

КОМПЛЕКСНА ТЕХНОЛОГІЯ ЗБІЛЬШЕННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИЛУЧЕННЯ З ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ

Надійшла до редакції 19.08.05

Резюме: Розроблена комплексна технологія збільшення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ. Вона включає нагнітання в родовище через систему нагнітальних свердловин запропонованих витіснювальних агентів, витіснення ними з пористого середовища до видобувних свердловин сконденсованих вуглеводнів і пластового газу, обробку привибійних зон видобувних свердловин запропонованими робочими розчинами для зменшення насиченості пористого середовища сконденсованими вуглеводнями та інтенсифікації припливу газоконденсатної суміші до свердловин і використання запропонованих методів забезпечення стабільної роботи видобувних свердловин з високим вмістом рідини у пластовій продукції. Основні наукові розробки пройшли приймальні випробування, здані відомчим комісіям і використовуються на виробництві згідно з виданими нормативними документами. Реалізація комплексної технології дозволяє збільшити поточні відбори газу і конденсату і ступінь вилучення вуглеводнів з виснажених газоконденсатних родовищ.

Ключові слова: родовище, пласт, свердловина, газ, сконденсовані вуглеводні, розробка, експлуатація, вуглеводневилучення, витіснювальний агент.

Р. М. Кондрат, А. Р. Кондрат. КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ УВЕЛИЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОУДАЧИ ИСТОЩЕННЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.

Резюме: Разработана комплексная технология увеличения углеводородоудачи истощенных газоконденсатных месторождений. Она включает нагнетание в месторождение через систему нагнетальных скважин предложенных вытесняющих агентов, вытеснение ими с пористой среды к добывающим скважинам сконденсированных углеводородов и пластового газа, обработку призабойных зон добывающих скважин предложенными рабочими растворами с целью уменьшения насыщенности пористой среды сконденсированными углеводородами и интенсификации притока газоконденсатной смеси к скважинам и использование предложенных методов обеспечения стабильной работы добывающих скважин с высоким содержанием жидкости в пластовой продукции. Основные научные разработки прошли приемочные испытания, сданы ведомственным комиссиям и используются на производстве согласно изданным нормативным документам. Реализация комплексной технологии позволяет увеличить текущие отборы газа и конденсата степень извлечения углеводородов с истощенных газоконденсатных месторождений.

Ключевые слова: месторождение, пласт, скважина, газ, сконденсированные углеводороды, разработка, эксплуатация, углеводородоудача, вытесняющий агент.

R. M. Kondrat, O. R. Kondrat. COMPLEX TECHNOLOGY TO INCREASE HYDROCARBON EXTRACTION FROM DEPLETED GAS CONDENSATE FIELDS.

Abstract: According to the results received from the executed research work there has been developed a complex technology to increase hydrocarbon extraction from depleted gas condensate fields. This technology includes: injection of the offered displacement agents into a field through the system of injected wells, displacement of condensed hydrocarbons and reservoir gas from porous medium by the above-mentioned agents, treatment of wellbottom zones of producing wells by the offered work solutions to decrease the saturation of porous medium by condensed hydrocarbons, intensification of gas condensate mixture inflow into a well and usage of the proposed methods for stabilizing work of producing wells with a high content of fluid in reservoir products. The main research developments have been preliminary tested, handed over to the departmental committee and applied in industry according to the issued regulations. The realization of complex technology gives possibility to increase current extraction of gas and condensate and increase level of hydrocarbon extraction from depleted gas condensate fields.

Keywords: field, reservoir, well, gas, condensed hydrocarbons, development, exploitation, hydrocarbon extraction, displacement agent.

Переважає більшість газоконденсатних родовищ, на яких наразі отримують основний видобуток газу і вуглеводневого конденсату, розробляються в режимі виснаження пластової енергії. Тільки на окремих покладах Котельського газоконденсатного, Новотроїцького, Тимофіївського і Куличихінського нафтогазоконденсатних родовищ підтримується пластовий тиск шляхом зворотного нагнітання сухого газу в пласт. Здійснюється промисловий експеримент на Березівському газоконденсатному родовищі по перепуску в газоконденсатний поклад високонапірного газу з іншого горизонту.

Розробка газоконденсатних родовищ у режимі виснаження пластової енергії супроводжується випаданням частини конденсату (фракції C_5H_{12} + вищі) з газу в пористому середовищі, а також у стовбурі свердловин і промислових комунікаціях в межах зміни тиску від початкової до максимальної конденсації вуглеводневої суміші [1–10]. Основний об'єм конденсату випадає з газу в пласті. Для пластових газоконденсатних систем з початковим вмістом важких вуглеводнів у газі до 300–600 г/м³ насиченість пор пласта сконденсованими вуглеводнями не перевищує 10–15 % і в більшості випадків нижча критичного (рівноважного) значення (близько

20–25 %), при якому вони починають рухатись. Тому практично весь конденсат, що випав з газу в пласті, не видобувається і втрачається. Рух конденсату можливий тільки в обмеженій за розмірами (від декількох метрів до 10–20 м) присвердловинній зоні пласта, в якій насиченість пористого середовища сконденсованими вуглеводнями перевищує критичне значення за рахунок додаткової конденсації вуглеводневої суміші при зменшенні тиску від поточного пластового до вибієного [11, 12]. Але видобуток конденсату з цієї зони мало впливає на коефіцієнт конденсовилучення. Також незначний видобуток конденсату за рахунок випаровування сконденсованих вуглеводнів в газову фазу в області тисків, менших тиску максимальної конденсації вуглеводневої суміші, і подальшого видобутку разом з газом. Конденсація з газу важких вуглеводнів та їх накопичення на вибоях і у привибійній зоні призводять до зниження дебіту газу і поступової зупинки видобувних свердловин, коли дебіт газу стає нижчим необхідного мінімального значення для винесення конденсату з вибою на поверхню. Через вказані причини коефіцієнт конденсовилучення при розробці виснажених газоконденсатних родовищ на виснаження може досягати дуже низьких значень – 13–40 %.

Запаси сконденсованих вуглеводнів на родовищах України обчислюються десятками мільйонів тон. А якщо взяти до уваги, що за виходом світлих нафтопродуктів одна тонна конденсату еквівалентна 2–4 тоннам сирової нафти, то цілком логічно виникає питання про видобуток сконденсованих вуглеводнів з виснажених родовищ.

Для одержання високих значень коефіцієнтів газоконденсатовилучення і підвищення техніко-економічних показників видобування вуглеводнів газоконденсатні родовища, як і нафтові, потрібно розробляти з підтриманням пластового тиску. Підтримання пластового тиску в газоконденсатних родовищах може здійснюватися зворотним нагнітанням сухого відсепарованого газу (так званий *сайклінг-процес*); використанням сухого газу нафтових покладів, неуглеводневих газів (азоту, вуглекислого газу, повітря, димових і вихлопних газів), штучного вуглеводневого газу, який отримують шляхом конверсії вуглеводнів водяною парою, суміші вуглеводневого і неуглеводневого газів; нагнітанням води і газоводяних сумішей [1, 3–10].

У промисловій практиці переважно застосовується повний чи частковий сайклінг-процес з нагнітанням в пласт всього чи частини відсепарованого сухого газу.

І. М. Фиком (УкрНДІгаз) запропоновано технології, які дають можливість підвищити ефективність сайклінг-процесу в неоднорідних пластах за рахунок збільшення коефіцієнта охоплення витісненням пластового газу сухим газом, почергове проведення сайклінг-процесу і розробки на виснаження у випадку різнопроникних контактуючих і мікронеоднорідних пластів та попереднього підняття пластового тиску в газоконденсатних родовищах шляхом нагнітання сухого газу до початку сайклінг-процесу [13–14].

Сайклінг-процес забезпечує більші коефіцієнти конденсатовилучення (до 55–75 %) порівняно з розробкою газоконденсатних ро-

довищ на виснаження. При його реалізації відсутні пластові втрати газу, оскільки весь закачаний в пласт газ добувається при подальшій дорозробці родовища на виснаження. Проте сайклінг-процес вимагає тривалої консервації запасів газу, який впродовж реалізації процесу закачується в пласт і не подається споживачам для реалізації, тривалих строків розробки родовища і великих капітальних та експлуатаційних витрат. Незважаючи на високу технологічну ефективність сайклінг-процесу, дефіцит газу і необхідність одноразового вкладення великих коштів для облаштування родовища є обмежуючими факторами для широкого впровадження цього методу на родовищах України. А при малих і великих запасах газу, значних глибинах залягання продуктивних пластів і для морських родовищ сайклінг-процес може бути економічно не вигідним.

З метою пошуку альтернативних сайклінг-процесу методів підтримання пластового тиску в газоконденсатних родовищах в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу (ІФНТУНГ) виконано експериментальні дослідження на моделях пласта з використанням як робочого агента води, водогазових сумішей, облямівок водних розчинів поверхнево-активних речовин (ПАР) і вуглеводневих розчинників. За результатами досліджень запропоновано ряд технологій підвищення конденсатовилучення [1, 2, 15–17]:

- заводнення при тиску, що дорівнює або близький до тиску початкової конденсації вуглеводневої суміші;
- заводнення при тиску, який відповідає тиску конденсації з газу важких фракцій вуглеводневого конденсату і гідрофобізації ними поверхні порових каналів;
- заводнення при тиску максимальної конденсації вуглеводневої суміші;
- заводнення при тиску, при якому густина і в'язкість конденсату, що випав з газу в пористому середовищі, є мінімальними;

- підтримання пластового тиску нагнітанням облямівки вуглеводневого розчинника (вуглеводневий конденсат, широка фракція легких вуглеводнів, побічні продукти нешкідливих хімічних виробництв) з подальшим нагнітанням води чи водогазових сумішей;
- підтримання пластового тиску нагнітанням облямівок водних розчинів ПАР чи піни (поперемінне (циклічне) нагнітання водних розчинів ПАР і газу) з подальшим нагнітанням води чи водогазових сумішей;
- підтримання пластового тиску в газоконденсатних родовищах з різко неоднорідними колекторами поєднанням заводнення із сайклінг-процесом шляхом нагнітання води у високопроникні пласти і сухого газу – у низькопроникні.

Наведені технології підтримання пластового тиску в газоконденсатних родовищах забезпечують більший коефіцієнт конденсатовилучення, ніж при розробці на виснаження, і є альтернативними сайклінг-процесу у тих випадках, коли сухий газ недоцільно використовувати через його дефіцит чи з економічних міркувань.

У зв'язку з тим, що переважна більшість газоконденсатних родовищ розробляється на режимі виснаження пластової енергії і в них знаходяться десятки мільйонів тонн сконденсованих вуглеводнів, залучення їх в розробку в умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини в Україні відноситься до числа найважливіших задач нафтогазової галузі.

Можливими напрямками видобування конденсату, що випав з газу у пласті, є переведення його в газову фазу з подальшим видобуванням разом з газом, витіснення з пористого середовища різними робочими агентами та їх поєднання [1, 2, 7, 18].

Переведення конденсату в газову фазу може бути здійснено нагнітанням у пласт сухого газу високого тиску; нагнітанням газу,

збагаченого пропан-бутановою фракцією чи проміжними вуглеводнями; тривалим прокачуванням через пласт низьконапірного сухого газу при тиску, близькому до поточного пластового; створенням на базі виснажених газоконденсатних родовищ підземних сховищ газу, якщо в них є потреба; застосуванням термічних методів. Як газоподібний агент можна також використовувати неуглеводневі гази (азот, вуглеводневий газ, димогарні гази, вихлопні гази двигунів внутрішнього згорання і газотурбінних двигунів), штучні вуглеводневі гази, які отримують в результаті парової обробки торфу, вугілля, нафти, конденсату, а також побічні газоподібні продукти при отриманні метанолу з природного газу шляхом неповного окислення природного газу повітрям [1, 2, 7–10, 18, 19].

Серед способів переведення сконденсованих вуглеводнів у газову фазу високоперспективним є метод нагнітання в газоконденсатні родовища сухого вуглеводневого газу низького тиску, який близький до поточного пластового, з подальшим видобуванням газу з конденсатом. Величина тиску закачуваного газу вибирається за умови підтримання у виснаженому газоконденсатному родовищі постійним поточного пластового тиску. Цей метод простий в реалізації, сприяє вилученню сконденсованих вуглеводнів з низькопроникних ділянок пласта і найдрібніших порових каналів, а весь закачаний газ добувається з родовища. Він від 1993 р. успішно реалізується на Вуктильському газоконденсатному родовищі шляхом тривалого прокачування через окремі ділянки родовища сухого тюменського газу, який подають в пласт під власним тиском з газопроводу, що проходить поруч з родовищем [20]. Цей метод можна було би впровадити на більшості виснажених газоконденсатних родовищ України, але його реалізація ускладнюється дефіцитом газу в державі і необхідністю певних капітальних вкладень, зокрема для будівництва компре-

сорної станції, якщо вона відсутня на родовищі. Слід зазначити, що для реалізації методу потрібний порівняно невеликий одноразовий об'єм газу. В подальшому він постійно циркулюватиме в системі. Цей об'єм газу мало вплине на загальний видобуток і споживання газу в державі. Заміна сухого вуглеводневого газу неуглеводневим (наприклад, азотом чи сумішшю азоту з вуглеводневим газом) має певні недоліки. Потрібні відповідні установки для отримання азоту з повітря, погіршується якість газу, що добувається із свердловин, і його не можна подавати споживачеві, залишаються пластовий газ і сконденсовані вуглеводні в зонах пласта, не охоплені витісненням. Тому при використанні неуглеводневих газів не завжди можуть бути досягнуті високі коефіцієнти газо- і конденсатовилучення.

Альтернативними варіантами вилучення сконденсованих вуглеводнів з виснажених газоконденсатних родовищ є витіснення їх різними витіснювальними агентами. Методи витіснення з пласта рідких вуглеводнів широко використовуються при розробці нафтових родовищ. Щодо вилучення з газоконденсатних родовищ сконденсованих вуглеводнів ці методи знаходяться в стадії лабораторного експерименту. Однією з причин такої ситуації є відсутність ефективних витіснювальних агентів.

З метою вибору робочих агентів для витіснення з газоконденсатних родовищ сконденсованих вуглеводнів в ІФНТУНГ проведений комплекс лабораторних досліджень [17, 21, 22]. Експерименти виконувались на насипних моделях пласта довжиною 0,42 м, діаметром 0,015 м, абсолютною проникністю 1 мкм^2 , відкритою пористістю 0,4 при тиску 2 МПа і температурі 110°C і на зцементованих моделях пласта з використанням реальних зразків пісковиків і пластових флюїдів з горизонтів В-20 і В-22 Рудівсько-Червонозаводського газоконденсатного родовища при тиску 30 МПа і температурі 90°C . Довжина

моделей з реальних зразків порід становила 0,42–0,45 м, діаметр – 0,03 м, коефіцієнт абсолютної проникності – $40,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (коефіцієнт відкритої пористості – 0,103–0,348), $96 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (коефіцієнт відкритої пористості – 0,142), $172 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (коефіцієнт відкритої пористості – 0,159–0,367).

Експериментально моделювали насиченість пористого середовища зв'язаною водою (22–51 %) і різну початкову конденсатонасиченість – від 5 до 45 %. Витісняли конденсат водою, водними розчинами миролу-1, савенолу SWP, полімеру поліакриламід (ПАА); послідовно нагнітали об'ямівки водних розчинів миролу-1 і полімеру ПАА, водні розчини суміші миролу-1 з полімером ПАА (поверхнево-активна полімервмісна система (ПАПС)), конденсатні розчини жириноксу, об'ямівки вуглекислого газу, які переміщувались по моделі пласта водою, об'ямівки конденсату; по черзі закачували воду і газ. Наведені ПАР (мирол-1, савенол SWP і жиринокс) характеризуються низьким міжфазним натягом їх водних розчинів на межі з конденсатом (менше 1 мН/м), що є необхідною умовою для отримання високих значень коефіцієнтів конденсатовитіснення, і серійно випускаються промисловістю. Найнижчий міжфазний натяг на межі з конденсатом має водний розчин миролу-1 ($0,0035 \text{ мН/м}$ при масовій концентрації миролу у воді 4 % і температурі 80°C). Тому основні дослідження витіснювальних властивостей ПАР проведено з миролом-1. У дослідях з розчинами ПАР для створення гідродинамічно стабільної системи у процесі витіснення з пористого середовища сконденсованих вуглеводнів слідом за розчинами ПАР закачували водний розчин полімеру ПАА. Полімер підвищує в'язкість води, зменшує її рухливість і завдяки цьому попереджається "язикоутворення" та підвищується коефіцієнт охоплення пластів витісненням.

При підготовці до дослідів модель вакуумували і насичували водою з мінералізацією

Інновації при видобуванні та транспортуванні природного газу

50 г/л NaCl. Потім воду витіснили трансформаторною оливою і гасом, останній вимивався пропан-бутановою сумішшю, а зниженням тиску в моделі пропан-бутанова суміш випарувалась. Вода, що залишилась у пористому середовищі моделювала насиченість зв'язаною водою. Для створення насиченості пористого середовища сконденсованими вуглеводнями в модель закачували сирий (нестабільний) конденсат і прокачували його до тих пір, поки параметри конденсату на виході моделі не ставали ідентичними його параметрам на вході. Після цього в модель закачували газоконденсатну суміш, яку при відповідних тисках і температурі гранично насичували конденсатом. Прокачуванням різних об'ємів газоконденсатної суміші витіснили з моделі

різну кількість конденсату, що давало можливість створювати моделі з різними початковими конденсатонасиченостями.

З метою визначення оптимальної концентрації миролу-1 і полімеру ПАА в робочому розчині та оцінки їх витіснювальних здатностей були проведені дослідження на напірних моделях пласта для різних масових концентрацій ПАР – 1; 3; 5; 7 % і полімеру – 0,01; 0,03; 0,05 % та різних значень початкової конденсатонасиченості – від 5 до 45 %. Результати досліджень оброблялись у вигляді залежностей коефіцієнта конденсатовитіснення β_k від початкової конденсатонасиченості α_k (рис. 1, 2).

Згідно з результатами виконаних досліджень коефіцієнт конденсатовитіснення зрос-

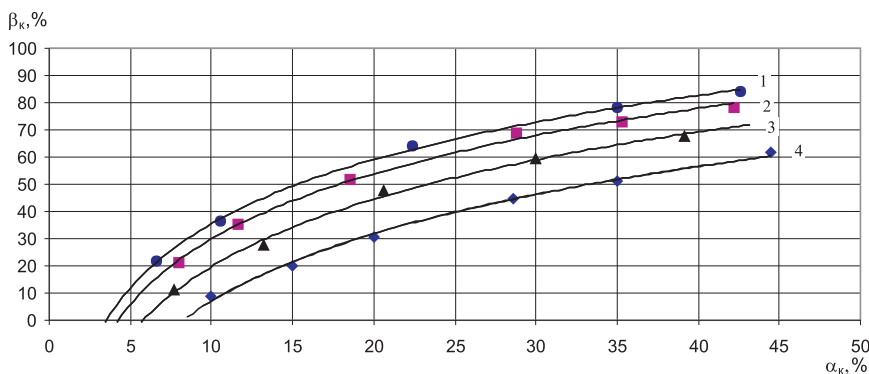


Рис. 1. Залежності коефіцієнта витіснення конденсату з пористого середовища водним розчином миролу-1 різної масової концентрації від коефіцієнта початкової конденсатонасиченості: 1 – 7; 2 – 5; 3 – 3; 4 – 1 % мас.

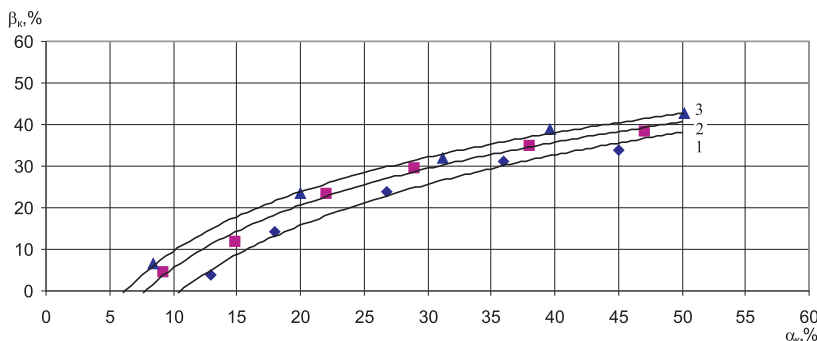


Рис. 2. Залежності коефіцієнта витіснення конденсату з пористого середовища водним розчином полімеру ПАА різної масової концентрації від коефіцієнта початкової конденсатонасиченості: 1 – 0,01; 2 – 0,03; 3 – 0,05 % мас.

тає із збільшенням початкової конденсатонасиченості пористого середовища і масової концентрації ПАР і полімеру в робочому розчині. Так, при конденсатонасиченості 15 % і масовій концентрації миролу-1 – 1 % він становить 21 %, при 3 % – 33 %, при 5 % – 42 %, при 7 % – 49 % (рис. 1). При початковій конденсатонасиченості 30 % β_k дорівнює відповідно: – при 1% мас. – 47%; при 3 % мас. – 59%; при 5 % мас. – 68%; при 7 % мас. – 73 %.

Для водного розчину полімеру ПАА отримані нижчі значення коефіцієнта конденсатовитіснення (рис. 2). При початковій конденсатонасиченості 15 % β_k для розчинів з різним масовим вмістом полімеру дорівнює: при 0,01 % мас. – 9%; 0,03 % мас. – 15%; 0,05 % мас. – 18 %. При початковій конденсатонасиченості 30 % β_k дорівнює відповідно: при 0,01 % мас. – 6%; 0,03 % мас. – 30%; 0,05 % мас. – 32 %.

Згідно з дослідними даними критичне значення конденсатонасиченості, від якого частина конденсату починає витіснятися робочим агентом з пористого середовища, зростає із збільшенням концентрації миролу-1 і полімеру ПАА в робочому розчині. Для умов виконаних досліджень значення критичної конденсатонасиченості для різних масових концентрацій миролу-1 у водному розчині

становило: для 1 % мас. – 8%; для 3 % мас. – 6,5%; для 5 % мас. – 4,5%; для 7 % мас. – 3,5%, а для різних масових концентрацій полімеру ПАА у водному розчині дорівнювало: для 0,01 % мас. – 11%; для 0,03 % мас. – 8%; 0,05 % мас. – 7 %. Вплив концентрації ПАР і полімеру на критичні значення конденсатонасиченості було отримано вперше.

Для визначення оптимальної концентрації миролу-1 і полімеру ПАА в робочому розчині результати досліджень оброблялись в напівлогарифмічній системі координат $\beta_k = f(\lg C_k)$, в якій вони апроксимуються двома прямими лініями: першою – з великим кутом нахилу до осі абсцис і другою – більш похилою. За точкою їх перетину оптимальна масова концентрація миролу-1 в робочому розчині становить 5 %, полімеру ПАА – 0,03 %.

Для визначення оптимального об'єму закачуваних робочих агентів було проведено дослідження впливу об'єму робочих агентів на коефіцієнт конденсатовитіснення. Для забезпечення можливості зіставлення отриманих результатів досліди проводились при конденсатонасиченості близько 30 %. Об'єм закачуваного робочого агента становив 0,1; 0,2; 0,3 і 0,4 від об'єму пор. Після закачування об'єму робочого агента певного об'єму закачувалась вода. На рис. 3 для прикладу на-

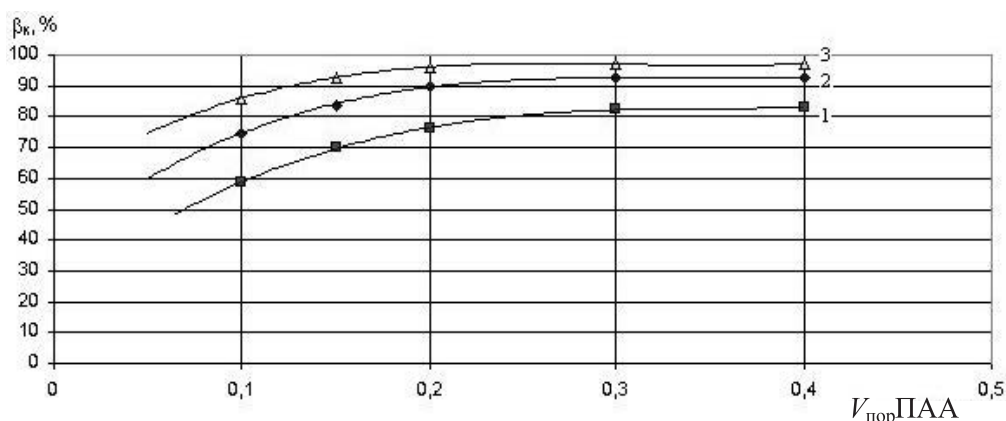


Рис. 3. Залежності коефіцієнта витіснення конденсату з пористого середовища різними об'ємами водних розчинів полімеру ПАА (0,03 % мас) і миролу-1 (5 % мас): 1 – $0,1V_{\text{пор.к}}$; 2 – $0,2V_{\text{пор.к}}$; 3 – $0,3V_{\text{пор.к}}$

ведено результати дослідів з об'явками водного розчину миролу-1 різного об'єму.

Згідно з результатами досліджень, збільшення об'єму закачування як ПАР, так і полімеру веде до збільшення коефіцієнта конденсатовитіснення. Так, при закачуванні $0,1V_{\text{пор}}$ миролу-1 (5 % мас.) + $0,1V_{\text{пор}}$ ПАА (0,03 % мас.) коефіцієнт конденсатовитіснення становить 58,7 %. Збільшення об'єму закачування полімеру при постійній величині об'єму закачування ПАР ($0,1V_{\text{пор}}$ миролу-1) веде до зростання коефіцієнта витіснення конденсату. Так, при закачуванні $0,2V_{\text{пор}}$ ПАА (0,03 % мас.) коефіцієнт конденсатовитіснення становить 76,31 %, при закачуванні $0,3V_{\text{пор}}$ ПАА (0,03 % мас.) – 82,33%, при закачуванні $0,4V_{\text{пор}}$ ПАА (0,03 % мас.) – 82,8 %. Аналогічно при постійному об'ємі закачування полімеру ПАА (0,03 % мас.) – $0,1V_{\text{пор}}$ із зростанням об'єму закачування миролу-1 від $0,1V_{\text{пор}}$ до $0,2V_{\text{пор}}$ і $0,3V_{\text{пор}}$ β_k зростає від 58,7 до 74,8 і 86 %. Аналіз залежностей коефіцієнта конденсатовитіснення від об'єму закачуваних робочих агентів, побудованих в напівлогарифмічній сис-

темі координат $\beta_k = f(V_{\text{пор}})$, показує, що оптимальними об'ємами закачування як робочих розчинів миролу-1, так і робочих розчинів полімеру ПАА є $0,2V_{\text{пор}}$.

Аналогічні дослідження були виконані на насипних моделях пласта з іншими витіснювальними агентами: водою; об'явками конденсату, вуглекислого газу, 5 % мас. водного розчину савенолу SWP, 1, 3, 5 і 7 % мас. розчину жириноксу в конденсаті, 5 % мас. водного розчину миролу-1 з вмістом 0,03 % мас. полімеру ПАА, які переміщувались по моделі пласта водою. Об'єм об'явок становив 20 % від об'єму пор. Були проведені також моделювання витіснення сконденсованих вуглеводнів з обводнених пластів послідовним нагнітанням об'явок 5 % мас. водного розчину миролу-1 і 0,03 % мас. водного розчину полімеру ПАА і нагнітанням об'явки 5 % мас. водного розчину миролу-1 з вмістом 0,03 % мас. полімеру ПАА з подальшим нагнітанням об'явки 0,03 % мас. водного розчину полімеру ПАА і води. Узагальнені результати виконаних досліджень наведено на рис. 4.

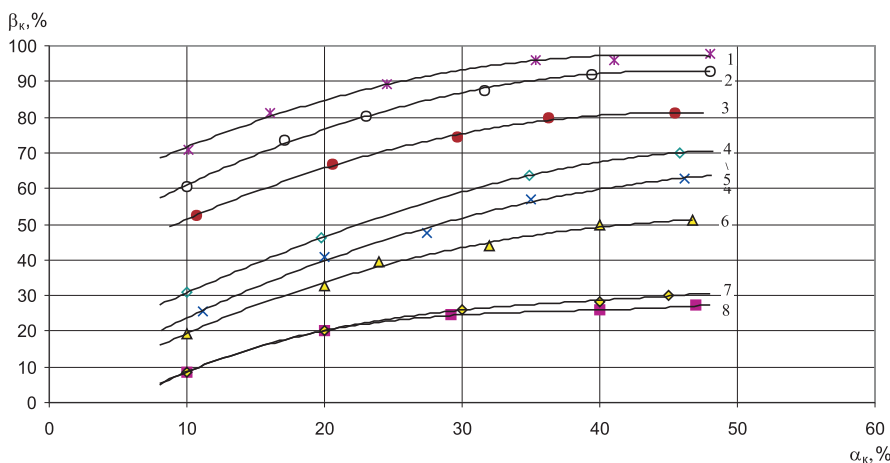


Рис. 4. Залежності коефіцієнта витіснення конденсату з пористої середовища різними робочими агентами від коефіцієнта початкової конденсатонасиченості: 1 – $0,2V_{\text{пор}}$ ПАПС (мирол-1 (5 % мас.) + ПАА (0,03 % мас.)) + $0,2V_{\text{пор}}$ ПАА (0,03 % мас.); 2 – $0,2V_{\text{пор}}$ (мирол-1 (5 % мас.)) + $0,2V_{\text{пор}}$ ПАА (0,03 % мас.); 3 – ПАПС + $0,2V_{\text{пор}}$ ПАА (0,03 % мас.) після закачки води; 4 – жиринокс в конденсаті; 5 – конденсат; 6 – $0,2V_{\text{пор}}$ мирол-1 (5 % мас.) + $0,2V_{\text{пор}}$ ПАА (0,03 % мас.) після закачки води; 7 – CO_2 ; 8 – вода

Згідно з дослідженнями на насипних моделях пласта найкращі витіснювальні властивості має 5 % мас. розчин миролу-1 з вмістом 0,03 % мас. полімеру ПАА, так звана поверхнево-активна полімервмісна система (ПАПС) (крива 1, рис. 4). Так, при значенні початкової конденсатонасиченості 15 % коефіцієнт конденсатовитіснення для ПАПС становить 80 %, при початковій конденсатонасиченості – 30–93 %.

Досить високі витіснювальні властивості має також почергове закачування 5 % мас. водного розчину миролу-1 і 0,03 % мас. водного розчину полімеру ПАА (крива 2, рис. 4). При значенні початкової конденсатонасиченості 15 % коефіцієнт конденсатовитіснення для цих витіснювальних агентів становить 70 %, при початковій конденсатонасиченості – 30–86,7 %.

У досліджах з 5 % мас. водним розчином савенолу при початковій конденсатонасиченості 15 % коефіцієнт конденсатовитіснення становить 60 %, при початковій конденсатонасиченості – 30–70 %.

Із порівняння витіснювальних властивостей конденсату (крива 5, рис. 4) і розчину жириноксу в конденсаті масовою концентрацією 5 % (крива 4, рис. 4) видно, що ефективнішим є 5 % мас. розчин жириноксу в конденсаті. При значенні початкової конденсатонасиченості 15 % коефіцієнт конденсатовитіснення для конденсату становить 32 %, а для розчину жириноксу в конденсаті – 38 %. Найнижчі витіснювальні властивості має вода (крива 8, рис. 4). При значенні початкової конденсатонасиченості 15 % коефіцієнт конденсатовитіснення для води дорівнює 15 %, при початковій конденсатонасиченості – 30–25 %.

При дослідженні витіснювальних властивостей об'ємки вуглекислого газу об'ємом 20 % від об'єму пор з наступним закачуванням води на насипних моделях пласта очікуваного ефекту не отримали, оскільки ефек-

тивне витіснення сконденсованих вуглеводнів вуглекислим газом має місце тільки при змішаному витісненні (крива 7, рис. 4). Для значень температури досліду 110 °С і молекулярної маси досліджуваного конденсату 136–145,8 змішане витіснення конденсату можливе при тисках понад 16 МПа. Фактичний тиск, при якому виконувались досліди, становив 2 МПа. Тому відбувалося тільки часткове витіснення сконденсованих вуглеводнів вуглекислим газом.

Результати досліджень свідчать про можливість вилучення зацмленого конденсату з обводнених газоконденсатних родовищ нагнітанням водних розчинів ПАР і полімеру. Високими витіснювальними властивостями для обводнених пластів характеризується 5 % мас. водний розчин миролу-1 з вмістом 0,03 % мас. полімеру ПАА (ПАПС) з наступним закачуванням об'ємки 0,03 % мас. водного розчину полімеру ПАА (крива 3, рис. 4). Так, при значенні початкової конденсатонасиченості 15 % коефіцієнт конденсатовитіснення зростає від 15 % на момент заводнення моделі до 27 % після послідовного закачування об'ємок 5 % мас. водного розчину миролу-1 і 0,03 % мас. водного розчину полімеру ПАА (крива 6, рис. 4) і до 60 % після послідовного закачування об'ємок ПАПС (5 % мас. водного розчину миролу-1 з вмістом 0,03 % мас. полімеру ПАА) та 0,03 % мас. водного розчину полімеру ПАА (крива 3, рис. 4), а при значенні початкової конденсатонасиченості 30 % β_k зростає від 25 % на момент заводнення моделі до 43 % і 76 % відповідно.

Таким чином, результати досліджень на насипних моделях пласта свідчать про низькі витіснювальні властивості води і можливість істотного (у 4–5 разів) підвищення коефіцієнта конденсатовитіснення за рахунок застосування водних розчинів ПАР і міцелярних розчинів (поверхнево-активних полімервмісних систем), зокрема водних розчинів суміші миролу-1 та полімеру ПАА. Підібрані робочі

розчини також дають можливість вилучити защемлений конденсат з обводнених газоконденсатних покладів.

Звертає увагу досить висока концентрація ПАР (миролу-1) в розчині – 5 % мас. Тому необхідні додаткові дослідження з іншими ПАР з метою вибору високоефективних ПАР малої концентрації. Перспективним у цьому напрямі може бути використання суміші полімеру і декількох ПАР.

У досліджах на насипних моделях пласта були отримані досить високі значення коефіцієнта конденсатовитіснення, що пояснюється однорідністю структури порового простору моделі, яка була складена з відсортованого піску, високими значеннями коефіцієнтів проникності (1 мкм^2) і пористості (40 %). Реальні пласти характеризуються складною структурою порового простору та меншими значеннями коефіцієнтів проникності і пористості. Тому з метою оцінки ефективності витіснення сконденсованих вуглеводнів з реальних пористих середовищ було проведено дослідження на моделях пласта з використанням реальних зразків пісковиків і пластових флюїдів з горизонтів В-20 і В-22 Рудівсь-

ко-Червонозаводського газоконденсатного родовища.

В експериментах досліджувалось витіснення сконденсованих вуглеводнів водою почерговим закачуванням води і газу, облямілками вуглекислого газу і міцелярною розчину (ПАПС) з моделей пласта різної проникності і пористості.

Аналіз результатів досліджень з витіснення конденсату водою з моделей пласта різної проникності свідчить про низьку ефективність заводнення виснажених газоконденсатних пластів і деяке зростання коефіцієнта конденсатовитіснення із збільшенням коефіцієнта проникності (рис. 5). Для моделі пласта з абсолютною проникністю $40,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ і початковою конденсатонасиченістю 34,8 % залишкова конденсатонасиченість становить 31,1 %, а коефіцієнт конденсатовитіснення – 10,6 %. Для моделі пласта з абсолютною проникністю $172 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ і початковою конденсатонасиченістю 36,7 % залишкова конденсатонасиченість дорівнює 31,6 %, а коефіцієнт конденсатовитіснення – 13,9 %. Таким чином, при початкових конденсатонасиченостях порядку (29,6–36,7) % заводнення дає можли-

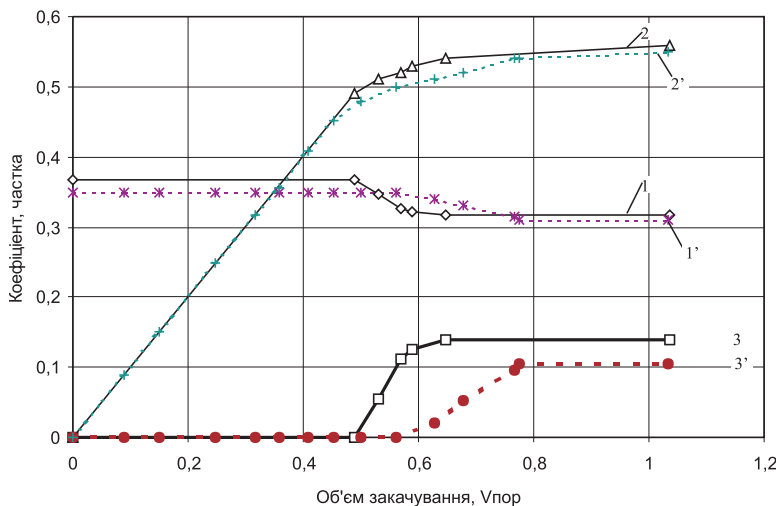


Рис. 5. Залежності коефіцієнтів залишкового конденсатонасичення (1, 1'), витіснення газу (2, 2') і конденсату (3, 3') від об'єму закачаної води: 1, 2, 3 – $172 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; 1', 2', 3' – $40,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

Інновації при видобуванні та транспортуванні природного газу

вість вилучити тільки (10,6–13,9) % сконденсованих вуглеводнів. При менших значеннях початкової конденсатонасиченості, що має місце в реальних умовах, коефіцієнт витіснення сконденсованих вуглеводнів водою буде ще нижчим, а процес заводнення неефективним. Тому необхідні пошуки інших витіснювальних агентів для вилучення з виснажених газоконденсатних пластів сконденсованих вуглеводнів.

Для оцінки ефективності застосування водогазової репресії після витіснення сконденсованих вуглеводнів водою було проведе-

не дослідження на моделі пласта з абсолютною проникністю $40,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Результати досліджень показані на рис. 6, на якому об'єм закачаного газу (крива 3) наведено в частках від сумарного об'єму закачаного газу. При початковій конденсатонасиченості пористого середовища 29,6 % коефіцієнт витіснення конденсату водою становив 11,8 %, після чого провели почергове закачування газу і води (водогазова репресія). Було здійснено п'ять циклів закачування агентів в об'ємі по 20 % від об'єму пор. За результатами проведених досліджень коефіцієнт конденсатовитіснення

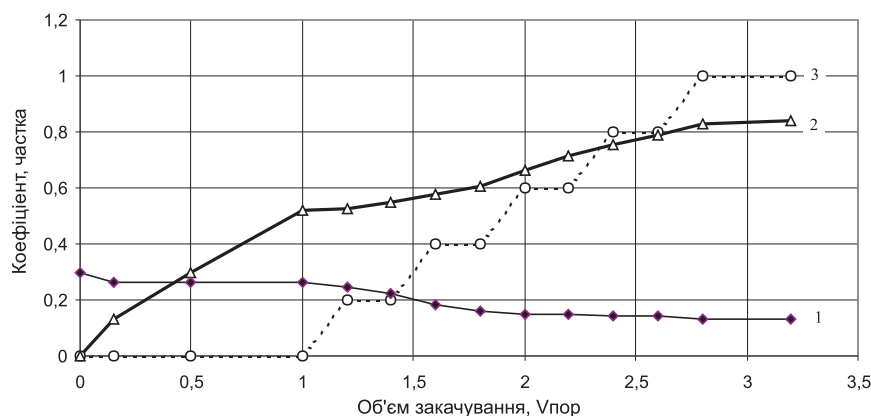


Рис. 6. Залежності коефіцієнтів залишкового конденсатонасичення (1) і витіснення конденсату (2) та відносного значення сумарного об'єму закачаного газу (3) від об'єму закачаних робочих агентів (води з наступним переходом у водогазову суміш) для моделі пласта з абсолютною проникністю $40,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

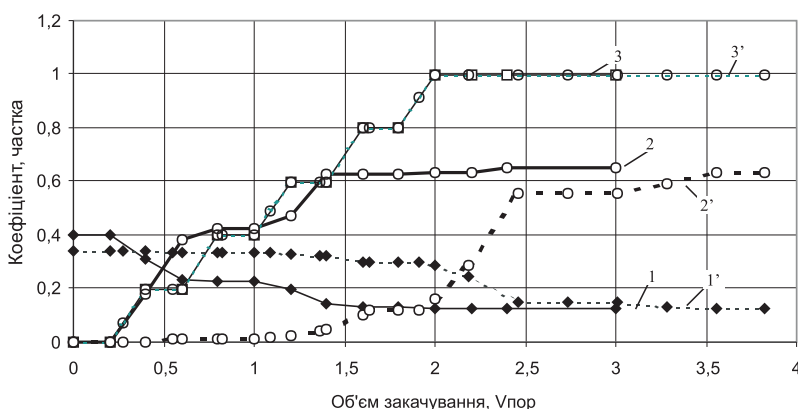


Рис. 7. Залежності коефіцієнтів залишкового конденсатонасичення (1, 1') і витіснення конденсату (2, 2') та відносного значення сумарного об'єму закачаного газу (3, 3') від об'єму циклічно закачаних води і газу для різних значень проникності моделі пласта: 1, 2, 3 – $172 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; 1', 2', 3' – $40,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

Інновації при видобуванні та транспортуванні природного газу

зріс від 11,8 % на момент заводнення моделі до 55,4 % після п'яти циклів закачування газу і води, тобто збільшився в 4,69 разів.

Для оцінки ефективності застосування водогазової репресії для витіснення сконденсованих вуглеводнів з виснаженого газоконденсатного пласта і після його попереднього заводнення були проведені порівняльні експерименти на моделях пласта з абсолютною проникністю $40,1 \cdot 10^{-3}$ і $172 \cdot 10^{-3}$ мкм². Було здійснено по 5 циклів закачування води і газу в об'ємі по 20 % від об'єму пор. Результати цих досліджень наведені на рис. 7, на якому за аналогією з рис. 6 об'єм закачаного газу поданий у частках до сумарного об'єму закачаного газу. Згідно з результатами проведених досліджень для моделі пласта з абсолютною проникністю $172 \cdot 10^{-3}$ мкм² і початковою конденсатонасиченістю 40,2 % коефіцієнт витіснення конденсату при здійсненні водогазової репресії становить 65,8 %. Для порівняння в досліджах з початковою конденсатонасиченістю 36,7 % коефіцієнт конденсатовилучення після заводнення становив 13,9 %. Для моделі пласта з абсолютною проникністю $40,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² і початковою конденсатонасиченістю 34 % коефіцієнт витіснення конденсату при здійсненні водогазової репресії ста-

новить 63,4 %. Для порівняння в досліджах з початковою конденсатонасиченістю 29,6 % коефіцієнт конденсатовитіснення після заводнення моделі водою дорівнював 11,8 %, а після додаткового проведення газоводяної репресії досяг значення 55,4 %. Це на 8 % нижче, ніж для газоводяної репресії у виснаженому газоконденсатному пласті (63,4 і 55,4 %).

Наведені дані підтверджують високу ефективність застосування водогазової репресії для вилучення сконденсованих вуглеводнів як з виснажених, так і з обводнених газоконденсатних покладів і показують, що попереднє заводнення призводить до деякого зниження коефіцієнта конденсатовилучення. Окрім цього, заводнення вимагає додаткових капітальних і експлуатаційних витрат і призводить до зростання тривалості дорозробки газоконденсатного покладу.

Найвищі значення коефіцієнта конденсатовитіснення були одержані в досліджах з використанням об'ємів вуглекислого газу (CO₂) об'ємом 20 % від об'єму пор. В дослідженнях об'ємів CO₂ переміщувалась по моделі пласта водою. Після появи води на виході моделі здійснювалось по 5 циклів закачування води і газу по 20 % від об'єму пор. Результати проведених досліджень на моделі

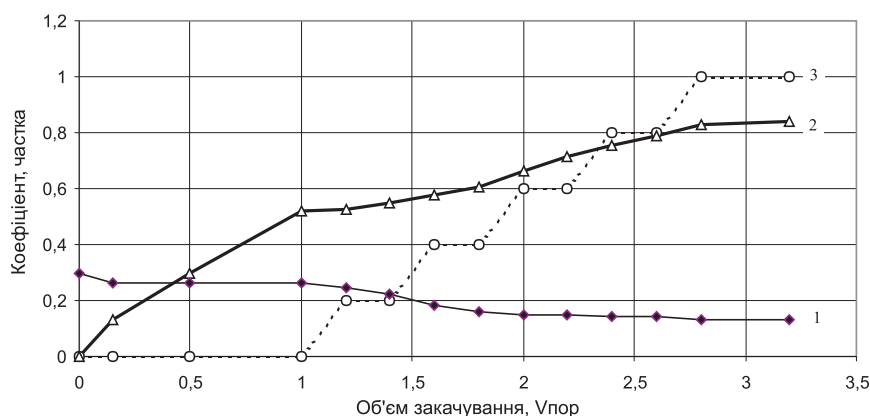


Рис. 8. Залежності коефіцієнтів залишкового конденсатонасичення (1) і витіснення конденсату (2) та відносного значення сумарного об'єму закачаного газу (3) від об'єму закачаних робочих агентів (води з наступним переходом у водогазову суміш) для моделі пласта з абсолютною проникністю $40,1 \cdot 10^{-3}$ мкм²

пласта з абсолютною проникністю $172 \cdot 10^{-3}$ мкм² і початковою конденсатонасиченістю 23,5 % наведені на рис. 8. За дослідними даними в результаті застосування облямівки CO₂ для витіснення сконденсованих вуглеводнів з моделі пласта з проштовхуванням її водою коефіцієнт конденсатовитіснення становить 61 %, а наступна водогазова дія дає можливість збільшити коефіцієнт конденсатовитіснення до 80,2 %. Таке високе значення коефіцієнта конденсатовитіснення свідчить про ефективність комплексного використання облямівки вуглекислого газу і водогазової репресії для вилучення сконденсованих вуглеводнів з частково виснажених газоконденсатних покладів. У цих дослідях тиск в моделі пласта був вищий за тиск змішуваності конденсату і вуглекислого газу, що і зумовило високі значення коефіцієнта конденсатовитіснення.

В експериментах на моделі пласта з абсолютною проникністю $96 \cdot 10^{-3}$ мкм² і початковою конденсатонасиченістю 24,5 % здійснювалося витіснення сконденсованих вуглеводнів облямівкою ПАПС об'ємом 20 % від об'єму пор з подальшим нагнітанням облямівки 0,03 % мас. водного розчину полімеру ПАА об'ємом 20 % від об'єму пор і проштовхуванням їх водою. Коефіцієнт конденсатовитіснення становив 46,5 %, що в 3,35–4,39 разів більше коефіцієнта витіснення сконденсованих вуглеводнів водою. Наступне почергове закачування води і газу по 5 циклів дало можливість збільшити коефіцієнт конденсатовитіснення до 57,2 %.

Порівняно з послідовним нагнітанням облямівок ПАПС і полімеру інші робочі агенти мають нижчі витіснювальні характеристики, але вони кращі, ніж у води, і в порядку зменшення коефіцієнта конденсатовитіснення розміщуються в такій послідовності: послідовне нагнітання облямівок 5% мас. водного розчину миролу-1 і 0,03 % мас. водного розчину полімеру ПАА; 5 % мас. водний

розчин миролу-1; 5 % водний розчин савенолу SWP; 5 % мас. конденсатний розчин жириноксу; конденсат; 0,03 % мас. водний розчин полімеру ПАА.

Ефективним є використання водних розчинів ПАР для вилучення заземлених сконденсованих вуглеводнів з обводнених пластів. У дослідях на моделях пласта з наведеними вище характеристиками сконденсовані вуглеводні витіснялися водою, а потім в обводнену модель пласта послідовно закачували облямівки ПАПС і полімер ПАА. В результаті їх застосування коефіцієнт конденсатовитіснення додатково збільшився в середньому у 2,4 разів порівняно із заводненням.

За результатами виконаних досліджень для практичного використання в процесах вилучення сконденсованих вуглеводнів з виснажених газоконденсатних родовищ можна рекомендувати такі технології:

- 1) здійснення водогазової репресії (циклічного нагнітання газу і води) як в необводнених, так і в обводнених пластах;
- 2) застосування облямівки CO₂ в необводнених пластах з переміщенням її по пласту водою з подальшим здійсненням водогазової репресії;
- 3) застосування облямівки ПАПС (суміші одного або декількох ПАР і полімеру), облямівки конденсату чи облямівки конденсатного розчину ПАР методом переміщення їх по пласту водою з подальшим застосуванням водогазової репресії чи з безпосереднім здійсненням водогазової репресії без попереднього закачування води.

Експлуатація видобувних свердловин на газоконденсатних родовищах ускладнюється накопиченням конденсату у привибійних зонах пласта, що призводить до зниження фазової проникності для газу і, відповідно, дебітів свердловин. Коли дебіт газу стає нижчим необхідного мінімального значення для

винесення конденсату з вибою на поверхню, експлуатація свердловини припиняється. В ІФНТУНГ за результатами виконаних досліджень на моделях пористого середовища розроблені технології підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин шляхом періодичних обробок привибійних зон розчинами ПАР [1, 2, 23]. Під дією розчину ПАР на пористе середовище, насичене вуглеводневим конденсатом, відбувається руйнування плівки конденсату на поверхні порових каналів. ПАР, адсорбуючись на пористому середовищі, гідрофілізує його. Робочий розчин заповнює частину об'єму пор, яка відповідає насиченості пористого середовища нерухомою фазою. Це створює умови для руху всього конденсату, що поступає разом з газом із пласта у привибійну зону чи випадає з газу у привибійній зоні, і попереджує накопичення його у цій зоні.

Суть технологій полягає в закачуванні у привибійну зону розчину ПАР, витримуванні його у пласті впродовж 8–12 годин і подальшому освоєнні свердловини. Залежно від проникності порід, насиченості зв'язаною водою і міри забруднення пористого середовища використовують водні, водометанольні, метанольні, кислотометанольні розчини водорозчинних ПАР (савенол, ТЕАС, неонол, сольпен та ін.) або конденсатні розчини нафторозчинних ПАР (ріпокс, жиринокс та ін.). У випадку високої водонасиченості і забруднення пористого середовища важкими вуглеводнями у привибійну зону може попередньо закачуватись вуглеводневий розчинник, наприклад широка фракція легких вуглеводнів чи метанол. Кількість вуглеводневого розчинника і метанолу вибирають з розрахунку 0,6–0,8 м³ на 1 м розкритої газонасиченої товщини пласта, кількість робочого розчину ПАР – відповідно 0,8–1,2 м³ на 1 м, масову концентрацію ПАР у робочому розчині – 3–5 %. У випадку низьконапірних свердловин, що спостерігається на виснажених газо-

конденсатних родовищах, робочий розчин ПАР закачують у привибійну зону в аерованому вигляді. Протискування робочого розчину ПАР у привибійну зону свердловин здійснюють за допомогою газу високого тиску (за наявності його на промислі), аерованого водного розчину ПАР (піни) або вуглеводневого конденсату. За даними обробок газоконденсатних свердловин на родовищах України тривалість ефекту становить від одного до декількох місяців, в окремих випадках – до шести місяців.

За результатами виконаних досліджень розроблена комплексна технологія збільшення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ, яка передбачає системний підхід до вирішення проблем розробки газоконденсатних родовищ і комплексний активний вплив на пласт, привибійну зону і стовбур свердловин.

Вона включає нагнітання в родовище через систему нагнітальних свердловин запропонованих витіснювальних агентів, витіснення ними з пористого середовища до видобувних свердловин сконденсованих вуглеводнів і газоконденсатної суміші, обробку привибійних зон видобувних свердловин запропонованими робочими розчинами для зменшення насиченості пористого середовища сконденсованими вуглеводнями та інтенсифікації припливу газоконденсатної суміші до свердловин і використання запропонованих методів забезпечення стабільної роботи видобувних свердловин з високим вмістом рідини в продукції. З метою підвищення приймальності нагнітальних свердловин і коефіцієнта охоплення пластів розробкою нижня частина насосно-компресорних труб в нагнітальних свердловинах обладнується спеціальними пристроями-вібраторами для акустичного впливу на привибійну зону. Запропоновані витіснювальні агенти для витіснення з пористого середовища сконденсованих вуглеводнів і робочі розчини для обробок при-

вибійних зон газоконденсатних свердловин наведені вище. Для забезпечення стабільної роботи видобувних свердловин з високим вмістом рідини в продукції передбачається по чергове використання запропонованих газогідродинамічних, фізико-хімічних і механізованих методів винесення рідини із свердловин: допуск колони НКТ до нижніх отворів інтервалу перфорації, зменшення діаметру НКТ; зниження робочого тиску на гирлі свердловин; обладнання колони НКТ запропонованими диспергуючими пристроями для створення однорідного газорідного потоку в НКТ; застосування спінуючих ПАР, в т. ч. розроблених в ІФНТУНГ і технологій їх періодичного введення в свердловину; використання плунжерного ліфта із запропонованими конструкціями плунжерів, в т. ч. пінопаркерного плунжера; використання газліфта із розосередженим введенням газу в потік пластової продукції по довжині колони НКТ, свердловинних ежекторних пристроїв та струминних насосів.

Основні наукові розробки ІФНТУНГ по збільшенню вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ захищені 8 авторськими свідоцтвами і патентами. Пройшли приймальні випробування, здані відомчим комісіям, оформлені відповідними керівними документами, інструкціями та стандартами підприємств і впроваджені на газоконденсатних свердловинах родовищ України та Ямбургському родовищі Російської Федерації. За результатами наукових досліджень в 1984 р. складено перший в колишньому СРСР "Проект дорозробки Гадяцького газоконденсатного родовища (горизонт В-16) із застосуванням внутрішньоконтурного (осередкового) заводнення". Наукові розробки щодо збільшення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ використані при проектуванні вторинного видобування конденсату з частково виснаженого газоконденсатного покладу горизонту В-196

Анастасіївського нафтогазоконденсатного родовища [24].

Використання наукових розробок дає можливість збільшити поточні відбирання газу і конденсату і підвищити коефіцієнт вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ за рахунок витіснення з пористого середовища сконденсованих вуглеводнів, інтенсифікації припливу вуглеводневої суміші до видобувних свердловин, підвищення їх продуктивності і забезпечення стабільної роботи за умов високого вмісту рідини у пластовій продукції.

Результати виконаних досліджень свідчать про ефективність використання запропонованих технологій комплексного активного впливу на пласт, привибійну зону і стовбур свердловин як родовищ, що розробляються в умовах водонапірного режиму [25], так і газоконденсатних родовищ на різних стадіях їх розробки.

ЛІТЕРАТУРА

1. **Кондрат Р. М.** Газоконденсатоотдача пластов. – М.: Недра, 1992. – 255 с.
2. Довідник з нафтогазової справи. // За заг. ред. докторів технічних наук *В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука*. – К.: Львів, 1996. – 620 с. (с. 218–262, 286–307, 456–473, 487–517, 519–520).
3. **Закиров С. Н.** Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: Учебн. Пособие для вузов. – М.: Недра, 1989. – 334 с.
4. **Закиров С. Н.** Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Струна, 1998. – 628 с.
5. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа / Под ред. *С. Н. Закирова*. – М.: Грааль, 2000. – 643 с.
6. **Закиров С. Н., Закиров Э. С., Закиров И. С. и др.** Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. – М.: изд-во, 2004. – 520 с.
7. **Гуревич Г. Р.** Способы повышения конденсатоотдачи пластов. // Ежегодник "Итоги науки и техники", сер. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВИНТИ, 1985, т.16. – С. 132–184.

8. **Шмыгля П. Т.** Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1967, – 258 с.
9. **Гуревич Г. Р., Соколов В. А., Шмыгля П. Т.** Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. – М.:Недра,1976. – 183 с.
10. **Мирзаджанзаде А. Х., Дурмишьян А. Г., Ковалев А. Г., Аллахвердиев Т. А.** Разработка газоконденсатных месторождений. – М.: Недра,1987. – 356 с.
11. **Панфилов М. Б.** Накопление конденсата в пласте. / Реф. сб., сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1980, вып. 9.– С. 17–19.
12. **Тер-Саркисов Р. М., Пешкин М. А., Гужов Н. А.** Накопление ретроградного конденсата при фильтрации со значительными градиентами давления. // Газовая пром-сть.–1996, № 5–6.– С. 59–61.
13. **Фик І. М.** Спосіб запобігання випаданню конденсату в пласті. // Нафт. і газова пром-сть. – 1997, № 3. – С. 21–26.
14. **Фик І. М.** Проблеми збільшення конденсатовилучення з газоконденсатних родовищ України і шляхи їх вирішення. // Збірник праць УкрНДІгазу "Питання розвитку газової промисловості України"; Вип. XXVII, Харків, 1999. – С. 164–169.
15. **Кондрат Р. М.** Повышение конденсатоотдачи продуктивных пластов с применением заводнения / Обзорн. информ., сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1982. – Вып.7. – 58 с.
16. **Кондрат Р. М.** Підвищення газонафтоконденсато-віддачі родовищ. // Нафтова і газова промисловість. – 1992, № 2 – С. 35–38.
17. **Кондрат Р. М.** Проблеми видобування залишкових вуглеводнів з виснажених газових і газоконденсатних родовищ. // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ: Всеукраїнський щоквартальний науково-технічний журнал. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2001, № 1. – С. 71–74.
18. **Гриценко А. И, Тер-Саркисов Р. М., Андреев О. Ф. и др.** Методическое руководство по применению методов извлечения конденсата, выпавшего в процессе разработки (вторичные методы повышения конденсатоотдачи). – М.: ВНИИГаз, 1987. – 106 с.
19. **Щербаков П. М., Егоров С. А., Боброва С. Ф.** Получение метанола методом неполного окисления природного газа. // Нефт. и газовая пром-сть. – 1986, № 1. – С. 40–41.
20. **Гриценко А. И., Тер-Саркисов Р. М., Николаев В. А. и др.** Закачка сухого неравновесного газа на Вуктыльском НГКМ. // Газовая пром-сть.-1996, № 11–12. – С. 30–32.
21. **Кондрат Р. М., Кондрат О. Р.** Извлечение остаточных углеводородов из истощенных газовых и газоконденсатных месторождений. // XII Международная научно-техническая конференция "Новые методы и технологии в нефтяной геологии, бурении, добыче нефти и газа" (Краков, 20–21 июня 2001 р.). Том I. – Краков, 2001. – С. 227–232.
22. **Кондрат Р. М., Кондрат О. Р.** Технологічна схема вилучення сконденсованих вуглеводнів з виснажених газоконденсатних родовищ різними робочими агентами. // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ: Державний міжвідомчий науково-технічний збірник. Вип. 38, том III. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2001. – С. 44–49.
23. **Кондрат Р. М., Марчук Ю. В.** Технология и техника эксплуатации газоконденсатных скважин в осложненных условиях. // Обз. информ.: Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1989, вып. 7. – 38 с.
24. **Закиров С. Н., Василевская Е. И., Талдай И. В. и др.** Технология вторичной добычи конденсата из частично истощенной газоконденсатной залежи (на примере горизонта В–196 Анастасиевского месторождения Украинской ССР). – М.: 1985, вып. № 2. – 59 с. (Препр. ИПНГ АН СССР и Минобразования СССР).
25. **Кондрат Р. М.** Активний вплив на процеси розробки родовищ природних газів з водонапірним режимом з метою збільшення газоконденсатовилучення // Наука та інновації.–2005.–№ 5. –С. 12–23.