

УДК 553.981(477.5)

ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА, НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ, ІСТОРІЯ ГЕОЛОГІЧНОГО РОЗВИТКУ ЯРОШІВСЬКОЇ СТРУКТУРИ У ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКІЙ ЗАПАДИНІ ТА ОСОБЛИВОСТІ ФОРМУВАННЯ НА НІЙ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ

А.Я. Кочалюк

ПАТ „Укрнафта” НГВУ „Чернігівнафтогаз”, 17500 м. Прилуки, вул. Вокзальна 1,
e-mail: korchalyuk@i.ua

Детально висвітлена геологічна будова, історія геологічного розвитку та нафтоносність візейських утворень нижнього карбону Ярошівського низькоамплітудного підняття у Дніпровсько-Донецькій западині. Результати вивчення Ярошівської структури можуть бути використані для деталізації історії формування подібних структур у ДДЗ та для якісної оцінки перспектив нафтогазоносності нових, виявлених сейсмічними роботами, малоамплітудних піднять чи моноклінальних структурних форм обмежених розривами.

Ключові слова: нафтогазоносність, Ярошівська структура, родовище, продуктивний горизонт, малоамплітудне підняття, палеоструктурна схема.

Подробно освещено геологическое строение, история геологического развития и нефтеносность визейских образований нижнего карбона Ярошевского малоамплитудного поднятия в Днепро-Донецкой впадине. Результаты изучения Ярошевской структуры могут быть использованы для детализации истории формирования подобных структур в ДДЗ и для качественной оценки перспектив нефтегазоносности новых, выявленных сейсмическими работами, малоамплитудных поднятий или моноклиналиных структурных форм ограниченных разрывами.

Ключевые слова: нефтегазоносность, Ярошевская структура, месторождение, продуктивный горизонт, малоамплитудное поднятия, палеоструктурна схема.

In this paper geological structure, history of geological development and oil-bearing potential of Carboniferous Visean formations of the Jaroshivka low-amplitude field in the Dnipro-Donetsk depression are studied. The results of the Jaroshivka field studies may be used for detailization of formation history of similar structures in the Dnipro-Donetsk depression and for the qualitative estimation of the prospects of oil- and gas-bearing potential of new low-amplitude uplifts or monocline structural forms limited by dislocations revealed in the course of seismic works.

Keywords: oil- and gas- potential bearing, the Yaroshivka structure, field, productive layer, low-amplitude uplift, palaeostructural scheme.

Вступ. Ярошівське родовище розміщене у Чернігівському нафтоносному районі, де відкрито 17 нафтових і 11 газоконденсатних родовищ. На його території добре виражені антиклінальні структури, уже вивчені глибоким бурінням, тому подальші пошуки вуглеводнів пов'язуються з низькоамплітудними підняттями та літологічно і тектонічно-екранованими пастками.

При виборі нових, виявлених сейсмічними роботами структур для подальших досліджень важливим є ступінь достовірності прогностичної оцінки їх нафтогазоносності. Для підвищення цієї достовірності пропонується здійснювати порівняння будови і петрофізичних характеристик нафтогазоперспективних комплексів з такими характеристиками на подібних добре вивчених структурах, нафтогазоносність яких доведена. Для цього вибрана Ярошівська структура (нафтове родовище), на якій пробурено 13 пошуково-розвідувальних і 18 експлуатаційних свердловин. Її геологічна модель підтверджена в процесі розробки і оперативним підрахунком запасів вуглеводнів. Вона може бути базовою при вивченні низькоамплітудних піднять такого типу у Дніпровсько-Донецькій западині.

Історія вивчення структури і родовища.

Ярошівська структура виявлена сейсмозрозвідкою в 1963 році. Впродовж 1971-1973 років вона була вивчена і підготовлена до глибокого буріння. У 1975 році при випробуванні свердловини 2 з відкладів верхньовізейського під'яруса (продуктивний горизонт В-15, інт. 3858-3891 м) отримано перший приплив нафти дебітом 134 м³/добу через діафрагму діаметром 5 мм.

На цей час на Ярошівському родовищі відкрито сім продуктивних горизонтів (В-15, В-17в, В-17н, В-18н, В-19н, В-21, В-26) з промисловими припливами нафти, а з чотирьох горизонтів (В-16в, В-19в, В-20, Т-1) отримані припливи нафти або нафти з водою, які не мають промислового значення.

В 1978 році на основі проекту укладеного інститутом „Укрдїпрондінафта” розпочалася пробна експлуатація Ярошівського родовища. За період пробної експлуатації були отримані відомості про дебіти нафти та води, газові фактори, фізико-хімічні властивості нафти і газу. По горизонту В-17 отримані відомості про характер зміни пластового та вибійного тиску. Одночасно продовжувалося глибоке розвідува-

льне буріння. За 1978-1981 рр. були пробурені розвідувальні свердловини 7, 10, 13, за результатами буріння яких розширилася уява про нафтогазоносність площі, геологічну будову родовища, балансові запаси нафти і газу.

В 1981 році інститутом „Укрдпирондінафта” був укладений новий проект пробної експлуатації (ППЕ), який передбачав буріння в 1982-1985 рр. однієї випереджаючої, оціночно-експлуатаційної свердловини та однієї розвідувальної свердловини.

В тому ж 1981 році об'єднанням „Чернігів-нафтогазгеологія” був здійснений підрахунок запасів нафти та газу Ярошівського нафтового родовища, який розглянутий і затверджений в ДКЗ у 1982 році.

В 1992 році згаданим інститутом проведено детальний аналіз розробки родовища, який дав змогу виявити певні особливості розробки, підтвердити запаси ВВ на родовищі та рекомендувати до буріння ще 7 видобувних свердловин. Зараз (в процесі розробки) на родовищі додатково пробурено 9 експлуатаційних свердловин і накопичено достатній матеріал для складання нового проекту розробки.

Літолого-стратиграфічна характеристика. Геологічний розріз Ярошівської структури є типовим для Плісківсько-Лисогірського виступу докембрійського кристалічного фундаменту, на якому залягають вулканогенно-осадові породи девону та осадові відклади карбону, пермі і мезозой-кайнозой.

Девонський комплекс розкритий не повністю.

Найдревнішими є верхньофранські відклади, які представлені євланівсько-лівенською товщею, що складена сульфатно-карбонатними породами, інколи з прошарками мергелів та ангідритів. Повністю ці відклади свердловинами не пройдені. На сусідніх площах у розрізі франу присутні вулканогенні утворення. Розкрита товщина відкладів верхньофранського під'ярусу становить 536 м.

Нижньофаменський під'ярус (D_3fm_1) представлений задонсько-єлецькими теригенно-карбонатними породами – слюдистими польовошпат-кварцовими пісковиками, алевролітами та аргілітами, що перешаровуються та часто переходять в слюдисті алевроліти, а також щільними вапняками і мергелями. Товщина фаменського ярусу в розкритих свердловинами розрізах сягає 210-235 м.

Загальна товщина верхньодевонських утворень в розрізі родовища, вочевидь, перевищує 1500 м.

Кам'яновугільні породи залягають на розмитій поверхні девону. Вона представлена нижнім, середнім та верхнім відділами. Нижній відділ поділяється на турнейський, візейський та серпуховський яруси.

Турнейський ярус (C_1t) складений теригенними породами з прошарками карбонатних різновидів. Товщина турнейського ярусу в межах родовища складає 170-200 м.

Візейський ярус (C_1v) з неузгодженням залягає на турнейських і, місцями, девонських відкладах. Розріз візе поділяється на нижньовізейський та верхньовізейський під'яруси.

Нижньовізейські відклади представлені піщано-глинистою та карбонатно-глинистою товщами. В підшві піщано-глинистої товщі виділяється продуктивний горизонт В-26, який складений пісковиками аналогічними турнейським.

Відклади пізнього візе неузгоджено залягають на ранньовізейських утвореннях. Вони поділяються на дві літологічні товщі: нижню – глинисто-карбонатну з прошарками темносірих пісковиків і верхню – глинисто-алевроліто-піщану з прошарками вапняків. У верхньовізейському під'ярусі виділено ряд піщано-алевролітових горизонтів (від В-15 до В-20), з якими пов'язані промислові скупчення нафти. Загальна товщина візейського комплексу порід складає 440-500 м.

Породи серпухівського ярусу (C_1s) залягають на розмитій поверхні візейських відкладів. Вони представлені глинистим розрізом з прошарками пісковиків і алевролітів, зрідка вапняків і вугілля. Товщина серпухівського ярусу на родовищі складає 107-127 м та збільшується до периферії підняття.

Середній карбон складений теригенно-карбонатними породами башкирського і московського ярусів, типовими для всієї ДДЗ. Вони розкриті усіма свердловинами, які пробурені в межах родовища.

Утворення башкирського ярусу (C_2b) неузгоджено залягають на породах нижнього карбону і поділяються на дві товщі: нижню (товщиною до 100 м) – карбонатно-глинисту і верхню – аргіліто-алевроліто-піщану. Нижня товща представлена, насамперед, пачкою органогенно-хемогенних вапняків відомою під назвою “башкирська плита”. Товщина її – до 230 м.

Верхня товща представлена піщано-алевролітовими породами з прошарками аргілітів, зрідка – вапняків та вугілля. Товщина ярусу – 271-307 м.

Відклади московського віку (C_2m) узгоджено перекривають башкирські. Літологічно виражені пісковиками і алевролітами, що перешаровуються з аргілітами. Товщина – 235-271 м.

Пізнокам'яновугільні відклади представлені піщано-глинистою товщею (266-287 м).

Пермська система неузгоджено залягає на породах карбону. Вона складена глинисто-карбонатними та сульфатно-хемогенними утвореннями ранньої пермі (асельський ярус) – пісковиками, глинами, вапняками, доломітами, ангідритами. Товщина – 74-82 м.

Відклади тріасового періоду трансгресивно залягають на пермських і представлені нижнім та середнім відділами. Нижній відділ складений поліміктовими пісковиками та строкатобарвними глинами. Товщина – 264-290 м. Верхній відділ утворюють піщано-глинисті породи з прошарками мергелів. Товщина – 215-260 м.

Юрська система представлена середнім та верхнім відділами. Середній відділ (батський та байоський яруси) складений алевролітами і глинами товщиною 120-150 м, верхній (келовейський, оксфордський та кімеріджський яруси) – глинами сірими з прошарками пісковиків та мергелів. Товщина – 202 - 215 м.

Крейдова система представлена нижнім і верхнім відділами. Нижню крейду складають піщано-глинисті утворення товщиною 140-160 м. Верхня крейда (сеноманський, туронський, коньякський, сантонський, кампанський та маастрихтський яруси) за літолого-фаціальними ознаками поділяється на дві товщі: нижню – теригенну (сеноманський ярус) і верхню (решта розрізу). Нижня товща (до 40 м) складена кварцовими пісками і пісковиками; верхня – писальною крейдою та крейдоподібними мергелями. Загальна товщина пізньокрейдових відкладів – 490–530 м.

Палеогенові відклади кайнозойської групи залягають з кутовим неузгодженням на породах крейдової системи. Літологічно представлені здебільшого пухкими глауконіто-кварцовими пісками з прошарками глин. Товщина цих відкладів у розрізі родовища – від 280 до 320 м.

Розріз неогенового та четвертинного віків (товщина 56-73 м) представлений строкатими глинами, пісками та лесовидними суглинками [1].

Тектоніка. У тектонічному плані Ярошівська структура знаходиться в межах Плисківсько-Лисогірського виступу кристалічного фундаменту, в північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини.

У відкладах нижнього карбону Ярошівська структура брахіантиклінальна, північно-західного простягання з порушеним розривами склепінням (рис. 1). У відкладах, що залягають вище (аж до юри), структура також простежується, але не так виразно (рис. 2, 3). Скиди північно-східного простягання, які утворюють вузький клиноподібний грабен шириною до 200 м, у візейському плані ділять підняття на два блоки: західний і східний. Розміри підняття по горизонту В-26 – $5,25 \times 3,25$ км при амплітуді підняття близько 165 м.

Західний блок має близьку до ізометричної форму і є вищим в порівнянні зі східним. Площа його по ізогіпсі -4325 м – $5,3$ км². Загальна площа пастки – $11,1$ км².

Східна частина структури відрізняється більш чіткою витягнутістю у південно-східному напрямку. Площа зануреного східного блоку по ізогіпсі -4350 м становить $5,6$ км².

Західний скид підсічений свердловиною 9 на глибині 3945 м (абсолютна позначка -3776,6 м, горизонт В-16_В) та свердловиною 23 на глибині 3861 м (абсолютна позначка -3689,5 м) і простежується від фундаменту до відкладів тріасового періоду.

В склепінній частині амплітуда скиду сягає 80 м, зменшуючись в бік крилових частин до 25 м.

Нафтоносність. На Ярошівському родовищі промислово продуктивними є сім горизонтів візейського ярусу: В-15, В-17_В, В-17_Н, В-18_Н, В-19_Н, В-21 та В-26 [1]. Непромислові припливи нафти, або нафти з водою отримано також з горизонтів В-16_В, В-19_В, В-20 і Т-1. Діапазон промислової нафтоносності складає 524 м (рис. 4).

Горизонт В-15 розкритий 25 свердловинами. За літологічною характеристикою він поділяється на три продуктивні пласти: В-15₁ – піщані алевроліти, В-15₂ – вапняки, В-15₃ – пісковики, алевроліти, В-15₁ продуктивний в свердловині 2, 11, в інших свердловинах він щільний. Ефективна його товщина – $0,8 - 2,0$ м.

Промислова нафтоносність горизонту В-15₂ встановлена в свердловинах 2 і 13. За результатами геофізичних досліджень свердловин (ГДС) він продуктивний в свердловинах 11, 20, 24, 25, 14, а в свердловинах 7, 10, 9, 22, 27 – щільний.

Горизонт В-15₃ містить основну частину запасів родовища. Продуктивність його встановлено в свердловинах 2, 7, 10, 23, 24, 27, за ГДС та за керном – в свердловинах 11, 20, 22. Максимальні дебіти при випробуванні досягали 221 м³/добу через діафрагму діаметром 7 мм, газовий фактор – 44 м³/м³. В свердловинах 13, 25 горизонт заміщений щільними породами.

Положення ВНК для покладу згідно з результатами випробування і за даними ГДС прийнято єдиним для обох блоків – 3740 м.

Нафтовий поклад горизонту В-15 пластовий, склепінний, площа покладу – 4 км², висота – 60 м.

Горизонт В-17_В складений пісковиками і алевролітами. Промислово-продуктивний він у східному блоці. В св. 7 отримано приплив нафти дебітом $86,4$ м³/добу через діафрагму діаметром 5 мм. Газовий фактор – 68 м³/м³.

ВНК для східного блоку прийнято за даними випробування в св.7 на позначці - 3825. У західному блоці горизонт В-17_В продуктивний за ГДС в св. 22.

Горизонт В-17_Н представлений найбільш витриманими по площі пісковиками товщиною до 40 м. Промислова нафтоносність горизонту встановлена в західному блоці в свердловинах 9 і 20. Дебіт в свердловині 9 склав 228 м³/добу через штуцер діаметром 7 мм, газовий фактор – 29 м³/м³. Нафтонасичена товщина складає $5,6$ м. Дебіт у свердловині 20 – близько 60 м³/добу. За даними ГДС горизонт продуктивний в свердловинах 9, 11, 20, 24. В свердловинах 22, 27 – щільний, в інших обводнений.

Структурні плани горизонтів В-17_Н і В-17_В досить близькі, а перемички, які їх розділяють, досить незначні за товщиною. Проте поклади розрізняються за типом і, можливо, режимами витіснення. В структурному відношенні поклади приурочені до брахіантиклінальної структури (по покрівлі горизонту В-17_В) розмірами $3,2 \times 2,0$ км по ізогіпсі -3810 м. ВНК знаходиться на позначці -3794 м в західному блоці і -3825 м – у східному.

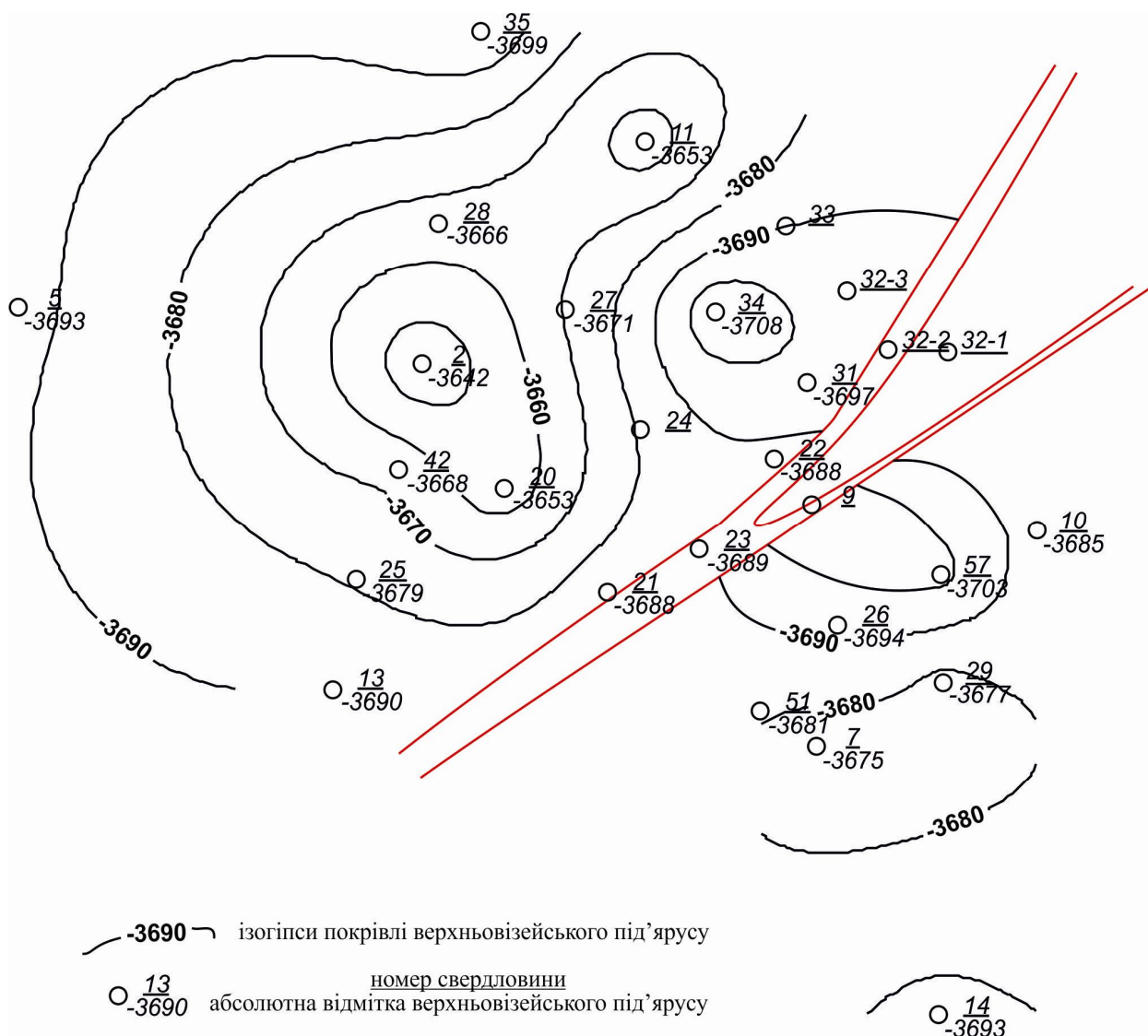


Рисунок 1 – Структурна схема покрівлі верхньовізейського під'ярусу

У зв'язку з локальними заміщеннями колектора поклад горизонту В-17_В встановлено тільки в межах трьох ділянок: в західному блоці в районі свердловин 22 і 9, у східному блоці – в районі свердловини 7. Загальна нафтонасичена площа нафтоносності складає 1,037 км², нафтонасичена товщина 1,6 – 4,7 м.

Поклад горизонту В-17_Н встановлений тільки в західному блоці. В склепінній частині (в інтервалі нафтонасичення між свердловинами 22 і 27) розвинута смуга щільних порід, яка ділить цей поклад на дві ділянки. Загальна нафтонасичена площа становить 0,764 км², товщина – 3,6 – 9,8 м.

Горизонт В-18_Н представлений пісковиками, нафтоносність якого доведено свердловиною 7 (східний блок), з якої одержано 76,7 м³/добу нафти через діафрагму діаметром 5 мм (газовий фактор 29 м³/м³). Поклад пластовий, тектонічно екранований.

Позначка ВНК -3915 м: нафтонасичена площа і середня ефективна товщина відповідно складають 0,78 км² і 7,5 м.

В західному блоці пласт продуктивний в свердловині 9 з початковим дебітом нафти 2,4 м³/добу через діафрагму діаметром 3 мм. За даними ГДС продуктивний в свердловинах 22 і 23. Площа нафтоносності 0,115 км², середня нафтонасичена товщина – 2,9 м. Позначка ВНК –3860 м.

Горизонт В-19_В представлений пісковиками. За даними ГДС в свердловині 7 нафтонасиченість їх складає 75%. Поклад в цьому горизонті пластовий, тектонічно екранований знаходиться тільки в східному блоці. ВНК відбивається на позначці -3936 м. Площа нафтоносності – 0,303 км², нафтонасичена товщина – 2–3 м.

Горизонт В-19_Н представлений пісковиками зі змінними колекторськими властивостями по площі і в розрізі. Він чітко поділяється на два самостійні горизонти В-19_{Н1} і В-19_{Н2}.

У свердловині 13 з горизонту В-19_{Н1} отримано нафту дебітом 23,6 м³/добу (газовий фактор 69,9 м³/м³) через діафрагму діаметром 5 мм, в свердловині 9 горизонт В-19_{Н1} випробувався разом з В-19_{Н2}. Дебіт нафти – 15,3 м³/добу.

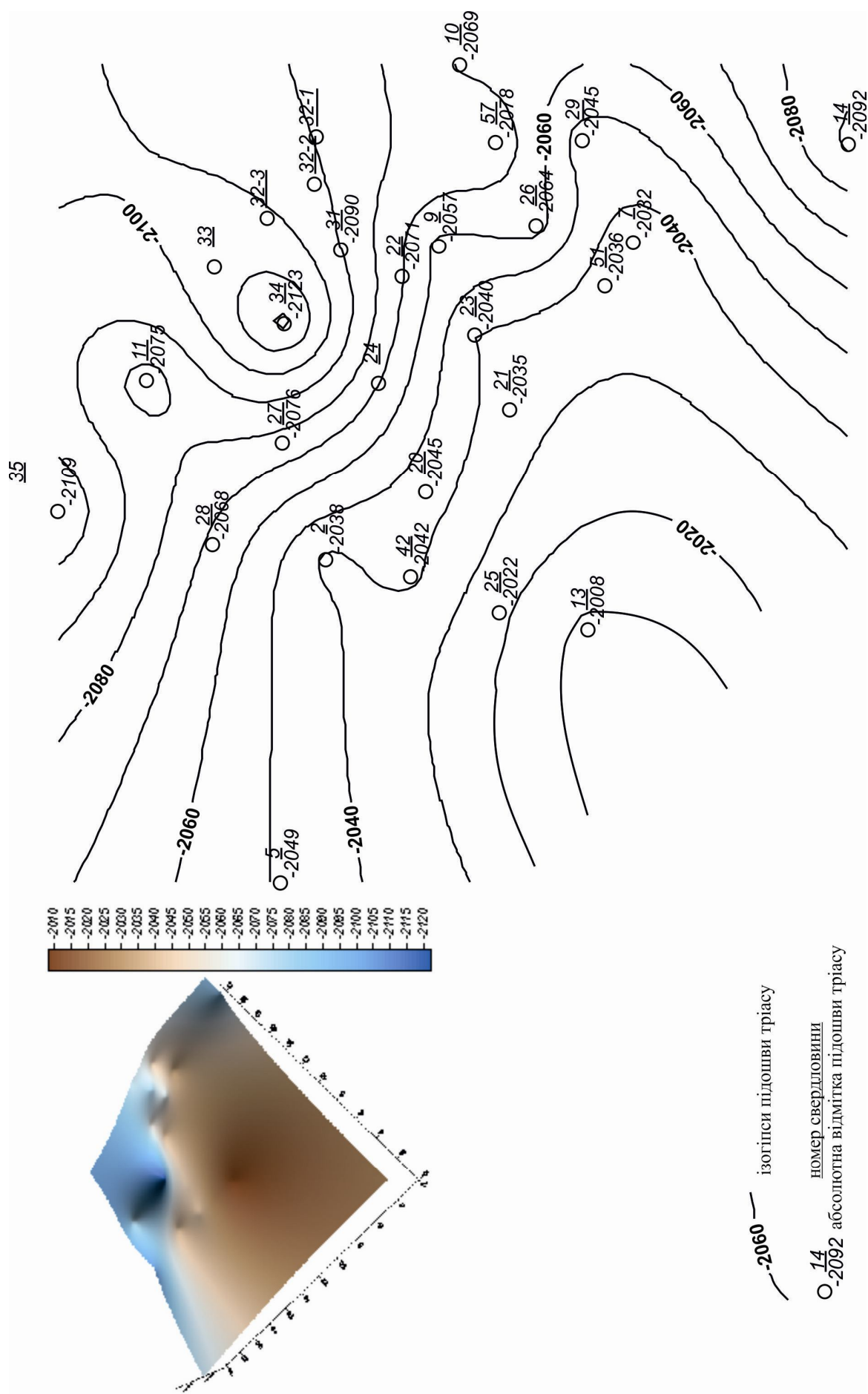


Рисунок 2 – Структурна схема підшоши тріасу

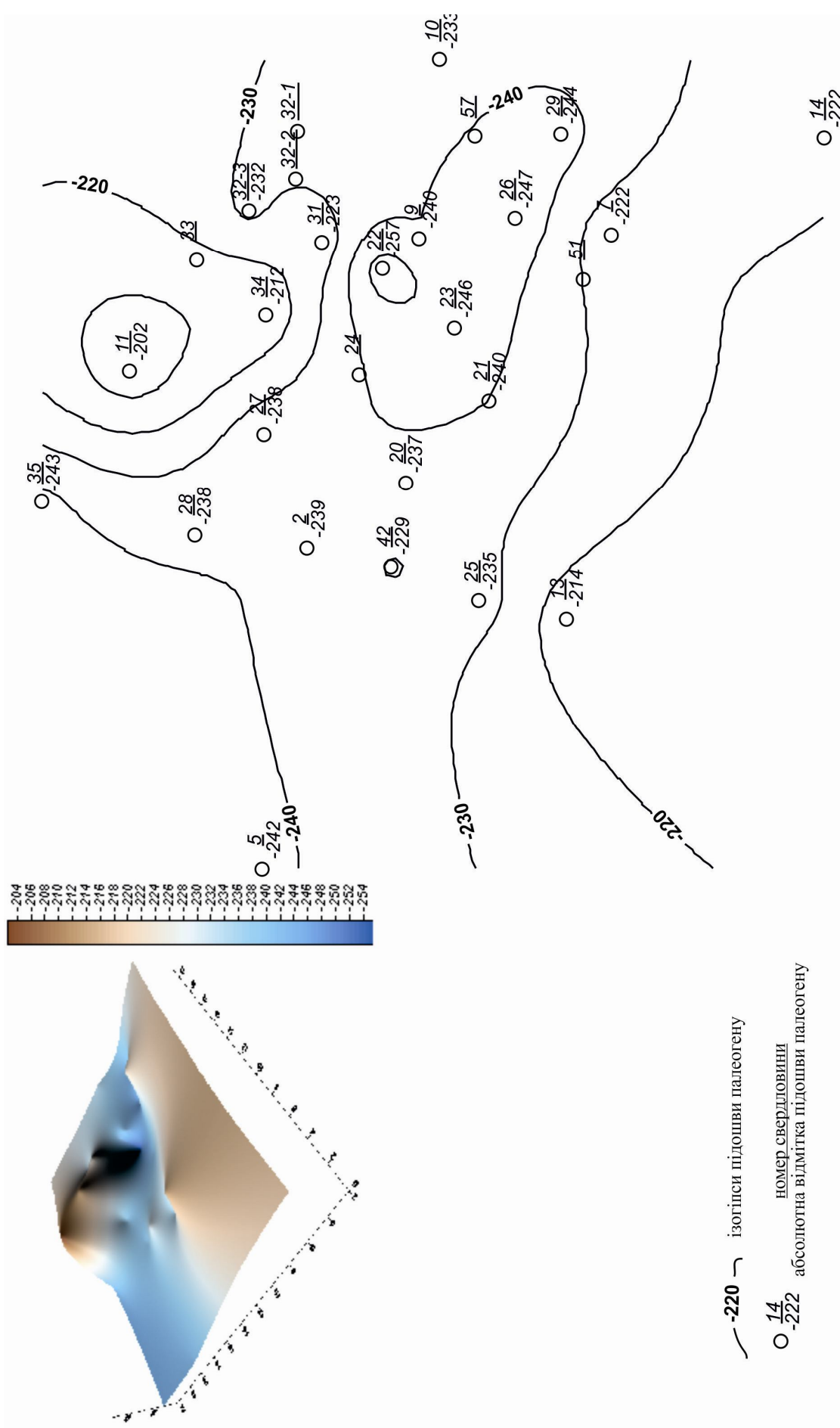


Рисунок 3 – Структурна схема підшоши палеогену

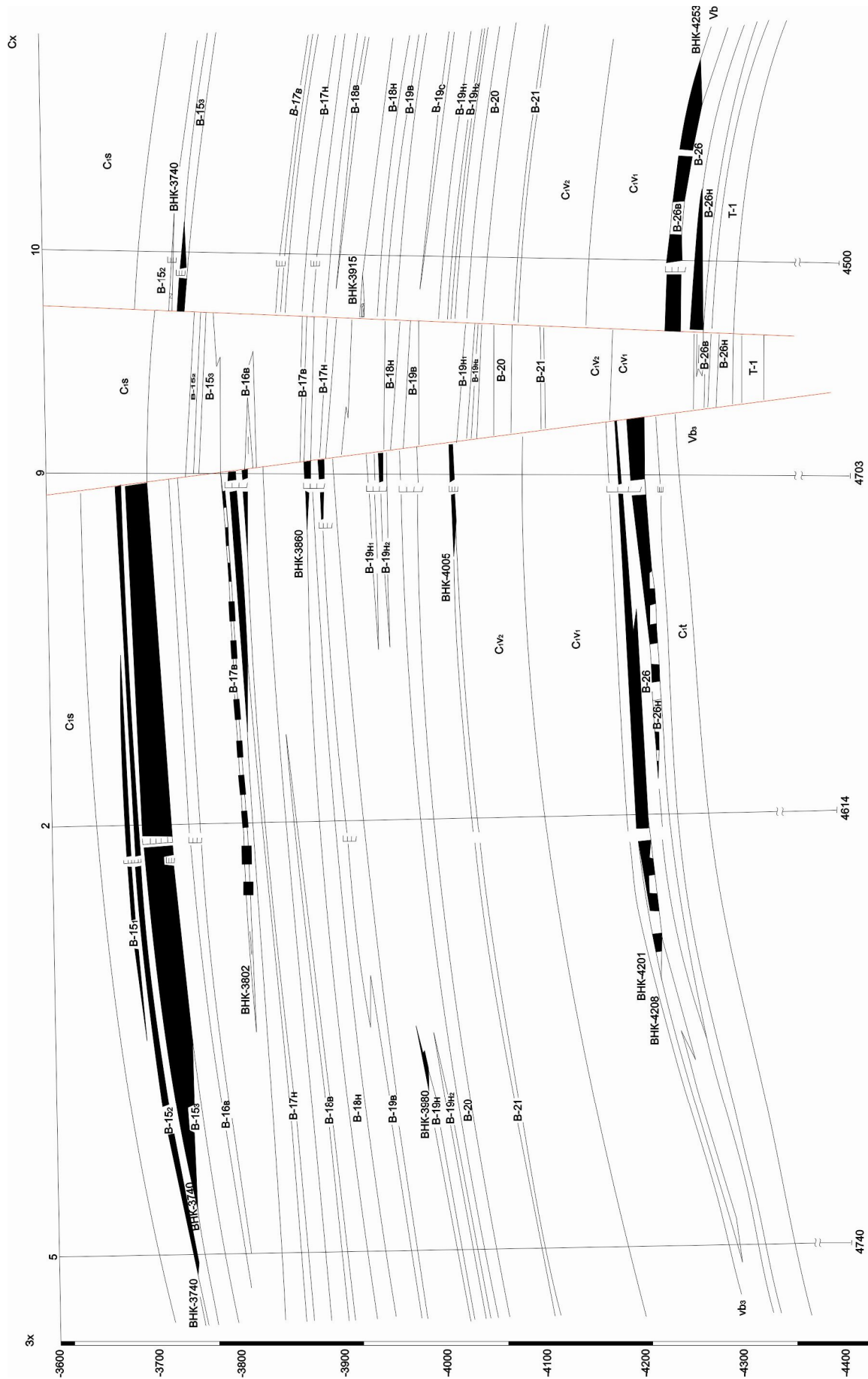


Рисунок 4 – Ярошівське родовище (геологічний розріз вздовж лінії свердловин: 5-2-9-10 Cx1)

В горизонті В-19_{Н1} у зв'язку з неоднорідністю колекторів виділяються дві ділянки нафтоносності: в районі свердловини 13 та в районі свердловин 9, 22. На першій ділянці поклад має літологічно-тектонічний тип екранування, в другій – склепінний, тектонічно екранований. Площа нафтоносності першої ділянки – 0,314 км², другої – 0,178 км², нафтонасичена товщина відповідно по ділянках 6,5 і 0,8 м.

ВНК в покладі першої ділянки відбивається на позначці - 3980 м, в другій – на позначці -3930 м. В східному блоці поклад в цьому горизонті не виявлено.

В горизонті В-19_{Н2} практично на цих же ділянках в західному блоці також виділяються два поклади аналогічного типу. Площа покладу першої ділянки – 0,471 км², другої ділянки – 0,094 км², нафтонасичена товщина відповідно – 5,8 і 1,7 м.

Цей горизонт продуктивний і в східному блоці. До нього приурочено пластовий, склепінний, тектонічно-екранований поклад. За даними ГДС він виділяється в свердловинах 7 і 10, де нафтонасиченість 0,63 і 0,58 і нафтонасичені товщини складають 2 і 1,5 м. Низькі значення цих параметрів ймовірно пов'язані з близьким розташуванням ВНК, який проходить на позначці -3993 м. В західному блоці на першій ділянці ВНК прийнято на позначці -3993 м, на другій ділянці – на позначці -3940 м.

Горизонт В-21 складений пісковиками з ефективною товщиною близько 3 м. Горизонт продуктивний в свердловині 9, з якої дебіт нафти складає 21,5 м³/добу (газовий фактор 14,6 м³/м³ через діафрагму діаметром 7 мм). За даними ГДС горизонт продуктивний в свердловинах 20, 22, 23 і 24. Промислова розробка цього покладу проводилася в свердловині 20, з якої було видобуто 24,5 тис.т нафти, після чого вона повністю обводнилась.

Горизонт В-26 має складну будову і представлений чергуванням пачок і прошарків пісковиків, алевролітів і аргілітів, загальною товщиною 50 м, причому пісковики і алевроліти залягають переважно в покрівлі і в підшві горизонту. Ефективна товщина колекторів – 2,2-9,2 м.

Продуктивний горизонт В-26 випробувано в процесі розвідки в свердловинах 2, 9 (західний блок). Дебіти при випробуванні склали відповідно 69,4 м³/добу (газовий фактор 25,3 м³/добу через діафрагму діаметром 8 мм) і 5,2 м³/добу при динамічному рівні -1690 м і в свердловинах 10, 7 (східний блок) – дебіти відповідно – 3,2 м³/добу при динамічному рівні 922 м і 0,26 м³/добу при динамічному рівні -1976 м.

З 1994 року горизонт розробляється свердловинами 23, 24, 27. Крім того, за даними ГДС він нафтонасичений і в свердловинах 11, 13, 22, 20, 25. Завдяки наявності чітко виражених непроникних прошарків горизонт ділиться на два підгоризонти: В-26_Н і В-26_В.

По горизонті В-26_В в західному блоці ВНК відбивається на позначці -4208 м. Поклад – багатопластовий, літолого- і тектонічно екранований. Площа нафтоносності – 1,083 км², нафтонасичена товщина – 4,1 м.

В східному блоці поклад аналогічного типу. ВНК відбивається на позначці -4253 м. Площа нафтоносності – 1,412 км², нафтонасичена товщина – 3,6 м, висота покладу – 32 м.

По горизонті В-26_Н ВНК відбивається на тих же позначках, як і в горизонті В-26_В. Площа покладу в західному блоці 0,23 км², нафтонасичена товщина – 4,0 м. Площа покладу в східному блоці – 0,267 км², нафтонасичена товщина – 2,4 м [1].

Історія геологічного розвитку. Історія формування Ярошівської структури відстежена починаючи від пізнього візе, коли продуктивні горизонти уже відклались, і до передпалеогенового часу. Вона ілюструється палеоструктурними схемами поверхні верхньовізейського під'ярусу на передтріасовий та передпалеогеновий час (рис. 5, 6, 7), а також порівняльною палеогеографічною схемою цієї поверхні на кінець палеозою і на кінець мезозою за методикою Неймана В.Б. [2].

З наведених схем видно, що покрівля верхнього візе найбільш високе положення в північно-західному блоці займає в районі свердловини 2 і через сідловину – в районі свердловини 11 (рис. 1).

Що стосується сучасної гіпсометрії поверхні дотріасових відкладів (рис. 2) то вона характеризується загальним піднесенням в південно-західному спрямуванні, на тлі якого спостерігаються фалдування на ділянках свердловин 2, 11, 34, 23, 9, 22, 51, 26, 57, 29, 7. В сучасному структурному плані підшовні горизонти тріасу явно виражених антиклінальних структур не утворюють.

Сучасна гіпсометрія підшви відкладів палеогену ще більш вирівняна. Найвище її залягання фіксується на ділянці свердловини 11. Тобто, сучасні структурні моделі передтріасової, а тим більше передпалеогенової поверхонь не дають підстав для хоча би приблизного визначення структури візейських відкладів, а вказують лише на наявність на данній ділянці певних структурних ускладнень, які з глибиною можуть проявитися рельєфніше.

На палеоструктурній схемі поверхні верхньовізейського під'ярусу (рис. 5 та 7) видно, що до тріасового періоду у візейській відкладах не існувало замкнутих структурних форм і вже подібними до сучасних вони стали в мезозої, а завершилося формування їх в палеоген-неоген-четвертинний час (рис. 6, 7)

З цього випливає висновок і про мезокайнозойський період формування покладів вуглеводнів на Ярошівському родовищі. Уточнення цього твердження вимагає подальших досліджень розвитку структури в мезозойській і кайнозойській час.

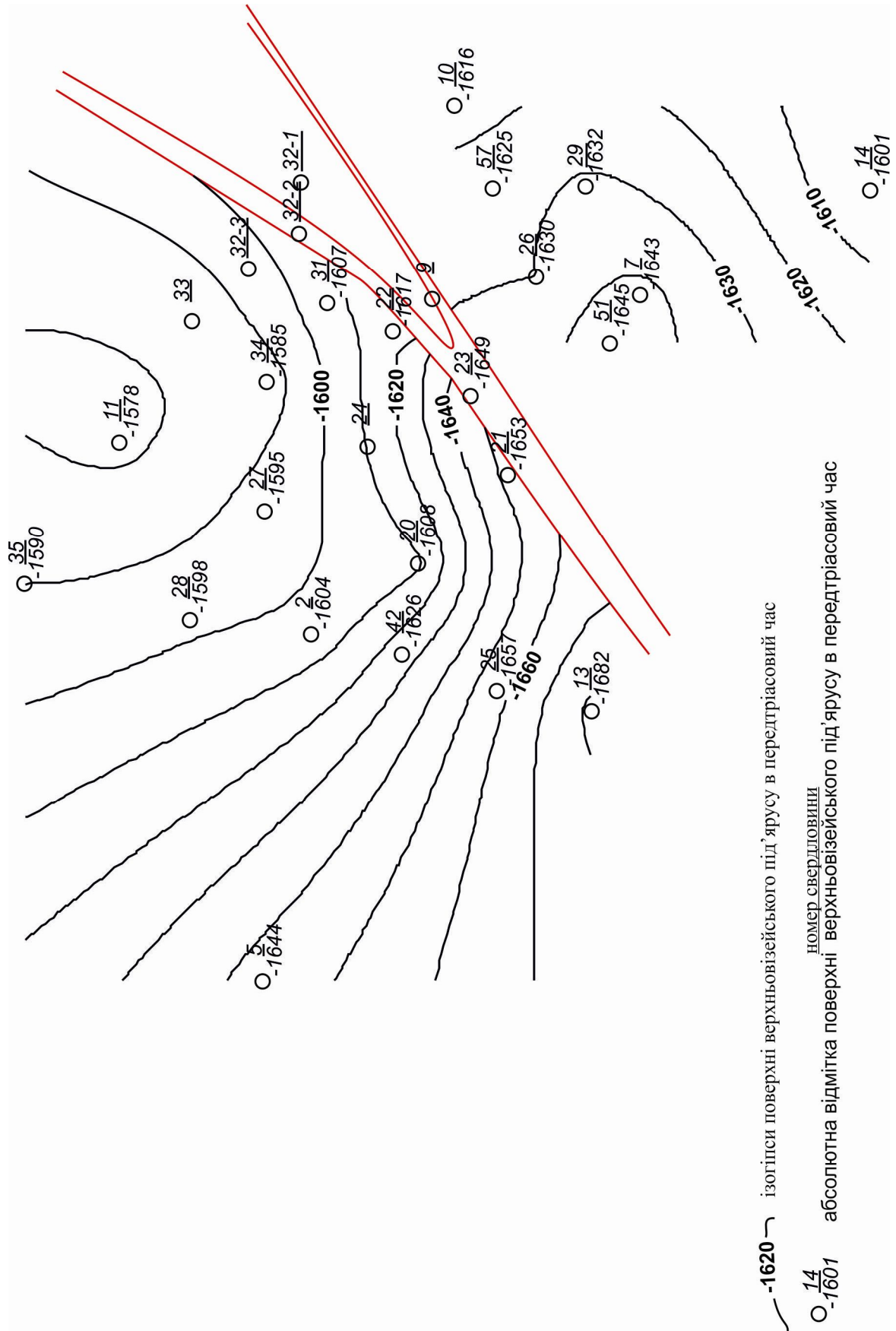


Рисунок 5 – Палеоструктурна схема поверхні верхньовізейського під'ярусу в передтріасовий час

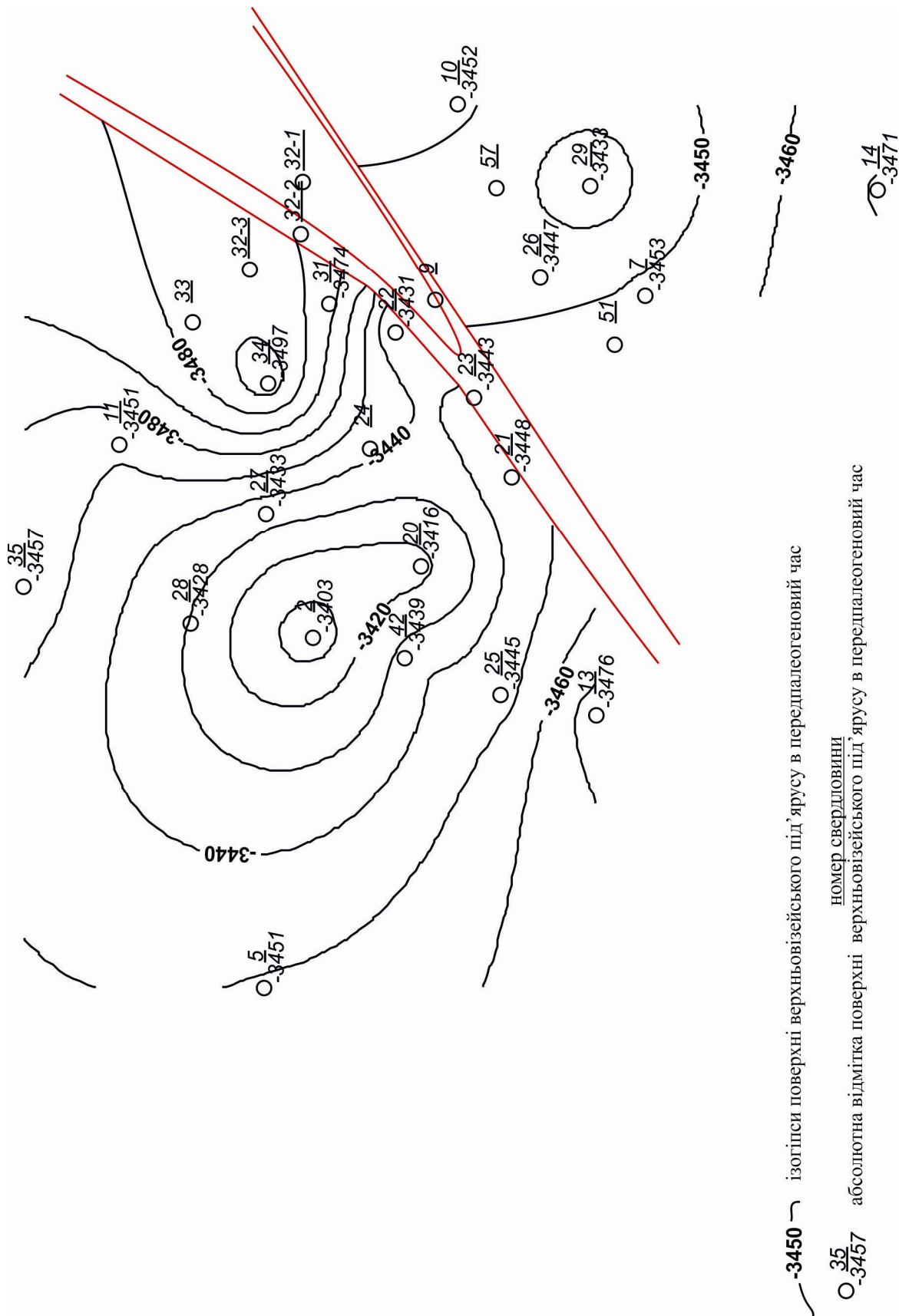


Рисунок 6 – Палеоструктурна схема поверхні верхньовізейського під'ярусу в передпалеогеновий час

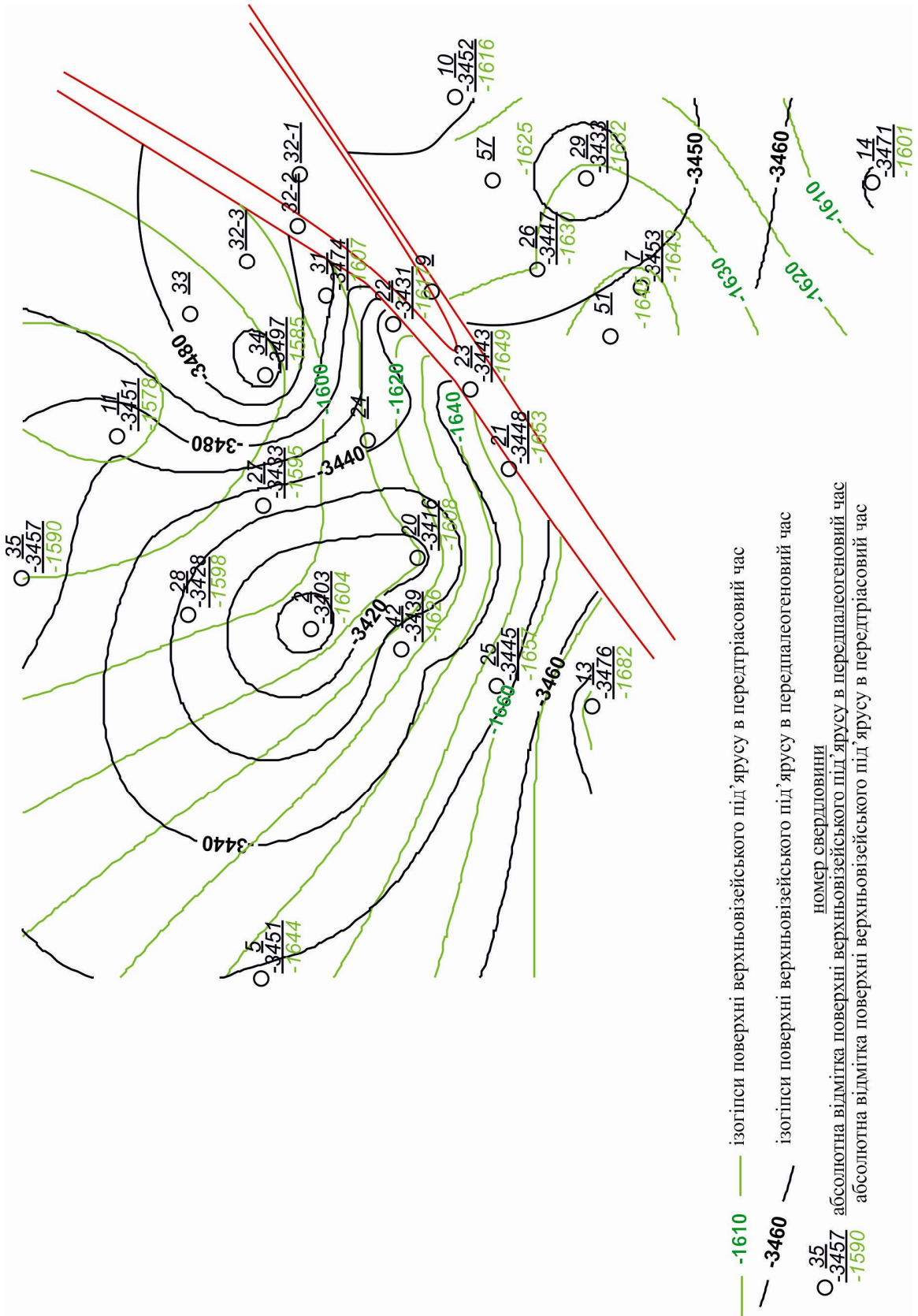


Рисунок 7 – Порівняльні палеоструктурні схеми поверхні верхньовізейського під'ярусу в передтріасовий час та поверхні верхньовізейського під'ярусу в передпалеогеновий час

Висновки. Для низькоамплітудних піднять структурні побудови по пермських, тріасових та мезозойських відкладах не можуть слугувати основою для постановки глибокого буріння на нижньокам'яновугільні горизонти. Вони можуть вказувати лише на ймовірну наявність складчастості і пасток для вуглеводнів на глибині, що повинно стимулювати проведення геофізичних досліджень для пошуку і підготовки глибинних об'єктів під глибоке пошукове буріння на нафту і газ.

На Ярошівському родовищі нафтові поклади сформувалися не раніше кінця мезозойської ери, а найімовірніше в кайнозойську еру.

Література

- 1 Атлас родовищ нафти і газу України. – Львів, 1998. – 494 с. – Том. 1.
- 2 Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа. 3-е изд., перераб. и доп. / В.Б. Нейман. – М.: Недра, 1984. – 80 с., ил.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
28.12.11
Рекомендована до друку професором
Іванишиним В.А.*