — Лас-Анимас, Б — Арбокл, В — Озарк), поднятия (ареалы зон нефтегазоаккумуляции: Г — Центральноканзасское, Ж — Семинол), вали (зоны нефтегазоаккумуляции: Е — Эбилин, Д — Немаха); **г** — впадины, прогибы (ареалы зон нефтегазоаккумуляции: З — Долж-Сити, И — Селайна, К — форест-Сити, Л — Анадарко-Ардмор); месторождения: **д** — нефти, **е** — газа.

Месторождения: 1 — Панхэндл-Хьюгогон; 2 — Мак-Кинни; 3 — Бемис-Шутс; 4 — Файерпорт; 5 — Горхем; 6 — Гарнет; 7 — Трапп; 8 — Крафт-Пруза; 9 — Столтенберг; 10 — Дженессно-Эдуард; 11 — Чейс-Силика; 12 — Уэлч-Верхоудт; 13 — Зенит, Пис-Крик; 14 — Гликк; 15 — Этна; 16 — Медисин-Лодж-Богс; 17 — Гарднер; 18 — Родс; 19 — Спиви-Грабс; 20 — Рито-Кантон; 21 — Лост-Спрингс; 22 — Бертон; 23 — Эльдorado; 24 — Аугуста; 25 — Айэргард; 26 — Сили-Уик; 27 — Мокан-Лаверн; 28 — Тонкава; 29 — Бэрбанк; 30 — Гарбер; 31 — Люсьен; 32 — Нейвал-Резерв; 33 — Ойвант; 34 — Флет-Рокк; 35 — Йел-Кей (Йел-Мерамен); 36 — Кашинг; 37 — Глен; 38 — Довер-Хеннесси; 39 — Западный Эдмонд; 40 — Науата; 41 — Оклахома-Сити; 42 — Кэпп-Сити; 43 — Кромвель; 44 — Олимпик; 45 — Восточный Эрлборо; 46 — Сирайт; 47 — Семинол; 48 — Боулдгс; 49 — Сент-Луис; 50 — Литл-Ривер; 51 — Уэвока; 52 — Биби-Саут-Конкава; 53 — Фитс; 54 — Нокс; 55 — Брадли; 56 — Пейн; 57 — Голден-Тренд; 58 — Йола-Робберсон; 59 — Амарилло; 60 — Холдтон; 61 — Уайсайд-Гаванна; 62 — Неодеша; 63 — Хумбольдт-Чанут; 64 — Буш-Сити; 65 — Пайола-Рейтоу

мощностью не более 500 м. В прогибе Анадарко-Ардмор мощность этого комплекса превышает 3000 м и характеризуется значительным преобладанием в разрезе карбонатных пород. Отложения всех систем этого комплекса являются нефтегазоносными в пределах всего бассейна. Коллекторами являются песчаники кембрия (свита риган) и ордовика (свита симпсон), известняки и доломиты кембрия — ордовика (арбокл), ордовика (виола), силура и девона (хантон).

Второй комплекс образован отложениями миссисипской системы внизу терригенными, сверху карбонатно-терригенными. Его мощность на севере не превышает 400 м, но на юге увеличивается до 1500 м с преимущественным развитием песчано-глинистых отложений; нефтегазоносны все серии миссисипской системы. В верхней (честер) и нижней (киндерхук) сериях продуктивны (песчаники и известняки (доломиты), в сериях мерамек и осейдж — известняки).

Третий комплекс на севере бассейна охватывает пенсильванскую и пермскую системы. Его мощность достигает 1600 м. Он сложен карбонатно-терригенными породами, соленосными в верхней части пермской системы и угленосными в низах пенсильванских отложений. В прогибе Анадарко-Ардмор третий комплекс включает образования только пенсильванской системы, сложенные в нижней части преимущественно терригенными, а в верхней — преимущественно карбонатными породами. Мощность отложений системы достигает 5000 м.

Четвертый комплекс представлен пермскими отложениями, которые отделяются от пенсильванских перерывом. Первые слагаются 700—800-метровой толщей красноцветных соленосных глин, песчаников и конгломератов. Пермские и пенсильванские песчаники и известняки являются нефтегазоносными в пределах всего бассейна.

Значительная часть нефтяных месторождений бассейна расположена в пределах его большей северной части, в синеклизах Форест-Сити и Селайна, на Центральноканзаском поднятии и в зоне поднятия Немаха, в меньшей степени в синеклизе Додж-Сити. На крайнем юге в прогибе Анадарко-Ардмор развиты преимущественно газовые месторождения. Здесь находится одно из крупнейших газовых месторождений мира Панхэнл-Хьюгтон.

Структурные формы нефтяных месторождений северной части бассейна представлены конседиментационными поднятиями. Среди залежей нефти большое распространение имеют литологически экранированные формы, заключенные в песках древних русел рек и прибрежных валов, а также в песках, выклинивающихся на сводах поднятий, характерные для пенсильванских отложений.

Залежи нефти и газа, связанные с прибрежными песчаными валами, находятся в низах глинистой свиты чероки, в линзах песчаников бартлсвилл (глен), барбенк, барджен. Месторождениями, заключающие такие залежи, являются Бербанк, Глен, Саут-Бербанк. Протяженные русловые песчаные тела врезаны также в кровлю свиты чероки. С ними связаны месторождения Гарнет, Буш-Сити (наиболее крупное в этом типе). Продуктивные песчаники, выклинивающиеся на своде, известны в свите гувер (убонси).

В пределах Центральноканзасского поднятия месторождения нефти приурочены к конседиментационным поднятиям, хорошо выраженным в кембро-ордовикских отложениях, несогласно перекрытых пенсильван-

скими. Последние иногда непосредственно облекают выступы фундамента. Для Центральноканзасского поднятия характерны сравнительно небольшие скопления нефти в эрозионных выступах известняков свиты арбокл (месторождения Трико, Купер, Крафт-Пруса и др.), а также в выступах кристаллического фундамента, перекрываемых пенсильванскими отложениями (месторождения Горхем, Орт, Холл-Гарней и др.). В значительной части месторождений нефтеносными и газоносными являются пенсильванские отложения, насчитывающие до 10 продуктивных пластов.

Для юго-восточного погружения Центральноканзасского поднятия характерна нефтегазоносность первого комплекса (свиты хантон, виола, симпсон, арбокл), залегающего на глубине свыше 2000 м. Месторождения обычно незначительные и связаны с небольшими конседиментационными поднятиями, хорошо выраженными в отложениях первого комплекса, несогласно перекрытых полого залегающими образованиями миссисипской или пенсильванской систем. Среди залежей нефти и газа широко развиты литологически экранированные и литологически ограниченные, реже массивные в отложениях нижнего комплекса, сводовые пластовые в отложениях второго и третьего комплексов.

Для зоны Немаха характерно преимущественное развитие сводовых пластовых залежей нефти в пенсильванских и миссисипских отложениях и сводовых массивных залежей в известняках нижнего комплекса. В этой зоне выявлены крупные месторождения Кашинг (открыто в 1912 г.), на котором нефтеносны известняки арбокл, песчаники вилькоккс и бартлсвилл; Эльдорадо (1915 г.), где известно девять нефтяных и шесть газовых пластов (известняки арбокл, песчаники вилькоккс, известняки чаттануга), и, наконец, месторождение Оклахома-Сити (1928 г.) с начальными запасами нефти 130 млн. т, в пределах которого нефтеносны известняки арбокл, песчаники симпсон, вилькоккс.

На межбассейновом поднятии Уичито-Амарилло развиты сравнительно большие, пологое асимметричные антиклинали, нарушенные разрывами. Большая часть месторождений расположена вдоль северо-восточного склона поднятия. Нефтеносны пенсильванские песчаники (гленхоксбар-диз) и известняки (виола, арбокл). Выделяются своими сравнительно крупными размерами месторождения Хевитг, Хильдтон, Крайнервилл, Локо и др.

Особое место занимает газовое месторождение Панхэндл-Хьюгтон, залежь которого протягивается на 443 км при ширине от 13 до 92 км и заключена на севере в пермских карбонатных отложениях, а на юге и юго-востоке в пермских и пенсильванских известняках, доломитах и продуктах разрушения гранитного основания. Южная часть залежи приурочена к северо-западному погружению погребенного хребта Амарилло, триасовые, пермские и пенсильванские отложения которого образуют здесь пологую антиклиналь Панхэндл. На северо-восточном крыле газовая залежь подпирается крупной нефтяной оторочкой (из нее добыто свыше 137 млн. т нефти). На западном погружении залежь газа распространяется на север на пологую (1—2°) моноклиналь Хьюгтон, замыкающую с запада прогиб Анадарко-Ардмор. Длина моноклиальной части залежи составляет около 200 км. Залежь газа, заключенная в пермских отложениях (серии самнер и чейз), ограничивается здесь по восстанию выклиниванием коллекторов, замещением газоносных доломитов и известняков глинами.

Газовая залежь месторождения Панхэндл-Хьюгтон находится на глубине 762—1067 м. Начальные запасы газа оцениваются в 1,9 трлн. м³. Газ месторождения содержит 81% метана, 10,9% тяжелых гомологов и 0,5% гелия и, несомненно, является продуктом нижней газогенной зоны.

Мощные палеозойские отложения прогиба Анадарко-Ардмор дислоцированы в систему резко выраженных, узких антиклинальных зон, вытянутых параллельно поднятию Уичито-Амарилло. В допермских отложениях зоны имеют блоковое строение и резко несогласно перекрытое пермскими полого залегающими пластами. Наиболее интенсивно блоковая складчатость выражена в самой суженной части прогиба — в Ардморе, где прогиб зажат между Уичитой и глыбовыми горами Арбокл. С удалением от поднятия Уичито-Амарилло степень дислокации палеозойских пород уменьшается. В прогибе известно свыше 25 газовых и конденсатно-газовых месторождений с запасами свыше 200 млрд. м³. Основные запасы газа связаны с глубинами свыше 4500 м; значительная часть их сконцентрирована в месторождениях Геджибай-Крик, Норт-Кастер-Сити, Уошито-Крик, Аледо, Баффало-Уиллоу, Матерс-Ранч, расположенных на западе прогиба Анадарко. Газоносны песчаники морро и спрингер раннепенсильванского возраста и известняки хантон. Несколько газовых залежей открыто в известняках хантон на глубинах 6283—6957 м (месторождения Норт-Вест-Рейдон, Норт-Вест-Шайени, Норт-Ист-Мейфилд, Милс-Ранч). Из газовых месторождений с неглубоко залегающими залежами (средняя глубина 1290 м) выделяется Мокан-Лаверн (запасы 106 млрд. м³). Основная залежь приурочена к песчаному бару песчаника гувер пенсильванской системы и оконтуривается со всех сторон глинами. Бар расположен на моноклинали. На месторождении известна также залежь нефти в баровом песчанике морро на глубине 2134 м.

В прогибе Ардмор выявлено также несколько крупных месторождений нефти, группирующихся в антиклинальные зоны — Шо-Вел-Там, Голден-Тренд и др. с нефтяными залежами в известняках и песчаниках почти во всех системах палеозойской группы.

Западный Внутренний нефтегазоносный бассейн представляет собой пример образования скоплений нефти и газа в ловушках весьма разнообразных типов, характерных для конседиментационных бассейнов и активизированных частей их. В бассейне довольно четко проявляется иммерсионная вертикальная зональность в распределении углеводородов различного состава и фазового состояния. Изучение в бассейне вертикального распределения 6000 нефтяных и газовых залежей, находящихся в интервале глубин от нескольких сотен метров до 7200 м показало, что большая часть нефтяных залежей находится в интервале 1000—2000 м (М. И. Лоджевская, 1971) при предельной глубине их нахождения 4900 м. Ниже нефтяные залежи сменяются конденсатногазовыми, а с глубины 5800 м — газовыми. Запасы нефти существенно сокращаются с глубины 4900 м, запасы газа имеют два максимума: первый — в интервале от нескольких сотен метров до 2000 м, второй — начиная с глубины 4500 м. Первый максимум обусловлен огромными запасами газа на месторождении Панхэндл-Хьюгтон. Газ верхней газогенной зоны не сохранился в бассейне в количествах, сопоставимых с количеством газа нижней газогенной зоны.

§ 5. Джунгарский нефтегазоносный бассейн

Джунгарский бассейн имеет в плане почти треугольную форму с длинной стороной, вытянутой на расстояние 700 км в широтном направлении параллельно Восточному Тянь-Шаню, образующему его южное горное обрамление. Бассейн имеет резко выраженное асимметричное строение.

Наиболее прогнутая часть бассейна, сложенная мезозойскими и кайнозойскими породами мощностью 9000—10 000 м, смещена к югу и осложнена тремя антиклинальными зонами, обычно наклоненными к северу и нарушенными продольными разрывами.

Ширина складчатого борта не превышает 50 км (рис. 127). Фундаментом его являются верхнепалеозойские образования. Северный пологий борт Джунгарского бассейна представляет собой гомоклиналь длиной (по восстанию) более 200 км, фундамент которой погружается с глубины 2—3 км на севере до 9—10 км на юге. Гомоклиналь осложнена крупным валом Ишипулак, ограниченным с севера Южно-Урунгским прогибом. На месте вала Ишипулак фундамент находится на глубине около 3 км. Севернее Южно-Урунгского прогиба мощность осадочных пород сильно сокращается, образуя протяженную забассейновую аконсервационную зону.

С северо-запада и северо-востока северный склон Джунгарского бассейна обособливается крупными краевыми флексурами, которые по разрывам граничат с низкогорными возвышенностями, сложенными складчатым комплексом палеозоя.

Фундамент северного склона Джунгарского бассейна образован докембрийскими образованиями. Структура северного склона весьма слабо затронута альпийским орогенезом и он может рассматриваться как сохранившийся элемент эпигерцинской платформы.

Разрез отложений, выполняющих Джунгарский бассейн, начинается с карбонатно-терригенных пород каменноугольного возраста.

Пермские отложения представлены терригенными образованиями мощностью не менее 2000 м. В вышележащих породах континентального происхождения выделяются пестроцветная свита триаса, угленосная терригенная серия верхнего триаса, нижней и средней юры, преимущественно красноцветный комплекс верхней юры, мела, палеогена и миоцена и серая преимущественно грубозернистая толща плиоцена и антропогена. Максимальной мощностью характеризуются юрские отложения (до 4000 м).

В Джунгарском бассейне давно известны многочисленные естественные нефтегазопроявления, связанные с выходами на поверхность ряда свит мезозоя и кайнозоя. Залежи нефти промышленного значения выявлены в верхнетриасовых, ниже- и среднеюрских, нижнемеловых и миоценовых отложениях. Первое нефтяное месторождение Тушандзы, обратившее на себя внимание грязевым вулканом, расположенным в своде антиклинали, было открыто в 1941 г., второе — Чийгу — в 1958 г. Оба месторождения связаны с небольшими асимметричными крутыми антиклиналями, осложненными разрывами и расположенными в пределах южного борта бассейна. На первом месторождении нефтеносны песчаники коричневой свиты миоцена (на глубине 730 м), палеогена и нижнего мела; на месторождении Чийгу продуктивны ниже-среднеюрские песчаники на глубине 860 м и триасовые свиты сяочаньгоу и цзянфангоу.

В 1955 г. была установлена нефтеносность северо-западной части северного борта бассейна, где были открыты крупнейшее в Китае месторождение

нефти Карамай, а позднее (1959 г.) — месторождение Урхо. Оба месторождения связаны со ступенчато погружающимися на юго-восток блоками. Залежи нефти тектонически- или стратиграфически экранированные, заключены в песчаниках триаса и нижней — средней юры. На месторождении Карамай залежи нефти находятся в интервале глубин 100—2300 м.

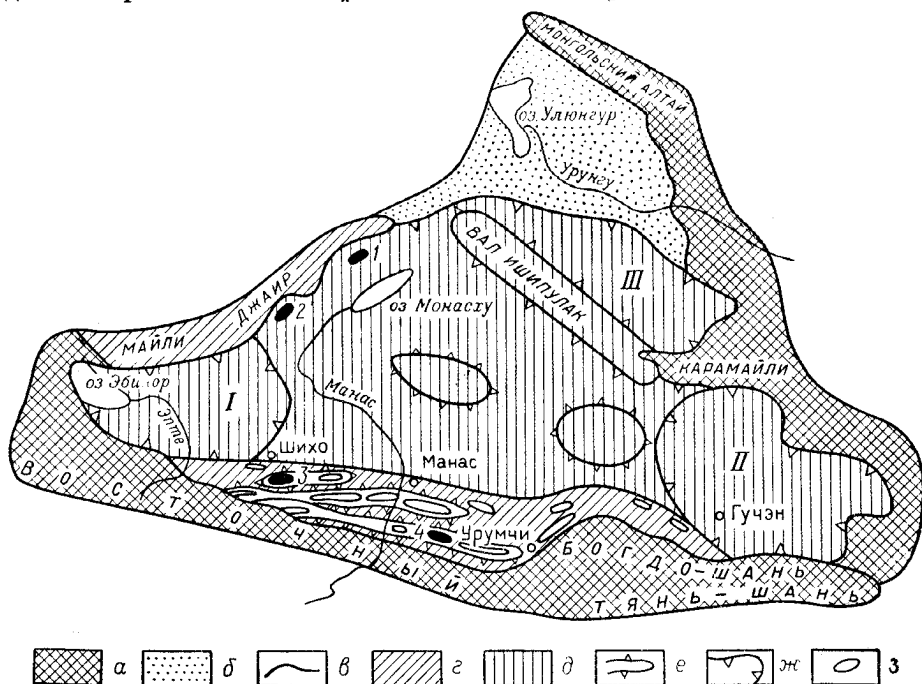


Рис. 127. Джунгарский нефтегазоносный бассейн (по М. Н. Саидову, К. Н. Кравченко, 1961)
a — горно-складчатые сооружения (Восточный Тянь-Шань, Монгольский Алтай и пр.); *b* — зона развития маломощных пород на фундаменте бассейна (аконсервационная зона); *c* — границы бассейна; *d* — складчатый борт бассейна; *e* — платформенный борт бассейна; *e* — антиклинальные зоны, вали, своды; *ж* — прогибы; I — Эбинорский, II — Бортень-Робинский, III — Южного Урумчи; *z* — локальные поднятия на складчатом борту; *и* — нефтяные месторождения: 1 — Урхо, 2 — Карамай, 3 — Тупандзы, 4 — Чийгу

Джунгарский бассейн изучен весьма слабо. Всего в бассейне открыто семь месторождений. Помимо упомянутых четырех месторождений нефти на южном борту бассейна выявлены месторождения Хутуби (продуктивна свита шуаншилай — нижняя средняя юра) и Аньцзыхай (продуктивны отложения палеогена).

Все открытые залежи нефти находятся на глубинах 260—2400 м.

§ 6. Преднанышаньский нефтегазоносный бассейн

Преднанышаньский бассейн заключен в узкой впадине длиной 700 км и шириной до 60 км между высокогорным сооружением Нанышаня (Цилиньшаня), на юге сложенным мощным нижнепалеозойским метаморфическим комплексом, надвинутым в северном направлении по крупному разлому, и докембрийским массивом Алашань на севере (рис. 128).

Фундамент бассейна сложен на юге метаморфическими породами нижнего палеозоя, на севере докембрийскими образованиями. Палеозойские отложения представлены чередованием карбонатных и терригенных, часто

пестроцветных и местами угленосных пород мощностью до 5000 м. Мезозойские и кайнозойские отложения бассейна с максимальной мощностью свыше 9000 м представлены терригенными породами, часто грубообломочными, красноцветными.

Бассейн имеет резко асимметричное строение. В его пределах выделяются три структурных зоны, вытянутые параллельно Наньшаню: южная предгорная, образовавшаяся антиклинальной зоной, круто наклоненной и надвинутой на следующую — центральную синклиналию строения, соответствующую наиболее прогнутой части бассейна, и северная моноклиналиная зона, полого поднимающаяся на север, южный край которой осложнен флексурами, структурными носами и небольшими асимметричными пологими брахиантиклиналями. Последние также наклонены в сторону осевой части бассейна.

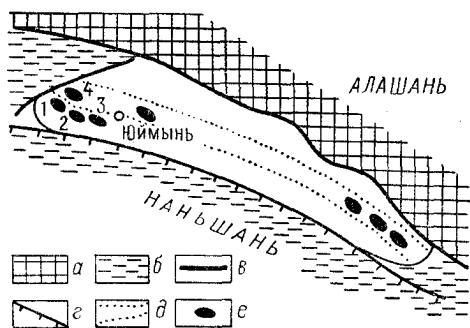


Рис. 128. Преднаньшанский нефтегазоносный бассейн

а — выступы докембрийского фундамента; б — Северо-Цилиньшаньский синклиорий (каледониды); в — разломы; г — надвиги; д — синклиналиная часть бассейна; е — нефтяные месторождения: 1 — Ярся, 2 — Лаоцзюньмао, 3 — Шиюгу, 4 — Байянхэ

Обильные поверхностные нефтепроявления и основные промышленные нефтеносные горизонты Преднаньшаньского бассейна приурочены к свите байянхэ миоценового возраста, в которой выделяются три

горизонта песчаников: *K*, *L* и *M* общей мощностью до 50 м. Каждый горизонт состоит из нескольких пластов песчаника мощностью от нескольких до 15 м. Наиболее продуктивным является горизонт *L*. В последнее время установлена также нефтегазоносность отложений мелового (свита хайхайпу), пермского (дахуангоу) и каменноугольного (тайюань) возраста.

Зоны нефтенакопления Преднаньшаньского бассейна приурочены к антиклиналям обоих бортов впадины. На северном борту антиклинали выражены слабо, часто представляя лишь осложнения флексурных перегибов или структурные носы.

На антиклинали Лаоцзюньмао южного борта бассейна находится наиболее крупное месторождение нефти бассейна Ярся. Нефтеносные свиты байянхэ и хайхайпу на глубине 2300—2700 м. На этой же антиклинали находится месторождение Лаоцзюньмао, приуроченное к куполовидному поднятию с крутым северным крылом (70—90°) и пологим южным (до 20°) и с амплитудой около 800 м.

Восточнее месторождения Лаоцзюньмао находится месторождение Шиюгу, связанное с западной периклиналию крупного поднятия, сложенного палеозойскими и триасовыми породами. На месторождении нефтеносна свита байянхэ в одном из блоков крутого крыла брахиантиклинали, выходящая на поверхность. На месторождении установлена также нефтеносность пермских и каменноугольных отложений. В северной моноклиналиной зоне бассейна известно небольшое нефтяное месторождение Байянхэ, приуроченное к пологому асимметричному поднятию. Нефтеносна свита байянхэ.

Всего в бассейне открыто восемь месторождений, из которых пять расположены на западе бассейна.

Латерально-гетерогенные нефтегазоносные бассейны (межкладчатых впадин)

А. СОЧЛЕНЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭПИГЕОСИНКЛИПАЛЬНОГО (ИНВЕРСИОННОГО) И КОНСЕДИМЕНТАЦИОННОГО ОБРАЗОВАНИЯ (БАССЕЙНЫ НА СРЕДИННЫХ МАССИВАХ)

Нефтегазоносные бассейны, заключенные в межгорных впадинах на базе срединных массивов, имеют сравнительно небольшое распространение. Всего известно 13 нефтегазоносных бассейнов, один потенциально и один возможно нефтегазоносный. Большая часть бассейнов находится в Азии и Западной Европе. Бассейны рассматриваемого типа неизвестны в Африке и Австралии.

В Западной Европе выделяются три бассейна — *Трансильванский* (Румыния), *Паннионский* (Венгрия, Югославия, Румыния) и *Адриатический* с преимущественной газоносностью, а также недавно выявленные — *нефтегазоносные Эгейский* и *Фракийский*. Все бассейны приурочены к альпийской складчатой области юго-востока Западной Европы. Нефтегазоносность Эгейского бассейна была установлена лишь в 1937 г., когда в субаквальной части одноименного моря, восточнее о-ва Тасос был получен с глубины 1800—2000 м приток газа, конденсата и нефти из четырех различных пластов. На рядом расположенной структуре Прин нефть была получена с глубины 2500 м.

Восточнее на территории Советского Союза известны два нефтегазоносных бассейна — Восточно-Черноморский и Южно-Каспийский, расположенные на срединных массивах, разделяющих эпигеосинклинальные горные сооружения Главного и Малого Кавказа, и на их продолжениях под водами Черного моря (Черноморский массив) и на юге Каспийского моря (Южно-Каспийский срединный массив).

Восточно-Черноморский нефтегазоносный бассейн изучен бурением лишь в своей восточной части, где находится западная центриклиналь, выраженная Рионской межгорной полувпадиной. Она сложена мезозойскими и кайнозойскими образованиями.

Нефтеносность Восточно-Черноморского бассейна установлена открытием двух месторождений нефти — Супса-Омпарети и Восточный Чалидади в Колхидской низменности и двух газовых месторождений — Дообское, Прасковейское на северо-западе бассейна (северо-западнее и юго-восточнее Геленджика). На месторождении Супса-Омпарети нефтеносны нижнесарматские песчаники на глубине 300—800 м, на месторождении Восточный Чалидади — верхнемеловые известняки на глубине 1800 м. На Дообском и Прасковейском месторождениях газ получен из меловых отложений.

Южно-Каспийский нефтегазоносный бассейн является одним из первых бассейнов мира, где начала осуществляться добыча нефти. Средняя часть

бассейна скрыта под водами южной части Каспийского моря; ббльшая западная центриклиналь его находится на территории главным образом Азербайджана, меньшая восточная — на территории Западной Туркмении.

Юго-восточнее Южно-Каспийского бассейна на Иранском нагорье может быть выделен сравнительно крупный возможно нефтегазоносный, весьма слабо изученный *Гильмендский*, или *Южно-Афганский* бассейн.

Южнее Гильмендского бассейна четко выделяется *Оманско-Макранский потенциально нефтегазоносный бассейн*. Он находится на месте предполагаемого срединного массива, расположенного внутри альпийской Загрос-Киртхарской складчатой области.

На юге Азиатского континента давно установлена промышленная нефтегазоносность небольшого *Ассамского бассейна* (Индия), заключенного в дуге, образованной стыком Восточных Гималаев и северного окончания Аракан-Йомы. Небольшой нефтегазоносный *бассейн Вогелкоп* расположен в Индонезии в Западном Ириане.

На северо-востоке Советского Союза располагается *Охотоморский бассейн* с промышленной нефтегазоносностью, установленной вдоль его юго-западной периферии на месте северной части восточного побережья о-ва Сахалин.

В Южной Америке известно лишь три межскладчатых *нефтегазоносных бассейнов*: *Маракаубский*, *Нижнемагдаленский* и *Гуаякильский*.

§ 1. Трансильванский газоносный бассейн

Трансильванский бассейн (Румыния) является единственным в мире, где выявлена только газоносность. Бассейн заключен внутри молодой межгорной впадины (рис. 129).

В строении бассейна принимают участие кайнозойские, мезозойские и пермские отложения с максимальной суммарной мощностью 4000 м. Пермские и мезозойские отложения вскрыты лишь в отдельных скважинах. Породы пермского возраста, залегающие на метаморфическом фундаменте, представлены конгломератами; мезозойские отложения — преимущественно карбонатными породами.

Кайнозойские отложения залегают несогласно на подстилающих. Мощной толщей каменной соли тортонского возраста весь разрез кайнозоя расчленен на два комплекса: нижний — подсолевой, включающий палеоген и нижний миоцен, сложен разнообразными терригенными, в меньшей степени карбонатными породами, для разреза которых характерны конгломераты, пестроцветные и угленосные аргиллиты; и верхний — надсолевой песчано-глинистый, туфоносный, охватывающий верхний миоцен, плиоцен и антропоген.

Тортонская соль развита на большой площади бассейна и в средней части его находится на глубине до 3200 м, а на севере выходит на поверхность.

Надсолевой структурный план определяется проявлением двух форм соляной тектоники — в средней, большей части впадины образованием пологих куполов в надсолевой осадочной толще, а в краевых частях — диапировых антиклиналей. Купола средней части бассейна возникли на месте поднятий кровли соленосной свиты тортона и соответственно на месте увеличения мощности ее. Скопления соли в куполах предста-

влияют двояковыпуклые или плоско-выпуклые линзы. Различными являются и соотношения структурных планов подсолевых и надсолевых толщ.

В надсолевой толще купол выражен поднятием, лишенным разрывов, с размерами 15×10 км, с амплитудой 15—160 м, с углами падения

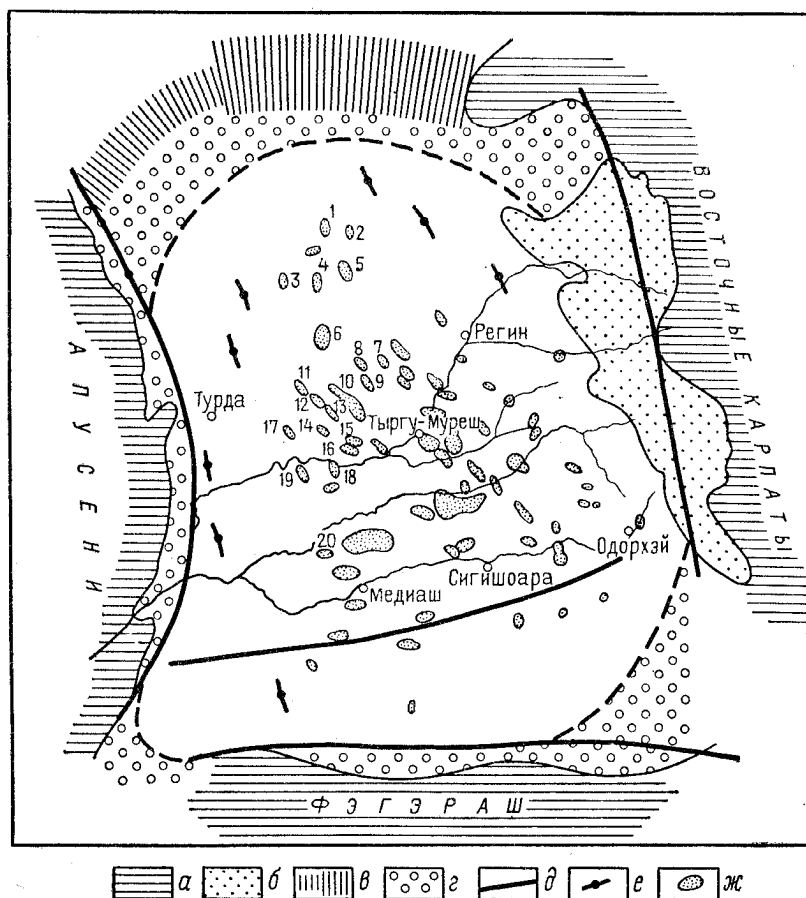


Рис. 129. Трансильванский газоносный бассейн (по Д. Чупадзе и др., 1970 г. и Д. Параскив, 1975)
 а — горное обрамление бассейна; б — вулканическая гряда Харгита-Калиман; в — межбассейновое поднятие (горы Красней, Месеш, Лепошу, Родна); г — аконсервационная зона; д — разломы; е — соляные диапиры; ж — газоносные купола.

Основные газовые месторождения: 1 — Фынтынеле; 2 — Сармашел; 3 — Гребениш; 4 — Граешти Эрця; 5 — Бозед; 6 — Пянгейм; 7 — Думбрэвнора; 8 — Эрней; 9 — Тыргу-Муреш; 10 — Акацари; 11 — Корунка; 12 — Гелэцени; 13 — Чинешти-Трей-Сате; 14 — Филительник; 15 — Ласлау-Маре; 16 — Делени; 17 — Вазна; 18 — Кристури; 19 — Шоймун; 20 — Бырчин

крыльев, не превышающими 20° . Купола группируются в две площади — западную и восточную, разделенные широкой синклинальной зоной Думбравени почти меридионального простираения.

Диапировые антиклиналы развиты вдоль западной, северной и восточной краин бассейна. Они представляют собой узкие, сильно сжатые антиклиналы, в ядрах которых находятся соляные массивы, иногда выходящие на поверхность.

В бассейне известно 67 газовых месторождений, из которых большая часть расположена на западной площади развития куполов. Малопродуктивные и непродуктивные купола расположены преимущественно вдоль восточной периферии восточной площади куполов (Теляк, Трейсате, Кеда, Кристур, Бунешти).

Непродуктивными оказались также диапировые антиклинали, в том числе и наиболее закрытые.

Газоносность сосредоточена только в отложениях надсолевого комплекса.

В сарматских отложениях выделяется от восьми (месторождения Ноул-Сэсэк, Надеш) до двух (Шинкай, Рупши) газоносных пластов, в тортонских — от 11 (Сармашел) до двух, в мэотических отложениях 1—4 пласта (Сынгеоргиул-де-Падуре).

Наибольшее количество газовых пластов зафиксировано на месторождениях Ноул-Сэсэк (16), Сармашел (14) и Надеш (12). Всего в бассейне 144 газовых залежи, в том числе 76 заключены в сарматских породах, 61 — в тортонских (бугловские слои — 50) и семь — в нижнеплиоценовых.

Газоносные пласты сложены песками с прослоями глин, мощность их 10—40 м, находятся они на глубинах 130—1800 м.

Газ большей части залежей содержит 99,0—99,6% метана и до 1% азота. На месторождениях Сармашел, Сарош, Базна, Богата-де-Муреш, Ноул-Сэсэк в составе газа отмечается до 0,75% этана. На месторождении Шинкай газ выносит газолин с плотностью 0,798.

Запасы большей части месторождений составляют до 15 млрд. м³. Основные запасы газа сконцентрированы на глубинах 600—1200 м.

Трансильванский газоносный бассейн представляет собой пример формирования газа в толщах его содержащих (плиоцен, верхний миоцен), так как последние подстилаются на всей площади развития скоплений газа отличным газопором — мощной (200—900 м) толщей каменной соли. Газоносная толща представлена здесь терригенными, преимущественно глинистыми неритовыми отложениями мощностью до 2000 м. Структурные формы месторождений лишены разрывов. В подсолевых отложениях аквитанского и олигоценового возраста в центре впадины имеются пласты (мощностью до 1,2 м) бурого угля, свидетельствующие о том, что выше лежащие осадки не вышли из газогенной термолитической зоны. На это указывает также и метановый состав газа. Определение возраста газа по гелий-аргоновому методу дает величины, не превышающие 25 млн. лет.

§ 2. Паннонский нефтегазоносный бассейн

Паннонский бассейн приурочен к одноименной межгорной впадине, разбившейся на срединном массиве, разделившем Альпийский мегантиклинорий на две ветви — Динарскую на юго-западе и Карпатскую на северо-востоке. На юго-востоке, где древний фундамент массива выходит на поверхность и Динариды сближаются с Южными Карпатами, впадина замыкается (рис. 130).

Бассейн имеет различное ограничение. На востоке, где обрамление его образовано горами Апусени (отделяющими Паннонский бассейн от одноименного Трансильванского), он ограничен зоной распространения маломощных сарматско-плиоценовых образований, слагающих моноклиналь, наклоненную на запад. Акконсервационной зоной бассейн ограничен также на западе. На юго-западе перед Динаридами прослеживается ряд

разломов, которыми в долине рек Сава и Драва образованы два протяженных (300 км) узких (до 50 км) грабена, заполненных неогеновыми отложениями мощностью до 5000 м, амплитуды грабенообразующих сбросов до 1000 м. На северо-востоке перед Восточными Карпатами выделяется Закарпатский тыловой прогиб, для строения которого характерны большая мощность неогеновых отложений и развитие антиклиналей с солью миоценового возраста в ядрах.

На севере Паннонский бассейн ограничен системой молодых разломов, сопровождающихся на поверхности вулканическими покровами, а также блоками, выносящими на поверхность фундамент бассейна.

В строении Паннонского бассейна принимают участие палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения, образующие два структурных этажа: нижний, представленный верхнепалеозойскими, мезозойскими и весьма неравномерно развитыми палеогеновыми отложениями, и верхний — неогеновый, начинающийся на большой площади бассейна с гельветского яруса.

Нижний этаж имеет блоковое строение, что обуславливает неравномерность распределения слагающих его систем и их мощностей.

Верхнепалеозойские отложения представлены сланцами и известняками карбона и пермскими красноцветными песчаниками, конгломератами, сланцами и известняками мощностью свыше 2500 м. Триасовые осадки сложены преимущественно известняками и доломитами мощностью выше 3000 м. Юрская система образована терригенно-карбонатными породами мощностью выше 3000 м. Юрская система образована терригенно-карбонатными породами мощностью до 4000 м; меловая система — карбонатно-терригенными породами мощностью до 2000 м и разделена перерывами на контакте альба и сеномана, сеномана и турона и сеномана и эоцена. Юрские и меловые отложения имеют в бассейне ограниченное распространение. Верхнепалеозойские и мезозойские породы сильно дислоцированы в складки северо-восточного простирания и рассечены на блоки. Эти блоки и сопровождающие их разломы ориентированы в четырех основных направлениях: северо-восточном, параллельном простиранию Западных Карпат; северо-западном — Динарийском; субмеридиональном — Банатском и северо-западном — Восточно-Карпатском.

С первым направлением связано крупное Баконьское поднятие, выраженное Средневенгерскими горами Бакони, Вертеш, Пилиш, Бюкк. Поднятие выполнено мезозойскими отложениями.

Баконьский выступ отделяет на западе Малую Венгерскую впадину, вытянутую в северо-восточном направлении от Альпских гор до Фатранских. На значительной площади впадины на метаморфических породах фундамента непосредственно лежат плиоценовые породы мощностью от 2000—2500 м на юго-западе до 4000 м на северо-востоке.

Юго-западнее Баконьского выступа располагается обширная Среднедунайская (Большая Венгерская) впадина. Она протягивается в северо-восточном направлении от Украинского Закарпатья до предгорья Динарид. В пределах ее фундамент на северо-востоке погружается до глубины 5—6 км и поднимается до 1500 м на юго-западе, где она осложнена несколькими небольшими выступами палеозойских и мезозойских пород в горах Мечек и Виллани.

На северо-востоке на линии городов Сольнок, Дебрецен и Сату-Маре впадина осложнена глубоким грабеном, заполненным дислоциро-

коллекторами являются известняки и доломиты, в остальных — песчаники.

Первое нефтяное месторождение Селница (Югославия) было открыто в 1885 г., хотя признаки нефти и колодезная добыча ее зафиксированы с 1856 г. В настоящее время в бассейне выявлено свыше 120 нефтяных и газовых месторождений, в том числе более 60 в Венгрии. Около половины всех месторождений газовой. Нефтегазоносны Большая Венгерская впадина и прежде всего ее западная половина, преддинарийская часть бассейна, юго-западное погружение Баконьского поднятия. Несколько небольших газовых месторождений известны на северо-востоке Малой Венгерской впадины, на территории Чехословакии.

В пределах преддинарийской части бассейна нефтяные, в меньшей степени газовые месторождения образуют две зоны газонефтенакопления — Савскую на юге и Дравскую на севере, приуроченные к одноименным грабенообразным впадинам. Месторождения приурочены к сравнительно пологим небольшим ($5 \div 6 \times 2 \div 3$ км) брахиантиклиналям, нарушенным продольными и поперечными небольшими разрывами. Брахиантиклинали отражают выступы кристаллического фундамента. Пластовые сводовые, реже тектонически- и литологически экранированные залежи заключены в песчаниках плиоценового (свиты конгериева, абиха и белые мергели), в меньшей степени — сарматского и тортонского возраста. Близкие к описанному строение и условия нефтегазоносности имеет зона нефтегазонакопления, приуроченная к Банатскому грабену и ограничивающим его горстам. Развитые здесь брахиантиклинали имеют несколько большие размеры ($8 \div 10 \times 4 \div 5$ км). С ними связаны сравнительно крупные нефтяные месторождения Кикинда, Кикинда-Варош и газовое месторождение Мокрин в Югославии и наиболее крупное газонефтяное месторождение Алдь в Венгрии (38 продуктивных пластов в паннонских песчаниках на глубине 1700—2650 м). В Банатской зоне помимо неогеновых отложений известны также скопления нефти в коре выветривания фундамента.

Севернее и восточнее Банатской зоны можно выделить Тоткломлошскую зону, приуроченную к крупному Арадскому структурному носу, вытянутому в северо-западном направлении. В зоне выявлено четыре газонефтяных и два газовых месторождения, в том числе крупное газовое Баттоня и газонефтяное Пустафельдвар. Брахиантиклинальные структуры месторождений образовались над пологими выступами кристаллического фундамента.

Сравнительно большой ареал зон нефтегазонакопления расположен в средней части восточного крыла над Дебреценским грабеном, заполненным палеоген-верхнемеловым флишем и прилегающими поднятыми элементами фундамента. С эродированной поверхностью дислоцированного флиша связано развитие небольших пологих (до 10°) брахиантиклинальных структур облекания. Такого же типа структура развита с юга и запада грабена над выступами кристаллических пород фундамента.

Дебреценская зона вытянута в северо-восточном направлении и содержит свыше 15 преимущественно газовых месторождений. Пластовые сводовые залежи заключены главным образом в песчаниках нижнего плиоцена (месторождения газа Хайдусобосло, Татарюлюш, Сандасюлюш и др.), в меньшей степени — миоцена (Хайдусобосло, Ракоцифалва) и флиша (Хайдусобосло). На месторождении Надькереш (структура на

выступе кристаллических пород) газоносны нижнепаннонские, сарматские и палеозойские (фундамент) породы, на месторождении Бихарнадьбайоме газонефтеносны нижнепаннонские и сарматские песчаники.

На севере бассейна может быть выделен небольшой ареал зон нефтегазонакопления, приуроченный к структурам, обязанным своим происхождением сложно построенным блокам, выполненным породами олигоценового возраста, перекрытыми кайнозойскими отложениями. Продуктивны плотные песчаники олигоцена в тектонически экранированных ловушках (нефтяные месторождения Мезекерестеш, Демьен, Федемеш).

Западно-Баконьский ареал зон нефтегазонакопления расположен на юго-западе бассейна в зоне юго-западного погружения Баконьского поднятия и встречного погружения Карнийских Альп. Для этого ареала характерно развитие пологих брахиантиклиналей, связанных с погребенными блоками, сложенными мезозойскими породами, перекрытыми субгоризонтально залегающими породами неогенового возраста. Наиболее типичное месторождение этого ареала Надьлендьел (открыто в 1951 г.). Под неогеновыми отложениями находится пологий эрозионный выступ, сложенный породами триаса и мела и рассеченный на ряд блоков. Нефтеносны доломиты триаса, мергели верхнего мела и литотамниевые известняки тортона, образующие единую массивную залежь на глубине 1900—2500 м. В этом же ареале известны месторождения с литологически экранированными залежами в паннонских песчаниках на структурных носсах (Хахот-Эдерич).

С юга к Западно-Баконьскому ареалу примыкает Надьканижский ареал антиклинальных зон, содержащий месторождения брахиантиклинальных форм с углами падения крыльев до 15° . Продуктивны нижнеплиоценовые песчаники плохо выдержанного состава, заключающие пластовые сводовые залежи. Типичным является месторождение Ловаси, где продуктивны пять пластов нижнепаннонской свиты в интервале глубин 1000—1600 м. Верхний пласт газоносный, остальные содержат нефть с газовой шапкой. Всего в пределах ареала известно около 10 месторождений.

В Малой Венгерской впадине известно уникальное месторождение Михайи с залежью углекислого газа ($95\% \text{CO}_2$ и $4,5\% \text{CH}_4$), заключенной в нижнепаннонских песчаниках. Следует заметить, что на ряде газовых месторождений Паннонского бассейна обнаружено повышенное содержание углекислого газа (Керешсегопати, Сарваш, Пустафельдвар, Пустасалош, Тоткомлош, Мезочоконя, Инке — от 50 до $90\% \text{CO}_2$).

В Закарпатском прогибе выявлено несколько сравнительно небольших газовых месторождений в краевой северо-западной части ее (Словакия) с залежами в паннонских отложениях. Наиболее крупным среди них является месторождение Птрушко. На юго-восточном окончании прогиба (Марамурешская впадина, Румыния) открыто нефтяное месторождение Сачел, на котором продуктивны плотные песчаники олигоценового возраста.

§ 3. Адриатический нефтегазоносный бассейн

Адриатический нефтегазоносный бассейн расположен на территории Италии, Западной Югославии и Албании и заключен между горными сооружениями Динарских Альп, Апеннин и Западных и Центральных Альп, на юго-востоке бассейн погружается в глубоководную котловину

Ионического моря. Большая часть бассейна занята водами Адриатического моря, глубина которого на юго-востоке превышает 1000 м. На северо-востоке с Динарскими Альпами и на юго-западе с Апеннинскими Альпами бассейн граничит через систему пологих надвигов, на северо-западе, в Ломбардии молодые, полого залегающие осадки трансгрессивно перекрывают более древние дислоцированные отложения далеких островов Альп (рис. 131)

Бассейн образован мезозойскими, палеогеновыми, неогеновыми и антропогенными отложениями. Северо-западное окончание его (Ломбардия) выполнено с поверхности мощной (более 3000 м) толщей грубообломочных пород антропогенного возраста. Нижезалегающие здесь с несогласием неогеновые и палеогеновые отложения представлены преимущественно терригенными породами с включением гипсоносных слоев и известняков в толще сарматского яруса; мощность отложений достигает 10 000 м. Мезозойские отложения образованы преимущественно карбонатными породами, мощность их не более 5000 м.

На западном побережье Адриатического моря разрез кайнозойских и мезозойских отложений сохраняет в основном свой литологический состав, но мощность его уменьшается в целом почти в 2 раза. Характерным является переход на западном Адриатическом побережье чешуйчатых глин среднего миоцена в карбонатную толщу с битуминозными известняками со значительным увеличением мощности (до 4000 м).

Структура нефтегазоносного бассейна изучена в пределах главным образом материковой части, где выделяются три крупных структурных элемента: Паданско-Браданский прогиб; Срединная плита; Преддинарский прогиб.

Паданско-Браданский прогиб протягивается вдоль северо-восточного склона Апеннин от Турина на зал. Таранто и далее открывается в Ионическую котловину. Наиболее прогнутая часть его находится в западной Паданской центриклинали, испытавшей мощное погружение в плейстоценовое и антропогенное время и расположенной на месте стыка Альп и Апеннин в бассейне р. По. Здесь под мощными горизонтально залегающими антропогенными осадками прослеживаются сложенные плиоценовыми породами пологие брахиантиклинали, нарушенные сбросами. Они ориентированы в северо-западном направлении и образуют ряд антиклинальных зон. В миоценовых отложениях брахиантиклинали проявляются более резко. Хорошо выраженная линейная складчатость прослеживается вдоль южной предсевероапеннинской периферии центриклинали.

В Паданской периклинали выявлено, начиная с 1948 г., более 50 преимущественно газовых месторождений, в том числе несколько газовых месторождений открыты в субаквальной части моря (запад Венецианского залива) на глубинах дна до 30 м. Среди месторождений выделяются по запасам газа Равенна-Маре (40 млрд. м³) и Порто-Корзини-Маре (20 млрд. м³).

Залежи нефти и газа заключены в песчаниках миоцена, плиоцена и плейстоцена (только газ) в интервале глубин 1000—3000 м. Наиболее газонасыщенными являются нижнеплиоценовые песчаники (грубозернистые пески свиты кавиага — месторождения Кавиага, Рипалта, Корнелиано, Кортемаджиоре и др.). Развиты преимущественно залежи экранированных типов — стратиграфически-, литологически-, реже тектонически экранированные. В антропогенных морских отложениях газовые залежи промышленного значения установлены на месторождениях Ра-

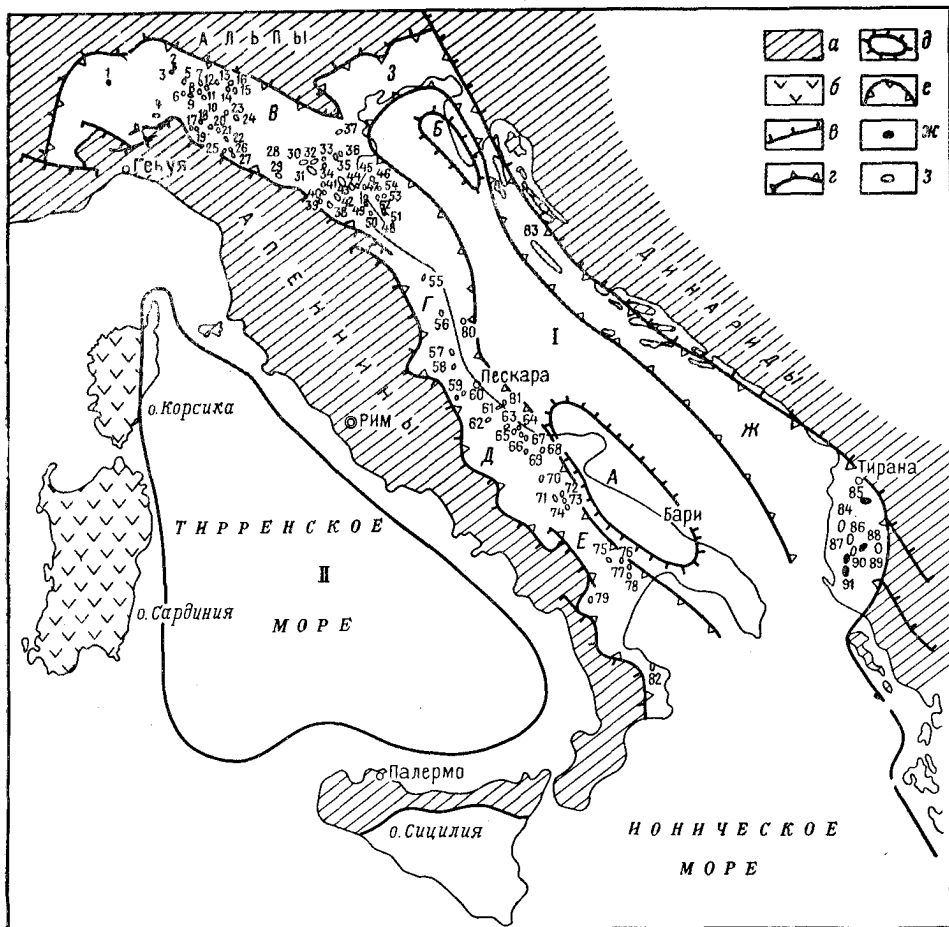


Рис. 131. Адриатический нефтегазоносный (I) и Тирренский потенциально нефтегазоносный (II) бассейны

a — горные сооружения Динарид, Альп, Апеннин и Сицилийских Апеннин; *б* — Корсикано-Сардинский выступ; *в* — надвиги; *г* — Срединная (Центральноадриатическая) плита; *д* — выступы Срединной плиты; *е* — Горгано-Мурдже, *б* — Истрия; *е* — периферийные прогибы; *в* — Падаанский, *г* — Анконский, *д* — Молизе, *е* — Брандский, *ж* — Преддинарский, *з* — Привенецианский; месторождения: *ж* — нефтяные, *з* — газовые и нефтегазовые.

Месторождения: 1 — Деазана; 2 — Брюерио; 3 — Ламбрата; 4 — Пандино; 5 — Корнелиано; 6 — Кадогио; 7 — Серинья; 8 — Рипалта; 9 — Кавияга; 10 — Кремона-Зюд; 11 — Сорезина; 12 — Романенго; 13 — Орзивеччо; 14 — Баньола-Мелла; 15 — Лено; 16 — Маклодио; 17 — Поденциано; 18 — Понте-Нуре; 19 — Сан-Джорджио; 20 — Бортемаджире; 21 — Бусето; 22 — Фонтенино; 23 — Пьядена-Вест; 24 — Пьядена-Ист; 25 — Виццола; 26 — Колеччия; 27 — Виготто; 28 — Корреджио; 29 — Спиламберто; 30 — Сан-Пьетро; 31 — Минербио; 32 — Малальберго; 33 — Монестиро; 34 — Бова; 35 — Сабинцелло; 36 — Тресигалло; 37 — Виллалозе; 38 — Марцено; 39 — Сангерно; 40 — Имола; 41 — Будрио-Ист; 42 — Котиньола; 43 — Альфонсине; 44 — Равенна; 45 — Порто-Корзини; 46 — Агостино; 47 — Порто-Корзини-Маре-Вест; 48 — Равенна-Маре; 49 — Равенна-Маре-Зюд; 50 — Чезенатико-Маре; 51 — Червина-Маре; 52 — Порто-Корзини-Маре; 53 — Амелия; 54 — Порто-Гарибальди; 55 — Иези; 56 — Рацаньяно; 57 — Беланте; 58 — Челлино; 59 — Валлекупа; 60 — Чиньо; 61 — Виллафонсфра; 62 — Бомба; 63 — Сан-Сальво-Купелло; 64 — Коле-Скаллена; 65 — Монтечильфоне; 66 — Гуглионези; 67 — Портотанноне; 68 — Чикоти; 69 — Торренте-Тона; 70 — Монте-Стилло; 71 — Канделла; 72 — Асколи-Сатриано; 73 — Карапелле; 74 — Сьерра-дель-Рипозо; 75 — Акстугра; 76 — Гроттоле-Феррандина; 77 — Рома-рино; 78 — Писгиччи-Димора; 79 — Трамутола; 80 — Сан-Джорджио-Маре; 81 — Санто-Стефано-Маре; 82 — Чиро-Маре; 83 — Дури-Оток; 84 — Дивиякс; 85 — Вальтеза; 86 — Вубулине; 87 — Патос; 88 — Маринезе; 89 — Кучева (или Сталино); 90 — Валши; 91 — Горшти

венна, Корреджио, Альфонсине, Тресигалло. В нижнем и среднем миоцене газовые залежи приурочены к трещиноватым мергелям бурдигальского яруса (месторождение Поденциано-Сан-Джорджио) и к песчаникам гельветского (Сантерно) и тортонского (Сантерно, Кортемаджиоре, Дезана и др.) ярусов. Для антропогенных отложений характерен сухой газ (99,9% метана), в газе верхне- и среднеплиоценовых отложений появляется до 1%, в газе нижнеплиоценовых — 2%, в газе миоценовых — 8% гомологов метана.

Выявленная нефтяная залежь на месторождении Кортемаджиоре представляет лишь нефтяную оторочку крупной газовой залежи.

Браданский прогиб располагается между Южными Апенниннами, склон которых осложнен флексурой и выступами меловых пород в массивах Гаргано, плато Ле-Мурдже и п-ова Салентина (Апулийская «платформа»), принадлежащих уже Срединной плите. Прогиб выполнен антропогенными (мощность не более 1000 м) и плиоценовыми (мощность до 1500 м) отложениями, залегающими на размытой поверхности известняков, мелового реже миоценового (на западе) возраста. Для разреза плиоценовых отложений характерно внедрение больших масс (блока) оползневой брекчи мощностью до 1000 м.

Браданский прогиб в своей западной части дислоцирован в систему линейно вытянутых складок, интенсивность смятия которых уменьшается по мере приближения к Апулийской «платформе». В пределах последней слои залегают почти горизонтально.

В Браданском прогибе выявлено несколько месторождений нефти и газа.

Северо-западнее после небольшого поперечного сужения Браданский прогиб переходит в Анконский (Марке-Абруццо) прогиб, где выявлено свыше 15 месторождений, в том числе три в субаквальной части (Сан-Джорджио-Маре, Санто-Стефано-Маре). Продуктивны песчаники плиоценового возраста (залежи нефти и газа на месторождениях Гроттоле-Феррандина, Пистиччи-Димора, Сангро-Маре, Нуова-Сири и др.), известняки миоцена (залежи газа на месторождениях Купелло-Сан-Салво, Бомба и др.), мела (залежи газа — Гроттоле-Феррандина, Бомба; нефтегазовая залежь — Пистиччи-Димора и др.). Для скоплений нефти и газа характерны массивные залежи в эрозионных выступах.

Срединная плита слагает среднюю часть бассейна. Она протягивается от Апулийской «платформы» на север в Привенецианскую низменность (на склоне Восточных Альп) и западную окраину п-ова Истрия, где под антропогенным покровом залегают слабо дислоцированные меловые отложения. Нефтегазоносность Срединной плиты не установлена.

Преддинарский приморский прогиб охватывает узкую зону, простирающуюся от п-ова Истрия через Приморские острова вдоль западной части Албании, Греции и через Ионические острова, где примыкает к Ионическому глубоководному желобу. Прогиб сложен на поверхности меловым, в меньшей степени палеогеновым флишем, дислоцированным в систему линейно вытянутых, нарушенных взбросами складок, антиклинальные части которых выступают в виде островов.

Наиболее погруженная часть прогиба располагается в середине его и совпадает с территорией Албании и расположенной северо-западнее глубоководной частью Адриатического моря. Здесь флишевое основание перекрывается мощной толщей (до 5000 м) неогеновых отложений, преимущественно терригенного состава.

Преддинарский прогиб является нефтегазоносным в албанской части, где открыто несколько месторождений нефти (Сталино, Патос, Маринзе) и газа (Дивиаке, Бубулине). Продуктивны линзовидные слои песчаников тортонского и сарматского возраста.

Месторождения связаны со слабо выраженными структурами типа структурных носов (Патос) и моноклиналей, нарушенных сбросами (Кучево, Маринзе). Залежи нефти и газа преимущественно литологически экранированные или литологически ограниченные на моноклиналях. Глубина залегания скоплений нефти и газа не превышает 1700 м. Нефти месторождений Патос и Кучево тяжелые, смолистые. Наиболее крупным является месторождение Маринзе (открыто в 1957 г.), где легкая нефть заключена в шести пластах песчаников с заливообразными контурами, залегающих на глубине до 1400 м.

Севернее в Приморской Далмации открыто нефтяное месторождение на о-ве Дуги-Оток. Признаки нефти и газа получены в ряде скважин, пробуренных в Западной Греции.

§ 4. Южно-Каспийский нефтегазоносный бассейн

Южно-Каспийский нефтегазоносный бассейн расположен на месте крупного межгорного прогиба, протягивающегося на западе между горными сооружениями Большого и Малого Кавказа, на востоке между хребтами Куба-Даг, Большой Балхан, Малый Балхан, на севере между отрогами Копет-Дага и Эльбурс-Хорасаном на юге. Центральная, наиболее прогнутая и значительная по ширине и площади часть бассейна, где фундамент находится на глубине около 20 км, занимает южную котловину Каспийского моря. На месте ее предполагается глубоко погруженный срединный массив.

Западная межкавказская часть бассейна представляет собой сравнительно узкую центриклиналь, открывающуюся в Каспийское море и известную под названием Куринской впадины. На крайнем западе впадина ограничивается выходом на поверхность доюрского кристаллического фундамента на месте Дзиркульского массива (рис. 132).

Впадина сложена мощной толщей кайнозойских и мезозойских образований преимущественно терригенного состава. В разрезе выделяются значительными мощностями отложения мелового возраста, составляющие 5000—6000 м и представленные карбонатно-терригенными породами с прослоями вулканогенных образований. Подстилающие их юрские осадки сложены карбонатно-терригенной флишевой толщей. Мощностью около 6000 м характеризуется плиоценовый отдел, дакийский ярус которого, или продуктивная толща, составляет 4000 м. Мощность апшеронского яруса, в составе которого в отличие от остальной части плиоцена, сложенного терригенными породами, участвуют известняки, достигает 2000 м. В разрезе миоцена выделяются диатомовые отложения, включающие мэотический, сарматский и тортонский ярусы, а также чокракскую свиту и тарханский горизонт (гельветский ярус), общей мощностью свыше 2000 м. Низы миоцена и олигоцен объединяются в майкопскую свиту мощностью 1000 м, реже больше. Эоценовые (коунская свита) и палеоценовые (сумгаитская свита) отложения объединяются в фораминиферовые слои мощностью до 1000 м. Миоцен и палеоген сложены терригенными породами.

которыми в значительной степени условны, так как зоны связаны постепенным переходом.

Наиболее специфический структурный план имеет северная зона — Апшеронская, образовавшаяся в значительной степени на юго-восточном погружении складчатого сооружения Большого Кавказа. Последнее обусловило широкое развитие в зоне виргадии складчатости, появление наряду с антиклинальными зонами кавказского направления зон с субмеридиональным простиранием, образование различного рода изгибов в простирании, вплоть до полукольцевых направлений. Характерны также глиняный диапиризм и грязевой вулканизм в наиболее типичном виде и мощное развитие (до 3000 м) продуктивной толщи, сильно насыщенной песчаными пластами (до 50 % мощности). На поверхности зона представлена антропогеновыми и плиоценовыми отложениями мощностью до 4000 м. Характерно несоответствие структурных планов плиоцена и миоцена — палеогена.

Эти черты складчатости наиболее отчетливо выражены в районе Апшеронского полуострова и восточнее в субаквальной части зоны. С юга к Апшеронской зоне через антиклинальную линию Локбатан — Пута — Кергез-Кызылтепе примыкает Кобыстанская зона. Образующие эту зону антиклинальные линии расходятся в юго-восточном направлении (Бакинский архипелаг), отклоняясь все более и более на юг от кавказского простирания. Мощность продуктивной толщи сокращается и значительно увеличивается ее глинистость. Здесь более широко, чем в Апшеронской зоне, развиты грязевые вулканы (более 200) и диапировые структуры. Сложность строения зоны в целом уменьшается с севера на юг; в средней по простиранию части зоны выделяется небольшая Джейранкечмесская впадина. В северо-западном направлении складчатость упорядочивается (Кобыстано-Шемахинская зона), приобретая черты, характерные для расположенной на ее продолжении Ширакско-Аджиноурской зоны. С юга Кобыстано-Шемахинская зона ограничивается Ленгезско-Алятской антиклинальной зоной, выраженной в рельефе в виде невысокой горной гряды. Южнее ее находится Восточно-Курунская зона, наиболее прогнутая часть межкавказского прогиба. В пределах этой зоны четко прослеживаются четыре антиклинальные зоны, простирающиеся в юго-восточном направлении и уходящие далеко в море (Бакинский архипелаг), где от них ответвляются новые антиклинальные зоны. Локальные структуры антиклинальных зон представлены сильно нарушенными разрывами брахиантиклиналями, часто осложненными грязевыми вулканами. Среди последних выделяется своими размерами вулкан Кюрсанги.

На юге перед Талышским горным сооружением протягивается Ленкоранская зона линейных передовых складок. В строении ее большую роль играют мощная, насыщенная туфогенным материалом толща эоценового возраста и песчано-глинистые отложения олигоцена и нижнего мела.

Сложно построенная система линейных складок протягивается также перед Эльбурс-Хорасанскими горами. В восточной закаспийской центриклинали Южно-Каспийского бассейна выделяются периферийные складчатые прогибы: на севере — Предбалханский, на западе — Чикишляр (Гограньдаг)-Окаремский.

Предбалханская зона образована тремя антиклинальными линиями: Прибалханской, Кумдагской и Боядагской. Первая наиболее протяженная линия состоит из цепи сравнительно крупных асимметричных (на

южных крутых крыльях углы падения пластов до 50°) брахиантиклиналей, сочлененных кулисообразно; некоторые из них осложнены грязевыми вулканами. Своды брахиантиклиналей обычно плоские. С глубиной в поднятиях увеличиваются углы падения слоев и появляются признаки диапиризма. Боядагская и Кумдагская антиклинальные линии короткие, с локальными поднятиями меньших размеров, чем в первой линии. Для всей Предбалханской зоны в целом характерна очень высокая степень нарушенности поднятий различно ориентированными (преимущественно поперечными) разрывами небольшой (до 250 м) амплитуды.

От Большеебалханского и Кубадагского горных сооружений Предбалханская складчатая зона отделена Келькорским прогибом, в основе которого находится краевой глубинный разлом эпигерцинской платформы.

В западном направлении Предбалханская зона через ряд поднятий, выявленных в субаквальной части Каспийского моря (банки Западная, Ливанова, Цюрупы, 26 Бакинских Комиссаров и др.), соединяется с Апшеронской зоной.

Гограньдаг-Окаремская складчатая зона в отличие от Предбалханской имеет субмеридиональное простирание и образована пологими поднятиями (углы падения до $5-6^\circ$), сравнительно слабо нарушенными разрывами и с более интенсивно развитым грязевым вулканизмом. В зоне прослеживаются три антиклинальные линии: Гограньдаг-Карадашлинская, Чикишлярская, Бугдайли-Порсинская.

С востока Гограньдаг-Окаремская зона опоясывается Шахманским прогибом, который с востока ограничен разломом. Предбалханская и Гограньдаг-Окаремская складчатые зоны на западе облекают глубокий Кызылкупумский прогиб, открывающийся в Каспийское море. В прогибе выявлено несколько локальных поднятий, ориентированных преимущественно в широтном направлении.

Южно-Каспийский нефтегазоносный бассейн характеризуется обильными поверхностными нефтегазопроявлениями, значительная часть которых связана с размытыми сводами нефтеносных антиклиналей, а также с грязевыми вулканами. Соответственно открытие первых месторождений нефти в бассейне относится к весьма давним временам. Промышленная разработка Балханы-Сабунчи-Раманинского месторождения (Апшеронский полуостров) была начата в 1869 г.

В настоящее время в бассейне выявлено более 90 нефтяных и газовых месторождений, в том числе восемь в Западно-Туркменской центриклинали.

Нефтегазоносны отложения апшеронского и акчагыльского ярусов, продуктивной толщи (на востоке — красноцветной), диатомовой, чокракской, майкопской и коунской свит. Основные скопления нефти и газа приурочены к песчаным коллекторам продуктивной толщи. Большая часть известных месторождений нефти и газа группируются в антиклинальные зоны нефтегазонакопления. Последние объединяются в ареалы зон, соответствующие рассмотренным ранее структурным зонам бассейна.

В Западно-Туркменской центриклинали выделяются Предбалханский ареал зон нефтегазонакопления и Чикишлярская зона нефтегазонакопления.

В Предбалханском ареале установлена нефтегазоносность Прибалханской (нефтяные месторождения Челекенское, Котуртепе, Барса-Гель-

мес, Небит-Даг) и Кумдагской (месторождения нефти Кум-Даг и конденсатногазовое Кызылкум) зон. Продуктивны отложения апшеронского, акчагыльского ярусов и красноцветной толщи, в пределах которых выделяется более 20 продуктивных песчаных резервуаров.

Все месторождения многопластовые, с залежами на глубине 300—3900 м. Залежи нефти и газа преимущественно пластовые сводовые, сильно рассеченные разрывами, вследствие чего залежи нефти представляются как сочетание отдельных небольших блоков. Типичным является месторождение Челекен со структурой «разбитой тарелки». Большая часть залежей нефти имеют газовые шапки, известны также и небольшие чисто газовые залежи. На конденсатногазовом месторождении Кызылкум продуктивны акчагыльские отложения (три пласта) на глубине около 2000 м.

В Гограньдаг-Окаремском складчатом прогибе выявлена лишь одна Чижишлярская зона нефтегазонакопления, включающая месторождения Окаремское нефtekонденсатногазовое, газонефтяное Камышлджа и газовое Миасер. На обоих месторождениях продуктивным является нижний отдел продуктивной толщи на глубине 2650—2900 м. Залежи пластовые сводовые, реже литологически экранированные.

В западной межкавказской части бассейна может быть выделено шесть ареалов зон нефтегазонакопления.

Наиболее насыщен нефтяными месторождениями Апшеронский ареал зон, насчитывающий не менее девяти антиклинальных зон преимущественного нефтенакпления, содержащих свыше 25 газонефтяных месторождений и одно конденсатногазовое — Карадаг. На востоке в субаквальной части антиклинальные зоны имеют северо-западное простирание; на Апшеронском полуострове появляются широтные направления, а западнее Баку — кольцевые.

Известные в Апшеронском ареале месторождения связаны с хорошо выраженными антиклиналями, обычно сильно нарушенными сбросами, иногда осложненными диапиризмом и грязевым вулканизмом (месторождения Биби-Эйбат, Локбатан, Карадаг, Нефтяные Камни).

Продуктивны песчаники апшеронского (три резервуара) и акчагыльского ярусов, продуктивной толщи (свыше 25 пластов) и диатомовой свиты. Основные запасы нефти сконцентрированы в продуктивной толще, которая по некоторым литологическим особенностям расчленяется на девять свит (сверху вниз): сураханскую (наиболее мощную), сабунчинскую, балаханскую, калинскую (Кас), «перерыва», надкирмакинскую глинистую (НКГ), надкирмакинскую песчаную (НКП), калинскую (КС) и подкирмакинскую (ПК). Все нефтяные месторождения многозалежные. В средней части Апшеронского полуострова некоторые месторождения содержат до 40 залежей, в западном направлении количество залежей уменьшается в связи с выклиниванием коллекторов ниже балаханской свиты; на востоке залежи нефти, наоборот, развиты в низах продуктивной толщи.

Наиболее распространены пластовые сводовые залежи, нарушенные разрывами с высотой обычно 50—100 м, реже больше; в меньшей степени развиты тектонически экранированные залежи, расположенные на крыльях антиклиналей и характерные для свит ПК и КС, а также экранированные боковыми стенками грязевых вулканов (месторождения Нефтяные Камни, Локбатан и др.).

Для свит КС и ПК характерны стратиграфически экранированные залежи, образовавшиеся в ловушках, возникших благодаря прилеганию этих свит к подстилающим их понтическим отложениям. Такие залежи известны на ряде месторождений Апшеронского полуострова (Бинагады, Балаханы-Раманы, Карачхур, о-в Артема и др.). В отложениях Кас известны также литологически экранированные залежи, расположенные на крыльях структур и связанные с замещением коллекторов глинами с сохранением их мощности (месторождение Гоусаны).

В Апшеронском ареале сравнительно большое развитие имеют наклонные ВНК в залежах нефти свит ПК и КС («висячие» залежи). Установлено, что наибольшее смещение залежей наблюдается на месторождениях, расположенных на западе и юго-западе, наименьшее — на востоке и северо-востоке, т. е. степень смещения уменьшается в сторону регионального наклона нефтегазоносных пластов. Степень смещения залежей больше в отложениях ПК, чем КС, и минимальна для верхнего отдела продуктивной толщи.

Нефтяные месторождения Апшеронского ареала в целом отличаются повышенной газоносностью, главным образом за счет газовых шапок (и растворенного газа), однако часто газовые залежи играют небольшую роль в общем количестве залежей нефти. Чисто конденсатногазовым месторождением является лишь месторождение Карадаг (открыто в 1939 г.), расположенное на юго-западной границе Апшеронского ареала. Месторождение содержит в продуктивной толще восемь залежей газа в интервале глубин 2000—3900 м.

В Кобыстанском ареале зон нефтегазонакопления известно восемь месторождений нефти и газа, приуроченных к сравнительно крупным брахиантиклиналям, вытянутым в северо-восточном направлении. Продуктивны чокракские отложения и продуктивная толща. Притоки нефти получены также из сеномана.

Известные в ареале месторождения (Умбаки, о-в Булла, Дуванный) отличаются ухудшением коллекторских свойств резервуаров. Отмечается относительное уменьшение газоносности разреза, в частности в верхней части продуктивной толщи (месторождения Шихикая, Миаджик, Кянизадаг).

Восточно-Куринский ареал зон нефтегазонакопления содержит более 10 промышленных месторождений (Нефтечала, Хиллы, Бабазанан, Карабаллы, Кюровдаг, Мишовдаг и др.) с залежами нефти и газа в отложениях продуктивной толщи, акчагыла и апшерона. Месторождения заключают до шести пластовых сводовых залежей на глубинах 1000—3500 м.

Месторождение Калмас газовое (пять газовых залежей в верхнем отделе продуктивной толщи). В целом для Восточно-Куринского ареала характерна большая газонасыщенность, чем для Апшеронского ареала.

Нефтяные месторождения Карталинского, Ширакско-Аджиноурского и Кировабадского ареалов зон нефтегазонакопления отличаются линзовидным строением коллекторов (на месторождении Мирзаани выделено 27 нефтеносных линз), залежи нефти находятся на глубинах до 1500 м, реже больше (Нафталан 1900—2160 м).

В остальных структурных зонах бассейна (Кобыстано-Шемахинская, Ленкоранская) известны обильные поверхностные нефтегазопроявления и получены притоки нефти из отдельных скважин.

В целом Южно-Каспийский бассейн характеризуется развитием двухфазных (газонефтяных) залежей с тенденцией увеличения роли газа с глубиной (М. И. Лоджевская, 1970). Так, до 1000 м доля газовых залежей от общего количества залежей составляет около 1%, на глубинах 4000—5000 м — 21%. Конденсатногазовые залежи находятся на глубинах 2000—5000 м с максимумом развития на глубине около 4000 м. Нефтяные залежи рассеяны по всему разрезу, но доля их уменьшается с глубиной.

Преимущественное нефтенакпление типично для относительно поднятых структурных зон (Апшеронский, Предбалханский ареалы), газоносность — для опущенных (Кобыстанский, Восточно-Куриинский ареалы).

В течение длительного времени считалось, что нефтематеринские свиты Южно-Каспийского бассейна находятся ниже продуктивной толщи — основного вместилища нефтяных резервуаров. Континентальное происхождение ее, большая роль в строении структур нефтяных месторождений долгое время считались доказательством вторичности залегающей нефти в продуктивной (также красноцветной) толще бассейна. В настоящее время допускается, хотя и не всеми исследователями, возможность генерации нефти не только в отложениях палеогена и миоцена, но и в самой продуктивной толще.

§ 5. Охотоморский нефтегазоносный бассейн

Плохо и неравномерно изученный Охотоморский нефтегазоносный бассейн выделяется на месте Охотоморской плиты с обрамляющими ее разнородными складчатыми областями (см. рис. 109). В центральной части бассейна (плиты) выделяется Центральноохотское сводовое поднятие, где по данным геофизических измерений складчатый фундамент находится на глубине 2 км и покрыт осадочным чехлом мощностью не более 500 м. С юго-запада, северо-запада и северо-востока свод окружен прогибами Дерюгина, Северо-Охотским и Тинро, где фундамент погружается и мощность осадочных пород возрастает до 5000 м. На юге бассейна находится Курильская геосинклинальная котловина, которая на севере окаймляется поднятием Академии наук СССР.

Обрамление бассейна представлено разновозрастными образованиями. На северо-западе это Восточно-Азиатский, или Охотский, мезозойский вулканогенный пояс, на северо-востоке (Камчатка) и западе (Сахалин, Хоккайдо) — кайнозойские горно-складчатые сооружения, на юго-востоке — современная складчатость Курильской гряды. Собственно граница бассейна имеет сложный контур, характеризующийся поперечными и диагональными вторжениями прерывисто развитого тылового прогиба Охотского массива в горное обрамление бассейна.

Значительная северо-западная периферия бассейна, обрамленная Восточно-Азиатским мезозойским вулканогенным поясом, погружена под воды моря и лишь местами заходит на материк в виде грабенов различной величины. Ряд таких близко расположенных небольших грабенов широтного простирания, открывающихся в море, может быть выделен на месте Тауйской, Гижигинской (зал. Шелихова) и Ямской губ. Грабены заполнены угленосными породами неогенового и антропогенного возраста мощностью до 2000 м, залегающими на эффузивах мелового возраста. Крупный Пенжинский грабен расположен на севере бассейна. Он раз-

вился на контакте Охотского мезозойского вулканогенного пояса и Корьякско-Камчатской кайнозойской складчатости и вытянут в северо-восточном направлении. Грабен имеет палеозойское складчатое основание. Мезозойские и кайнозойские отложения грабена мощностью свыше 8500 км по периферии дислоцированы в крутые складки, в средней части складки более пологие.

В грабене в меловых и верхнеюрских породах известны твердые битумы.

На северо-востоке обрамление бассейна представлено Срединным Камчатским хребтом, западнее которого расположены складчатые прогибы, образующие тыловой прогиб бассейна.

Разрез отложений, выполняющих тыловой прогиб, начинается с верхнемеловых образований (нижний мел развит не повсеместно) мощностью около 2500 м, представленных терригенными породами (с эффузивами и туфами на севере), пронизанными интрузиями. На них несогласно залегают терригенные породы палеогена мощностью до 1500 м, угленосные на севере. Неогеновые отложения наиболее развиты на севере (Парапельско-Паланская впадина), где мощность их превышает 3000 м. Они сложены терригенными породами, угленосными сверху и местами сильно насыщенными вулканогенными образованиями. Камчатский тыловой прогиб бассейна осложнен линейной складчатостью.

В Парапельско-Паланской впадине в отложениях палеогена наблюдалось высачивание нефти и выбросы горючего газа.

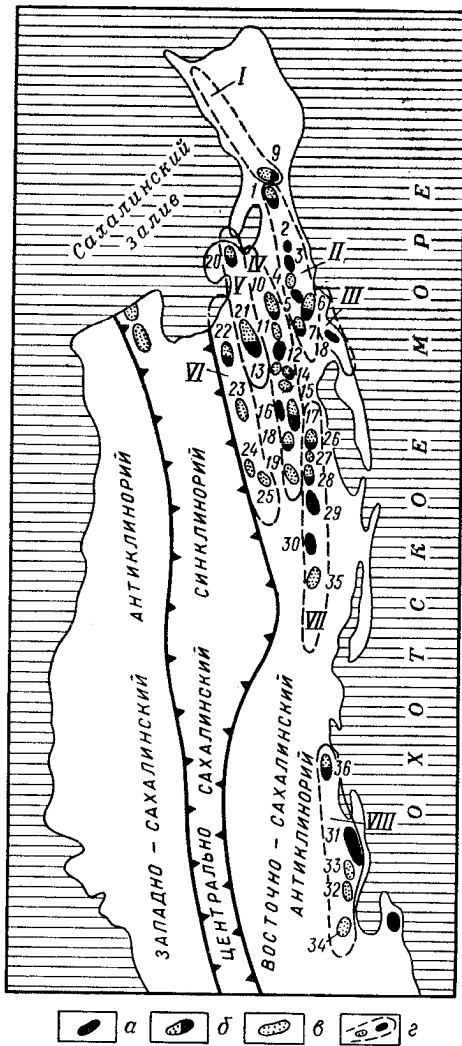
Юго-восточная граница бассейна следует по северо-западному склону Курильской дуги и скрыта под водами Курильской котловины.

На западе в состав бассейна входит краевая часть Сахалино-Хоккайдской складчатой области, образующая западный тыловой прогиб его. Наиболее хорошо прогиб выражен в северной большей половине о-ва Сахалин, где выделяется сравнительно узкий Восточно-Сахалинский антиклинорий. На юге антиклинорий погружается под воды зал. Терпения, на месте которого находится молодая наложенная впадина, вдающаяся далеко на запад в обрамление бассейна. На ее продолжении находится впадина зал. Анива, южный край которой заходит на о-в Хоккайдо. Впадины разделены диагонально расположенным подъемом, находящимся на широте городов Южно-Сахалинск и Курсаков.

Промышленная нефтегазоносность Охотоморского бассейна установлена лишь на северо-восточном побережье о-ва Сахалин. Эта часть бассейна сложена верхнемеловыми и неогеновыми породами, образующими два структурных этажа. Триасовые, юрские и нижнемеловые отложения достоверно не установлены, палеогеновые известны лишь на западе южной половины острова. Отложения палеозойского возраста представлены породами, в той или иной степени метаморфизованными.

Мощность верхнемеловых образований около 10 000 м, сложены они терригенными (известняки известны лишь в сеномане), угленосными и туфоносными (вверху) породами. Неогеновая система представлена переслаиванием песчаников (песков вверху), алевролитов и глин. Мощность плиоценового отдела, или нутовской свиты, свыше 3000 м, миоценовый отдел подразделяется на свиты (сверху вниз): окобыкайскую (мощность до 1600 м), дагинскую (до 1500 м), уйнинскую (800 м) и даехуринскую. Окобыкайская свита является основной нефтеносной толщей Сахалина. В ее разрезе выделяется до 20 пластовых песчаниковых

Рис. 133. Северо-Сахалинский ареал зон нефтегазонакопления Охотоморского нефтегазонакопительного бассейна



Месторождения: а — нефтяные, б — газонефтяные, в — газовые; г — зоны нефтегазонакопления. Зоны нефтегазонакопления, месторождения: I — Экспенбергская зона: 9 — Северо-Колендинское; II — Эхабинская зона: 1 — Колендо, 2 — Северная Оха, 3 — Оха, 4 — Южная Оха, 5 — Северо-Западное Эхаби, 6 — Восточное Эхаби, 7 — Тунгор; III — Приморская зона: 8 — Западно-Одонтинское; IV — Сабинская зона: 10 — Гиляко-Абунаское, 11 — Абановское, 12 — Нельминское, 13 — Западно-Эрринское, 14 — Эрринское, 15 — Южно-Эрринское, 16 — Западно-Сабинское, 17 — Сабинское, 18 — Малосабинское, 19 — Южно-Кенгское; V — Некрасовская зона: 20 — Некрасовское, 21 — Волчинское; VI — Гыртыляны-Глухарская зона: 22 — Шхунное, 23 — Северо-Глухарское, 24 — Центральногыртылянинское, 25 — Крапивненское; VII — Паромайская зона: 26 — Кыдыляньинское, 27 — Южно-Кыдыляньинское, 28 — Мухтинское, 29 — Паромайское, 30 — Пильгунское, 35 — Северо-Боатасинское; VIII — Катаглинская зона: 36 — Восточно-Дажинское, 31 — Катаглинское, 32 — Прибрежное, 33 — Западно-Катаглинское, 34 — Илечинское

резервуаров мощностью от 5 до 60 м, реже больше. Нефтегазонакопительны также дагинская и нутовская свиты.

Известные на Сахалине нефтяные и газовые месторождения группируются в семь антиклинальных зон, протягивающихся от п-ова Шмидта на севере до Набильского залива. Каждая зона содержит от 4 до 10 месторождений и лишь наиболее северная (Экспенбергская) имеет одно газонефтяное месторождение (Северо-Колендинское) (рис. 133). Недавно открыто газовое месторождение Пограничное, расположенное южнее Набильского залива, возможно, начинающее новую зону.

Структуры всех месторождений нефти и газа Северо-Сахалинского ареала зон нефтегазонакопления приурочены к асимметричным брахиантиклиналям, реже куполам длиной от 3 до 25 км. Структуры большей части месторождений нарушены продольными и поперечными разрывами. Некоторые брахиантиклинали осложнены крутыми надвигами. Обилие коллекторов обусловило образование ряда многозалежных месторождений. Так, месторождение Кыдыляньинское содержит 15 залежей в окобыкайской свите, Охинское — 13, Некрасовское — 12, Тунгорское — 10, однако большая часть месторождений содержит не более пяти залежей нефти. Залежи нефти и газа в основном пластовые сводовые и тектонически экранированные, реже встречаются литологически экранированные и литологически ограниченные.

Сахалинский ареал характеризуется сравнительно высокой газо-

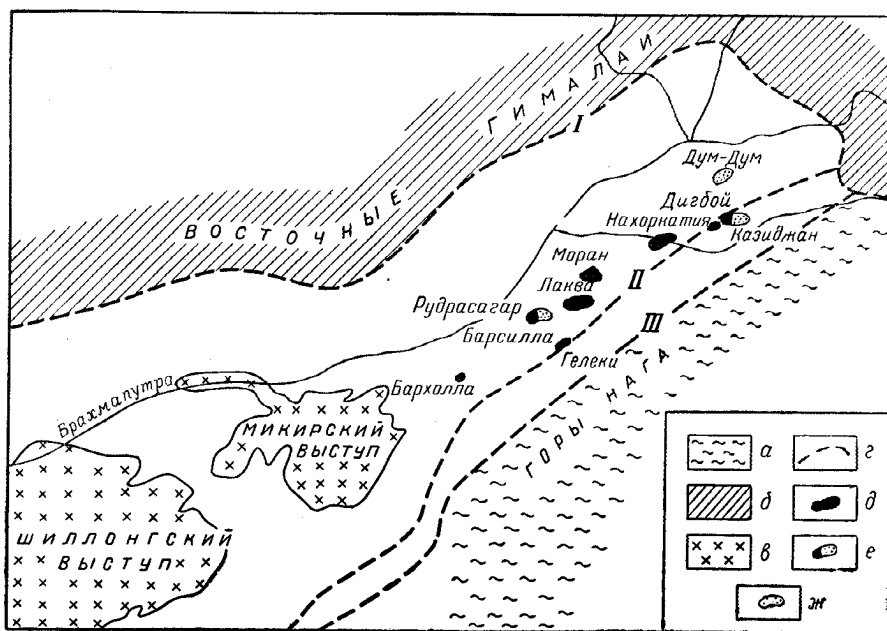


Рис. 134. Ассамский нефтегазоносный бассейн

a — палеогеновые отложения горной системы Нага; *b* — докембрийские и палеозойские породы Восточных Гималаев; *e* — докембрийский фундамент выступов Шиллонг и Микир; *г* — надвиги: I — Предгималайский, II — Нага, III — Диасант; месторождения: *д* — нефтяные, *e* — газонефтяные, *ж* — конденсатногазовые

насыщенностью. Из 36 месторождений 11 являются чисто газовыми, а количества залежей нефтяных (105) и газовых (и конденсатногазовых — 98) почти одинаковые, при этом большая часть нефтяных залежей обнаружена на глубинах до 2000 м, а газовых и конденсатногазовых — в интервале 2000—3000 м.

§ 6. Ассамский нефтегазоносный бассейн

Ассамский нефтегазоносный бассейн заключен в небольшой межгорной впадине, расположенной в долине Брахмапутры. С севера обрамление его образовано высокогорным (до 4,5 км) Гималайским горным сооружением, выполненным фанерозойскими отложениями (до эоцена), южный край которых по системе покровов надвинут на северный борт бассейна. Юго-восточным обрамлением бассейна является антиклинорий Нага, состоящий из серии изоклинальных складок, сложенных преимущественно породами палеогенового возраста. На северо-востоке Гималаи и антиклинорий Нага соединяются, замыкая бассейн.

Юго-восточная граница бассейна следует по склонам горных массивов Шиллонг и Микир, сложенных докембрийскими породами и представляющих собой выступ Индостанского щита. Восточное продолжение массива Шиллонг — Микир, погребенное под мощной (свыше 500—600 м) толщей полого залегающих кайнозойских отложений, образует центральную часть бассейна. На северо-западе и юго-востоке Срединное поднятие ограничивается глубокими прогибами, осложненными надвигами и взбросами (рис. 134).

Бассейн сложен мощной толщей неогеновых, олигоценовых и эоценовых образований, в разрезе которых преобладают грубообломочные породы, переслаивающиеся с пестроцветными глинами. Мощность неогена достигает 11 000 м. Для разреза палеогена характерно появление угленосных и карбонатных пород. Палеоген достоверно установлен лишь на юго-востоке бассейна.

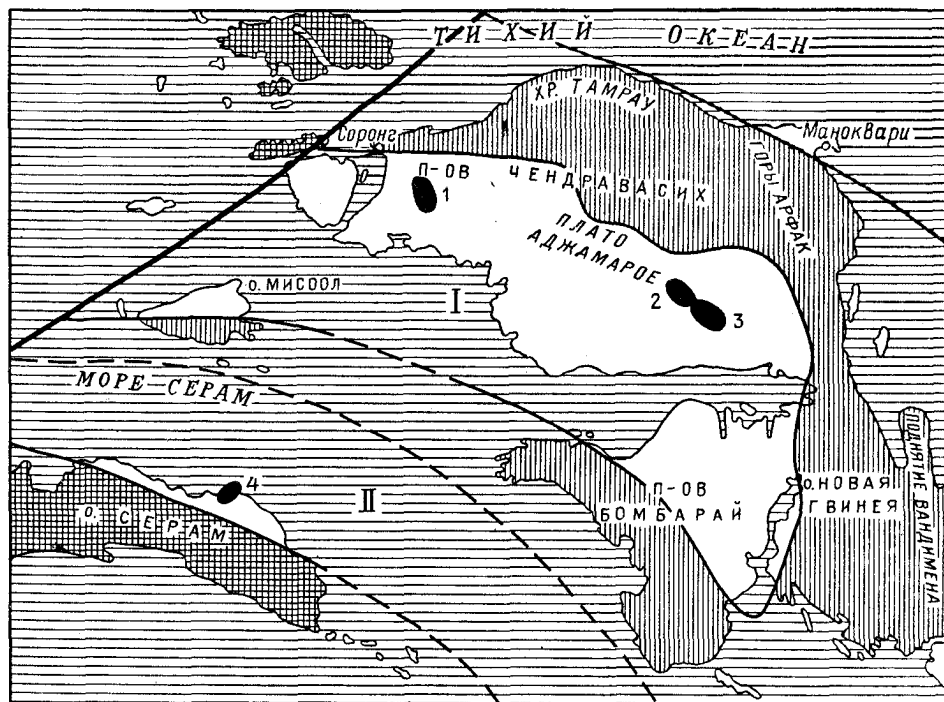


Рис. 135. Нефтегазоносные бассейны Вогелкоп (I) и Серамский (II)

a — границы бассейнов; *b* — разломы; *в* — горные сооружения позднекайнозойского возраста; *г* — краевые поднятия современных геосинклиналей; *д* — нефтяные месторождения: 1 — Кламоно, 2 — Могои, 3 — Васиан, 4 — Була

В Ассамском бассейне открыто девять нефтяных и газонефтяных месторождений, из которых четыре наиболее крупных (Нахоркатия, Рудрасагар, Лаква, Моран) с запасами нефти до 45 млн. т расположены в средней платформенной части бассейна и связаны с конседиментационными пологими поднятиями, рассеченными разрывами на блоки. Разрывы обычно не выходят из миоцена. Нефтеносны песчаники свит бараил (олигоцен) и типа (миоцен, месторождение Лакве) на глубине 2800—3400 м. Сравнительно крупное месторождение Дигбой (открыто в 1890 г.) приурочено к крутой брахиантиклинали, северное крыло которой подсечено надвигом Нага. Нефтеносными являются 24 пласта песчаников типа, залегающие в интервале глубин 900—1200 м, а также песчаники сурма. Месторождение Дум-Дум конденсатногазовые.

Обращает на себя внимание большое содержание парафина в нефтях (более 8%). Значительных скоплений газа в бассейне не обнаружено, небольшие залежи газа установлены на месторождении Рудрасагар (3115 м, олигоцен).

§ 7. Нефтегазоносный бассейн Вогелкоп

Бассейн Вогелкоп занимает площадь южной части п-ва Чендравасих, центральной части п-ва Бомбарай, северной окраины о-ва Мисоол и расположенную между ними субквальною территорию (рис. 135).

На северо-востоке и востоке бассейн обрамляется молодым антиклинорием Аргоени, на юге — небольшими горно-складчатыми сооружениями, опоясывающими с юго-запада п-ов Бомбарай и с юга о-в Мисоол. Возраст обрамляющей складчатости позднекайнозойский. Бассейн сложен палеозойскими (послекембрийскими), мезозойскими и кайнозойскими породами мощностью свыше 10 000 м, из которых свыше 600—700 м приходится на неогеновые отложения. Для верхнемиоценовых отложений характерно развитие рифовых сооружений.

Фундамент бассейна представлен метаморфизованными и изверженными породами досилурийского возраста. Обширным плоским поднятием Аджамарое бассейн разделяется на две впадины: на западе — впадину Салавати, на востоке — Бинтоени. В пределах впадин мезозойские и кайнозойские отложения осложнены пологими поднятиями. На восточном борту впадины Салавати (на западном склоне поднятия Аджамарое) известно нефтяное месторождение Кламоно, а на северо-западном борту впадины Бинтоени — нефтяные месторождения Васиан и Могои. Залежи нефти приурочены к рифовым поднятиям верхнемиоценовых известняков.

Первое и наиболее крупное месторождение Клаmano было открыто в 1936 г. Залежь нефти обнаружена на глубине 90—217 м (на месторождениях Могои и Васиан на глубинах 880—1000 м). Все три месторождения малодобитные, начальные запасы нефти составляют около 13 млн. т.

§ 8. Маракаибский нефтегазоносный бассейн

Нефтегазоносный бассейн Маракаибо приурочен к крупной Маракаибской межскладчатой впадине, заключенной между двумя ветвями альпийского горного сооружения Восточной Кордильеры — на западе Сьерра-де-Периха, на юге и юго-востоке — Сьерра-де-Марида и прилегающей к ней на северо-востоке складчатой системой Фалькон-Лара (рис. 136).

Горы Сьерра-де-Периха на севере ограничиваются широтновытянутым разломом Ока и находят свое продолжение в антиклинорий полуостровов Гуахира и Парагуана. Этот широтно ориентированный и расчлененный водами Венесуэльского залива антиклинорий образует северное обрамление бассейна.

Горное обрамление бассейна сложено сильно дислоцированными образованиями палеозойского, мезозойского и в меньшей степени кайнозойского возраста. В ядрах поднятий выступают кристаллические породы докембрия.

Бассейн выполнен отложениями мелового и кайнозойского возраста с максимальной мощностью 10 000 м на юго-востоке бассейна. Разрез

пород четко делится на два крупных литологических комплекса: верхний — мощностью свыше 5000 м, сложенный терригенными породами неогена и олигоцена, и нижний — мощностью свыше 2000 м, охватывающий терригенно-карбонатные отложения палеоцена и мела. Миоценовые, олигоценовые, эоценовые и палеоценовые отложения разделены между собой несогласием в залежании. Местами в подошве разреза выделяется мощная толща (до 1000 м) грубозернистых пород неизвестного возраста (мел, юра?), включающая обломки пород фундамента и отделенная от вышележащих известняков мелового возраста несогласием.

Фундамент бассейна образован докембрийскими кристаллическими, а местами палеозойскими метаморфическими породами. Выходы нефти и асфальт на поверхности давно известны в бассейне, однако промышленная нефтеносность бассейна была установлена лишь в 1914 г. с открытием месторождения Мене-Гранде. В настоящее время в бассейне известно свыше 50 нефтяных месторождений, из которых месторождение Боливар, Ламар, Боскан и Ла-Пас являются крупнейшими с извлекаемыми запасами нефти от 159 млн. до 4770 млн. т.

Нефтеносны трещиноватые известняки, в меньшей степени песчаники мелового возраста и песчаники палеогена и неогена. Меловые отложения с мощностью продуктивной толщи около 500 м, включающей серию коголло (апт — сеноман) и свиту ла-луна (верхний мел), нефтеносны преимущественно в месторождениях западного борта бассейна. Нефтематеринской толщей считается турон-коньякская свита ла-луна. В ее разрезе выделяются черные плотные битуминозные и углистые известняки, чередующиеся с темноцветными аргиллитами. Палеоценовые и эоценовые свиты гуасаре и консепсьон (и их аналоги в Колумбии) содержат продук-

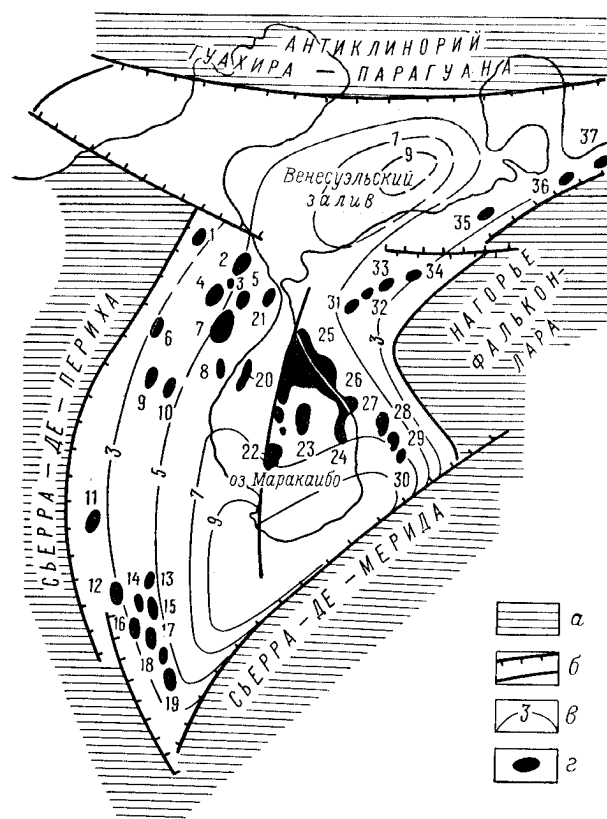


Рис. 136. Нефтегазовый бассейн Маракайбо

а — альпийские горные сооружения; б — разломы, разрывы; в — схематические изолинии глубин фундамента в км; д — месторождения нефти: 1 — Амана, 2 — Мара, 3 — Нетик, 4 — Ла-Пас, 5 — Консепсьон, 6 — Татумо, 7 — Боскан, 8 — Лос-Кларос, 9 — Маков, 10 — Сан-Хосе, 11 — Рио-де-Оро, 12 — Тибу, 13 — Лос-Мануэло, 14 — Западная Тарра, 15 — Тарра, 16 — Сардината, 17 — Ла-Петролиа, 18 — Карбонера, 19 — Рио-Сулия, 20 — Урданета, 21 — Сибукара, 22 — Ламар, 23 — Сентро, 24 — Сеута, 25 — Боливар, 26 — Лагунильяс, 27 — Вахакуаро, 28 — Мене-Гранде, 29 — Мотатан, 30 — Баруя, 31 — Мене-де-Мауроа, 32 — Медиа, 33 — Пинтадо, 34 — Лас-Пальмас, 35 — Медия-Тигуахе, 36 — Эль-Манон, 37 — Кумаребо

ность продуктивной толщи около 500 м, включающей серию коголло (апт — сеноман) и свиту ла-луна (верхний мел), нефтеносны преимущественно в месторождениях западного борта бассейна. Нефтематеринской толщей считается турон-коньякская свита ла-луна. В ее разрезе выделяются черные плотные битуминозные и углистые известняки, чередующиеся с темноцветными аргиллитами. Палеоценовые и эоценовые свиты гуасаре и консепсьон (и их аналоги в Колумбии) содержат продук-

тивную толщу мощностью до 1200 м и нефтеносны в пределах всего бассейна. Оligоцен и особенно миоцен (свита ла-гунильяс) продуктивны на восточном, в меньшей степени на западном бортах бассейна. Мощность продуктивной толщи составляет более 1000 м. Она является основной по добыче и запасам нефти в бассейне. Нефтематеринской толщей признается свита паухи.

На отдельных месторождениях установлена нефтеносность верхне-меловой свиты мито-хуан и трещиноватых метаморфических пород фундамента (месторождения Ла-Пас, Татумо).

В бассейне может быть выделено несколько зон нефтегазонакопления. На западном борту бассейна и на крайнем юге его (в колумбийской части), на восточном борту и в северо-восточной части развиты небольшие по длине зоны нефтегазонакопления, связанные с периферийными антиклинальными системами. К отдельным брахиантиклиналям этих антиклинальных зон приурочены месторождения нефти. Структуры почти всех месторождений значительно нарушены сбросами и взбросами.

На западном борту бассейна выявлено более 25 нефтяных месторождений, в том числе крупные — Мара-Ла-Пас, Боскан, Консепсьон и др. На месторождении Ла-Пас нефть добывается из кристаллических сланцев выступа фундамента с глубины до 2700 м. Высота нефтяной залежи 300 м. За время эксплуатации из залежи извлечено свыше 5 млн. т нефти.

На восточном борту бассейна выделяется зона, известная в литературе под названием Прибрежной, или Боливар. В зоне находится одно из крупнейших нефтяных месторождений мира — Боливар (открыто в 1917 г.) с начальными запасами нефти 4,3 млрд. т. Залежь нефти длиной примерно 70 км и шириной до 35 км протягивается вдоль северо-восточного берега оз. Маракайбо, заходя в акваториальную часть последнего до 20 км. Залежь нефти приурочена к отложениям миоцена, слагающим моноклинали, наклоненную на юго-запад, которая перекрывает также нефтеносную моноклинали, но наклоненную в противоположную сторону и представляющую собой крыло размытой антиклинали. Обе моноклиналиные залежи смыкаются, образуя единую залежь с нефтью, плотность которой увеличивается с приближением к поверхности до образования асфальта в голове моноклинали. Нефтеносность охватывает интервал глубин 170—2570 м. Месторождение эксплуатируется более чем 7000 скважин.

В зоне Боливар известны залежи в песчаниках эоцена, перекрываемых несогласно залегающими слоями олигоцена; в миоцене обнаружены в основном литологически экранированные залежи. В плане отдельные залежи нефти вместе с залежью Боливар образуют единую, сложную по контуру площадь нефтеносности.

Несколько кулисообразно к юго-востоку от зоны Боливар протягивается близкая к ней по строению и условиям залегания нефти небольшая зона нефтенакопления Мене-Гранде — Мотатан, в которой крупным является месторождение нефти Мене-Гранде.

В крайней северо-восточной части бассейна выделяется протяженная, но со сравнительно малодобитными месторождениями нефти (Мене-де-Мауроа, Медо-Тигуахе, Эль-Манон, Кумаребо и др.) зона, связанная с антиклиналями, примыкающими к поднятию Фалькон. В этой зоне нефтеносны олигоцен и миоцен. Залежи нефти в олигоцене, как правило, экранированы поверхностью надолигоценного несогласия. Для миоценовых отложений характерны литологически ограниченные залежи.

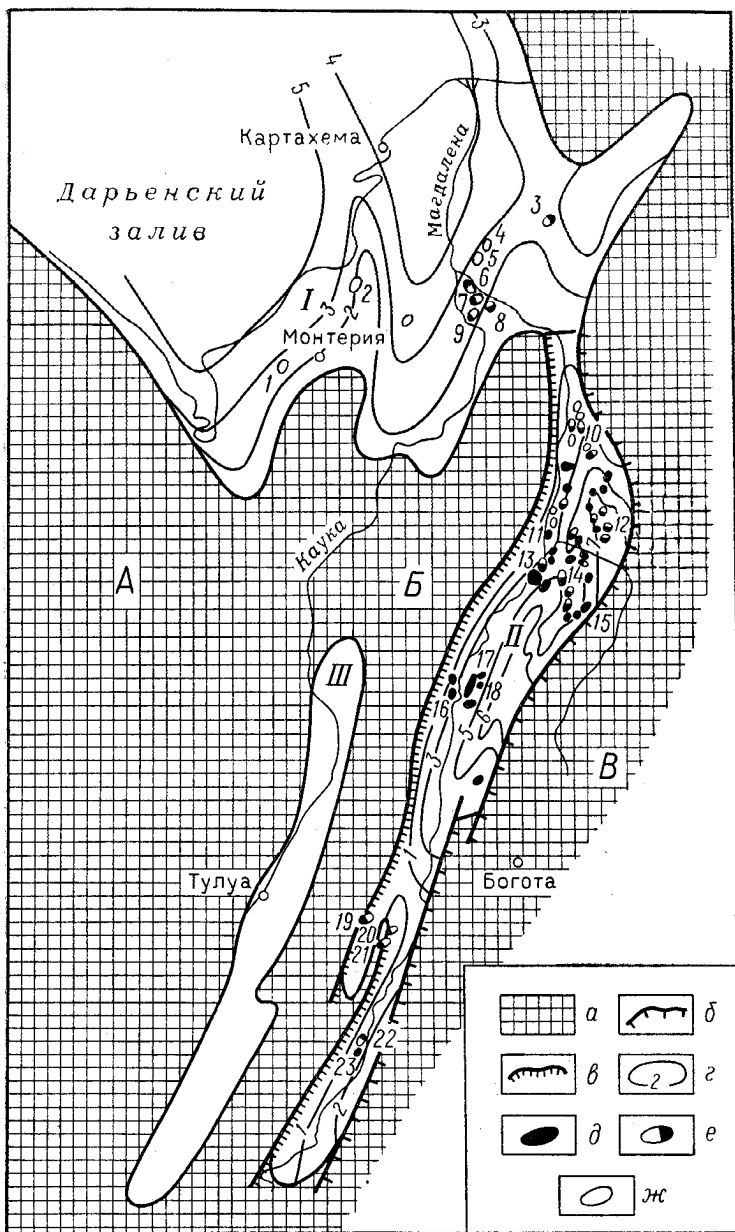


Рис. 137. Нефтегазоносные бассейны нижней Магдалены (I) и Средней Магдалены (II) и потенциально нефтегазоносный бассейн Каука

a — горные сооружения Западной (А), Центральной (Б) и Восточной (В) Кордильер; *б* — надвиги; *в* — сбросы; *г* — схематические изолинии глубин залегания фундамента в км; месторождения: *д* — нефтяные, *е* — газонефтяные, *ж* — газовые.

Месторождения: 1 — Флоресанто; 2 — Чину; 3 — Дифисиль; 4 — Ла-Моха; 5 — Консуэло; 6 — Сикуно; 7 — Бокето; 8 — Виоло; 9 — Бокилья; 10 — Тотумаль; 11 — Контагальо; 12 — Плайон; 13 — Шеньяс-Бланкас; 14 — Ла-Сира-Инфантас; 15 — Сан-Луис; 16 — Кокорна; 17 — Ерма-таньо; 18 — Веласкес, Кайпал; 19 — Гуалапай; 20 — Ортега; 21 — Тегуан; 22 — Дина; 23 — Палагранде

Залежи нефти в бассейне находятся в интервале глубин 460—4490 м, но преимущественно на глубинах 2500—3500 м.

Маракаибский бассейн отличается пониженной газонасыщенностью, что связано с сильной нарушенностью его локальных поднятий разрывами и несогласиями в залегании основных продуктивных толщ.

§ 9. Нижнемагдаленский (Картахенский) нефтегазоносный бассейн

Нижнемагдаленский бассейн расположен непосредственно западнее Маракаибского и отделен от него горным сооружением Сьерра-де-Периха и гранитным массивом Сьерра-Невада-де-Санта-Марта (рис. 137).

Южное обрамление бассейна образовано круто погружающейся на север складчатой системой Западной и Центральной Кордильер, западное — ветвью Западной Кордильеры — Серранья-дель-Абибе. На севере бассейн продолжается в Карибское море, где через шельф соединяется с Колумбийской геосинклинальной котловиной. Размер бассейна 300 × 250 км. Выполнен он кайнозойскими, в меньшей степени меловыми морскими отложениями мощностью до 5000 м, залегающими на размытой поверхности верхнепалеозойского складчатого основания, а на северо-востоке — на древних кристаллических породах. Меловые отложения развиты только на западе и юго-западе бассейна, в остальной части бассейна палеогеновые образования залегают непосредственно на фундаменте.

В бассейне выявлено пять месторождений с залежами в песчаниках миоценового возраста на сводах небольших брахиантиклиналей. Месторождения расположены на юго-западе и в центре бассейна. Два месторождения (Чину, Джабо-Таблон) преимущественно газовые. Месторождение Дифисиль, наиболее крупное из всех открытых, расположено на севере бассейна. Залежь заключена в рифовом известняке олигоценного возраста, залегающем на глубине 1600—1800 м на кристаллических породах.

§ 10. Гуаякильский нефтегазоносный бассейн

Гуаякильский бассейн находится своей большей северной частью в Эквадоре (бассейн Прогрессо), а меньшей южной частью — в Перу. На востоке он обрамляется складчатыми высокогорными сооружениями Западной Кордильеры, горными массивами Чонгон и Амотап. Кордильера сложена сильно дислоцированными и метаморфизованными породами палеозойского возраста, а также мезозойскими и в меньшей степени кайнозойскими образованиями. Большая часть бассейна занята водами Гуаякильского залива; на суше находится сравнительно узкая прибрежная зона. На западе бассейн примыкает к перуанскому геосинклинальному желобу.

Гуаякильский бассейн выполнен меловыми и кайнозойскими отложениями с максимальной мощностью до 9000 м на юге до 7000 м на севере, залегающими на дислоцированных породах каменноугольного возраста. Разрез образован терригенными породами и только апт-альбские отложения мощностью около 150 м представлены известняками. При общем сходстве литологического состава разрезов южной и северной частей

бассейна наблюдаются некоторые различия в мощностях отдельных стратиграфических подразделений. Так, на севере бассейна сокращается мощность эоценовых отложений, местами полностью выпадают из разреза олигоценые и более молодые образования, но появляются породы палеоценового возраста (песчаники, глины, конгломераты свиты санта-роса мощностью более 200 м).

Нефтеносность бассейна приурочена к песчаникам эоценового возраста, свитам вердан, шаринас, палеогреда, салина (в Эквадоре — к свитам сокорро, асукар, слоям с галечниками), в меньшей степени к песчаникам нижнего миоцена (свита зорритос). На севере бассейна известны небольшие скопления нефти в трещиноватых кремнистых аргиллитах и радиоляритах мелового возраста (свита санта-элена) и в прилегающих частях долеритовых интрузий. Для бассейна характерна сильная нарушенность его протяженными разрывами, расчленяющими осадочное выполаживание бассейна на ряд сопряженных горстов и грабенов с разностью в залегании фундамента иногда свыше 2000 м. Сводовые горстовые части таких поднятий на юге бассейна вытянуты преимущественно в субширотном направлении в соответствии с простиранием наиболее протяженных разрывов, отдельные небольшие горстовые поднятия ответвляются от них в разных направлениях. На севере бассейна разрывы преимущественно субмеридионального направления.

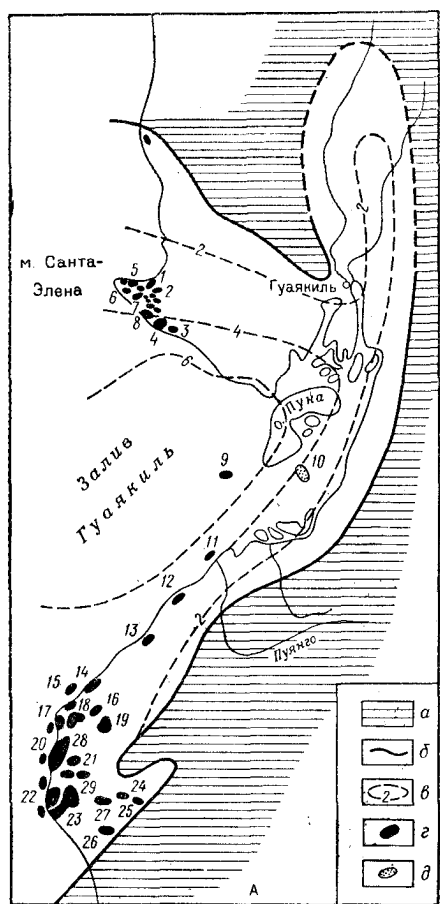


Рис. 138. Гуаякильский нефтегазовый бассейн

a — горные сооружения Западной Кордильеры; *b* — границы бассейна; *e* — схематические изолинии глубин залегания фундамента в км; *g* — нефтяные месторождения; *d* — газовые месторождения.

Месторождения: 1 — Куаживо, 2 — Санта-Элена, 3 — Санта-Томас, 4 — Эль-Тигре, Анкон, 5 — Петрополис, 6 — Каролина, 7 — Санта-Паула, 8 — Консепсьон, 9 — Тибурон, 10 — Амистад, 11 — Себало-Норте, 12 — Сорритос, 13 — Карцитас, 14 — Лос-Органос, 15 — Кабо-Бланко, 16 — Нью-Шеллоу, 17 — Рестин, 18 — Эль-Альто, 19 — Хуалтакаль, 20 — Лобитас, 21 — Паринас, 22 — Негритос, 23 — Лагуниас, Ломитас, Мирадор, 24 — Анча, 25 — Ла-Бреа, 26 — Портачуло, 27 — Вердун, 28 — Амотаре, Табласо, Дуглас, 29 — Майл-Сикс.

В Гуаякильском бассейне известно свыше 30 нефтеносных площадей, расположенных в основном в перуанской части его. Площади, хотя и имеют соответствующие названия, не всегда представляют собой автономный нефтеносный структурный элемент: часто это отдельная залежь или группа залежей, связанных сопряженными блоками, условно расчленяемыми на площади. Типичным является наиболее крупное месторождение бассейна (открыто в 1888 г.) Ла-Бреа-Паринас

(Перу), состоящее из сопряженных нефтеносных блоков, объединяемых в площади Сантос, Рио-Браво, Шестая миля, Вердан, Ломитос и др., которые в литературе часто именуется месторождениями (рис. 138). Приподнятая система блоков выделяется под названием Джебониллал, Шестая миля, Ла-Бреа-Негритос.

Нефтеносные песчаники эоцена залегают в отдельных блоках на глубинах 150—1500 м. В эквадорской части бассейна помимо горстовых поднятий выделяются также локальные поднятия типа небольших пологих антиклиналей, осложненных разрывами и вытянутых в субмеридиональном направлении (месторождение Анкон).

К крайней северной части бассейна известны незначительные залежи нефти на контакте меловых отложений с небольшими интрузивными телами долеритов.

Эквадорская часть бассейна изучена слабо. Известные здесь месторождения сконцентрированы на сравнительно небольшой территории п-ва Санта-Элена. Два газовых месторождения (Тибурон, Амистад) открыты в субаквальной части бассейна, южнее о-ва Пуна. В целом газоносность бассейна незначительна.

В соответствии со структурой бассейна на месторождениях преимущественно развиты залежи нефти, экранированные разрывами, а также залежи сводовые, сильно нарушенные, в меньшей степени литологические экранированные и небольшие литологически ограниченные.

Б. СОЧЛЕНЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭПИПЛАТФОРМЕННОГО ОРОГЕНЕЗА И ПЕРВИЧНО-КОНСЕДИМЕНТАЦИОННОГО ОБРАЗОВАНИЯ (МЕЖГОРНЫХ ВПАДИН ЭПИПЛАТФОРМЕННЫХ ОРОГЕНОВ)

Нефтегазоносные бассейны этого типа известны в пределах всех материков. Наиболее крупные группы бассейнов сконцентрированы в Северной Америке и в Азии. В пределах первого континента нефтегазоносные бассейны эпиплатформенных орогенов связаны с обширной высокогорной страной Центральных и Южных Скалистых гор, расположенных в штатах Вайоминг, Колорадо, Нью-Мексико, частично в штатах Монтана и Юта. Образование орогена здесь произошло в конце мела, когда западная часть докембрийской Северо-Американской платформы оказалась расчлененной на ряд различно приподнятых крупных глыб. Приподнятые глыбы — горсты выделяются в современном рельефе горными сооружениями Уинта, Уинд-Ривер, Биг-Хорн, Ларами и др., отдельные вершины которых достигают 5000 м над уровнем моря. Сводовые части горстов сложены кристаллическими породами докембрийского возраста впадины, разделяющие горсты, выражены в рельефе плоскими межгорными депрессиями. Ширина их обычно больше ширины разделяющих поднятий. Иногда впадины соединяются между собой погребенными поднятиями (межбассейновыми).

На юге ороген Скалистых гор граничит с обширным массивом Колорадо, представляющим собой округлой формы выступ древней платформы, перекрытый в наиболее приподнятой части его маломощной толщей (до 2000 м) палеозойских пород. Массив на востоке, юге и западе окаймлен зонами разломов, которые хорошо фиксируются обширными покровами молодых лав. В ларамийское время массив Колорадо

испытал лишь неравномерное воздымание и следы воздействия орогенеза только в краевых частях его. В новейшее время массив испытал общее поднятие.

Нефтегазоносными бассейнами Скалистых гор, рассматриваемого типа являются: Крейзи-Бул-Маунтин, Биг-Хорн, Уинд-Ривер, Грин-Ривер, Уинта-Пайсенс, Ханна-Ларами, Парадокс и Сан-Хуан, из которых два последние расположены в пределах массива Колорадо (рис. 139).

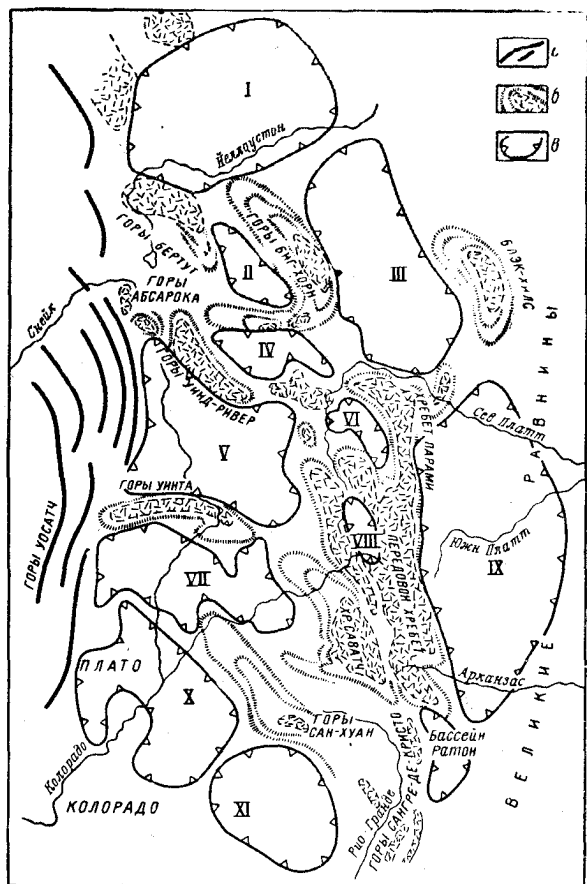


Рис. 139. Обзорная карта нефтегазоносных бассейнов Центральных и Южных Скалистых гор

а — эпигеосинклинали горные сооружения Кордильер; б — блоковые поднятия, выраженные горными сооружениями; в — нефтегазоносные бассейны: I — Крейзи-Бул-Маунтин, II — Биг-Хорн, III — Паулер-Ривер, IV — Уинд-Ривер, V — Грин-Ривер, VI — Ханна-Ларами, VII — Уинта-Пайсенс, VIII — Норт-Парк, IX — Денвер, X — Парадокс, XI — Сан-Хуан

Кроме того, можно выделить несколько впадин, слабо изученных в нефтегазоносном отношении и имеющих небольшие размеры, которые являются потенциально или возможно нефтегазоносными бассейнами. К ним относятся Блэк-Меса, Сан-Луис, Люцера-Сан-Матео — Оро-Гранде, Истансия и др., расположенные на юге.

Нефтегазоносные бассейны эпиплатформенных орогенов Азии расположены на обширной территории, протягивающейся от Иранского нагорья на западе через советскую часть Средней Азии на Центральную Азию.

Бассейны Иранского нагорья образовались на базе крупного срединного массива, расположенного между альпийской горной системой Загрос — Мекран — Киртхар — Сулейман на юго-западе и юго-востоке и Эльбрус — Хорсан — Паропамиз — Гиндукуш на севере (см.

рис. 67). В позднекайнозойское время срединный массив оказался расчлененным на ряд впадин и поднятий — горных сооружений. Мезозойские и кайнозойские осадочные образования срединного массива, первоначально залегающие почти горизонтально, оказались дислоцированными в систему складок, обычно параллельных простиранию обрамления.

Впадины центральной части срединного массива относятся к типу впадин, структурный план которых создан молодыми глыбовыми движениями. Среди них наиболее четко выделяются бассейны *нефтегазоносный Деште-Кевир*, или Центральноиранский, расположенный на севере,

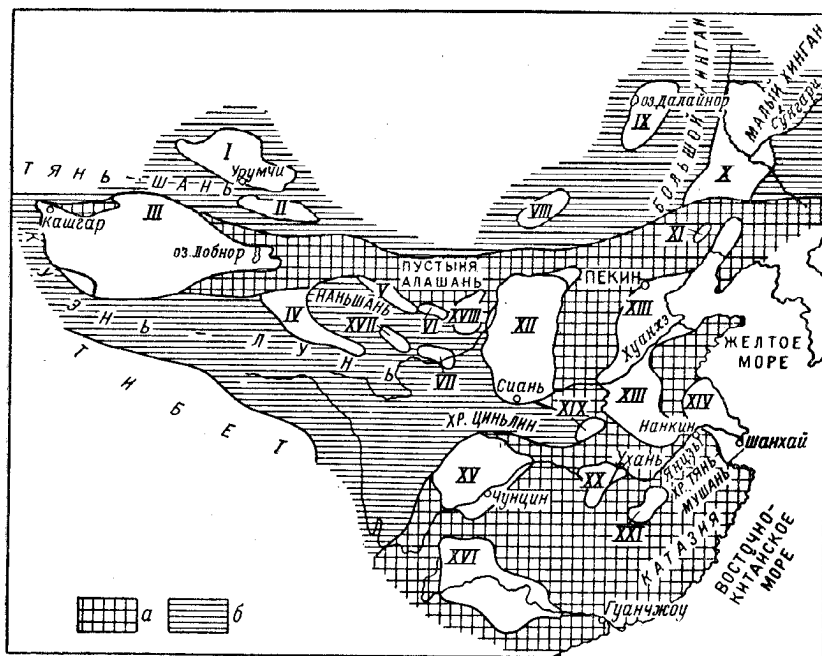


Рис. 140. Обзорная карта нефтегазоносных (I—XV) и потенциально нефтегазоносных (XVI—XXI) бассейнов Центральной и Восточной зарубежной Азии (по М. И. Варенцеву и К. Н. Кравченко 1962) а — эпиплатформенный ороген с докембрийским фундаментом; б — эпиплатформенный ороген с позднепалеозойским фундаментом.
 Бассейны: I — Джунгарский; II — Турфанский; III — Таримский; IV — Цайдамский; V — Преднальшаньский; VI — Чжаошуй; VII — Мин-Хэ; VIII — Дзунбаинский; IX — Тамцакско-Хайнарский; X — Сун-Ляо; XI — Фусинь; XII — Ордос; XIII — Северо-Китайский; XIV — Восточно-Китайский; XV — Сычуаньский; XVI — Гуанси-Гуйчжоу; XVII — Кунунорский; XVIII — Алашаньский; XIX — Сяифан; XX — Дунтинху; XXI — Юаньшуй

и *потенциально нефтегазоносный Деште-Лут*, отделенный от первого поднятиями, выраженными лишь в виде невысоких горных гряд.

Севернее гор Паропамиз — Гиндукуш, между ними и Гиссарскими горами находится *Афгано-Таджикский нефтегазоносный бассейн*, который на западе граничит с пограничным *Каракумским нефтегазоносным бассейном*. В пределах советской части Средней Азии расположен *Ферганский нефтегазоносный бассейн*, заключенный в эпиплатформенном орогенезе Западного Тянь-Шаня.

Большая группа нефтегазоносных бассейнов впадин эпиплатформенного орогена находится на территории Китая. По возрасту орогенеза можно выделить бассейны, сформировавшиеся в кайнозойское время на эпигерцинской платформе (*нефтегазоносные бассейны Цайдам, Турфан, Мин-Хэ, Таримский*) и бассейны альпийского и мезозойского орогенеза докембрийской платформы (*Сычуань, Гуанси-Гуйчжоу, Фусинь, Чжаошуй*,

Северо-Китайский и Восточно-Китайский). Первые бассейны находятся на северо-западе Китая, вторые — на юго-востоке и востоке (рис. 140).

Небольшой *Восточно-Гобийский нефтегазоносный бассейн* находится на юго-востоке Монголии в теле эпигерцинской платформы.

Бассейны Турфан, Мин-Хэ, Фусинь и Чжаошуй представляют собой сравнительно узкие (ширина до 80 км) и протяженные (до 500 км) прогибы, иногда типа грабен, заполненные дислоцированными мезозойскими (по мощности преимущественно юрскими угленосными) образованиями, залегающими на пермских (Турфан), каменноугольных (Чжаошуй) или нижнепалеозойских (Мин-Хэ) породах. В бассейнах Чжаошуй, Мин-Хэ Турфан мезозой перекрывает мощными толщами (1000—2500 м) континентальных отложений кайнозойского возраста.

В бассейнах установлена нефтеносность юрских угленосных пород (Турфан, Фусинь, Чжаошуй) и верхнеюрских и палеогеновых отложений (Мин-Хэ). Во всех бассейнах, за исключением бассейна Мин-Хэ, где выявлено девять нефтяных месторождений, известны одно — два месторождения (в бассейне Турфан — месторождение Шэндинкоу; Чжаошуй — Цинтузин; Фусинь — Тунган, Цинхэйлин).

Нефтегазоносность крупного Северо-Китайского бассейна была установлена недавно с открытием в дельте р. Хуанхэ крупного нефтяного месторождения Шенгли. Продуктивная толща раннепермского возраста содержит 22 нефтеносных пласта известняков в интервале глубин 600—3100 м. Северо-западнее месторождения Шенгли выявлено нефтяное месторождение Даган, а северо-восточнее последнего в зал. Бохайвань открыты еще два нефтяных месторождения.

Бассейн занимает крупный прогиб, протягивающийся в северо-восточном направлении от выступа докембрийских пород Хуайянского массива (Циньлинская ось) на юге до выступа этих же пород в Яншаньском массиве на севере. На западе бассейн обрамляется выходами древних пород восточного склона Шаньсийской антеклизы; на востоке он примыкает к Шаньдунскому (на юге) и Ляодунскому (на севере) щиту. Северо-восточная суженная часть бассейна занята водами зал. Бохайвань и Ляодун (рис. 141).

Бассейн выполнен фанерозойскими отложениями с максимальной мощностью до 7000 м, участвующими в образовании пояса прогибов, протягивающихся с юга (прогиб Хэфэй) вдоль западной периферии бассейна (прогибы Кайфын, Лицин, Боиз, Ляохэ). В восточном направлении мощность осадочных пород сокращается до 2000—3000 м. Основная роль в разрезе бассейна принадлежит мезозойским и кайнозойским карбонатно-терригенным отложениям.

Структура бассейна осложнена рядом различно ориентированных блоков с преимущественно северо-восточным простираем на севере и широтным и северо-западным на юге.

Сравнительно небольшой Восточно-Китайский бассейн расположен юго-восточнее Северо-Китайского в пределах низменности, примыкающей с юго-запада к Желтому морю, в которое он продолжается. В бассейне открыто одно газовое месторождение (Чуаньша) и пять нефтяных, расположенных юго-восточнее Шанхая в 10—25 км от берега в субквальной части моря. Продуктивны палеогеновые отложения.

Недавно установлена также нефтеносность Гуанси-Гуйчжоуского бассейна, расположенного на юго-западе Южно-Китайской платформы.

Сложным и слабо изученным является строение крупного по площади Таримского нефтегазоносного бассейна. Он находится на западе Китая между высокогорными эпиплатформенными сооружениями Тянь-Шаня (на севере) и Куэнь-Луня (на юге). Площадь бассейна около 550 тыс. км².

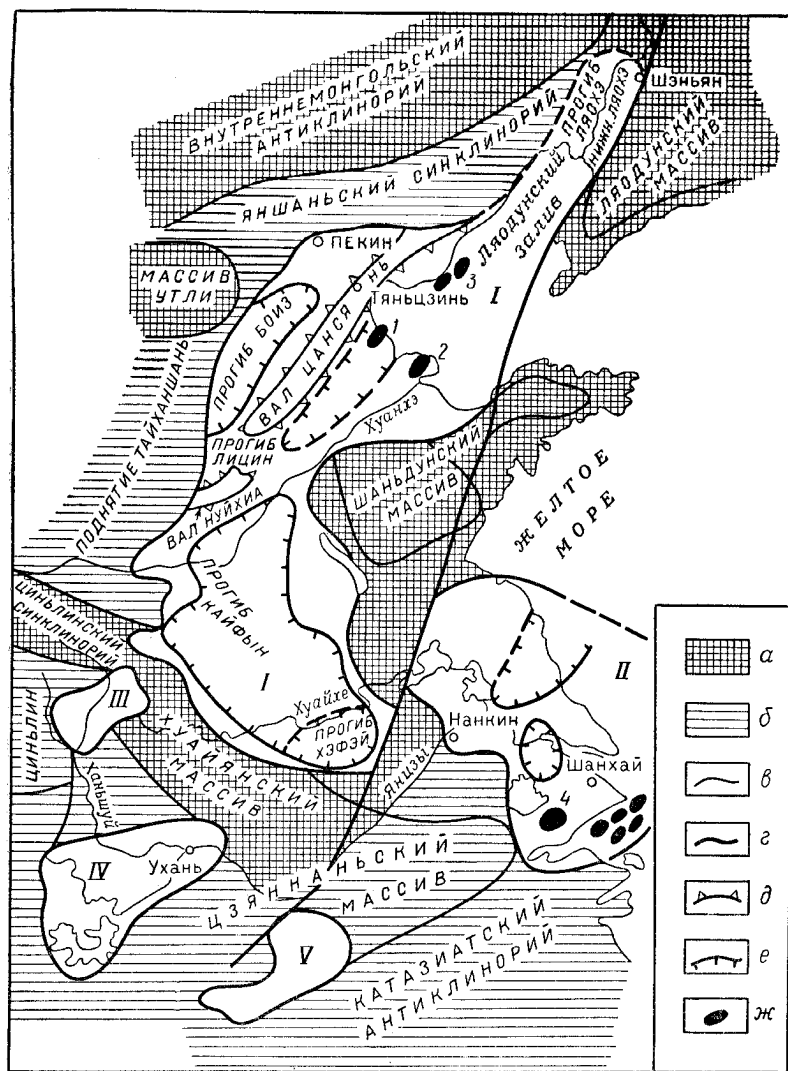


Рис. 141. Северо-Китайский (I) и Восточно-Китайский (II), нефтегазоносные и Сяньфан (III), Дунтинху (IV) и Юаньшуй (V) потенциально нефтегазоносные бассейны

а — выступы докембрийского фундамента на поверхность; б — горно-глыбовые сооружения Яншаньского орогенеза; в — границы бассейнов; г — разломы; д — валы, своды; е — впадины, прогибы; ж — месторождения: нефтяные 1 — Даган, 2 — Шенгли, 3 — Чихи, газовые, 4 — Чуаньша

Он вытянут в широтном направлении от г. Кашгар до оз. Лобнор. Центральная часть его занята Ойхартским поднятием с глубиной кристаллического докембрийского фундамента на своде менее 1500 м. С севера,

юга и запада Ойхартский массив окаймляется глубокими прогибами — Кучарским (Предтяньшаньским), Предкуэньлуньским и Кашкарским (центриклинальным) с глубиной фундамента до 8—10 км. Прогибы имеют складчатый позднепалеозойский фундамент и заполнены мезозойскими и кайнозойскими сильно дислоцированными отложениями.

Таримский бассейн характеризуется обильными нефтегазопоявлениями, приуроченными к прогибам и связанными с отложениями юрского, триасового (Кучарский прогиб), палеогенового и неогенового (Предкуэньлуньский) возраста, выходящими на поверхность.

В Кучарском прогибе выявлены четыре месторождения — два газовых (Кумгерэм, Косаптокай) и два нефтяных (Ичелик, Канское). Продуктивные отложения среднеюрского возраста. Структуры месторождений представляют собой брахиантиклинали с крутыми падениями крыльев (до 50°). На крайнем западе бассейна (северо-западнее г. Кашгар) открыто нефтяное месторождение Карато.

Помимо перечисленных нефтегазоносных бассейнов на территории Китая известно несколько небольших потенциально нефтегазоносных бассейнов. Таковыми являются *Сянфан*, *Дунтинхо*, *Юаньшуй*, расположенные южнее Северо-Китайского бассейна, а также *Алашаньский* и *Кукурский*, находящиеся западнее бассейна Ордос.

Нефтеносность Восточно-Гобийского бассейна была установлена открытием в 1948 г. небольшого нефтяного месторождения Дзунбаин. Бассейн заключен в вытянутой на северо-восток впадине длиной 700 км и шириной до 350 км, расположенной в теле сильно метаморфизованных пород верхнего палеозоя и сложенной преимущественно меловыми, в меньшей степени юрскими и кайнозойскими осадками. Мощность меловых отложений превышает 5000 м.

На территории Монголии выделяется также *Западно-Гобийский потенциально нефтегазоносный бассейн*, расположенный в районе Больших озер и протягивающийся на 500 км при ширине до 250 км. Бассейн выполнен мезозойскими и кайнозойскими отложениями. Изучен весьма слабо.

На границе Монголии и Китая может быть выделен *Тамцакско-Хайларский бассейн*, частично занятый озерами Далай-Нур и Буир-Нур. В бассейне выявлены четыре нефтяных месторождения с продуктивными песчаниками в отложениях мелового возраста.

Два бассейна — *нефтегазоносный Восточно-Атласский* и *потенциально нефтегазоносный Центральноатласский* находятся во впадинах Атласской горной страны на севере Африканского континента (см. рис. 91). Бассейны возникли на контакте эпигеосинклинального и эпиплатформенного (с позднепалеозойским фундаментом) горных сооружений Атласа. С юга бассейны обрезаны Южно-Атласским швом, отделяющим их от Сахаро-Восточномедиземноморского нефтегазоносного бассейна.

В пределах Западной Европы альпийский эпиплатформенный орогенез имел широкое развитие на эпигерцинской платформе Иберийского полуострова.

Здесь обособились два *потенциально нефтегазоносных бассейна* — *Старокастильский (Дуэро)* и *Новокастильский (Мадридский)*.

В обоих бассейнах известны многочисленные нефтепроявления. Промышленные скопления нефти (газа) не обнаружены.

В Австралии бассейны, связанные с активизированным оформлением, расположены в центральной части континента и на востоке его. К центральной группе бассейнов относятся: *нефтегазоносный бассейн Амадейс* и *потенциально нефтегазоносный бассейн Нэлия*.

На востоке Австралийского континента выделяется *потенциально нефтегазоносный бассейн Кларенс-Мортон-экс*, заключенный в герцинской складчатой системе Хантер-Боуэн. В рассмотренных бассейнах Австралии отсутствуют поверхностные нефтегазопроявления.

§ 1. Нефтегазоносный бассейн Крейзи-Бул-Маунтин

Нефтегазоносный бассейн Крейзи-Бул-Маунтин занимает особое место в группе бассейнов Скалистых гор США. Он расположен в юго-восточной части шт. Монтана, на крайнем севере Скалистых гор. Бассейн образовался перед фронтом гор Бертут и Белт.

Северо-западная граница бассейна следует по поперечному разлому, отсекающему свод Литл-Белт (наиболее приподнятая часть поднятия Суитграсс) и горы Белт от бассейна; юго-восточная граница идет по сбросовой зоне Фромберг, отделяющей свод Прайор от бассейна. Юго-западная граница образована разломом северо-восточного склона гор Бертут. Менее резко выражено ограничение северо-восточной части бассейна, где он сочленяется с бассейном Уиллистон через обширное плоское поднятие с крутым северо-восточным склоном и более пологим противоположным. Поднятие состоит из куполов Поркьюпайн на востоке и Биг-Сноуи на западе, соединенных узкой антиклиналью Кэт-Крик. Купол Биг-Сноуи сочленяется со сводом Литл-Белт узкой седловиной, купол Поркьюпайн через седловину Эшланд — с зоной сбросов Фромберг (рис. 142).

В этих границах бассейн Крейзи-Бул-Маунтин сложен с поверхности мало мощной толщей (до 150 м) палеоценовых пород, подстилаемых андезитами и туфами. Меловые отложения мощностью свыше 200 м представлены песчаниками и аргиллитами. Нижезалегающие юрские (240 м), триасовые (120 м) и палеозойские породы (до 1600 м) образованы чередованием песчаников, аргиллитов, известняков, реже доломитов. Палеозойские отложения залегают на слабо метаморфизованных карбонатно-терригенных породах протерозоя.

В структуре бассейна выделяются следующие основные элементы.

1. Впадина Бул-Маунтин, расположенная на северо-востоке бассейна. Она имеет крутое внешнее крыло, осложненное ступенью с узкими антиклиналями Суматра и Кэт-Крик. Последняя находится уже на границе бассейна. Южная граница впадины рассечена серией разрывов, образующих зону Лейк-Бейсин, пересекающую в субширотном направлении почти весь бассейн.

2. Впадина Уитленд, расположенная на севере бассейна и примыкающая по разлому своим крылом к обрамлению его (к сводам Биг-Сноуи и Литл-Белт). Южное крыло впадины опирается на купол Биг-Кули-Хэйлстоун, восточное крыло которого участвует в строении впадины Бул-Маунтин. Купол находится в центральной части впадины.

3. Поднятие Крейзи, занимающее западный угол бассейна, характеризуется неглубоким залеганием фундамента. В средней части прорвано интрузией Крейзи-Маунтин.

4. Прогиб Рид, расположенный на юге бассейна, ограниченный с севера сбросовой зоной Лейк.

Нефтегазоносны в бассейне песчаники мелового (свиты фронтьер, термополис, дакота, моррисон), юрского (пайпер), пенсильванского (амсден, тенслип, тайлер), миссисипского (киббей) возраста и известняки свиты

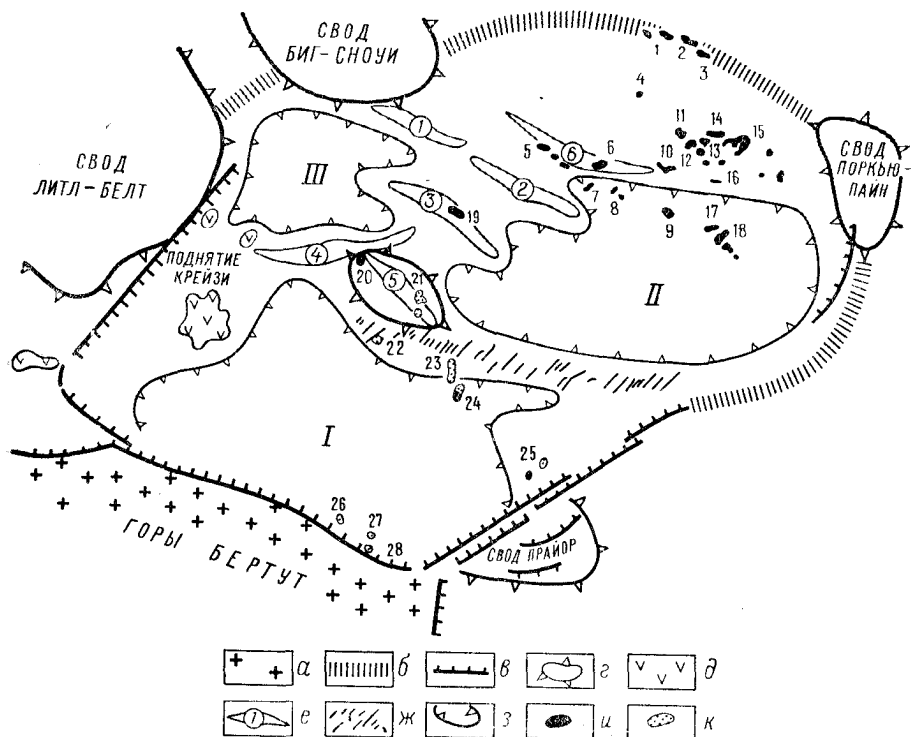


Рис. 142. Нефтегазоносный бассейн Крейзи-Бул-Маунтинс

а — кристаллические породы докембрия; б — межбассейновые поднятия; в — сбросы, разломы; г — своды; д — интрузивные массивы; е — антиклинальные зоны (цифры в кружках); ж — зона нарушений Лейк-Бейсин-Хантлей; з — впадины; месторождения: и — нефтяные, к — газовые

Впадины: I — Рид (Крейзи-Маунтин); II — Бул-Маунтин; III — Уитленд.
 Месторождения: 1 — Вест-Кат-Крик; 2 — Мосби; 3 — Ист-Кат-Крик; 4 — Реттлснейк-Бьют; 5 — Девис-Бейсин; 6 — Биг-Уолл; 7 — Гейдж; 8 — Дельфия; 9 — Хоук; 10 — Мелстон; 11 — Наггел-Пойнт; 12 — Кег-Кули; 13 — Иванхо; 14 — Вренсфил; 15 — Сумара; 16 — Гайявата; 17 — Уид-Крик; 18 — Вулф-Спринг; 19 — Юманс-Рок; 20 — Мал-Крик; 21 — Биг-Кули; 22 — Сикс-Шеттер; 23 — Норт-Лейк-Бейсин; 24 — Лейк-Бейсин; 25 — Уоссер; 26 — Дин-Доум; 27 — Роско-Доум; 28 — Мак-Кей-Доум

хит миссисипского возраста. Наибольшие выявленные запасы нефти связаны с пермскими и пенсильванскими отложениями. Газоносность бассейна связана преимущественно с меловыми осадками.

В бассейне выявлено более 30 месторождений преимущественно нефти. Залежи нефти и газа большей частью пластовые сводовые, на восьми месторождениях выявлены стратиграфически и литологически экранированные залежи.

Большая часть месторождений расположена в северной приподнятой части впадины Бул-Маунтин. Здесь находятся три антиклинальные зоны нефтегазонакопления: Кэт-Крик, расположенная на одноименной антиклинали, содержащая несколько нефтяных месторождений (Вест-Кэт-Крик, Мосби, Ист-Кэт-Крик и др.); Девис-Бейсин, расположенная несколько южнее и параллельно первой зоне, с нефтяными месторождениями Девис-Бейсин, Биг-Уолл и др.; Суматра (возможно, объединяющая несколько зон нефтегазонакопления), содержащая более 10 нефтяных месторождений, в том числе Бренсфил, Суматра, Гайявата, Мелстон, Наггет-Пойнт и др.

На юго-востоке впадины Бул-Маунтин прослеживается антиклинальная зона нефтегазонакопления Хоук, содержащая восемь нефтяных месторождений (Дельфия, Вулф-Спрингс, Гендж, Хоук и др.), с продуктивными отложениями юрского и пенсильванского возраста.

В прогибе Рид выявлено несколько групп нефтяных и газовых месторождений как на юге его (нефтяные месторождения Мак-Кей-Доум, Моссер-Доум, газовые Дин-Доум, Роско-Доум и др.), так и на севере и на склоне поднятия Биг-Кули (нефтяные Лейк-Бейсин, Мад-Крик, газовые Норт-Лейк-Бейсин, Сикс-Шептер, Биг-Кули и др.). Продуктивны меловые, юрские и пенсильванские отложения.

Бассейн изучен недостаточно. Д. Стауффер (1974) оценивает степень современной разведанности объема пород бассейна в 4%.

§ 2. Нефтегазоносный бассейн Биг-Хорн

Нефтегазоносный бассейн Биг-Хорн располагается в северной части Скалистых гор США на территории преимущественно северной части шт. Вайоминг и незначительной частью заходит в шт. Монтана. Горное обрамление бассейна образовано с востока и северо-востока хребтами Биг-Хорн, с юга — Оул-Крик, с запада — вулканическим плато Абсарока, с северо-запада — хребтом Бертут (рис. 143).

Центральная часть бассейна сложена палеогеновыми осадками, представленными преимущественно терригенными породами с вулканогенными образованиями в кровле и мощной толщей (до 2500 м) грубозернистых (до конгломератов) пород в основании (палеоцен). Залегающие ниже с перерывом осадки мезозойского возраста мощностью более 2500 м сложены терригенными породами с большой ролью глинистых толщ в меловой системе. Палеозойские образования имеют сокращенный из-за многочисленных перерывов стратиграфический объем, мощность их не превышает 1500 м. В отличие от залегающих выше палеозойских осадков сложены терригенными карбонатными толщами пород мощностью свыше 1000 м.

В бассейне Биг-Хорн выявлено более 90 нефтяных и 15 газовых месторождений, связанных с пологими, обычно небольшими асимметричными брахиантиклиналями и куполами, как правило осложненными поперечными разрывами. В меньшей степени месторождения приурочены к эрозионным выступам, выполненным пенсильванскими отложениями, а также к зонам выклинивания — замещения пермских известняков свиты фосфория аргиллитами и ангидритами, развитыми на юго-востоке бассейна (месторождение Коттонвуд-Крик).

Все месторождения бассейна расположены по периферии его и местами довольно хорошо группируются в короткие антиклинальные зоны нефтегазонакопления. Таковыми являются, например, антиклинальные зоны Спринг-Крик, Литл-Буффало — Грасс-Крик на западном борту бассейна, зоны Бонанза — Ноувуд и Сейдж-Крик — Франни на восточном крыле

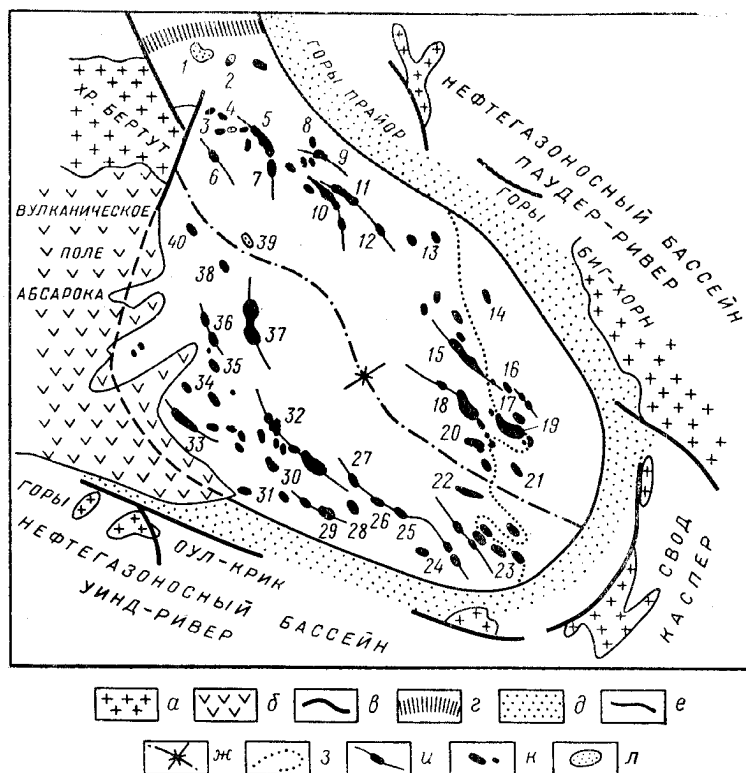


Рис. 143. Нефтегазоносный бассейн Биг-Хорн (по Дж. Стауферду, 1971)

а — выходы докембрийских пород; б — кайнозойские эффузивные покровы; в — разломы; г — межбассейновый раздел; д — аконсервационная зона; е — границы бассейнов; ж — осевая зона бассейна; з — линия выклинивания свиты фосфория; и — антиклинальные зоны; месторождения: к — нефтяные, л — газовые.

Основные месторождения: 1 — Драй-Крик; 2 — Голден-Доум; 3 — Кларк; 4 — Форк; 5 — Элк-Бейсин; 6 — Болджер-Бейсин; 7 — Саут-Элк-Бейсин; 8 — Франни; 9 — Сейдж-Крик; 10 — Гарленд; 11 — Вайрон; 12 — Алкали; 13 — Кристал-Крик; 14 — Черри; 15 — Мандерсон; 16 — Бонанза; 17 — Хидден-Доум; 18 — Уорленд; 19 — Коттонвуд-Крик; 20 — Стиг-Крик; 21 — Сейдж-Крик; 22 — Нейбер; 23 — Лейк-Крик; 24 — Уорм-Спрингс; 25 — Гейбо; 26 — Литл-Сенд-Доум; 27 — Голден-Игл; 28 — Уог; 29 — Гамильтон-Доум; 30 — Грасс-Крик; 31 — Дикл; 32 — Литл-Буффало-Бейсин; 33 — Форбир; 34 — Фичфорк; 35 — Спринг-Крик; 36 — Фергюсон-Ранч; 37 — Орегон-Бейсин; 38 — Шоушон; 39 — Маккалоч-Пик; 40 — Хорт-Маунт

и зона месторождений, приуроченных к выклиниванию известняков фосфория. Обычно зоны нефтегазонакопления содержат два — три месторождения, реже больше.

Центральная часть бассейна, заполненная мощной толщей серии усатч (эоцен), изучена слабо.

Нефтегазоносны в бассейне почти все отделы систем (кроме эоцена и олигоцена) разреза, однако основные запасы нефти (более 90%) сосре-

доточены в верхнепалеозойских отложениях прежде всего в свитах тенслип и амсден (пенсильваний — песчаники) и в свите фосфория (известняки). С этими резервуарами связаны залежи нефти свыше 60 месторождений, в том числе такие крупные как газонефтяные Элк-Бейсин и Орегон-Бейсин, нефтяные Гамильтон-Доум, Грасс-Крик, Гарленд, Франни и др. Значительные запасы нефти сконцентрированы в миссисипских трещиноватых известняках, а также в песчаниках верхнего мела (свиты ланси, месаверде, коди, фронтьер) и палеоцена.

Сравнительно небольшие запасы нефти размещены в остальной части разреза, хотя насыщенность его нефтью по вертикали здесь весьма значительна. Так, нефтегазоносны песчаники свит термополис и лакота нижнего мела, моррисон и санданс юры, чагуотер и динвуди триаса, известняки девонского (свита джефферсон), ордовикского и кембрийского (галлатин) возраста и песчаники свиты флэтхед кембрийского возраста. Обилие продуктивных пластов обусловило существование месторождений с большим стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности. Так, на месторождении Элк-Бейсин в интервале глубин 300—1600 м нефтегазоносны меловые (четыре свиты), пермские, пенсильванские (две свиты), миссисипские, девонские, ордовикские и кембрийские отложения; на месторождении Орегон-Бейсин (230—1250 м) — меловые, юрские, пермские, пенсильванские, миссисипские, девонские, кембрийские; на месторождении Гамильтон-Доум (366—1100 м) — триасовые, пермские, пенсильванские, миссисипские, девонские и ордовикские отложения.

Месторождение Коттонвуд-Крик (длина 6,4 км, ширина 4 км) на глубине 2000 м содержит типичную литологически экранированную залежь в известняках свиты фосфория. Карбонатные резервуары, как правило, содержат в бассейне массивные залежи.

Нефтегазоносность бассейна изучена лишь до глубины 2500—3000 м. Залежи газа и газонефтяные залежи концентрируются обычно в верхней части продуктивного разреза месторождения. Для попутного газа характерно высокое содержание сероводорода. Первые нефтяные месторождения (Грейбулл, Гарленд) были открыты в 1906—1907 гг.

§ 3. Нефтегазоносный бассейн Уинд-Ривер

Межгорная впадина, заключающая нефтегазоносный бассейн Уинд-Ривер, расположена между горными сооружениями Уинд-Ривер, Оул-Крик, Суитгуотер (или Гранит). На северо-востоке бассейн Уинд-Ривер сочленяется с бассейном Паудер-Ривер через поднятие Каспер.

Бассейн имеет асимметричное строение. Его наиболее прогнутая часть прижата к северному краю впадины (рис. 144). Весь бассейн осложнен системой продольных надвигов (взбросов) различной протяженности и амплитуды. Наиболее крупный (Главный) надвиг прослеживается на севере бассейна. Взброшенные крылья надвигов сопровождаются антиклинальными зонами с отдельными небольшими брахиантиклиналями, обычно асимметричными, нарушенными сбросами и взбросами. Преднадвиговые зоны представляют собой синклинали.

В строении бассейна принимают участие три разнородных осадочных комплекса: верхний, наиболее мощный (около 10 000 м), образованный терригенными отложениями с большой ролью конгломератов, охватыва-

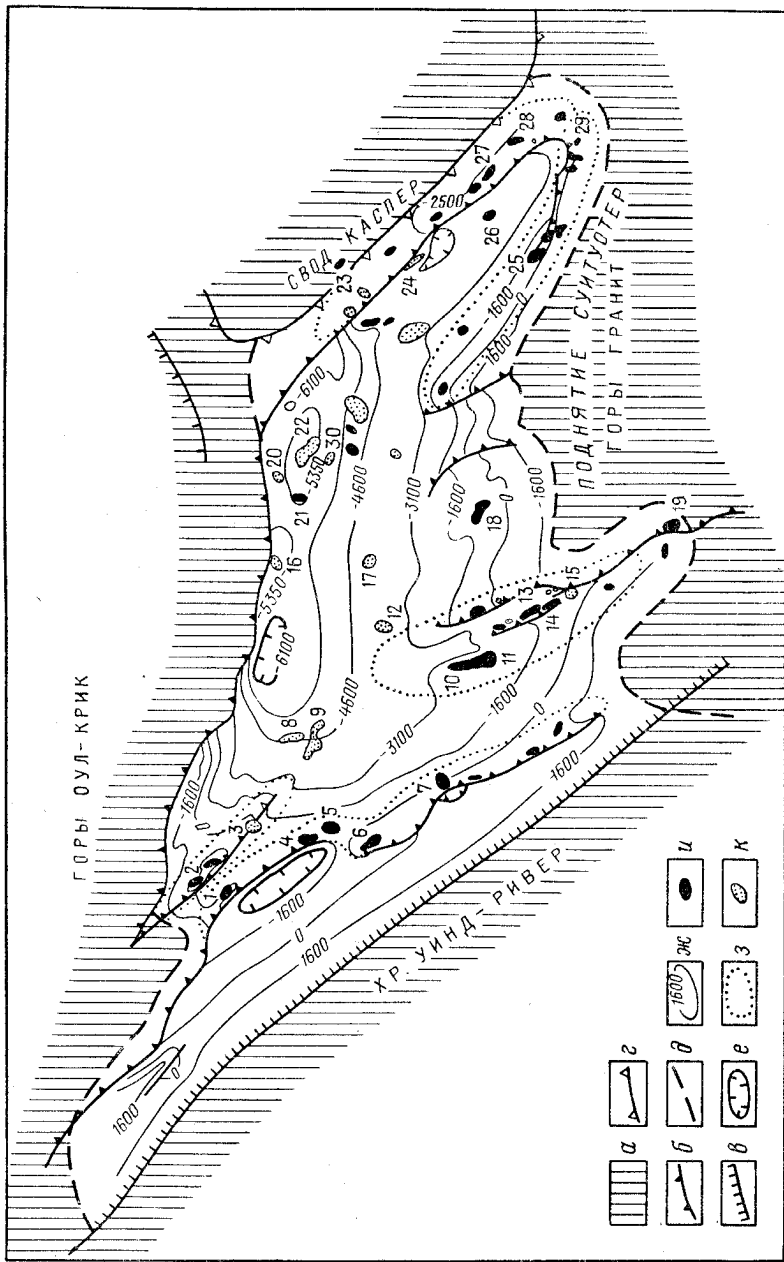


Рис. 144. Нефтегазоносный бассейн Уинд-Ривер

а — горное обрамление бассейна; б — навлиги, вброся; г — сбросы; д — своды; е — границы бассейна; ж — прогибы; з — схематические изолинии глубин кровли пермских отложений в м; и — контуры арсалов и зон нефтегазоносности; к — газосы; л — газовые скопления; м — месторождения: и — нефтяные, ж — газовые

Месторождения: 1 — Ролф-Лейк; 2 — Секл-Ридж; 3 — Литл-Доум; 4 — Стилбоат-Батт; 5 — Пайлот-Батт; 6 — Уинклеман-Доум; 7 — Шаннетт; 8 — Мадди-Ридж; 9 — Павлион; 10 — Ривергон-Доум; 11 — Бисер-Крик; 12 — Иллейн-Батт; 13 — Бил-Санд-Дро; 14 — Саут-Винг-Санд-Дро; 15 — Лонг-Крик; 16 — Ховард-Ранч; 17 — Пойзон-Крик; 18 — Масрат; 19 — Крукс-Гей; 20 — Доллис-Хилс; 21 — Лайсайт; 22 — Лост-Кэбинг; 23 — Хотчес; 24 — Бунс-Доум; 25 — Грэйв; 26 — Вест-Пойзон-Слайдер; 27 — Пойзон-Слайдер; 28 — Айро-Крик; 29 — Шрейдер-Филдс; 30 — Монета-Хилс

ющий палеогеновую и меловую системы; средний, юрско-триасовый с мощностью около 900 м, терригенный с большой ролью красноцветных пород и пачкой ангидритов (до 70 м) в средней юре; нижний, палеозойский, сложенный терригенно-карбонатными породами мощностью до 1200 м, разделенными перерывами на толщи мощностью от 65 м (ордовик) до 200 м (миссисипий).

На поднятии Каспер из разреза полностью выпадают кайнозойские отложения, а также девонские, силурийские и ордовикские.

Нефтегазоносность бассейна Уинд-Ривер, как и бассейна Биг-Хорн, охватывает весь разрез фанерозойских отложений. Однако в бассейне Уинд-Ривер в отличие от бассейна Биг-Хорн не выявлена продуктивность девонских и более древних отложений палеозоя, но зато нефтеносны также эоцел и свиты маури, дакота и фьюзен мелового возраста.

Основные запасы нефти и газа в бассейне Уинд-Ривер связаны с палеоценовыми (свита форт-юнион), верхнемеловыми (свиты ланси, фронтьер), нижнемеловыми (свиты термополис, дакота, лакота) и пермскими (парсити, известняки фосфория) отложениями. В бассейне наблюдается довольно хорошо выраженная дифференциация в распределении нефтяных (и газонефтяных) и чисто газовых месторождений. Последние развиты преимущественно в пределах средней части северо-восточной периферии бассейна, т. е. на месте развития максимальных мощностей отложений. Газовые залежи сконцентрированы в основном в эоценовых, палеоценовых отложениях и в свите ланси (месторождения Мадди-Ридж, Павильон, Пойзон-Крик, Мэдн, Доллис-Хилс и др.); на месторождении Индейн-Батт газоносна свита месаверде (верхнего мела). Газовые месторождения имеют сравнительно небольшие запасы (до 15 млрд. м³) и связаны с резервуарами литологически и стратиграфически экранированных типов. Нефтяные месторождения размещены вдоль юго-западного и южного бортов бассейна, где они группируются в несколько разобщенных ареалов зон нефтенакопления, так или иначе связанных с надвиговыми дислокациями.

Наиболее протяженным является ареал зон Стимбоат-Батт — Сейдж-Крик, включающий не менее 15 нефтяных месторождений. На севере ареала выделяется зона нефтегазонакопления Сёкл-Ридж — Литл-Доум, содержащая в частности одноименные нефтяное и газовое месторождения. На юго-востоке выделяется ареал, состоящий из двух зон (и несколько отдельных месторождений) — Айрон-Крик, приуроченной к взброшенной части надвига (месторождение Пойзон-Спайдер, Айро-Крик и др.); Грайв, расположенной юго-западнее зоны Айрон-Крик вне надвиговой дислокации. Зона Грайв содержит нефтяные месторождения (Грайв, Скрадер-Флэтс и др.). На юго-западе бассейна находится ареал зон Бивер-Крик, состоящий из трех зон нефтегазонакопления. Крайние северо-восточная и юго-западная зоны нефтегазонакопления связаны с антиклинальными зонами, размещенными в надвинутых крыльях надвиговых зон. В юго-западной зоне находится одно из наиболее крупных нефтяных месторождений бассейна — Бивер-Крик, где нефтеносны песчаники свит месаверде, фронтьер, мадди, лакота.

Между надвиговыми зонами находится антиклинальная зона Санд-Дро, содержащая нефтяные месторождения Биг-Санд-Дро, Саут-Биг-Санд-Дро и др., и газовое Лонг-Крик.

В бассейне Уинд-Ривер выявлено свыше 80 месторождений, большинство которых газонефтяные со сравнительно небольшими запасами. Нефтяные залежи находятся в интервале глубин 290—3050 м, газовые — преимущественно на глубинах 1300—2800 м. Нефтегазоносность бассейна установлена еще в 1884 г., когда на глубине 90 м на месте асфальтового покрова была вскрыта небольшая нефтяная залежь в песчаниках триасового возраста.

§ 4. Нефтегазоносный бассейн Грин-Ривер

Крупный бассейн Грин-Ривер расположен юго-западнее бассейна Уинд-Ривер и отделен от последнего горными сооружениями Уинд-Ривер и Сунтуотер (рис. 145).

Западная граница бассейна образована обширным поясом надвигов и сбросов, восточная следует по склонам горных сооружений (поднятий) Роулинс и Сьерра-Мадре. Южная граница бассейна хорошо выражена лишь на западе, где она проходит по северному склону гор Уинта, на востоке бассейн Грин-Ривер на небольшом участке сочленяется с бассейном Уинта-Пайсенс через небольшое погребенное поднятие, отделяющее впадину Сандуош бассейна Грин-Ривер от впадины Пайсенс бассейна Уинта-Пайсенс (см. ниже).

Внутренняя структура бассейна характеризуется сильной расчлененностью. В его пределах выделяются четыре прогнутых участка: на западе — впадина Бриджер, на северо-востоке — впадина Грейт-Дивайд, на востоке — впадина Уошоки, на юго-востоке — впадина Сандуош. Впадины Бриджер и Грейт-Дивайд разделены крупным сводообразным поднятием Рок-Спрингс, в наиболее приподнятой части которого развиты сеть сбросов и небольшие интрузии. Поднятие Рок-Спрингс вытянуто в меридиональном направлении на значительном протяжении бассейна. Впадины Грейт-Дивайд и Уошоки разделены между собой седловиной Вамсаттер. Раздел между впадинами Уошоки и Сандуош выражен слабо.

Мощность отложений, выполняющих бассейн около 5000 м, из них на долю палеозойских карбонатно-терригенных отложений приходится 1200 м, на долю мезозойских и палеогеновых пород — по 1700 м. Меловые и палеогеновые отложения представлены терригенными породами, причем угленосными в палеоцене. В разрезе юрских и триасовых преимущественно терригенных, иногда пестроцветных пород встречаются известняки, доломиты, а также гипсы и ангидриты.

Промышленная нефтегазоносность бассейна была установлена еще в 1870 г. с получением нефти из эоценовых песчаников на месторождении Форт-Бриджер. В настоящее время в бассейне выявлено более 100 нефтяных и газовых залежей в отложениях эоцена (свита элми), палеоцена, мела (свиты лапси, льюис, месаверде, фронтьер, дакота), юры (моррисон, санданс, наггет), пенсильвания (тенслип, амсден), миссисипия (мадисон) и кембрия.

Для отложений мелового и юрского времени характерна повышенная газоносность, для палеозойских — нефтеносность. Большая часть коллекторов нефти и газа представлена песчаниками, причем в палеогеновых и меловых отложениях (свиты ланси, льюис, фронтьер) они часто представляют линзы или песчаные тела различной формы, развитые в зо-

нах выклинивания и несогласного залегания. В свитах амсен и моррисон коллекторы карбонатные.

Бассейн Грин-Ривер характеризуется повышенной газоносностью. Доля запасов чисто газовых и конденсатногазовых скоплений здесь составляет около 30%. Имеются чисто газоносные зоны. Нефтяные и газовые

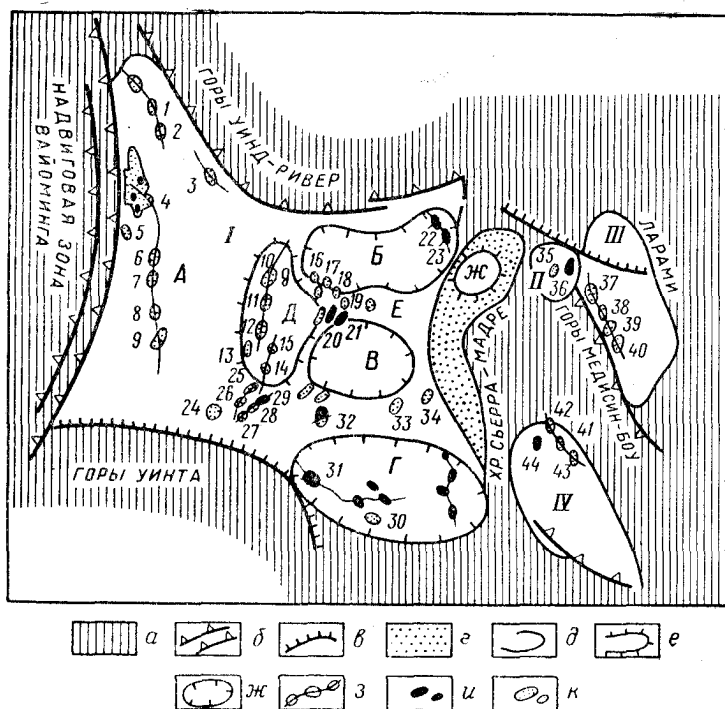


Рис. 145. Нефтегазоносные бассейны Грин-Ривер (I), Ханна-Ларами (II и III) и Норт-Парк (IV)
 а — горное обрамление бассейнов; б — надвиги, взбросы; в — сбросы; г — аконсервационная зона; д — границы бассейнов; е — своды: Д — Рок-Спрингс, Е — Вамсаттер, Ж — Роулинг; ж — впадины, прогибы: А — Бриджер, Б — Грейт-Дивайд, В — Ушоки, Г — Сандуош; з — зоны нефтегазонакопления; месторождения: и — нефтяные, к — газовые.
 Месторождения и зоны нефтегазонакопления: 1 — Мена; 2 — Доунел; 3 — зона Пайндейл; 4 — зона Биг-Пайн-Ла-Бардж (месторождения Биг-Пайн, Тип-Топ-Чаллоу, Сэдл-Ридж, Норт-Ла-Бардж, Беч-Крик, Ла-Бардж, Грин-Ривер и др.); 5 — Уиллоу-Крик; 6 — Эмигрант-Спрингс; 7 — Оупел; 8 — Мокса; 9 — Черч-Баттс; 10 — Норт-Бэкстер-Бейсин; 11 — Миддл-Бэкстер-Бейсин; 12 — Саут-Бэкстер-Бейсин; 13 — Литл-Уорм-Крик; 14 — Солт-Уэлс; 15 — Джойс-Крик; 16 — Вест-Дезерт-Спрингс; 17 — Плейа; 18 — Дезерт-Крик; 19 — Арч; 20 — Патрик-Дро; 21 — Тейбл-Рок; 22 — Солт-Солджер; 23 — Вертц; 24 — Клей-Бейсин; 25 — Трейл; 26 — Каньон-Крик; 27 — Шуге-Лоаф; 28 — Вест-Гайявата; 29 — Гайявата; 30 — Торнберг; 31 — Элк-Спрингс — Уинтер-Валли; 32 — Паудер-Уош; 33 — Стейт-Лайн; 34 — Бегс; 35 — Оверленд; 36 — Симпсон-Ридж; 37 — Биг-Мадисон-Боу; 38 — Рок-Ривер; 39 — Даттон-Крик; 40 — Квидли; 41 — Канадиан-Ривер; 42 — Баттлшип; 43 — Норт-Мак-Каллем; 44 — Лон-Пайн

месторождения бассейна наиболее часто связаны с валообразными или антиклинальными зонами. Последние известны в пределах впадин Бриджер, Сандуош и Грейт-Дивайд, обычно на бортах их, а также на склонах свода Рок-Спрингс и Вамсаттер. Зоны нефтегазонакопления содержат от 3 до 10 месторождений. Во впадине Бриджер прослеживаются два наиболее крупные антиклинальные зоны субмеридионального простирания — Мокса на западном и Бэкстер на восточном бортах впадины. Первая

является газоносной с залежами газа в отложениях мелового и палеозойского возраста, вторая — газонефтеносная (продуктивны палеоцен, мел, юра). В бассейне имеется также несколько небольших зон нефтегазонакопления, расположенных на севере средней части впадины: Баундюрант — Доунел, Пайндейл, Биг-Пайн — Ла-Бардж. Последняя зона приурочена к структурному носу, отходящему на севере от антиклинальной зоны Мокса. Залежи нефти здесь заключены в песчаных линзах, с литологически экранированными (палеоген, верхний мел, юра) и стратиграфически экранированными типами ловушек (палеоген).

Со склонами поднятия Рок-Спрингс связано образование двух зон преимущественно газонакопления, расположенных на его дальнем восточном и южном склонах. В первой зоне газонакопления, расположенной на сочленении поднятия Рок-Спрингс и впадины Дивайд, месторождения газа связаны со структурными носами, террасами, залежи часто литологически экранированные (песчаные бары) и стратиграфически экранированные в отложениях палеоцена и верхнего мела. На южном склоне поднятия Рок-Спрингс выделяются параллельно расположенные антиклинальные зоны, в которых нефтяные и газовые залежи связаны как с антиклинальными поднятиями, так и с зонами выклинивания и несогласного залегания.

Две антиклинальные зоны с нефтяными месторождениями находятся во впадине Сандоуш, из которых одна имеет субширотное простирание в соответствии с простиранием поднятия, отделяющего эту впадину от впадины Ушоки, а вторая — северо-западное простирание, параллельное границе бассейна. Нефтеносны песчаники эоцена, палеоцена и верхнего мела.

На крайнем северо-востоке впадины Грейт-Дивайд прослеживается зона Солт-Солджер, содержащая одноименное наиболее крупное в бассейне месторождение нефти. Известные здесь месторождения содержат залежи нефти в верхнемеловых, пенсильванских, миссисипских и кембрийских отложениях.

Помимо перечисленных зон нефтегазонакопления в бассейне известны отдельные месторождения и небольшие группы их. В целом площадь зон нефтегазонакопления и структур отдельных месторождений занимает около 47% всей территории бассейна.

Залежи нефти и газа бассейна находятся в интервале глубин 200—3000 м.

§ 5. Нефтегазоносный бассейн Уинта-Пайсенс

Расположенный южнее бассейна Грин-Ривер крупный нефтегазоносный бассейн Уинта-Пайсенс отделен от первого широтно ориентированным поднятием Уинта. Южное обрамление бассейна образовано сложной построенной системой поднятий, на западе — это горные сооружения Салт и Сан-Рафаэль, на востоке — поднятие Анкомпагре северо-западного простирания. Западная меридиональная граница бассейна определяется системой надвигов и разрывов краевой части Северо-Американской Кордильеры (горы Уосатч), восточная — поднятием Уайт-Ривер и далеким склоном поднятия (хребта) Саватч (рис. 146).

Меридионально вытянутым погребенным поднятием Дуглас-Крик (зона газонакопления), идущим на соединение, с внебассейновым подня-

тием Анкомпагре, рассматриваемый бассейн разделен на две части: западную большую — впадина Уинта и восточную — впадина Пайсенс.

Впадина Уинта вытянута в широтном направлении. Ее северное крыло, прилегающее к поднятию гор Уинта, крутое с углами падения слоев до 80° , южное крыло пологое ($2-8^\circ$) и осложнено меридиональным

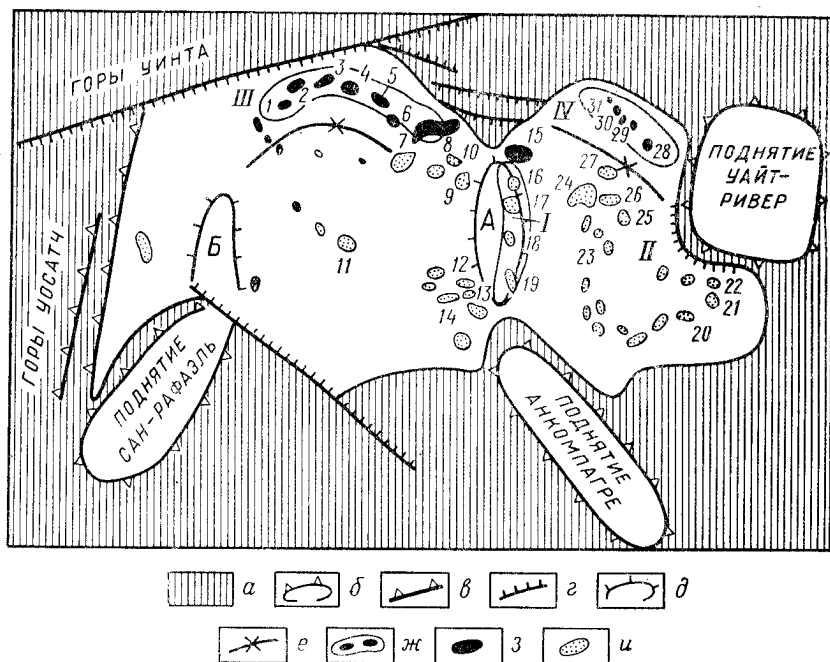


Рис. 146. Нефтегазоносный бассейн Уинта-Пайсенс

a — горное обрамление бассейна; *b* — краевые поднятия; *c* — надвиги; *г* — сбросы, разрывы; *д* — внутренние поднятия; *A* — Дуглас-Крик, *B* — Сан-Рафаэль; *e* — наиболее прогнутые части бассейна; *ж* — зоны и ареалы зон нефтегазонакопления: *I* — зона Дуглас-Крик, *II* — ареал зон Пайсенс; *III* — Блубел, *IV* — зона Денфоос-Хилс, месторождения: *з* — нефтяные и газовые
 Месторождения: 1 — Сидар-Рим; 2 — Алтамонт; 3 — Блубел; 4 — Рувельт; 5 — Эшли-Валли; 6 — Вреннан-Ботемз; 7 — Ред-Уош; 8 — Витер-Крик; 9 — Сауфман-Каньон; 10 — Чапита-Уэлс; 11 — Петерс-Пойнт; 12 — Сан-Эррой; 13 — Вест-Уотер; 14 — Бэр-Х; 15 — Рейнджели; 16 — Норт-Дуглас-Крик; 17 — Дуглас-Крик; 18 — Твин-Баттс; 19 — Гамсаа; 20 — Багет; 21 — Дивайд-Крик; 22 — Норт-Вест-Дивайд-Крик; 23 — Виллоу-Крик; 24 — Иквити; 25 — Саут-Пайсенс-Крик; 26 — Пайсенс-Крик; 27 — Уайт-Ривер; 28 — Вилсон-Крик; 29 — Маудлин-Галч; 30 — Денфоос-Хилс; 31 — Норт-Денфоос-Хилс

выступом, расположенным на северном продолжении гор Сан-Рафаэль. Максимальное погружение фундамента впадины Уинта около 13 км на севере впадины.

Впадина Пайсенс вытянута в северо-западном направлении, имеет крутое северо-восточное крыло и более пологое противоположное. Бассейн выполнен палеозойскими отложениями, состоящими из толщи конгломератов кембрийского возраста (мощностью около 275 м), карбонатно-терригенными породами миссисипского и пенсильванского возраста (1265 м) и 150-метровой пачкой известняков пенсильваня. Мощность мезозойских отложений свыше 5000 м, из них более 3000 м составляют меловые угленосные терригенные породы мелового возраста; юрские отложения (мощность до 1400 м) представлены терригенными и карбонат-

ными породами. Для триасовой системы характерны пестроцветные породы (мощность до 800 м).

Палеогеновая и неогеновая системы слагаются внизу (палеоцен, эоцен) карбонатно-терригенными породами, а сверху — терригенными. Мощность кайнозойских отложений местами превышает 5000 м. Послепалеозойский разрез бассейна изобилует перерывами. Ограничены перерывами все отделы неогеновых и палеогеновых систем, а также меловая и юрская системы.

В бассейне Уинта-Пайсенс давно известны поверхностные нефтепроявления, а также крупные скопления различных твердых битумов (озокерит, гильсонит, альбертит), приуроченные к выходящим на поверхность палеогеновым отложениям. Запасы сланцевого масла только свиты грин-ривер оцениваются в несколько десятков миллиардов тонн.

Промышленная нефтеносность бассейна была установлена в 1902 г., когда началась разработка одного из наиболее крупных нефтяных месторождений — Рейнджели, хотя до этого (в 1890 г.) во впадине Пайсенс было открыто газовое месторождение Уайт-Ривер.

Залежи нефти и газа в бассейне Уинта-Пайсенс известны в отложениях эоцена (свиты уинта-ривер, грин-ривер, усатч), палеоцена, мела (месаверде, манкос, дакота, сидар-маунтин), юры (моррисон, энтрада), триаса (шинарамп, моеккопи), перми (парк-сити), пенсильвания (вебер). Большая часть коллекторов представлена песчаниками часто линзовидного строения. Песчаники сидар-маунтин заполняют эрозионные выемки в рельефе кровли свиты моррисон. Продуктивные известняки заключены в свитах грин-ривер (здесь же продуктивны и песчаники) и парк-сити.

Обилие перерывов, линзовидный характер коллекторов, сильное колебание в мощностях отдельных свит, вплоть до полного выклинивания в краевых частях бассейна — все это обусловило значительное развитие в бассейне ловушек литологически экранированного типа. Находящиеся в таких ловушках скопления нефти иногда объединяются в зоны, соответствующие зонам выклинивания. На некоторые из таких зон наложились лорамийские дислокации. В образовавшихся таким путем антиклинальных зонах нефть или газ наиболее часто заключены в литологически экранированных ловушках.

Основными и сравнительно хорошо выраженными зонами и ареалами зон нефтегазонакопления являются следующие.

1. Зона Блубелл, расположенная на севере впадины Уинта и протягивающаяся в субширотном направлении. Нефтяные месторождения зоны (Блубелл, Эшли-Валли, Алтамонт, Ред-Уош, Рузвелт, Хоршпу-Бенд, Рейнджели и др.) приурочены к структурным носам, террасам, осложняющим бортовую моноклиаль. Исключение составляет месторождение Эшли-Валли, связанное с антиклиналью. Залежи нефти преимущественно литологически экранированные, находятся в отложениях эоцена, позднего мела, в меньшей степени — пенсильвания и миссисипия. Месторождение Блубелл является крупнейшим месторождением бассейна. Структура его представляет собой структурный нос. Залежь нефти находится на глубине 2750—3500 м в свите грин-ривер (эоцен).

2. Антиклинальная зона Денфоос-Хилс, расположенная на севере впадины Пайсенс, характеризуется большим стратиграфическим диапазоном нефтеносности (мел, юра, триас, пенсильвания). Среди залежей нефти известны пластовые сводовые и литологически экранированные. В зоне

расположены месторождения нефти Вилсон-Крик, Маудлин-Галч, Денфоос-Хилс, Норт-Денфоос-Хилс и др.

3. Газоносный ареал зон Пайсенс, расположенный в пределах одноименной впадины с незакономерно расположенными газовыми месторождениями. Месторождения тяготеют к зонам выклинивания на склонах впадины, осложненным структурными носами, террасами, реже замкнутыми поднятиями. В группе месторождений, расположенных на севере впадины (Пайсенс-Крик, Саут-Пайсенс-Крик, Уайт-Ривер), газоносны эоценовые и палеоценовые отложения, на южных месторождениях (Бацет, Дивайд-Крик, Норт-Вест-Дивайд-Крик, Виллоу-Крик и др.) — газоносны верхне-меловые, реже эоценовые (месторождение Иквити) отложения.

4. Газоносная зона Дуглас-Крик содержит 10 газовых месторождений (Драгон-Трейл, Дуглас-Крик, Норт-Дуглас-Крик, Твин-Баттс, Гамеза и др.) и одно из наиболее крупных нефтяных месторождений бассейна Рейнджели (запасы нефти — 81 млн. т). Месторождения связаны с куполообразными поднятиями. Продуктивны меловые, юрские, триасовые и пенсильванские отложения. Размеры структуры нефтяного месторождения Рейнджели 32 × 12 км. В интервале глубин 150—2000 м находятся пять продуктивных пластов, заключенных в отложениях мелового, триасового и пенсильванского возраста.

Помимо описанных зон, известны две группы газовых месторождений, расположенные одна на востоке впадины Уинта (месторождения Битер-Крик, Сауфман-Каньон и др.; газоносны верхний мел и эоцен), другая на юго-востоке на склоне поднятия Анкомпагре. Расположенные здесь месторождения Сан-Эрройо, Вест-Уотер, Бэр-Х содержат залежи газа литологически экранированного типа. Группа нефтяных месторождений известна также на западе впадины Уинта и на востоке впадины Пайсенс.

Нефтяные залежи бассейна Уинта-Пайсенс заключены в интервале глубин 800—4000 м, газовые накладываются на интервал 800—1700 м, причем 90 % всех запасов газа и свыше 50 % запасов нефти связано с отложениями мела и палеогена.

§ 6. Нефтегазоносные бассейны Ханна-Ларами и Норт-Парк

Оба бассейна расположены в краевой части орогена Скалистых гор и вытянуты в меридиональном направлении. Более крупный и севернее расположенный бассейн Ханна-Ларами граничит на севере с бассейном Уинд-Ривер. Восточное ограничение его образовано меридионально простирающимся хребтом Ларами; на западе бассейн обрамляется поднятиями хребтов Медисин-Боу (на юге) и Суитуотер (на севере). Небольшой бассейн Норт-Парк обрамлен хребтами на востоке Парк-Рейндж, на западе Передовым (см. рис. 145).

Оба бассейна в отличие от рассмотренных выше бассейнов Скалистых гор характеризуются значительной дислоцированностью выполняющих их отложений. В пределах бассейнов развиты достаточно хорошо выраженные антиклиналы, часто нарушенные сбросами и ориентированные как в субмеридиональном (преимущественно), так и в субширотном направлениях.

Разрез отложений, выполняющих бассейны, близок к разрезам прилегающих бассейнов Уинд-Ривер и Грин-Ривер, но отличается уменьшенной мощностью палеозойских отложений до нескольких сотен метров

большой мощностью верхнемеловых отложений на западе бассейна Ханна-Ларами.

Бассейн Ханна-Ларами имеет асимметричное строение. Его восточная часть (Ларами) выполнена отложениями мощностью не больше 3000—4000 м, в западной части бассейна (Ханна), представляющей собой отходящий на запад залив, мощность мезозойских и кайнозойских отложений превышает 10 000 м.

В бассейне Ханна-Ларами продуктивны отложения мелового возраста (свиты стил, ниобрара, фронтьер, термополис, кловерли), юрского (моррисон, санданс) и пенсильванского (известняки тенслип). В бассейне Норт-Парк продуктивны отложения мела (фронтьер, мадди, дакота, лакота) и юры (моррисон, санданс).

Первые месторождения нефти Рок-Крик в бассейне Ханна-Ларами было открыто в 1918 г. В настоящее время в бассейне известно свыше 30 нефтяных и несколько газовых месторождений. Газовые залежи заключены преимущественно в отложениях мела.

Месторождения довольно хорошо группируются в короткие антиклинальные зоны.

Залежи нефти и газа заключены в интервале глубин 400—2000 м.

В бассейне Норт-Парк выявлено несколько небольших по запасам нефтяных месторождений, связанных с асимметричными брахиантиклиналями. Залежи нефти расположены на глубинах 550—2150 м.

§ 7. Нефтегазоносный бассейн Парадокс

Нефтегазоносный бассейн Парадокс занимает северо-западную краевую часть массива Колорадо. На северо-востоке бассейн обрамляется поднятием Анкомпагре, склон которого, входящий в бассейн, представляет собой сильно нарушенную сбросами моноклинал (складчато-сбросовый пояс Парадокс). На западе бассейн обрамляется поднятиями Сан-Рафаэль (на севере) и Серкл-Клиффс (на юге). С юга в бассейн вклинивается поднятие Монумент, которое южную часть бассейна разделяет на две впадины: западную — Генри-Маунтин и восточную — Бландинг. Последняя отделяется от соседнего с юго-востока бассейна Сан-Хуан межбассейновым поднятием Фор-Корнерс (рис. 147).

Бассейн Парадокс сложен мезозойскими и палеозойскими образованиями максимальной мощностью около 7000 м. Разрез четко делится на два литологических комплекса. Верхний терригенный комплекс охватывает мезозойскую группу (мощность до 1300 м) и нижний отдел пермской системы (875 м). Обращает на себя внимание отсутствие палеогеновых отложений и малая мощность меловой системы (300 м), отличающие этот бассейн от других бассейнов Скалистых гор.

Нижний соленосно-карбонатный комплекс состоит из отложений пенсильванской, миссисипской, девонской и кембрийской систем мощностью свыше 4000 м. Соленосная толща заключена в среднем отделе пенсильванской системы (серия де-мойн) и выделяется под названием парадокс. Мощность толщи парадокс до 2500 м, состоит она из мощных пластов ангидритов, каменной соли, доломитов, известняков и аргиллитов. Каменная соль местами представляет собой мощные линзы со структурами облекания в надсолевой толще. Из разреза палеозойских отложений нижнего комплекса выпадают верхний и средний отделы миссисипской системы, нижний девон и полностью силурийская и ордовикская системы.

Нефтегазоносность бассейна охватывает отложения миссисипского, пенсильванского, пермского, триасового и мелового возраста. В первых двух системах коллекторами являются известняки, в частности, рифовые. В меловых отложениях известны небольшие газовые залежи в песчаниках

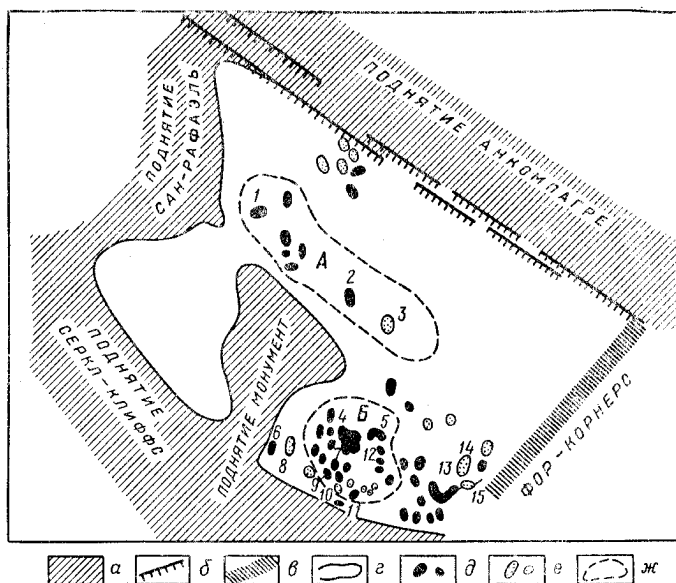


Рис. 147. Нефтегазоносный бассейн Парадокс

а — горно-складчатое обрамление бассейна; б — сбросы; в — межбассейновое поднятие Фор-Корнерс; г — границы бассейна; месторождения: д — нефтяные, е — газовые; ж — ареалы нефтегазо-накопления: А — Лисбонский, Б — Бландинг. Месторождения: 1 — Солт-Уош; 2 — Лисбон; 3 — Мак-Интер-Каньон; 4 — Грейт-Анет; 5 — Исмей; 6 — Мексикан-Хат; 7 — Дезерт-Крик; 8 — Алах; 9 — Баундари-Батт; 10 — Ист-Баундари-Батт; 11 — Кач; 12 — Хорсгу-Верде; 13 — Баркер-Крик; 14 — Ют-Доум; 15 — Хогбак

и трещиноватых аргиллитах. Пермские породы содержат продуктивные коллекторы как карбонатного, так и терригенного типа.

Основные нефтяные и газовые месторождения сосредоточены в двух ареалах — Лисбонском и Бландингском.

Лисбонский ареал зон, расположенный на моноклинали пояса Парадокс, характеризуется развитием подсоловых антиклинальных присбросовых структур. Залежи нефти и газа заключены в миссисипских и верхнедевонских отложениях. Наиболее крупным является нефтяное месторождение Лисбон (открыто в 1960 г.), структура которого представляет структурный нос. Основная залежь нефти находится в известняках свиты ледвилл (миссисипская система), залежь меньших размеров — в девонских известняках мак-краген (алберт).

Ареал Бландинг занимает одноименную впадину. Известные здесь нефтяные месторождения (Анет, Исмей-Флодайнпарк, Дезерт-Крик, Блафф, Баундари-Батт и др.) связаны с выступами известняков — биогермами и биостромами пенсильванского возраста. Наиболее крупным является нефтяное месторождение Грейт-Анет (извлекаемые запасы нефти 50 млн. т), приуроченное к антиклинали длиной 17 км, шириной 4,4 км

и высотой 40 м. Нефтеносны известняки дезерт-крик свиты парадокс пенсильванского возраста. Месторождение было открыто в 1956 г.

На востоке впадины, а также на склоне поднятия Сан-Рафаэль известно несколько газовых месторождений.

Бассейн Парадокс изучен весьма слабо. Всего в бассейне выявлено свыше 70 месторождений, преимущественно нефтяных.

§ 8. Нефтегазоносный бассейн Сан-Хуан

Бассейн Сан-Хуан известен своим крупным газовым месторождением Бланко-Месаверде, занимающим почти половину площади бассейна и играющим существенную роль в добыче газа в США. Начальные запасы газа месторождения оцениваются в 311 млрд. м³, из которых более 70 млрд. м³ уже извлечено.

Месторождение Бланко-Месаверде занимает северную часть сравнительно крупной, округлой формы впадины (240 × 160 км), сложенной фанерозойскими отложениями мощностью свыше 6000 м. Впадина имеет асимметричный профиль. Ее крутые северо-восточный и восточный борта примыкают к поднятию Анкомпагре — Насимьенто, отделяясь от него разломами. На северо-западе бассейн сочленяется с бассейном Парадокс через межбассейновое поднятие Фор-Корнерс, на западе он граничит с бассейном Блэк-Меса через валообразное поднятие Зуни-Дифайанс.

Юго-западная часть бассейна представляет собой моноклиналь (Чако), полого (70—80 м на 1 км) поднимающуюся в сторону выступа фундамента Зуни. Последний входит в поднятие Зуни-Дифайанс (рис. 148). Для всего разреза отложений, выполняющих бассейн, характерен преимущественно терригенный состав, что отличает его от соседнего бассейна Парадокс. Известняки и доломиты в разрезе бассейна Сан-Хуан известны в меловых, юрских и палеозойских отложениях лишь в виде сравнительно маломощных свит. Обращает на себя внимание большая мощность палеогеновых и верхнемеловых пород (свыше 4000 м). Мощность палеозойских отложений (в составе их отсутствуют ордовикские и силурийские) не превышает 1200 м, мощность триасовых, юрских и нижнемеловых пород около 1100 м.

Нефтегазоносность бассейна, выявленная в 1911 г., охватывает широкий стратиграфический диапазон. Нефтегазоносны песчаники, в меньшей степени трещиноватые сланцы мелового (свыше 10 свит) и девонского (свита мак-крекен) возраста, известняки пенсильванского (свиты верхняя и нижняя хермоза) и миссисипского (свита ледвилл) возраста.

Основные продуктивные толщи заключены в меловых отложениях. В бассейне выявлено свыше 80 месторождений нефти и газа. Для бассейна характерно развитие литологически экранированных и литологически замкнутых типов залежей. Крупнейшая газовая залежь месторождения Бланко-Месаверде (площадь газоносности 102 × 54 км) связана с мощной (около 1000 м) толщей верхнемеловых песчако-глинистых пород. Основные продуктивные свиты клифф-хаус и поинт-лукаут сложены мелко- и среднезернистыми песчаниками. Залежь газа в этих свитах залегает на глубине 1350—1950 м. Третий газоносный горизонт заключен в свите пикчер-клиффс на глубине 540—1050 м. Газоносные песчаные горизонты в юго-западном направлении замещаются слабопроницаемыми породами, а на севере и северо-востоке — глинами.

В свите манкос мелового возраста выделяются баровые песчаные накопления гэллап. Они развиты в полосе шириной около 30 км, простирающейся в северо-западном направлении на 200 км. Скопления нефти в барах гэллап выявлены на 11 месторождениях, расположенных по простирацию южного борта бассейна, южнее газовой залежи Бланко-Меса-верде. Наиболее крупным нефтяным месторождением, залежи которого связаны с барами, является месторождение Бисти. Нефтенасыщенными являются три бара — мэри, хьюзфана и керзон. Бар мэри имеет длину 48 км, ширину 3 км и высоту — 12 м; размеры бара хьюзфано соответственно 38 км, 3 км и 9,1 м, находится он под первым баром, отделяясь от него глинистым пластом; бар керзон залегает рядом с баром хьюзфано, длина его 15 км, ширина 1,5 км.

С баровыми песчаниками связаны также залежи месторождений Тотак, Хоршун-Верде, Галгосс. Литологически замкнутые залежи нефти известны в линзах песчаника дакота на нескольких небольших нефтяных месторождениях (Салт-Крик, Баркер-Крик и др.), расположенных на севере и северо-востоке бассейна.

Известные в бассейне восемь месторождений нефти с пластовыми сводовыми залежами в антиклинальных структурах характеризуются небольшими запасами.

На северо-западе бассейна в антиклинали Тадлен (на северо-восточном склоне краевого поднятия Дифайанс) выявлено месторождение Диней-Би-Кейя, где нефть заключена в молодой пластовой интрузии, внедрившейся в пенсильванский известняки. Скопление нефти находится на глубине 975 м.

§ 9. Нефтегазоносный бассейн Деште-Кевир

Бассейн Деште-Кевир расположен на северо-западе эпиplatformенного орогена Иранского нагорья, юго-восточнее г. Тегеран в сравнительно крупной межгорной впадине, занятой одноименной пустыней (см. рис. 67).

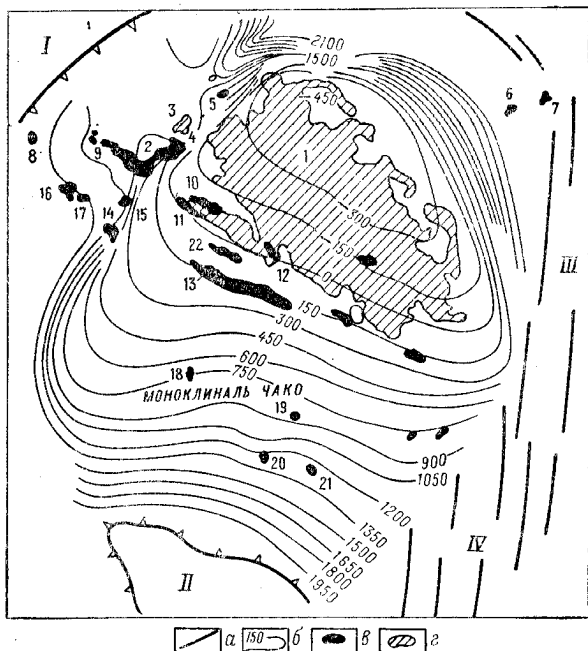


Рис. 148. Нефтегазоносный бассейн Сан-Хуан

a — разломы; *b* — изолинии глубин подошвы свиты грин-ривер в м; месторождения: *a* — нефтяные, *г* — газовые. Месторождения: 1 — Бланко-Месаверде; 2 — Хоршун-Верде; 3 — Баркер; 4 — Ют-Доум; 5 — Ред-Меса; 6 — Чат; 7 — Грампе; 8 — Фор-Корнерс; 9 — Блу-Хилс; 10 — Тотак; 11 — Ча-Ча; 12 — Анджелс-Пик; 13 — Бисти; 14 — Тейбл-Меса; 15 — Хорбак; 16 — Раттлснейк; 17 — Шипрокк; 18 — Чромо; 19 — Ред-Маунтин; 20 — Севен-Лейк; 21 — Хоспег; 22 — Галгосс.

Обрамление бассейна: I — межбассейновое поднятие Фор-Корнерс; II — поднятие Зуни-Дифайанс; III — поднятие Анкомпагре-Насимьелто; IV — сбросовый пояс Пуэрко

В строении бассейна принимают участие толща пород мощностью более 7000 м кайнозойского возраста и меньшей мощности мезозойские и палеозойские (послекаменноугольные) отложения. Кайнозойские отложения расчленяются на четыре комплекса. Нижний эоценовый комплекс сложен туфогенными породами, эффузивами, известняками и мергелями мощностью около 3000 м, залегающими с перерывом на породах мелового возраста. Следующий комплекс — раннеолигоценового возраста (нижняя красноцветная свита) — сложен соленосными и туфоносными терригенными породами мощностью до 1000 м. Выше красноцветной свиты залегает свита кум — нефтегазоносная толща бассейна. Она охватывает отложения от среднего олигоцена до нижнего миоцена включительно и представлена терригенно-карбонатными породами с гипсами и ангидритами в подошве общей мощностью до 2000 м. Комплекс ограничен перерывами. Верхний комплекс включает миоценовые и плиоценовые образования: плиоценовые представлены песчаниками и конгломератами мощностью до 1000 м, миоценовые (верхний и средний миоцен) сложены соленосными пестроцветными породами мощностью до 1000 м.

Породы бассейна смяты в складки двух направлений — северо-западного и северо-восточного. В северо-западной части бассейна к двум хорошо выраженным антиклиналям северо-западного простирания приурочены два месторождения, выявленные в бассейне — Альборз — газонефтяное и Сарадже — конденсатногазовое. В обоих месторождениях продуктивны известняки свиты кум. На месторождении Альборз сводовая массивная газонефтяная залежь находится на глубине около 2200 м, на месторождении Сарадже — на глубине 2438—2743 м. Извлекаемые запасы газа на месторождениях — Сарадже оцениваются в 141 млрд. м³.

Бассейн изучен весьма слабо.

§ 10. Ферганский нефтегазоносный бассейн

Первое нефтяное месторождение Чимион было открыто в Ферганском нефтегазоносном бассейне в 1904 г. В настоящее время в бассейне известно свыше 28 месторождений преимущественно нефтяных.

Ферганский бассейн заключен в крупной (350 × 170 км) межгорной впадине, расположенной внутри горно-складчатой системы Западного Тянь-Шаня. На северо-западе он обрамляется системой Чаткало-Кураминских хребтов, на юге — Туркестанско-Алайским, а на востоке Ферганским хребтами. Хребты сложены палеозойскими сильно дислоцированными и метаморфизованными породами, которые образуют фундамент нефтегазоносного бассейна. На фундаменте залегают мезозойские и кайнозойские образования, расчленяющиеся на два структурных этажа: нижний — мезозойско-палеогеновый, представленный платформенными отложениями, и верхний неоген-антропогеновый, орогенного происхождения (рис. 149).

Состав и мощность мезозойских и кайнозойских отложений бассейна существенно изменяются в направлениях как от периферии к центру, так и с запада на восток.

Триасовые и юрские породы нижнего этажа сложены терригенными породами со значительной ролью грубообломочного материала, пестроцветных пород и угленосных в нижнем и среднем отделах юры. Мощность систем в целом меняется от 500 до 1700 м.

Меловая система образована преимущественно терригенными породами, часто грубо- и среднеобломочными на севере, с прослоями известняков, доломитов, реже гипсов на юге и юго-востоке бассейна. Мощность меловых отложений меняется от 300 м на юге бассейна до 1500 м на востоке.

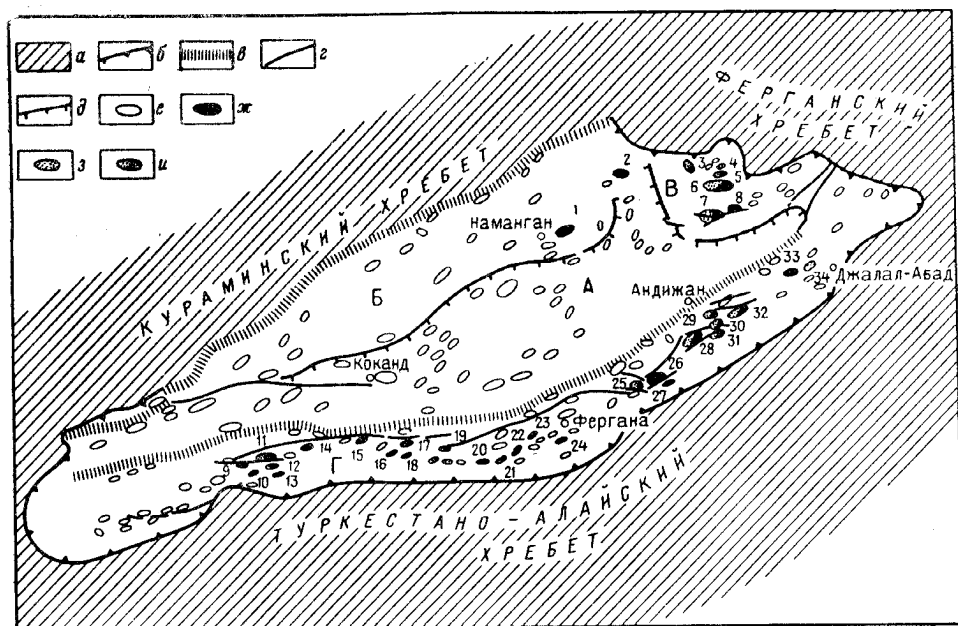


Рис. 149. Ферганский нефтегазоносный бассейн

a — выходы палеозойских отложений в горном обрамлении бассейна, а также площади с неглубоким залеганием палеозоя; *b* — границы бассейна; *в* — разломы глубинные; *г* — разрывы; *д* — флексуры, осложненные разрывами; *e* — локальные структуры; месторождения: *ж* — нефтяные, *з* — газовые, *и* — газонефтяные.

Месторождения: 1 — Наманганское; 2 — Майлисайское; 3 — Майлису I; 4 — Бедресайское; 5 — Майлису III; 6 — Майлису IV; 7 — Избаскентское; 8 — Восточно-Избаскентское; 9 — Канибадамское; 10 — КИМ; 11 — Раватское; 12 — Айританское; 13 — Нефтебадское; 14 — Шорсу IV; 15 — Нурсукское; 16 — Чонгарское; 17 — Северный Сох; 18 — Сарыкамышское; 19 — Северо-Риштанское; 20 — Чаурское; 21 — Якутанское; 22 — Чимшонское; 23 — Ханкызское; 24 — Аввальское; 25 — Западно-Палванташское; 26 — Палванташское; 27 — Ходжаосманское; 28 — Андижанское; 29 — Хартумское; 30 — Бостонское; 31 — Ходжаабадское; 32 — Южно-Аламышское; 33 — Чангырташское; 34 — Сузакское.

Структурные зоны: А — Центральный грабен; В — Северная складчатая зона; В — Майлисуыйский выступ; Г — Южная складчатая зона

Палеогеновые отложения представлены преимущественно глинами с подчиненными прослоями песчаников, известняков и доломитов, а в подошве (нижний палеоцен) — глинами и гипсами. Мощность палеогена меняется от 300 до 900 м.

Неогеновые и антропогенные отложения образованы преимущественно грубообломочными породами мощностью до 2000 м.

Все системы послепалеозойских отложений нефтегазоносны. Выделяется свыше 30 продуктивных пластов, в том числе семь в среднеюрских песчаниках, 12 в песчаниках и известняках мелового возраста и восемь в палеогеновых отложениях. Нефтеносны также континентальные песчаники неогенового возраста. Бассейн преимущественно нефтеносный.

Газоносность ограничивается газовыми залежами в некоторых газонефтяных месторождениях.

Современный структурный план нефтегазоносного бассейна в целом заложили в раннемезозойское время на месте автономной эпигерцинской синеклизы.

В структуре нефтегазоносного бассейна выделяются четыре основных структурных элемента: центральный — наиболее прогнутый, наименее затронутый молодыми орогеническими движениями, периферийные северный, южный и восточный, современная структура которых образована под воздействием орогенических движений, сформировавших горное обрамление бассейна. Все периферийные структурные элементы представляют собой системы хорошо выраженных линейно ориентированных складок, расположенных кулисообразно и осложненных продольными и поперечными разрывами. В пределах всего бассейна выявлено более 300 брахиантиклиналей.

Центральный элемент представляет собой плоский грабенообразный прогиб, ограниченный почти со всех сторон флексурами или разрывами. Длина прогиба 300 км, максимальная ширина 60—70 км. На западе он сильно сужается. Прогиб выполнен с поверхности весьма слабо дислоцированными антропогеновыми отложениями мощностью свыше 1000 м. Подошва неогена находится в центральной части прогиба на глубине более 7 км, палеозойское основание — на глубине более 10 км. В пределах прогиба выявлено свыше 20 погребенных антиклиналей, расположенных кулисообразно.

Северная система складок протягивается параллельно северному обрамлению бассейна. Внешняя граница ее определяется Северо-Ферганским глубинным разломом, южная граница — Северо-Ферганской флексурой, местами сопровождающейся сбросами.

В Северо-Ферганской системе складок выделяются три антиклинальные зоны, из которых наиболее крупной является Супетауско-Карагундаиская, расположенная на западе на приподнятом крыле Северо-Ферганской флексуры. Антиклинальная зона состоит из семи кулисообразно расположенных антиклиналей с крутыми северными крыльями, из которых Наманганская является нефтеносной. Длина последней по поверхностным отложениям 33 км, ширина 10—12 км, углы падения крыльев от 4 до 6°. Северо-западное крыло антиклинали нарушено разрывом. Нефтеносны известняки туркестанских и алайских слоев эоцена.

Южно-Ферганская система складок отделяется от Центрального прогиба Южно-Ферганским разломом, севернее которого резко возрастает мощность кайнозойской молассы. Южной границей зоны является молодой Сарыкамьшский разлом — проходящий по контакту палеозойских отложений Туркестанско-Алайского хребта с более молодыми отложениями.

В пределах Южно-Ферганской системы складок выделяется Найманско-Ачисайская антиклинальная зона. Зона находится на юго-западном продолжении Ачисайской антиклинальной зоны палеозойского обрамления бассейна. В Найманско-Ачисайской зоне выявлено более 10 брахиантиклиналей, в том числе нефтеносные — Палванташ, Западный Палванташ, Ходжаосман, Южный Андижан, Ходжаабат, Бостон, Южный Аламышик и др.

Брахиантиклинали имеют углы падения крыльев от 10 до 50°, часто они нарушены продольными сбросами и поперечными разрывами.

Нефтегазоносными являются юрские, меловые и палеогеновые отложения. Наиболее крупными месторождениями являются Палванташское, Андижанское, Ходжаабадское.

Палванташское газонефтяное месторождение приурочено к антиклинали с пологим северо-западным и крутым юго-восточным крыльями. С глубиной углы наклона крыльев увеличиваются от 45° (на крутом крыле) в неогене до 70° в палеогене. В сводовой части антиклинали размыты отложения миоцена и части олигоцена. Залежи нефти и газа выявлены в отложениях неогена, палеогена и юры; меловые отложения являются водоносными.

На месторождении Андижан выявлено шесть продуктивных пластов в неогеновых и палеогеновых отложениях, в Ходжаабаде — 11 продуктивных пластов в неогеновых (1), палеогеновых (5), меловых (4) и юрских отложениях (1).

В западной части Южно-Ферганской системы складок развит ряд сравнительно коротких антиклинальных зон. Ареал этих зон содержит свыше 10 нефтяных месторождений (КИМ, Нефтеабад, Шорсу I, Шорсу IV, Шорсу VI, Северный Сох и др.) с продуктивными отложениями юрского мелового и палеогенового возраста.

Восточная, или Нарынская, система складок расположена на северо-восточном окончании Центрального прогиба. На севере и северо-востоке она ограничена выходами палеозойских пород, на юго-востоке — Избаскентско-Карабулакской флексурно-разрывной зоной. В Нарынской системе складок прослеживаются две антиклинальные зоны: Майлисуйская и Избаскентско-Карабулакская.

Первая расположена на западном погружении Алаштауского палеозойского поднятия, участвующего в строении горного обрамления бассейна. Избаскентско-Карабулакская зона находится южнее и отделена от Майлисуйской зоны синклинальной зоной. Обе антиклинальные зоны нефтегазоносные. В их пределах выявлено пять месторождений нефти и газа. Продуктивны меловые и палеогеновые, в меньшей степени юрские и неогеновые отложения. Характерна повышенная газоносность меловых отложений. Так, на месторождении Майлису IV (асимметричная брахиантиклиналь, $10 \times 3,5$ км) продуктивны 12 пластов, в том числе девять газоносных в меловых и юрских (1) отложениях. На месторождении Избаскент (асимметричная антиклиналь, 35×8 км по верхнему неогену) газоносны два пласта мелового возраста, нефтеносны пять пластов палеогена.

Залежи нефти месторождений Ферганского нефтегазоносного бассейна отличаются большим разнообразием типов. Образование большей части скоплений нефти связано с нефтематеринскими породами, заключенными в свитах, одновозрастных с продуктивными толщами.

Залежи нефти находятся на глубинах 180—2500 м.

§ 11. Афгано-Таджикский нефтегазоносный бассейн

Афгано-Таджикский бассейн зажат между эпиplatformенными горными сооружениями Южного Тянь-Шаня (Гиссара), Западного Памира (Дарваза) и Альбурза, Шадиана и Гиндукуша на юге, от которых он отделен разломами (рис. 150).

На востоке бассейн через юго-западный отрог Гиссара (Зеравшано-Гиссарский антиклинорий) сочленяется с Каракумским нефтегазоносным бассейном.

Бассейн сложен кайнозойскими и мезозойскими породами мощностью до 12 000 м. Неогеновые, олигоценые и часть эоценовых отложений

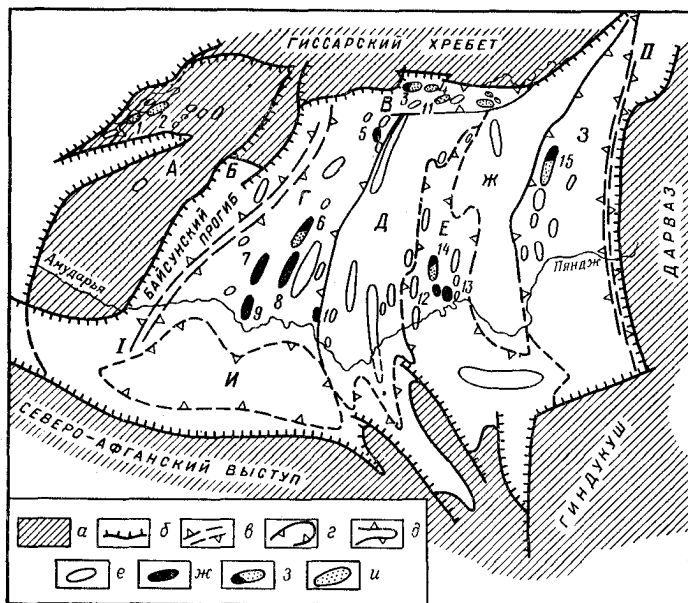


Рис. 150. Афгано-Таджикский нефтегазоносный бассейн

а — эпиplatformный ороген; *б* — разломы; *в* — шовные приразломные зоны; *1* — Келиф-Ширабадская, *II* — Дарвазская; *г* — синклинии и прогибы (синклинории); *Г* — Сурхандарьинский, *Е* — Вахтский, *З* — Кулябский; прогибы: *Б* — Байсунский, *В* — Предгиссарский, *И* — Мазаришарифский; *д* — антиклинории: *А* — юго-западных отрогов Гиссара, *Д* — Кафирниганский, *Ж* — Иванский; *е* — локальные поднятия, валы; месторождения: *ж* — нефтяные, *з* — газонефтяные, *и* — газовые.

Месторождения: *1* — Гумбулакское; *2* — Адамташское; *3* — Шаамбаринское; *4* — Гомсомольское; *5* — Северо-Курганчинское; *6* — Ляльминарское; *7* — Хаулагское; *8* — Кокайтинское; *9* — Учкызылское; *10* — Амударьинское; *11* — Андыген; *12* — Анбашское; *13* — Кичибельское; *14* — Кызылтумшукское; *15* — Бештенякское

общей мощностью до 12 000 м представлены пестроцветными терригенными породами с прослоями гипсов в нижнем миоцене и эоцене. Начиная с низов эоцена в разрезе появляются известняки и доломиты, достигающие максимального развития в позднемиоценовое время. Максимальная мощность терригенно-карбонатной толщи верхнего мела 1800 м.

Для нижнемиоценовых отложений характерно преобладание терригенных пород с чередованием пестроцветных и сероцветных разностей с небольшими слоями гипсов.

Меловые отложения залегают с разрывом на соляно-гипсоносной толще (до 800 м) верхней юры кимеридж — титон-(гаурдакская свита), которая подстилается карбонатной толщей (гиссарская свита верхней юры, 750 м). Остальная часть юры, а также триас сложены терригенными породами (угленосными в юре) мощностью свыше 2000 м. Поверхность триаса сильно размыта, местами он полностью размыт. Эоценовые, палеоценовые и мезозойские отложения представляют платформенное обра-

зование бассейна, более молодые отложения — орогенный (альпийский) комплекс.

Современный структурный план бассейна создан альпийскими глыбовыми движениями и складывается из системы синклинориев (Сурхандарьинский, Вахшский, Кулябский) и антиклинориев (Кафирниганский, Яванский), вытянутых в северо-восточном направлении, почти перпендикулярно к широтно вытянутому Гиссарскому хребту. От последнего они отделены небольшим Предгиссарским прогибом.

Наиболее крупный Сурхандарьинский синклинорий (длина 120 км, ширина до 100 км) сложен неогеновой континентальной толщей мощностью до 6000 м. Глубина фундамента здесь по геофизическим данным достигает 9 км. Прогиб осложнен несколькими узкими антиклинальными линиями — в направлении с запада на восток это Хаудагская, Ляльмикарская, Кокайтинская и Актауская. Слагающие антиклинальную линию отдельные брахиантиклинали нарушены продольными разрывами и располагаются кулисообразно; юго-восточные крылья их крутые (до 50°), противоположные более пологие. Своды некоторых брахиантиклиналей сложены палеогеновыми и даже меловыми породами. На западе Сурхандарьинский синклинорий через Келиф-Ширабадский разлом и прилегающий узкий Байсунский прогиб граничит с широким межбассейновым поднятием, представленным юго-западными отрогами Зеравшанского хребта и погружается в широтно вытянутый Мазарिशерифский прогиб, расположенный перед приподнятым по разлому краем Северо-Афганского выступа, фундамента выраженного в рельефе горами Альбурз и Шадиян.

Вахшский синклинорий осложнен четырьмя антиклинальными зонами, в значительной степени погребенными. Фундамент синклинория находится на глубине около 6 км. Кулябский синклинорий располагается перед Дарвазским массивом, образуя как и Сурхандарьинский, периферийный синклинорий бассейна. Фундамент синклинория погружен на 6 км. Образующие синклинорий узкие складки осложнены крупными внедрениями гипса и каменной соли позднеюрского возраста.

Кафирниганский и Яванский антиклинории образованы сильно сжатыми складками, иногда коробчатого строения. На севере они осложнены разрывами и надвигами, в южном направлении погружаются, строение их упрощается: синклинории расширяются, превращаясь во впадины широтного простирания.

В Афгано-Таджикском бассейне выявлено свыше 15 нефтяных и газовых месторождений, расположенных в Сурхандарьинском, Вахшском и Кулябском синклинориях, в Предгиссарском прогибе и на западе межбассейнового поднятия юго-западных отрогов Гиссарского хребта.

Месторождения нефти и газа приурочены к антиклинальным зонам. Обычно в пределах одной антиклинальной линии, насчитывающей 3—4 антиклинали, нефтегазоносными являются одна, реже две антиклинали.

Продуктивны в бассейне палеогеновые, меловые и верхнеюрские отложения. В верхней юре продуктивны келловей-оксфордские и титонские трещиноватые известняки, доломиты и ангидриты, перекрытые галогенно-сульфатной толщей гаурдакской свиты. В титонских отложениях содержатся газовые залежи на месторождениях Предгиссарского прогиба (Комсомольское, Шаамбары, Авдыген), келловей-оксфордские и титонские породы газоносны на месторождениях Адамташ поднятия юго-западных отрогов Гиссара.

На месторождении Андыген газоносны альбские и готеривские отложения, на месторождениях Ляльмикар и Кызыл-Тумшук нефтеносны сенонские и сеноманские породы.

В палеогеновых отложениях и прежде всего в трещиноватых известняках и доломитах бухарской свиты палеоцена встречаются преимущественно нефтяные залежи. Последние выявлены на месторождениях Сурхандарьинского (месторождения Хаудаг, Учкызыл, Кокайты, Амударьинское) и Вахшское (Акбашадыр, Кичикбель) синклинориев.

В алайской свите эоцена установлена нефтеносность на месторождениях Шаамбары и Ляльмикар.

Залежи нефти и газа преимущественно сводовые в песчаниках пластовые, в известняках массивные.

Нефтегазоматеринскими в бассейне являются юрские и палеоцен-сеноманские отложения.

§ 12. Ордосский нефтегазоносный бассейн

Ордосский бассейн заключен в крупной (650 × 400 км) пологой впадине типа синеклизы, вытянутой в меридиональном направлении со слабо всхолмленной поверхностью, приподнятой на высоту до 2 км (рис. 151). Впадина обрамлена на большом протяжении горными глыбовыми сооружениями, сложенными палеозойскими и более древними образованиями, на востоке перекрытыми породами мезозойского и кайнозойского возраста. От расположенного на севере Внутреннемонгольского массива Иншань и Циньлинского синклинория на юге впадина отделена широтно вытянутыми глубинными разломами. На западе впадина граничит с Алашаньской складчатой зоной также через глубинные разломы; на востоке впадина Ордос переходит в антеклизу Шаньси.

Ордосский бассейн с поверхности представлен преимущественно мезозойскими породами, слагающими моноклиналь, наклоненную на запад, в пределах которой с востока на запад обнажаются триасовые, юрские и меловые отложения. Осадки преимущественно терригенные, часто красноцветные или пестроцветные и угленосные с максимальной мощностью 6000 м. Мощность нижележащих образований палеозойского и позднпротерозойского возраста достигает 4000 м, представлены они терригенными и карбонатными породами, иногда угленосными. Фундамент бассейна образован кристаллическими породами досинийского возраста.

Бассейн в целом имеет резко асимметричное строение с максимальной мощностью отложений фанерозоя, достигающей 7000 м, смещенной к западу. В пределах большой восточной части бассейна мощность этих отложений сокращается до 2000 м вследствие резкого уменьшения мощности нижне- и среднепалеозойских осадков. Северная, западная и южная окраины бассейна осложнены грабенами — соответственно Баотоу, Инчуань, Вэйхэ, выполненными с поверхности отложениями кайнозойского и антропогенного возраста. От центральной части бассейна грабены отделены валообразными поднятиями.

На южном продолжении грабена Инчуань располагается прогиб, находящийся перед хорошо выраженным Люпаньшаньским антиклинорием. Последний отделен от прогиба разломом и находится уже за пределами бассейна.

Осадочное выполнение бассейна осложнено в большой средней части его незначительными слабо выраженными в мезозойских и более молодых отложениях пологими полузамкнутыми поднятиями типа структурных носов и террас. В краевых западной и южной частях бассейна имеются небольшие, сравнительно крутые, осложненные разрывами складки.

В бассейне установлена нефтегазоносность песчаников верхнетриасовых (месторождения нефти Яньчап, Юнпин, Мацзятань и газа — Сыланмяо), меловых (месторождение Шатинцзы) и нижнеюрских (месторождение Цаюань) отложений. Мощность продуктивных песчаников триасового возраста меняется от 2 до 30 м, количество их достигает 40 (месторождение Мацзятань). Залежи находятся на глубинах до 900 м.

Месторождения Яньчан, Юнпин, Цаюань расположены на востоке бассейна и связаны с выступом типа структурного носа, вытянутым в юго-западном направлении; месторождение Шатинцзы находится в Предлюпаньшаньском прогибе и приурочено к небольшой брахиантиклинали, нарушенной в сводовой части разрывами. Месторождение Мацзятань находится на северо-западе бассейна, вблизи грабена Иньчуань и также связано с небольшой брахиантиклиналью, нарушенной разрывами.

Все месторождения бассейна имеют небольшие запасы нефти.

Нефтепроявления выявлены также в отложениях неогена — палеогена, верхней юры и верхнего карбона.

Бассейн Ордос в целом изучен весьма слабо.

§ 13. Нефтегазоносный бассейн Сычуань

Сычуаньский бассейн представляет пример значительного воздействия на первично конседиментационный структурный план глыбовых движений мезозойского времени.

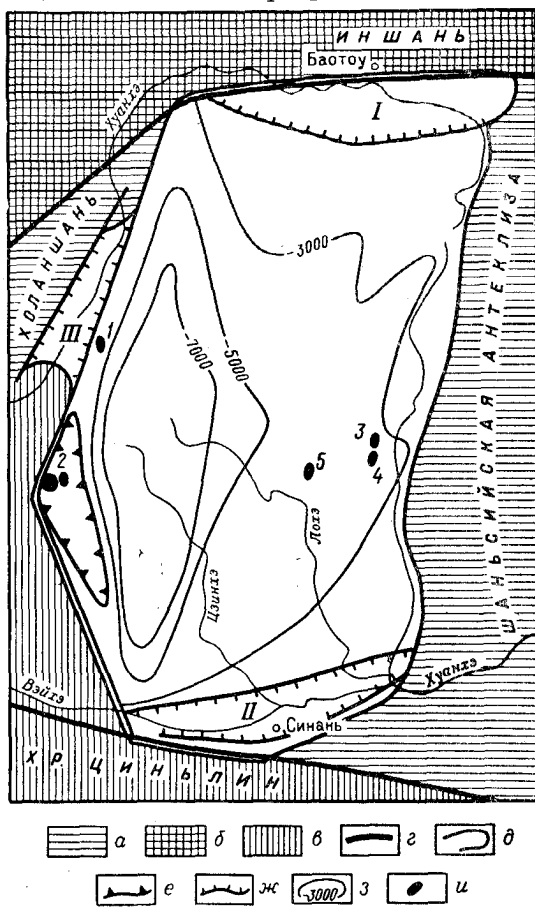


Рис. 151. Нефтегазоносный Ордос
 а — Шаньсийская антиклизис и массив Холаншань; б — Внутреннемонгольский синклиниорий; в — Циньлинский антиклиниорий; г — разломы; д — границы бассейна; е — Предлюпаньшаньский прогиб; ж — краевые грабены: I — Баотоу, II — Вэйхэ, III — Иньчуань; з — схема изодипов глубин докембрийского фундамента в м; и — нефтяные месторождения: 1 — Мацзятань, 2 — Шатинцзы, 3 — Юнпин, 4 — Яньчан, 5 — Цаюань

Центральная часть бассейна (плита) сложена с поверхности горизонтально залегающими пестроцветными (внизу угленосными) терригенными породами юрского возраста мощностью свыше 3000 м. Они участвуют в образовании двух пологих сводов — Луннойсыйского почти в центре бассейна и высоко приподнятого Выйюаньского на юго-западе. В пределах

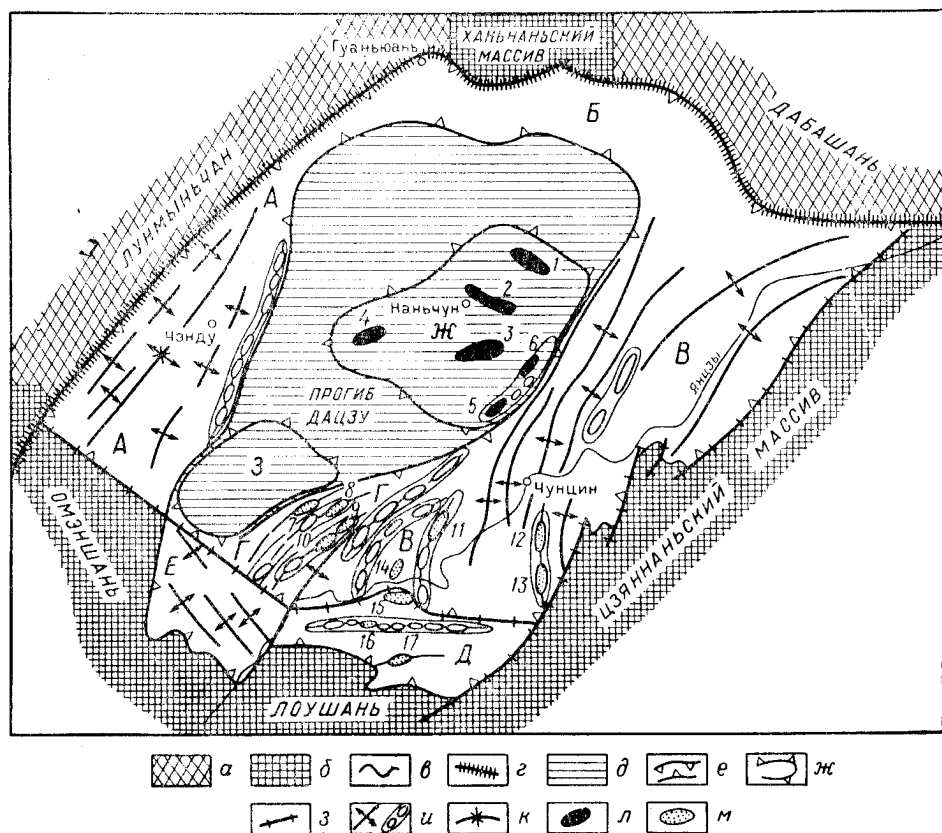


Рис. 152. Сычуаньский нефтегазовый бассейн (по Чжу Цзун-ли и К. Н. Кравченко, 1965)
 а — горно-складчатые сооружения палеозойского возраста; б — глыбовые горы мезозойского (Иеншаньского) орогенеза; в — границы бассейна; г — разломы; д — Центральная «плита»; е — Периферийные прогибы: А — Предлунмыньганский, Б — Предханьнаньский, В — Чунцинский, Г — Цзылюцзинский, Д — Южно-Сычуаньский, Е — Преддаланьшаньский; ж — своды: Ж — Луннойсыйский, З — Выйюаньский; з — разрывы; и — антиклинальные зоны; к — синклинали; л — нефтяные месторождения: 1 — Иншань, 2 — Наньчун, 3 — Луннойсы, 4 — Пыплайчжен, 5 — Хачуань, 6 — Лоудуси; м — газовые месторождения: 7 — Цзылюцзин, 8 — Хуаньзязчань, 9 — Шыядыншань, 10 — Дэньцзингуань, 11 — Хуангуаньшань, 12 — Шиюгоу, 13 — Дунси, 14 — Янтаосы, 15 — Наси, 16 — Чаньюаньба, 17 — Гаомудинь

последнего на глубине 2300 м вскрыты кембрийские известняки. Своды разделены пологим прогибом Дацизу и осложнены крупными пологими (углы падения слоев до 3°) поднятиями, ориентированными в широтном направлении (рис. 152).

С северо-запада, севера и юго-востока Центральная плита окаймлена глубокими, сильно дислоцированными прогибами, расположенными перед ограничивающими их глыбовыми горными сооружениями. Наиболее погруженным является северо-западный или Предлунмыньчанский про-

гиб, отделенный от горного массива Лунмыньчань разломом. Обнажающиеся на поверхности юрские отложения прогиба смяты в гребневидные, или сундучные, антиклинали, обычно нарушенные разрывами и наклоненные в сторону плиты.

В наиболее прогнутой части (синклираль Чэнду) фундамент прогиба находится на глубине около 12 км.

Юго-восточный, или Чунцинский, прогиб образовался перед Цзянаньским горным массивом и отделен от него рядом сбросов. С севера (от массива Дашабань Циньлинского синклинория) прогиб отделен разломом. Прогиб Чунцин сложен с поверхности юрскими и триасовыми породами. Последние представлены терригенно-карбонатными образованиями с прослоями в среднем отделе ангидритов и каменной соли. Мощность триаса достигает 2000 м.

Северная, большая, часть юго-восточного прогиба дислоцирована в систему крупных протяженных складок, ориентированных в северо-восточном направлении. Антиклинальные части складок имеют гребневидный профиль с углами падения пластов в своде до 70° и нарушены разрывами. Разделяющие их синклинали широкие и менее деформированы. Южнее складки расходятся, антиклинали превращаются в брахиантиклинали и, наконец, на юге бассейна брахиантиклинали сменяются небольшими куполами с углами падения крыльев менее 20° , причем купола объединяются в широко вытянутые системы.

На крайнем юге бассейна выделяется Южно-Сычуаньский прогиб. В пределах его развиты куполовидные структуры небольшого размера с углами падения крыльев менее 20° . С поверхности эта часть прогиба в наиболее погруженной части сложена меловыми породами, образованными красноцветными песчаниками и глинами с базальными конгломератами максимальной мощностью 1700 м.

Менее ярко выражен северный прогиб, расположенный перед Ханьнаньским массивом Циньлинского синклинория и отделенный от него разломом.

На юго-западе бассейна отсутствуют периферийный прогиб. Расположенный здесь относительно приподнятый блок выносит на поверхность пермские и нижнемезозойские отложения, дислоцированные в складки северо-западного простирания.

Граница бассейна здесь фиксируется выходами древних пород в массивах гор Омэншань и Лоушань.

На юго-западе Восточно-Сычуаньского (Чунцинского) прогиба обособляется Цзиллюэцинский прогиб, структурный план которого определен тремя антиклинальными линиями северо-восточного простирания с узкими сводами, крутыми крыльями (до 50°) и амплитуды, измеряемыми в отдельных брахиантиклиналях сотнями метров. В прогибе вскрыты пермские отложения мощностью свыше 500 м, представленные угленосными терригенно-карбонатными породами.

Газопроявления в бассейне известны уже около 1000 лет, но первое газовое месторождение Шиюгоу было открыто в 1938 г. В настоящее время в бассейне выявлено восемь нефтяных и более 10 газовых месторождений. Продуктивны юрские песчаники, триасовые известняки и песчаники нижней перми. Месторождения расположены в пределах четырех структурных элементов бассейна: на Лунъюйсыйском своде, на Цзиллюэцинском, Чунцинском на юге и Южно-Сычуаньском прогибах, где они

образуют ареалы зон нефтегазоаккумуляции. В последних трех ареалах развиты антиклинальные зоны, однако количество месторождений в каждой зоне не превышает двух.

Характерно раздельное размещение нефтяных месторождений от газовых. Первые находятся на Луннойсуйском своде с залежами в отложениях

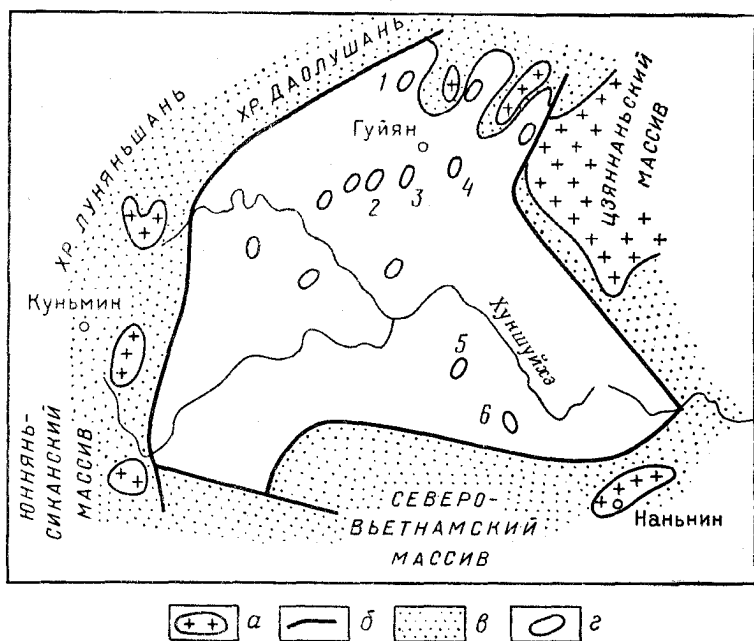


Рис. 153. Нефтегазоносный бассейн Гуанси-Гуйчжоу

а — выходы докембрийских пород; б — разрывы; в — аноксидационная зона; г — нефтяные месторождения: 1 — Баньшань, 2 — Мяолишань, 3 — Венсян, 4 — Шэншань, 5 — Линьфэн, 6 — Тяньдуг

верхней юры на глубинах 1400—1800 м. Наиболее крупным является месторождение Луннойсуй (открыто в 1950 г.). Структура месторождения имеет размеры 50 × 20 км, высоту 250 м, углы падения крыльев 1—5°.

Газовые месторождения находятся в прогибах. Основной газоносной толщей являются известняки и доломиты среднего триаса. Наиболее крупным является месторождение Шиюгоу (Чунцинский ареал), приуроченное к узкой (ширина 20 км) протяженной (70 км) антиклинали с углами падения крыльев от 60 до 20°. Массивная газовая залежь (газ сухой) заключена в известняках среднего триаса на глубине 1800—2000 м. Запасы газа месторождения Шиюгоу вместе с запасами южнее расположенного (в одной антиклинальной зоне) месторождения Дунси оцениваются в 200 млрд. м³. Месторождение Хуангуаньшань (юг Чунцинского ареала) содержит в среднем триасе залежь газа с нефтяной оторочкой с запасами 84,9 млрд. м³.

Газовые залежи находятся на глубинах, не превышающих 2000 м.

§ 14. Гуанси-Гуйчжоуский нефтегазоносный бассейн

Бассейн Гуанси-Гуйчжоу расположен южнее Сычуаньского и отделен от него горным сооружением Лоушань. В остальной части бассейн обрамляется древними массивами — Цзяннаньским на востоке, Северо-Вьетнамским на юге и Юннинь-Сиканским на западе. Бассейн сильно расчленен. Выполняющие его синийские, палеозойские, триасовые и в меньшей степени юрские, меловые и кайнозойские отложения мощностью до 10 000 м образуют ряд поднятий с сильно сокращенными мощностями пород и прогибов с увеличенной их мощностью. Вдоль северо-западной и западной периферии бассейна прослеживается система линейно ориентированных узких складок, сложенных палеозойскими образованиями мощностью до 3000 м. На юге бассейна протягивается глубокий (до 10 км) прогиб, в восточной части которого развиты широкие пологие брахиантиклинали, на западе группирующиеся в валы.

В средней части бассейна находится крупное поднятие, где отложения пермского и триасового возраста залегают непосредственно на породах кембрийского и более древнего возраста.

В целом для бассейна характерно сочетание в плане элементов со структурами платформенного облика с резко выраженными структурами, свойственными геосинклинальным областям.

В бассейне установлена нефтеносность девонских отложений на 13 месторождениях (рис. 153).

§ 15. Цайдамский нефтегазоносный бассейн

Цайдамский (Циляншаньский) бассейн расположен в высокогорной впадине между Наньшаньским горным сооружением на северо-востоке, Чиментагом (ветвь Куэньлуня) на юго-западе и Алтындагом на северо-западе. Алтындаг представляет собой древний антиклинорий, поднятый по разломам в конце неогенового периода. От Наньшаня и Куэньлуня бассейн отделен круглыми надвигами (рис. 154). Фундамент бассейна, вероятно, докембрийский.

Бассейн имеет сложное строение. Прогнутая часть его с сильно дислоцированным осадочным наполнением находится в западной части юго-западного борта бассейна, где мощность только кайнозойских отложений превышает 7000 м. Наиболее приподнятая часть бассейна расположена на востоке, где глубина залегания и степень дислоцированности пород уменьшаются.

Изученный разрез бассейна начинается мощной (около 3500 м) толщей углистых сланцев и известняков каменноугольного возраста, несогласно перекрытых пермскими конгломератами, известняками и сланцами мощностью до 600 м. Мезозойские отложения начинаются с пестроцветных карбонатно-терригенных пород триасовой системы, с размывом залегающих на пермских породах. Юрские осадки отделены от подстилающих и перекрывающих отложений также размывами и представлены внизу (нижний и средний отделы) угленосными терригенными породами мощностью до 2000 м, а вверху — пестроцветными песчано-глинистыми породами (500 м).

Меловая система сложена также пестроцветными породами со значительной ролью в их составе конгломератов. Мощность меловых отложений достигает 2000 м.

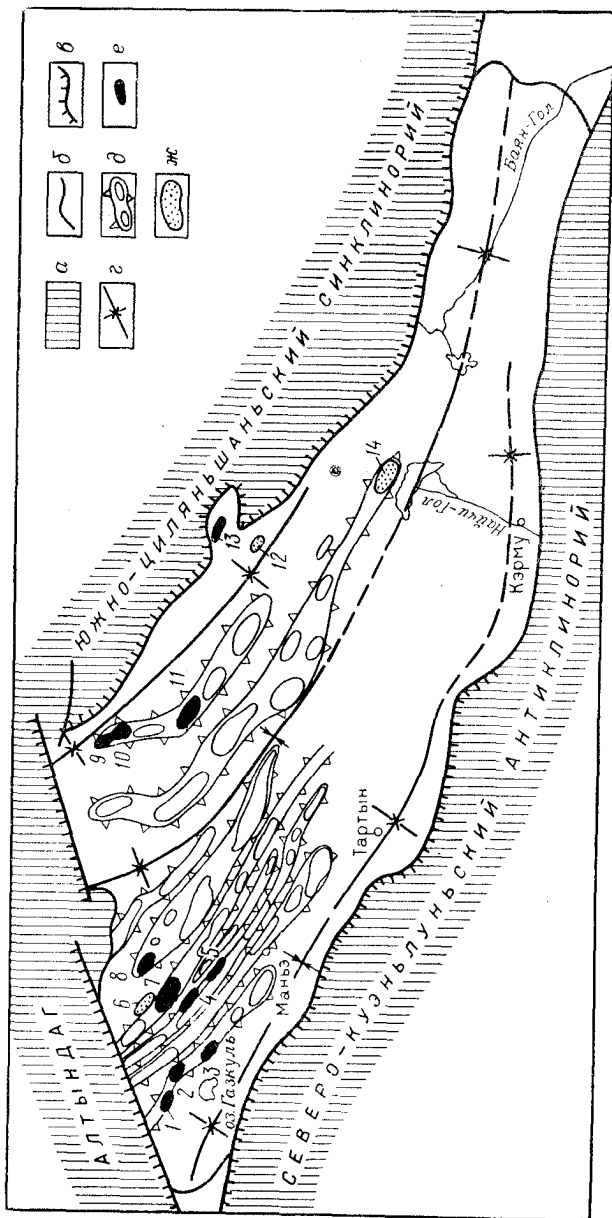


Рис. 154. Пайдамский нефтегазоносный бассейн (по М. И. Варенцову и Ван Цзин-бо)
 а — горное обрамление бассейна; б — границы бассейна; в — разломы; г — синклинали; д — антиклинальные зоны; е — нефтяные месторождения: 1 — Чикочань, 2 — Шизыгоу, 3 — Юлпашань, 4 — Юлцаньцзы, 5 — Кайтмиц, 7 — Наньшань, 8 — Цзешиньшань, 9 — Лянху 3, 10 — Лянху 4, 11 — Лянху 5, 13 — Юйка; ж — газовые месторождения: 6 — Сяоляншань, 12 — Махагоу, 14 — Яньху

Палеогеновая система начинается конгломератами, выше представлена конгломератами, переслаивающимися с песчаниками и глинами, вверху красноцветными. Мощность пород палеогеновой системы более 1000 м.

Мощность неогеновых отложений свыше 4000 м, представлены они соленосными и гипсовыми карбонатно-терригенными породами с включением крупных пачек конгломератов. Последние, прослоенные гипсами, слагают также антропогеновую систему мощностью до 1200 м.

Северо-западная часть бассейна представляет собой синклиорий, отделенный от обрамления узкими преднадвиговыми синклиналями и разделенный в средней части центральной синклиналью. На северо-западе синклиорий обрублен выходами нижнепалеозойских отложений Алтындага, на юго-востоке он сужается и выполаживается в связи с подъемом фундамента. Большая мощность антропогеновых отложений не позволяет проследить здесь структурные зоны западной половины бассейна.

В бассейне выявлено 12 нефтяных месторождений и три газовых (Махагоу, Яньху, Сяоляншань). Месторождения расположены в двух ареалах зон нефтегазонакопления — юго-западном и северо-восточном.

Юго-западный ареал (Кайтмилик) состоит из шести антиклинальных зон (свыше 30 локальных антиклиналей), которые быстро погружаются на юго-востоке под мощный покров антропогеновых отложений восточной части бассейна. В пределах ареала выявлены месторождения Сяоляншань, Чигоцюань, Наньшань, Шицзыгоу, Юшань, Кайтмилик и др. Структуры месторождений представлены протяженными антиклиналями, нарушенными взбросами с приподнятыми юго-западными крыльями. Нефтеносны плиоценовые (свита гуангоу), миоценовые (свита хунсяогао), палеогеновые (свита ченьчентшань) и меловые (свита цайшилин) отложения.

Северо-восточный ареал состоит из двух основных зон: Лянху и Оболян. В зоне Лянху открыты три нефтяных месторождения — Лянху 3, Лянху 4 и Лянху 5. Месторождения связаны с более крупными по сравнению с юго-западным ареалом зон антиклиналями. Все три месторождения Лянху имеют запасы нефти около 140 млн. т. Глубина залегания нефтеносных пластов для залежи в неогеновых резервуарах 200—1500 м, палеогеновых — 2300—2700 м.

На крайнем юго-востоке зоны Оболян известно газовое месторождение Яньху, где газ заключен в интервале 120—1700 м в плиоценовых песчаниках. Вне зон Лянху и Оболян на северо-восточном крыле преднадвиговой синклинали находятся газовое месторождение Махагоу и нефтяное Юйка.

В северо-восточном ареале зон нефтегазонаосны те же отложения, что и в ареале Кайтмилик, и, кроме того, юрские (свита хунлигоу).

§ 16. Восточно-Атласский нефтегазонаосный бассейн

Восточно-Атласский бассейн занимает межгорную впадину в Тунисском Атласе (см. рис. 91). На севере он обрамляется платформенным поднятием Айн-М'Сила, на юге ограничивается Южно-Атласским разломом, на западе — поднятием фундамента М'Сила, на востоке — субмеридионально вытянутыми разломами, отделяющими его от стабильной эпигерцинской платформы тунисской части Сахаро-Восточносредиземноморского бассейна. Северная, наиболее прогнутая часть бассейна образована вытянутым на северо-восток прогибом Орес-Кеф с глубиной

залегания палеозойского фундамента более 6000 м. Бассейн нарушен рядом поперечных разрывов.

Бассейн выполнен главным образом меловыми породами. Юрские и триасовые отложения обнажаются лишь в отдельных блоках и в обломках пород глинисто-соляных диапиров триаса. Меловые отложения в центральной части бассейна представлены глинисто-мергельными образованиями, которые к его бортам замещаются карбонатными или песчаными породами. Мощность системы свыше 7000 м. Палеогеновые и неогеновые отложения известны лишь в периферических частях бассейна, где их мощность около 1000 м.

На юге бассейна выявлены три месторождения: Джебель-Онк (открыто в 1960 г.), Дулеб-Семмама (1966 г.) и Тамесмида (1968 г.).

Месторождение Джебель-Онк приурочено к сильно нарушенной асимметричной антиклинали с размерами $17 \times 3,5$ км. Промышленные скопления нефти содержатся в рифогенных известняках коньякского яруса на глубинах 900—1300 м. На месторождениях Дулеб-Семмама и Тамесмида продуктивны известняки барремского яруса на глубинах 1500—2400 м. На первом месторождении в аптских отложениях известна небольшая газовая залежь. Бассейн изучен весьма слабо.

§ 17. Нефтегазоносный бассейн Амадиес

Бассейн Амадиес расположен в средней части Австралийского материка и заключен между архейскими щитами Масгрейв на юге и Эранта на севере. От щитов он отделен разломами. Со смежными бассейнами — Внутренним Восточноавстралийским (на востоке) и Кэннинг (на западе) бассейн Амадиес граничит через погребенные поднятия.

Бассейн выполнен мощной толщей карбонатно-терригенных, внизу соленосных пород верхнего протерозоя (мощность более 7000 м), карбонатно-терригенных пород, также внизу соленосных, палеозоя (мощность до 7880 м) и относительно маломощных пород (570 м) кайнозоя. Разрез изобилует перерывами.

Осадочные породы бассейна смяты в складки, степень дислоцированности которых уменьшается от краевых (на контакте с щитами) частей, где выделяются периферийные прогибы, к средней части бассейна. Некоторые складки осложнены соляным диапиризмом.

В северной части бассейна открыты два промышленных месторождения: в 1954 г. газонефтяное Марини и в 1965 г. газовое Палм-Валли. Структуры обоих месторождений представлены крутыми антиклиналями северо-западного простирания. На месторождении Марини пять газовых и одна нефтяная залежи находятся в сводовой ловушке в песчаниках ордовика (свиты пакута, стэйруэй) на глубине 900—1500 м. Запасы нефти оценены в 39 млн. т. Месторождение Палм-Валли имеет аналогичное строение. Газоносными являются также песчаники ордовика на глубине 1557—1735 м. Непромышленный приток углеводородного газа был получен также из свиты арейонга верхнего протерозоя из интервала 1128—1170 м из скважины Оорамина, расположенной восточнее месторождения Палм-Валли. Запасы газа в бассейне Амадиес оцениваются в 283 млрд. м³.

§ 18. Нефтегазоносный бассейн Мендоса

Небольшой по размерам бассейн Мендоса расположен на западе Аргентины в краевой предандийской части эпиплатформенного орогена Сьерра-Пампа. Он представляет собой сравнительно узкую межгорную впадину грабенообразного строения, западный борт которой осложнен надвигом интенсивно дислоцированных пород палеозоя и докембрия, а остальной контур образован сбросами и взбросами, отделяющими бассейн от горных хребтов Сьерры-Пампы (рис. 155).

Бассейн заполнен кайнозойскими и триасовыми терригенными, часто грубообломочными, а также пестроцветными отложениями с включением туфогенных пород, порфириров и базальтовых тел. Среди пород триасового возраста встречаются битуминозные сланцы. Триасовые отложения залегают на размытой поверхности сравнительно слабо метаморфизованных пород палеозойского возраста. Мощность кайнозойских и триасовых отложений не превышает 3500 м. Западный борт бассейна осложнен рядом антиклинальных зон, ориентированных параллельно Андам. Антиклинали сравнительно пологие, слабо асимметричны и подсечены крупными взбросами.

Выделяются две зоны нефтегазонакопления: западная, или Тупунгато, с брахиантиклиналями — нефтяными месторождениями Качеута, Интермедиа, Рефуджио, Тупунгато и др., и восточная или Барранкас (южнее г. Мендоса), с месторождениями Лунлунта, Барранкас, Эль-Каррисаль, Рио-Тунуан и др. Всего на западе бассейна выявлено 18 нефтяных

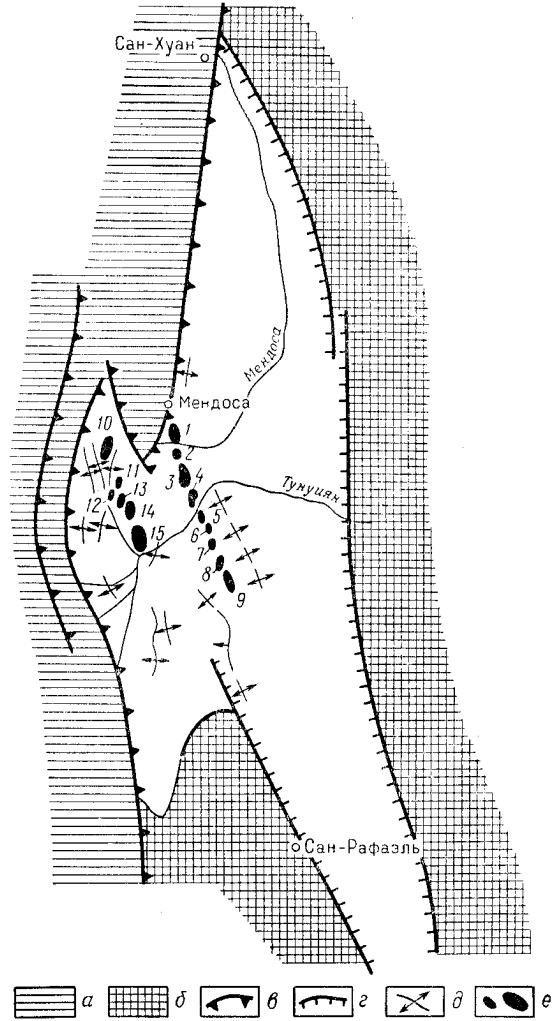


Рис. 155. Нефтегазоносный бассейн Мендоса

а — Андийская Кордильера; б — эпиплатформенный ороген Сьерра-Пампа; в — надвиги; г — сбросы, взбросы; д — антиклинали; е — месторождения нефти: 1 — Крус-де-Пиедера, 2 — Лунлунта, 3 — Барранкас, 4 — Эль-Каррисаль, 6 — Рио-Тунуан, 7 — Пунта-де-Лас-Бардас, 8 — Бакас-Муэртас, 9 — Висасерас, 10 — Качеута, 11 — Интермедиа, 12 — Рефуджио, 13 — Тупунгато, 14 — Пьедрас-Колорадос, 15 — Капьярес-Эррадо

месторождений с залежами сводового типа преимущественно в песчаниках, часто туфогенных, реже в трещиноватых сланцах и конгломератах свит виктор-кларо, виктор-оскуро, виктор-грис, и потрериллос триасового возраста. В триасе выделяется до шести нефтяных пластов с мощностью каждого пласта от 5 до 80 м. Основная продуктивная свита виктор-кларо. Нефтеносны также туфогенные песчаники палеогена (свита мариньо) и неогена. В последних выявлены лишь небольшие скопления.

Наиболее крупные месторождения бассейна Барранкас (получено более 7 млн. т), Туцунгато.

Залежи нефти бассейна находятся на глубинах 1800—3600 м. Газовые скопления в бассейне неизвестны.

Вдоль наиболее крупных разрывов, пересекающих бассейн, выявлены сравнительно крупные залежи асфальта, в частности в районах Сьерра-де-Рейс с запасами 200 тыс. т, Курао — 200 тыс. т, Хенераль-Сан-Март — 50 тыс. т.

Вертикально-гетерогенные нефтегазоносные бассейны

А. ВНУТРИСКЛАДЧАТЫХ ГРАБЕНОВ

Нефтегазоносные бассейны внутрискладчатых грабенов имеют небольшое распространение. В Западной Европе известен лишь один *нефтегазоносный бассейн* — *Венский*, расположенный на стыке Западных Карпат и Восточных Альп (Австрия, Чехословакия); в Северной Америке — *нефтегазоносный бассейн зал. Кука* Южной Аляски; в Азии два *бассейна*: *Северо-Яванский*, расположенный вдоль побережья о-ва Ява и в прилегающей части моря, и *Аданский* — внутри складчатой системы Центрального Тавра и продолжающийся в Мерсинском заливе (Турция). В последнем бассейне выявлено лишь два небольших месторождения — нефтяное Булгурдук (открыто в 1960 г.) с залежью нефти на глубине 1400—1970 м в рифогенном выступе бурдигальского возраста и газовое Арсуз с залежью в известняках нижнего миоцена.

В Африке выделяется небольшой *нефтегазоносный бассейн Шелиф*, расположенный внутри Тельского Атласа, восточнее Орана. В бассейне давно известны два небольших месторождения нефти — Тлиуанэ на южном борту грабена и Айн-Зефт на северном. В обоих месторождениях нефть получена из отложений миоценового возраста.

На крайнем юге Африканского материка в шельфовой части континента внутри Капской складчатой системы заключен *Южно-Капский грабен*. Грабен вытянут в широтном направлении и сложен палеогеновыми, меловыми и юрскими породами, залегающими несогласно на дислоцированных породах доюрского возраста. В бассейне южнее г. Порт-Елизабет выявлено газовое месторождение. Конденсатногазовая залежь в меловых песчаниках находится на глубине около 2300 м (при глубине моря 170 м).

Ряд бассейнов этого типа развит в Южной Америке и связан с Южно-Американской Кордильерой и Карибскими Андами. Нефтегазоносными бассейнами являются крупный *Среднемагдаленский*, расположенный на северо-западе Колумбии, и небольшой *бассейн Токуйо (Бонайре)* на севере Венесуэлы. Последний бассейн содержит лишь одно нефтяное месторождение Эль-Мене-Коста с залежами нефти в олигоцене и миоцене. Узкий протяженный *прогиб Арауко*, расположенный на западе Береговой Кордильеры Чили от о-ва Чилоэ до широты г. Сантьяго на севере и большей частью скрытый под водой, вероятно, представляет собой полуграбен, опускающийся в Чилийский глубоководный желоб. В прогибе выявлено одно небольшое газовое месторождение Лебу — газосны меловые отложения на глубине около 1500 м. В Чили два внутриандийских протяженных грабена — *Северная* и *Южная продольные долины* содержат многочисленные нефтегазопроявления. Небольшие *впадины Наварино* на крайнем юге континента и *Туй-Кариако* на севере континента (Венесуэла), вероятно, также представляют грабены. Во впадине Туй-Кариако известны выходы нефти.

Во всех перечисленных нефтегазоносных бассейнах нижний складчатый этаж сложен мезозойскими, иногда палеогеновыми образованиями, верхний конседиментационный — неогеновыми, реже и палеогеновыми породами.

§ 1. Венский нефтегазоносный бассейн

Венский бассейн представляет собой внутригорный грабен, наложенный на сложный тектонический узел на месте сочленения Западных Карпат и Восточных Альп Чехословакии и Австрии. Южное и юго-восточное обрамления бассейна образованы отрогами Альпийских гор Розалиен и Лайта, восточное — Гайнбургскими горами Малых Карпат, северное и северо-западное — горными сооружениями Западных Карпат, западное и юго-западное — холмами флишевых известняков Альп. В этих пределах бассейн имеет ширину до 60 км и длину до 200 км (рис. 156).

Северная центриклиналь грабена наложена на Магурскую зону Западных Карпат; южная — на зону контакта кристаллического ядра Восточных Альп с мезозойскими отложениями северо-западного крыла их.

Западное крыло центральной части грабена имеет моноклинальное строение и осложнено четырьмя крупными по протяженности и амplitудам конседиментационными сбросами (Шраттенбергским, Штайнбергским, Леопольдсдорфским и Адерклааским). Крайний западный Шраттенбергский сброс имеет максимальную амплитуду 1000 м, Штайнбергский — до 2500 м (против г. Цистерсдорф), Леопольдсдорфский — 1000 м (на юге). Адерклааский сброс находится в центральной части грабена. Юго-восточное крыло центральной части грабена образовано системой горстов и небольших грабенов с разрывами небольшой амплитуды. Один из наиболее крупных горстов, ограниченный на западе Сватоянским, а на востоке Дабсно-Шатинским сбросом, расположен на погребенном продолжении зоны Пеннинских утесов Западных Карпат. На севере бассейна Сватоянский разрыв находит продолжение в Годонинско-Гбельском сбросе. Западнее и параллельно ему протягивается Лужицко-Бродский сброс.

В строении бассейна существенную роль играют поперечные разрывы. Наиболее крупным является Дунайский сброс, который отделяет северную, более опущенную часть бассейна от южной, имеющей сокращенный разрез отложений. На севере бассейна прослеживается поперечный Фарский сброс.

В разрезе отложений грабена четко выделяются два структурных этажа. Верхний этаж, образующий выполнение грабена, представлен неогеновыми песчано-глинистыми отложениями мощностью до 6000 м. В миоценовом отделе выделяются бурдигальский, гельветский, тортонский и сарматский ярусы, разделенные несогласиями, с базальными конгломератами. Бурдигальские и гельветские отложения образованы преимущественно глинами с маломощными, плохо выдержанными прослоями песчаников. Мощность бурдигальского яруса меняется от 450 до 600 м, гельветского — от 300 до 1000 м. Тортонские и сарматские отложения представлены известковистыми глинами с мощными пластами песчаников, прослеживаемыми на значительных расстояниях. Мощность тортона составляет 650—1800 м, сармата — 200—2000 м.

Для всего миоценового отдела характерны увеличение грубозернистости (песчаников, конгломератов) и уменьшение мощности в периферийной части бассейна.

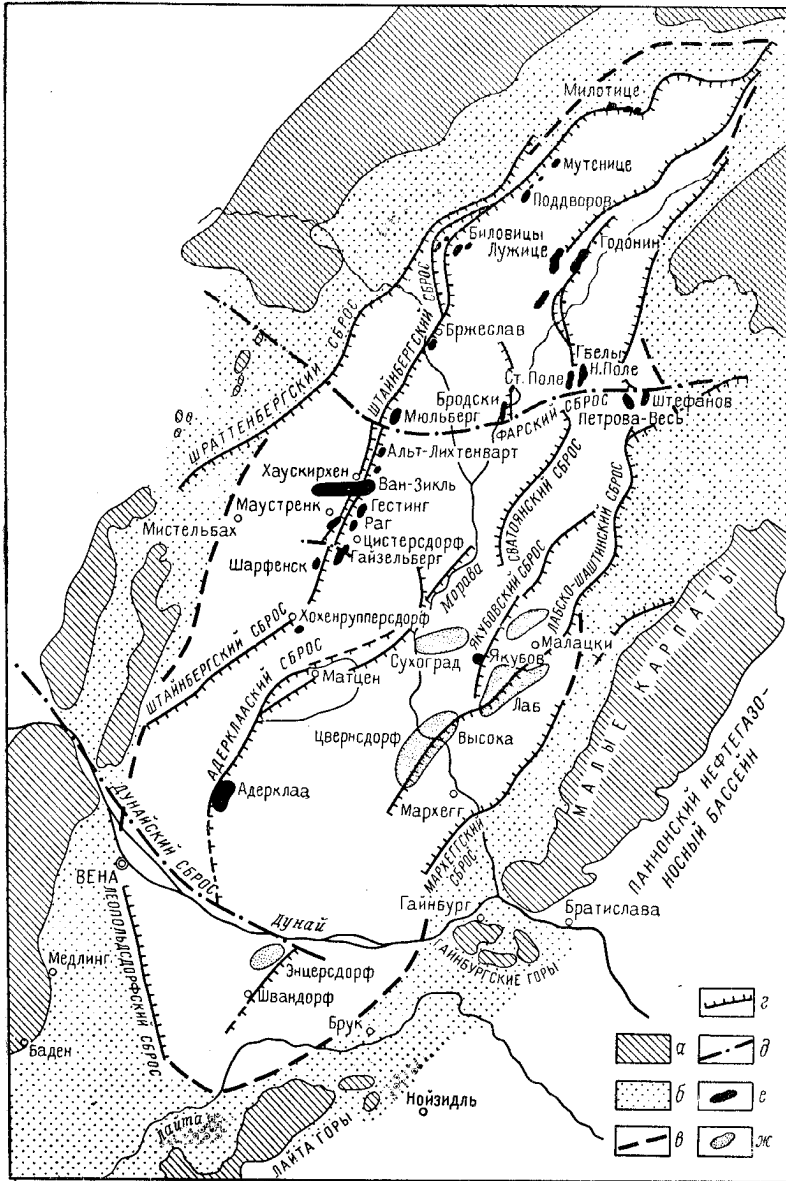


Рис. 156. Венский нефтегазоносный бассейн

а — выходы на поверхность складчатого этажа бассейна — горные сооружения; б — зона неглубокого залегания складчатого этажа бассейна; в — границы бассейна; г — сбросы продольные; д — сбросы поперечные; е — нефтяные месторождения; ж — газовые месторождения

Сарматский и тортонский ярусы являются основными нефтегазоносными толщами Венского бассейна. В сармате выделяется 19 продуктивных пластов песчаников с мощностью каждого 4—5 м, в тортоне — 21 пласт с мощностью каждого 7—10 м. В гельветских породах известно четыре (мощность 4—6 м), а в бурдигальских — две (мощность 15 м) продуктивных пласта.

Плиоценовый отдел объединен в паннонскую серию, сложенную внизу сероцветными известковистыми глинами с прослоями рыхлых песчаников и пластами лигнита (мощность 400—850 м), а сверху — пестроцветными глинами с прослоями песков, часто грубозернистых, галечников, пресноводных известняков и лигнита. Мощность пестроцветной толщи до 300 м. В паннонской серии известен один продуктивный пласт мощностью 10 м.

Отложения верхнего структурного этажа залегают практически горизонтально. На западе вдоль разрывов слои образуют антиклинальные зоны, прижатые с востока к сбросам и часто рассекаемые ими. Локальные брахиантиклинали обычно небольших размеров, с пологими крыльями, нарушены разрывами. В центральной части и на востоке бассейна локальные поднятия менее сгруппированы и имеют большие размеры. Часть их прижата с запада к разрывам.

Подосва верхнего структурного этажа залегают на размытой поверхности нижнего структурного этажа, сложенного эоценовыми, палеоценовыми и мезозойскими породами. Палеогеновые и значительная часть меловых отложений образованы чередованием песчаников, известковистых глин и известняков мощностью до 3000 м. Юрская и триасовая системы сложены известняками и доломитами с прослоями аргиллитов, глинистых сланцев и песчаников мощностью в несколько тысяч метров. Структура нижнего этажа весьма сложная и в общем подобна структуре известняковых Альп, которые здесь погребены под неогеновыми отложениями. На большой северо-западной части бассейна нижний структурный этаж представлен автохтоном с кристаллическим фундаментом далекого склона Чешского массива, на юго-востоке — аллохтоном, образованным системой надвигов со складками изоклиналичного строения. Нижний структурный этаж продуктивен лишь на нескольких площадях (Санкт-Ульрих-Хаускирхен, Адерклаа, Шонкирхен).

Нефтегазоносность бассейна впервые была выявлена в 1913 г. на территории Чехословакии с открытием месторождения Гбелы, ныне уже выработанного, а в 1931 г. в Австрии — с открытием месторождения Гестинг.

За исключением трех небольших газовых месторождений, остальные месторождения нефти и газа расположены в северной половине грабена, севернее Дунайского сброса.

В бассейне довольно хорошо выделяются ареал зон преимущественно нефтенакпления, занимающий северо-западное крыло, северо-восточную центриклиналь и наиболее погруженную часть бассейна, и ареал зон газонакпления, расположенный на юго-восточном крыле бассейна. В первом ареале основной антиклинальной зоной нефтегазонакпления является Цистерсдорфская. Зона сопровождается с востока Штайнбергский сброс, протягиваясь от Дунайского сброса на юге до северо-восточного окончания бассейна. Она состоит из более чем 20 нефтяных и газонефтяных месторождений, в том числе из месторождений Гайзельберг,

Цистерсдорф, Раг, Маустренк, Гестинг, Ван-Зикль-Альт-Лихтенварт, Мюльберг, Бржеслав, Биловицы, Ваценовице и др. Структуры большей части месторождений представляют собой в отложениях верхней части неогена небольшие брахиантиклинали и купола, а в нижней части, подсекаясь Штайнбергским сбросом, — полубрахиантиклинали или полукупола.

На месторождении Мюльберг, структура которого представляет небольшой купол ($4 \times 1,5$ км) нефтеносны 13 пластов тортона, газоносны два пласта в сармате и один в низах паннона в интервале глубин 1000—1500 м. Все залежи нефти и газа пластовые сводовые, нарушенные разрывами. На месторождении Гайзельберг нефтеносны пять пластов тортонского возраста и газоносны 10 пластов сарматского возраста. Все залежи тектонически экранированные. Месторождение Альт-Лихтенварт газовое. Газоносны шесть песчаных пластов нижнего сармата и два пласта верхнего тортона. На большей части месторождений залежи тектонически экранированные.

В Цистерсдорфской антиклинальной зоне находится месторождение Санкт-Ульрих-Хаускирхен, подсеченное на востоке Штайнбергским разрывом. Структура месторождения представляет собой эрозионный выступ широтного простирания, сложенный дислоцированными породами эоценового и мелового возраста, несогласно перекрытыми неогеновыми отложениями. Продуктивны песчаники эоценового возраста на глубине 900—1200 м.

Вторая зона нефтегазоаккумуляции связана с Адерклааским сбросом. Месторождения (Адерклаа, Матцен, Шанкирхен) примыкают к сбросу с востока. Наиболее крупным месторождением зоны и всего бассейна в целом является месторождение Матцен (открыто в 1949 г.). Структура его представляет брахиантиклиналь (20×10 км), сильно рассеченную небольшими сбросами. На месторождении в интервале глубин 200—3000 м в неогеновых отложениях заключено 27 нефтеносных и девять газоносных пластов. Газоносные пласты находятся в отложениях паннонской серии и верхнего сармата, нефтеносные — в сарматских, тортонских и гельветских породах. Месторождение Адерклаа связано с небольшим куполом (6×3 км). Нефтеносны нижнетортонские песчаники, газоносны сарматские и гельветские песчаники, юрские и триасовые известняки. Залежи нефти и газа заключены в интервале глубин 1500—3500 м.

На севере бассейна прослеживаются небольшие зоны нефтегазоаккумуляции, связанные со сбросами Лужицко-Бродским и Годонинско-Гбельским. Структуры некоторых из имеющихся здесь небольших нефтяных и газонефтяных месторождений представлены моноклиналями, рассеченными сбросами. Залежи нефти, заключенные в отложениях сарматского, тортонского, гельветского и бурдигальского возраста, представлены тектонически экранированными (месторождение Гбелы, Годонин), реже стратиграфически экранированными (Годонин, бурдигал) типами. Исключение представляет газонефтяное месторождение Грушки (открыто в 1961 г.), расположенное между Штайнбергским и Лужицко-Бродским сбросами и приуроченное к асимметричной антиклинали (15×3 км). На месторождении выявлено девять нефтяных пластов в тортоне, три в сармате, два газоносных пласта в тортоне и один в гельвете. Залежи находятся в интервале глубин 1050—2750 м.

Ареал зон газонакопления состоит из трех антиклинальных зон: Лабско-Шаптинской, связанной с одноименным разрывом и включающей

три газовых месторождения, в том числе месторождения Высока-Цверндорф и Лаб; Якубовской, включающей также три газовых месторождения, в том числе месторождения Малацки и Якубов и связанной с одноименным разрывом, расположенным на южном продолжении Святоянского разрыва; Энцесдорфской, расположенной за Дунайским разрывом, включающей два газовых месторождения Энцесдорф и Фишамент. Западнее Якубовской зоны находятся два газовых месторождения (в том числе сравнительно крупное месторождение Сухоград), возможно, также расположенные в одной структурной зоне.

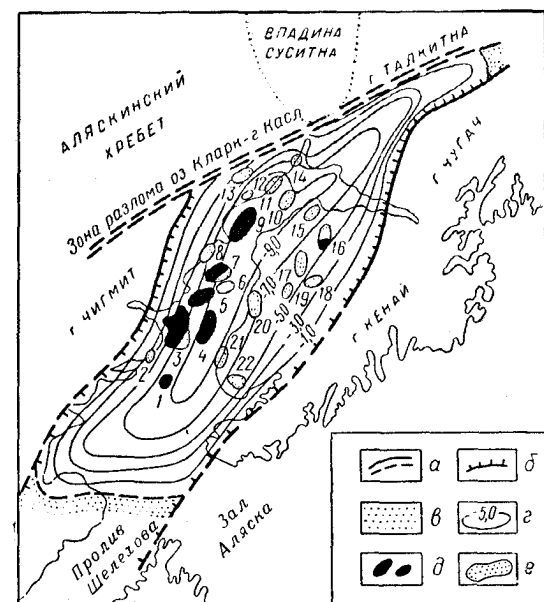


Рис. 157. Нефтегазоносный бассейн зал. Кука (по Н. С. Толстому, 1975)

а — разлом оз. Кларк — г. Каш; б — сбросы; в — аконсервационная зона; г — схематические изолинии глубин фундамента в км; месторождения: д — нефтяные, е — газовые.

Месторождения: 1 — Редаубт-Шоул; 2 — Уэст-Фореленд; 3 — Макаргур-Ривер; 4 — Мидл-Граунд-Шоул; 5 — Трединг-Бей; 6 — Мидл-Граунд-Шоул; 7 — Норд-Трединг-Бей; 8 — Николай-Крик; 9 — Гранит-Пойнт; 10 — Норд-Кук-Инлет; 11 — Белуга-Ривер; 12 — Калоа; 13 — Мокуавки; 14 — Ивав-Ривер; 15 — Берч-Хилл; 16 — Свенсон-Ривер; 17 — Бивер-Крик; 18 — Уэст-Форк; 19 — Стерлинг; 20 — Кенай; 21 — Фелс-Крик; 22 — Норд-Форк

Газовые месторождения приурочены к пологим, слабо нарушенным разрывами брахиантиклиналям. Газоносны песчаники сарматского (месторождения Малацки, Лаб, Сухоград, Якубов), тортонаского (Лаб, Высока-Цверндорф), в меньшей степени плиоценового (Сухоград, Якубов) возраста. Наиболее глубоко залегающие залежи газа установлены на месторождении Высока-Цверндорф — 2600 м в базальном песчанике тортона. Газ всех залежей метановый — метана до 98%. Структурные формы нефтяных и газовых месторождений Венского бассейна являются конседиментационными. Значительная часть их формировалась одновременно с развитием протяженных разрывов.

Газовые месторождения приурочены к пологим, слабо нарушенным разрывами брахиантиклиналям. Газоносны песчаники сарматского (месторождения Малацки, Лаб, Сухоград, Якубов), тортонаского (Лаб, Высока-Цверндорф), в меньшей степени плиоценового (Сухоград, Якубов) возраста. Наиболее глубоко залегающие залежи газа установлены на месторождении Высока-Цверндорф — 2600 м в базальном песчанике тортона. Газ всех залежей метановый — метана до 98%. Структурные формы нефтяных и газовых месторождений Венского бассейна являются конседиментационными. Значительная часть их формировалась одновременно с развитием протяженных разрывов.

§ 2. Нефтегазоносный бассейн зал. Кука (Кук-Инлет)

Бассейн зал. Кука заключен между антиклинорием Аляскинского хребта на северо-западе и антиклинорием Кадьяк — Чугач на юго-востоке и протягивается в юго-западном направлении почти на 800 км при ширине до 180 км (рис. 157). Грабен выполнен терригенными угленосными образованиями эоцен-плиоценового возраста мощностью свыше 7000 м, полого залегающими на размытой поверхности сильно дислоцированных пород мезозойского возраста. Среди последних выделяются верхнетриасовые, средне- и верхнеюрские и верхнемеловые вулканогенные и морские терригенные породы мощностью свыше 4000 м.

Разрез неогеновых и палеогеновых отложений расчленяется на три свиты — верхне-, средне- и нижнекенайские с мощностью соответственно 150—3700 м, 3050—3660 м и 200—300 м. Свиты заключают газоносную толщу мощностью около 1000 м, охватывающую низы верхнекенайской свиты и верхи среднекенайской, и нефтеносную толщу хэмлок мощностью 300 м, включающую низы среднекенайской и кровлю нижнекенайской свит. В мезозойских отложениях обнаружены многочисленные следы нефти и газа, а на п-ове Инискин получены небольшие притоки нефти с глубины 2910—2930 из юрских отложений (углистые сланцы и песчаники свиты тукседни).

В бассейне выявлено более 20 месторождений, в том числе 15 чисто газовых месторождений, из которых девять расположены под водами зал. Кука. Все месторождения приурочены к пологим брахиантиклиналям, в различной степени нарушенным разрывами. Крупнейшими месторождениями в бассейне являются нефтяные Свенсон-Ривер (открыто в 1962 г.), запасы которого оцениваются в 50 млн. т, Макартур-Ривер, Мидл-Граунд-Шоул, газовое Кенай.

Известные скопления нефти и газа в бассейне заключены в интервале глубин 900—4600 м, причем в верхней части разреза (900—1500 м) преобладают скопления газа, в нижней — нефти.

§ 3. Среднемагдаленский нефтеносный бассейн

Среднемагдаленский бассейн заключен между высокогорными сооружениями Центральной Кордильеры Колумбии на западе и Восточной Кордильерой на востоке и протягивается в почти меридиональном направлении на 300 км при ширине не более 60 км. На востоке бассейн ограничен системой крутых надвигов, по которым Восточная Кордильера приподнята и надвинута на впадину. Восточная краевая часть впадины является наиболее прогнутой. Мощность слагающих ее кайнозойских и мезозойских пород достигает 14 000 м, из них более 10 000 м принадлежат кайнозойским отложениям.

Западный край впадины пологий и представляет собой моноклираль, отделенную от Центральной Кордильеры системой ступенчатых сбросов. Последние отсутствуют в центриклинальных частях впадины, где структура бассейна представляет полуграбен (см. рис. 137).

На юге бассейн выклинивается вследствие сближения Центральной и Восточной Кордильер; на севере он сильно сужается и далее грабен переходит во впадину, расположенную на срединном массиве (нефтегазоносный бассейн Нижней Магдалены).

В разрезе кайнозойских и мезозойских отложений выделяются два структурных этажа. Верхний этаж образован почти горизонтально залегающими пластами неогена, олигоцена и эоцена с большой ролью в их составе отложений континентального происхождения.

На крайнем юге бассейна верхний этаж залегает непосредственно на слабо метаморфизованных, но сильно дислоцированных породах верхнего палеозоя, образующих фундамент бассейна. Нижний этаж сложен дислоцированными породами палеоцена и мезозоя преимущественно морского происхождения, в частности с включениями мощных толщ карбонатных пород. В подошве этажа залегают континентальные красноцветные терригенные породы юрского и, возможно, триасового возраста. Верхняя

часть нижнего этажа (палеоцен, датский, маастрихтский и кампанский ярусы) в наиболее приподнятых частях структурных поднятий иногда полностью отсутствует.

В средней (по простиранию) части бассейна фундамент его приподнят. Поднятие выражено в отложениях нижнего структурного этажа и несогласно перекрывается породами верхнего этажа.

В бассейне выявлено более 60 месторождений нефти, большая часть которых расположена в северной, наиболее широкой части бассейна. Первое месторождение Инфантас было открыто в 1918 г. В бассейне нефтеносны песчаники олигоцена (серия мугроса) и эоцена (верхи серии ла-пас), трещиноватые известняки, иногда аргиллиты верхнемеловых серий ла-луна и сальто и базальной карбонатной серии готерива-апта. На двух месторождениях (Кокорна, Рио-Негро) продуктивны отложения фундамента. Залежи нефти находятся на глубинах от 290 м (месторождение Петролеа) до 4200 м (Плайон), но преимущественно в интервале 1000—2500 м.

В средней и восточной частях бассейна месторождения нефти приурочены к брахиантиклиналям двух типов — сквозным, выраженным как в меловых, так и в кайнозойских отложениях (в меньшей степени), и выраженным только в кайнозойских отложениях, полого изогнутые слои которых залегают на эрозионных выступах, сложенных моноклинално залегающими пластами верхнего мела. Примером структур последнего типа являются месторождения Ла-Сира и Инфантас. Структуры месторождений обоих типов сильно нарушены разрывами. Залежи нефти пластовые сводовые, а также тектонически экранированные.

На западном борту бассейна протягивается зона нефтегазонакопления, связанная с разрывами, осложняющими моноклинал. Для месторождений (Кантагальо, Веласкес и др.) характерны тектонически экранированные залежи со сбросами, наклоненными в сторону нефтеносной части блока (в сторону падения пластов).

В бассейне Средней Магдалены чисто газовые месторождения не известны.

§ 4. Северо-Яванский (Сунду) нефтегазоносный бассейн

Северо-Яванский нефтегазоносный бассейн расположен вдоль северного побережья о-ва Ява и в прилегающей части Яванского моря (рис. 158). Южное обрамление бассейна представлено Южно-Яванским антиклинорием позднекайнозойского образования. Северная граница бассейна следует от Каримунджавского свода на востоке, где мощность послемеловых отложений сокращается до 300 м, через острова Билитон и Банка (Сундский шельф). Лямпунгское поперечное поднятие, расположенное на крайнем юго-востоке Суматры, отделяет Северо-Яванский бассейн от Южно-Суматринского. Восточная и северо-восточная границы рассматриваемого бассейна, отделяющие его от о-ва Себу — Калимантанского нефтегазоносного бассейна, скрыты под водами Яванского моря.

В средней субаквальной части бассейна проходит узкий грабен, хорошо выделяющийся на западе (рис. 159). Грабен глубиной не менее 2000 м находится в теле складчатых слабо метаморфизованных мезозойских отложений и заполнен олигоценовыми и раннемиоценовыми карбонатно-терригенными отложениями (свита таланг-акар). Выше залегают

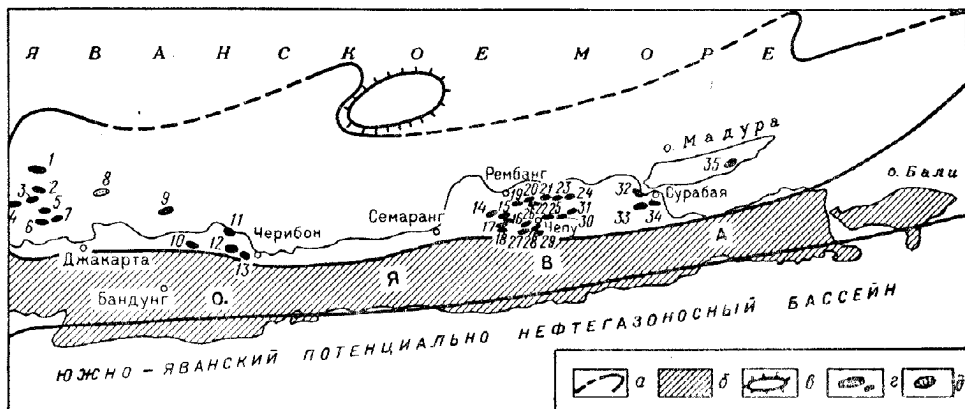


Рис. 158. Северо-Яванский нефтегазоносный бассейн

а — границы бассейна; б — Южно-Яванский антиклинарий; в — Каримунджавский свод; месторождения: г — нефтяные, е — газовые.

Месторождения: 1 — Джанти, 2 — Ванувати, 3 — Зелда, 4 — Юнна, 5 — Синта, 6 — Китту, 7 — Гита, 8 — Арджуна, 9 — «Е», 10 — Синданг, 11 — Индрамаджу, 12 — Джатибаранг, 13 — Тжиребон, 14 — Джанди, 15 — Нгапус, 16 — Трембул, 17 — Метес, 18 — Тунгкул, 19 — Игвоно, 20 — Плантунган, Калипитинг, 21 — Банджубанг, 22 — Давдангило, Воноткело, 23 — Тавун, 24 — Гогупунг, 25 — Кавенган, 26 — Нглубо, Банджуасин, 27 — Луви, 28 — Цетак, 29 — Ледок, 30 — Воноткело, 31 — Кинданган, 32 — Секаркоронг, Метату, 33 — Лидях-Килдон, 34 — Кутн-Круна, 35 — Кертеган

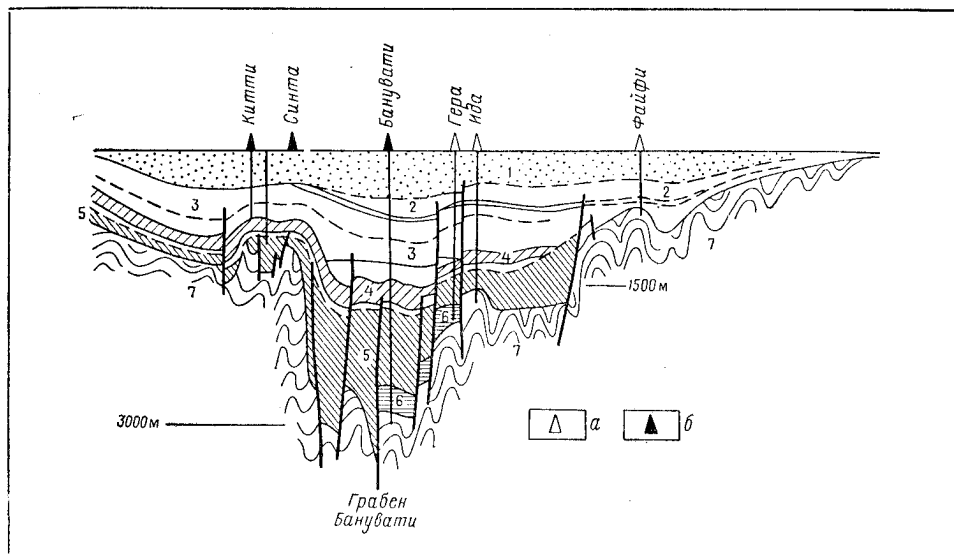


Рис. 159. Схематический поперечный разрез суббазальной части Северо-Яванского нефтегазоносного бассейна (Ф. Тодд, А. Рулунджоно, 1971)

Месторождения: а — газовые; б — нефтяные.

1 — Плиоцен—верхний миоцен; 2 — средний миоцен (свита пейриджи); 3 — средний — нижний миоцен (свита айр-бенекейкат); 4 — нижний миоцен (свита багу-раджа); 5 — нижний миоцен — олигоцен (свита таланг-акар); 6 — олигоцен (свита таланг-акар); 7 — складчатый мезозой

неогеновые, преимущественно терригенные туфоносные породы. Мощность неогеновых отложений существенно меняется по простиранию, достигая максимальных величин на западе. Обращает на себя внимание значительная мощность антропогеновых отложений (до 850 м).

В бассейне известно более 40 нефтяных и несколько небольших газовых месторождений. Нефтеносны два комплекса отложений: нижний — свита таланг-акар, и верхний неогеновый. К песчаникам и туфо-песчаникам свиты таланг-акар приурочены залежи нефти, заключенные в наиболее погруженной центральной части грабена на глубинах 2200—3300 м (Джатибаранг, Джанти, Банувати) и расположенные преимущественно в субаквальной части бассейна, а также в частных грабенах, развитых на южном склоне бассейна в островной его части.

В неогеновом продуктивном комплексе нефть заключена также в песчаниках и туфо-песчаниках свит калибенг (плиоцен), бонджонгманик и керек (миоцен). С этим комплексом связана большая часть открытых в бассейне залежей нефти, причем значительное их количество залегает на небольших глубинах (до 1500 м). Некоторые месторождения содержат в неогеновых отложениях по несколько залежей. Так, на месторождении Зелда (открыто в 1971 г.) выявлено 11 залежей — девять нефтяных и две газовых.

Все месторождения приурочены к линейно ориентированным антиклиналям и брахиантиклиналям, хорошо выраженным на поверхности в материковой части бассейна, где они сложены миоценовыми породами, имеют асимметричный профиль с крутыми юго-западными крыльями. Менее выражены пологие поднятия в субаквальной части бассейна, где они перекрываются субгоризонтально лежащими породами плиоценового и антропогенового возраста. В этой части бассейна условия залегания пород в значительной степени определяются положением узких, различно приподнятых блоков, участвующими в строении грабена, а также рельефом поверхности мезозойских отложений.

Все месторождения бассейна сгруппированы в два ареала зон нефтенакопления — основной восточный и западный, разделенные прогибом, заполненным антропогеновыми отложениями. Восточный ареал расположен между городами Семаранг и Сурабая и содержит 22 нефтяных месторождения (из 50 разбуренных антиклиналей), объединяющихся в несколько антиклинальных зон нефтенакопления (Рембанг, Мадура и др.). Западный ареал зон (Джакартский) содержит 13 нефтяных месторождений, из которых девять находится в субаквальной части бассейна. Начальные запасы нефти всего бассейна оцениваются в 80 млн. т.

Б. СИНЕКЛИЗ, НАЛОЖЕННЫХ НА СИНКЛИНОРИИ

Как указывалось ранее, бассейны этого типа характерны для областей развития мезозойской складчатости. Кайнозойские отложения образуют при этом верхний конседиментационный этаж. Однако в ряде случаев уверенно определить перспективы нефтегазоносности складчатых отложений нижнего этажа не представляется возможным, что затрудняет отделение бассейнов рассматриваемого типа от гомогенных наложенных впадин.

Наиболее крупным бассейном эпимезозойской синеклизы является *Сиамский*, расположенный на месте одноименного залива. В бассейне продуктивен верхний этаж, нижний не изучен.

Здесь же на юго-востоке Азии могут быть выделены как *потенциально нефтегазоносные бассейны Менамский*, расположенный севернее Сиамского в долине р. Менам, и *Меконгский* — в нижнем течении одноименной реки. Оба бассейна изучены весьма слабо.

Севернее Менамского бассейна известны два небольших малодебитных месторождения Фанг и Ме-Сун с нефтеносными пластами на глубинах от 200 до 650 м в плиоценовых песчаниках. Месторождения находятся в пределах небольшой *впадины Фанг*, заполненной пресноводными плиоценовыми отложениями мощностью около 1200 м, залегающими на плотных красноцветных песчаниках триаса. Последние подстилаются гранитоидами триаса и палеозойскими гнейсами.

Несколько *потенциально нефтегазоносных бассейнов* может быть выделено на Дальнем Востоке Советского Союза. К ним относятся *Среднеамурский*, *Суйфунский* и *Бикинский* (незначительные части этих бассейнов заходят на территорию Китая). Среднеамурский бассейн расположен между хребтами Малый Хинган на северо-западе и Сихотэ-Алинь на юго-востоке. В бассейне известны следы нефти.

На юго-востоке Аляски намечаются два бассейна: Кускоквим и Бристольский, где мезозойское складчатое основание, перекрытое кайнозойскими отложениями, представлено неметаморфизованными породами и может представлять интерес в нефтегазоносном отношении.

Два потенциально нефтегазоносных бассейна Палисер-Хокс и Кентербюри прослеживаются вдоль восточных побережий обоих островов Новой Зеландии (рис. 89).

Потенциально нефтегазоносный бассейн Палисер-Хокс выделяется вдоль юго-восточного побережья Северного острова. На северо-западе он отделяется от Новозеландского антиклинория шовной зоной, на юго-западе граничит со смежным бассейном Кентербюри, вероятно, через поперечное поднятие, проходящее через прол. Кука, так как на этом месте бассейн сильно сужается. На юго-востоке бассейн граничит с юго-западным окончанием геосинклинали жолоба Тонга — Кермадек. Северное обрамление бассейна Палисер-Хокс представлено выходом на поверхность сильно дислоцированных отложений в блоке хребта Раукумара. Однако не исключена возможность, что бассейн продолжается на север в геосинклинали островную зону Тонга — Кермадек, где на о-ве Вавау в неогене выявлены нефтепроявления, а на о-ве Тонга получена жидкая нефть в пробуренных неглубоких скважинах.

Потенциально нефтегазоносный бассейн Кентербюри расположен на юго-восточном побережье Южного острова Новой Зеландии. На юге, юго-западе и северо-западе он обрамляется Новозеландским антиклинорием, граница на востоке не ясна, возможно продолжение бассейна далеко на востоке, где на о-ве Чатем известны кайнозойские отложения.

Оба бассейна образованы двумя структурными этажами с фундаментом палеозойского возраста. Нижний этаж сложен дислоцированными породами мезозойского (до позднего мела) возраста мощностью в несколько тысяч метров. Верхний структурный этаж сложен преимущественно терригенными угленосными и вулканогенными породами кайнозойского и позднемелового возраста с максимальной мощностью до 8000 м. Породы верхнего этажа залегают полого, образуя наложенную синклиналь, осложненную вертикальными разрывами.

В бассейнах известны многочисленные нефтегазопрооявления в разрезе меловых и кайнозойских пород. На п-ове Роукумара известны грязевые вулканы. В бассейнах ведутся буровые нефтепоисковые работы.

§ 1. Сиамский нефтегазоносный бассейн

Сиамский нефтегазоносный бассейн расположен на месте одноименного залива и лишь только небольшими участками заходит на восточное побережье п-ова Малакка (см. рис. 79). На востоке он через погребенное поднятие Камау (мыс) — Бунгуран (острова) сочленяется с потенциальным нефтегазоносным бассейном Нижнего Меконга. Острова Бунгуран и Анамбас мезозойской складчатости образуют южное обрамление Сиамского бассейна. Предполагается, что бассейн ограничен разломами. Центральная часть его заполнена кайнозойскими отложениями мощностью более 7000 м. В разрезе их выделяются породы континентального происхождения, слагающие низы палеогена, плиоцен и плейстоцен, и морские карбонатно-терригенные породы олигоценового и миоценового возраста. В субаквальной части бассейна в 1970—1972 гг. открыто пять месторождений — три нефтяных (Джаннет, Биртанг, Сантонг) и два газовых (Тепис, АИ-IX), из них четыре месторождения расположены северо-восточнее г. Кота-Бару примерно в 125 км от берега, а месторождение АИ-IX на юго-западе в 360 км северо-восточнее г. Сингапур. Нефтегазоносны песчаники кайнозойского возраста в небольших поднятиях, выявленных геофизическими работами.

Латерально- и вертикально-гетерогенные нефтегазоносные бассейны

К бассейнам подобного типа относятся Центральноевропейский, Волго-Уральский, Мексиканского залива и Свердруп.

Центральноевропейский нефтегазоносный бассейн заключен в обширной и глубокой области прогибания земной коры, соответствующей перикратонному прогибу, расположенному между Скандинавским щитом на севере и герцинским массивом Средней Европы на юге.

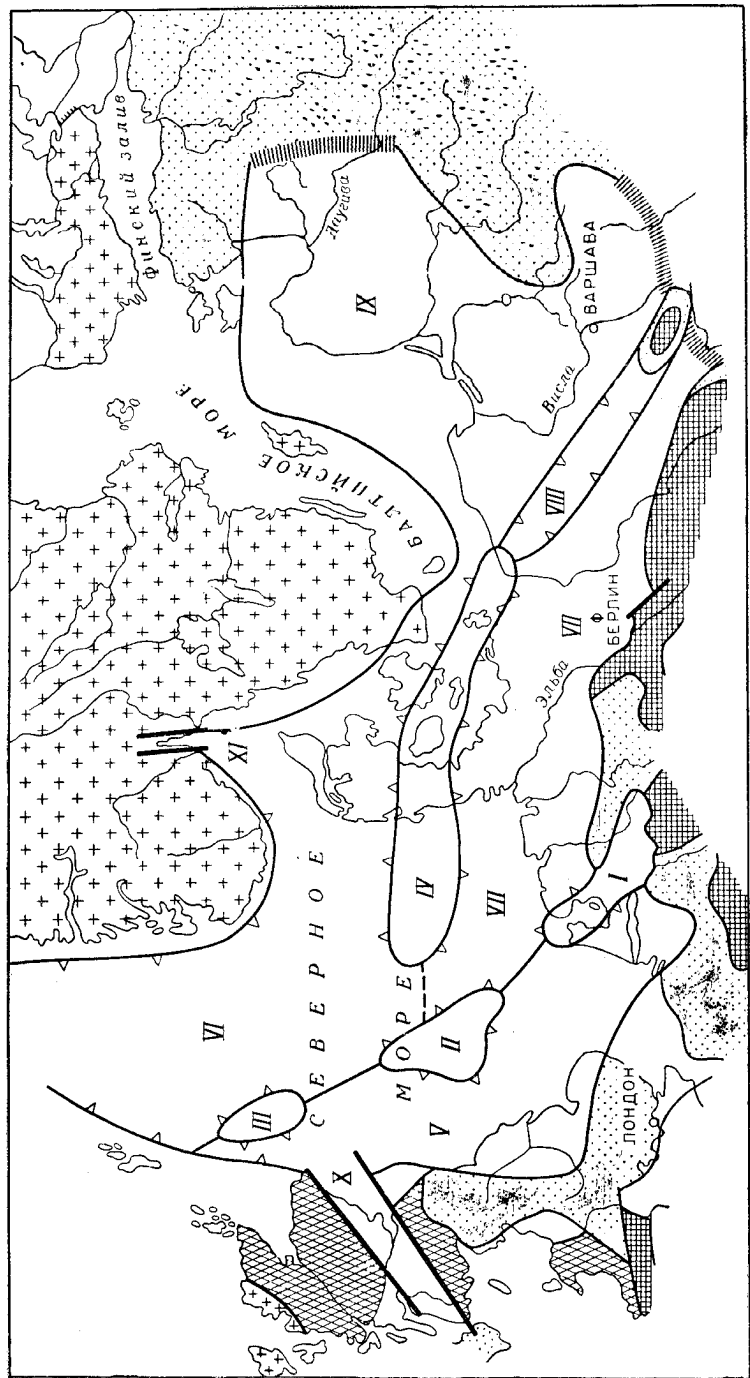
Волго-Уральский (Северо-Каспийский) нефтегазоносный бассейн расположен на юго-востоке европейской части СССР. Его наиболее погруженная южная часть с глубиной залегания древнего фундамента свыше 10 км выделяется под названием Прикаспийской, или Урало-Эмбенской впадины (синеклизы) и характеризуется развитием галокинеза. В северном направлении докембрийский фундамент бассейна поднимается и расчленяется на ряд крупных сводов и прогибов. На востоке в состав бассейна входит Предуральский краевой прогиб.

Один из крупнейших бассейнов мира — нефтегазоносный бассейн *Мексиканского залива* занимает обширную субаквальную часть залива и прилегающие территории южных штатов США, главным образом Техаса, Луизианы, Арканзаса и Миссисипи, в меньшей степени Алабамы, Джорджии и Флориды, а также прибрежные равнины и предгорные районы Мексики. На юго-востоке в бассейн входит северное побережье Кубы и платформа Багамских островов.

Нефтегазоносный бассейн Свердруп расположен на севере Северо-Американского континента. Он занимает обширную территорию, охватывающую Канадский арктический архипелаг (острова королевы Елизаветы) от моря Линкольна на востоке до моря Бофорта на западе. Бассейн образовался на месте Арктического перикратонного прогиба. Он имеет гетерогенный фундамент: на севере — раннегерцинский, на юге и западе — докембрийский. Значительная часть бассейна находится под водами моря Бофорта при глубинах свыше 200 м.

§ 1. Центральноевропейский нефтегазоносный бассейн

Впадина, заключающая Центральноевропейский нефтегазоносный бассейн, расположена на сочленинии докембрийской платформы на севере и северо-востоке с эпигерцинской на юге и эпикаледонской на западе (рис. 160). Соответственно бассейн сложен на востоке и крайнем западе преимущественно палеозойскими породами, а на юге и в средней части мезозойскими. Наиболее погруженная часть бассейна с мощностью осадочных пород свыше 10 000 м находится в ее северо-западной материковой



- +++ а
- ▨ б
- ▤ в
- ▥ г
- ▧ д
- ▩ е
- ж
- з

Рис. 160. Обзорная карта Центральноевропейского нефтьгазосного бассейна

а — докембрический фундамент на поверхности; б — каледонская складчатость на поверхности; в — элигеринская складчатость на поверхности; г — доконсервативная зона; д — жембасейские поглотки; е — своны и поглотки; ж — своны и поглотки; з — Центральнонегерландское, II — Датско-Ванна, III — Среднее Североморское, IV — Рингкобинг-Фонг, ж — впадины и прогибы; V — Англо-Толландский, VI — Датско-Приорвенская, VII — Северо-Германская, VIII — Датско-Польская, IX — Батийская синеклиза; з — грабены; X — Шотландский, XI — Осло

части, в нижнем течении Эльбы и в прилегающей части Северного моря. Для большей части территории бассейна характерен галокинез, связанный с солью пермского возраста.

Северная граница бассейна проходит через склон Скандинавского щита, покрытый маломощной толщей пород в субакватории Балтийского моря и проливов Каттегат и Скагеррак. На западе в Великобритании бассейн обрамляется Пепнинскими горами и горным массивом Уэльс. На востоке граница его следует вдоль зоны развития маломощных толщ палеозоя на западном склоне Украинского щита (Ратненский выступ), Белорусской антеклизы и Прибалтийской моноклинали. Южное ограничение бассейна имеет сложный контур. На западе граница проходит по погребенному Брабантско-Вельдскому поднятию, восточнее следует по северному склону обширного выступа палеозойских пород в Рейнских горах. Далее она проходит уступами, образованными разрывами, первоначально вдоль северо-восточного склона выступа герцинского фундамента в горах Гарца, а юго-восточнее до Предсудетской моноклинали дальнего северо-восточного склона Чешского массива. Восточнее последнего до выступа фундамента в Келецко-Сандомирских горах граница бассейна определяется малой мощностью мезозойских образований, залегающих на дислоцированных палеозойских породах основания бассейна.

Наиболее крупными структурными элементами рассматриваемого бассейна являются Североморская синеклиза, Датско-Польский прогиб и Балтийская синеклиза.

Североморская синеклиза образует крайнюю северо-западную часть нефтегазоносного бассейна. Значительная площадь Североморской синеклизы значительно более изученная находится на территории Нидерландов, северной части ФРГ и ГДР.

По подошве кайнозойских отложений Североморская синеклиза представляется единой впадиной, вытянутой в субмеридиональном направлении в своей морской части и почти в широтном направлении на материке (рис. 161). Наиболее прогнутая часть ее (подошва палеогена на глубине более 3500 м) находится в западной части моря на широте средней части п-ова Ютланд.

В современном подкайнозойском структурном плане Североморской синеклизы выделяются три мощных области прогибания мезозойского и палеозойского возраста — Англо-Голландский прогиб на западе, впадины Северо-Германская на юго-востоке и Датско-Принонорвежская на севере. Последние две впадины располагаются на восточном крыле Североморской синеклизы.

На северо-западе от синеклизы в глубь Шотландии отходит сравнительно крупный грабен.

Англо-Голландский прогиб отделяется от Северо-Германской и Датско-Принонорвежской впадин рядом поднятий фундамента. На юге, в Нидерландах — это Центральнидерландское поднятие, расположенное на юго-восточной центриклинали Североморской синеклизы. В средней части Центральнидерландского поднятия триасовые отложения перекрываются непосредственно маломощной толщей пород мелового возраста; фундамент залегает здесь на глубине до 1500 м.

Северо-западнее Центральнидерландского поднятия на месте крупной Доггер-банки Северного моря фундамент бассейна вновь поднимается. Докембрийский фундамент на месте поднятия залегает на глубине 5—6 км

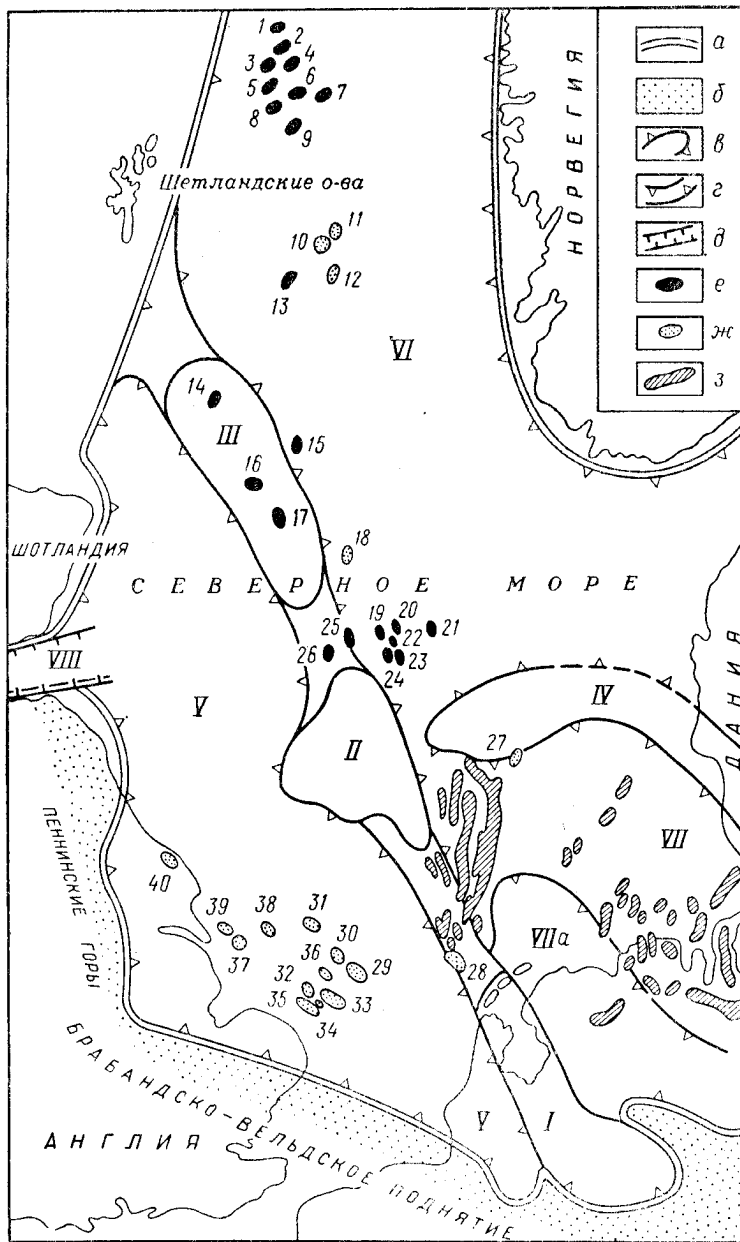


Рис. 161. Схема структуры и размещение нефтяных и газовых месторождений в Северноморской синеклизе Центральноевропейского бассейна

a — граница синеклизы; *b* — аконсервационная зона; *в* — своды и поднятия: I — Центрально-нидерландское, II — Доггер-банка, III — Среднее Северноморское, IV — Рингкебинг-Фюг; *г* — впадины и прогибы: V — Англо-Голландский, VI — Датско-Принорвежская, VII — Северо-Германская, VIIa — Фрисландский прогиб; *ж* — Шотландский грабен (VIII); месторождения: *e* — нефти, *ж* — газа, *з* — соляные гряды и купола.

Месторождения: 1 — Магнус; 2 — Фиотли; 3 — Данлин; 4 — Халибат; 5 — Корморант; 6 — Брент; 7 — Статфюрд; 8 — Хаттон; 9 — Ниниан; 10 — Фригг; 11 — Северо-Восточный Фригг; 12 — Хеймдал; 13 — Берилл; 14 — Пайнер; 15 — Майдрип; 16 — Фортис; 17 — Монтроз; 18 — Код; 19 — Вест-Экофиск; 20 — Торфельд; 21 — Норд-Ост-Тор; 22 — Экофиск; 23 — Элдфиск; 24 — Элда; 25 — Джозефайн; 26 — Аук; 27 — Дан; 28 — Пласид; 29 — Индифатигейбл; 30 — Викинг; 31 — Энн; 32 — Броукен; 33 — Леман; 34 — Северный Хьюитт; 35 — Хьюитт; 36 — Дебора; 37 — Амегайт; 38 — Вест-Соул; 39 — Раф; 40 — Локтон

(геофизические данные). В своде поднятия отсутствуют каменноугольные отложения и соленосные отложения верхней перми.

Здесь же немного северозападнее у побережья Шотландии намечается еще одно крупное поднятие, где кровля нижней перми залегает на глубине около 1 км. Для всех трех поднятий характерно отсутствие проявлений галокинеза.

Северо-Германская впадина занимает южную часть восточного крыла Североморской синеклизы. От Датско-Принорвежской впадины она отделена поднятием Рингкебинг-Фюн п-ова Ютланд, островов Фюн и Рюген. В пределах поднятия докембрийский фундамент залегает на глубине менее 1500 м и перекрыт триасовыми породами, выше которых залегают меловые. Западнее п-ова Ютланд в море намечается поднятие Шилбанк северо-восточного простирания с докембрийским фундаментом на глубине 6 км. На поднятии Шилбанк пермские образования залегают на глубине 2—3 км.

Датско-Принорвежская впадина простирается от о-ва Зеландия через северную половину п-ова Ютланд на северо-запад в принорвежскую часть Северного моря, где граница ее неизвестна.

Североморская синеклиза характеризуется нефтегазоносностью с широким стратиграфическим диапазоном (палеозой, мезозой, кайнозой), с разнообразием типов коллекторов, структурных форм месторождений и типов залежей.

Англо-Голландский прогиб начинается на юго-западе Нидерландов, где он заключен между Брабандским массивом и Центральнонидерландским поднятием. Здесь он представляет собой полуграбен, который юго-восточнее за пределами бассейна переходит в полный грабен.

Нидерландская центриклиналь Англо-Голландского прогиба сложена кайнозойскими, мезозойскими и верхнепалеозойскими образованиями. В разрезе фанерозоя выделяются послепалеоценовый терригенный комплекс мощностью до 1900 м, палеоцен-сеноманский терригенно-карбонатный комплекс с большим развитием пшчего мела общей мощностью до 1210 м и альб-нижнепермский — преимущественно терригенный комплекс с соленосными прослоями (соль, ангидрит, гипс) в нижнем триасе и крупными пачками соли, заключенными в терригенно-карбонатном комплексе пород позднепермского возраста. Верхне- и среднеюрские отложения местами полностью отсутствуют, фиксируя перерыв с несогласием в залегании. Мощность нижнего терригенно-соленосного комплекса около 2000 м.

Англо-Голландский прогиб является нефтегазоносным на территории Юго-Западных Нидерландов, Восточной Англии и в прилегающей субаквальной части прогиба. Нидерландская центриклиналь Англо-Голландского прогиба содержит около 20 нефтяных (преимущественно) и газовых месторождений с залежами, заключенными в песчаниках нижнего мела.

Месторождения расположены в основном в прибрежной части между нижним течением р. Рейн и зал. Зейдер-Зе, в меньшей степени между нижними течениями рек Рейн и Маас, т. е. в наиболее погруженной части прогиба и на юго-западном склоне Центральнонидерландского поднятия. Ряд месторождений открыт в прилегающей субаквальной части (газовые месторождения Шевенинген и Ноорвийк и нефтяное Зандворт и др.).

Структуры месторождений представлены пологими брахиантиклиналями, нарушенными разрывами небольшой амплитуды и ориентированными в основном в северо-западном направлении. Залежи нефти и газа преимущественно пластовые сводовые с глубиной залегания в интервале 600—2000 м.

Недавно открыто несколько месторождений нефти и газа на северо-западном субаквальном погружении Центральнонидерландского поднятия (F-18, K-7-1, I-10-1, P-6-1).

Западное крыло Англо-Голландского прогиба выходит на поверхность в Восточной Англии. Эта часть прогиба сложена с поверхности мезозойскими породами и лишь на востоке в субаквальной части (в Британском секторе Северного моря) появляются палеогеновые и неогеновые образования, сложенные песчано-глинистыми осадками мощностью до 500 м. Мощность мезозойских отложений, представленных преимущественно терригенными породами, меняется от 250 до 2400 м, главным образом за счет значительных колебаний мощности карбонатных толщ мезозойского возраста. В субаквальной части мощность мезозойских отложений не превышает 1200 м, причем мощность юрских отложений сокращается до нескольких десятков метров. Пермские отложения, вверху карбонатно-соленосные, а внизу песчаниковые, характеризуются мощностью около 800 м и залегают несогласно на карбонатно-терригенных угленосных породах каменноугольного возраста мощностью более 2000 м. Более древние отложения палеозойского возраста представлены терригенными породами с сильно меняющейся мощностью.

В пределах западного крыла Англо-Голландской впадины на территории Восточной Англии и прилегающего британского сектора Северного моря, начиная с 1937 г., открыто около 40 нефтяных и газовых месторождений. Нефтяные месторождения (более 20) приурочены к небольшой плоской впадине Мидленд, выраженной в каменноугольных отложениях. Продуктивны песчаники среднего и известняки нижнего карбона на глубинах 500—1500 м.

Структуры месторождений представляют собой пологие небольшие брахиантиклинали и купола, ориентированные преимущественно в северо-западном направлении и образующие небольшие по протяженности зоны нефтенакпления. Все месторождения имеют небольшие запасы нефти; характеризуются низкими газовыми факторами. Северо-восточнее впадины Мидленд в Британском секторе Северного моря развит ареал преимущественно газонакопления.

Залежи газа заключены в пермских, в меньшей степени в триасовых отложениях. Месторождения приурочены к крупным подсолевым или межкупольным брахиантиклиналям, ориентированным в северо-западном направлении. Некоторые газовые месторождения содержат запасы газа, превышающие 100 млрд. м³ (Хьюитт, Индифэтигейбл, Леман, Викинг). Залежи газа находятся на глубинах от 900—2800 м.

Шотландский грабен расположен на территории одноименной низменности, между массивами позднекаледонской складчатости — Грампанских гор на севере и Южных нагорий на юге. От этих массивов бассейн отделен разломами. На юго-западе грабен продолжается под водами залива Ферг-оф-Клайд.

Шотландский грабен заполнен породами девонского и каменноугольного возраста с фундаментом, образованным складчатыми метаморфизо-

ванными породами додевонского возраста. Мощность девонских отложений около 3000 м, представлены они красноцветными породами с включением вулканических образований, карбоновые отложения образованы угленосными карбонатно-территенными породами мощностью свыше 3000 м.

В бассейне открыты два небольших месторождения — нефтяное Мидлошен (открыто в 1922 г.) и газовое Коусленд. Залежь нефти расположена на глубине 543 м в песчаниках угленосной свиты вестфальского яруса, две сводовые газовые залежи месторождения Коусленд находятся на глубинах 450 и 543 м и заключены также в песчаниках угленосной свиты вестфальского яруса.

Северо-Германская впадина имеет весьма сложную структуру, обусловленную пересечением на ее месте двух различных по направлениям и времени проявления (рейнского и герцинского) тектонических дислокаций, сопровождающихся значительными изменениями мощностей меловых и юрских отложений и резким угловым несогласием в залегании этих систем. Северо-Германская впадина имеет асимметричный профиль. Ее наиболее прогнутый блок с фундаментом, залегающим на глубине более 10 км и подошвой цехштейна на глубине более 5 км, расположен на севере впадины (Шлезвинг-Гольштейн). Здесь мощность палеозойских отложений достигает 5000 м, мезозойских — свыше 8000 м. Для триасовых отложений характерны мощные (до 100 м) пакки каменной соли.

В разрезе пород палеозойского возраста основная роль принадлежит пермским соленосным и каменноугольным угленосным отложениям; на долю пород более древних систем приходится несколько сотен метров.

На востоке в Мекленбурге выделяется Восточно-Эльбский склон (блок) с глубиной залегания подошвы цехштейна 3500—4000 м. Блок ограничен на северо-востоке Гримменским валообразным поднятием, содержащем три месторождения нефти с залежами в главном доломите цехштейна.

Южнее Шлезвинг-Гольштейнского блока располагается приподнятая Бременская ступень (порог Помпецкого), где подошва цехштейна находится на глубинах 3—4 км. Бременская ступень простирается до Гронингенского сводового поднятия, где подошва цехштейна находится на глубине около 3 км.

Южнее Бременской ступени фундамент вновь несколько погружается, образуя Нижнесаксонский сравнительно небольшой, плоский прогиб. Он возник на северо-западном продолжении субгерцинской полувпадины (залива), заключенной между Флехтингенским выступом и горами Гарца палеозойского обрамления бассейна.

Северо-Германская впадина характеризуется обширным проявлением галокинеза. На севере впадины в Шлезвинг-Гольштейне развиты протяженные соляные хребты длиной до 100 км при ширине до 5 км, ориентированные в субмеридиональном направлении. Отдельные вершины этих соляных хребтов выходят на поверхность или образуют надсолевые поднятия куполообразной формы. Южнее развиты отдельные купола диаметрами 2—10 км или брахиантиклинали, ориентированные как в рейнском (на севере впадины), так и герцинском направлениях. Всего в Северо-Германской впадине известно свыше 800 солянокупольных поднятий, значительная часть которых нефтеносные. В ряде мест между соляными куполами располагаются пологие остаточные поднятия, часто

газо-нефтеносные, возникающие между краевыми компенсационными прогибами соседних куполов.

Северо-западнее Нижнесаксонского прогиба на территории Северных Нидерландов намечается Фрисландский прогиб, ограниченный с юго-запада Центральнонидерландским, а с севера — Гронингенским поднятиями и открывающийся на северо-запад в море. Фрисландский прогиб характеризуется слабым проявлением галокинеза. Соль здесь залегает в виде линз («подушек»), над которыми формируются небольшие поднятия.

Наиболее мощные пермские соленосные толщи и сопровождающие их солянокупольные структуры концентрируются в Северо-Германской впадине в наложженных грабенообразных прогибах (трогах). Троги выполнены мощными толщами пород раннемелового и юрского возраста.

На юго-востоке Бременской ступени выделяется прогиб-трог Гифхорн. Прогиб вытянут в северо-восточном направлении на расстоянии около 100 км при ширине до 30 км. Кровля триасовых отложений в прогибе залегает на глубине около 7 км. Мощность отложений средней и нижней юры в прогибе около 1700 м. Средняя часть прогиба осложнена рядом пологих межкупольных брахиантиклиналей, с которыми связаны нефтяные месторождения, периферийная часть — соляными куполами, вытянутыми в северо-западном направлении, также содержащими нефтяные залежи. В прогибе Гифхорн выявлено свыше 20 месторождений нефти, из которых месторождения Хоне и Ханкенсбюттель наиболее крупные.

С северо-запада к прогибу Гифхорн примыкает прогиб Аллер. В отличие от первого прогиб Аллер вытянут в северо-западном направлении и отличается большими мощностями отложений раннемелового возраста. Как и в прогибе Гифхорн, здесь известны месторождения нефти, приуроченные к соляным брахиантиклиналям, часто с прорванными солью сводами (месторождения Витце, Хенигзен, Штеймбеке и др.), кроме того к брахиантиклиналям, не осложненным солью (месторождение Зюдербрух). В прогибе выявлено более 100 месторождений нефти с основными нефтеносными толщами с отложениями нижнего мела.

На северо-западном продолжении Аллерского трога находится сложно построенный Ольденбургский нефтегазоносный трог (нефтяные месторождения нефти Этцель, Фарель, Эльсфлет и др., газовые Барием, Деглинген и др.); севернее прогиба Гифхорн — Гамбургско-Ильценский трог (месторождения нефти Рейтброк, Мекельфельд и др.). На севере (Шлезвиг-Гольштейн) прослеживаются узкие субмеридионально вытянутые нефтесодержащие трог — Хайде (месторождение нефти Хайде) и Брамштедт-Кильский (Шведенек, Киль, Плен, Бошштедт, Брамштедт и др.). Южнее Аллерского и Ольденбургского трогов в Нижнесаксонском прогибе маломощные соленосные отложения не играют роли в формировании структурных форм. Прогиб осложнен пологими брахиантиклиналями, ориентированными в субширотном направлении, и содержит более 25 нефтяных и газовых месторождений. Нефтеносны нижнемеловые, верхне- и среднеюрские отложения; на севере и западе газоносны верхнепермские доломиты.

В Нижнесаксонском прогибе установлена также промышленная газоносность песчаников каменноугольного возраста на месторождениях Реден, Эше, Юлсен, Фендорф, Эмлингем и др. Западнее р. Эмс Нижнесаксонский прогиб с мощным накоплением верхнеюрских отложений

замыкается. Расположенный рядом Фрисландский прогиб сложен породами, разрез которых в общем подобен разрезу нидерландской части Англо-Голландского прогиба, но характеризуется большими мощностями отложений мелового возраста.

Фрисландский прогиб отличается повышенной газоносностью. В его пределах выявлено более 10 газовых месторождений с залежами в барреме и нижней перми. Газовые месторождения приурочены к пологим брахиантиклиналям, осложненным сбросами небольшой амплитуды. В восточной части прогиба в формировании брахиантиклиналей принимают участие линзообразные тела каменной соли («подушки») пермского возраста.

На севере прогиба в провинции Гронинген в 30 км от морского побережья находится гигантское по запасам газовое месторождение Слоттерен. Оно связано с крупным пологим сводом, в ядре которого залегает соляной массив. Газовая залежь заключена в нижнепермских песчаниках на глубине 2591—3043 м. Запасы газа оцениваются в 1,5 трлн. м³. Крупными являются также газовые месторождения Гроотхузен, Харлинген и о-ва Амеланд.

В субаквальной североморской части Северо-Германской впадины (Датский сектор моря) на юго-западном склоне поднятия Рингкебинг-Фюн установлены нефтеносность и газоносность известняков датского яруса на семи локальных поднятиях. Залежи вскрыты на глубинах 1800—2500 м. В современной структуре кайнозойских отложений Североморской синеклизы выявленные месторождения нефти (четыре) и газа (два) располагаются в осевой зоне синеклизы.

Датско-Принорвежская впадина изучена слабо. На п-ове Ютланд ее фундамент, залегающий на глубине свыше 5 км, имеет докембрийский возраст. Северо-западнее полуострова фундамент значительно погружается и примерно посередине между Оркнейскими островами и норвежским берегом подошва меловых отложений залегает уже на глубине более 5 км. На севере через прол. Скагеррак Датско-Принорвежская впадина имеет ответвление в виде узкого грабена Осло, выполненного нижнепалеозойскими и девонскими отложениями мощностью до 3000 м.

Для разреза отложений рассматриваемой впадины характерна большая мощность кайнозойских образований (свыше 3500 м), представленных терригенными породами. Мощность нижезалегающих карбонатных (вверху) и глинистых (внизу) пород мелового возраста достигает 1600 м, причем мощность карбонатного верхнего мела существенно увеличивается в материковой (датской) части впадины. Юрские отложения мощностью свыше 1000 м представлены терригенными породами, но развиты лишь в материковой (датской) части впадины. Триасовые отложения мощностью до 2000 м характеризуются большим развитием эвапоритовых образований, а нижнетриасовые — песчаников. Мощность цехштейна около 1000 м. Нижняя пермь представлена красноцветными песчаниками мощностью до 2000 м иногда с соленосными глинами. Из более древних отложений присутствуют лишь нижнепалеозойские, преимущественно терригенные породы сравнительно небольшой мощности. Во впадине выявлен ряд локальных пологих поднятий; некоторые из них, расположенные в субаквальной части впадины, оказались нефтегазоносными с залежами в известняках средней юры, датского яруса и палеогена на глубине 3100—4100 м. В Норвежском секторе открыто семь месторождений нефти и газа,

из которых месторождение Экофиск имеет извлекаемые запасы нефти 150 млн. т, а месторождение Фригг — запасы газа 300 млрд. м³. В Британском секторе моря выявлено пять месторождений нефти. В структурном плане кайнозойских отложений Североморской синеклизы норвежские и британские месторождения нефти и газа располагаются в осевой, наиболее прогнутой части синеклизы.

Датско-Польский прогиб представляет собой сложную структуру типа авлакогена, расположенного на стыке докембрийской и более молодой платформ. Сравнительно узкий грабенообразный глубокий (фундамент на глубине до 14 км) прогиб протягивается от Рингкебинг-Фюнского поднятия на северо-западе до Свештокшисских гор на юго-востоке. На юге прогиб примыкает через серию ступенчатых сбросов к склону Чешского массива (Предсудетская моноклиналь, Миттенвальдская и Нижнелаузитская ступени).

Отложения Датско-Польского прогиба можно разделить на два структурных этажа: нижний этаж образован протерозойскими и палеозойскими отложениями, заполняющими грабен; верхний этаж — кайнозойскими и мезозойскими отложениями, смятыми в систему крутых складок, иногда осложненный соляным диапиризмом, образующим Среднепольский антиклинорий.

Мощность палеозойских отложений Датско-Польского прогиба свыше 8000 м. В их составе выделяется мощная, более 4000 м песчано-глинистая толща нижнего палеозоя с 1000-метровой толщей сланцев кембрийского возраста; девонские и каменноугольные отложения представлены вверху (верхний и средний карбон) песчано-глинистыми угленосными образованиями, в нижней части (нижний карбон и девон) — известняками, мергелями и глинами. Мощность девонских и каменноугольных отложений более 4000 м. Породы пермского возраста (около 2000 м) представлены соленосными карбонатно-терригенными породами в цехштейне и вулканогенными, терригенными соленосными породами в нижнем отделе общей мощностью свыше 3000 м.

Мезозойские отложения образованы преимущественно терригенными породами в триасе и юре и карбонатными породами в меловой системе. Мощность пород мезозойского возраста свыше 5000 м. Мощность песчано-глинистых пород кайнозойского возраста свыше 500 м.

Нефтеносность Датско-Польского прогиба выявлена в его предсудетской части, где открыты три нефтяных (Рыбаки, Нова-Суль, Губбен) и три газовых (Отынь, Уцеху, Тарханы) месторождения с залежами в основном доломите цехштейна и в песчаниках нижнепермских отложений. Газ месторождений содержит свыше 40% азота.

Балтийская синеклиза слагает крайнюю северо-восточную часть Центральноевропейского нефтегазоносного бассейна. Синеклиза вытянута в северо-восточном направлении и заключена между Мазурско-Белорусской антеклизой и юго-восточным склоном Балтийского щита. На юго-западе синеклиза сочленяется по разлому почти под прямым углом с Датско-Польским прогибом, на северо-востоке переходит в прибалтийскую часть Ладожской моноклинали и Латвийскую седловину. Здесь в строении поверхности синеклизы принимают участие мезозойские отложения, которые юго-западнее сменяются палеогеновыми и неогеновыми.

Юго-восточная часть синеклизы находится на суше, большая северо-западная — в Балтийском море. Наиболее погруженная часть синеклизы

располагается в ее субаквальной части и совпадает с Гданьской бухтой, юго-западнее которой фундамент погружается до 6 км.

Синеклиза имеет блоковое строение. Отдельные блоки группируются в изометричные глыбы или в линейно ориентированные зоны различного простирания и различного времени образования.

В строении Балтийской синеклизы основная роль принадлежит палеозойским отложениям с меняющейся мощностью, что обусловлено интенсивными предсреднедевонским и предпермским перерывами. Максимальную мощность (свыше 2000 м) имеют карбонатно-терригенные породы силурийского возраста. Кембрийские отложения представлены терригенными породами, а ордовикские и нижнедевонские — известняками и доломитами, в меньшей степени мергелями. Мощность кембрия и ордовика измеряется сотнями метров. Средне- и верхнедевонские (низ) образования сложены песчано-глинистыми породами, верхи верхнедевонских и нижнекаменноугольные — карбонатными породами, нижнепермские — терригенными, верхнепермские — галогенно-карбонатными породами.

Мезозойские отложения мощностью до 3000 м образованы карбонатными (мел, верхняя юра, средний триас) и терригенными (средняя юра, нижняя юра, верхний триас, нижний триас) породами с соленосными и гипсоносными пачками в нижнем и верхнем триасе.

Мощность кайнозойских глинисто-песчаных отложений около 500 м, развиты они лишь на юге синеклизы.

Весь осадочный чехол синеклизы расчленяется на три структурных этажа: досреднедевонский, среднедевонско-нижнекаменноугольный и пермско-мезозойский. В первых двух этажах находят отражение все крупные выступы фундамента, блоки и системы их. Верхний этаж представляет собой моноклинал, наклоненную на юго-запад.

В Балтийской синеклизе установлена нефтеносность верхне- и среднекембрийских песчаников (месторождения Красноборское, Ушаковское, Западно-Красноборское, Ладужкинское, Славинское и др.) и верхнеордовикских известняков (Гусевское, Кибартайское).

Структуры месторождений представляют собой небольшие асимметричные брахиантиклиналы высотой около 50 м, расположенные на небольших валобразных поднятиях, ориентированных в субширотном и северо-восточном направлениях.

Залежи нефти в кембрийских отложениях сводовые, нарушенные разрывами. Некоторые антиклинальные ловушки заполнены лишь на 30—60% их емкости и соответственно залежи имеют небольшие размеры. В ордовикских известняках известны скопления нефти в литологически экранированных ловушках, причем с меньшими запасами, чем в кембрийских. Залежи нефти (включая непромышленные) вскрыты на глубинах 1000—2000 м. Изученные бурением поднятия отличаются слабой газонасыщенностью.

Образование скоплений нефти произошло в конце силура — начале девона, когда отмечалось наиболее интенсивное формирование локальных поднятий.

Центральноевропейский бассейн представляет собой пример широкой пространственной нефтегазонасности крупной впадины со сложными структурным планом и историей развития. Наряду с многократными процессами генерации и аккумуляции углеводородов имело место и вертикальное перераспределение скоплений нефти и газа. Несомненно

независимое образование нефти и газа в кембрийских (Балтийская синеклиза) и каменноугольных (Мидленд) отложениях. Нефтегазоносность нижнемеловых и среднеюрских отложений как в пределах развития соляных куполов, пронизывающих разрез мезозойских отложений, так и в межкупольных поднятиях и нормальных (лишенных активной соли) брахиантиклиналях указывает на независимость образования нефти и газа также и в этих отложениях. Вместе с тем значительно увеличенный диапазон нефтеносности в солянокупольных структурах (в трогах) дает основание предполагать большую роль вертикальных струйных перемещений в образовании современных скоплений нефти. Региональная газоносность пермских отложений (в подобном составе и для других нефтегазоносных бассейнов) указывает на сингенетичность образования газа в этих отложениях.

Обращает на себя внимание значительное изменение мощностей крупных стратиграфических подразделений, что обусловило разновременность генерации углеводородов в разных элементах бассейна, а молодые движения (наложение кайнозойской структуры Северного моря, поднятие обрамляющих элементов) привели к перераспределению скоплений углеводородов.

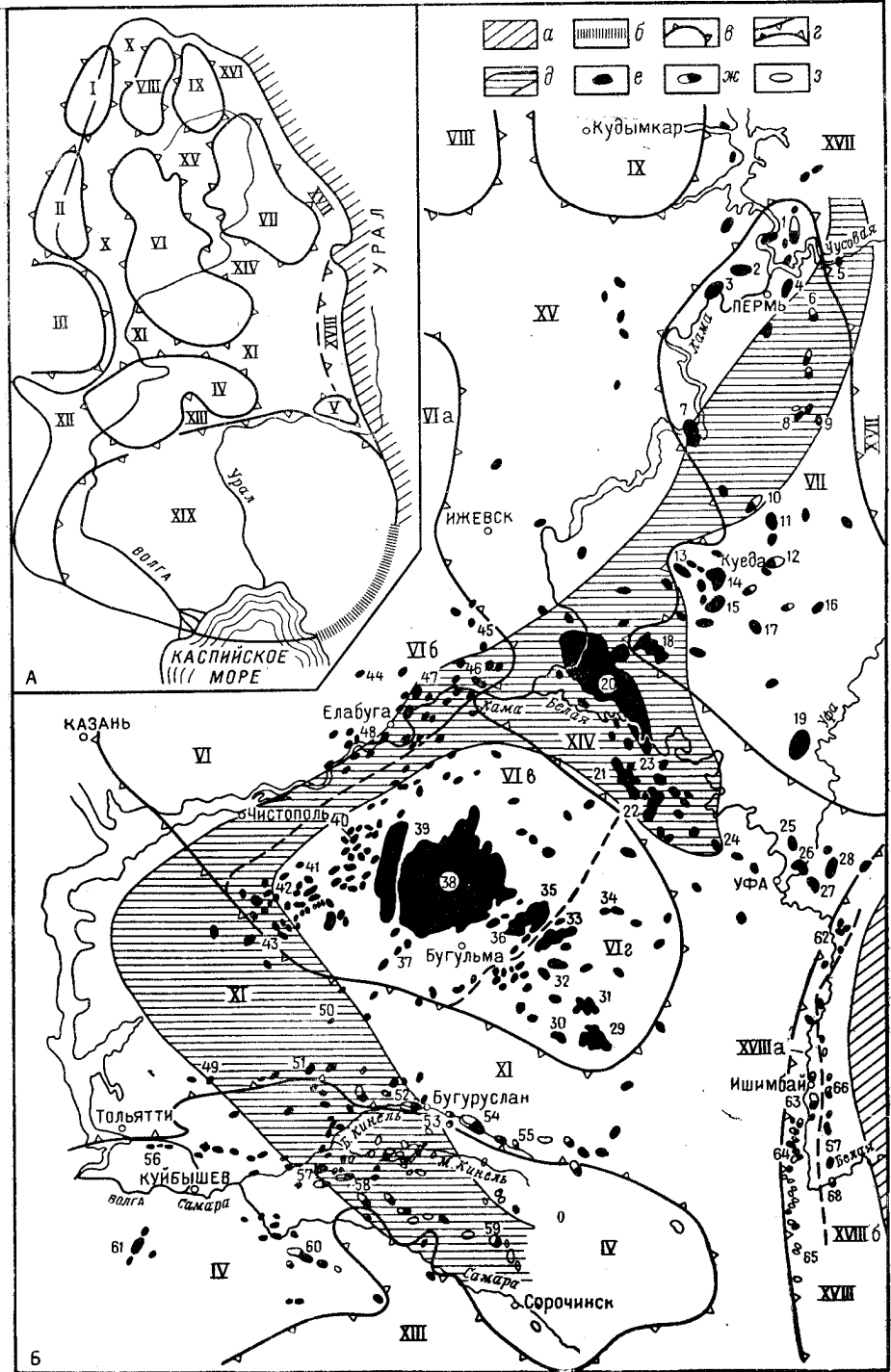
§ 2. Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн

Волго-Уральский бассейн охватывает обширную территорию востока и юго-востока европейской части СССР. С востока он ограничен надвигами Уральского горно-складчатого сооружения, на западе — зоной крупных поднятий древнего фундамента, протягивающихся от Воронежского свода на юго-востоке через Токмовский, Котельничский и Сысольский своды на север. В пределах сводов фундамент поднимается до отметок от нуля до —1700 м (рис. 162).

Южное ограничение бассейна образуется системой погребенных поднятий (с востока на запад) — Южно-Эмбенским валом, Астраханским сводом и краем Карпинского, расположенными на стыке докембрийской

Рис. 162. Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн.

А — основные тектонические элементы; Б — размещение месторождений нефти и газа.
 а — восточная граница Уральского горного сооружения; б — межбассейновое поднятие (Южно-Эмбенский вал); в — своды: I — Сысольский, II — Котельничский, III — Токмовский, IV — Жигулевско-Оренбургский, V — Соль-Илецкий, VI — Татарский (VIa — Немская вершина, VIб — Кукморская вершина, VIв — Альметьевская вершина, VIг — Белебеевская вершина), VII — Пермско-Башкирский, VIII — Коми-Пермяцкий, IX — Камский; г — впадины, прогибы: X — Казанско-Ирловский, XI — Мелекеско-Серноводско-Абдулинская, XII — Рязано-Саратовский, XIII — Бузулукская, XIV — Бирская, XV — Верхнекамская, XVI—XVIII — Предуральский прогиб — XVI — Соликамская впадина, XVII — Косвинско-Чусовская и Юрюзанско-Сылвенская, XVIII — Бельская (XVIIIa — Ишимбаевская зона, XVIIIб — Кинзебулатовская зона), XIX — Прикаспийская; ъ — Камско-Кинельская система прогибов; месторождения: е — нефтяные, ж — газонефтяные, з — газовые.
 Месторождения: 1 — Ярино-Каменноложное; 2 — Северо-Камское; 3 — Краснокамское; 4 — Лобановское; 5 — Чусовские Городки; 6 — Елкинское; 7 — Осинское; 8 — Мазунинское; 9 — Весляное; 10 — Батырбайское; 11 — Танышское; 12 — Березовское; 13 — Голяновское; 14 — Куединское; 15 — Югомашевское; 16 — Кубыяинское; 17 — Шавьядинское; 18 — Орьбаш-Чераульское; 19 — Купкульское; 20 — Арланское; 21 — Манчаровское; 22 — Чекмагушевское; 23 — Султанбековское; 24 — Купшаревское; 25 — Сульчешское; 26 — Сиреневское; 27 — Новокадеевское; 28 — Подгорное; 29 — Шаповское; 30 — Знаменское; 31 — Белебеевское; 32 — Стахановское; 33 — Леонидовское; 34 — Кандриновское; 35 — Туймазинское; 36 — Крым-Сарайское; 37 — Шугуровское; 38 — Ромашкинское; 39 — Новоелховское; 40 — Ямашинское; 41 — Ульяновское; 42 — Новокадеевское; 43 — Нурлатское; 44 — Граховское; 45 — Кучуковское; 46 — Салаушское; 47 — Бондюжское; 48 — Елабужское; 49 — Елховское; 50 — Боровское; 51 — Серноводское; 52 — Калининско-Новостепановское; 53 — Бугурусланское; 54 — Султангуловское; 55 — Ашировское; 56 — Жигулевское; 57 — Мухановское; 58 — Михайловско-Кожанское; 59 — Покровское; 60 — Кулешовское; 61 — Покровское; 62 — Карташевское; 63 — Ишимбаевское; 64 — Староказанское; 65 — Якуповское; 66 — Кинзебулатовское; 67 — Воскресенское; 68 — Волостяновское



и эпигерцинской платформ. Здесь бассейн граничит с Аральским и Среднекаспийским бассейнами. На севере он подходит к Тимано-Печорскому бассейну.

Волго-Уральский бассейн выполнен мощной толщей преимущественно палеозойских отложений на севере (мощностью до 5000 м), палеозойских, мезозойских и кайнозойских на юге, где они слагают крупную Прикаспийскую впадину с глубиной залегания фундамента до 15 км. Таким образом, Волго-Уральский бассейн имеет резко выраженное асимметричное строение — наиболее прогнутая часть его находится на юге.

В пределах большой северной Волго-Камской половины бассейна разрез осадочных отложений начинается с мощной (до 2000 м) преимущественно красноцветной толщи бавлинской серии додевонского возраста (нижний кембрий — рифей), развитой, однако, лишь в пределах глубоких грабен, осложняющих местами фундамент бассейна. На юго-востоке бассейна (Оренбургский вал) вскрыта терригенная толща ордовикского возраста мощностью свыше 650 м.

На значительной территории Волго-Камского региона разрез начинается с девонских отложений мощностью 500—1800 м. Нижний, средний и низы верхнего девона сложены преимущественно терригенными породами; большая часть верхнего отдела — известняками и доломитами.

Мощность каменноугольных отложений 1200—1700 м, образованы они терригенно-карбонатными породами.

Пермские отложения слагают значительную часть поверхности Волго-Камского региона бассейна. На западе они сложены внизу в основном карбонатными, в меньшей степени галогенными образованиями; в верхнем отделе развиты преимущественно красноцветные породы. Мощность пермских отложений меняется в широких пределах, однако обычно не превышает 1500 м, но в Башкирском Приуралье достигает 5000 м, из которых более 3000 м приходится на верхний отдел системы. В составе нижнепермских пород здесь существенную роль приобретают карбонатные преобразования, а в сравнительно узкой зоне Башкирского Приуралья развиты рифовые фации. Для верхней части нижнепермских отложений характерны мощные толщи галогенных пород, которые в Прикаспийской впадине участвуют в образовании соляных куполов.

Мезозойские и кайнозойские отложения наиболее полно представлены в Прикаспийской впадине. Большая часть разреза мезозоя сложена терригенными породами и лишь в верхней части меловой системы появляются карбонатные породы. Верхняя часть средней юры образована угленосной толщей.

Мощность мезозойских отложений достигает 3500 м, в том числе около 2000 м приходится на меловую систему.

Максимальная мощность кайнозойских отложений на западе впадины (2500 м), представлены они карбонатно-терригенными породами.

Кристаллический фундамент Волго-Уральского бассейна расчленен на ряд плоских крупных поднятий, впадин и прогибов, наиболее хорошо выраженных в Волго-Камской части бассейна. Среди сводов выделяется своими размерами Татарский свод, расположенный в центральной части Волго-Камского региона бассейна. Свод протягивается в меридиональном направлении на 500 км, в широтном — на 150—200 км при углах падения его склонов около 1°. Свод осложнен четырьмя вершинами (с севера на юг) — Немской, Кукморской, Альметьевской и Белебеевской.

Юго-восточнее Татарского свода находится крупный Жигулевско-Оренбургский свод, отделенный от первого Мелекесско-Серноводско-Абдулинской впадиной. Свод вытянут на 550 км в широтном направлении и на 200 км в меридиональном. Амплитуда свода около 1500 м, минимальная глубина залегания фундамента под Сызранью — 1419 м.

Северо-восточнее Татарского свода располагается Пермско-Башкирский свод, вытянутый в меридиональном направлении на 370 км при ширине 100—160 км; севернее находятся меньших размеров Камский и Коми-Пермяцкий своды, расположенные уже в северной центриклинали бассейна.

Все своды разделены впадинами или прогибами, среди которых выделяются глубокий Верхнекамский и неглубокий Бирский прогибы, отделяющие Татарский свод от Пермско-Башкирского, Мелекесско-Серноводско-Абдулинская впадина, а также Рязано-Саратовская впадина, расположенная юго-западнее Жигулевско-Оренбургского свода. Впадина вытянута в северо-западном направлении и ограничена на юге склоном Воронежского свода. На юго-востоке она раскрывается в Прикаспийскую впадину, на северо-западе находит свое продолжение в погребенном Пачелмском прогибе (авлакогене).

На западе Волго-Камского региона протягивается сравнительно глубокий (фундамент на глубине более 3 км) Казанско-Кировский прогиб — авлакоген древнего заложения; на востоке — Предуральский прогиб, состоящий из четырех впадин (с севера на юг) — Соликамской, Косьюинско-Чусовской, Юрюзанско-Сылвенской и Бельской. Последняя сочленяется на западе с восточным склоном Белебеевской вершины Татарского свода. Первые три впадины примыкают на западе к Камскому и Пермско-Башкирскому сводам.

Структурный план Прикаспийской впадины определяется взаимоотношением в разрезе трех мощных комплексов отложений: подсолевого, солевого и надсолевого.

Подсолевой комплекс охватывает отложения от верхов протерозоя до нижней перми и представлен на востоке и юге преимущественно терригенными, а на севере и западе карбонатными породами. Значительная часть пород разреза морского происхождения. Мощность подсолевого комплекса меняется от 3—4 км в краевых частях впадины до 10 км и, возможно, более в ее центральной части (рис. 163).

В разрезе палеозоя выявлен ряд перерывов с выпадением целых систем. В частности, на севере отложения рифея местами (на Карпенском поднятии) перекрыты породами верхнего девона, на юге (Астраханский свод) и на юго-востоке (Биикжалская скважина) под нижнепермскими отложениями залегают породы среднего карбона.

Подсолевой комплекс слагает сравнительно пологую впадину, осложненную по периферии ступенчатыми разломами. Так, вдоль западной окраины впадины прослеживается Волгоградская флексура, нарушенная ступенчатыми разрывами, на северной окраине — крупный Жадовский уступ.

Центральная часть впадины расчленена на ряд блоков (Аралсорский, Хобдинский и др.), разделенных грабенами.

На востоке и юге впадины подсолевой комплекс образует ряд крупных сводовых поднятий — Соль-Илецкое и Ширкалинское на востоке, Шукатское и Астраханское на юге — сопровождающихся валами и локальными поднятиями Кенкиякским, Каратюбинским, Каратонским и др. На севере

и западе эти поднятия отражают подъемы кристаллического фундамента.

Вдоль восточной окраины впадины палеозойские отложения дислоцированы в систему линейных складок.

На крайнем севере северного склона впадины предполагается существование барьерного рифа или отдельных рифов и системы валов.

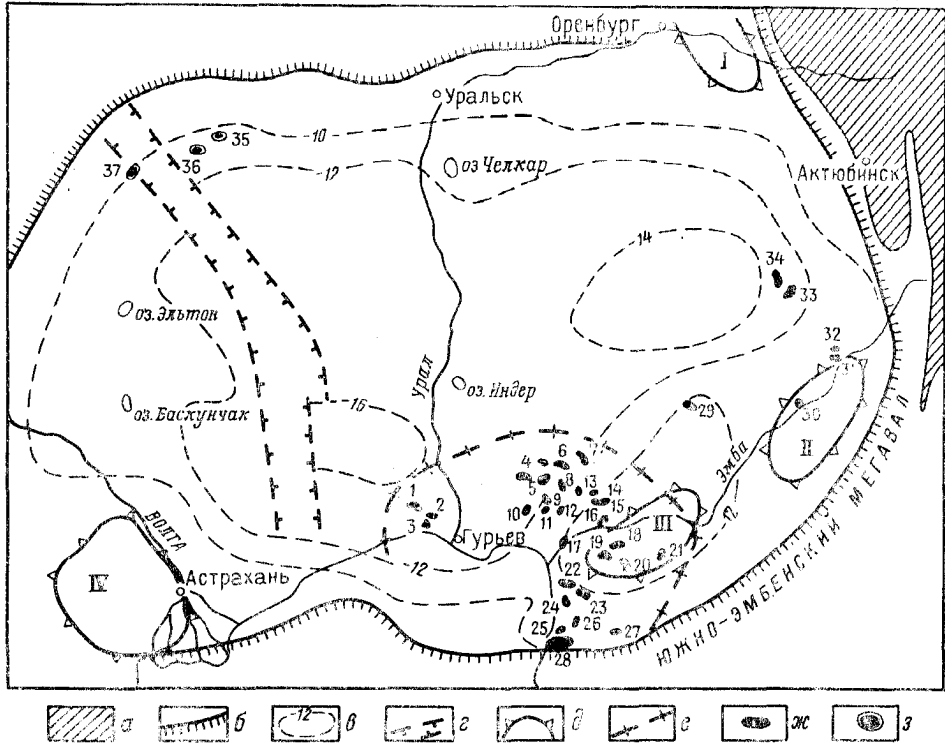


Рис. 163. Обзорная карта Прикаспийской впадины Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна
 а — Уральская складчатая область; б — границы впадины; в — схематические изолинии глубины залегания фундамента в км; г — Новоузенский погребенный грабен; ж — своды: I — Соль-Илецкий, II — Шаркалинский, III — Шукатский, IV — Астраханский; з — Южно-Эмбенский ареал зон нефтегазоаккумуляции; месторождения: ж — нефтяные, з — газовые.
 Месторождения: 1 — Новобогатинское; 2 — Камышитовое; 3 — Мартыши; 4 — Дангар; 5 — Доскор; 6 — Магат; 7 — Жолдыбай; 8 — Сагия; 9 — Тюлюген; 10 — Искине; 11 — Байчунас; 12 — Тентяксор; 13 — Южный Кошкар; 14 — Бекбеке; 15 — Комсомольск; 16 — Алтыкуль; 17 — Корсак; 18 — Кулсары; 19 — Косчагыл; 20 — Тюлюс; 21 — Мунайлы; 22 — Теренбузюк; 23 — Каратов; 24 — Тажигали; 25 — Кокарна; 26 — Караарна; 27 — Буранкуль; 28 — Прорва; 29 — Копа; 30 — Акджар; 31 — Кенкияк; 32 — Кумсай; 33 — Шубаркудук; 34 — Джаксымай; 35 — Таловна; 36 — Старшиновка; 37 — Гмелинка

На большей части впадины кровля подсолевого комплекса залегает на глубине более 4 км.

Солевой комплекс сложен каменной солью, в основном кунгурского возраста, образующей многочисленные соляные купола, валы и гряды разнообразного строения и размеров. Типичные соляные купола развиты в наиболее прогнутой центральной части впадины. Соляной купол имеет в плане округлое очертание, а в разрезе представляет усеченный конус. Мощность соли в куполах достигает 8000—9000 м и уменьшается в меж-

купольных пространствах вплоть до полного выклинивания. Общее количество соляных куполов превышает 1000. Суммарная площадь их занимает около 30% территории всей впадины.

Надсолевой комплекс сложен терригенными, в меньшей степени карбонатными породами позднепермского, мезозойского и кайнозойского возраста мощностью от нескольких сотен метров до 1000—1500 м на сводах соляных куполов и до нескольких тысяч метров в межкупольных пространствах. Структурный план надсолевого комплекса складывается из ряда пологих сводовых поднятий, валов и валообразных поднятий и разделяющих их сравнительно крупных прогибов.

Структурный план надсолевого комплекса в общем наследует план подсолевого комплекса.

На месте развития соляных куполов надсолевой комплекс характеризуется сильной дислоцированностью. Надсолевая структура представляет собой брахиантиклинальное поднятие, сильно рассеченное многочисленными поперечными и несколькими продольными разрывами, обычно образующими в сводовой части купола узкий протяженный грабен.

Солянокупольные системы развиты в пределах как сводовых поднятий, так и прогибов структурного плана надсолевого комплекса.

В Волго-Уральском нефтегазоносном бассейне открыто свыше 80 нефтяных и газонефтяных месторождений (в том числе 20 в Прикаспийской впадине) и 50 газовых месторождений. Промышленная нефтеносность палеозойских отложений была установлена в 1929 г. с открытием в Пермской области нефтяного месторождения Верхнечусовские Городки. В пределах основной Волго-Камской части бассейна нефтегазоносность связана с восьмью основными продуктивными комплексами пермского, каменноугольного и девонского возраста, содержащими не менее 50 продуктивных слоев (табл. 19).

Таблица 19

Продуктивные комплексы палеозойского возраста
Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

Система	Пермская		Каменноугольная		Девонская			
	Верхний	Нижний	Верхний	Средний	Нижний	Верхний	Средний	
Отдел	VIII	VII	VI	V	IV	III	II	
Комплекс	VIII	VII	VI	V	IV	III	II	
Лито-логический тип коллектора	Песчаники, известняки	Известняки	Известняки и доломиты	Песчаники, редко известняки	Известняки и доломиты	Песчаники, редко известняки	Известняки	Песчаники

Наиболее распространены по площади и содержат наибольшее количество залежей нефти и газа продуктивные комплексы раннекаменноугольного возраста. Наименее распространены и отличаются наименьшей нефтегазоносностью средне-верхнекаменноугольный карбонатный

комплекс VI. Соответственно в плане контуры нефтегазоносных продуктивных комплексов не совпадают.

Нефтяные и газовые месторождения Волго-Камского региона бассейна большей частью объединяются в структурные зоны нефтегазоаккумуляции, приуроченные к асимметричным валлообразным осложнениям, в различной степени выраженным в осадочном чехле бассейна. Валы развиты в пределах как сводов (Татарского, Пермско-Башкирского и др.), так и разделяющих их впадин (Бирской, Мелекесско-Серноводско-Абдулинской и др.). Локальные поднятия, слагающие валы, имеют обычно также асимметричный профиль, пологие наклоны крыльев, высоту до 50 м. Размеры их 5—10 на 3—7 км, реже встречаются более крупные поднятия. Исключение составляют рифовые структуры и антиклинали линейной складчатости Предуральяского прогиба, более резко выраженные в структуре осадочных пород.

Особое и еще недостаточно выясненное место занимает в размещении зон нефтегазоаккумуляции и ареалов их Камско-Кинельская система прогибов. Последняя накладывается на различные структурные элементы бассейна. Она протягивается первоначально с юго-востока на северо-запад на 400 км, далее на расстоянии около 200 км идет в субмеридиональном направлении, а затем на 400 км следует в северо-восточном направлении. Система Камско-Кинельских прогибов проявляется в резком увеличении мощности терригенных отложений раннекаменноугольного возраста от 50 м в периферийной части прогибов до 400 м в средней их части. Периферийные зоны прогибов характеризуются появлением рифогенных образований. Предполагается, что в формировании Камско-Кинельских прогибов существенную роль сыграло некомпенсированное прогибание древних отложений.

Камско-Кинельская система прогибов изучена слабо. Роль прогибов в формировании и размещении зон нефтегазоаккумуляции и в связи со структурными зонами недостаточно ясна.

Свыше 200 нефтяных месторождений расположены на площади Татарского свода.

Наибольшее количество месторождений (свыше 120) содержит Альметьевская вершина Татарского свода (рис. 164). Наиболее приподнятая часть вершины с глубиной фундамента 1600 м занята Ромашкинским нефтяным месторождением, в разрезе палеозоя которого выявлено 14 нефтеносных пластов, из которых шесть заключены в первом девонском комплексе. Около 90% всех запасов нефти месторождения сосредоточено в пласте Д₁, залегающем в подошве франского яруса. На месторождении пробурено свыше 5000 скважин.

Западнее Ромашкинского месторождения располагается крупная валлообразная Акташско-Новоелховская зона нефтегазоаккумуляции (длина 90 км, ширина 25 км), содержащая одноименное месторождение. Основная нефтеносность приурочена к первому девонскому комплексу, меньшее значение имеют залежи, заключенные в каменноугольных отложениях. Помимо этого месторождения в этой же зоне известно шесть нефтяных месторождений, расположенных на западном склоне вала.

Западный склон Альметьевской вершины нарушен четырьмя структурными террасами (Ямашинско-Шешминской, Ульяновской, Чермуховско-Кадеевской, Нурлатско-Аксубаевской), осложненными короткими валлообразными поднятиями или отдельными локальными поднятиями,

плохо группирующимися в зоны. Каждая терраса может рассматриваться как самостоятельный ареал зон нефтегазоаккумуляции. Всего в пределах четырех ареалов выявлено 65 месторождений нефти с залежами, заключенными преимущественно в первом, втором и третьем продуктивных комплексах, реже в пятом и весьма редко в четвертом комплексе. Помимо

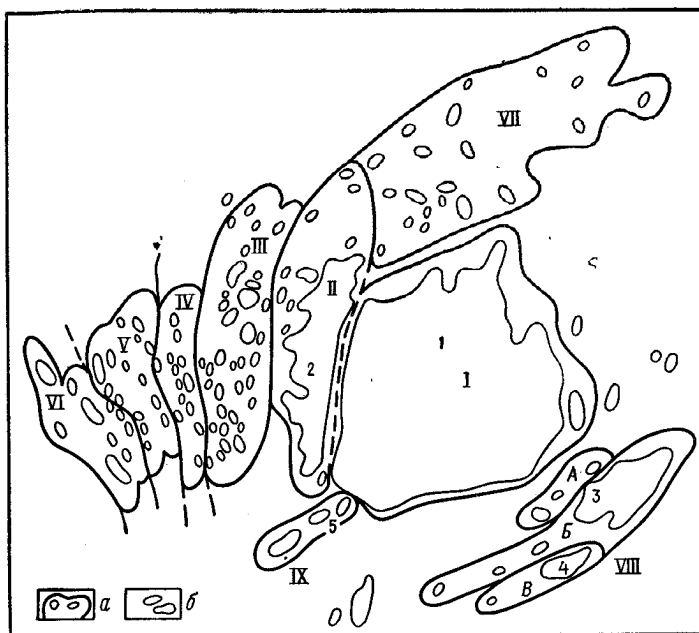


Рис. 164. Ареалы зон и зоны нефтегазоаккумуляции Альметьевской вершины Татарского свода
a — ареалы и зоны нефтегазоаккумуляции: I — Ромашкинская зона, II — Акташско-Новоеулховская зона, III — Ямажинско-Шешминский ареал, IV — Ульяновский ареал, V — Черемуховско-Кадеевский ареал, VI — Нурлатско-Аксубавский ареал, VII — ареал зон северного склона вершины, VIII — Туймазинский ареал (A — Акбашская зона, B — Туймазинская зона; B — Бавлинская зона), IX — Шугуровская зона; *b* — месторождения нефти: 1 — Ромашкинское, 2 — Новоеулховское, 3 — Туймазинское, 4 — Бавлинское, 5 — Шугуровское

пластовых сводовых залежей встречаются также литологически экранированные.

На южном склоне Альметьевской вершины хорошо выделяется Туймазинский ареал нефтегазоаккумуляции, состоящий из трех параллельно расположенных валобразных зон нефтегазоаккумуляции — Акбашской, Туймазинской и Бавлинской, вытянутых в северо-восточном направлении. Наиболее крупная Туймазинская зона включает четыре месторождения, из которых два — Туймазинское и Бавлинское — содержат залежи в первых трех продуктивных комплексах. Туймазинское месторождение связано с крупной асимметричной брахиантиклиналью (35 × 15 км) при глубине кристаллического фундамента на своде брахиантиклинали 2 км. Месторождение содержит восемь продуктивных пластов, четыре в девонских и четыре в нижнекаменноугольных отложениях, однако основные запасы нефти находятся в двух пластах девонского возраста.

На юго-западном склоне Альметьевской вершины выделяется Шугуровская зона нефтегазоаккумуляции, приуроченная к одноименному валу.

Последний выражен только в карбонатных отложениях верхнего девона и нижнего карбона и перекрывается моноклиналию, сложенной девонскими породами. В пределах вала известно четыре месторождения. Нефтеносны только каменноугольные отложения.

Северный склон Альметьевской вершины расположен в пределах Сарайлинского прогиба, отделяющего Альметьевскую вершину от Немской. В прогибе нет четко выраженных валов и расположенные здесь 19 месторождений образуют ареал, состоящий из различно ориентированных локальных поднятий. Последние связаны с влиянием трех структурных направлений — северо-восточного, субмеридионального и северо-западного.

В большой части месторождений северного склона Альметьевской вершины нефтеносность ограничивается каменноугольными отложениями.

Пять месторождений нефти известны также на восточном склоне Альметьевской вершины.

Белебеевская вершина Татарского свода содержит свыше 30 нефтяных месторождений, из которых только четыре связаны с крупными валобразными или куполообразными поднятиями (Серафимовским, Стахановским, Шкаповским, Белебеевским), а остальные приурочены к локальным поднятиям различного простирания. Нефтеносность Белебеевской вершины охватывает три первых продуктивных комплекса.

На юго-восточном склоне Белебеевской вершины на сочленении его с Предуральским прогибом выявлено 14 месторождений нефти и газа, большая часть которых объединена тремя валобразными поднятиями: Сергеевским, Тавтимановским и Загорским. Продуктивны нижнекаменноугольные и девонские отложения.

Кукморская вершина Татарского свода вытянута в северо-восточном направлении. Осложняющие ее локальные поднятия также ориентированы в этом направлении и объединяются в ряд асимметричных, сравнительно хорошо выраженных валобразных поднятий. Расположенные в их пределах 37 нефтяных месторождений образуют восемь зон нефтегазоаккумуляции (Дигитлинскую, Шурнякско-Граховскую, Елабужскую и др.). Во всех зонах продуктивен первый девонский комплекс, в трех зонах, расположенных на юго-востоке вершины, нефтеносен также третий продуктивный комплекс.

На северо-востоке вершины находится группа месторождений (Кучюковская), не связанная с каким-либо валом и, вероятно, обязанная рифовым сооружениям раннекаменноугольного возраста.

Для Татарского нефтеносного свода в целом характерно весьма неравномерное распределение запасов нефти как по вертикали и по стратиграфическому разрезу, так и между месторождениями. Основная масса залежей нефти (свыше 90%) находится в интервале глубин 1000—2000 м, 85% всех запасов нефти содержат девонские отложения; из общего количества месторождений нефти 7,4% их заключают 85% запасов нефти.

Свыше 130 нефтяных, газонефтяных и газовых месторождений выявлено на площади Жигулевско-Оренбургского свода (рис. 165).

Жигулевско-Оренбургский свод состоит из Жигулевско-Пугачевской вершины, Кинельско-Самаркиных линейных дислокаций и Оренбургской вершины.

Оренбургская вершина свода содержит 60 месторождений, заключающих 148 залежей, из которых 66 находятся в терригенных коллекторах

и 82 — в известняках и доломитах. Продуктивным является весь разрез палеозоя. На западе вершины, где выделяются Узюковский и Орлянский блоки, нефтеносны отложения каменноугольного и девонского возраста, восточнее, на Пилюгинском блоке — только оба пермских продуктивных комплекса, на восточном Ивановском блоке нефтегазоносность охватывает комплексы каменноугольного и пермского возраста. Для пермских отложений, особенно для верхнего отдела, характерна повышенная газоносность, хотя чисто газовых месторождений всего шесть, но около 15 месторождений содержат как нефтяные, так и чисто газовые залежи.

Локальные нефтегазоносные структуры Оренбургской вершины плохо группируются в структурные зоны нефтегазонакопления. Большая часть валов объединяет не более четырех месторождений (Шумаркинский, Сидоровский валы и др.). Сравнительно большие Южно-Кинельская и Малокинельская зоны локальных поднятий протягиваются вдоль северо-восточной окраины Пилюгинского блока. Зоны насыщают семь газовых и пять нефтяных и газонефтяных месторождений, которые в целом образуют единый ареал преимущественно газонакопления.

На западе Ивановского купола локализуются две зоны локальных продуктивных поднятий: Петро-Херсонская и Покровско-Сорочинская. В первой зоне открыто пять месторождений, в том числе два газовых, во второй зоне известно четыре газонефтяных и одно нефтяное месторождения. Обе зоны могут условно рассматриваться как самостоятельные ареалы нефтегазонакопления. Помимо этого на Ивановском куполе выявлено восемь месторождений, в том числе шесть газовых.

С юга Оренбургская вершина опоясывается линейной Кинельско-Самаркинской дислокацией, состоящей из трех валов субширотного простираения длиной 150 км — северного Мухановского, содержащего 12 месторождений нефти, среднего Коханского, заключающего шесть месторождений, и южного Дмитриевского с четырьмя месторождениями. Валы имеют асимметричный профиль с углами наклона слоев от $1^{\circ} 30'$ в пермских отложениях и до $13-15^{\circ}$ по поверхности фундамента. Размеры образующих валы локальных поднятий — нефтяных и газонефтяных месторождений — $5-15 \times 2-4$ км.

Большая часть выявленных месторождений Кинельско-Самаркинского ареала зон нефтегазонакопления газонефтяные, причем газоносность приурочена к пермским отложениям, а нефтеносность — к каменноугольным и девонским породам. В разрезе палеозоя выделяется 42 продуктивных пласта, из них 13 в породах девона, 24 в карбоне и пять в пермских отложениях. Более половины всех залежей нефти (83 залежи) находятся в терригенных коллекторах, остальные в карбонатных (41 залежь).

На западе Кинельско-Самаркинские дислокации находят свое продолжение в Жигулевском валу, протягивающемся в широтном направлении на 250 км. Вал обрзан на севере сбросом и хорошо выражен в фундаменте. Северное крыло вала имеет углы падения до 45° , южное — до $1^{\circ} 40'$. В пределах вала нефтеносны все слагающие его 19 локальных поднятий. Продуктивны на востоке вала каменноугольные и девонские отложения (месторождения Зольненское, Стрельненское, Жигулевское, Яблонный Овраг), на западе, в более приподнятой части вала — преимущественно отложения карбона (Березовское, Карлово-Сытовское, Губинское, Сызранско-Заборовское месторождения и др.).

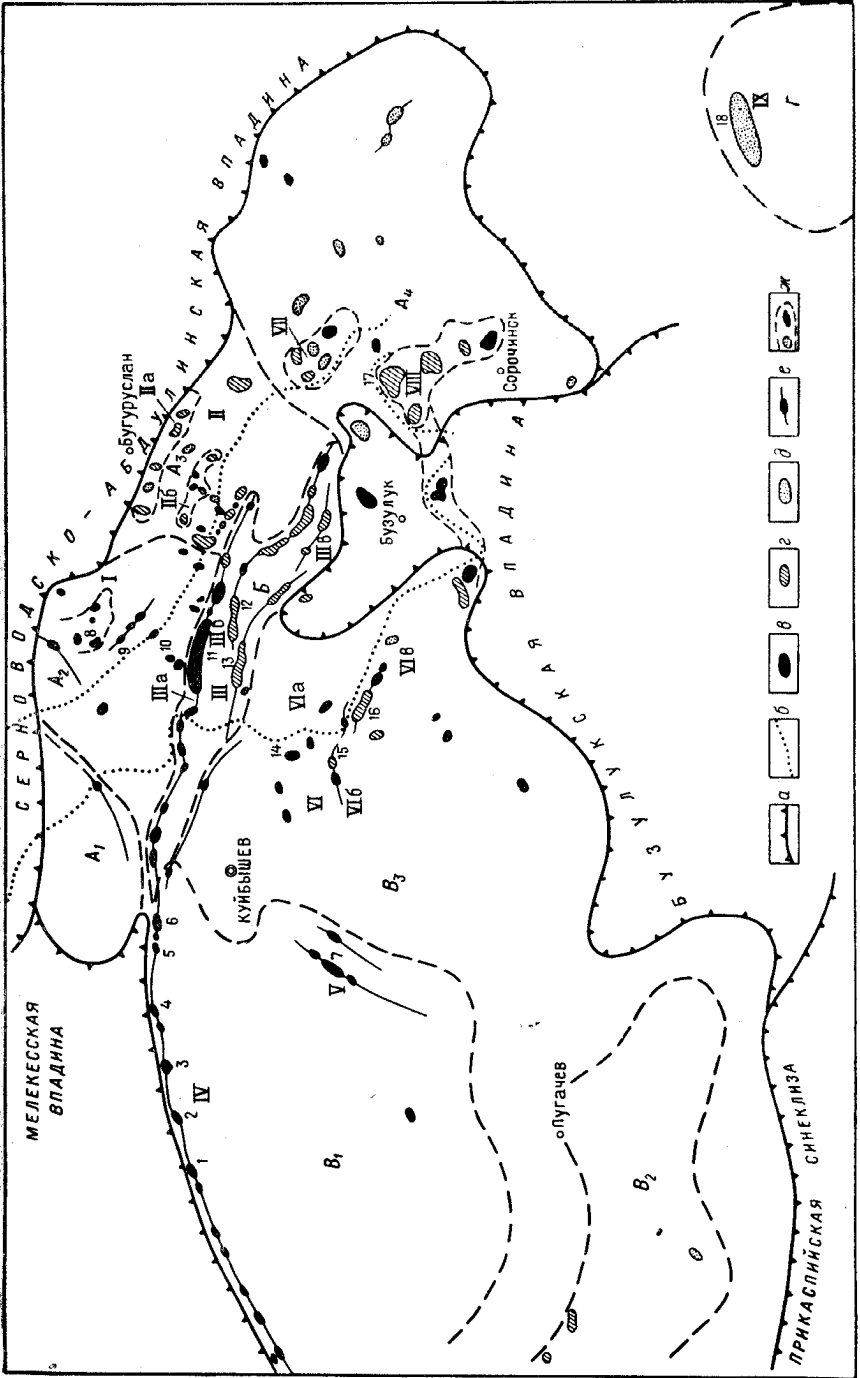


Рис. 165. Ареалы зон и зоны нефтегазонакопления Жигулевско-Оренбургского свода

а — границы свода; б — границы Камско-Кинельской системы прогибов; в — нефтяные, г — газонефтяные, д — газомы; е — валы; ж — зоны поднятий.

А — Оренбургская вершина купола; А₁ — Узюковский; А₂ — Оляинский; А₃ — Пилгоинский; А₄ — Ивановский; Б — Кинельско-Самаркитинская система валов; В — Жигулевско-Пугачевская вершина; В₁ — Жигулевско-Покровский; В₂ — Балаковский; В₃ — восточный склон; В₄ — западный склон.

Ареалы зон и зоны нефтегазонакопления: 1 — Шумаркинско-Споровский; 2 — Ульяновский; 3 — Шумаркинское; 4 — Споровское; 5 — Демитриевское; 6 — Зольненское; 7 — Покровское; 8 — Споровское; 9 — Споровское; 10 — Карлово-Сыктское; 11 — Кинельско-Черкасское; 12 — Михайловско-Коханское; 13 — Демитриевское; 14 — Красносамарское; 15 — Лебяжинское; 16 — Куленовское; 17 — Покровское; 18 — Оренбургское.

Ареалы зон и зоны нефтегазонакопления: 1 — Шумаркинско-Споровский; 2 — Ульяновский; 3 — Шумаркинское; 4 — Споровское; 5 — Демитриевское; 6 — Зольненское; 7 — Покровское; 8 — Споровское; 9 — Споровское; 10 — Карлово-Сыктское; 11 — Кинельско-Черкасское; 12 — Михайловско-Коханское; 13 — Демитриевское; 14 — Красносамарское; 15 — Лебяжинское; 16 — Куленовское; 17 — Покровское; 18 — Оренбургское.

Ареалы зон и зоны нефтегазонакопления: 1 — Шумаркинско-Споровский; 2 — Ульяновский; 3 — Шумаркинское; 4 — Споровское; 5 — Демитриевское; 6 — Зольненское; 7 — Покровское; 8 — Споровское; 9 — Споровское; 10 — Карлово-Сыктское; 11 — Кинельско-Черкасское; 12 — Михайловско-Коханское; 13 — Демитриевское; 14 — Красносамарское; 15 — Лебяжинское; 16 — Куленовское; 17 — Покровское; 18 — Оренбургское.

Жигулевский вал представляет пример одной из крупных зон нефтегазонакопления, приуроченных к платформенному валу.

Жигулевско-Пугачевская вершина осложнена на западе двумя крупными куполами — Жигулевско-Покровским на севере и Балаковским на юге. Жигулевско-Покровский купол вытянут в широтном направлении на 180 км при ширине до 60 км. Северный край его ограничен Жигулевским валом. На востоке купола протягивается в субмеридиональном направлении небольшой (длина 85 км) Покровский вал асимметричного строения (крутое крыло 2—3°) с амплитудой до 110 м. Параллельно Покровскому валу намечается Гражданский вал. В пределах Жигулевско-Покровского купола выявлено пять месторождений нефти, из которых три расположены на Покровском валу и содержат залежи нефти в каменноугольных и девонских отложениях.

Балаковский купол имеет широтное простирание при длине 170 км и ширине около 80 км. Для сводовой части купола характерно выпадение из разреза среднего и большей части верхнего девона. На куполе открыто лишь три месторождения с неглубоко залегающими залежами газа и нефти.

Значительно более структурно расчленен восточный склон Жигулевско-Пугачевской вершины. В северной части его протягиваются три нефтегазоносных вала — зоны нефтегазонакопления — Красносамарский, Куленовский и Лебяжинский прифлексурные валы каждый длиной около 100 км с крутыми северными крыльями. Валы содержат 12 месторождений с пластовыми сводовыми залежами в отложениях карбона, реже девона и перми. Месторождения многопластовые, в частности Куленовское месторождение содержит 12 залежей. Южнее Лебяжинского вала известно несколько нефтяных месторождений, связанных с локальными изолированными поднятиями.

Южнее Жигулевско-Оренбургского свода располагается сравнительно небольшой Соль-Илецкий свод, на севере которого находится Оренбургский вал длиной 120 км и шириной около 20 км с амплитудой 700 м. Вал осложнен несколькими локальными поднятиями. Он содержит единую конденсатогазовую залежь в известняках и доломитах кунгурского и артинского ярусов и, возможно, карбона на глубине 1200—1900 м. Запасы газа 890 млрд. м³.

Отделяющая Татарский свод от Жигулевско-Оренбургского Мелекесско-Серноводско-Абдулинская впадина также является нефтеносной. В ее пределах выявлено 40 газонефтяных месторождений. Большая часть их тяготеет к Жигулевско-Оренбургскому валу,

где они связаны с крупным асимметричным Большекинельским валом, объединяющим 15 нефтяных месторождений, и меньшим Северо-Кинельским валом (три месторождения). Помимо этого, на востоке впадины известны два сравнительно крупных вала (Серноводско-Шугуровский и Елховско-Боровский), содержащие девять нефтяных месторождений. Для валов характерно перпендикулярное простирание относительно простирания впадины. Ряд коротких валов прослеживаются на востоке и западе Мелекесско-Серноводско-Абдулинской впадины.

В 37 месторождениях Серноводско-Абдулинской впадины открыты 104 залежи, преимущественно пластовые сводовые, из них 44 заключены в карбонатных породах и 60 в песчаниках. Продуктивны девонские, каменноугольные и пермские отложения, причем максимальный диапазон нефтеносности прослеживается на юге впадины, в северном направлении он сокращается. Для пермских отложений характерна повышенная газоносность, появление чисто газовых залежей (месторождения Тархановское, Апировское, Измайловское и др.) или газовых залежей с нефтяными оторочками (Калиновско-Новостепановское).

С юго-востока Жигулевско-Оренбургский свод опоясывается Рязано-Саратовской впадиной, в пределах которой выявлено 59 месторождений, в том числе 13 нефтяных, 32 газонефтяных и 14 газовых. Месторождения концентрируются в трех основных ареалах зон нефтегазонакопления: Степновском, расположенном на одноименном своде, Латрыкско-Карамышском в одноименной впадине, и в приуроченном к Саратовским дислокациям (рис. 166).

Степновский свод расположен восточнее Саратова. Он осложнен тремя нефтегазонасыщенными валами — зонами нефтегазонакопления, веерообразно расходящимися в юго-восточном направлении — Степновским, Генеральско-Советским и Грязнушинским. В разрезе валов выпадают франский, а иногда и живетский ярусы, что обуславливает преимущественную продуктивность каменноугольных пород.

Степновский ареал содержит 17 месторождений, преимущественно газонефтяных (четыре газовых). Продуктивны девонские и каменноугольные отложения.

Латрыкско-Карамышская впадина объединяет 20 нефтяных месторождений, также преимущественно газонефтяных с повышенной газоносностью отложений среднего карбона и исключительной нефтеносностью девонских отложений. Большая часть месторождений впадины группируется в пять слабо выраженных зон нефтегазонакопления (Урицкую, Дмитриевско-Рыбушанскую, Багаевско-Горючкинскую и др.) типа удлинённых структурных носов со сложными взаимоотношениями структур по вертикальному разрезу. Каждый нос содержит три — четыре месторождения.

Саратовские дислокации представляют собой систему почти замкнутых, кольцеобразно изогнутых валов, в ядре которой находится Корсаковская впадина — опущенный блок фундамента. Наиболее крупный Елшано-Сергиевский вал имеет длину 80 км, ширину от 4 до 16 км и амплитуду поднятия до 650 м. Южное крыло вала крутое (углы наклона слоев до 50°). Саратовская зона нефтегазонакопления объединяет 10 месторождений, в том числе Елшано-Курдюмское, содержащее четыре газовых залежи в среднем карбоне, три газонефтяных в нижнем карбоне и одну нефтяную залежь в девоне в интервале глубин 400—1700 м.

С юго-востока к Латрыско-Карамышской впадине примыкает Приволжская моноклираль, расположенная на юго-восточном склоне Воронежского свода и спускающаяся в Прикаспийскую впадину. Моноклираль осложнена рядом антиклинальных валов и отдельных выступов фундамента, простирающихся параллельно простиранию моноклинали.

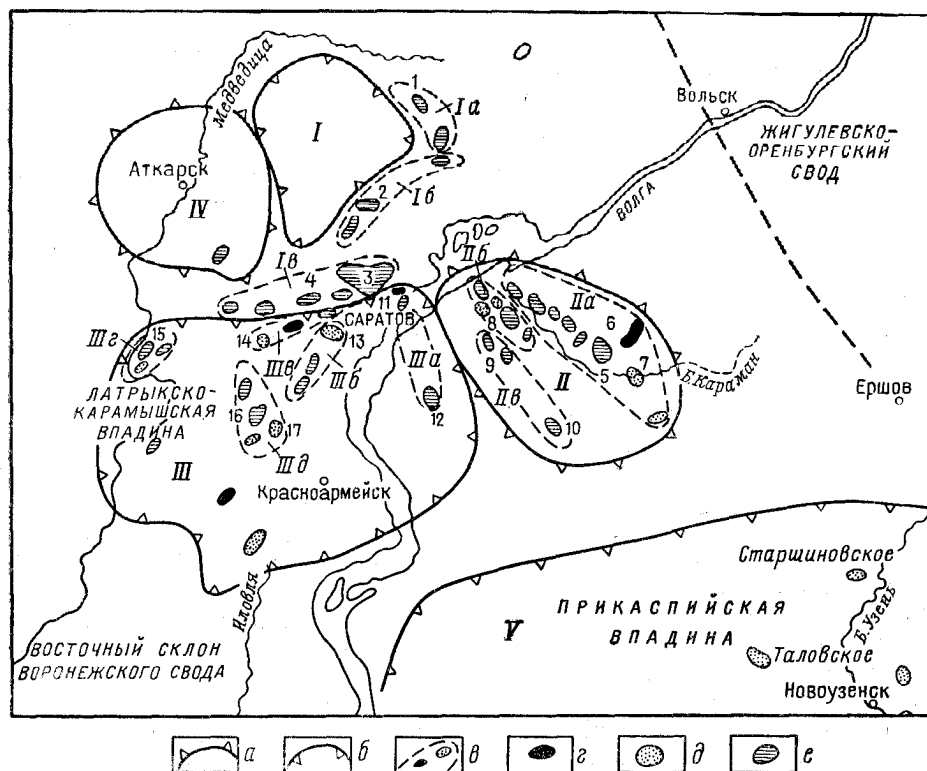


Рис. 166. Ареалы зон и зоны нефтегазоаккумуляции Рязано-Саратовской впадины Волго-Уральского бассейна

а — своды (II — Степновский, IV — Аткарский); б — впадины (I — Корсаковская, III — Латрыско-Карамышская, V — Прикаспийская); в — зоны нефтегазоаккумуляции; месторождения: г — нефтяные, д — газовые, е — газонефтяные.

Саратовский (Корсаковский) ареал: Ia — Тепловско-Ириновская зона, Ib — Хлебновская зона, Ic — Елшано-Сергеевская зона; Степновский ареал: IIIa — Степновская зона, IIIб — Генеральско-Советская зона, IIIв — Грязнушинская зона; Латрыско-Карамышский ареал: IIIг — Гуселско-Квасниковская зона, IIIд — Багаевско-Горьчичинская зона, IIIе — Александровская зона, IIIж — Урицкая зона, IIIз — Дмитриевско-Рыбушанская зона

Месторождения: 1 — Тепловское; 2 — Хлебновское; 3 — Елшано-Курдюмское; 4 — Песчано-Уметское; 5 — Степновское; 6 — Калининское; 7 — Любимовское; 8 — Луговское; 9 — Грязнушинское; 10 — Приволжское; 11 — Соколовоторское; 12 — Квасниковское; 13 — Багаевское; 14 — Карамышское; 15 — Урицкое; 16 — Западно-Рыбушанское; 17 — Восточно-Рыбушанское

На юге моноклинали выделяются два сравнительно хорошо выраженных вала — зоны нефтегазоаккумуляции — Миронычевско-Карасевский и Арчедино-Саушинский, заключающие 12 месторождений. Первая зона является чисто газоносной, вторая содержит три чисто газовых и три газонефтяных месторождения. Продуктивны в обеих зонах среднекаменноугольные (только газ), нижнекаменноугольные и девонские отложения.

На севере моноклинали выделяется Бахметьевско-Линевский вал, содержащий два газонефтяных и одно газовое месторождение. Юго-восточнее

последнего находится обособленное месторождение Коробки, в котором в отличие от других месторождений моноклинали газоносны не только палеозойские, но и среднеюрские породы.

На отдельных выступах фундамента моноклинали (Дубовском, Камышинском) известны несколько месторождений, в которых продуктивны помимо каменноугольных и девонских отложений также пермские известняки и доломиты (месторождения Южный Умет, Антиповское, Нижнеилловлинское, Вишняковское). На Антиповском месторождении залежь газа приурочена к раннепермскому рифогенному телу.

В целом для рассматриваемого структурного элемента — Приволжской моноклинали характерно преобладание газовых залежей в отложениях среднего и верхнего карбона, перми и юры, в то время как для нижнего карбона и девона характерно развитие нефтяных залежей.

Севернее Татарского свода, между ним и северо-восточнее расположенным Пермско-Башкирским сводом располагается крупный прогиб, который принято расчленять на две впадины — Бирскую на юге и Верхнекамско-Чермозскую на севере. Бирская впадина, часто именуемая седловиной, вытянута в северо-западном направлении и осложнена несколькими валами, из которых четыре — Чекмагушевский, Андреевский, Иванаевский и Карабаевский, — образуют одноименные зоны нефтегазонакопления, содержащие 21 нефтяное месторождение. Выделяется своими размерами Иванаевская зона. Здесь находится Арланское месторождение, приуроченное к валу длиной 90 км и шириной до 15—20 км при высоте 68 м. Фундамент на месте вала находится на глубине 3 км. Нефтепосность месторождения связана в основном с песчаниками нижнего карбона, в меньшей степени с известняками нижнего и среднего карбона. В разрезе месторождения выделяется около 10 залежей. Нефть Арланского месторождения отличается высокой смолистостью и большой плотностью.

Андреевская зона нефтегазонакопления содержит 11 нефтяных месторождений, Чекмагушевская — шесть месторождений, Карабаевская — два месторождения.

Нефтепосность Бирской впадины связана главным образом с нижнекаменноугольными и верхнедевонскими отложениями, в меньшей степени с другими отделами этих систем.

Верхнекамская впадина является одним из значительно прогнутых элементов Волго-Уральского бассейна. Фундамент здесь залегает на глубине 6—7 км. Впадина вытянута в меридиональном направлении и содержит 16 месторождений. Месторождения группируются на нескольких валах. Наиболее четко прослеживаются три вала — зоны нефтегазонакопления — Очерский, содержащий пять месторождений, и Кленгопский с четырьмя месторождениями, расположенные в средней части впадины, и Майкорский, объединяющий три месторождения, расположенный на севере впадины в Чермозской впадине. Кроме того, несколько месторождений на юге впадины связаны с короткими валами, в пределах которых пока выявлено лишь по одному месторождению нефти. Продуктивность во впадине охватывает отложения нижнего и среднего карбона, в двух месторождениях (Воядинское, Областовское), также верхнедевонские, а в одном (Шумовское) и нижнепермские породы.

Всего в Верхнекамской и Чермозской впадинах выявлено 67 залежей нефти. Для впадин характерны обильные нефтепроявления, приуроченные к вендским отложениям.

Нефтеносность крайней северной части Волго-Уральского бассейна приурочена в основном к Пермско-Башкирскому своду (рис. 167). В отложениях девона и карбона свод расчленяется на две вершины — Пермскую и Башкирскую, разделенные Бабкинским прогибом, не содержащим нефтяных месторождений. Обе вершины могут рассматриваться как самостоятельные ареалы зон нефтегазоаккумуляции. Пермский, меньший ареал зон состоит из шести зон нефтегазоаккумуляции, приуроченных к валам — Краснокамско-Полазнецкому, Лобановскому, Межовскому, Каменноложскому, Осинскому и Пальскому, из которых первые два простираются в северо-восточном направлении, а остальные в северо-западном. В пределах зон открыто 14 месторождений с продуктивными пластами, заключенными в основном в отложениях нижнего и среднего карбона. На пяти месторождениях установлена нефтеносность также франского яруса.

Башкирский ареал зон нефтегазоаккумуляции содержит 42 месторождения, расположенных на девяти сравнительно хорошо выраженных валах субмеридионального простирания и на пяти сложно построенных поднятиях, состоящих из коротких валов, каждый из которых содержит одно-два месторождения.

В отличие от Пермского ареала в Башкирском ареале нефтегазоносность охватывает отложения не только среднего и нижнего карбона, но и девонские (живетский и франский ярусы). Для среднего карбона характерна повышенная газоносность, хотя чисто газовых месторождений известно только два. Обращает на себя внимание высокая концентрация запасов нефти в карбонатных коллекторах карбона и девона (свыше 50%, в том числе 45% в отложениях нижнего и среднего карбона).

Свыше 50 нефтяных и газовых месторождений находятся в Предуральском прогибе. В Косьвинско-Чусовской и Юрюзанско-Сылвенской впадинах выявлено лишь семь месторождений нефти, в том числе два газовых (Кордонское и Бруснянское) с залежами в пермских и каменноугольных отложениях. В Косьвинско-Чусовской находится Верхнечусовское нефтяное месторождение с залежью в рифовом массиве артинского возраста.

В Бельской впадине расположено 31 месторождение нефти и газа (см. рис. 162). Месторождения группируются в двух зонах нефтегазоаккумуляции — на западе Ишимбаевская рифовая зона, на востоке Кинзебулатовская зона. Рифовая зона состоит из 23 месторождений, протягивающихся в виде узкой зоны субмеридионального простирания. Рифовые выступы имеют небольшие размеры, образованы они артинскими и сакмарско-ассельскими известняками и перекрываются соленосными породами кунгурского возраста. Массивные залежи, заключенные в этих выступах, имеют этажи нефтеносности от 150 до 300 м и находятся на глубинах 500—1700 м. Так, на Карташевском месторождении этаж нефтеносности достигает 300 м с суммарной мощностью продуктивных пластов около 180 м при средней глубине 400 м. Размер массива $3,5 \times 0,8$ км. Ишимбаевское месторождение состоит из пяти небольших массивов, объединенных общим контуром нефтеносности с отметкой водонефтяного контакта — 650 м. Этаж нефтеносности меняется от 310 до 560 м. Среди месторождений, преимущественно газонефтяных, имеется несколько чисто газовых.

Кинзебулатовская зона нефтегазоаккумуляции связана с системой узких, крутых (углы падения слоев до 60°) антиклиналей, протягивающихся

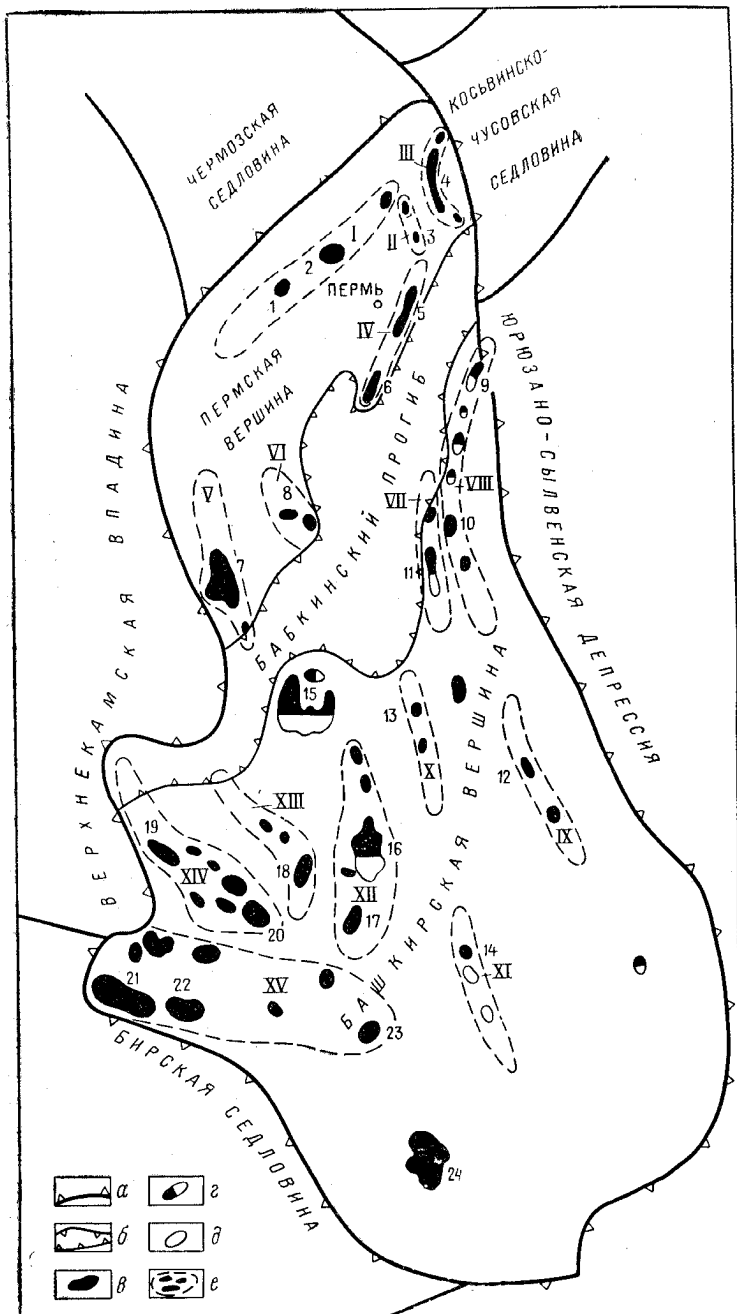


Рис. 167. Ареалы зон и зоны нефтегазоаккумуляции Пермско-Башкирского свода Волго-Уральского бассейна

а — границы свода; б — Бабкинский прогиб; месторождения: в — нефтяные, г — газонефтяные, д — газовые; е — зоны нефтегазоаккумуляции.

Пермский ареал зон нефтегазоаккумуляции, зоны: I — Краснокамско-Полазненская, II — Межовская, III — Каменоложская, IV — Лобановская, V — Осинская, VI — Пальская; Башкирский ареал зон нефтегазоаккумуляции, зоны: VII — Мазуинская, VIII — Веслянская, IX — Дороховская, X — Уинская, XI — Айская, XII — Чернучинская, XIII — Дубовогорская, XIV — Куединская, XV — Таупско-Бураевская сложная зона.

Месторождения:

- 1 — Краснокамское;
- 2 — Северо-Камское;
- 3 — Межовское;
- 4 — Ярино-Каменноложское;
- 5 — Лобановское;
- 6 — Козубаевское;
- 7 — Осинское;
- 8 — Рассветовское;
- 9 — Елкинское;
- 10 — Лужковское;
- 11 — Мазуинское;
- 12 — Дороховское;
- 13 — Уинское;
- 14 — Кубязвинское;
- 15 — Ватырбайское;
- 16 — Павловское;
- 17 — Казанчинское;
- 18 — Татышлинское;
- 19 — Веслянское;
- 20 — Югомашевское;
- 21 — Орьеш-Чертаульское;
- 22 — Кузбаевское;
- 23 — Янбаевское;
- 24 — Кушкульское

в субмеридиональном направлении. Как правило, небольшие залежи нефти заключены в трещиноватых известняках и мергелях артинского яруса, верхнего и среднего карбона на глубинах 300—2000 м.

В целом в пределах Волго-Камского региона бассейна запасы нефти приурочены в основном к терригенным отложениям девонской и каменноугольной систем, причем с глубиной запасы нефти увеличиваются. Запасы газа связаны главным образом с карбонатными отложениями пермской системы и среднего и верхнего отделов карбона. Наибольшее количество залежей нефти и газа отмечается в отложениях нижнего карбона.

Для рассматриваемой части бассейна характерна высокая концентрация запасов нефти (около 70%) в небольшом количестве месторождений (4,7% от общего количества).

Основные запасы нефти связаны с зонами нефтегазонакопления, структуры которых образовались в средне- и позднемеловое время. Структуры более позднего образования располагают меньшими запасами нефти, но значительными запасами газа.

Нефтегазоносность Прикаспийской впадины связана с отложениями надсолевого комплекса. Промышленная нефтеносность впадины была установлена с открытием двух нефтяных месторождений — Доссор (1908 г.) и Макат (1911 г.). В настоящее время в пределах Прикаспийской впадины выявлено более 50 нефтяных месторождений.

Нефтеносны песчаники альба (четыре пласта), апта (три пласта), готерива — баррема (восемь пластов), верхней юры (песчаники и известняки), средней юры (четыре пласта), триаса (два пласта) и верхней перми.

Большая часть месторождений нефти впадины расположена на юго-востоке в междуречье Эмбы и Урала, в их нижнем течении (месторождения Доссор, Макат, Сагиз, Искине, Байчунас и др.), к югу от Эмбы (Прорва, Каратон, Косчагыл, Кулсары, Мунайли, Тюлюс), несколько месторождений находятся западнее нижнего течения Эмбы (Новобогатинское, Камышитовое, Мартыши). Все эти месторождения могут быть объединены в единый Южно-Эмбенский ареал зон нефтегазонакопления.

Небольшая группа месторождений (Кенкияк, Шубаркудук, Джаксымай и др.) выявлена северо-восточнее Южно-Эмбенского ареала зон нефтегазонакопления.

Все выявленные месторождения нефти юго-восточной части Прикаспийской впадины связаны с погребенными соляными куполами; залежи нефти приурочены к крыльям надсолевых структур и экранируются сбросами или боковой поверхностью соляного массива, в меньшем количестве поверхностью несогласия. Ограниченное распространение имеют пластовые сводовые залежи над сводовыми частями соляных куполов и на вторичных пологих поднятиях, осложняющих крылья структур. Глубины залегания залежей нефти колеблются от нескольких сотен метров до 3000 м, преимущественно до 1500 м.

Волго-Уральский бассейн наиболее изучен в Волго-Камской части его, где глубина фундамента бассейна не превышает 4 км. Значительно слабее изучена прикаспийская часть бассейна.

Основные перспективы нефтеносности Прикаспийской впадины связываются с поисками нефти в палеозойском подсолевом комплексе, прежде всего по периферии области на глубинах 3500—4000 м, где уже открыто несколько месторождений (Западно-Тепловское, Ждановское, Карпенское

и Гремячинское на севере, Кенкиякское на востоке, Биикжалское и Каратюбинское на юго-востоке) с продуктивными пластами в интервале от девона до низов кунгура, а также с поисками нефти в надсолевом комплексе в средней части впадины.

§ 3. Нефтегазоносный бассейн Мексиканского залива

Нефтегазоносный бассейн Мексиканского залива располагается в пределах одной из крупнейших впадин земной коры, большая центральная и наиболее прогнутая часть которой занята водами Мексиканского залива. Впадина почти изометрической формы с диаметром около 1800 км сложена кайнозойскими и мезозойскими породами мощностью до 15 000 м.

На севере обрамление бассейна образовано выходами на поверхность палеозойских отложений в складчатых системах Ашпалачей и Уошиго или неглубоким залеганием докембрийского фундамента в сводах Нэшвилл и Паскола, отделяющих рассматриваемый бассейн от Предаппалачского и Иллинойского нефтегазоносных бассейнов.

На северо-западе бассейн сочленяется с Пермским через крупный межбассейновый платформенный свод Бенд, восточный склон которого входит в состав бассейна Мексиканского залива.

На востоке граница бассейна проходит через свод Окала Южной Джорджии и Флориды. В наиболее приподнятой части этого свода, где докембрийский фундамент залегает на глубине около 1500 м, отложения нижнего мела и верхней юры выклиниваются и верхний мел залегает непосредственно на кристаллических породах палеозойского возраста. Западная и южная границы образованы системой надвигов, отделяющих бассейн от ларамийского горного сооружения Восточной Сьерры-Мадре, сложенной породами палеозойского возраста. На востоке в состав бассейна входит северный предгорный прогиб Кубинского антиклинория и прилегающая платформа Багамских островов. От последней граница бассейна идет на соединение со сводом Окала Флориды. Здесь бассейн Мексиканского залива граничит с бассейном Блейк-Ньюфаундленд.

Субаквальная часть нефтегазоносного бассейна включает шельф, континентальный склон и абиссальную равнину с глубиной 3000—4000 м (котловина Сигсби). Максимальная мощность осадочных пород бассейна отмечается в прибрежной части северного борта и уменьшается на месте абиссальной равнины. На месте последней гранитный слой коры выклинивается и осадочные породы подстилаются корой океанического типа (рис. 168).

Основная роль в строении бассейна принадлежит кайнозойским отложениям, достигающим в северной прибрежной части залива максимальной мощности 10 000 м.

Неогеновая система здесь представлена терригенными породами мощностью свыше 3000 м. В мексиканской части бассейна в разрезе миоцена встречаются прослой гипсов, ангидритов и вулканического туфа. Мощность палеогеновых отложений достигает 7000—8000 м, представлены они песчано-глинистыми породами с прослоями известняков. В пределах большой периферийной части бассейна палеогеновые образования залегают на меловых с угловым несогласием. Для разреза меловых отложений бассейна характерно большое развитие карбонатных пород (песчий мел, известняки, иногда рифогенные, доломиты), особенно в нижнем отделе.

Мощность меловых отложений достигает 2500 м. Последние отделены от подстилающих позднеюрских отложений несогласием.

Юрские отложения мощностью до 2000 м представлены пестроцветными терригенными породами с прослоями карбонатных. Ниже залегает соленосная толща мощностью около 300 м, подстилаемая красноцвет-

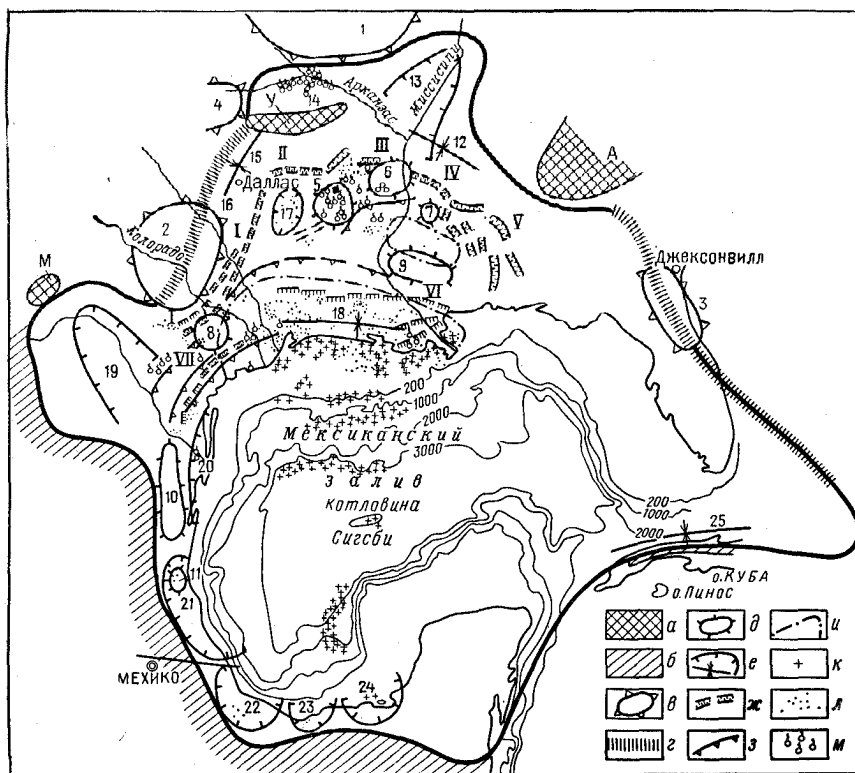


Рис. 168. Обзорная карта нефтегазоносного бассейна Мексиканского залива

а — забассейновые выступы герцинского основания (А — Апшалачи, У — Уошито, М — Марафон); б — горные сооружения (Восточная Сьерра-Мадре, Кубинский антиклинорий); в — забассейновые и межбассейновые своды (1 — Озарк, 2 — Бенд, 3 — Окала) и выступы (4 — Арбок-Хавтов); г — межбассейновые разломы; д — внутривбассейновые своды (5 — Себин, 6 — Монро, 7 — Джексон, 8 — Сан-Маркос) и поднятия (9 — Хиггинс, 10 — Тамаулипас, 11 — Эбано-Пануко); е — контуры впадин и прогибов или их осевые части (12 — Блек-Уорриор, 13 — Миссисипская, 14 — Предуошитская, 15 — Марьетта и Форг-Уорс, 16 — Страун, 17 — Тейлор, 18 — Хьюстон, 19 — Рио-Гранде — Сабинас, 20 — Бургосская, 21 — Тампико-Мисантла, 22 — Вера-Крус, 23 — Салина-дель-Истмо, 24 — Табаско-Кампече, 25 — Северо-Кубинский); ж — зоны разломов (I — Люлинг-Балконес, II — Мексика-Талко, III — Арканзасская, IV — Пиккенс-Кутмен, V — Джильтбертаун, VI — Ватон-Руж, VII — Сам-Фордайс-Бивилл); з — флексуры, и — границы развития областей проявления солянокупольной тектоники; к — соляные купола в субаквальной части бассейна; месторождения: л — нефтяные, м — газовые

ными песчаниками и глинистыми сланцами. Возраст соленосной и красноцветной толщ достоверно не определен. Для разреза кайнозойских отложений бассейна характерен постепенный переход по падению грубообломочных пород в песчано-глинистые и далее в терригенные и карбонатные одновременно с увеличением мощности пород. Нарастание последней происходит к центру современной впадины со смещением областей максимальных мощностей от древних отложений к молодым.

Фундамент бассейна на большой площади образован складчатыми палеозойскими породами и только в северо-западной части под мезозойскими отложениями вскрываются палеозойские (допермские) породы Северо-Американской докембрийской платформы. Центриклинальная структура бассейна осложнена рядом крупных полувпадин, прогибов, сводов и зон поднятий. На севере его выделяется крупная поперечная Миссисипская впадина, или Деша, которая в виде залива вклинивается между сводами Нэшвилл и Озарк в Северо-Американскую докембрийскую платформу.

Миссисипская впадина вышолнена породами позднемелового и в особенности кайнозойского возраста мощностью около 6000 м, представляющими в основном дельтовые отложения древней Миссисипи, последовательно перемещавшейся с севера на юг. Под кайнозойскими и меловыми отложениями впадины залегают дислоцированные палеозойские породы Уошитской и Аппалачской складчатых систем и прилегающего к ним с севера краевого прогиба. Последний западнее и восточнее Миссисипской впадины выходит на поверхность и выделяется под названием Аркома (или Арканзасский) на западе и под названием Блэк-Уорриор на востоке. Оба прогиба входят в состав рассматриваемого нефтегазоносного бассейна.

Между Уошитским сооружением на северо-востоке и сводом Бенд на юго-западе вклинивается Восточно-Техасская впадина (или Тейлор).

На северо-востоке бассейна выделяется крупная полувпадина Рио-Гранде, вытянутая в северо-западном направлении до свода Маратон, в наиболее приподнятой части которого на поверхность выходят дислоцированные породы палеозойского возраста Уошитской складчатой системы. На юго-востоке полувпадина Рио-Гранде открывается в акваторию Мексиканского залива. Юго-западный борт полувпадины через систему разрывов примыкает к Восточной Сьерре-Мадре. Для полувпадины Рио-Гранде характерны большая мощность эоценовых отложений, дельтовое происхождение значительной части разреза, а также развитие соляных антиклиналей.

В средней части северного наземного борта бассейна прослеживается система поднятий: Хиггинс, Джексон, Монро, Себин, Сан-Маркос. Наиболее крупными являются своды Себин и Монро. В частности диаметр свода Себин 150 км. Свод Джексон является самым высоким — по подошве нижнего мела вертикальная амплитуда его составляет около 3 км при диаметре 50 км. Для него характерны увеличение углов падения слоев с глубиной и присутствие интрузий. Наименее выражен свод Сан-Маркос, расположенный между впадинами Рио-Гранде — Сабинас и прогибом Хьюстон.

Зона сводовых поднятий ограничена с внутренней и внешней (прибрежной) сторон системой следующих по простиранию, т. е. концентрически расположенных разломов, образующих местами узкие грабены и горсты. Свод Сан-Маркос ограничен системами разломов: с северо-запада — Люлинг-Балконес, а с юга — Сэм-Фордайс-Бивилл; своды Себин, Монро и Джексон ограничены системами разломов с запада и севера — Мексика-Талко — Арканзас — Пиккенс-Куитмен — Джильбертаун, а с юга — Батон-Руж.

Наземная мексиканская часть бассейна занимает узкий предгорный прогиб Восточной Сьерры-Мадре и прилегающий платформенный склон, осложненные продольными поднятиями Эль-Бурра-Пьягос и Тамаулипас,

поперечным разломом Трансмексиканского вулканического пояса и небольшими погребенными поперечными поднятиями. Между поднятиями располагаются впадины Бургосская, Тампико-Мисантла, Вера-Крус, Салина-дель-Истмо и Табаско-Кампече.

Для всего бассейна в целом характерно проявление соляной тектоники с солью раннеюрского или пермского возраста. На севере развиты солянокупольные структуры с солью, иногда прорывающей весь разрез. Соляные купола выявлены также в центральной части бассейна под водами Мексиканского залива. На юге бассейна и во впадине Рио-Гранде-Сабинас прослеживаются соляные антиклинали.

В бассейне Мексиканского залива выявлено свыше 8000 нефтяных и газовых месторождений, в том числе более 200 в субаквальной части его. Нефтегазоносность связана с отложениями миоценового, палеогенового и мелового возраста, в меньшей степени плиоценового и юрского. Коллекторами являются преимущественно песчаники для кайнозойских и известняки для меловых пород. На северо-западе и севере бассейна, где в состав его входят восточный склон свода Бенд и Предуошитская впадина, — также песчаники и известняки палеозойского возраста.

Нефтегазоносность бассейна контролируется тесно связанными между собой в породном пространстве структурными и литологическими факторами, что затрудняет выделение ареалов зон нефтегазонакопления, обусловленных развитием какого-либо одного фактора.

Значительная роль в распределении запасов нефти принадлежит солянокупольным структурам, развитым в пределах большой площади северного крыла бассейна (моноклиналь Галф-Кост), а также на юге бассейна в небольших впадинах Салина-дель-Истмо и Табаско-Кампече.

Северный солянокупольный ареал нефтегазонакопления, или ареал Галф-Кост, занимает прибрежную часть залива от низовьев р. Миссисипи, где находится зона разломов Батон-Руж, до свода Сан-Маркос на западе. Средняя часть ареала занята прогибом Хьюстон, сильно насыщенным соляными куполами, в частности с неглубокозалегающей кровлей соли (рис. 169). Нефтегазоносные солянокупольные структуры имеют в плане небольшие размеры (диаметр редко превышает 5 км), но с высотой цилиндрические тела соли иногда свыше 10 км. Одни соляные массивы выходят на поверхность, другие остаются на большой глубине, проявляя себя на поверхности пологими поднятиями в надсолевых толщах. Продуктивны песчаники миоцена, олигоцена и эоцена в залежах преимущественно тектонически экранированного типа (см. рис. 18).

Несмотря на большое количество месторождений нефти, связанных с солянокупольными структурами (свыше 1000), крупных по запасам нефти среди них сравнительно немного. Наиболее крупными (с запасами 50—100 млн. т) являются Кейти-Гэс, Гастингс, Саут-Пасс, Кейлу-Айленд, Тимбальер-Бей, Бей-Мерчанд.

На солянокупольный ареал Галф-Кост накладывается более протяженный ареал зон нефтегазонакопления, связанный с зонами резкого нарастания мощностей песчаных толщ (трендов), контролируемые конседиментационными ступенчатыми сбросами и флексурами. Увеличение мощностей свит сопровождается расщеплением песчаных толщ, появлением крупных полузамкнутых и замкнутых песчаных тел. Соответственно получают большое развитие литологически экранированные и литологически ограниченные залежи, в меньшей степени пластовые сводовые

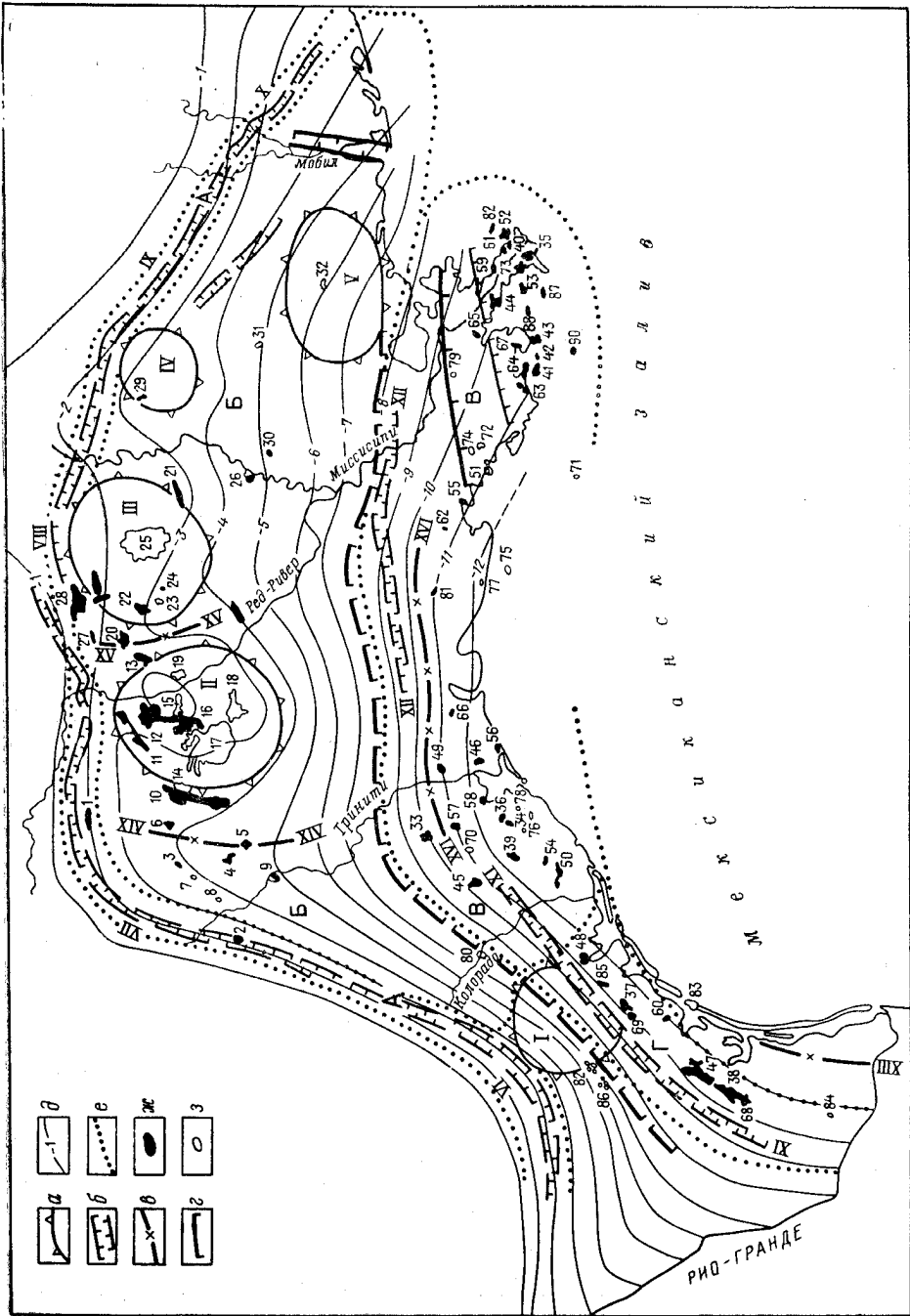


Рис. 169. Ареалы зон нефтегазоаккумуляции северного борга (Галф-Кост) нефтегазоносного бассейна Мексиканского залива

I — своды (I — Сан-Маркос, II — Себин, III — Моиро, IV — Джексон, V — Хитлинго; 6 — разломные зоны (внешние: VI — Лоуинг-Балконес, VII — Меси-Тадко, VIII — Арканзаская, X — Пикнис-Кутитен, XI — Сам-Фордай-Бивилл, XII — Батон-Руж); 6 — впадины (XIII — Бургоская, XIV — Тейлор, XV — Северная Луизиана, XVI — Хьюстон); 2 — сбросы, 8 — схематические впадины впадин флюидаккумуляции в км; e — границы ареалов зон нефтегазоаккумуляции (ареналы: А — Балконес-Джилл-бертаун, Б — Себин-Моиро, В — северный солончаконный, В + Г — тренды, месторождения: ж — нефтяные, з — газовые. Месторождения: I — Талко, 2 — Пауэлл, 3 — Ван; 4 — Феррейр, 5 — Нечес; 6 — Хаукис; 7 — Опелайна; 8 — Каюла; 9 — Лонг-Лейк; 10 — Ист-Тексас; 11 — Родесса; 12 — Капо-Пайн-Айленд; 13 — Коттон-Валли; 14 — Уиллоу-Спрингс; 15 — Вискон; 16 — Бетси; 17 — Карпич; 18 — Хоакин; 19 — Слатто; 20 — Хейсвилл; 21 — Делли-Биг-Крик; 22 — Либон; 23 — Хейнс-Ноудл; 24 — Растон; 25 — Монро; 26 — Лейк-Сен-Джон; 27 — Магнолия; 28 — Счаковер; 29 — Тинсли; 30 — Краффилд; 31 — Гвиавилл; 32 — Шистол-Макен-Ридж; 33 — Коноро; 34 — Гастингс; 35 — Саут-Пасс, блок 24; 36 — Уайстер; 37 — Том-Оу-Коннор-Грега; 38 — Силлингтон; 39 — Томсон; 40 — Саут-Пасс, блок 27; 41 — Кейлу-Айленд; 42 — Тимбальер; 43 — Вей-Мерчан; 44 — Лейк-Вашингтон; 45 — Норт-Кейти; 46 — Анахуа; 47 — Агуа-Дядс-Стратон; 48 — Вест-Ранч; 49 — Халл-Мурдан; 50 — Олд-Ошен; 51 — Бью-Сейл; 52 — Мейн-Пасс, блок 69; 53 — Вест-Дейта; 54 — Вест-Каламби-Нью; 55 — Уилс-Айленд; 56 — Хай-Айленд; 57 — Хамбл-Доум; 58 — Рус-Крик; 59 — Карантин-Бей; 60 — Пинмут; 61 — Гранд-Бей; 62 — Эрэг; 63 — Бей-Сейн-Шейн; 64 — Лейк-Барр; 65 — Лэффит; 66 — Синдлтон; 67 — Ливалл; 68 — Ла-Тюрия; 69 — Рефьюджио; 70 — Чоконгит-Байо; 71 — Юлжан-Айленд; 72 — Вейман-Лейк; 73 — Басион-Бей; 74 — Дайк-Лейк; 75 — Вермилльон; 76 — Бург; 77 — Диг-Лейк; 78 — Алта-Тома; 79 — Паралай; 80 — Шеридан; 81 — Лейк-Артур; 82 — Талсита; 83 — Ред-Фиш-Бей; 84 — Сан-Сальвадор; 85 — Мак-Вадди; 86 — Берлеп; 87 — Гранд-Айленд, блок 16; 89 — Мейн-Пасс, блок 41; 90 — Саут-Тимбальер

в изогнутых крупных линзах. Нефтяные месторождения приурочиваются к моноклиналиям или небольшим поднятиям, прижатых к разрывам (или флексурам) со стороны опущенных крыльев. Месторождения нефти содержат иногда 15—20 продуктивных пластов.

Наиболее нефтенасыщенной является зона распространения свиты фрио олигоценового возраста шириной до 100 км, где мощность свиты возрастает с 500 до 2000 м. В этой зоне на флексуре Виксберг выявлено свыше 200 нефтяных месторождений. Крупной является также нефтегазоносная зона развития высоких градиентов мощностей свиты йегуа (эоцен) с крупным нефтяным месторождением Конро (запасы 80 млн. т).

Зоны повышенных мощностей обычно смещаются и омолаживаются с севера на юг, так что в субаквальной части бассейна возраст зон поднимается до плиоцена и даже плейстоцена.

На западе ареал трендов захватывает также свод Сан-Маркос и зону разломов Сэм-Фордай-Бивилл. В пределах последней выделяется своими запасами нефти (44 млн. т.) месторождение Силлингтон, в котором в разрезе свиты фрио насчитывается 30 нефтеносных пластов на глубине 1400—2350 м.

Солянокупольный ареал зон нефтегазоаккумуляции впадин Салина дель-Истмо и Табаско-Кампече содержит около 50 небольших нефтяных месторождений, приуроченных к линейно вытянутым, хорошо выраженным антиклиналям с соляными ядрами. Присутствие последних во впадине Табаско-Кампече предполагается. Обе впадины сложены терригенными кайнозойскими породами мощностью до 7000 м и карбонатными мезозойским породами мощностью около 3000 м. Юрские отложения соленосные. Впадины разделены поперечным погребенным поднятием Халпа.

Продуктивны в ареале миоценовые песчаники. Залежи нефти преимущественно тектонически экранированные и находятся в интервале глубин 600—3200 м. Наиболее крупными являются нефтяные месторождения Эль-Плано, Огаррио, Хосе-Коломо.

Наиболее мощный по запасам нефти и газа ареал зон нефтегазоаккумуляции Себин-Монро находится в средней части моноклинали Галф-Кост и приурочен к крупной приподнятой широтной ступени, ограниченной на западе, севере и востоке зоной разломов и грабеннов Балконес-Джилл-

бертаун, на юге флексурой Анжеллина-Кодлуэл, спускающейся в прилегающий основной солянокупольный ареал зон Галф-Кост. Структурный план ареала Себин-Монро определяется крупными сводами Себин, Монро, Джексон и Хиггинс. Своды и прогибы осложнены локальными платформенными поднятиями, для склонов сводов характерны зоны выклинивания и несогласного залегания пород. Помимо этого в пределах ареала развиты солянокупольные структуры. Однако большая часть последних являются непродуктивными и поэтому не определяют особенности ареала.

Наиболее крупные нефтяные и газовые месторождения связаны со сводами Себин и Монро. В пределах вершины первого находятся сравнительно крупные месторождения нефти Каддо-Шайн-Айленд и Родесса, на южном склоне его расположено крупное конденсатногазовое месторождение Картидж, на западном склоне свода — одно из крупнейших нефтяных месторождений Ист-Тексас. Начальные запасы нефти месторождения Ист-Тексас определены в 810 млн. т. Единственная залежь нефти заключена в песчаниках вудбайн подошвы верхнего мела, несогласно перекрытых мелоподобными породами свиты аустин и аргиллитами свиты игл-форд. Длина залежи нефти 68 км, ширина 7,7 км, глубина 915—1070 м.

Свод Монро занят крупным одноименным газовым месторождением. Газоносны трещиноватые мергели гасрок и песчаники хорелл верхнего мела, залегающие на глубине 630—700 м. Залежь стратиграфически экранированного типа. Начальные запасы газа оценивались в 198 млрд. м³. На южном и западных склонах свода Монро известны незначительные нефтяные (Дели-Биг-Крик, Лисбон, Растон) и газовые (Хейко-Ноуло) месторождения, приуроченные к небольшим осложнениям моноклиналей.

Несколько нефтяных (Коттон-Валли, Хейнсвилл, Магнолия и др.) и газовых месторождений известно в прогибе Северной Луизианы и в прогибе Тейлор. В последнем выделяются своими запасами нефти (свыше 60 млн. т) месторождения Ван и Хаукинс.

Нефтегазоносными отложениями ареала Себин-Монро являются песчаники и известняки почти всех подразделений (свит) мелового (свыше 20 продуктивных свит) и юрского (пять свит) возраста.

Крупная по длине, но содержащая небольшое количество месторождений нефти, зона нефтегазоаккумуляции связана с зоной разломов Балконес-Джилльбертаун. Для расположенных здесь месторождений характерно преимущественное развитие тектонически экранированных залежей, образующихся на моноклиналях, рассеченных сбросами, и в меньшей степени — пластовых сводовых залежей на небольших пологих поднятиях, связанных с погребенными интрузивными телами. Залежи заключены в известняках и песчаниках нижнего и верхнего мела, реже олигоцена, а также в серпентинизированных частях интрузий. Запасы нефти отдельных месторождений как правило не превышают 20 млн. т. Наиболее крупные месторождения Мексика и Талко.

В пределах всей рассмотренной северной (американской) части бассейна наиболее распространены двухфазные залежи: конденсатногазовые с нефтяной оторочкой и нефтяные с конденсатногазовой шапкой. Скопления такого типа развиты в интервале глубин от нескольких сотен метров до 7000 м и составляют около половины всех известных залежей. Газо-нефтяные и нефтегазовые залежи встречены лишь на глубинах 1000—3600 м. Однофазные залежи имеют подчиненное значение и рассеяны по

всему разрезу. В распределении газовых скоплений намечаются два максимума: первый до глубины 1000 м и второй, начиная с глубины 4500 м. Максимум распространения нефтяных залежей приходится на глубины 1000—3000 м. Отличительная особенность рассмотренной части бассейна — появление залежей нефти на глубинах свыше 7000 м.

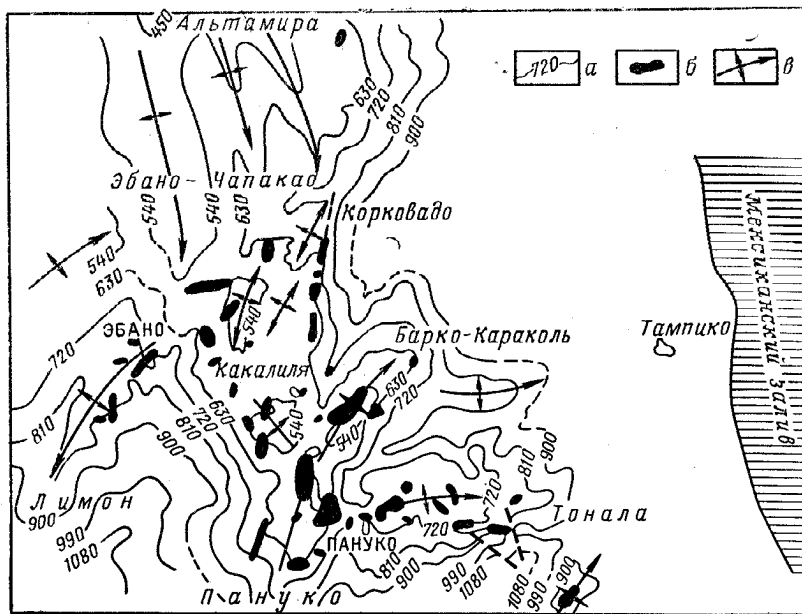


Рис. 170. Ареал зон нефтегазонакопления Эбано-Пануко

а — изолинии глубин кровли свиты тамаулипас в м; б — нефтяные месторождения; в — оси антиклиналей

В мексиканской части бассейна помимо рассмотренного ареала зон нефтегазонакопления впадин Салина-дель-Истмо и Табаско-Кампече выделяются ареалы, приуроченные к впадинам Бургосской, Тампико-Мисантла и Вера-Крус.

Ареал зон Бургосской впадины охватывает свыше 20 месторождений нефти и газа, приуроченных к сравнительно пологим брахиантиклиналям, куполам, структурным террасам и носам (открывающимся в сторону Мексиканского залива). Продуктивны песчаники эоцена (свиты йегуа), олигоцена (фрио, вискберг, анагуан) и миоцена. Для разреза кайнозойских отложений характерна большая мощность палеогеновых образований, достигающая 9000 м.

Ареал характеризуется повышенной газоносностью. Наиболее крупные месторождения — нефтегазовые Рейноса-Мехикано и Монтерей. Залежи нефти и газа находятся в интервале глубин 700—2300 м.

Во впадине Тампико-Мисантла выделяются два небольших ареала зон нефтегазонакопления: северный — Эбано-Пануко и южный — Поса-Рика — Фаха-де-Оро, которые вместе дают около 90% всей добычи нефти в Мексике. Впадина сложена мощной толщей (до 7000 м) терригенных пород кайнозойского возраста, с размывом и угловым несогласием залегающих на преимущественно карбонатных породах мелового возраста мощностью до 5000 м. В последних выделяется мощная толща (2500 м)

ких месторождениях установлена также нефтеносность палеогеновых отложений.

В размещении залежей нефти в известняках большую роль играют особенности распространения в них пористых зон, что обуславливает возникновение литологически экранированных скоплений. Наиболее крупное месторождение зоны, насчитывающей более 15 месторождений, Посарика (запасы 70 млн. т), содержащее на глубине 250—2200 м крупную литологически экранированную газонефтяную залежь.

Ареал зон нефтегазонакопления Вера-Крус приурочен к одноименной впадине, сложенной кайнозойскими, меловыми и юрскими образованиями. На севере впадина обрамляется гранитным массивом Тесиутлан, на юге — горными массивами Тустла — Сан-Андрес. Нефтяные месторождения ареала связаны с хорошо выраженными асимметричными антиклинальными зонами, протягивающимися параллельно Сьерре-Мадрс. Зоны сложены кайнозойскими образованиями, которые подстилаются породами мелового возраста блоковой структуры. Продуктивны верхнемеловые известняки на глубинах 500—1400 м. Всего известно 10 месторождений.

Меловые и палеогеновые отложения являются нефтеносными также в Северо-Кубинском прогибе. Последний сложен карбонатными породами мелового возраста мощностью свыше 3000 м, палеоцен-нижнеэоценовыми терригенными породами мощностью около 1900 м и карбонатными породами от среднего эоцена до плиоцена включительно мощностью около 1000 м. Разрез изобилует перерывами. В прогибе известно восемь небольших нефтяных месторождений со структурами брахиантиклинальной формы. В ядрах некоторых брахиантиклиналей находятся серпентинитовые массивы (Мотембо, Бакурао). Небольшие пластовые сводовые и тектонически экранированные залежи нефти заключены в песчаниках эоценового возраста, в песчаниках и известняках верхнего мела, а также в трещиноватых серпентинитах на контакте их с палеогеновыми и меловыми породами. Залежи нефти находятся на глубинах от 100 м (Бакурао) до 2300 м (Гуанабо, Комариока).

На севере бассейна, где в состав его входит частично погребенный под молодыми отложениями Миссисипской впадины передовой прогиб Аппалачско-Уошитской системы, выявлено два ареала зон преимущественного газонакопления: Предуошитский (Арканзасский, Аркома) на западе и Блэк-Уорриор на востоке.

Предуошитский ареал зон газонакопления занимает небольшую узкую (240 × 50 км) предгорную впадину, отделенную от горной системы Уошино рядом надвигов. На западе впадина ограничивается поднятыми блоками фундамента Арбокл и Хантон, на севере сводом Озарк, на востоке открывается в Миссисипскую впадину.

Предуошитский ареал зон сложен палеозойскими (допермскими) образованиями мощностью до 9000 м, из которых около 8000 м составляют пенсильванские угленосные терригенные породы. Последние дислоцированы в систему сильно сжатых узких складок, осложненных разрывами; в северном направлении степень дислоцированности пород уменьшается. Ареал объединяет около 100 газовых и несколько нефтяных месторождений, приуроченных к кулисообразно развитым антиклинальным зонам. Газоносны многочисленные песчаники пенсильванских отложений (серий де-мойн, атока, морроу), в меньшей степени миссисипских и известняки более древних отложений. В ордовикских доломитах выявлены залежи

нефти. Скопления нефти и газа отличаются небольшими запасами и заключены на глубинах от 300—1000 м на востоке до 4000 м на западе.

Ареал зон Блэк-Уорриор расположен на юго-западном погружении забассейнового поднятия Нэшвилл. Слагающие ареал допермские отложения мощностью свыше 5000 м (в том числе около 3000 м пенсильванского возраста) на большой площади ареала залегают под маломощной толщей более молодых образований. Палеозойские отложения, в отличие от таких Предушитской впадины деформированы лишь в пологие поднятия платформенного облика. На более чем 20 таких поднятиях установлена газоносность пенсильванских, миссисипских и ордовикских отложений. На одном поднятии (Нью-Хоуп) выявлена нефтеносность ордовикских известняков. Месторождения имеют небольшие запасы газа и нефти; залежи находятся на глубинах 450—4500 м.

Нефтегазоносность палеозойских отложений прослеживается также вдоль северо-западной периферии бассейна, где передовой прогиб погребенной герцинской складчатой системы Уопито следует вдоль восточного погружения поперечного поднятия Мюнстер и вдоль восточного склона межбассейнового свода Бенд. Выделяющиеся здесь прогибы Мариетта, Форт-Уорс и Страун сложены в основном пенсильванскими и миссисипскими породами. Нижнепалеозойские, местами пермские и меловые отложения имеют подчиненное значение. Общая мощность осадочных пород не превышает 5000 м. Нефтегазоносность прогибов связана главным образом с пенсильванскими и миссисипскими песчаниками, реже известняками. Месторождения, плохо группирующиеся в зоны, приурочены к мелким террасовидным осложнениям склона свода Бенд (преимущественно газовые скопления) и к небольшим пологим локальным поднятиям периклинали свода Мюнстер.

Крупнейший нефтегазоносный бассейн Мексиканского залива представляет собой пример весьма сложно построенной и структурно дифференцированной единой области прогибания, сочетающей в себе особенности распределения нефтегазоносности, свойственные бассейнам различных типов. Бассейн еще полностью не изучен, особенно в обширной субаквальной части.

§ 4. Нефтегазоносный бассейн Свердруп

Нефтегазоносный бассейн Свердруп является самым северным из всех известных. Он расположен на крайнем севере Северо-Американского континента между Гиперборейской платформой на севере и Канадским щитом на юге. Его промышленное значение было установлено лишь в 1969 г. с открытием на о-ве Мелвилл газового месторождения Дрейк-Пойнт.

Бассейн имеет сложную структуру. Его северо-восточная наиболее прогнутая часть, где мощность осадочных отложений, преимущественно мезозойских, достигает 1200—1400 м, образована синеклизой Свердруп. Синеклиза протягивается в северо-восточном направлении от о-ва Принс-Патрик через о-в Элсмир на море Линкольна на протяжении 600 км (рис. 172).

Синеклиза выполнена отложениями от нижнего карбона до палеогена включительно.

Для разреза характерно развитие эвапоритовых образований в отложениях верхнего палеозоя, что обусловило развитие в синеклизе соляных

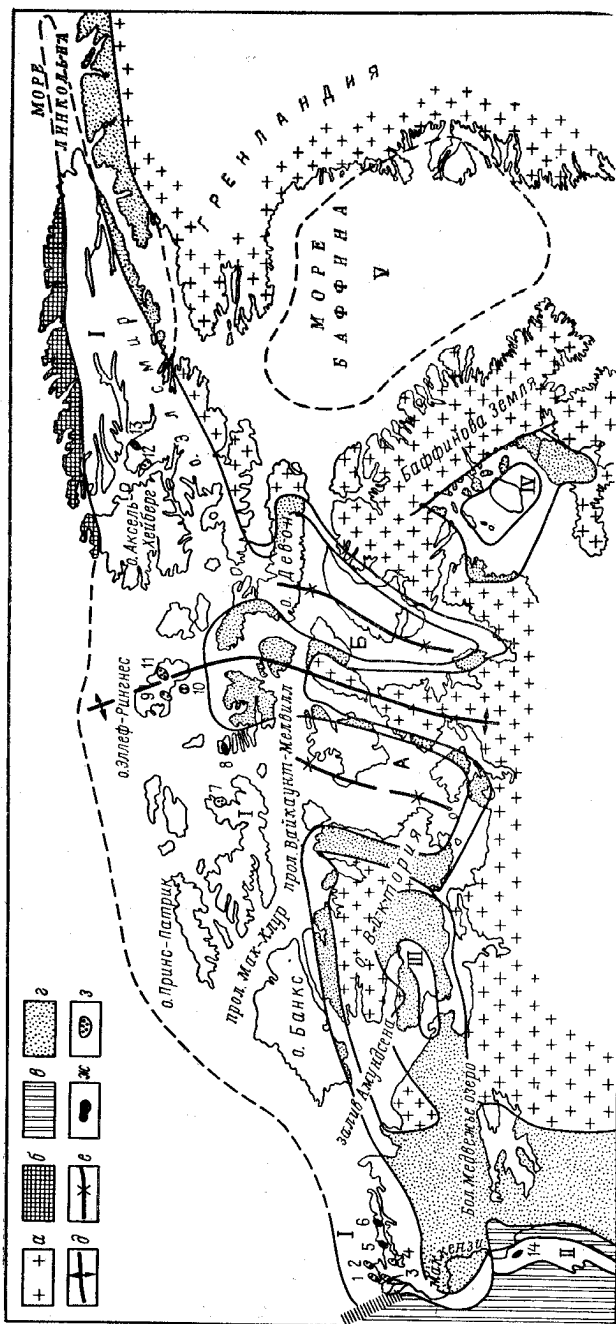


Рис. 172. Нефтегазовые бассейны Свердрупа (I) и Маккензи

(II), потенциально нефтегазовые бассейны Волластон (III) и Фокс (IV) и возможно нефтегазовый бассейн Баффина (V) а — ваходы докембрийского кристаллического фундамента; б — Ингунитская раннегермидская складчатость; в — вишпадоформенные горные сооружения — горы Ричардсона и Маккензи; г — акосервационная зона; д — полигит Бутен; е — прогибы (А — Мелвилл-Бассейн Свердрупа; месторождения: ж — нефтяные, з — газовые, Викторин, Б — Джон-Ланкастер); месторождения: 1 — Айвик, 2 — Малик, 3 — Таглу, 4 — Парсонс, 5 — Аткинсон-Пойнт, 6 — Мейбогак, 7 — Дрейк-Пойнт, 8 — Бенг-Хорн, 9 — Кристоффер-Бей, 10 — Кинг-Христиан, 11 — Панаркинг-Галф, 12 — Фоссейм, 13 — Ромулюс, бассейн Маккензи; 14 — месторождение Норман-Уэллс

штоков и диапиров в осях антиклиналей. Выявлено свыше 70 соляных поднятий.

Кайнозойские (мощность около 3000 м) и мезозойские отложения (5000—9500 м) представлены терригенными породами, угленосными в палеогеновых и триасовых отложениях; палеозойские терригенно-карбонатные породы соленосны в пермо-пенсильванских и нижнедевонских отложениях. Мощности пермских, пенсильванских и миссисипских отложений до 2500 м.

В целом разрез синеклизы характеризуется преобладанием отложений морского генезиса. Для периферийной части синеклизы характерно обилие перерывов, таковые имеются на границе пенсильванских и пермских отложений, лейаса и триаса, юры и мела, внутри мела на границе мела и палеогена.

Помимо соляных дислокаций по периферии синеклизы развиты сундучные и гребневидные антиклинали, часто нарушенные взбросами. Интенсивность деформации пород увеличивается в восточном направлении. Все дислокации осадочного заполнения синеклизы субмеридионального направления. С юга в синеклизу Свердруп погружается узкий горстобразный меридиональный выступ Канадской плиты Бутия. Его погребенное продолжение — поднятие Эллеф-Рингнес делит синеклизу Свердруп на две части: западную — с глубиной фундамента до 9 км и восточную — до 12 км. На поднятии Эллеф-Рингнес мощность отложений около 3000 м.

В ряде мест синеклизы (острова Минто, Веллингтон и др.) на поверхность выступают древние кристаллические породы, указывающие на блоковые нарушения синеклизы.

С юга и востока синеклизы Свердруп опоясывается миегеосинклинальной зоной Иннуитской складчатой системы раннегерцинского образования. Зона сложена преимущественно карбонатными породами нижнего и среднего палеозоя до миссисипской системы. Терригенные угленосные породы известны в верхнем девоне, в нижнем девоне среди известняков и аргиллитов встречаются пласты соли. Мощности палеозойских отложений достигает 8000 м. Они дислоцированы в систему линейных складок с крутыми на юге крыльями в антиклиналях, иногда опрокинутых. На юге дислоцированные отложения позднего девона перекрываются полого залегающими породами среднего пенсильвания.

Эвгеосинклинальная зона Иннуитской складчатости образует складчатое основание Свердрупской синеклизы. Оно выполнено в основном вулканогенными и терригенными отложениями ордовикского и силурийского возраста, иногда значительно метаморфизованными.

На северо-западе фундамент синеклизы Свердруп поднимается и перекрывается меловыми и кайнозойскими отложениями, образующими моноклинали (арктическую прибрежную), наклоненную на северо-запад и нарушенную продольными разрывами. Моноклинали погружается в Канадскую котловину. На юго-западном ее продолжении, в дельте р. Маккензи и в море Бофорта в разрезе появляются юрские и девонские триасовые отложения. Северо-западнее п-ова Туктояктук в море Бофорта мощность осадочных отложений превышает 10 000 м, где соответственно может быть выделена впадина. Западное ограничение этой впадины и всего бассейна в целом образовано массивом гор Ричардсон и Маккензи. На северо-западе, где Канадская котловина наиболее близко подходит к матерiku

(поднятию мыса Мартин), впадина Бофорта сочленяется с пограничным бассейном Северной Аляски. С юга впадина Бофорта сливается с краевым прогибом гор Маккензи. Последний обширной площадью развития маломощных пород, перекрывающих докембрийский фундамент, отделяется от Западно-Канадского пограничного нефтегазоносного бассейна.

Впадина Бофорта в пределах открытых в ней нефтяных и газовых месторождений сложена фанерозойскими породами мощностью около 10 000 м. Палеозойские отложения представлены преимущественно карбонатными породами, в частности в среднем девоне вскрыты рифогенные известняки. Породы мезозойского возраста лежат несогласно на палеозойских и образованы, как и кайнозойские, терригенными породами мощностью свыше 2000 м. Для верхнего отдела мела и плиоцена характерна угленосность. Все системы разделены перерывами.

На востоке южная и восточная границы бассейна Свердруп образованы развитием маломощного чехла пород северного склона Канадского щита, который здесь нарушен рядом меридионально вытянутых прогибов грабенового типа.

Восточнее поднятия Бутия простирается узкий прогиб Джон-Ланкастер, где мощность осадочного покрова (силур и древнее) не превышает 3500 м. На востоке этот прогиб отделен от возможно нефтегазоносного бассейна Баффина выходами древнего фундамента Баффиновой Земли и берегов прол. Смита.

Западнее поднятия Бутия находится меридионально ориентированный прогиб Виктория, где мощность осадочных пород (силур и древнее) также не превышает 3500 м.

Нефтегазоносность бассейна выявлена в синеклизе Свердруп и во впадине Бофорта. Всего, начиная с 1969 г., выявлено 24 месторождения, в том числе 14 газовых.

В синеклизе Свердруп известно восемь газовых месторождений, два газонефтяных и одно нефтяное. Залежи пластовые сводовые и заключены в песчаниках нижнего мела (свита искасен), юры (уилк-пойнт), верхнего триаса, пермо-пенсильвания и девона (гриппер-бей). Основной газоносной толщей является свита хейберг поздне триасового возраста. В палеозойских отложениях выявлена залежь газа и нефти лишь на одном месторождении Бент-Хорн (на о-ве Камерон).

Месторождения Тор, Кристоффер-Бей, Кинг-Христиан, Уаллис, Сатерленд расположены на западном склоне поднятия Элlef-Рингнес, месторождения Дрейк-Пойнт и Хекла — на юго-западе синеклизы. Структуры перечисленных месторождений представлены пологими поднятиями брахиантиклинальной или куполовидной формы, развивавшимися над погруженными соляными штоками. Длина поднятий 20—30 км, ширина 6—15 км. Нефтяное месторождение Ромулюс находится на северо-востоке синеклизы, в зоне развития дислоцированных антиклиналей.

Глубины залегания скоплений газа 600—2800 м, нефти — 1100—3200 м.

Крупным газовым месторождением является месторождение Дрейк-Пойнт (запасы свыше 200 млрд. м³), где выявлены шесть газовых залежей — одна в юрских отложениях на глубине 1098—1159 м и пять в верхнетриасовых на глубине 1200—3300 м. Крупными являются также газовые месторождения Уаллис и Кинг-Христиан.

Во впадине Бофорта, начиная с 1970 г., открыто 13 месторождений, в том числе шесть газовых и три чисто нефтяных.

Газовые месторождения Таглу (конденсатногазовое, открыто в 1971 г.) и Малик (1972 г.) характеризуются запасами свыше 400 млрд. м³. Большая часть газовых месторождений расположена в дельте р. Маккензи, газонефтяные месторождения Аткинсон-Пойнт и Мейюгиак находятся на п-ове Тактояктук. В 14,8 км от берега в море Бофорта выявлено газонефтяное месторождение Адго. Нефтегазоносными являются песчаники палеоген-неогенового и мелового возраста. На одном месторождении установлена нефтеносность рифогенных известняков среднего девона. Структуры месторождений представляют поднятия, природа которых еще не ясна, так как большая часть месторождений изучена двумя-тремя скважинами. На месторождении Аткинсон-Пойнт продуктивно пологое локальное поднятие, простирающееся в северо-восточном направлении; структура месторождения Мейюгиак представляет рифовый массив среднедевонского возраста, облекаемый более молодыми отложениями. Массивная залежь в рифовом выступе находится на глубине 2820—2865 м. В структуре облекания расположены газонефтяные залежи в раннемеловых и палеогеновых отложениях.

Во впадине Бофорта газовые залежи находятся в интервалах глубин 500—1200 и 2400—3800 м; газонефтяные — в интервале 1200—1700 м; нефтяные — в интервалах 1100—1700 и 2600—3700 м.

Нефтегазоносный бассейн Свердруп интенсивно разбуривается.

ПОСЛЕСЛОВИЕ

Прошло немногим более 100 лет с того момента, когда первая в мире скважина начала давать нефть. За это время добыто свыше 20 млрд. т нефти из более чем 20 тыс. нефтяных месторождений. Разрабатывается также более 10 тыс. чисто газовых месторождений.

Различного рода оценки мировых запасов нефти и газа дают основание рассчитывать на открытие новых месторождений. Значительная часть из них будет находиться под водами морей и краевых частей океанов, а на уже известных нефтегазоносных территориях месторождения будут связаны с погребенными структурами, зонами выклинивания и несогласия, т. е. в условиях, трудно доступных для выявления месторождений.

Современная методика поисков нефти и газа основывается по существу на ряде предпосылок вероятностной формы, которые хотя весьма многочисленны и разнообразны как по содержанию (геологические, геохимические, геофизические и др.), так и по значимости, однако не могут указать не только на несомненность нахождения на данной площади нефти или газа, но часто и на несомненность отсутствия их. Эти предпосылки лишь определяют некоторую возможность нахождения на данной площади залежей нефти и газа, причем неизвестных размеров. Необходимо учитывать, что известные закономерности размещения месторождений нефти и газа выявлены на основе изучения лишь 30 тыс. открытых в настоящее время месторождений, а этого, по-видимому, недостаточно для безусловных выводов.

Естественно, что степень вероятности открытия той или иной залежи в нефтегазоносном бассейне зависит прежде всего от степени изучен-

ности его, и в первую очередь от количества ранее открытых в нем месторождений, знание условий залегания нефти (газа) в которых и используется для усовершенствования методики поисков новых месторождений. Однако даже в хорошо изученных нефтегазоносных бассейнах не исключена возможность ввода в бурение пустых структур. Несовершенство методики поисков нефтяных и газовых месторождений кроется в ее преимущественно статистической природе.

Современные знания о закономерностях пространственного размещения выявленных скоплений углеводородов разных составов и фазовых состояний, а также представления о происхождении нефти и газа и формировании их скоплений позволяют выделять в земной коре сравнительно крупные геологические тела, сложенные осадочными породами, формирование состава и условий залегания которых сопровождалось образованием углеводородов, их концентрацией в залежи и обеспечило длительное существование (консервацию) этих залежей. Такие тела получили название нефтегазоносных бассейнов. Уже сейчас выявлено свыше 140 нефтегазоносных бассейнов.

В зависимости от некоторых особенностей геологического развития бассейнов, влияющих на условия образования и размещения в них скоплений углеводородов, выделяется несколько генетических типов бассейнов. Каждый тип характеризуется своим онтогенезом нефти и газа и соответственно своими особенностями современного пространственного качественного и количественного размещения скоплений углеводородов, в частности соотношением в них скоплений нефти и газа, глубинами размещения их, удельными концентрациями и т. п.

Выделению нефтегазоносных бассейнов предшествует выявление по чисто геологическим признакам возможно нефтегазоносных бассейнов. Последние представляют собой области прогибания земной коры с мощностью, составом и условиями залегания осадочных пород, характерными для известных нефтегазоносных бассейнов. В мире насчитывается не менее 50 возможно нефтегазоносных бассейнов. При дальнейшем изучении возможно нефтегазоносных бассейнов выявляется их перспективность в отношении нефтегазосности, т. е. они признаются или потенциально нефтегазоносными бассейнами, или бесперспективными для поисков нефти или (и) газа.

Выделение потенциально нефтегазоносных бассейнов и прогнозирование размещения в них скоплений углеводородов (зон нефтегазонакопления, ареалов зон нефтегазонакопления) составляет одну из главных задач современной геологии нефти и газа. Эта задача в настоящее время в значительной степени может решаться на генетической основе путем: 1) оконтуривания в изучаемом бассейне бывших пространственных зон (очагов) газообразования и нефтеобразования, соответствующих известным условиям газогенных и нефтегазогенных зон, и 2) выявления в сфере действия таких очагов дислокационных, стратиграфических, литологических зон и др., содержащих ловушки для нефти и (или) газа. Очевидно, что последние (ловушки) неминуемо должны быть заполнены нефтью или (и) газом, если образование их предшествовало генерации углеводородов или сопровождало ее.

Подобное изучение бассейна (или крупного элемента его), получившее название историко-геолого-геохимического метода, включает следующие основные исследования.

1. Вертикальное расчленение бассейна в различных по строению участках с выделением толщ, содержащих рассеянное органическое вещество, — возможно нефтематеринских свит, и природных резервуаров — коллекторов и покрышек.

2. Изучение нефтематеринских свит с целью выделения в них объемов пород, прошедших ту или иную вертикальную зону углеводородообразования и соответственно являвшихся в какой-то период развития бассейна источниками газообразования или (и) нефтеобразования. Для этого используется несколько методов:

а) историко-геологический (ретроспективный) — для восстановления интервалов глубин нахождения нефтематеринских свит на всей площади их развития;

б) геохимический — для изучения степени необратимых преобразований органического вещества и его компонентов;

в) углепетрографический — для определения максимальных палеотемператур, действовавших на материнскую свиту (по отражательной способности витринита, коллоальгинита и др.);

г) литологический — для определения степени преобразованности пород нефтематеринской свиты (стадии литогенеза).

3. Установление коэффициента эмиграции углеводородов из очагов нефтегазообразования с определением общего количества углеводородов удалившихся, что дает возможность оценить масштаб бывшего процесса нефтегазообразования.

4. Палеогидрогеологический анализ истории развития бассейна с восстановлением направлений и скоростей движения пластовых вод (носителей углеводородов) в различные этапы развития его, определяющих направление миграции углеводородов.

5. Выяснение механизма и времени образования ловушек, изменения во времени их объема и взаимоотношения в истории развития бассейна ловушек с очагами нефтегазообразования.

6. Определение времени образования прогнозируемых скоплений нефти и газа и возраста углеводородов.

7. Анализ истории развития бассейна (или изучаемого элемента его) с выделением знакопеременных этапов (инверсионных и иммерсионных) с оценкой роли их в разрушении скоплений нефти (газа).

В заключение в бассейне выделяются пространственные зоны (объемы пород), совмещающие в себе бывшие очаги нефтегазообразования, сопряженные с ними (в пространстве и по времени образования) зоны развития ловушек и благоприятные палеогидрогеологические (направление движения вод — миграции углеводородов) и консервационные (обеспечивающие сохранность скоплений углеводородов) условия. Такие зоны являются первоочередными объектами для поисков нефти и газа.

Количественная сторона генетического метода прогнозирования нефтегазоносности — оценка количества углеводородов, поступивших в ловушки (в процентах от образовавшейся массы углеводородов) и сохранившихся в них, т. е. определение роли диффузионных и эффузионных процессов в разрушении скоплений, является наименее разработанной и ждет дальнейших исследований.

Акрамходжаев А. М., Сайдалиева М. С. Ферганский нефтегазоносный бассейн. М., «Недра», 1971. 283 с.

Алексеев Ф. А., Готтих Р. П., Лебедев В. С. Использование ядерных методов в нефтегазовой геологии. М., «Недра», 1973. 383 с.

Аммосов И. И., Тан Сю-и. Стадии изменения углей и парагенетические отношения горючих ископаемых. М., Изд-во АН СССР, 1961. 119 с.

Анализ влияния различных факторов на размещение и формирование месторождений нефти и газа. — «Труды ВНИГРИ», 1971, вып. 295. 335 с.

Багир-Заде Ф. М. Формирование среднеплиоценовых залежей нефти и газа в акваториальной части Южно-Каспийской впадины. Баку, Азернешр, 1969. 216 с.

Бакиров А. А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М., «Недра», 1973. 344 с.

Бакиров А. А., Варенцев М. И., Бакиров Э. А. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М., «Недра», 1971. 541 с.

Брод И. О. Залежи нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1951. 350 с.

Брод И. О. Основы учения о нефтегазоносных бассейнах. М., «Недра», 1964. 59 с.

Бурштарм М. С., Бизнигаев А. Д. Образование и размещение залежей нефти и газа в платформенных условиях. М., «Недра», 1969. 344 с.

Бурштарм М. С. Основы теории формирования залежей нефти и газа. М., «Недра», 1973. 256 с.

Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. — «Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1967, № 11, с. 135—156.

Вебер В. В. Нефтеносные свиты и их современные аналоги. М., «Недра», 1973. 279 с.

Высоцкий И. В. Формирование нефтяных месторождений в складчатых областях. М., «Недра», 1971. 390 с.

Высоцкий И. В., Астрова Н. В. Газовые месторождения Зарубежной Европы и Африки. — «Итоги науки и техники. Месторождения горючих полезных ископаемых». М., изд. ВИНТИ, 1969. 177 с.

Высоцкий И. В., Олени В. Б. Генетический принцип нефтегеологического районирования. — «Геол. нефти и газа», 1968, № 12, с. 30—34.

Высоцкий И. В., Олени В. Б. Теоретические основы нефтегеологического районирования. — «Труды МГК. XXIV сессия. Горючие ископаемые». М., «Наука», 1972, с. 30—34.

Высоцкий И. В., Кучерук Е. В. Крупнейшие газовые и конденсатногазовые месторождения мира. Ч. I. СССР и Зарубежная Европа. — «Итоги науки и техники. Месторождения горючих полезных ископаемых». М., изд. ВИНТИ, 1972. 116 с.

Высоцкий И. В., Кучерук Е. В. Крупнейшие газовые и конденсатногазовые месторождения мира. Ч. II. Зарубежная Азия, Африка, Америка, Австралия и Новая Зеландия. — «Итоги науки и техники. Месторождения горючих полезных ископаемых». М., изд. ВИНТИ, 1973. 142 с.

Галимов Э. М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М., «Недра», 1973. 384 с.

Геодекян А. А. Геолого-геохимические особенности нефтегазообразования в Южно-Каспийской впадине. М., «Недра», 1968. 150 с.

Генезис нефти и газа. М., «Недра», 1967. 711 с.

Глушко В. В. Тектоника и нефтегазоносность Карпат и прилегающих прогибов. М., «Недра», 1968. 262 с.

Геология нефти. Справочник. Т. 2, кн. 1. Нефтяные месторождения СССР. М., «Недра», 1968. 762 с.

Геология нефти. Справочник. Т. 2, кн. 2. Нефтяные месторождения зарубежных стран. М., «Недра», 1968. 802 с.

Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. М., «Недра», 1970. 801 с. Авт.: С. П. Максимов, В. А. Киров, В. А. Клубов и др.

¹ В списке даны лишь основные из опубликованных за последние 10 лет, а также более ранние работы, не потерявшие значение до настоящего времени.

Геология и полезные ископаемые Африки. М., «Недра», 1973. 544 с.

Геология и нефтегазоносность Аляжирских Атласов. М., «Недра», 1971. 256 с. Авт.: М. М. Алиев, Н. Аит Лаусин, Р. Б. Сейфуль-Мулюков и др.

Геология и нефтегазоносность Аляжирской Сахары. М., «Недра», 1973. 328 с. Авт.: М. М. Алиев, Н. Аит Лаусин, М. В. Корж и др.

Геологические закономерности распространения крупных месторождений нефти и газа за рубежом. М., «Недра», 1970. 151 с. Авт.: Н. Т. Линдтроп, Э. А. Амфилатова, Е. А. Дмитриева и др.

Геологическое строение и горючие ископаемые Украинских Карпат. М., «Недра», 1971. 382 с.

Главная фаза нефтеобразования. — Вестн. МГУ. Сер. геол., 1969, № 6, с. 3—20. Авт.: Н. В. Вассович, Ю. И. Корчагина, Н. В. Лопатин и др.

Гостинцев К. К., Гроссгейм В. А. Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа. Л., «Недра», 1969. 364 с.

Губкин И. М. Учение о нефти. М.—Л., изд. ОНТИ, 1932. 443 с.

Гуревич А. Е. Процессы миграции подземных вод, нефтей, газов. Л., «Недра», 1969. 111 с.

Еременко Н. А. Геология нефти и газа. М., «Недра», 1968. 389 с.

Жузе Т. П. Сжатые газы как растворители. М., «Наука», 1974. 111 с.

Закономерности размещения и поиски залежей нефти и газа в Средней Азии и Казахстане. М., «Наука», 1973. 213 с. Авт.: Н. А. Крылов, Е. П. Васильев, П. В. Глумаков и др.

Закономерности размещения нефти и газа эпигерцинской платформы юга СССР. Т. II. Предкавказье. М., «Недра», 1964. 306 с.

Зорькин Л. М. Геохимия газов пластовых вод нефтегазоносных бассейнов. М., «Недра», 1973. 223 с.

Калинко М. К. Основные закономерности распространения нефти и газа. М., «Недра», 1965. 206 с.

Калинко М. К. Неорганическое происхождение нефти в свете современных данных. М., «Недра», 1968. 336 с.

Калинко М. К. Нефтегазоносность акваторий мира. М., «Недра», 1969. 222 с.

Карцев А. А. Основы геохимии нефти и газа. М., «Недра», 1969. 269 с.

Клубова Т. Т. Глинистые минералы и их роль в генезисе, миграции и аккумуляции нефти. М., «Недра», 1973. 255 с.

Конторович А. Э., Трофимук А. А. К методике изучения истории залежей нефти и газа. — Геол. нефти и газа, 1973, № 7, с. 18—24.

Косыгин Ю. А. Тектоника. М., «Недра», 1969. 560 с.

Кремса А. Я., Вассерман Б. Я. Матвиевская Н. Д. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. М., «Недра», 1974. 336 с.

Крапоткин П. Н., Шахфарстов К. А. Геологическое строение Тихоокеанского подвижного пояса. М., Изд-во АН СССР, 1965. 364 с.

Леворсен А. Геология нефти и газа. М., «Мир», 1970. 638 с.

Липецкий В. Ф. Миграция нефти и газа на больших глубинах. Киев. «Наукова Думка», 1974. 135 с.

Максимов С. П. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа. М., «Недра», 1964. 486 с.

Муратов В. Н. Геология каустоболитов. М., «Высшая школа», 1970. 356 с.

Моделевский М. Ш., Толстой Н. С. Геология и нефтегазоносность арктических и субарктических районов мира. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1970. 116 с.

Неручев С. Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л., «Недра», 1969. 240 с.

Нестеров И. И. Критерии прогнозов нефтегазоносности. М., «Недра», 1969. 334 с.

Нефтегазоносность морей и океанов. М., «Недра», 1973. 231 с. Авт.: Б. А. Соколов, А. Г. Гайманов, Д. В. Несмеянов и др.

Нефтегазоносные бассейны Дальнего Востока СССР. М., «Недра», 1971. 183 с.

Нефтегазоносные бассейны земного шара. М., «Недра», 1965. 600 с. Авт.: И. О. Брод, В. Г. Васильев, И. В. Высоцкий и др.

Нефтегазоносные провинции и области СССР. М., «Недра», 1969. 477 с. Авт.: Г. Е. Рябухин, М. С. Бурштар, Н. М. Музыченко и др.

Нефтяные и газовые месторождения Средней Азии. М., «Недра», 1965. 430 с.

Оленин В. Б. Новый нефтегазоносный континент. М., «Недра», 1969. 150 с.

Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. М., «Недра», 1974. 189 с. Авт.: А. Э. Конторович, И. Д. Полякова, О. Ф. Стасова и др.

Органическое вещество современных и ископаемых осадков. М., «Наука», 1971. 241 с.

Органическое вещество современных и ископаемых осадков и методы его изучения. М., «Наука», 1974. 334 с.

Очерк геологии Пакистана. М., «Недра», 1971. 163 с. Авт.: И. А. Воскресенский, К. Н. Кравченко, Э. Б. Мошнович и др.

Панченко А. С. О дифференциальном распределении залежей нефти и газа. — «Геол. нефти и газа», 1973, № 6, с. 71—76.

Перспективные нефтегазоносные провинции США. М., «Недра», 1974. 631 с.

Проблемы тектоники и нефтегазоносности краевых прогибов. М., «Недра», 1973. 232 с.

Проблемы нефтегазоносности Северо-Востока СССР. Магадан, 1973. 184 с.

Природа органического вещества современных и ископаемых осадков. М., «Наука», 1973. 263 с.

Проблемы диагностики условий и зон нефтеобразования. М., изд. ИГиРГИ, 1971. 160 с.

Поисковые критерии прогноза нефтегазоносности. Л., «Недра», 1969. 223 с. Авт.: С. Г. Неручев, М. Ф. Двали, В. А. Кротова и др.

Происхождение нефти и газа и формирование их промышленных залежей. Киев, «Наукова думка», 1971. 447 с.

Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. М., «Недра», 1972. 631 с.

Ресурсы нефти и газа капиталистических и развивающихся стран. Л., «Недра», 1963. 196 с. Авт.: Н. А. Калинин, Ю. Я. Кузнецов, М. Ш. Моделевский и др.

Родинова К. Ф. Органическое вещество и нефтегазоматеринские породы девона Волго-Уральской нефтегазоносной области. М., «Недра», 1967. 359 с.

Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М., «Наука», 1973. 199 с.

Соколов В. А. Очерки генезиса нефти. М., Гостоптехиздат, 1948. 460 с.

Соколов В. А. Процессы образования и миграции нефти и газа. М., «Недра», 1965. 276 с.

Соколов В. А., Бестужев М. А., Тихомолова Т. В. Химический состав нефтей и природных газов в связи с их происхождением. М., «Недра», 1972. 276 с.

Стабильные изотопы в геохимии нефти. М., «Недра», 1974. 199 с. Авт.: Н. А. Еременко, Р. Г. Панкина, Т. А. Ботнева и др.

Среднекаспийский нефтегазоносный бассейн. Л., «Недра», 1972. 224 с. Авт.: Л. А. Польстер, Ю. А. Висковский, А. И. Левин, Д. В. Немсенов.

Тектоника Евразии. М., «Наука», 1966. 488 с.

Тектоника Европы. М., «Наука», 1966. 488 с.

Тектоника и нефтегазоносность окраинных и внутренних морей СССР. Л., «Недра», 1970. 301 с. Авт.: Ю. Я. Кузнецов, Л. Э. Левин, Я. П. Маловицкий и др.

Тектонические особенности нефтегазоносных впадин севера Туранской плиты. М., «Наука», 1970. 170 с.

Угледороды в осадочной оболочке Земли. — «Вестн. МГУ. Сер. геол.», 1967, № 5, с. 36—38. Авт.: Н. Б. Вассоевич, И. В. Высоцкий, А. Н. Гусева и др.

Удинцев Г. Б. Геоморфология и тектоника дна Тихого океана. М., «Наука», 1972. 394 с.

Условия формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений по Украине. Киев, «Наукова думка», 1967. 403 с.

Успенская Н. Ю., Табасаранский З. А. Нефтегазоносные провинции СССР. М., «Недра», 1966. 494 с.

Успенская Н. Ю., Таусон Н. Н. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М., «Недра», 1972. 295 с.

Успенский В. А. Введение в геохимию нефти. Л., «Недра», 1970. 308 с.

Физико-химические особенности и гидрогеологические факторы миграции природных растворов. Л., «Недра», 1967. 171 с. Авт.: Л. А. Польстер, Ю. А. Висковский, А. Н. Гусева и др.

Хайн В. Е. Геотектонические основы поисков нефти. Баку, Азнефтеиздат, 1954. 690 с.

Хайн В. Е. Региональная геотектоника. Северная и Южная Америка, Антарктида и Африка. М., «Недра», 1971. 546 с.

Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М., «Недра» 1969. 365 с.

Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. М., «Недра», 1973. 303 с.

Шешуков Н. Л. Признаки залежей газа, содержащих гидраты. —

«Геол. нефти и газа», 1973, № 6, с. 20—26.

Al-Shahrastani H., Al-Atyia M. J. Vertical migration of oil in Iraq oil fields: evidence based on vanadium and nickel concentrations. *Geochim. et cosmochim. acta*, 1972, 36, n. 9, p. 929—938.

Benavides V. Saline deposits of South America. *Geol. Soc. of Amer.*, 1968, p. 253—257.

Chapman R. E. Petroleum geology — a concise study. Amsterdam S. a., Elsevier S. a., Elsevier Sci. Publ. Co., 1973, p. 304, 57 Dfl.

Cordell R. J. Depths of oil origin and primary migration a review and critique. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.*, 1972, vol. 56, n. 10, p. 2029—2067.

Granfield J. Mainland China gearing up to oil exports. *Oil and Gas* 1975, s. 11, p. 21—24.

Creanga C. L. Curs de Chimia titeului. Editura didactica si pedagogica. Bucuresti, 1962, p. 318.

Dunnington H. V. Stratigraphical distribution of oil fields in the Iraq — Iran — Arabia Basin. *J. of the Institute of Petrol.*, 1967, vol. 53, n. 520, p. 129—161.

Egon M., Nestor A. Geologic outline and oil fields of Sergipe Basin, Brazil. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.*, 1972, vol. 56, n. 6, p. 1034—1047.

Fan H. P. Chinese oil-industry image changing. *Oil and Gas*, 1975, 11, p. 110—112.

Future Petroleum Provinces of Canada — their geology and potential. *Can. Soc. of Petrol. Geol., Mem.*, Calgary, 1973, p. 720.

Future Petroleum Provinces of the USA — their geology and potential., J. Cram ed., *Amer. Assoc. Petrol. Geol.*, mem. 15, Tulsa, 1971, p. 1496.

Gavat J. Geologia petrolului si a gazelor naturale. Editura gigantica si pedagogica. Bucuresti, 1964, 303.

Gonzalez M. R. El petroleo en la Republica Argentina. *Petrotecnica*, 1972, vol. 22, n. 6, p. 12—13.

Hendriks T. A. Reserves of crude oil, natural gas and natural gas liquids in USA and in the world. *World Oil*, 1966, 162, n. 4, p. 24—26.

Katz H. R. Offshore petroleum potential in New Zealand. «The APEA J.», 1974, p. 3—14.

Koesoemadinata R. P., Punggono A. The geology of the southern Sunda Shelf with reference basins of western Indonesia. In: *Region. Conf. Geol. South-Est Asia.*, Kuala Lumpur, 1972, p. 34—37.

Landes K. K. Petroleum geology of the United States. New York., 1970, p. 571.

Masson M. P. L'exploitation pétrolière en Angola. *Rev. de l'Assoc. Fr. des techniciens du pétrole*, 1972, n. 212, p. 21—40.

Martinez A. R. Giant fields of Venezuela. *Oil and Gas*, 1968, n. 31, p. 1944—1952.

Moody J. D. An estimate of the World's recoverable crude oil resources. IX World Petrol. Congr., 1975, Tokyo, panel discussion, p. 1—14.

Origin of petroleum II. *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Reprint Ser.*, 1974, n. 9, p. 210.

Paraschiv D. Geologia zacaminte de hidrocarburi din Romania. *Bucuresti*, 1975, p. 363.

Perry E. A., Hower J. Late stage dehydration in deeply buried pelitic sediments. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.*, 1972, vol. 56, n. 10, p. 2013—2021.

Raju A. T. R. Geological evolution of Assam and Cambay tertiary basins of India. In: *Selected lectures on petroleum exploration*, vol. 1, Oil and Natur. Gas Comis., India, Dehra-Dun, 1969, p. 145—169.

Schmidt G. W. Interstitial water composition and geochemistry of deep Gulf Coast shales and sandstones. *Bull. Amer. — Assoc. Petrol. Geol.*, 1973, vol. 57/2, p. 321—337.

Schwartz C. M., Laughbaum G. H., Armstrong J. D. At-taka still largest Indonesia offshore field. *Oil and Gas*, 1973, 71, n. 50, p. 79—82.

Soeparjadi R. A., Slocum R. C. Vast Geologic basins attract Indonesian oil exploration. *World Oil*, 1973, 177, n. 2, p. 33—38; n. 3, p. 55—58; n. 4, p. 80—83.

Stratigraphic oil and gas fields: classification. *Exploration methods, and case histories*. Ed. King R. E. Tulsa (Okla.), *Amer. Assoc. Petrol. Geol.*, 1972, VIII, p. 687.

The exploration for Petroleum in Europe and North Africa. London, 1969, p. 319.

The Geology of Continental Margins. Eds Burk Creighton A., Drake Charles L. Berlin e. a., Springer, 1974, XIII, p. 1009.

Tiratsoo E. N. Oilfields of the world. *Beaconsfield, Sci. Press.*, 1973, VIII, p. 376.

Welte D. Erdgas und Kohle in genetischer Hinsicht. *Erdoel — Erdgas*, 1974, 90, n. 6, p. 210—212.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ЧАСТЬ I	
ОСНОВЫ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА 5	
ГЛАВА I. Состав и свойства нефти и природного газа 6	
§ 1.	Свойства и состав нефти 6
§ 2.	Классификация нефтей 13
§ 3.	Состав и свойства природных горючих газов. Классификация 16
§ 4.	Природные битумы 23
ГЛАВА II. Условия залегания нефти и природного газа 29	
§ 1.	Распространение нефти и газа 29
§ 2.	Термобарические условия существования нефти и газа в земной коре 31
§ 3.	Природные резервуары 37
	Коллекторы 39
	Газонефтеупорные покрышки 46
§ 4.	Месторождения и залежи нефти и газа 49
	Классификация залежей нефти и (или) газа по типу заключающих их ловушек и природных резервуаров 51
§ 5.	Классификация залежей по составу и фазовому состоянию веществ 71
ГЛАВА III. Происхождение нефти и газа 74	
§ 1.	Краткий обзор истории представлений о происхождении нефти и газа 74
§ 2.	Представления о неорганическом происхождении нефти и природного газа 78
§ 3.	Представления об органическом происхождении нефти и природного газа 82
	Рассеянное органическое вещество пород. Состав и распределение 83
	Эволюция рассеянного органического вещества 88
	Образование углеводородов 95
	Кинетика превращения органического вещества пород 100
	Генетическая зонография углеводородов нефти и газа 103
	Нефтегазоматеринские свиты (диагностика) 109
§ 4.	Превращение нефти и газа 124
ГЛАВА IV. Формирование месторождений нефти и газа 131	
§ 1.	Миграция нефти и газа 131
§ 2.	Образование залежей нефти и газа 139
§ 3.	Дифференциация нефти и газа в процессе формирования залежей 151
§ 4.	Вертикальная зональность в размещении залежей нефти и газа 155
§ 5.	Время, скорость и продолжительность формирования залежей нефти и газа 158
§ 6.	Разрушение залежей нефти и газа 170
589	

ЧАСТЬ II

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАЗМЕЩЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЗЕМНОЙ КОРЕ

173

ГЛАВА I. Нефтегеологическое районирование материков и их подводных окраин

174

- § 1. Понятие о нефтегазоносных провинциях и бассейнах 174
- § 2. Классификация нефтегазоносных бассейнов 179
- § 3. Зоны и ареалы зон нефтегазонакопления 192

ГЛАВА II. Нефтегазоносные бассейны конседиментационного образования 195

- A. Плит, синеклиз и наложенных впадин 195
 - § 1. Мичиганский нефтегазоносный бассейн 195
 - § 2. Иллинойский нефтегазоносный бассейн 201
 - § 3. Уиллистонский нефтегазоносный бассейн 203
 - § 4. Пермский нефтегазоносный бассейн 206
 - § 5. Патагонский (Комодоро-Ривадавия, Сан-Хорхе) нефтегазоносный бас-
сейн 212
 - § 6. Нефтегазоносный бассейн Неукен 213
 - § 7. Англо-Парижский нефтегазоносный бассейн 215
 - § 8. Чу-Сарысуйский нефтегазоносный бассейн 216
 - § 9. Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн 219
 - § 10. Восточно-Сибирский нефтегазоносный бассейн 224
 - § 11. Сахаро-Восточносредиземноморский нефтегазоносный бассейн 226
- B. Сквозных грабен и полуграбен 242
 - § 1. Рейнский нефтегазоносный бассейн 246
 - § 2. Тюрингский нефтегазоносный бассейн 249
 - § 3. Красноморский нефтегазоносный бассейн 251
 - § 4. Камбейский нефтегазоносный бассейн 253
 - § 5. Нефтегазоносный бассейн Баия (Реконкаво-Тукапо, Тодос-Сантес) 255
 - § 6. Нефтегазоносный бассейн Сержиши-Алагоас 258
 - § 7. Дуккала-Сусский нефтегазоносный бассейн 259
 - § 8. Нижнегигерский нефтегазоносный бассейн 261
 - § 9. Кванза-Камерунский нефтегазоносный бассейн 263
 - § 10. Нефтегазоносный бассейн Карнарвон 269
 - § 11. Нефтегазоносный бассейн Перт 271
 - § 12. Нефтегазоносный бассейн Блейк-Ньюфаундленд 271
- B. Плит, синеклиз и наложенных впадин, подстилаемых грабенами и полу-
грабенами 272
 - § 1. Днепровско-Донецкий нефтегазоносный бассейн 275
 - § 2. Северо-Причерноморский нефтегазоносный бассейн 279
 - § 3. Аральский нефтегазоносный бассейн 282
 - § 4. Нефтегазоносный бассейн Сунляо 284
 - § 5. Среднеамазонский нефтегазоносный бассейн 287
 - § 6. Нефтегазоносный бассейн Гипсленд 288
 - § 7. Нефтегазоносный бассейн Дампьер 290
 - § 8. Восточно-Австралийский Внутренний нефтегазоносный бассейн 291

ГЛАВА III. Нефтегазоносные бассейны постседиментационного образования (эпигеосинклинальных складчатых областей)

295

- § 1. Центральнокарпатский нефтегазоносный бассейн 300
- § 2. Нефтегазоносный бассейн Лос-Анджелес 303
- § 3. Нефтегазоносный бассейн Санта-Барбара-Вентура 305
- § 4. Нефтегазоносный бассейн Ридж-Соледад 308
- § 5. Нефтегазоносный бассейн Санта-Мария 309
- § 6. Нефтегазоносный бассейн Хаф-Мун-Салинас-Кайяма 310
- § 7. Нефтегазоносный бассейн Ил-Ривер 310
- § 8. Нефтегазоносный бассейн Сонома-Оринда-Ливермор 311
- § 9. Саравак-Палаванский нефтегазоносный бассейн 311
- § 10. Иравадийско-Андаманский нефтегазоносный бассейн 313

11. Центральносуматринский нефтегазоносный бассейн	316
12. Южно-Суматринский нефтегазоносный бассейн	317
13. Калимантан-Сулавесский нефтегазоносный бассейн	318
14. Себу-Калимантанский нефтегазоносный бассейн	319
15. Нефтегазоносный бассейн Таранаки	320
16. Южно-Кубинский нефтегазоносный бассейн	321

ГЛАВА IV. Латерально-гетерогенные нефтегазоносные бассейны (пограничные) 323

А. Сочленения элементов эпигеосинклинального (инверсионного) и конседиментационного образования	323
1. Аквитанский нефтегазоносный бассейн	327
2. Предрифско-Гвадалквивирский нефтегазоносный бассейн	330
3. Предальпийский нефтегазоносный бассейн	332
4. Северо-Предкарпатский нефтегазоносный бассейн	335
5. Предкарпатско-Балканский нефтегазоносный бассейн	342
6. Азово-Кубанский нефтегазоносный бассейн	356
7. Среднекаспийский нефтегазоносный бассейн	364
8. Каракумский нефтегазоносный бассейн	371
9. Нефтегазоносный бассейн Персидского залива	375
10. Индский нефтегазоносный бассейн	384
11. Кохат-Потварский нефтегазоносный бассейн	386
12. Бенгальский нефтегазоносный бассейн	388
13. Нефтегазоносный бассейн о-ва Тайвань	391
14. Татарско-Япономорский нефтегазоносный бассейн	391
15. Предверхоянско-Виллюйский нефтегазоносный бассейн	395
16. Иркутский нефтегазоносный бассейн	401
17. Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн	405
18. Нефтегазоносный бассейн Боуэн-Сурат	409
19. Нефтегазоносный бассейн Карпентария-Папуа	410
20. Преаппалачский нефтегазоносный бассейн	412
21. Западно-Канадский нефтегазоносный бассейн	417
22. Нефтегазоносный бассейн Грейт-Валли	423
23. Оринокский нефтегазоносный бассейн	425
24. Нефтегазоносный бассейн Апуре-Баринас	431
25. Верхнеамазонский нефтегазоносный бассейн	432
26. Нефтегазоносный бассейн Укаяли-Маморе (Мадре-де-Дьюс)	433
27. Центральнопреаппалачский нефтегазоносный бассейн	436
28. Нефтегазоносный бассейн Магеллана пролива	438
Б. Сочленения элементов эпиплатформенного орогенеза и конседиментационного образования	441
1. Нефтегазоносный бассейн Паудер-Ривер	441
2. Нефтегазоносный бассейн Денвер (Денвер-Джюльберг)	444
3. Северо-Аляскинский нефтегазоносный бассейн	447
4. Западный Внутренний нефтегазоносный бассейн	449
5. Джунгарский нефтегазоносный бассейн	454
6. Преднапьяньский нефтегазоносный бассейн	455

ГЛАВА V. Латерально-гетерогенные нефтегазоносные бассейны (межкраточных впадин) 457

А. Сочленения элементов эпигеосинклинального (инверсионного) и конседиментационного образования (бассейны на срединных массивах)	457
1. Транильванский газоносный бассейн	458
2. Паннонский нефтегазоносный бассейн	460
3. Адриатический нефтегазоносный бассейн	465
4. Южно-Каспийский нефтегазоносный бассейн	469
5. Охотоморский нефтегазоносный бассейн	476
6. Ассамский нефтегазоносный бассейн	479
7. Нефтегазоносный бассейн Вогелкоп	481
8. Маракаибский нефтегазоносный бассейн	481
9. Нижнемагдаленский (Картахенский) нефтегазоносный бассейн	485
10. Гуаякильский нефтегазоносный бассейн	485

Б.	Сочленения элементов эпплатформенного орогенеза и первично-конседиментационного образования (межгорных впадин эпплатформенных орогенов)	487
§ 1.	Нефтегазоносный бассейн Крейзи-Бул-Маунтин	493
§ 2.	Нефтегазоносный бассейн Биг-Хорн	495
§ 3.	Нефтегазоносный бассейн Уинд-Ривер	497
§ 4.	Нефтегазоносный бассейн Грин-Ривер	500
§ 5.	Нефтегазоносный бассейн Уинта-Пайсенс	502
§ 6.	Нефтегазоносные бассейны Ханна-Ларами и Норт-Парк	505
§ 7.	Нефтегазоносный бассейн Парадокс	506
§ 8.	Нефтегазоносный бассейн Сан-Хуан	508
§ 9.	Нефтегазоносный бассейн Деште-Кевир	509
§ 10.	Ферганский нефтегазоносный бассейн	510
§ 11.	Афгано-Гаджикский нефтегазоносный бассейн	513
§ 12.	Ордосский нефтегазоносный бассейн	516
§ 13.	Нефтегазоносный бассейн Сычуань	517
§ 14.	Гуанси-Гуйчжоуский нефтегазоносный бассейн	521
§ 15.	Цайдамский нефтегазоносный бассейн	521
§ 16.	Восточно-Атласский нефтегазоносный бассейн	523
§ 17.	Нефтегазоносный бассейн Амадиес	524
§ 18.	Нефтегазоносный бассейн Мендоса	525
ГЛАВА VI. Вертикально-гетерогенные нефтегазоносные бассейны		527
А.	Внутрискладчатых грабенов	527
§ 1.	Венский нефтегазоносный бассейн	528
§ 2.	Нефтегазоносный бассейн зал. Кука (Кук-Ивлет)	532
§ 3.	Среднемагдаленский нефтеносный бассейн	533
§ 4.	Северо-Яванский (Сунду) нефтегазоносный бассейн	534
Б.	Синеклиз, наложенных на синклинории	536
§ 1.	Сиамский нефтегазоносный бассейн	538
ГЛАВА VII. Латерально- и вертикально-гетерогенные нефтегазоносные бассейны		539
§ 1.	Центральноевропейский нефтегазоносный бассейн	539
§ 2.	Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн	550
§ 3.	Нефтегазоносный бассейн Мексиканского залива	568
§ 4.	Нефтегазоносный бассейн Свердруп	578
	Послесловие	582
	Список литературы	585

Константин Бека, Игорь Высоцкий
ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Редактор издательства **Н. В. Чистякова.**

Переплет художника **Б. К. Силаева**

Художественный редактор **В. В. Шутько**

Технические редакторы **Л. Г. Лаврентьева,**

Е. С. Сычева

Корректор **Э. Г. Агеева**

Слано в набор 23/IV 1976 г.
 Подписано в печать 8/IX 1976 г. Т-13289.
 Формат 70 × 100^{1/16}. Бумага маш-мел.
 Печ. л. 37,0 Усл. п. л. 47,73. Уч.-изд. л. 49,32
 Тираж 2200 экз.
 Заказ № 944/5219-7. Цена 5 р. 17 к.

Издательство «Недра»,
 103633, Москва, К-12,
 Третьяковский пр., 1/19.

Ленинградская типография № 6 Главполиграф-
 прома при государственном комитете Совета
 Министров СССР по делам издательств, поли-
 графии и книжной торговли,
 196006, Ленинград, Московский пр., 91.