

УЗАГАЛЬНЕННЯ ВІТЧИЗНЯНИХ І ЗАРУБІЖНИХ ТЕХНОЛОГІЙ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ ПРИРОДНИХ ВУГЛЕВОДНІВ З НАФТОВИМИ ОБЛЯМІВКАМИ

Р.М. Кондрат, Л.І. Матійшин

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: rengr@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com

Нафтогазові і нафтогазоконденсатні родовища характеризуються наявністю нафтових облямівок різної товщини, які підстилаються підшовною водою. Експлуатація видобувних свердловин, пробурених на нафтові облямівки, ускладнюється утворенням газових та водяних конусів, загазованістю нафтової облямівки, вторгненням нафти в газонасичену частину, неконтрольованим переміщенням газонафтового та водонафтового контактів. В результаті впливу наведених чинників досягаються низькі значення коефіцієнта нафтовилучення. У роботі узагальнено вітчизняні і зарубіжні технології розробки нафтогазоконденсатних і нафтогазових родовищ на виснаження і з підтримуванням пластового тиску, регулювання положення газонафтового контакту, розробка нафтових облямівок з високов'язкими нафтами, видобування нафти з тонких нафтових облямівок, застосування горизонтальних свердловин. Обґрунтовано напрямки подальших досліджень процесів інтенсифікації видобування вуглеводнів і збільшення нафто-, газо- і конденсатовилучення з родовищ природних вуглеводнів з нафтовими облямівками.

Ключові слова: родовище, нафта, газ, конденсат, вода, облямівка, свердловина, розробка, експлуатація, регулювання, нафтогазоконденсатовилучення.

Нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения характеризуются наличием нефтяных оторочек различной толщины, которые подстилаются подошвенной водой. Эксплуатация добывающих скважин, пробуренных на нефтяные оторочки, осложняется образованием газовых и водяных конусов, загазованностью нефтяной оторочки, вторжением нефти в газонасыщенную часть, неконтролируемым перемещением газонефтяного и водонефтяного контактов. В результате влияния вышеуказанных факторов достигаются низкие значения коэффициента извлечения нефти. В работе обобщены отечественные и зарубежные технологии разработки нефтегазоконденсатных и нефтегазовых месторождений на истощение и с поддержанием пластового давления, регулирования положения газонефтяного контакта, разработки нефтяных оторочек с высоковязкой нефтью, добычи нефти с тонких нефтяных оторочек, применения горизонтальных скважин. Обоснованы направления дальнейших исследований процессов интенсификации добычи углеводородов и увеличения нефте-, газо- и конденсатоизвлечения из месторождений природных углеводородов с нефтяными оторочками.

Ключевые слова: месторождение, нефть, газ, конденсат, вода, оторочка, скважина, разработка, эксплуатация, регулирование, извлечение нефти, газа и конденсата.

Oil-gas fields as well as oil-gas-condensate fields are characterized by the presence of oil rims of different thickness with the bottom water of an underlying aqueous zone. The operation of production wells drilled into oil rims is complicated by gas and water coning, gas content in the rims, oil encroachment to the gas-bearing zone and travelling of gas-oil and water-oil contacts. The negative impact of the factors mentioned above results in low oil recovery factors. The study is a summary of national and foreign concepts of field development under depletion drive mechanism or with reservoir pressure maintenance, determination of gas-oil contact, development of heavy oil rims, and oil production from thin rims and drilling of horizontal wells. Further research guidelines of the processes of enhanced hydrocarbon production and improved oil-, gas- and condensate recovery from reservoirs with oil rims were also grounded in this study.

Keywords: reservoir, oil, gas, condensate, water, oil rim, well, development, production, control, oil-, gas- and condensate recovery.

Вступ. Постановка проблеми. Нафтогазові і нафтогазоконденсатні родовища характеризуються наявністю нафтових облямівок різної товщини. У багатьох випадках нафтові облямівки підстилаються підшовною водою. Експлуатація видобувних свердловин, пробурених на нафтові облямівки, ускладнюється утворенням газових та водяних конусів і високою в'язкістю нафти, яка значно вища, ніж на традиційних нафтових родовищах. В результаті обводнення свердловин, загазування нафтової облямівки і високої в'язкості нафти досягаються низькі коефіцієнти нафтовилучення. В умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини в Україні повніше вилучення нафти з нафтових

облямівок є актуальною задачею нафтогазової галузі. До основних напрямків підвищення нафтовилучення з нафтових облямівок відносять застосування ефективних методів боротьби з конусоутворенням і витіснення високов'язкої нафти з пористого середовища різними роботими агентами [1].

Мета роботи. Узагальнення вітчизняних і зарубіжних технологій розробки родовищ природних вуглеводнів з нафтовими облямівками і обґрунтування напрямків подальших досліджень щодо підвищення нафтовилучення з нафтових облямівок.

Основна частина. Виділяють первинні і вторинні облямівки. Первинні облямівки характеризуються наявністю важких нафт. До вторинних облямівок конденсатного типу відносяться скупчення конденсату, утворені в результаті його випадання із газової фази і подальшого переміщення в нижню частину родовища під дією сил тяжіння. Вуглеводнева рідина у таких облямівках переважно легка. Наявність нафтової облямівки спостерігається, зазвичай, у тих випадках, коли початковий пластовий тиск в газоконденсатній зоні рівний тиску початку конденсації. На території колишнього СРСР близько 40 % всіх виявлених газоконденсатних покладів мають нафтову облямівку [2].

Виділяють основні чинники, що впливають на процес розробки родовищ з нафтовими облямівками [3]:

1) геологічні – тип геологічної будови родовища і нафтової облямівки, проникність порід, нафтонасиченість, в'язкість нафти, нафтонасичена товщина;

2) технологічні – типи закінчування свердловин, відстань між свердловинами, запобігування води та газу;

3) економічні – ціна на нафту, податки.

Авторами робіт [4, 5] з використанням 3D моделі встановлено, що основними чинниками, які впливають на видобуток нафти, є товщина нафтової облямівки, розмір газової шапки, проникність пластів, в'язкість нафти, активність законтурної водоносної зони, система розміщення свердловин. Проте для тонких нафтових облямівок (товщина облямівки менше 9 м) система розміщення свердловин не впливає на коефіцієнт нафтовилучення.

Нафтогазові і нафтогазоконденсатні родовища можна розробляти на виснаження або з підтриманням пластового тиску. Відомі три методи розробки родовища на виснаження [6].

1. Випереджуюча розробка газової частини з подальшим введенням в розробку нафтової облямівки.

2. Випереджуюча розробка нафтової облямівки з подальшим введенням в розробку газової частини.

3. Одночасна розробка нафтової і газової частин родовища.

Випереджуюча розробка газової частини родовища призводить до значних втрат нафти. В результаті переміщення нафти в газонасичену частину з «розмазуванням» її поверхні газонасиченої породи відбувається розгазування нафтової облямівки зі зниженням нафтонасиченості і збільшенням в'язкості нафти.

Випереджуюча розробка нафтової облямівки супроводжується проривами газу до видобувних свердловин і різким зростанням газових факторів. Ще одним істотним недоліком випереджуючої розробки нафтової облямівки є тривала консервація запасів газу і конденсату.

Автори роботи [7] вважають, що з точки зору коефіцієнта нафтовилучення доцільно починати розробку родовищ з видобутку нафти з нафтової облямівки. Однак тоді законсерва-

ними виявляються запаси газу і конденсату, що не завжди виправдано з економічної точки зору. Навіть на початковій стадії розробки нафтогазоконденсатних родовищ, запаси в нафтової облямівці відносяться до категорії важковидобувних, оскільки нафти облямівок характеризуються високою в'язкістю і значним вмістом асфальтеносмолопарафінів. На думку авторів роботи [2], «навіть в тому випадку, коли нафтова облямівка мала і має форму, несприятливу для розбурювання та експлуатації, нехтувати нафтою не можна», оскільки можуть бути запропоновані нові способи, які дозволять достатньо ефективно розробляти тонкі нафтові облямівки.

Для запобігання загазуванню нафтової облямівки запропоновано здійснювати регульований відбір газу з газонасиченої частини родовища [8]. Однак випереджуюча розробка нафтової облямівки з контрольованим відбиранням газу із газової шапки доцільна лише для покладів з активними пластовими водами. В цьому випадку відбір газу пропорційний зниженню пластового тиску в нафтовій частині пласта і з часом зменшується. Запобігання значному розширенню газової шапки дозволяє видобути основні запаси нафти за рахунок надходження в родовище пластової води.

Випереджуюча розробка нафтової облямівки з розширенням газової шапки ефективна для родовищ з високою проникністю колекторів та з великим поверхом нафтонасиченості.

Найефективнішим способом розробки нафтогазоконденсатних родовищ на виснаження є одночасна розробка нафтової облямівки і газоконденсатного покладу. Однак при цьому для запобігання загазуванню нафтової облямівки чи вторгнення нафти в газонасичену частину родовища необхідно забезпечити динамічну рівновагу газонафтового контакту.

Розробка газоконденсатних родовищ з нафтовими облямівками без впливу на пласт незалежно від способу розробки на виснаження дозволяє видобути лише від 1-2 до 5-10 % запасів нафти. Та частина запасів нафти, яка не вступила у розробку, переходить до категорії позабалансових, що призводить до низьких коефіцієнтів нафтовилучення. В той же час із газоконденсатної частини родовища на режимі виснаження можна вилучити до 40 % вуглеводнів [9].

Відомі методи розробки нафтогазових і нафтогазоконденсатних родовищ з підтриманням пластового тиску включають підтримання пластового тиску тільки в одній частині з розробкою іншої частини на виснаження, випереджуючу розробку однієї частини родовища з підтриманням пластового тиску із подальшим введенням в розробку другої частини з підтриманням пластового тиску або на режимі виснаження.

Ефективним способом розробки нафтогазоконденсатного родовища є технологія сайклінг-процесу в газовій частині родовища [1]. Спосіб характеризується значною ефективністю, оскільки кратно збільшується коефіцієнт

нафтовилучення; на 20-40 % зростає коефіцієнт конденсатовилучення; конденсат з першого року розробки видобувається в якості товарного продукту.

Авторами роботи [5] розглянуто три способи підтримування пластового тиску в газоконденсатних родовищах з нафтовими облямітками:

1. Розробка нафтових обляміток із запомпванням води у законтурну водоносну зону.

2. Розробка нафтових обляміток із нагнітанням газу у газову шапку.

3. Розробка нафтових обляміток з одночасним нагнітанням води і газу.

Результати моделювання показали, що додаткове нагнітання газу є менш ефективним для підвищення нафтовилучення порівняно з нагнітанням води для родовищ, в яких водоносний горизонт є малоактивним. Причина полягає в тому, що внаслідок значної газової шапки тиск в основному підтримується за рахунок неї. Аналогічно, нагнітання води є менш ефективним для пластів, які мають активні водоносні горизонти. Одночасне нагнітання газу та води дозволяє підвищити коефіцієнт нафтовилучення до 15 %.

Для підтримування пластового тиску в газовій частині запропоновано здійснювати зворотне нагнітання сухого газу в пласт (сайклінг-процес), а для підтримування пластового тиску в нафтовій облямітці запропоновано застосовувати законтурне (приконтурне) або бар'єрне заводнення та їх поєднання, площове заводнення. Для підвищення коефіцієнта витіснення нафти з пористого середовища запропоновано застосовувати водні розчини поверхнево-активних речовин і хімічних реагентів, а також запомпувати перед фронтом води облямітку вуглеводневого розчинника [1].

Бар'єрне заводнення з випереджуючою розробкою нафтової облямітки і бар'єрне заводнення з одночасною розробкою нафтової і газової зон застосовується для колекторів з проникністю до $1,5 \text{ мкм}^2$ і в'язкістю нафти до $14 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ [10]. Після створення бар'єру газова зона може розроблятися одночасно з нафтовою зоною або після вилучення основних запасів нафти. Бар'єрне заводнення недоцільно проводити на газоконденсатних родовищах з тонкими нафтовими облямітками, оскільки при створенні бар'єру можливий прорив запомпаної води через нафтову облямітку і перетікання її в законтурну область, що в кінцевому результаті призведе до значних втрат нафти.

Важливу роль у процесі створення водяного бар'єру відіграє темп нагнітання води. Досвід застосування бар'єрного заводнення свідчить, що чим вищі темпи запомпвання води, тим менші темпи її просування пластом за рахунок гравітаційних сил.

До основних недоліків бар'єрного заводнення відносяться [11]: на початковій стадії розробки родовища видобувається велика кількість газу із газової шапки; видобування газу відбувається одночасно з видобуванням води; мають місце втрати газу, защемленого при витісненні його нафтовим валом.

Система бар'єрного заводнення ефективна для нафтогазоконденсатних родовищ з великими запасами газу в газових шапках.

Авторами патенту [12] запропоновано технологію, яка ґрунтується на розкритті нафтонасиченого інтервалу видобувними горизонтальними свердловинами. Горизонтальні ділянки стовбура свердловини закінчуються відгалуженнями у верхню частину пласта вище газонафтового контакту і в нижню частину пласта під водонафтовий контакт відповідно до сітки розробки нафтової облямітки. В кожне нижнє відгалуження на рівні водонафтового контакту запомпують рідини з в'язкістю, більшою ніж у нафти. Перфорують продуктивні поклади та встановлюють газліфтне і ежекторне обладнання. У випадку, коли в продуктивному розрізі родовища знаходяться окремі газові поклади, верхнє відгалуження продовжують до розкриття ними цих покладів.

Актуальною проблемою розробки нафтогазоконденсатних родовищ як на виснаження, так і з підтримуванням пластового тиску є забезпечення динамічної рівноваги газонафтового контакту. Запропоновано такі способи регулювання положення газонафтового контакту.

З метою запобігання проривів газу із газової шапки до видобувних свердловин авторами патенту [13] запропоновано запомпувати у визначені інтервали з підвищеною газонасиченістю нафтової частини пласта облямітку розчинника, який містить нафторозчинний полімер та/або поверхнево-активні речовини. У цих інтервалах утворюється пінний бар'єр, який створює опір прориву газу до видобувних свердловин із газової шапки. Після запомпвання облямітки розчинника в пласт в ці ж інтервали запомпують воду. Вода збільшує об'єм пінного бар'єру і сприяє його просуванню вглиб пласта у напрямку до видобувних свердловин.

З метою надійності регулювання положення газонафтового контакту авторами роботи [14] запропоновано в процесі експлуатації свердловин ступінчасто змінювати дебіт газу та/або нафти, підтримуючи їх постійними впродовж певного періоду часу, які відповідають постійному газовому фактору нафтової продукції або постійному утримуванню рідкої фази у газовій продукції.

В роботі [2] запропоновано приконтурний спосіб розробки газоконденсатних родовищ з тонкими нафтовими облямітками, згідно з яким видобувні свердловини розташовують вздовж газонафтового контакту, перфорують в них нижню частину газоконденсатної зони та верхню частину нафтової зони і разом відбирають газ і нафту. При такій системі експлуатації свердловин, на думку авторів, забезпечується саморегулювання положення газонафтового контакту. Проте через коливальний характер переміщення газонафтового контакту можливі втрати нафти в газовій зоні і порушення суцільності облямітки. Умовами, які обмежують застосування зазначеного способу розробки газоконденсатних родовищ з нафтовими облямітками, є великі розміри нафтової облямітки, високий вміст

конденсату в пластовому газі, низька проникність порід і тектонічна роздробленість структури, що містить родовище. Недоліками способу є необхідність обмеження відбору газу з родовища і ретроградні втрати конденсату в пласті. Цей метод рекомендується застосовувати, коли газоконденсатний поклад не багатий на конденсат і коли існують умови для обмеження відбору газу із пласта.

Нафти нафтових облямівок переважно характеризуються підвищеною в'язкістю порівняно з нафтами звичайних родовищ. Ефективним вирішенням проблеми видобування високов'язкої нафти, поряд із застосуванням відповідних витіснювальних агентів (нагрітих теплоносіїв, розчинів поверхнево-активних речовин, хімічних реагентів, вуглеводневих розчинників), є буріння на нафтовій облямівці похило-скерованих, горизонтальних і багатовибійних свердловин.

Для нафтогазоконденсатних родовищ з високов'язкою нафтою (значення величини в'язкості від 10 до 100 мПа·с) авторами патенту [15] запропоновано пласт в'язкої нафти розбурювати додатковими свердловинами, які мають горизонтальні стовбури, одну частину горизонтальних стовбурів всіх свердловин розміщувати в площині на 0,5 - 1 м вище газонафтового контакту і використовувати в якості нагнітальних свердловин. У нагнітальні свердловини в зону газонафтового контакту запомповують гарячий розчин полімеру до тих пір, поки не утвориться «облямівка» полімеру, об'єм якої дорівнює 15 % об'єму зони пласта, через яку його запомповують в пласт. В цьому випадку подачу нагрітого розчину полімеру припиняють. Далі, витіснення високов'язкої нафти здійснюють шляхом нагнітання гарячої пластової води до її прориву в усі видобувні свердловини. Після того, як обводнення продукції складе 98-99 %, починають запомповувати холодну пластову воду. Другу частину горизонтальних стовбурів розміщують в площині на 0,5-1 м нижче водонафтового контакту і використовують як видобувні нафтові свердловини. В дослідженнях авторів, довжина горизонтальних стовбурів свердловин задавалась в інтервалі значень 50-1000 м, а відстань між горизонтальними стовбурами – в інтервалі значень від 100 до 500 м. Застосування цього способу дозволяє підвищити ефективність вилучення в'язкої нафти з пласта за рахунок збільшення ступеня охоплення нафтонасиченого об'єму пласта.

Для розробки нафтових облямівок з високов'язкою нафтою і з активними підстилаючими водами запропоновано спосіб розробки нафтових облямівок [16], який полягає в запомповуванні водогазової суміші в область газонафтового контакту через нагнітальні свердловини і відбиранні нафти з видобувних свердловин. Водогазову суміш готують шляхом змішування газу, вибраного з групи: вуглеводневий газ, азот, попутний нафтовий, природний вуглеводневий газ і води, вибраної з групи: технічна прісна вода, вода з підземних джерел.

На основі аналізу досвіду розробки нафтогазових родовищ Росії, США, Азербайджану авторами роботи [10] розглянуто основні стратегії розробки родовищ з високов'язкими нафтовими облямівками.

1. При розробці нафтогазових родовищ вироблення запасів нафти, зазвичай, випереджує вироблення запасів газу.

2. При раціональній розробці нафтогазових родовищ переважно здійснюють такі заходи:

- нафтові свердловини розміщують на родовищах за схемами, характерними для звичайних родовищ;
- основним методом впливу на пласт є бар'єрне заводнення;
- з метою регулювання положення газонафтового контакту проводиться контрольований відбір газу із газової шапки.

Значна кількість нафтогазоконденсатних родовищ містить тонкі нафтові облямівки. Видобування нафти з тонких нафтових облямівок ускладнюється утворенням газових і водяних конусів, порушенням цілісності облямівок і деформациєю газонафтового і водонафтового контактів. До ефективних напрямків збільшення нафтовилучення з нафтових облямівок відноситься регулювання відбору нафти з облямівки і положення газонафтового та водонафтового контактів, а також застосування горизонтальних і багатовибійних свердловин.

Запропоновано такі способи збільшення нафтовилучення з тонких нафтових облямівок. Стосовно розробки нафтогазоконденсатних родовищ з тонкою підгазовою нафтовою облямівкою і наявною підшошною водою авторами роботи [17] запропоновано видобувні свердловини споруджувати з потрібним інтервалом розкриття, кожен з яких розкриває, відповідно водо-, нафто- і газонасичені інтервали. В нагнітальні свердловини у нафтову зону запомповують водогазову суміш. Розробку родовища здійснюють у два етапи, які чергуються. На першому етапі із видобувних свердловин відбирають газ – через верхній (газонасичений) інтервал розкриття і воду – через нижній (водонасичений) інтервал. При відборі газу та води нафтова облямівка розтягується по вертикалі і набуває еліпсоподібного вигляду. На другому етапі відбирають нафту з локального потовщення нафтової облямівки через середній інтервал розкриття до досягнення одним із контактів "газ-нафта" або "нафта-вода" середнього інтервалу, після чого знову переходять до відбору газу і води до повторного формування локального потовщення. Після повного вироблення нафтової облямівки поклад розробляють як чисто газовий. Для цього в усіх свердловинах розкривають газову частину.

Для газоконденсатного родовища з такими нафтовими облямівками авторами роботи [18] запропоновано розміщувати інтервал перфорації свердловин на певній відстані від газонафтового і водонафтового контактів таким чином, щоб середина інтервалу перфорації відповідала нейтральній лінії, яка розділяє області впливу напорів газу і води.

Ще одним способом розробки родовищ такого типу є почергове видобування нафти і газу з тонких нафтових об'ямок через інтервал перфорації, розташований в нафтонасиченій частині пласта [19]. Для цього проводять почергово зміну вибієного тиску вище і нижче критичної величини, яка визначає прорив газу до вибою свердловин.

Відомий спосіб одночасно-роздільної розробки газоконденсатної зони і нафтової об'ямки, який ґрунтується на безперервному регулюванні відборів нафти і газу пропорційно зниженню пластового тиску. Спосіб є складним і не забезпечує динамічної рівноваги газонафтового контакту, внаслідок чого проходить загазування нафтової об'ямки або вторгнення нафти у газову зону [11].

При одночасно-роздільному або спільному припливі газоподібних і рідких флюїдів до свердловини видобуток нафти здійснюється насосно-компресорними трубами, а газу - затрубним простором. Частина газу, яка надходить із затрубного простору подається в насосно-компресорні труби для внутрішньосвердловинного газліфтного видобування нафти, в результаті чого відбуваються глобальні деформації об'ямки загалом - її зсув у газоносну зону, розформування, причиною якого є зниження тиску в області газоносності. Тому, необхідно підтримувати тиск в області газоносності на рівні початкового тиску [1].

Авторами роботи [20] досліджено одночасну розробку нафтової об'ямки і газової шапки при експлуатації нафтових свердловин в режимі контрольованого відбору газу. Було розглянуто наступні варіанти:

1) видобуток газу із газової шапки вертикальними свердловинами;

2) розробка нафтової об'ямки на режимі виснаження горизонтальними нафтовими свердловинами, які розташовані у два ряди в межах розглянутого пласта;

3) одночасна розробка нафтової об'ямки і газової шапки із використанням бар'єрного заводнення, буріння горизонтальних нагнітальних свердловин в районі газонафтового контакту і однієї вертикальної газової свердловини;

4) традиційне заводнення, буріння горизонтальних нагнітальних свердловин не в області газонафтового контакту, а на рівні видобувних нафтових свердловин.

Найефективнішим виявився третій варіант, згідно з яким кінцевий коефіцієнт нафтовилучення становить $\eta_k=4,9-6,5\%$, а кінцевий коефіцієнт газовилучення - $\beta_k=86,5-86,6\%$. Проте, недоліком цього способу є висока кінцева обводненість продукції $\eta_k=94,2-96,9\%$.

Нафтогазові і нафтогазоконденсатні родовища з газовою шапкою і підшовною водою при малих нафтонасичених товщинах можуть рентабельно розроблятися тільки горизонтальними свердловинами [21]. Для того, щоб горизонтальні вибої видобувних свердловин не опинилися занадто високо над або під водонафтовим контактом, а вибої нагнітальних свердловин розташовувалися близько до газонафто-

вого контакту, необхідно спочатку бурити пілотні стовбури в область запланованого розміщення горизонтальних вибоїв. У нагнітальні свердловини запомповують витіснювальну речовину з різною температурою (125-250 °С) зі створенням бар'єру в області газонафтового контакту. Розбурювання родовища доцільно починати з його центру, де, зазвичай, максимальні нафтонасичені товщини. Такий підхід дозволяє запобігти прориванням газу з газової шапки до вибоїв видобувних свердловин.

Оскільки свердловина повинна розташовуватись між газонафтовим і водонафтовим контактом, то розміщення горизонтальних свердловин в тонких нафтових об'ямках (менше 40 футів або 12 м) є проблемою і залежить від взаємодієного прояву газонапірного режиму газової шапки і водонапірного режиму водоносного пласта. Для цього авторами роботи [22] запропоновано такі два можливі способи розробки родовищ, суть яких полягає у значному зменшенні депресії тиску на пласт:

1) вертикальне закінчування свердловини в газовій шапці склепінної частини поклади з малою газовою шапкою;

2) вертикальне чи горизонтальне розкриття пласта на газонафтовому або водонафтовому контакті для пластів з середньою чи великою газовою шапкою.

Згідно з результатами досліджень авторів роботи [23] для родовищ з тонкими нафтовими об'ялками оптимальне розташування горизонтальних свердловин залежить від напору водоносного горизонту і розмірів газової шапки. Наприклад, для пластів з невеликою газовою шапкою і сильним напором водоносного горизонту доцільним є розміщення горизонтальних свердловин у газовій шапці, а для пластів з великою газовою шапкою – розміщення горизонтальних свердловин близько чи нижче водонафтового контакту.

Авторами роботи [24] запропонована методика вибору оптимального варіанту спільної розробки нафтової об'ямки і газової шапки. Згідно з результатами досліджень при розробці нафтової об'ямки суттєво збільшити коефіцієнт нафтовилучення можна використанням свердловин з горизонтальним стовбуром довжиною до 1200 м, при цьому газова шапка залишається законсервованою. Протяжність горизонтальних свердловин повинна бути по найбільш проникних пластах паралельно до покрівлі.

У роботі [25] розглянуто декілька варіантів розробки нафтових об'ямок з використанням горизонтальних свердловин, які відрізняються між собою кількістю сіток свердловин, конструкціями вибоїв, методами впливу на привибійну зону пласта. Найефективнішим виявився варіант, в якому для підвищення ефективності розробки нафтової об'ямки здійснюється заміна нагнітальних свердловин з вертикальним закінченням на горизонтальні. Довжина горизонтальної ділянки нагнітальних свердловин, така сама як і у видобувних і становить 400 м.

У роботі [26] розглянуто оптимальні стратегії розробки родовищ із спільною розробкою нафтової облямівки та газової шапки. Було встановлено, що спільна розробка нафтової облямівки та газової шапки була ефективною у випадку використання свердловин з довжиною горизонтального стовбура 800 м і відстанню між вибоями 1400 м.

У роботі [27] розглянуто такі варіанти розробки родовищ з нафтовими облямівками, як різні сітки похило-скерованих, горизонтальних і багатовибійних свердловин, кожна з яких має свої недоліки і переваги. Основною перевагою похило-скерованих свердловин є невелика вартість буріння свердловин відносно вартості буріння горизонтальних і багатовибійних свердловин, недоліком - низький початковий дебіт і низький коефіцієнт охоплення по площі пласта розробкою. Перевагою горизонтальних свердловин є більш високий дебіт порівняно з дебітом похило-скерованих свердловин, а недоліком - розробка одного пласта. Багатовибійні свердловини мають більш високі дебіти порівняно з дебитами похило-скерованих свердловин і більше охоплення пластів розробкою по розрізу, проте більш висока ціна спорудження свердловин порівняно з бурінням горизонтальних свердловин.

При розробці нафтогазових і нафтогазоконденсатних родовищ з низькопроникними колекторами авторами роботи [28] запропоновано проводити горизонтально-похилі свердловини в підгазовій зоні родовища з розташуванням їх верхнього інтервалу перфорації над газонафтовим контактом на відстані від 0 до 20 м, та їх нижнього інтервалу перфорації - у підгазовій або нафтовій зонах з підтримуванням пластового тиску шляхом запомповування робочого агента (води або газу) у верхній інтервал перфорації або на режимі газової репресії. В останньому випадку відбувається зниження рівня газонафтового контакту при розширенні газової шапки, що призводить до зростання газорідинних факторів і зниження дебітів нафти в часі. Тому при розробці родовищ в режимі газової репресії періодично вимірюють газорідинний фактор. Якщо його величина перевищує 600-700 м³/т, то верхній інтервал перфорації опускають до досягнення величини газорідинного фактора 600-700 м³/т. Ця величина відповідає максимальним значенням значенням нафти. При цьому газ, що надходить у невеликих кількостях з низькопроникних колекторів у верхній інтервал перфорації свердловин, виконує роль внутрішнього газліфта і сприяє підняттю нафти.

Ефективним вирішенням проблеми боротьби з конусоутворенням при експлуатації нафтових облямівок є використання горизонтальних свердловин, які дають змогу зменшити кількість свердловин у три рази і збільшити видобуток у 2-5 разів порівняно із вертикальними свердловинами [29]. Застосування горизонтальних свердловин дозволяє збільшити приплив флюїдів, зменшити депресію тиску на пласт, збільшити охоплення пласта розробкою, а та-

кож зменшити утворення газових конусів. Максимальне виснаження нафтогазоконденсатних родовищ з нафтовими облямівками може бути ефективним, коли горизонтальні свердловини будуть розміщені компактно [30].

Утворення газових і водяних конусів призводить до зниження дебітів нафти. Уникнути загазування облямівки нафти проривним газом газоконденсатної шапки можна при експлуатації свердловин з критичним безгазовим дебітом. Проте, під час розробки родовищ вертикальними свердловинами такі дебіти будуть нерентабельними.

Для зменшення ймовірності утворення газових конусів авторами роботи [31] запропоновано до початку розробки родовища створювати на газонафтовому контакті суцільне водяне дзеркало. Створення екрану на газонафтовому контакті вважається момент злиття областей розходження води по газонафтовому контакті від усіх водонагнітальних свердловин. Після створення суцільного водяного дзеркала починають відбір нафти із нафтової облямівки через видобувні свердловини, а видобування газу відбувається через ті ж видобувні свердловини після повного вироблення нафтової облямівки і перенесення їх інтервалів розкриття у газову шапку.

Висновки

Особливість нафтогазових і нафтогазоконденсатних родовищ полягає в наявності газової шапки і нафтової облямівки, яка часто підстиляється підшовною водою. Процес видобування нафти з облямівок ускладнюється утворенням газових і водяних конусів, загазованістю нафтової облямівки, вторгненням нафти в газонасичену частину, порушенням цілісності нафтової облямівки, неконтрольованим переміщенням газонафтового і водонафтового контактів.

Одночасна розробка на виснаження нафтової і газової частин родовища більш ефективна порівняно з випереджуючою розробкою на виснаження однієї частини з подальшим уведенням в розробку іншої частини. Однак при цьому досягаються низькі коефіцієнти нафтовилучення – від 1-2 % до 5-10 %.

Підвищення коефіцієнта нафтовилучення нафтогазоконденсатних родовищ досягається підтримуванням пластового тиску одночасно в обох частинах родовища, тільки в одній частині з розробкою іншої частини на виснаження, розробка однієї частини з підтримуванням пластового тиску, а після вилучення запасів вуглеводнів в ній уведенням в розробку іншої частини родовища з підтримуванням пластового тиску або на виснаження. У більшості випадків першочергово видобувають нафту.

Основні проблеми розробки нафтогазоконденсатних родовищ пов'язані із забезпеченням динамічної рівноваги газонафтового і водонафтового контактів, збільшенням повноти витіснення високов'язкої нафти з нафтових облямівок і вилученням нафти з тонких нафтових об-

лямівок. Запропоновано ряд способів збільшення нафтовилучення з нафтогазоконденсатних родовищ, які полягають у створенні непроникних екранів (бар'єрів) на границях розділу «нафта-вода» і «нафта-газ», регулюванні положення газонафтового і водонафтового контактів, спільному відборі із видобувних свердловин нафти, води і газу, в періодичній експлуатації видобувних нафтових свердловин, застосуванні горизонтальних свердловин.

Вимагають подальшого дослідження питання формування і розформування газових і водяних конусів в пластах нафтової облямівки стосовно до періодичної експлуатації видобувних нафтових свердловин, методи активного впливу на процес розформування конусів води і газу, способи спільного відбору із свердловин газу, нафти і води, вибору ефективних хімічних реагентів для вилучення високов'язкої нафти з пористого середовища, інтенсифікації припливу нафти до вибою свердловин і підвищення ефективності їх експлуатації.

Таким чином, на даний час відсутні ефективні технології розробки газоконденсатних родовищ з тонкими нафтовими облямівками, які би забезпечували високі значення коефіцієнта нафтовилучення. Не до кінця розглянутими залишаються питання, пов'язані із найбільш ефективними способами впливу на поклади з нафтовими облямівками.

Література

- 1 Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений [Текст] : навч. посіб. / С.Н. Закиров. – М. : Струна, 1998. – 628 с.
- 2 Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения [Текст] : навч. посіб. / А.Г. Дурмишьян. – М. : Недра, 1979. – 335 с.
- 3 Sergey Kolbikov. Peculiarities of Thin Oil Rim Development, SPE 160678. This paper was prepared for presentation at the SPE Russian Oil&Gas Exploration&Production Technical Conference and Exhibition held in Moscow, Russia, 16–18 October 2012.
- 4 Professor Boniface Obah, Aniefiok Livinus, and Chima M. Ezugwu. Simplified Models for Forecasting Oil Production: Niger Delta Oil Rim Reservoirs Case. Petroleum Technology Development Journal (ISSN 1595-9104) An International Journal July 2012 - Vol. 2; No 2.
- 5 SPE 162956. Improving Recovery from Oil Rim Reservoirs by Simultaneous Gas and Water Injection. Onyeukwu I.H., Peacock A., Matemilola S.A., and Igiehon O., SPE; This paper was prepared for presentation at the 2012 SPE Nigerian Annual International Conference and Exhibition held in Abuja, Nigeria, 6-8 August 2012.
- 6 Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. - К. – Львів, 1996. – 620 с.
- 7 Новая концепция эффективного порового пространства и ее приложения к повышению эффективности разработки газоконденсатных залежей, залежей высоковязкой нефти и нефтяных оторочек [Текст] / С.Н. Закиров, Э.С. Закиров, И.М. Индрупский [та ін.] // Институт проблем нефти и газа РАН, 2010.
- 8 Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений с нефтяными залежами и оторочками [Текст] / Г.П.Косачук. Л.З. Сагитова. Т.Н.Титова // Газовая промышленность. 2005. - № 3. - С. 27-30.
- 9 Тер-Саркисов Р.М. Разработка и добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов [Текст] : навч. посіб. / Р.М. Тер-Саркисов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. – 407 с.
- 10 Ildar Shayhudinov / Van-Yogan Field: Evaluation of the Optimal Development Strategy for a Thin Viscous Oil Rim with a Large Gas Cap/SPE 117087.
- 11 Опыт разработки нефтегазовых залежей [Текст] : навч. посіб. // А.В. Афанасьева, Л.А. Зиновьева. – М. : Недра, 1980. – 225 с.
- 12 Пат. 2279539 Российская Федерация. МПК Е 21 В 43/16. Способ усиленной добычи для получения углеводородов [Текст] / Ноп А.В., Бвслаев В.Ф., Пятибрат В.П., Вдовенко В.Л., Юдин В.М.; заявл. 08.05.2002 ; опуб. 10.07.2006.
- 13 Пат. 2101476 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/20. Способ разработки нефтяной залежи с газовой шапкой [Текст] / Степанова Г.С., Шовкринский Г.Ю., Заволжский В.Б., Ли А.А., Бабаева И.А., Мосина А.А.; заявл. 03.12.96 ; опуб. 10.01.98.
- 14 Пат. 875903 СССР, МПК Е 21 В 43/00. Способ разработки газоконденсатной залежи с нефтяной оторочкой [Текст] / Московский Р.Д., Закиров С.Н., Коротаев Ю.П., Кондрат Р.М., Перепеличенко С.П., Коршунова Л.Г., Щепкина Н.Е ; заявл. 11.07.80 ; опуб. 22.06.81.
- 15 Пат. 2439308 Российская Федерация, МПК Е 21 В. Способ разработки нефтегазоконденсатного месторождения [Текст] / Рассохин С.Г., Николаев В.А., Лапшин В.И., Соколов А.Ф. Рассохин А.С., Троицкий В.М.; заявл. 11.06.10 ; опуб. 10.01.12.
- 16 Пат. 2390625 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/20. Способ разработки нефтяной оторочки нефтегазового месторождения подошвенного типа [Текст] / Хлебников В.Н., Мишин А.С., Анлпеев О.П., Салихов З.С., Зинченко И.А., Корытников Р.В., Кирсанов С.А., Ахмедсафин С.К.; заявл. 16.01.09 ; опуб. 27.05.10.
- 17 Пат. 2313664 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/20. Способ разработки углеводородной залежи [Текст] / Алиев Расул Магомедович, Умариев Темирлан Магомедович; заявл. 22.11.05; опуб. 27.12.07.
- 18 Бікман Є.С. Особливості розробки нафтових облямівок невеликої товщини [Текст] / Є.С. Бікман // Збірник наукових праць: Матеріали 5-ої міжнародної наукової конференції «Нафта-газ України-98», Полтава, 15-17 вересня. – Полтава: УНГА, 1998, том 2. – С.17-18.
- 19 А.с. 1629504 СССР, МКИ Е 21 В 43/00. Способ разработки газоконденсатной залежи с подстилаемой нефтяной оторочкой / О.Н. Со-

колов, Г.В. Петров. – №4417833; Заявлено 29.04.1988; Зарегистр. 23.02.1991, Бюл. №7.

20 Одновременная разработка газовой шапки и оторочки высоковязкой нефти пластов ПК 1-2 Ван-Еганского месторождения [Текст] / А.З. Насиббулин, А.В. Языков, А.Г. Лене [та ін.] // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 8. – С.34-37.

21 Пат. 2386804 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/30, Е 21 В 43/20. Способ разработки залежей нефти с газовой шапкой и полошвенной водой [Текст] / Стрижов И.Н., Хлебников Д.П., Кузьмичев Д.Н.; заявл. 04.12.08 ; опуб. 20.04.10.

22 C.S. Kabir, SPE, Chevron Energy Technology Company; M. Agamini, SPE, Chevron Nigeria Limited; and R.A. Holguin, SPE, Chevron North America /Production Strategy for Thin-Oil Columns in Saturated Reservoirs / February 2008 SPE Reservoir Evaluation&Engineering, p.73-82.

23 SPE 158544. Effect of Gas Capand Aquifer Strength on Optimal Well Location for Thin-Oil Rim Reservoirs. U.C. Iyare, J. Marcelle-De Silva, UWI. This paper was prepared for presentation at the SPETT 2012 Energy Conference and Exhibition held in Port of Spain, Trinidad, 11–13 June 2012.

24 Новый подход при обосновании плотности сеток скважин и способов их заканчивания в случае совместной разработки нефтяных оторочек и газовых шапок в условиях вертикальной и латеральной анизотропии [Текст] / Д.В. Аптулин, А.С. Романов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. - № 4. - С.137-150.

25 Повышение эффективности разработки нефтяных оторочек пласта ВН-II с использованием горизонтальных скважин [Текст] / Д.В. Аптулин, А.С. Романов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2012, №5. - С.138-141.

26 Метод обоснования плотности сеток скважин и способов заканчивания скважин в случае совместной разработки нефтяных оторочек и газовых шапок [Текст] / Д.В. Аптулин, В.Н. Маслов // Экспозиция Нефть Газ. – 2013. – № 6(31). – С. 79-80.

27 Перспективы разработки маломощных карбонатных нефтяных оторочек на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» [Текст] / В.А. Насыров, С.Р. Нуров, О.Л. Готлиб // Нефтяное хозяйство. – 2011. - №6. - С.22-24.

28 Пат. 2242592 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/20. Способ разработки низкопроницаемых нефтегазовых или газоконденсатно-нефтяных залежей [Текст] / Квврамшин Р.М., Степанова Г.С., Тюхтин Н.И., Шахвердиев Азизага Ханбаба Оглы; заявл. 18.04.03 ; опуб. 20.12.04.

29 D.T., Warayan, S., Dharmawan, A., Susilo, R., and Wickasana, R.2000. Look back on Performance of 50 Horizontal Wells Targeting Thin Oil Columns, Mahakam Delta, East Kalimantan. Paper SPE 64385 presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Brisbane, Australia, 16–18 October.

30 YANG Qinghong; TONG Kaijun; GE Lizheng; CHENG Dayong; NIE Lingling. Development Strategy Research and Practice on Reservoir with Big Gas Cap and Narrow Oil Rim in Bohai Bay. Vol. 5, No. 2, 2013, pp. 62-68.

31 Пат. 2334870 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/20. Способ разработки углеводородной залежи [Текст] / Умариев Т.М., Ибрагимов А.И.; заявл. 14.03.07 ; опуб. 27.09.08.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
17.02.15*

*Рекомендована до друку
професором Коцкуличем Я.С.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)*

*д-ром техн. наук Акульшиним О.О.
(ПАТ «Український нафтогазовий інститут»,
м. Київ)*