

рних кислотних обробках. А здатність лужних розчинів до розглинізації привибійної зони пласта робить їх перспективними методами дії на глинисті пласти. З цією метою було розроблено цілий ряд технологій комбінованої дії з використанням лужних і кислотних розчинів, які успішно використовуються на родовищах ВАТ «Укрнафта».

Здійснений огляд дозволяє зробити наступні висновки. Застосування стандартних технологій солянокислотної та глинокислотної дії в даний час можливе тільки на нових родовищах або у свердловинах, що вийшли з буріння. Ускладнення умов експлуатації свердловин вимагає розроблення нових або вдосконалених технологій кислотної дії, які враховують конкретні геолого-промислові умови. Для досягнення високої ефективності кислотної дії необхідно ще здійснити великий комплекс експериментальних досліджень та дослідно-промислових випробувань перспективних методів. Їх застосування дозволить стабілізувати видобуток вуглеводнів на родовищах України, що знаходяться на пізній стадії розробки.

1 Пат. 18091 Україна, МПК E21B 43/26. Спосіб кислотного розриву пласта / Качмар Ю.Д., Цьомко В.В., Бурмич Ф.М. та ін. Опубл. 16.10.2006, Бюл. № 10.

2 Рудий М.І. Згушені кислоти. Загусники на основі ефірів целюлози // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – № 2. – С. 52–55.

3 Рудий М.І. Загуснені кислоти. Загусники на основі неіоногенних поверхнево-активних речовин // Нафтова і газова промисловість. – 2006. – № 5. – С. 21–26.

4 Госунов А.М., Кузьмичев Д.Н., Мирошниченко Ю.П. Повышение эффективности солянокислотных обработок в глубоких скважинах // Труды ГрозНИИ, Вып. XIX Разработка нефт. месторождений. – М.: Недра, 1965. – С. 29–34.

УДК 622.279.5

ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ НИЗЬКОДЕБІТНИХ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

Р.М.Кондрат¹, О.Р.Кондрат¹, Ю.В.Марчук¹, І.І.Хомин²

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел/факс (03422) 42195, e-mail: kondrat@nung.edu.ua

² ГПУ «Полтавагазвидобування», 36008, м. Полтава, вул. Фрунзе, 170, тел/факс (0532) 515602

Предложены новые технологии интенсификации работы низкодебитных обводненных газовых и газоконденсатных скважин и технические приспособления для их реализации, включающие аналитические зависимости для оценки условий стабильной работы обводненных скважин; композиции вспенивающих ПАВ и технологии их использования; конструкции скважинных диспергаторов и плунжеров; технологии периодических обработок призабойной зоны газоконденсатных скважин растворами ПАВ и химреагентов.

New technologies of low-flow rate and water producer gas and condensate wells intensification and technical devices for their realization have been proposed. They include analytic dependence for estimation of condition of water producer stable work wells; construction of wells dispersant and pistons; technologies of periodic elaboration of gas condensate wells bottom-hole formation zone by surface-active material and chemical agents.

Експлуатація видобувних свердловин на газових родовищах переважно ускладнюється обводненням, а у випадку газоконденсатних родовищ, що розробляються в режимі виснаження пластової енергії, – також випаданням з газу вуглеводневого конденсату. Обводнення свердловин призводить до зменшення газонасиченої товщини продуктивного розрізу і фазової проникності для газу в працюючих газонасичених пластах за рахунок перетікання води з обводнених пластів. При конденсації з газу важких вуглеводнів відбувається накопичення вуглеводневого конденсату у привибійній зоні

пласта зі зменшенням фазової газопроникності. В обводнених газових і газоконденсатних свердловинах відбуваються значно більші втрати тиску в насосно-компресорних трубах (НКТ), ніж при русі тільки газу. В результаті обводнення свердловин і конденсації з газу важких вуглеводнів зменшуються дебіти газу і конденсату аж до повного припинення природного фонтанування. Для отримання високих значень коефіцієнтів газо- і конденсатовилучення необхідно забезпечити стабільну експлуатацію видобувних свердловин за наявності рідини в пластовій продукції.

В ІФНТУНГУ понад 30 років виконуються дослідження з інтенсифікації роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин. За результатами досліджень вдосконалено відомі та розроблено нові технології винесення рідини із свердловин і технічні пристрої для їх реалізації.

Одним із параметрів, який характеризує умови стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин, є мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою на поверхню. ІФНТУНГОм за результатами промислових досліджень запропоновано нові аналітичні залежності для визначення мінімально необхідного дебіту газу:

– за даними експлуатації свердловин Оренбургського газоконденсатного родовища з великим дебітом води (спільно з В.С.Петришаком)

$$Q_{м.н.} = 2213d_{вн}^{1,94} \cdot Q_p^{0,22} \sqrt{\frac{P_{виб} \cdot \rho_p}{\bar{\rho}_z \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб}}}; \quad (1)$$

– для газоконденсатних свердловин Східного регіону України

$$Q_{м.н.} = 4,08 \cdot 10^5 \frac{d_{вн}^5 \cdot P_{виб}}{Z_{виб} \cdot T_{виб}} \times \sqrt{\frac{\bar{\rho}_z \cdot Z_{cp} \cdot T_{cp}}{\bar{\rho}_p \cdot P_{cp}} \cdot \exp \frac{7,01 \cdot 10^{-10} \cdot Q_p^2}{d_{вн}^5}}, \quad (2)$$

де:

$$T_{cp} = \frac{T_{виб} - T_y}{\ln \frac{T_{виб}}{T_y}}, \quad (3)$$

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(P_{виб} + \frac{P_y^2}{P_{виб} + P_y} \right), \quad (4)$$

$Q_{м.н.}$ – мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою свердловини, тис.м³/д; $P_{виб}$, P_y , P_{cp} – відповідно тиск на вибої і гирлі (буфері) свердловини та середній тиск у НКТ, МПа; $T_{виб}$, T_y , T_{cp} – відповідно температура на вибої і гирлі свердловини та середня температура в НКТ, К; $d_{вн}$ – внутрішній діаметр НКТ, м; Q_p – дебіт рідини, м³/д; ρ_p – густина рідини, кг/м³; $\bar{\rho}_z$, $\bar{\rho}_p$ – відповідно відносна густина газу (по повітрю) і рідини (по воді); $Z_{виб}$, Z_{cp} – коефіцієнт стисливості газу відповідно при $P_{виб}$ і $T_{виб}$, P_{cp} і T_{cp} .

Якщо фактичний дебіт газу Q_z близький до мінімально необхідного дебіту газу $Q_{м.н.}$, то свердловина знаходиться на межі припинення природного фонтанування. Якщо $Q_z < Q_{м.н.}$, то свердловина працює нестабільно з накопиченням енергії для винесення рідини з вибою. В обох випадках необхідно впроваджувати захо-

ди з інтенсифікації винесення рідини з вибою свердловини на поверхню.

Продовжити період природного фонтанування свердловини можна зменшенням тиску на гирлі і діаметра НКТ чи зменшенням втрат тиску в НКТ шляхом створення однорідного високодисперсного газорідного потоку, наприклад, обладнанням колони НКТ диспергуючими пристроями, використанням спінуючих поверхнево-активних речовин (ПАР) та їх поєднанням.

Необхідний діаметр НКТ чи величину тиску на гирлі для забезпечення стабільного фонтанування обводненої газової свердловини з мінімальними втратами тиску в НКТ можна знайти із спільного розв'язку рівняння для мінімально необхідного дебіту газу $Q_{м.н.}$ (1) або (2) і виразу для дебіту газу, що поступає із пласта Q_z , отриманого із спільного розв'язку дво-членної формули припливу газу до вибою свердловини і рівняння, яке зв'язує вибійний тиск з буферним тиском і дебітом газу

$$Q_z = -\frac{A}{2(B+\theta)} + \sqrt{\left(\frac{A}{2(B+\theta)}\right)^2 + \frac{P_{пл}^2 - P_y^2 \cdot e^{2S}}{B+\theta}}, \quad (5)$$

де:

$$S = \frac{0,03415 \bar{\rho}_z L}{Z_{cp} \cdot T_{cp}}; \quad (6)$$

$$\theta = 0,0133 \lambda \frac{Z_{cp}^2 T_{cp}^2}{d_{вн}^5} (e^{2S-1}); \quad (7)$$

$P_{пл}$ – поточний пластовий тиск, МПа; P_y – тиск на гирлі свердловини, МПа; L – глибина спуску НКТ (відстань від гирла свердловини до середини інтервалу перфорації), м; $d_{вн}$ – внутрішній діаметр НКТ, см; λ – коефіцієнт гідравлічного опору НКТ; A , B – коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта

$$\left(A, \frac{МПа^2 \cdot \partial}{\text{тис.м}^3}; B, \left(\frac{МПа \cdot \partial}{\text{тис.м}^3} \right)^2 \right).$$

Для визначення оптимальних значень діаметра НКТ $d_{вн}$ чи тиску на гирлі свердловини P_y спільно розв'язують рівняння (1) або (2) і (5). Наприклад, задаються рядом стандартних значень внутрішнього діаметра НКТ $d_{вн}$ і вибирають таке значення $d_{вн}$, при якому в умовах фонтанної експлуатації свердловини буде максимальним дебіт газу, що припливає із пласта на вибій Q_z , і забезпечується прийнятний тиск на буфері P_y для подачі газу споживачеві. Аналогічно розв'язується задача з визначення необхідного тиску на буфері P_y для забезпечення стабільної роботи свердловини за наявності рідини в пластовій продукції при спущеній у свердловину колоні НКТ. Одним із шляхів зменшення тиску на гирлі свердловини за відсут-

ності дотискувальної компресорної станції є застосування ежекторних пристроїв. Ежектор може встановлюватися безпосередньо на гирлі свердловини або на установці комплексної підготовки газу (УКПГ) після сепаратора першого ступеня сепарації і теплообмінника замість штуцера. На вхід сопла ежектора подається газ від високонапірної свердловини чи іншого джерела газу високого тиску, а на вхід інжекційної камери – газ від низьконапірної свердловини.

За розробками ІФНТУНГУ гирлові ежектори впроваджено на нафтових свердловинах Уренгойського нафтогазоконденсатного родовища шляхом підключення до сопла високонапірних нафтових свердловин, а до інжекційної камери – низьконапірних свердловин, що дало змогу продовжити фонтанний період експлуатації низьконапірних нафтових свердловин. Ежектори на УКПГ вперше впроваджено на Гадяцькому та Солохівському газоконденсатних родовищах, що забезпечило стабільну роботу і збільшення дебітів низьконапірних газоконденсатних свердловин.

Для зменшення втрат тиску в НКТ шляхом створення однорідної структури газорідного потоку запропоновано нові конструкції диспергуючих пристроїв, які встановлюються в НКТ. Диспергатори сприяють дробленню рідини на окремі краплі за рахунок збільшення швидкості руху і турбулізації газорідного потоку в диспергуючих елементах. При обладнанні диспергатора вихровими камерами додатково створюється акустичне поле, яке підвищує ступінь диспергування рідини в газі, турбулізує і руйнує пристінний шар рідини в НКТ і діє на привибійну зону пласта, зменшуючи насиченість пористого середовища рідиною. Розроблені конструкції диспергаторів характеризуються такими особливостями: різним виконанням прохідного каналу за формою і просторовим розміщенням; постійним або регульованим розміром прохідного каналу; стаціонарною чи змінною посадкою; з нерухомим вузлом диспергування або переміщенням останнього під дією швидкісного напору газорідного потоку; механічної дії або з додатковим обладнанням поверхні диспергуючого елемента гідродинамічними випромінювачами. Перший диспергатор встановлюють внизу колони НКТ. У процесі піднімання газорідної суміші по НКТ відбувається укрупнення крапель рідини і часткове розділення компонент потоку. Тому через певну відстань по довжині колони НКТ встановлюють ліфтові диспергатори. В ІФНТУНГУ розроблено методику розстановки диспергаторів по довжині колони НКТ. Згідно з результатами лабораторних досліджень на моделі свердловини для підвищення ефективності застосування диспергаторів доцільно додатково подавати в газорідний потік ПАР з високою поверхневою активністю і стабілізуючою здатністю. ПАР поліпшує диспергування рідини внаслідок зниження поверхневого натягу на межі з газом і, адсорбуючись на поверхні крапель рідини, перешкоджає їх механічному злиттю, що дозволяє зме-

ншити необхідну кількість диспергаторів по довжині колони НКТ. Диспергатори конструкції ІФНТУНГУ успішно випробувано на обводнених газоконденсатних свердловинах Пролетарського, Опішнянського, Східно-Новоселівського і Шебелинського родовищ України та Оренбургського і Ямбургського родовищ Російської Федерації.

Найбільш широко в промисловій практиці застосовується метод винесення рідини з газових і газоконденсатних свердловин за допомогою спінюючих ПАР. В ІФНТУНГУ розроблено нові композиції спінюючих ПАР на основі блоксополімерів оксидів етилену і пропілену, які дають змогу спінювати рідини з вмістом до 90% об. вуглеводневого конденсату, за температури до 100⁰С і мінералізації пластової води до 300 кг/м³. Успішне випробування запропонованих композицій спінюючих ПАР здійснено на обводнених газоконденсатних свердловинах Клиньсько-Краснознам'янського і Тимофіївського родовищ.

Найбільш ефективною є централізована подача у свердловину водних розчинів спінюючих ПАР дозуючими насосами з УКПГ по інгібіторопроводах, яка забезпечує високу надійність і точність дозування розчинів піноутворювача. За відсутності інгібіторопроводів оптимізувати процес подачі розчинів ПАР у свердловину можна за допомогою пригирлових дозуючих пристроїв типу "Лотос". Багато родовищ не обладнані інгібіторопроводами та пригирловими дозуючими пристроями. У таких випадках здійснюють періодичне нагнітання в затрубний простір свердловин насосними агрегатами розведених розчинів ПАР. При використанні відомої технології потрібно проводити часті оброблення свердловин малими порціями піноутворювача, оскільки необґрунтоване збільшення об'єму розчину ПАР може призвести до глушіння свердловини або до утворення великого об'єму пни високої стійкості, яка не повністю руйнується на шляху руху від свердловини до УКПГ і не вловлюється в сепараторах. В ІФНТУНГУ розроблено нові технології періодичного введення спінюючих ПАР в газорідний потік, які дають збільшити об'єм піноутворювача, що подається в свердловину за одне оброблення, і тривалість міжопераційного періоду.

1. Застосування в'язких розчинів спінюючих ПАР (товарних, частково розведених або, навпаки, загущених, наприклад, карбоксиметилцелюлозою чи поліакриламідом). Такий розчин, розподіляючись у вигляді плівки на зовнішній поверхні НКТ і внутрішній поверхні експлуатаційної колони, поступово стікає на вибій свердловини. Технологія впроваджена на багатьох родовищах Східного і Західного регіонів України.

2. Використання НКТ, які спускаються у свердловину нижче інтервалу перфорації, як контейнера для зберігання розчину ПАР з подальшим дозованим введенням їх в газорідний потік, який відбирається по затрубному

простору. Технологія впроваджена на Пинянському газовому родовищі.

3. Подача спінюючих ПАР у затрубний простір свердловини у вигляді піни. Технологія випробувана на обводнених газоконденсатних свердловинах ГПУ “Полтавагазвидобування”.

При використанні спінюючих ПАР для винесення рідини з вибою свердловин можливе піноутворення на УКПГ. ІФНТУНГом розроблена технологія боротьби з піноутворенням на УКПГ шляхом застосування різного типу механічних піногасних пристроїв, які встановлюються на вході чи всередині сепараторів, рідинних піногасників та їх поєднання. В ролі піногасників рекомендовано використовувати поліметилполісилоксанові та кремнійорганічні рідини, імпортований піногасник “PRONAL CE-30”, жирові відходи лужного рафінування жирів і масел “Соапсток” та ін. На УКПГ-10 Шебелинського родовища успішно випробувана технологія піногасіння з використанням піногасника ПМС-1000А, який подавався через форсунку на сітку у верхній частині вертикального гравітаційного сепаратора першого ступеня сепарації. На УКПГ-23 цього ж родовища випробувано технологію піногасіння з використанням синтетичних жирних кислот фракції С₇-С₉ та їх суміші з вуглеводневим конденсатом при об’ємному співвідношенні компонентів 60:40, а на УКПГ-8 Оренбургського родовища успішно випробувано технологію боротьби з піноутворенням подачею на вхід сепаратора першого ступеня сепарації емульсії піногасника “PRONAL CE-30” і метанолу при об’ємному співвідношенні компонентів 1:25.

При масовому використанні ПАР для інтенсифікації винесення рідини із свердловин важливого значення набуває проблема їх повторного використання. В ІФНТУНГу розроблено технологію регенерації розчинів ПАР, які відділяються в сепараторі першого ступеня сепарації, шляхом пінного фракціонування (пінною сепарації). В цьому випадку, у разі необхідності піногасіння, піногасник слід подавати в газорідинний потік після сепаратора першого ступеня сепарації.

Одним із способів експлуатації свердловин з низькими значеннями дебіту газу і пластового тиску є застосування плунжерного ліфта. В ІФНТУНГу розроблено різні конструкції плунжерів, які відрізняються типом ущільнення на боковій поверхні плунжера. Недоліком плунжерів з ущільненнями є швидке зношення ущільнюючих елементів і можливість застрявання плунжера в колоні НКТ. Ці недоліки відсутні у розробленому в ІФНТУНГу способі експлуатації обводненої газової свердловини за допомогою пінопакерного плунжера. Суть його полягає у використанні плунжера із проміжком між його боковою поверхнею і колоною НКТ і додатковому уведенні в газорідинний потік спінюючих ПАР. У процесі піднімання плунжера вверх у проміжку утворюється піна. Вона виконує роль своєрідного гідравлічного затвора, який попереджає витікання рідини через проміжок.

Для підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин в умовах конденсації з газу важких вуглеводнів в ІФНТУНГу розроблено технологію періодичних оброблень привибійних зон розчинами ПАР та хімреагентів. Вона забезпечує очищення пористого середовища від сконденсованих вуглеводнів, а при застосуванні розчинів водорозчинних ПАР – гідрофілізацію поверхні порових каналів і попередження накопичення конденсату в привибійній зоні впродовж тривалого періоду подальшої експлуатації свердловини. Залежно від проникності порід, насиченості зв’язаною водою і ступеня забруднення пористого середовища використовують водні, водометанольні, метанольні, кислото-метанольні розчини водорозчинних ПАР (савенол, сольпен та ін.) або конденсатні розчини нафторозчинних ПАР (ріпокс, жиринокс та ін.). У разі високої водонасиченості і забруднення пористого середовища важкими вуглеводнями у привибійну зону може попередньо закачуватись вуглеводневий розчинник, наприклад, широка фракція легких вуглеводнів чи метанол та ізопропиловий спирт. У разі низьконапірних свердловин, що має місце по виснажених газоконденсатних родовищах, робочий розчин ПАР закачують у привибійну зону в аерованому вигляді. Протискування робочого розчину ПАР у привибійну зону здійснюють за допомогою газу високого тиску (за наявності його на промислі), аерованого водного розчину ПАР (піни) або вуглеводневого конденсату. Технологія оброблень привибійних зон газоконденсатних свердловин розчинами ПАР та хімреагентів впроваджена на родовищах ГПУ “Полтавагазвидобування”, НГВУ “Охтирканафтогаз” і НГВУ “Полтаванфтогаз”. За даними оброблень свердловин тривалість ефекту становить від одного до декількох місяців.

Запропоновані наукові розробки забезпечують стабільну роботу видобувних газових і газоконденсатних свердловин в умовах обводнення та конденсації з газу важких вуглеводнів і збільшення дебітів газу та конденсату.