

АКТИВНИЙ ВПЛИВ НА ПРОЦЕСИ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ З ВОДОНАПІРНИМ РЕЖИМОМ ДЛЯ ЗБІЛЬШЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТОВИЛУЧЕННЯ

Р. М. Кондрат

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

Надійшла до редакції 19.08.05

Резюме: Запропоновано принципово новий підхід до інтенсифікації видобування вуглеводнів і збільшення газоконденсатовилучення з родовищ природних газів, який ґрунтується на комплексному активному впливі на процеси їх розробки. За результатами експериментальних досліджень на моделях пористого середовища вперше встановлено закономірності поведінки защемленого газу в обводнених об'ємах пласта при зниженні в них тиску і вилучення мікро- і макрозащемленого газу та створені фізичні засади активного впливу на водонапірний режим. З використанням отриманих результатів розроблено нові технології регулювання просування в родовище пластових вод і вторинного видобутку защемленого газу з обводнених пластів. Для реалізації активного впливу на процеси розробки родовищ природних газів з водонапірним режимом створено нові технології і технічні пристрої для інтенсифікації роботи обводнених свердловин. Основні наукові розробки пройшли приймальні випробування, здані відомчим комісіям і використовуються на виробництві згідно з виданими нормативними документами.

Ключові слова: родовище, пласт, свердловина, розробка, експлуатація, водонапірний режим, активний вплив, технологія, технічні пристрої.

Р. М. Кондрат. АКТИВНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРОЦЕССЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ С ВОДОНАПОРНЫМ РЕЖИМОМ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТООТДАЧИ.

Резюме: Предложен принципиально новый подход к интенсификации добычи углеводородов и увеличения газоконденсатоотдачи месторождений природных газов, основанный на комплексном активном воздействии на процессы их разработки. По результатам экспериментальных исследований на моделях пористых сред впервые установлены закономерности поведения защемленного газа в обводненных объемах пласта при снижении в них давления и извлечения микро- и макрозащемленного газа и созданы физические основы активного воздействия на водонапорный режим. С использованием полученных результатов разработаны новые технологии регулирования продвижения в месторождение пластовых вод и вторичной добычи защемленного газа с обводненных пластов. Для реализации активного воздействия на процессы разработки месторождений природных газов с водонапорным режимом созданы новые технологии и технические устройства для интенсификации работы обводненных скважин. Основные научные разработки прошли приемочные испытания, сданы ведомственным комиссиям и используются на производстве в соответствии с изданными нормативными документами.

Ключевые слова: месторождение, пласт, скважина, разработка, эксплуатация, водонапорный режим, активное воздействие, технология, технические устройства.

R. M. Kondrat. ACTIVE INFLUENCE ON THE PROCESS OF DEVELOPMENT OF NATURAL GAS FIELDS WITH WATER DRIVE HAVING THE AIM TO INCREASE GAS CONDENSATE EXTRACTION.

Abstract: In the article there has been offered a principally new approach for intensification of hydrocarbon recovery and increase of gas condensate extraction from natural gas fields, which is based on the complex active influence on the processes of their development. According to the results of the experimental research work conducted on the models of porous medium there have been established, for the first time, behaviour regularities of the trapped gas in water-flooded reservoirs, where the pressure is decreased, regularities of extraction of micro- and macro trapped gas and has been created physical background for active influence on water drive. The results of this work have been used for the development of a new technology to regulate the movement of reservoir water in the field and secondary recovery of trapped gas from the flooded reservoirs. To accomplish the active influence on the processes of development of natural gas fields with water drive there have been created new technologies and technical devices for the work intensification with flooded wells. The main research developments have been preliminary tested, handed over to the departmental committee and applied in industry according to the issued regulations.

Keywords: field, reservoir, well, development, exploitation, water drive, active influence, technology, technical devices.

Більшість родовищ природних газів пристосована до пластових водонапірних систем і розробляється в умовах водонапірного режиму, який полягає в надходженні в газонасичені поклади підшовних чи крайових вод, в защемленні водою в пористому середовищі значних об'ємів газу та обводненні свердловин. В обводненій зоні залишається мікро- і макрозащемлений газ. Мікрозащемлення газу відбувається через неповне витіснення газу водою через неоднорідну структуру порового простору. Залежно від фізико-літологічних характеристик продуктивних пластів коефіцієнт залишкової насиченості газом пористого середовища при витісненні газу водою може змінюватись від 0,1 до 0,5 [1–6]. Макрозащемлення газу зумовлене нерівномірним просуванням пластової води. Через неоднорідну будову і нерівномірне дренавання газоносних покладів газоводяний контакт проходить вибірково по продуктивному розрізі і площі газоносності. Це призводить до передчасного обводнення видобувних свердловин і відтиснення фронтом води окремих ділянок пласта з початковою газонасиченістю, які вода обійшла. У випадку газоконденсатних родовищ разом з газом защемлюється газовий конденсат. З появою води в продукції свердловин

різко зменшуються дебіти газу і конденсату і свердловини поступово зупиняються через глушіння їх водою, якщо не застосовувати ефективні методи винесення рідини (води і конденсату) з вибою на поверхню. Надходження у свердловини високомінералізованих пластових вод призводить також до інтенсифікації процесів корозії газопромислового обладнання та солевідкладень. Через мікро- і макрозащемлення газу водою в пористому середовищі та обводнення свердловин коефіцієнт газовилучення із родовищ при водонапірному режимі є порівняно низьким і становить в середньому 70–85 %.

Можливі напрямки збільшення газовилучення з родовищ при водонапірному режимі випливають з виразів для коефіцієнта газовилучення [1–6]:

$$\beta_{z, \text{кінці}} = 1 - \frac{\alpha_{\text{зал}} \cdot P_{\text{в.к}} \cdot z(P_{\text{поч}})}{\alpha_{\text{поч}} \cdot P_{\text{поч}} \cdot z(P_{\text{в.к}})} \quad (1)$$

при повному обводненні родовища та

$$\beta_{z, \text{кінці}} = 1 - \frac{\alpha_{\text{зал}} \cdot \Omega_{\text{в}} \cdot P_{\text{в.к}} \cdot z(P_{\text{поч}})}{\alpha_{\text{поч}} \cdot \Omega_{\text{поч}} \cdot P_{\text{поч}} \cdot z(P_{\text{в.к}})} - \frac{\Omega_{\text{г}} \cdot P_{\text{г.к}} \cdot z(P_{\text{поч}})}{\Omega_{\text{поч}} \cdot P_{\text{поч}} \cdot z(P_{\text{г.к}})} \quad (2)$$

при частковому обводненні родовища. Тут $P_{\text{поч}}$ – початковий пластовий тиск; $P_{\text{г.к}}$, $P_{\text{в.к}}$ – кінцеві середні пластові тиски в газонасиченій та обводненій зонах пласта відповідно;

$z(P_{\text{поч}})$, $z(P_{\text{г.к.}})$, $z(P_{\text{в.к.}})$ – коефіцієнти стисливості газу при пластовій температурі і відповідно при тисках $P_{\text{поч}}$, $P_{\text{г.к.}}$, $P_{\text{в.к.}}$; $\alpha_{\text{поч}}$, $\alpha_{\text{зал}}$ – коефіцієнти початкової і залишкової газонасиченості обводненої зони; $\Omega_{\text{поч}}$, $\Omega_{\text{г}}$, $\Omega_{\text{в}}$ – початковий поровий об'єм і поточні порові об'єми в газонасиченій та обводненій зонах родовища.

З аналізу рівнянь (1) і (2) видно, що коефіцієнт кінцевого газовилучення із газових родовищ при водонапірному режимі буде тим більший, чим менші розміри обводненої зони, нижчі кінцеві пластові тиски в обводненій і газонасиченій зонах родовища і менший коефіцієнт залишкової газонасиченості. Наведені дані свідчать, що для отримання високих значень коефіцієнта газовилучення при водонапірному режимі потрібно сповільнити надходження води в газонасичену зону родовища і забезпечити рівномірне переміщення контуру газонасиченості по площі газонасиченості і продуктивному розрізі, щоб попередити передчасне обводнення видобувних свердловин і утворення в обводненій зоні ділянок пласта з початковою газонасиченістю. Для забезпечення рівномірного просування в родовище пластових вод відповідним чином розміщують видобувні свердловини на площі газонасиченості, вибирають в них інтервали розкриття продуктивних пластів і призначають певні технологічні режими експлуатації свердловин. Здійснення запроектованої системи розробки родовища переважно супроводжується нерівномірним переміщенням пластових вод, що пояснюється відсутністю на стадії складання проектних документів вірогідної геолого-промислової інформації про геологічну будову родовища. Тому в процесі відбору газу застосовують додаткові заходи по регулюванню надходження пластових вод.

Відомі методи боротьби з обводненням свердловин і пластів ґрунтуються на перехопленні пластових вод за допомогою спеціальних розвантажувальних свердловин, пробу-

рених на початковому контурі газонасиченості; створенні вздовж периметра газового родовища чи на окремих ділянках непроникних екранів для води шляхом нагнітання з поверхні через спеціально пробурені свердловини чи обводнені газові свердловини в'язких чи ізолюючих агентів; зменшенні відборів газу чи закритті частини свердловин на водонебезпечних напрямках і збільшенні відборів газу чи бурінні нових свердловин в зонах сповільненого просування в родовище пластової води [1]. Ці методи економічно не вигідні і не дають позитивного результату.

Принципово новий підхід до інтенсифікації видобування вуглеводнів і підвищення газоконденсатовилучення з родовищ природних газів розроблено в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу (ІФНТУНГ). Він ґрунтується на результатах лабораторних та аналітичних досліджень і передбачає інтенсифікацію процесів розробки родовищ природних газів. Передбачається комплексний активний вплив на пласт, привибійну зону і стовбур свердловин. В цій тріаді всі методи впливу взаємопов'язані. В результаті активного впливу на пласт збільшиться ступінь вилучення вуглеводнів з пористого середовища. Це дасть можливість підключити в розробку всі газонасичені прошарки в продуктивному розрізі свердловини, зменшити втрати тиску в привибійній зоні і тим самим збільшити поточні відбори вуглеводнів та скоротити тривалість періоду дорозробки родовища. Активний вплив на стовбур свердловини дасть змогу попередити ускладнення в процесі експлуатації свердловин і забезпечити їх стабільну експлуатацію з максимально можливими дебітами газу.

Суть технологій активного впливу на процеси розробки родовищ природних газів полягає в тому, що з промислових даних чи з результатів експериментальних досліджень встановлюють фактори, які негативно впли-

вають на видобуток вуглеводнів з родовища при відповідних умовах. На основі виконаного аналізу і встановлення причин негативних факторів подальшу розробку родовища здійснюють таким чином, щоб зменшити вплив негативних факторів чи взагалі усунути причини негативності, а в окремих випадках навіть заставити раніше негативні фактори відігравати позитивну роль у процесах видобування газу і конденсату. При цьому в ряді випадків приходиться відмовлятися від відомих методів і використовувати нетрадиційні підходи для пошуку та обґрунтування нових вирішень проблеми. В ІФНТУНГ створені фізичні засади і розроблені принципово нові технології активного впливу на процеси розробки родовищ природних газів та виготовлення технічних пристроїв для їх реалізації.

З метою обґрунтування напрямів підвищення коефіцієнта газовилучення із родовищ з водонапірним режимом була виконана серія експериментів на вертикальних циліндричних моделях пласта довжиною 2,12–2,44 м і внутрішнім діаметром 0,046–0,098 м. Як пористе середовище використовувались суміш піску з маршалітом і штучно зцементований кварцовий пісок з проникністю від 0,02 до 4 мкм² і пористістю від 0,127 до 0,44. Коефіцієнт початкової газонасиченості становив 0,44–0,74, початковий пластовий тиск 4,74–10 МПа. В дослідях моделювалися різні варіанти заводнення моделі пласта і подальшого зниження в ній тиску, які відповідають можливим реальним умовам: заводнення при постійному тиску; заводнення при неперервному зниженні тиску з різними темпами; плавне зниження тиску в обводненій моделі пласта на певну величину з тривалим промиванням її водою на кожній ступені зниження тиску до припинення винесення пухирців газу; неперервне зниження тиску в обводненій моделі пласта з певним темпом. Вивчалася також фільтрація вільного газу через обводнену модель пласта із защемленим газом.

За результатами виконаних досліджень вперше було встановлено закономірність поведінки защемленого газу в обводнених об'ємах пласта при зниженні тиску і вилучення з них мікро- і макрозащемленого газу. Згідно з дослідними даними в початковий період зниження тиску в обводнених моделях пласта защемлений газ в основному розширюється, залишаючись майже нерухомим (рис. 1). Розширення защемленого газу призводить до збільшення коефіцієнта залишкової газонасиченості і зменшення фазової проникності пористого середовища для води. Після зниження тиску в моделі пласта на 23–37 % порівняно з тиском обводнення насиченість пористого середовища нерухомим газом досягає певного критичного значення (34–35 %) і

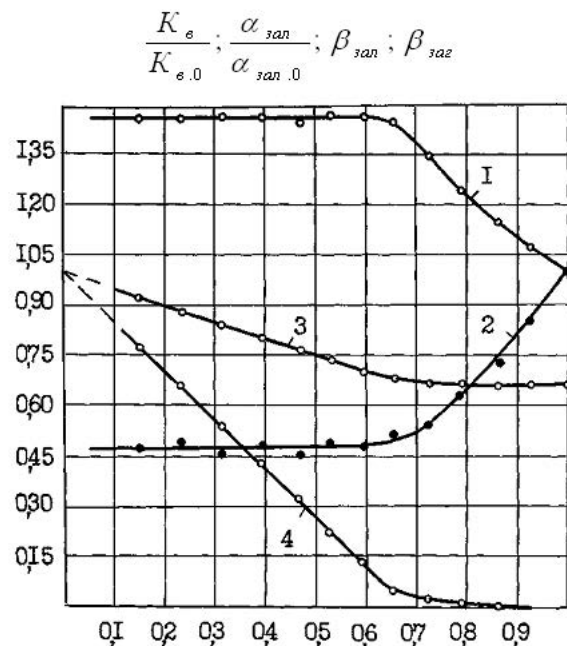


Рис. 1. Зміна відносних значень залишкової газонасиченості $\alpha_{зал} / \alpha_{зал,0}$ (1) і фазової проникності пористого середовища для води $K_v / K_{v,0}$ (2), загального коефіцієнта газовилучення $\beta_{гал}$ (3) і коефіцієнта газовилучення по защемленому газу $\beta_{зал}$ (4) при зниженні тиску в обводненій моделі пласта

при подальшому зниженні тиску залишається практично постійною (стабілізується). При цьому мало змінюється і фазова проникність для води. На момент стабілізації насиченості пористого середовища нерухомим газом із обводненої моделі вилучається не більше 5% зацмленого газу. При подальшому зниженні тиску в обводненій моделі пласта весь газ, що розширюється, стає рухливим і може бути вилучений з пористого середовища.

До моменту стабілізації насиченості пористого середовища нерухомим газом загальна газонасиченість (рухливим і нерухомим газом) для різних темпів зниження тиску в обводненій моделі пласта відрізняється мало (рис. 2). Насиченість пористого середовища рухливим газом становить лише 3–4%. Після досягнення насиченості пласта нерухомим газом до критичного значення створюються наскрізні канали для неперервного руху зацмленого газу, і весь газ, що розширюється

при зниженні тиску, стає рухливим. Загальна газонасиченість і насиченість моделі пласта рухливим газом будуть тим більшими, чим вищий темп зниження тиску. В окремих дослідках абсолютний приріст насиченості пористого середовища нерухомим газом становив 8,3–13,3%, а насиченість пористого середовища рухливим газом досягала 12%.

Зацмлення газу водою в пористому середовищі, його розширення і подальший рух при зниженні тиску призводять до істотного зниження фазової проникності пористого середовища для води – від 24 до 100 разів і більше.

На початку зниження тиску з обводненої моделі пласта добувається в основному вода (рис. 3). Дебіт води Q_w має максимальне значення, потім різко спадає, після чого повільно знижується. Спочатку незначний дебіт газу Q_g поступово збільшується, досягає максимуму при зниженні тиску на 0,3–0,32 від його значення на момент заводнення моделі і в подальшому зменшується. Аналогічно змінюється і газоводяний фактор G . Проте максимум його спостерігається при меншому зниженні пластового тиску (близько 0,25 від тис-

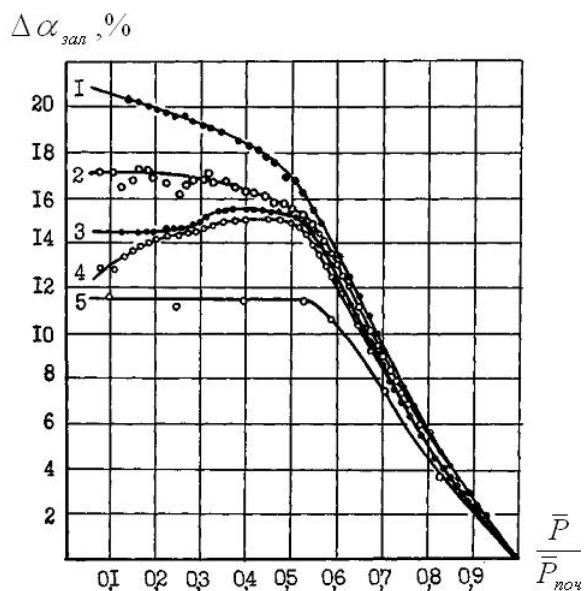


Рис. 2. Абсолютний приріст коефіцієнта залишкової газонасиченості пористого середовища при зниженні тиску в обводненій моделі пласта з різними темпами: 5400 (1), 5200 (2), 2900 (3), 1070 (4) Па/хв., зниження тиску по ступенях (5)

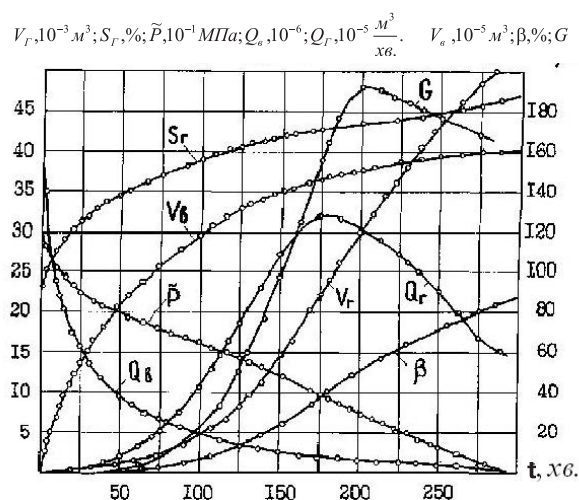


Рис. 3. Характеристики процесу вилучення зацмленого газу із обводненої моделі пласта при темпі зниження тиску 5400 Па/хв

ку заводнення), а після досягнення максимального значення темп зниження газоводяного фактора значно нижчий, ніж дебіту газу. У процесі зниження тиску темп збільшення коефіцієнта вилучення зацмленого газу поступово зростає, а після досягнення газоводяним фактором максимального значення дещо зменшується. При наближенні до нуля середнього тиску в обводненій моделі пласта весь зацмлений газ поступає на її вихід.

В експериментах при моделюванні руху вільного газу з макроціликів через обводнене пористе середовище із зацмленим газом безперервно реєстрували значення газонасиченості в 11 перерізах моделі по 4-х електродній схемі. На рис. 4 для прикладу наведено криві зміни газонасиченості в дослідних № 5 і № 7 при русі вільного газу. Аналіз дослідних даних показує, що газовий пузир, незважаючи на дроблення в пористому середовищі, рухається компактною масою. У процесі проходження газового пузиря через окремо взятий переріз моделі пласта газонасиченість пористого середовища спочатку різко зростає, потім повільно підвищується; далі вона різко спадає, після чого стабілізується. У процесі руху вільного газу максимальна га-

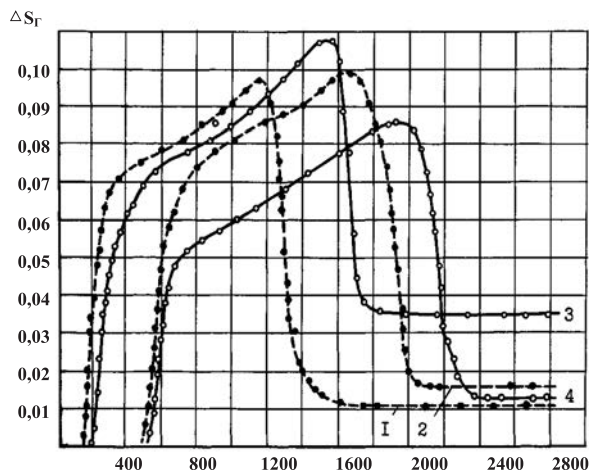


Рис. 4. Криві зміни газонасиченості на вході (1, 3) і виході (2, 4) моделі пласта в процесі першого закачування газу: дослід № 5 (1, 2), дослід № 7 (3, 4)

зонасиченість залишається практично постійною по довжині моделі пористого середовища. Для різних дослідів і перерізів моделі вона змінюється від 29,3 до 34,8 %. Залишкова газонасиченість пористого середовища після проходження газового пузиря змінюється незначно. В окремих дослідях абсолютний приріст залишкової газонасиченості становив лише 0,5–1,5 %. В інших дослідях після повторних закачувань вільного газу залишкова газонасиченість навіть зменшувалась. Абсолютне зменшення залишкової газонасиченості становило 0,3–0,6 % порівняно із значенням на момент обводнення моделі. Таким чином, вільний газ практично без втрат проходить через обводнене пористе середовище із зацмленим газом, а в деяких випадках навіть захоплює із собою частину раніше зацмленого газу.

Наведені закономірності поведінки зацмленого газу при зниженні тиску в обводнених пластах, видобутку зацмленого газу з обводнених пластів і руху газу з макроціликів через обводнене пористе середовище із зацмленим газом встановлене вперше. Вони використані для створення нових технологій регулювання просування пластових вод у родовище і вторинного видобутку мікро- і макрозацмленого газу з обводнених пластів.

Розкритий механізм поведінки зацмленого газу, його якісні і кількісні закономірності дали можливість запропонувати принципово нову технологію розробки газових родовищ шляхом активного впливу на водонапірний режим, складовими елементами якої є здійснення операцій за принципом "напаки" порівняно з відомою технологією, яка ґрунтується на виведенні свердловин з фонду видобувних після припинення їх роботи через обводнення [1, 2, 4]. Згідно з результатами виконаних досліджень для регулювання просування в родовище пластових вод можна використати зацмлений газ, ство-

ривши відповідні умови для його розширення і руху. Для цього необхідно знизити тиск в обводнених об'ємах пласта порівняно з тиском защемлення газу водою, що досягається експлуатацією обводнених свердловин, розташованих на водонебезпечних напрямках. При цьому темп відбору води із обводнених свердловин повинен бути більшим за темп її надходження в зону розміщення свердловин.

Навколо кожної обводненої свердловини при відборі з неї газу з водою утворюється зона пониженого тиску. Це призводить до розширення і руху защемленого газу і відповідно до зниження фазової проникності пористого середовища для води. В результаті сповільнюється просування пластових вод в зоні розміщення свердловин, що сприяє вирівнюванню контуру газонасиченості. Одночасно з вирішенням задачі регулювання переміщення фронту води вивільняється із заводненої зони частина мікрозащемленого газу як за рахунок відбору його разом з водою, так і поступлення в газонасичену частину пласта, а також відбувається повніше вироблення газонасичених прошарків у продуктивному розрізі і попереджається передчасне обводнення сусідніх видобувних свердловин. При зниженні тиску в зоні розташування обводнених свердловин залучається також в розробку макророзащемлений газ із ділянок пласта, які вода обійшла. Згідно з результатами виконаних експериментів вільний газ майже без втрат проходить через обводнене пористе середовище із защемленим газом, а в деяких випадках навіть захоплює із собою частину защемленого газу. При цьому відпадає необхідність пошуку місць розташування ціликів газу і буріння на них додаткових свердловин для відбору макророзащемленого газу.

Ізоляцію обводнених прошарків у газових свердловинах рекомендується здійснювати тільки в умовах значного водоприпливу (наприклад, у випадку розташування сверд-

ловин у зонах тектонічних порушень і розвинутої тріщинуватості, для обмеження припливу підшовної води шляхом встановлення у свердловинах водоізоляційних екранів тощо). У загальному випадку необхідне розумне поєднання методів ізоляції шляхів надходження води у свердловину і винесення її на поверхню, оскільки при ізоляції обводнених прошарків втрачається можливість видобування мікро- і макророзащемленого газу і регулювання просування в родовище пластових вод. При цьому також погіршуються умови вироблення газонасичених прошарків у продуктивному розрізі свердловин через можливі міжпластові перетоки в них води по тектонічних порушеннях, тріщинах, літологічних вікнах і т. ін.

Запропонований метод регулювання процесу розробки газових родовищ при водонапірному режимі захищений авторським свідоцтвом на винахід [7]. Аналогічний метод, але в значно вужчій постановці, запатентований пізніше в США (патенти № 4040487, 1976 р.; № 4090564, 1977 р.; № 4149598, 1977 р.).

Ефективність технології активного впливу на водонапірний режим підтверджена теоретичними дослідженнями, виконаними стосовно родовищ природних газів України і Російської Федерації [8, 9]. При їх проведенні використані результати наших експериментів.

Для родовищ, розробка яких завершена при повному обводненні всіх свердловин або які вступили в завершальну стадію розробки, підвищення коефіцієнта газовилучення досягається організацією вторинного видобутку мікро- і макророзащемленого газу з обводнених пластів. Згідно із запропонованою технологією вторинного видобутку газу з обводнених родовищ, яка ґрунтується на результатах виконаних лабораторних експериментів, для збільшення коефіцієнта газовилучення за рахунок видобутку разом з водою защемленого газу тиск в обводненій зоні необхідно знизити нижче значення тиску, який відповідає

максимуму газоводяного фактора і найбільшому темпу зміни в часі коефіцієнта газовилучення по защемленому газу [10]. При цьому внаслідок значного збільшення коефіцієнта газонасиченості обводненої зони дебіти води будуть мінімальними, що забезпечить ефективну дорозробку родовища.

Реалізація технологій регулювання просування в родовище пластових вод і вторинного видобутку защемленого газу з обводнених пластів пов'язана з необхідністю відбору та утилізації великих об'ємів пластової води. Воду, що відбирають з обводнених свердловин, рекомендується використовувати для підтримання пластового тиску в нафтових і газоконденсатних покладах, якщо такі є поблизу обводненого газового родовища, закачувати у водопоглинаючі пласти чи в законтурну зону цього самого родовища на ділянках сповільненого просування пластових вод. За наявності в продуктивному розрізі родовища виснажених газових покладів, які розроблялись при газовому режимі, запропонована модифікація способу вторинного видобутку газу з використанням міжпластових перетоків газу [11]. Для цього здійснюють перепуск газоводяної суміші з обводненого покладу у виснажений поклад через свердловини, розташовані у периферійній частині обох покладів. При попаданні в зону пониженого тиску газоводяна суміш сегрегує. Газ відбирають через свердловини, розташовані у центральній частині виснаженого покладу, а після зниження тиску в обводненому покладі до значення, що відповідає початку руху защемленого газу, починають відбір газу з водою через свердловини, розташовані в центральній частині обводненого покладу. При реалізації наведеної технології вторинного видобутку газу зменшуються об'єми води, що відбирається із свердловин, і скорочується термін дорозробки обводненого покладу.

Необхідною умовою успішного впровадження запропонованих технологій активного

впливу на водонапірний режим і вторинного видобутку защемленого газу з обводнених родовищ є забезпечення стабільної роботи газових і газоконденсатних свердловин з великим вмістом рідини (води і вуглеводневого конденсату) у пластовій продукції.

В ІФНТУНГ за результатами виконаних лабораторних і аналітичних досліджень, дослідно-конструкторських робіт і дослідно-промислових випробувань вдосконалені відомі і запропоновані нові технології і технічні пристрої для інтенсифікації роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин [1, 6, 12–16]. Вони включають такі наукові розробки.

1. Нові аналітичні залежності для визначення мінімально необхідного дебіту газу для забезпечення стабільної роботи обводнених свердловин з мінімальними втратами тиску в стовбурі:

$$q_{м.н} = 2213 \cdot d_{гн}^{1,94} \cdot q_p^{0,22} \cdot \sqrt{\frac{P_{виб} \cdot \rho_p}{\bar{\rho}_c \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб}}} \quad (3)$$

для обводнених свердловин Оренбургського газоконденсатного родовища з великими дебітами води (спільно з В.С.Петришаком);

$$q_{м.н} = 4,08 \cdot 10^5 \cdot \frac{d_{гн}^5 \cdot P_{виб}}{Z_{виб} \cdot T_{виб}} \cdot \sqrt{\frac{\bar{\rho}_c \cdot Z_{сп} \cdot T_{сп}}{\bar{\rho}_p \cdot P_{сп}} \cdot \exp\left(\frac{7,01 \cdot 10^{-10} \cdot q_p^2}{d_{гн}^5}\right)} \quad (4)$$

для газоконденсатних свердловин Східного регіону України (спільно з Ю.В.Марчуком),

де
$$T_{сп} = \frac{T_{виб} - T_y}{T_y}; \quad (5)$$

$$P_{сп} = \frac{2}{3} \left(P_{виб} + \frac{P_y^2}{P_{виб} + P_y} \right); \quad (6)$$

$q_{м.н}$ – мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою свердловини, тис. м³/д; q_p – дебіт рідини, м³/д; $P_{виб}$, P_y , $P_{сп}$ – відповідно тиск на вибої і гирлі (буфері) свердловини і середній тиск в насосно-компресорних трубах (НКТ), МПа; $T_{виб}$, T_y , $T_{сп}$ – відповідно тем-

пература на вибої і гирлі свердловини і середня температура в НКТ, К; $d_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр НКТ, м; ρ_p – густина рідини, кг/м³; $\bar{\rho}_a, \bar{\rho}_s$ – відповідно відносна густина газу (по повітрю) і рідини (по воді); $Z_{\text{виб}}, Z_y$ – коефіцієнт стисливості газу відповідно при $P_{\text{виб}}$ і $T_{\text{виб}}, P_{\text{cp}}$ і T_{cp} .

За формулою (3) або (4), використовуючи параметри роботи конкретної свердловини, визначають мінімально необхідний дебіт газу $q_{\text{м.н}}$ і порівнюють його з фактичним дебітом газу $q_{\text{г}}$. Якщо $q_{\text{м.н}} > q_{\text{г}}$, то свердловина працює стабільно. Якщо мінімально необхідний дебіт газу $q_{\text{м.н}}$ близький до фактичного дебіту газу $q_{\text{г}}$, то свердловина знаходиться на межі припинення природного фонтанування. Якщо фактичний дебіт газу $q_{\text{г}}$ менший мінімально необхідного дебіту газу $q_{\text{м.н}}$, то свердловина працює не стабільно з накопиченням енергії для винесення рідини з вибою. У двох останніх випадках необхідно впроваджувати заходи по інтенсифікації винесення рідини з вибою свердловини на поверхню. В першу чергу слід розглянути можливість застосування газогідродинамічних методів винесення рідини з вибою на поверхню (допуск НКТ до нижніх отворів інтервалу перфорації; зменшення діаметра НКТ або застосування комбінованої колони труб різного діаметра; зниження тиску на буфері свердловини; спуск в НКТ сифонних труб малого діаметра; обладнання колони НКТ диспергуючими пристроями для створення однорідної структури газорідинної суміші; переведення свердловин на періодичну експлуатацію; періодичні продувки свердловин в газопровід низького тиску та інше). У подальшому переходять на фізико-хімічні методи винесення рідини із свердловини, серед яких найбільшого поширення набуло застосування спінюючих поверхнево-активних речовин (ПАР). На заключній стадії розробки родовища в умовах високої обводненості пластової про-

дукції і низьких пластових тисків застосовують механізовані методи винесення рідини із свердловин (періодичний чи неперервний газліфт, плунжерний ліфт, різні типи занурених свердловинних насосів).

Необхідний діаметр колони НКТ чи величину тиску на гирлі для забезпечення стабільної роботи обводненої газової свердловини з мінімальними втратами тиску в НКТ можна знайти із спільного розв'язку формул (3) або (4) для мінімально необхідного дебіту газу $q_{\text{м.н}}$, рівняння припливу газу до вибою свердловини і виразу, який встановлює зв'язок між вибійним і буферним тисками і дебітом газу:

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{виб}}^2 = A \cdot q_g + B \cdot q_g^2, \quad (7)$$

$$P_{\text{виб}} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2S} + \Theta \cdot q^2}, \quad (8)$$

де
$$S = \frac{0,03415 \cdot \bar{p}_e \cdot L}{Z_{\text{cp}} \cdot T_{\text{cp}}}, \quad (9)$$

$$\Theta = 0,0133\lambda \cdot \frac{Z_{\text{cp}}^2 \cdot T_{\text{cp}}^2}{d_{\text{вн}}^5} \cdot (e^{2S} - 1), \quad (10)$$

$P_{\text{пл}}$ – поточний пластовий тиск, МПа; L – глибина спуску НКТ (відстань від гирла свердловини до середини інтервалу перфорації), м; λ – коефіцієнт гідравлічного опору НКТ; A, B – коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта; $A \left[\frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{д}}{\text{тис.м}^3} \right]$; $B \left[\frac{\text{МПа} \cdot \text{д}}{\text{тис.м}^3} \right]^2$;
 $P_{\text{пл}}, P_{\text{виб}}, P_y, P_{\text{cp}}$ [МПа]; $d_{\text{вн}}$ [см].

Із спільного розв'язку рівнянь (7) і (8) отримують вираз для дебіту газу, що поступає із пласта у свердловину:

$$q_g = -\frac{A}{2(B+\Theta)} + \sqrt{\left[\frac{A}{2(B+\Theta)} \right]^2 + \frac{P_{\text{пл}}^2 - P_y^2 \cdot e^{2S}}{B+\Theta}}. \quad (11)$$

Для визначення оптимальних значень діаметра НКТ $d_{\text{вн}}$ чи тиску на гирлі свердловини P_y одночасно розв'язують рівняння (3) або (4) і (11). Наприклад, задаються рядом стандартних значень внутрішнього діаметра

НКТ $d_{\text{вн}}$ і вибирають таке значення $d_{\text{вн}}$, при якому буде максимальним дебіт газу, що поступає із пласта у свердловину, $q_{\text{г}}$ і забезпечується прийнятний тиск на буфері свердловини $P_{\text{у}}$ для подачі газу споживачеві. Аналогічно вирішується задача визначення необхідного тиску на буфері свердловини $P_{\text{у}}$ для забезпечення стабільної роботи обводненої газової свердловини при спущеній у свердловину колоні НКТ.

2. Розроблені нові композиції спінюючих ПАР на основі блоксополімерів оксидів етилену і пропілену, які дають можливість спінувати рідини з вмістом до 90 % об. вуглеводневого конденсату при температурі до 100 °С і мінералізації пластової води до 300 кг/м³.

3. За результатами лабораторних досліджень на моделі свердловини вперше були встановлені закономірності диспергування газоводяних, газоконденсатних і газоводоконденсатних сумішей з використанням різних типів диспергуючих пристроїв та їх поєднанням з додатковим уведенням в газорідинний потік спінюючих ПАР. Обґрунтовані області ефективного застосування диспергаторів та сумісного застосування диспергаторів і спінюючих ПАР для інтенсифікації роботи обводнених газових свердловин.

Розроблені нові конструкції диспергуючих пристроїв, які встановлюються в НКТ з метою створення однорідної структури газорідинного потоку і, отже, зменшення втрат тиску в трубах: з різним виконанням прохідного каналу по формі і просторовому розміщенні; з постійним або регульованим розміром прохідного каналу; із стаціонарною чи знімною посадкою; з нерухомим вузлом диспергування або з переміщенням останнього під дією швидкісного напору газорідинного потоку; механічної дії або з додатковим обладнанням поверхні диспергуючого елемента гідродинамічними випромінювачами.

4. Розроблені нові технологічні схеми періодичного уведення піноутворювача в газо-

рідинний потік, які дають можливість збільшити об'єм піноутворювача, що уводиться в свердловину за одне закачування, і тривалість міжопераційного періоду. Вони включають:

- застосування в'язких розчинів спінюючих ПАР;
- використання колони НКТ як контейнера для зберігання розчинів спінюючих ПАР з подальшим дозованим уведенням їх в газорідинний потік, який відбирається по затрубному просторі;
- використання спінюючих ПАР у вигляді піни.

5. Розроблені нові конструкції плунжерів і технологічні схеми обладнання колони НКТ для винесення рідини із свердловин при низьких пластових тисках і дебітах газу, в тому числі новий спосіб експлуатації газових свердловин пінопакерним плунжером, який включає поєднання плунжерного ліфта з додатковим уведенням спінюючих ПАР в газорідинний потік. Застосування ПАР дає можливість зменшити витікання рідини через зазор між плунжером і стінками колони НКТ за рахунок утворення в зазорі піни, а отже, підвищити ефективність винесення рідини з вибою свердловини.

6. Розроблені нові способи винесення рідини з газових свердловин: за допомогою трифазних пін, які створюються при змішуванні на вибої свердловини пластової води з вихідним розчином ПАР певного складу, і спосіб, який ґрунтується на послідовному закачуванні в свердловину двох взаємодіючих газовиділяючих агентів, до складу яких додаються спінюючі ПАР.

7. Запропонована комплексна технологічна схема застосування ПАР у процесах видобування газу, яка включає закачування спінюючих ПАР у вибій свердловин, контроль вмісту ПАР у свердловинній продукції за величиною поверхневого натягу розчину

ПАР на межі з повітрям і боротьбу з піноутворенням на установках підготовки газу шляхом застосування різного типу механічних піногасних пристроїв, що встановлюються на вході чи всередині сепараторів, і рідинних піногасників.

Розроблені технології активного впливу на водонапірний режим забезпечують комплексне вирішення задач регулювання надходження в родовище законтурних пластових вод, вторинного видобутку защемленого газу з обводнених пластів та інтенсифікації роботи обводнених свердловин. У результаті збільшуються поточні відбори вуглеводнів з родовища і коефіцієнти кінцевого газоконденсатовилучення.

Основні наукові напрацювання щодо активного впливу на процес розробки родовищ природних газів з водонапірним режимом захищені 34-ма авторськими свідоцтвами і патентами. Проїшли приймальні випробування, здані відомчим комісіям і впроваджені на газонафтовидобувних підприємствах України, Ямбургському та Оренбургському родовищах Російської Федерації наукові розробки з газоліфтною експлуатацією обводнених свердловин, застосування диспергаторів і в'язких розчинів спінуючих ПАР для інтенсифікації винесення рідини із свердловин, зниження робочого тиску на гирлах обводнених свердловин за допомогою ежекторних пристроїв, використання композитних систем для комплексного вирішення питань винесення рідини із свердловин і боротьби з утворенням гідратів, корозією обладнання та солевідкладенням. На технологічні процеси експлуатації обводнених газових свердловин видані нормативні документи (розпорядчі документи, інструкції, стандарти підприємств).

У ІФНТУНГу 1983 року був складений перший в колишньому СРСР проектний документ по активному впливу на водонапірний режим з метою інтенсифікації видобування вуглеводнів і підвищення газоконден-

сатовилучення "Проект вторинного видобутку газу з обводнених зон пластів Битківського родовища", прийнятий до впровадження. Згідно з проведеними розрахунками коефіцієнт кінцевого газовилучення з Битківського родовища без впровадження технології активного впливу на водонапірний режим становить 80,4 %, а при використанні запропонованої технології досягне значень на кінець 2003 р. – 86,06 %, на кінець 2013 р. – 87,82 %. Станом на 01.01.2004 р. фактичний коефіцієнт газовилучення дорівнює 87,4 %, що перевищує розрахункове значення (86,06 %). Таке високе значення коефіцієнта газовилучення було досягнуте за рахунок використання запропонованої технології активного впливу на водонапірний режим, в рамках якої впроваджено ряд ефективних технологічних і технічних заходів по інтенсифікації роботи обводнених свердловин (зміна конструкції колони НКТ, зниження тиску на гирлі, переведення свердловин на періодичну експлуатацію, періодичне закачування в затрубний простір свердловин розведених і в'язких розчинів спінуючих ПАР, застосування періодичного і неперервного газліфта, оптимізація режимів роботи обводнених свердловин, вибіркова ізоляція обводнених пластів в окремих свердловинах та ін.). За рахунок ефективної роботи з фондом свердловин зменшилась кількість непрацюючих і ліквідованих свердловин, незважаючи на наявність пластової води в продукції всіх видобувних свердловин. Передбачається, що за рахунок подальшого проведення робіт по активному впливу на водонапірний режим коефіцієнт кінцевого газовилучення досягне 92–93 %, що є більшим за його середнє значення при газовому режимі.

Виконані дослідження свідчать про доцільність та ефективність використання запропонованих технологій активного впливу на процеси розробки родовищ природних газів з водонапірним режимом, що дає мож-

ливість стабілізувати і наростити поточні відбори газу і конденсату в Україні і збільшити об'єм вилучення вуглеводнів з надр.

Запропонований новий підхід до розробки родовищ природних газів, який ґрунтується на комплексному активному впливі на пласт, привибійну зону і стовбур свердловин, може ефективно використовуватись для родовищ різного типу, зокрема, газоконденсатних родовищ. Про це свідчать результати досліджень, наведених в іншій статті цього журналу, виконаних з участю автора [17].

ЛІТЕРАТУРА

1. **Кондрат Р. М.** Газоконденсатоотдача пластов. – М.: Недра, 1992. – 255с.
2. **Закиров С. Н., Коротаев Ю. П., Кондрат Р. М. и др.** Теория водонапорного режима газовых месторождений. – М.: Недра, 1976. – 240 с.
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 редакцией С. Н. Закирова. – М.: Грааль, 2000. – 643 с.
6. 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).
7. А.с. 571107 СССР. МКИ Е 21 В 43/00. Способ добычи газа. // Коротаев Ю. П., Закиров С. Н., Кондрат Р. М. и др. – № 2075239; Заявл. 12.11.1974.
8. **Закиров С. Н., Васильев В. И, Гутников А. И. и др.** Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений. – М.: Недра, 1984. – 295 с.
9. **Закиров С. Н., Сомов Б. Е., Гордон В. Я. и др.** Многомерная и многокомпонентная фильтрация: Справочное пособие. – М.: Недра, 1988. – 335 с.
10. А.с. 991785 СССР. МКИ Е 21 В 43/00. Способ вторичной добычи газа. // Закиров С. Н., Кондрат Р. М., Кравцов Н. А. – № 3300292; Заявл. 11.06.1981.
11. А.с. 1314757 СССР. МКИ Е 21 В 43/20. Способ вторичной добычи газа. // Кондрат Р. М., Токкой Й. Н., Фык И. М. и др. – №3956225; Заявл. 24.09.1985.
12. **Кондрат Р. М., Билецкий М. М.** Совершенствование методов эксплуатации обводняющихся газовых скважин. – Обзор. М.: ВНИИЭгазпром, 1980. – 38 с.
13. **Кондрат Р. М., Петришак В. С., Гальян Н. Н.** Совершенствование технологии эксплуатации обводненных скважин Оренбургского газоконденсатного месторождения. – Обзор. М.: ВНИИЭгазпром, 1986, вып.9. – 58 с.
14. **Кондрат Р. М., Марчук Ю. В.** Технология и техника эксплуатации газоконденсатных скважин в осложненных условиях. – Обзор. М.: ВНИИЭгазпром, 1989, вып. 7. – 36 с.
15. А.с. 1164402 СССР. МКИ Е 21 В 43/00. Пенообразующий состав для удаления жидкости из газовых скважин // Закиров С. Н., Кондрат Р. М., Волков Ю. М. и др. – №3573555; Заявл. 01.04.1983; Опубл. 30.06.1985, Бюл. № 24.
16. **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. – Ів.-Франківськ: вид. ІФДТУНГ, 2001. – №1. – С. 71–74.
17. **Кондрат Р.М., Кондрат О.Р.** Комплексна технологія збільшення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ // Наука та інновації. – 2005. – № 5. – С. 24–39.