

Дослідно-промислові випробування технології освоювання свердловин для відновлювання продуктивності

О. Г. Семеняка • С. І. Кушнар'єв • В. І. Коцаба • В. Б. Воловецький • О.М. Щирба

Український науково-дослідний інститут природних газів, м. Харків, Україна

Received: 11 September 2019 / Accepted: 26 September 2019

Проблематика. У роботі розглянуто актуальне питання, пов'язане з проведенням робіт із освоювання свердловин виснажених родовищ. Для освоєння свердловин із низькими пластовими тисками застосовують різні технології, які передбачають використання нового обладнання.

Мета дослідження. Експериментально дослідити технологію освоювання свердловин на родовищах, що перебувають на завершальній стадії розроблення. Для отримання пластового флюїду за умови низьких пластових тисків важливо обрати оптимальну технологію освоювання свердловин.

Методика реалізації. Фахівці Українського науково-дослідного інституту природних газів розробили пристрій для творення піни і освоювання свердловин. Завдяки застосуванню його можна отримати піну для видалення рідини із вибою та стовбура, що дасть змогу відновити продуктивність свердловин. Розроблено конструкцію та описано принцип роботи цього пристрою. Проведено дослідно-промислові випробування технології освоювання газоконденсатних свердловин із використанням піни.

Результати дослідження. Унаслідок проведених робіт із освоювання видалено рідину із свердловин за допомогою нагнітання вибухобезпечної газової суміші та піни. Під час виконання робіт контролювали трубний та затрубний тиски, а також вихід продукції свердловини на факельному амбарі. Після нагнітання піни, створеної з розчину поверхнево-активних речовин, зупинили роботу насосного агрегату, при цьому вибухобезпечно газову суміш продовжували нагнітати пересувними азотними компресорними станціями. Піну нагнітали з інтервалом у часі залежно від індивідуального плану робіт. По закінченні виходу піни (рідини) на факельному амбарі, припинили роботи із освоювання. Контролювали тиск на трубному та затрубному просторах та сліdkували за його зростанням. Свердловини ввели в експлуатацію та сліdkували за параметрами її роботи. На підставі вимірних видобувних можливостей свердловин отримано збільшення дебіту газу.

Висновки. Завдяки застосуванню поданої технології освоювання свердловин можна досягати позитивного результату на виснажених газоконденсатних родовищах. Промислове застосування технології освоювання на практиці дасть змогу досягнути очікуваного дебіту свердловин та забезпечувати стабільний видобуток вуглеводнів.

Ключові слова: свердловина, пластовий тиск, рідина, освоювання, піна.

Вступ

Для отримання вуглеводнів із свердловин їх освоюють по закінченні буріння, по завершенні капітального ремонту або після самоглушіння через накопичення рідини. Від ефективності освоєння залежить продуктивність свердловин. Так, за умови неякісного освоєння спостерігають дебіт газу менший від очікуваного. Значний перепад тиску між трубним та затрубним простором свідчить про наявність рідини на вибої або в привибійній зоні пласта (ПЗП), тому виникає потреба повторно освоювати такі свердловини. Отже, щоб якісно освоїти свердловини, потрібно проаналізувати багато чинників, що дасть змогу забезпечити очікуваний видобуток вуглеводнів.

Багато вчених та дослідників як у нашій державі, так і закордоном, вивчали питання освоювання свердловин, про що свідчать чимало публікації у світовій науковій літературі. Розглянемо нижче закордонні видання, у яких викладено результати дослідження цієї проблеми.

Сьогодні широкого вжитку набуло азотне освоювання нафтових і газових свердловин за допомогою колтубінгу. Висока ефективність освоювання свердловин колтубінгом зумовлена низкою чинників: мінімальні витрати на спускання і піднімання труб, можливість виконання операцій з промивання свердловини різної конструкції (як із встановленням пакера, так і без нього) тощо [1].

Щоб підвищити ефективність освоєння і експлуатацію свердловин потрібно для кожного конкретного випадку встановити оптимальний діапазон змінення депресії, за якої забезпечується проектний дебіт і продуктивність без руйнування пласта-колектора та інших ускладнень, що можуть призвести до додаткових витрат на капітальний ремонт [2].

Під час розроблення родовищ з метою інтенсифікації видобування вуглеводнів виконують гідравлічний розрив пласта (ГРП), після якого потрібно освоєвати свердловини. Автори [3] запропонували удосконалити технологію освоєння свердловин після багатостадійного ГРП, яка може ґрунтуватися на реалізації технологічного рішення із використанням подвійного пакеру.

Для якісного сполучення свердловини з пластом на практиці застосовують різні види перфорації. У роботі [4] автори розробили компоновання підземного обладнання для виконання перфорації та освоєння свердловин за одну спускальну-піднімальну операцію. Це підземне обладнання містить: перфоратор, струминний насос з пакером і спеціальні контейнери для технологічних рідин та вимірювальні прилади.

У роботі [5] з метою ефективного освоєння нафтових і газових свердловин розроблено нову технологію виклику припливу з одночасним обробленням ПЗП пінокислотною емульсією (ПКЕ).

Аналіз останніх досліджень і публікацій

У цей час газовидобувними підприємствами на практиці використовують різні технології освоєння свердловини [6, 7, 8, 9, 10], але не завжди під час застосування їх можна отримати позитивний результат.

Одним із важливих чинників отримання позитивного результату освоєння свердловин є значення пластового тиску, оскільки під час розроблення газових та газоконденсатних родовищ на виснаження воно природно меншає. Через це на свердловинах знижуються експлуатаційні параметри (робочий тиск, дебіт газу).

В Україні спостерігаємо позитивну тенденцію нарощування видобутку природного газу. Так, понад 70% видобутку газу в Україні забезпечують три газопромислові управління (ГПУ): “Шебелинкагазвидобування”, “Полтавагазвидобування” та “Львівгазвидобування” ПАТ “Укргазвидобування”. Так, 55% видобутку природного газу забезпечує ГПУ “Шебелинкагазвидобування”, до складу якого входять три цехи з видобування нафти, газу та конденсату (ЦВНГК): Шебелинський, Сфремівський та Юліївський. Очевидно, доцільно розглянути освоєння свердловин на прикладі родовищ ГПУ “Шебелинкагазвидобування”.

Так, Юліївський ЦВНГК розробляє такі родовища: Юліївське, Скворцівське, Наріжнянське, Недільне тощо. У подальшому розглянемо найбільше з наведених родовищ.

Юліївське нафтогазоконденсатне родовище (НГКР) відкрито 1987 року пошуковою свердловиною 1, під час випробовування якої з відкладів візейського та серпухівського ярусів нижнього карбону отримано промислові припливи газу. Промислову нафтоносність на Юліївському НГКР встановлено 1991 року розвідувальною свердловиною 8, під час випробовування якої було отримано приплив нафти з горизонту В-22-23 (В-25-26). У дослідно-промислове розроблення родовище введено в лютому 1994 року на основі проекту, який 1992 року виконали науковці Українського науково-дослідного інституту природних газів (УкрНДІгаз). Так, багато газоконденсатних свердловин закінчено бурінням у період з 1989 до 1999 року та введено в експлуатацію з 1994 до 2000 року. При цьому свердловини вводили в експлуатацію з початковим пластовим тиском понад 30 МПа, робочим тиском понад 20 МПа, дебітом понад 200 тис.м³/д. Зокрема, наявні свердловини мали початковий дебіт понад 300 тис.м³/д та 400 тис.м³/д [11].

Під час розроблення цього родовища на виснаження пластовий тиск знижується, і свердловини по закінченню буріння вводять в експлуатацію із нижчими експлуатаційними параметрами від початкових умов.

У роботі [12] розглянуто практичний досвід робіт із освоєння, виконаних після буріння свердловин Юліївського НГКР, яке розробляють на виснаження, і відповідно поступово меншає пластовий та робочий тиск, а також дебіт газу.

Свердловина 77 Юліївського НГКР (горизонт В-26н, Ф-1), інтервал перфорації 3578-3552 м, глибина спуску насосно-компресорних труб (НКТ) діаметром 73 мм на глибину 3526 м. Початкові параметри: Рст – 8,47 МПа, дебіт газу на штуцері Ø 8 мм – 61,7 тис.м³/д за Ртр/Рзатр – 6,27/7,06 МПа. Свердловину освоєвали, послідовно замінюючи рідину глушіння в свердловині на рідину меншої густини, тобто закачуючи воду і періодично подаючи вибухобезпечну газову суміш від пересувної азотної компресорної станції. При цьому меншав гідростатичний тиск завдяки заміщенню стовпа рідини водно-газовою сумішшю. Для видалення рідини із свердловини в затрубний простір закачували 10% розчин поверхнево-активної речовини (ПАР) за допомогою насосного агрегату та продували трубний простір. Свердловину 77 Юліївського НГКР уведено в експлуатацію 2007 року з дебітом газу 38 тис.м³/д.

Свердловина 79 Юліївського НГКР (горизонт В-19), інтервал перфорації – 3468-3464 м, глибина спуску НКТ діаметром 73 мм на глибину 3450 м. Початкові параметри: Рст – 7,55 МПа, дебіт газу на штуцері Ø 5 мм – 26,1 тис.м³/д за Ртр/Рзатр – 6,43/7,34 МПа. Свердловину освоєвали, послідовно замінюючи рідину глушіння в свердловині на рідину меншої густини, тобто закачуючи воду і періодично подаючи високонапірний газ із установки комплексного підготовлення газу (УКПГ-2). При цьому меншав гідростатичний тиск через заміщення стовпа рідини водно-газовою сумішшю. Для видалення рідини із свердловини в трубний простір

закачували 10% розчин ПАР за допомогою насосного агрегату з подальшим поданням високонапірного газу та продували затрубний простір. Після цього закрили свердловину для набору статичного тиску і в затрубний простір закачали 15% розчин ПАР та виконали продування трубного простору. Свердловину 79 Юліївського НГКР уведено в експлуатацію 2007 року з дебітом газу 40 тис.м³/д.

Відомо, що приплив вуглеводнів з пласта починається за умови, коли тиск стовпа рідини у свердловині буде менший від пластового тиску, тобто створено депресію на пласт. З наведеного вище видно, що для освоєння двох свердловин 77 та 79 використовували розчин ПАР, що дало змогу покращити винесення стовпа рідини із свердловин.

Уведення навіть невеликих концентрацій піноречовин в рідину, що перебуває на вибої, істотно знижує поверхневий натяг на межі газ-рідина. Завдяки цьому під час проходження газу через рідину, що містить пінотворну речовину, у свердловині накопичується піна. Оскільки піна має великий діапазон густини, навіть невелика швидкість висхідного потоку газу (0,2-0,5 м/с) забезпечує винос всієї пінистої маси на поверхню [13].

Ураховуючи те, що значна кількість родовищ ПАТ “Укргазвидобування” перебуває на завершальній стадії розроблення, актуальним є освоєння свердловин, використовуючи новітні технології. Через це доцільно розглянути технології освоєння свердловин піною.

Під час виконання науково-дослідних та дослідно-конструкторських робіт науковці УкрНДІгазу розробляють чимало нових технологій, конструкцій пристроїв тощо.

У роботі [14] описано піногенератор для отримання пін високого тиску, який дає змогу одержувати високоструктуровані піни потрібних параметрів (кратності, стійкості) із розчину ПАР та природного газу.

Піногенератор працює так: насосним агрегатом розчин ПАР під високим тиском подають в ежектор, де всмоктується газ низького тиску, одержану суміш рідини з газом подають по каналу у вихрову камеру. Оскільки канал виконано дотично до циліндричної поверхні камери та ще й заданим кутом нахилу до її осі, то суміш одержує гвинтоподібний рух до торця камери. Під дією відцентрових сил суміш розділяється на рідину біля стінок циліндра і високократну піну в його центрі. Рідину через відвідний канал можна видалити з піногенератора.

У лабораторній установці [15] досліджували процеси піноутворення для визначення можливості утворення піни або аерованої суміші високого тиску низької кратності, відокремлення з неї надлишку рідини, отримання на виході піни з потрібними параметрами.

З огляду на те, що й надалі на свердловинах будуть меншати пластові тиски, актуальним є застосовувати комплексний підхід, який передбачає як глушіння свердловин, так і їх освоєння.

Полтавський відділ УкрНДІгазу розробив комплексну технологію глушіння та освоєння свердловин з аномально-низьким пластовим тиском (АНПТ) [16]. Новим у ній є процес блокування привибійної зони пласта [17] трикомпонентним пінотворним складом, гелевою блокувальною рідиною [18], піногенератором [19]. Пінотворний склад і гелевий блокувальний розчин термостійкі у часі, утворені з компонентів, легкокорозійних у розчині соляної кислоти, їх легко видалити з пласта під час освоєння, і вони не знижують продуктивності свердловини. Заблоковані ними пласти витримують репресію на пласт до 4,0 МПа. Піногенератор [19] дає змогу створювати піну, використовуючи низьконапірний газ.

Комплексну технологію глушіння та освоєння свердловин успішно випробувано на об'єктах ГПУ

“Полтавагазвидобування” під час капітального ремонтування свердловин 102, 116 Яблунівського НГКР.

Результати досліджень видобувних можливостей свердловин до проведення КРС та по завершенні його подано

в таблиці 1.

Таблиця 1

Результати досліджень видобувних можливостей свердловин №102 та №116

Номер свердловини	Мета проведення КРС та тривалість	Видобувні можливості до проведення КРС		Видобувні можливості по завершенні КРС	
		Q _г , тис.м ³ /д	Q _к , т/д	Q _г , тис.м ³ /д	Q _к , т/д
102	Ревізія НКТ 08.07.2003 р. – 20.07.2003 р.	240,0	24,5	260,0	27,0
116	Ревізія НКТ та достріл горизонту В-17 05.09.2003 р. – 10.10.2003 р.	80,0	4,3	125,0	15,0

За результатами промислових досліджень комплексної технології глушіння та освоєння свердловин з АНПТ можна сказати, що ця технологія проста у використуванні, дає змогу уникнути поглинання рідини глушіння, не кольтує пласт і полегшує освоєння свердловин.

Оскільки на свердловинах багатьох виснажених родовищ статичний тиск (Р_{ст}) значно менший за 5,0 МПа, застосовувати послідовне замінування рідини глушіння на рідину меншої густини в подальшому недоцільно. Актуальним заходом буде використовувати на свердловині операції освоєння з використанням піни. Цю проблему треба розглядати комплексно, зокрема і технологію глушіння та

освоювання свердловин. Особливістю технології глушіння свердловини з низьким пластовим тиском на статичний рівень є потреба передбачати [20]:

- використання рідин, які б забезпечували збереження проникності продуктивних пластів та відновлення дебітів свердловин;
- заповнення інтервалу перфорації продуктивного горизонту блокувальною рідиною;
- забезпечення безпечної репресії на пласт, яка утворюється гідростатичним тиском стовпа рідини, що складається зі стовпа підібраної блокувальної рідини в інтервалі перфорації та стовпа робочої рідини вище інтервалу перфорації.

Формулювання мети статті

Мета цієї роботи – обрати оптимальну технологію освоювання свердловин на виснажених родовищах.

Висвітлення основного матеріалу

Під час буріння свердловин чимало бурового розчину потрапляє в продуктивний пласт [21], відбувається кольматація привибійної зони, що знижує її фільтраційні властивості. У зв'язку з цим виникають труднощі з відновлення колекторських властивостей ПЗП. Крім цього, під час експлуатування свердловин нафтогазоконденсатних родовищ виникають ускладнення, пов'язані з руйнуванням привибійної зони, обводненням, корозією ліфтової колони тощо. Для підтримання проектних обсягів видобутку вуглеводнів і відновлення технічного стану свердловин на таких родовищах доводиться виконувати капітальні ремонти, перед початком яких, відповідно до вимог НПАОП 11.1-1.01-08 "Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України", свердловину треба заглушити. Переважно глушіння свердловин теж супроводжується кольматацією продуктивних горизонтів, а за умов низьких пластових тисків особливо вимагає ретельно підбирати рідину глушіння, оскільки очищення пласта за нестачі пластової енергії вимагає уживання певних тривалих заходів. Так, свердловини на родовищах з низьким пластовим тиском після глушіння втрачають свою продуктивність, а інколи їх неможливо освоїти. Отже, виникає потреба в повторному освоюванні.

Для освоєння свердловин використовують різну технологію, яка потребує розроблення нового обладнання. Так, наприклад, відомо, що для проведення робіт із освоювання свердловин можна використовувати різний склад хімічних реагентів [22, 23, 24, 25, 26, 27]. Багато дослідників вивчало проблематику виклику припливу із пласта за допомогою струминного насоса. Так, наприклад, відомо патент України [28]. Відомо, що для освоєння свердловин можна використовувати рідинно-газовий ежектор, що зменшує тривалість робіт [29]. Для виклику припливу із пласта використовують також пристрої іншої конструкції та іншого принципу дії [30].

Фахівці УкрНДІгазу проаналізували наявні технології освоювання свердловин. У результаті дослідно-конструкторської роботи розробили пристрій для освоювання свердловин піною (рис. 1) [31].

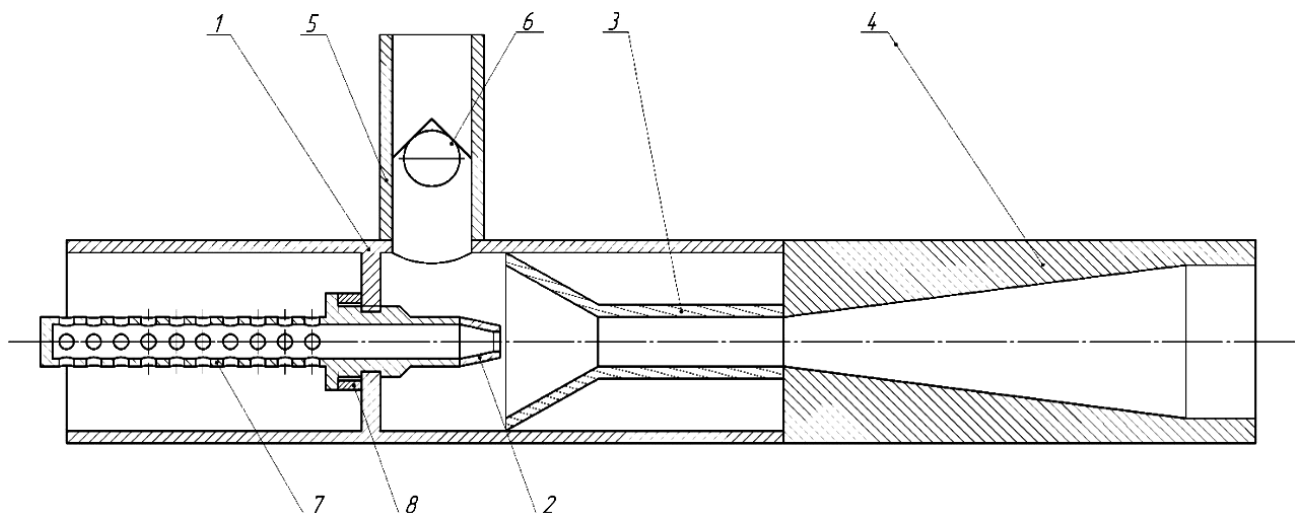


Рис. 1. Схематичний вигляд пристрою для освоювання свердловин піною в розрізі

Цей пристрій для освоювання свердловин піною [32] містить корпус 1; сопло 2 для підведення водного розчину; камеру змішування 3, встановлену всередині корпусу навпроти сопла циліндричної форми з розширенням на вході. Камера змішування 3 жорстко з'єднана з конусоподібним дифузorzом 4, який жорстко з'єднаний з корпусом 1. На бічній поверхні корпусу 1 встановлено радіальний патрубок 5 для підведення газу, оснащений зворотним клапаном 6. У корпусі 1 також встановлено фільтр 7, який виконує функцію тримача

закріпленого на ньому сопла 2. На фільтр 7 між упорною торцевою поверхнею фільтра 7 і соплом 2 встановлено регулювальні шайби 8, заміною яких можна регулювати відстані між соплом 2 і камерою змішування 3.

Пристрій працює таким чином. Робоча рідина під тиском від насосного агрегату подається до пристрою, проходить через фільтр 7, де очищується від механічних домішок і потрапляє в сопло 2. Від джерела газу через нагнітальну лінію (її не зображено на рис. 1) і патрубок 5 подається газ. Потік робочої рідини, проходячи через сопло 2, формується у струмінь, який проходить через камеру змішування 3 і створює в ній зону пониженого тиску відносно тиску змішаного потоку (піни) в дифузори 4, що дає можливість використовувати джерело газу з тиском, нижчим, ніж тиск піни на виході. Проходячи дифузори 4, потік газорідинної суміші або пінної системи зменшує швидкість з одночасним збільшенням тиску. Після дифузора 4 газорідинна суміш подається у свердловину.

У разі зростання тиску в камері змішування 3 до тиску подавання газу і вище, спрацьовує зворотний клапан 6, що запобігає потраплянню піноутворювача в лінію подавання газу. Величина зниження тиску в камері змішування 3 залежить від положення (відстані) сопла 2 від камери змішування 3. Потрібний режим роботи пристрою досягають встановленням регулювальних шайб 8 і сопел 2 потрібного діаметра, а також подаванням водного розчину піноутворювача.

Завдяки можливості регулювати відстань між соплом і камерою змішування, швидко замінити сопло й очищати фільтр без розбирання корпусу, можна швидко підготувати пристрій до використання та забезпечити надійність та ефективність процесу освоєння свердловин.

Фахівці УкрНДІгазу розробили проектну документацію і виготовили цей пристрій (рис. 2) для проведення промислових досліджень.



Рис. 2. Пристрій для освоєння свердловин піною

На прикладі свердловин Шебелинського ГКР вирішено провести експериментальні дослідження із освоєння свердловин піною створеною за допомогою поданого пристрою. Шебелинське ГКР відкрито у 1950 році та введено в дослідно-промислове розроблення у 1956 році. Станом на початок 2016 р. експлуатаційний фонд свердловин Шебелинського родовища становить близько 550 одиниць. Середньозважений пластовий тиск по покладу знизився з початкового 23,77 МПа до поточного 2,09 МПа. З усього видобувного фонду, лише близько 27% свердловин експлуатують з дебітом понад 20 тис.м³/д. Майже 45% свердловин експлуатують з дебітом меншим ніж 5 тис.м³/д, основна частина з яких – це свердловини з незадовільним технічним станом.

Незадовільний технічний стан зумовлений значним віком свердловин (у середньому 40-50 років), корозією глибинного та наземного обладнання, утворенням сольових та піщано-глинистих пробок, зім'яттям експлуатаційних колон та прихопленням НКТ з їх наступною деформацією до повної втрати рухомості тощо. Накопичення рідини на вибоях свердловин та у шлейфах додатково ускладнює процес експлуатування свердловин [33]. Через це під час експлуатування свердловин спостерігають зниження дебітів, а також зупинення свердловин, зумовлене наявністю рідини, що призводить до самоглушіння. Для розв'язання цих завдань розробляють відповідні заходи та вживають їх.

Для експериментального дослідження обрано свердловину 328 Шебелинського ГКР, яку експлуатують з низьким дебітом через накопичення стовпа рідини на вибої, і яка періодично зупиняється. З огляду на те, що об'єм накопиченої рідини у свердловині містить як пластову та конденсаційну воду, так і вуглеводневий конденсат, вирішено використовувати ПАР "Сольпен-10Т". Цей ПАР має характеристики для спінення в умовах підвищеної температури до 120° С високомінералізованих вод (до 350 г/л) і видалення їх, якщо суміш уміщує газовий конденсат (до 60% мас.), який виготовляють згідно з технічними умовами (ТУ У 24.6-23913269-001-2001).

Перед промисловими дослідженнями фахівці УкрНДІгазу лабораторно досліджували пінотворні властивості проби ПАР "Сольпен-10Т". Перші лабораторні дослідження полягали у визначенні фізико-хімічних показників на відповідність технічним умовам та паспорту якості.

Для досліджень використали модель мінералізованої пластової води питомою вагою 1,087 г/см³, що містить 50 г/л хлориду кальцію (CaCl₂) та 100 г/л хлориду натрію (NaCl). Окрім цього, використано стабільний конденсат питомою вагою 0,789 г/см³. Результати лабораторних досліджень ПАР подано в таблиці 1.

Таблиця 2

Результати лабораторних досліджень фізико-хімічних показників ПАР

Назва показника	Норма згідно ТУ	ПАР "Сольпен-10Т"
1. Зовнішній вид та колір	Рідина коричневого кольору. Допускає осад	Відповідає
2. Питома вага за 293,15 К, г/см ³	не менша ніж 1,040	1,047
3. Показник концентрації водневих іонів рН 1%-го розчину	5-10	6
4. Стійкість піни 0,5%-го розчину за 293,15 К і за вмісту вуглеводневого конденсату 10%, с	не менша ніж 300	1200
5. Стійкість піни 0,5%-го розчину за 333,15 К і за вмісту вуглеводневого конденсату 10%, с	не менша ніж 150	417
6. Стійкість піни 1,0%-го розчину за 333,15 К і за вмісту вуглеводневого конденсату 10%, с	не менша ніж 150	475

За результатами лабораторних досліджень встановлено, що надана проба ПАР "Сольпен-10Т" відповідає вимогам ТУ У 24.6-23913269-001-2001 та паспорту якості.

Другі лабораторні дослідження проводили для визначення властивостей ПАР "Сольпен-10Т" за певних умов: модель пластової води за різними концентраціями розчину та температурою.

Дослідження проводили згідно з методиками, поданими у ТУ У 24.6-23913269-001-2001. Для досліджень використали модель мінералізованої пластової води питомою вагою 1,075 г/см³, що містить 50 г/л хлориду кальцію (CaCl₂) та 100 г/л хлориду натрію (NaCl). Окрім цього, використано стабільний конденсат питомою вагою 0,765 г/см³. Результати лабораторних досліджень ПАР подано в таблиці 3.

Таблиця 3

Результати лабораторних досліджень пінотворних властивостей ПАР

Склад досліджуваного розчину		Температура, К	Стійкість піни t , с
Середовище	Концентрація ПАР (Сольпен-10Т), % мас.		
Модель пластової води	2	293,15	>2700
Модель пластової води	2	333,15	>1200
Модель пластової води	5	293,15	>2700
Модель пластової води	5	333,15	>1200
Модель пластової води + 10% конденсату	2	293,15	>900
Модель пластової води + 10% конденсату	2	333,15	180
Модель пластової води + 10% конденсату	5	293,15	>900
Модель пластової води + 10% конденсату	5	333,15	300

За результатами досліджень стійкість піни, приготованої на мінералізованій воді за температури 293,15 К і 333,15 К, становить понад 2700 та 1200 секунд, відповідно, а зважаючи на те, що під час нагнітання піни у свердловину тривалість проходження до її виходу на поверхню становить менше вказаного часу, то даний піноутворювач можна використовувати для утворення піни.

Фахівці УкрНДІгазу склали план проведення робіт з освоєння свердловини 328 Шебелинського ГКР. У ньому викладено основні геолого-промислові дані свердловини (штучний вибій – 2017 м, експлуатаційна колона діаметром 146 мм – 2030 м, глибина спуску НКТ діаметром 73 мм – 1948 м, інтервал перфорації 1750 – 2030 м, Рпл – 6,44 МПа, Рст – 5,49 МПа, Qг – 0,1 тис.м³/д тощо), зазначено прилади, матеріали і потрібну техніку (манометри, пристрій ... [32], зворотний клапан, вода, ПАР "Сольпен-10Т", насосний агрегат, автоцистерна, три пересувні азотні компресорні станції), підготовчі роботи, технологію проведення робіт та заходи з охорони праці.

Відповідно до цього плану технологія проведення робіт була така:

- провели інструктаж з правил техніки безпеки, пожежної безпеки і протифонтанної безпеки виконавцям робіт;
- перевірили технічний стан фонтанної арматури, а також герметичність засувок;
- закрили робочу засувку трубного простору на шлейф (рисунок 2);
- виміряли тиск трубного і затрубного просторів (Р_{тр}, Р_{зтр}) та перевірили положення засувок на фонтанній арматурі;
- установили зразкові манометри на трубному та затрубному просторах фонтанної арматури;
- перед початком проведення робіт тиски становили: Р_{тр} – 0,80 МПа, Р_{зтр} – 2,45 МПа;
- виміряли рівень рідини у свердловині за допомогою ехолота кілька разів. За результатами вимірювання рівня розрахували накопичений об'єм рідини у трубному та затрубному просторах;
- на буферну засувку трубного простору встановили фланець із ніпелем швидкороз'ємного з'єднання, до якого під'єднали спеціальну техніку (насосний агрегат та три пересувні азотні компресорні станції, пристрій ... [32]) і встановили зворотний клапан на нагнітальній лінії;
- опресували нагнітальну лінію на тиск 8,2 МПа;
- приготували у мірній місткості насосного агрегату 2% розчин ПАР “Сольпен-10Т” об'ємом 1,5 м³;
- відкрили буферну засувку трубного простору;
- почали нагнітати вибухобезпечну газову суміш (склад за об'ємом: азот не менше 90% і кисень не більше 10%) у трубний простір через пристрій ... [32] трьома пересувними азотними компресорними станціями;
- під час виконання робіт контролювали трубний та затрубний тиски, а також вихід продукції свердловини;
- за умови, що тиск у трубному просторі зріс до 4,0 МПа, почали подавати розчин ПАР у пристрій...[32] за допомогою насосного агрегату та відповідно нагнітати піну у трубний простір свердловини, при цьому сліdkували за витратою ПАР. Після того, як подали 0,3 м³ розчину ПАР, зупинили насосний агрегат, при цьому вибухобезпечну газову суміш продовжували нагнітати трьома пересувними азотними компресорними станціями;
- відкрили робочу засувку затрубного простору на факельний амбар;
- за умови, що тиск у трубному просторі зріс до 4,0 МПа, почали подавати розчин ПАР у пристрій...[32] за допомогою насосного агрегату та відповідно нагнітати піну у трубний простір свердловини, при цьому сліdkували за витратою ПАР. Після того, як подали 0,3 м³ розчину ПАР, зупинили насосний агрегат, при цьому вибухобезпечну газову суміш продовжували нагнітати трьома пересувними азотними компресорними станціями;
- сліdkували за виходом піни (рідини) на факельному амбарі свердловини;
- після появи піни (рідини) на факельному амбарі почали подавати розчин ПАР у пристрій...[32] за допомогою насосного агрегату та відповідно нагнітати піну у трубний простір свердловини, при цьому сліdkували за витратою ПАР. Після того, як подали 0,3 м³ розчину ПАР, зупинили насосний агрегат, при цьому вибухобезпечну газову суміш продовжували нагнітати трьома пересувними азотними компресорними станціями;
- після закінчення виходу піни (рідини) на факельному амбарі закрили робочу засувку затрубного простору на факельний амбар;
- контролювали тиск на трубному та затрубному просторах та сліdkували за його зростанням;
- відкрили робочу засувку затрубного простору на факельний амбар;
- почали подавати розчин ПАР у пристрій...[32] за допомогою насосного агрегату та відповідно нагнітати піну у трубний простір свердловини, при цьому сліdkували за витратою ПАР. Після того, як подали 0,3 м³ розчину ПАР, зупинили насосний агрегат, при цьому вибухобезпечну газову суміш продовжували нагнітати трьома пересувними азотними компресорними станціями;
- сліdkували за виходом піни (рідини) на факельному амбарі;
- почали подавати розчин ПАР у пристрій...[32] за допомогою насосного агрегату та відповідно нагнітати піну у трубний простір свердловини, при цьому сліdkували за витратою ПАР. Після того, як подали 0,3 м³ розчину ПАР, зупинили насосний агрегат, при цьому вибухобезпечну газову суміш продовжували нагнітати трьома пересувними азотними компресорними станціями;
- сліdkували за виходом піни (рідини) на факельному амбарі;
- по закінченні виходу піни (рідини) на факельному амбарі, припинили роботи із освоювання. Зупинили роботу трьох пересувних азотних компресорних станцій і закрили буферну засувку трубного простору та робочу засувку затрубного простору на факельний амбар;
- стравили тиск із нагнітальної лінії до атмосферного та демонтували її;
- контролювали тиск на трубному та затрубному просторах та сліdkували за його зростанням;
- після зростання трубного та затрубного тисків, відкрили робочу засувку трубного простору на шлейф для надходження вуглеводневої сировини;

- свердловину ввели у експлуатацію та слідкували за параметрами її роботи;
- виміряли видобувні можливості свердловини на установці підготовки газу;
- виміряли рівень рідини у свердловині за допомогою ехолота кілька разів. За результатами вимірювання рівня розрахували накопичений об'єм рідини у трубному та затрубному просторах;
- склали акт на виконанні роботи.

Під час виконання робіт кратність піни становила від 110 до 120. Завдяки експерименту на амбарі свердловини отримано рідинні забруднення, а також брудну піну. По завершенню робіт спостерігали за динамікою робочих тисків. Свердловину ввели у експлуатацію та слідкували за параметрами режиму її роботи. Виміряли фактичні параметри експлуатування свердловини. За результатами досліджень свердловини отримано збільшення дебіту газу.

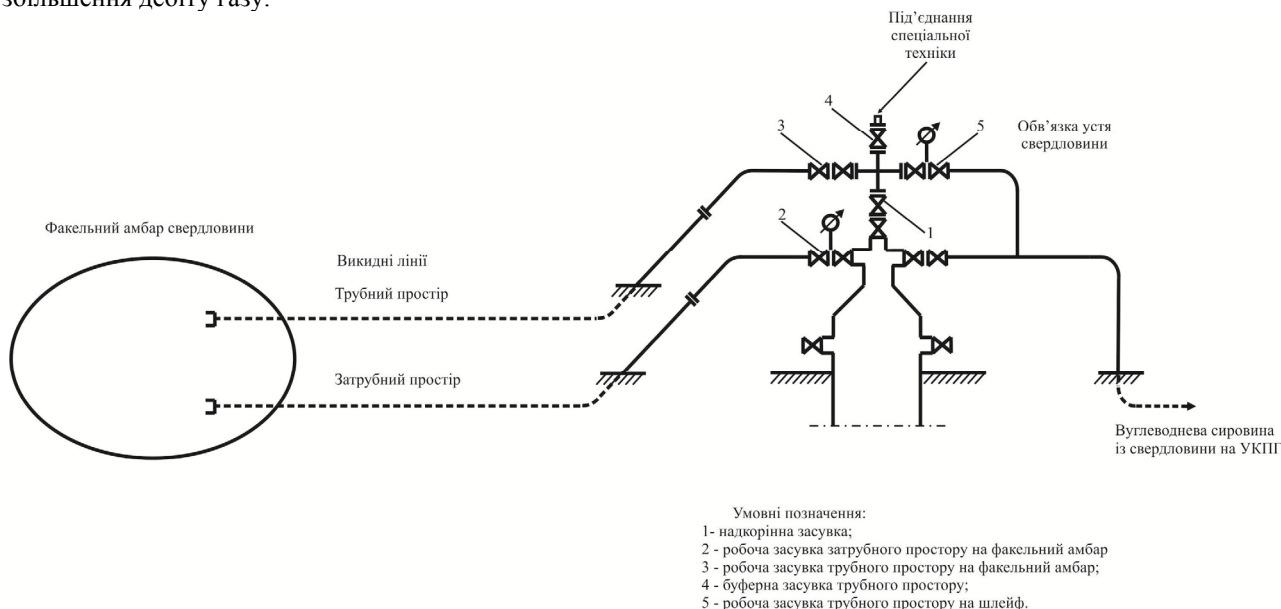


Рис. 3. Схема об'язки устя свердловини і під'єднання спеціальної техніки під час освоєння

Зауважимо, що фахівці УкрНДІгазу спільно з працівниками Шебелинського ЦВНГК отримали позитивний ефект відновлення продуктивності свердловин 328, 566, 126, 428, 421 Шебелинського ГКР за рахунок видалення рідини із вибою та стовбура піною, створеною подаванням розчину ПАР насосним агрегатом у пристрій ... [32] та відповідно нагнітанням вибухобезпечної газової суміші. Це виконали згідно з розробленими індивідуальними планами робіт. Результати виконаних робіт із освоєння свердловин 328, 566, 126, 428, 421 подано в таблиці 4.

Таблиця 4

Результати дослідно-промислових випробувань

Номер свердловини	Параметри свердловини до початку робіт			Параметри свердловини по завершенні робіт		
	$P_{тр}$, МПа	$P_{зтр}$, МПа	$Q_{г}$, тис.м ³ /д	$P_{тр}$, МПа	$P_{зтр}$, МПа	$Q_{г}$, тис.м ³ /д
328	0,80	2,45	0,1	0,80	1,25	0,3
566	0,99	1,76	0,2	0,99	1,09	2,6
126	0,78	1,71	0,3	0,78	1,07	4,9
428	0,75	1,66	0,4	0,75	0,80	13,6
421	0,76	1,73	0,2	0,76	0,84	18,0

За результатами проведених досліджень удалося відновити продуктивність свердловин. Очевидно, що за результатами дослідно-промислових випробувань технології освоєння свердловин її можна рекомендувати і для інших свердловин. З огляду на позитивні результати, можна застосовувати описану вище технологію як для освоєння свердловин, так і для видалення рідини із них.

Висновки

1. Для досягнення позитивного результату із освоєння свердловин виснажених газоконденсатних родовищ доцільно застосовувати передові технології на підставі промислових досліджень.

2. Пристрій для освоювання свердловин, що його розробили фахівці УкрНДІгазу, успішно випробувано на свердловинах Шебелинського ГКР та отримано такі позитивні результати: зручність для обслуговування через невеликі габаритні розміри, надійна конструкція, стабільне пінотворення за результатами промислових досліджень.

3. За даними дослідно-промислових випробувань технології освоювання свердловин 328, 566, 126, 428, 421 Шебелинського ГКР отримано позитивний результат, який полягає у видаленні рідини із вибою та стовбура, а також збільшення дебіту відповідно на 0,2; 2,4; 4,6; 13,2; 17,8 тис.м³/д. Результати виконаних досліджень свідчать про ефективність застосування викладеної технології освоювання свердловин.

4. Для відновлення експлуатації зупинених газоконденсатних свердловин через накопичення рідини на вибої та у стовбурі доцільно застосовувати подану технологію освоювання піною. Особливо актуальна ця технологія для свердловин виснажених родовищ, на яких наявні низькі пластові тиски, які у подальшому ще будуть меншати.

References

1. Водорезов Д. Д. Расчет параметров многофазного потока в скважине при азотном освоении колтюбингом / Д. Д. Водорезов, М. В. Двойников // Бурение & Нефть. – 2015. – № 4. – С. 56–58.
2. Мельникова Е.В. Анализ освоения и эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин месторождений Восточной Сибири / Е.В. Мельникова, О.В. Ивченко, Е.А. Пылёв, В.И. Нифантов, В.М. Пищухин, М.В. Ивченко, И.В. Чурикова // Вести газовой науки: науч.-технический сб. – М.: ГазпромВНИИГАЗ, 2018. – № 1 (33): Актуальные проблемы добычи газа. – С. 62–70.
3. Шлеин Г.А. Совершенствование технологии освоения скважин после многостадийного ГРП / Г.А. Шлеин, А.Н. Калинин, А.В. Гречкань, Д.А. Волгин, А.А. Мирабдуллаев // Молодой ученый. – 2018. – № 44 (230). – С. 49–50.
4. Лягов А.В. Совершенствование технологии вторичного вскрытия и освоения скважин / А.В. Лягов, Е.Л. Маликов, Н.Ю. Кузнецова, Н.А. Шаповал, М.А. Лягова, А.С. Симонов // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 6. – С. 160–173.
5. Мельникова Е.В. Повышение эффективности освоения скважин на месторождениях Восточной Сибири / Е.В. Мельникова, В.И. Нифантов // «Территория “НЕФТЕГАЗ”». – 2015. – № 2. – С. 18–24.
6. Яремійчук Р.С. Освоєння та дослідження свердловин / Р.С. Яремійчук, В.Р. Возний // – Львів. 1994. – 440 с.
7. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Макаренко П.П., Яремійчук Р.С. Освоение скважин: Справочное пособие / Под ред. Р.С. Яремійчука. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 1999. – 473 с.
8. Яремійчук Р. С. Освоєння свердловин: довідник / Р.С. Яремійчук, Я.С. Яремійчук. – Л.: Центр Європи, 2007. – 367 с.
9. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин: монография / А.И. Булатов, О.В. Савенко, Р.С. Яремійчук. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
10. Катеринчук П.О. Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин / П.О. Катеринчук, Д.В. Римчук, С.В. Цибулько, О.Л. Шудрик – Х.: Пром-Арт, 2018. – 608 с.
11. Воловецький В.Б. Особливості видобування вуглеводнів на Юліївському НГКР / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, О.Ю. Витязь, В.В. Величко, В.І. Коцаба, С.В. Василенко // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2017. – Вип. 1 (42). – С. 33–45.
12. Воловецький В.Б. Освоєння свердловин на завершальній стадії розробки родовищ / В.Б. Воловецький, В.І. Коцаба, С.В. Василенко, О.М. Щирба, А.В. Гнітко, А.В. Дьомін // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць.– Харків: УкрНДІгаз, 2017. – Вип. XLV. – С. 135 – 140.
13. Мирзаджанзаде А.Х. Основы технологии добычи газа / А.Х. Мирзаджанзаде, О.Л. Кузнецов, К.С. Басниев, З.С. Алиев // – М.: ОАО Издательство Недр, 2003. – 880 с.
14. Мирошніченко Т.І. Піногенератор для освоєння глибоких свердловин з аномально низьким пластовим тиском / Т.І. Мирошніченко, Б.Б. Синюк // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. – Харків: УкрНДІгаз, 2003. – Вип. XXXI. – С. 253 – 257.
15. Мирошніченко Т.І. Моделювання та дослідження процесів отримання піни високого тиску з аерованої суміші / Т.І. Мирошніченко, Д.Т. Мирошніченко // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць.– Харків: УкрНДІгаз, 2005. – Вип. XXXIII. Т. 2 – С. 29 – 36.
16. Мирошніченко Т.І. Комплексна технологія глушіння та освоєння свердловин з аномально-низьким пластовим тиском / Т.І. Мирошніченко, Д.Т. Мирошніченко // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць.– Харків: УкрНДІгаз, 2005. – Вип. XXXIII. Т. 2 – С. 40 – 48.
17. Патент України № 69214, МПК E21B43/32. Процес блокування привибійної зони / Мирошніченко Т.І., Піддубний П.А., Мороз А.І., Кичигін М.Ф., Роботько Л.В., Мирошніченко Д.Т., Кітура О.М. Подання заявки 16.12.2003; Опубл 16.08.2004; Бюл № 8, патентовласник ДК “Укргазвидобування”.
18. Патент України № 68260, МПК CO9K8/42. Розчин для глушіння та ремонту свердловин / Кітура О.М., Світлицький В.М., Хомин І.І., Піддубний П.А., Мирошніченко Т.І. Подання заявки 03.11.2003; Опубл 15.07.2004; Бюл № 7, патентовласник ДК “Укргазвидобування”.
19. Патент України № 54523, МПК E21F5/02. Піногенератор / Артемов В.І., Синюк Б.Б., Мирошніченко Т.І. Подання заявки 27.12.1999; Опубл 17.03.2003; Бюл №3, патентовласник ДК “Укргазвидобування”.
20. СОУ 09.1-30019775-284:2017 Свердловини на нафту і газ. Заходи із запобігання ускладнень під час капітального ремонту свердловин на газових і газоконденсатних родовищах з аномально низьким пластовим тиском.
21. Херман. З. Влияние охраны призабойной зоны пласта на повышение продуктивности нефтяных и газовых скважин / З. Херман // Проблемы нефтегазовой промышленности: Зб. наук. праць. Вип. 5. – Київ, 2007. – С. 361 – 365.
22. Патент України № 17072, МПК E21B43/25. Піноутворюючий склад для освоєння свердловини / Іванків О.О., Писаренко А.А., Ковальова Н.В., Гординська О.В. Подання заявки 23.02.2006; Опубл 15.09.2006; Бюл № 9, патентовласник Полтавське відділення Українського державного геологорозвідувального інституту.

23. Патент України № 17819, МПК E21B43/25. Піноутворюючий склад для освоєння свердловин / Вечерік Л.В., Хасцький Ю.Б., Шимко Р.Я., Фірман М.А., Стасів О.С., Іванків О.О., Дементій С.В. Подання заявки 12.04.2006; Опубл 16.10.2006; Бюл № 10, патентовласник ДК “Укртрансгаз”.
24. Патент України № 43462, МПК E21B43/22. Піноутворюючий склад для обмеження припливу пластових вод і освоєння свердловин / ТОВ “Нові мікротехнології”. Подання заявки 27.10.1999; Опубл 17.12.2001; Бюл № 1, патентовласник ТОВ “Нові мікротехнології”.
25. Патент України № 56923, МПК E21B43/25. Піноутворюючий склад для освоєння свердловини / ТОВ “Українська торгівельна компанія”. Подання заявки 13.11.2002; Опубл 15.05.2003; Бюл № 5, патентовласник ТОВ “Українська торгівельна компанія”.
26. Патент України № 59972, МПК E21B21/00. Склад реагенту для освоєння продуктивних горизонтів свердловин / Білецький Я.С., Білецький М.С., Коцкулич Я.С., Коцкулич Є.Я., Цифра Ю.М., Сенюшкович М.В. Подання заявки 01.11.2010; Опубл 10.06.2011; Бюл № 11, патентовласник Білецький Я.С., Білецький М.С., Коцкулич Я.С., Коцкулич Є.Я., Цифра Ю.М., Сенюшкович М.В.
27. Патент України № 64038, МПК E21B21/00. Склад реагенту для освоєння продуктивних горизонтів свердловин / Білецький Я.С., Білецький М.С., Коцкулич Я.С., Коцкулич Є.Я., Сушинський І.І., Сенюшкович М.В., Кочкодан Я.М., Білецька І.Я. Подання заявки 11.04.2011; Опубл 25.10.2011; Бюл № 20, патентовласник Білецький Я.С., Білецький М.С., Коцкулич Я.С., Коцкулич Є.Я., Сушинський І.І., Сенюшкович М.В., Кочкодан Я.М., Білецька І.Я.
28. Патент України № 40206, МПК E21B43/11. Спосіб освоєння свердловин при аномально низьких пластових тисках з наступною експлуатацією без глушіння свердловини та пристрій для його здійснення / Яремійчук Р.С., Шандровський Т.Р., Лужаниця О.В., Якимечко Я.Я. Подання заявки 09.10.2000; Опубл 16.07.2001; Бюл №6, патентовласник Яремійчук Р.С., Шандровський Т.Р., Лужаниця О.В., Якимечко Я.Я.
29. Патент України № 22632, МПК E21B43/00. Рідинно-газовий ежектор для освоєння свердловин / Петришак В.С., Марчук Я.С., Андріішин М.П., Яцків М.П., Гордієнко О.М., Юськів Р.М. Подання заявки 06.12.2006; Опубл 25.04.2007; Бюл № 5, патентовласник Петришак В.С., Марчук Я.С., Андріішин М.П., Яцків М.П., Гордієнко О.М., Юськів Р.М.
30. Патент України № 86468, МПК E21B43/00. Пристрій для освоєння свердловини / Купер І.М., Тарабарінов П.В., Примолений Ю.В. Подання заявки 04.06.2007; Опубл 27.04.2009; Бюл № 8, патентовласник ПАТ “Укрнафта”.
31. Семеняка О.Г. Освоєння свердловин піною із застосуванням пристрою, розробленого УкрНДІГазом / О.Г. Семеняка, С.І. Кушнар'єв, В.О. Росляков, А.М. Шліхутка, Н.Б. Михайликова // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць – Харків: УкрНДІГаз, 2017. – Вип. XLV. – С. 112 – 116.
32. Патент України № 104950, МПК E21B43/00. Пристрій для освоєння свердловин піною / Семеняка О.Г., Кушнар'єв С.І., Коцаба В.І., Кривуля С.В., Росляков В.О., Фесенко Ю.Л., Вахрив А.П., Клименко С.М., Когуч Д.М., Місін'єв О.О. Подання заявки 15.09.2015; Опубл 25.02.2016; Бюл № 4, патентовласник ПАТ “Укргазвидобування”.
33. Мачужак М.І. Особливості розробки Шебелинського ГРП / М.І. Мачужак, С.О. Паюк, В.І. Жмурков, С.В. Кривуля, Є.С. Бікман, В.В. Соболев, О.М. Щирба // Нафтогазова галузь України – 2017. – № 1. – С. 3 – 6.

Опытнo-промысловые испытания технологии освоения скважин для восстановления продуктивности

А. Г. Семеняка, С. И. Кушнар'єв, В. И. Коцаба, В. Б. Воловецкий, О. Н. Щирба

Проблематика. В работе рассмотрены актуальные вопросы, связанные с проведением работ по освоению скважин истощенных месторождений. Для освоения скважин с низкими пластовыми давлениями применяют различные технологии, предусматривающие использование нового оборудования.

Цель исследования. Экспериментально исследована технология освоения скважин на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки. Для получения пластового флюида при низких пластовых давлениях важно выбор оптимальной технологии освоения скважин.

Методика реализации. Специалисты Украинского научно-исследовательского института природных газов разработали устройство для создания пены и освоения скважин. Благодаря применению его можно получить пену для удаления жидкости из забоя и ствола, что позволит восстановить производительность скважин. Разработана конструкция и описан принцип работы этого устройства. Проведены опытно-промышленные испытания технологии освоения газоконденсатных скважин с использованием пены.

Результаты исследования. В результате проведенных работ по освоению удалено жидкость из скважин при помощи нагнетания взрывобезопасной газовой смеси и пены. Во время выполнения работ контролировали трубное и затрубное давления, а также выход продукции скважины на факельном амбаре. После нагнетания пены, созданной из раствора поверхностно-активных веществ, останавливали работу насосного агрегата, при этом взрывобезопасную газовую смесь продолжали нагнетать передвижными азотными компрессорными станциями. Пену нагнетали с интервалом во времени в зависимости от индивидуального плана работ. По окончании выхода пены (жидкости) на факельном амбаре, прекратили работы по освоению. Контролировали давление на трубном и затрубном пространствах и следили за его ростом. Скважину ввели в эксплуатацию и следили за параметрами ее работы. На основании измеренных добывающих возможностей скважин получено увеличение дебита газа.

Выводы. Благодаря применению представленной технологии освоения скважин можно достигать положительного результата на истощенных газоконденсатных месторождениях. Промысловое применение технологии освоения на практике позволит достичь ожидаемого дебита скважин и обеспечивать стабильную добычу углеводородов.

Ключевые слова: скважина, пластовое давление, жидкость, освоение, пена.

Pilot testing of development wells technology to restore performance

O. G. Semenyaka, S. I. Kushnarov, V. I. Kotsaba, V. B. Volovetskyi, O. M. Shchyrba

Issues in focus. The paper deals with a topical issues related to the development of depleted reservoir wells. To develop wells with low reservoir pressures, different technologies are used that involve the use of new equipment.

Objective. Experimentally investigate the technology of wells exploration at the final stages of development. To obtain reservoir fluid at low reservoir pressures, it is important to choose the optimal well development technology.

Methods of implementation. Specialists of the Ukrainian Scientific Research Institute of Natural Gases have developed a device for foam production and well development. By applying it, foam can be obtained to remove the fluid from the bottom and the well shaft, which will restore the wells performance. The design and operation principle of this device have been developed. Experimental and industrial tests of exploration of gas-condensate wells technology using foam were carried out.

Research results. As a result of the exploration work, fluid was removed from the wells by injection of non-explosive gas mixture and foam. During the work, the pipe and annulus pressures were monitored as well as the output of the well at the flare barn. After injection of the foam formed from the solution of surfactants, the pumping unit was stopped, while the non-explosion gas mixture was continued to be pumped by mobile nitrogen compressor stations. The foam was injected at intervals, defined by individual plan of work. At the end of the of foam (liquid) flow on the flare barn, the development work was stopped. The pipe and annulus pressures and also their growth were monitored. The well was commissioned and the parameters of its operation were monitored. Based on the measured production capacity of the wells, an increase in gas flow was obtained.

Conclusions. Thanks to the presented technology of wells development it is possible to achieve a positive result on the depleted gas condensate fields. The industrial application of the development technology in practice will allow to achieve the expected wells flow rate and to provide stable production of hydrocarbons.

Keywords: well, reservoir pressure, fluid, development, foam.

References

- Vodorezov, D.D. and Dvoynikov, M.V. (2015), "Calculation of multiphase flow parameters in a well during nitrogen development by coiled tubing", *Drilling and Oil*, no. 4, pp. 56–58.
- Melnikova, Ye.V., Ivchenko, O.V., Pylev, Ye.A., Nifantov, V.I., Pishchukhin, V.M., Ivchenko, M.V. and Churikova, I.V. (2018), "Analyzing development and operation of gas and gas-condensate wells at the fields in Eastern Siberia", *News of Gas Science*, vol. 33, no. 1, pp. 62 – 70.
- Shlein, G.A., Kalinchuk, A.N., Grechkan, A.V., Volgin, D.A. and Mirabdullaev, A.A. (2018), "Perfection of technology of well completion after multistage hydraulic fracturing", *Young Scientist*, vol. 230, no. 44, pp. 49 – 50.
- Lyagov, A.V., Malikov, Ye.L., Kuznetsova, N.Yu., Shamov, N.A., Lyagova, M.A. and Simonov, A.S. (2011), "Improving the technology of the secondary opening and development of wells", *Oil and Gas Business*, no. 6, pp. 160 – 173.
- Melnikova, Ye.V. and Nifantov, V.I. (2015), "Efficiency increase of well development at Eastern Siberia deposits", *Oil and Gas Territory*, no. 2, pp.18 – 24.
- Yaremiichuk, R.S. and Voznyi, V.R. (1994), *Osvoennia ta doslidzhennia sverdlovyh* [Well development and exploration], Lviv, Ukraine.
- Bulatov, A.I., Kachmar, Yu.D., Makarenko, P.P. and Yaremiichuk, R.S. (1999), *Osvoenie skvazhin* [Well development], in Yaremiichuk, R.S. (ed.). OOO "Nedra-Biznesstsentr", Moscow, Russia.
- Yaremiichuk, R. S. and Yaremiichuk, Ya.S. (2007), *Osvoennia sverdlovyh* [Well development], Tsentr Yevropy, Lviv, Ukraine.
- Bulatov, A.I., Savenok, O.V. and Yaremiichuk, R.S. (2016), *Nauchnye osnovy i praktika osvoeniya neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Scientific bases and practice of oil and gas wells development], Izdatelskii Dom – Yug, Krasnodar, Russia.
- Katerynchuk, P.O., Rymchuk, D.V., Tsybulko, S.V. and Shudryk, O.L. (2018), *Osvoennia, intensyfikatsiia ta remont sverdlovyh* [Well development, intensification and repair], Prom-Art, Kharkiv, Ukraine.
- Volovetskyi, V.B., Shchyrba, O.M., Vytiaz, O.Yu., Velychko, V.V., Kotsaba, V.I. and Vasylenko, S.V. (2017), "Peculiarities of hydrocarbons production in the Yuliivske OGCF", *Scientific Bulletin of the Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*, vol. 42, no. 1, pp. 33 – 45.
- Volovetskyi, V.B., Kotsaba, V.I., Vasylenko, S.V., Shchyrba, O.M., Hnitko, A.V. and Diomin, A.V. (2017), "Well development at the final stage of field development", *Problems of Gas Industry Development in Ukraine*, no. XLV, pp. 135–140.
- Mirzadzhanzade, A.Kh., Kuznetsov, O.L., Basniev, K.S and Aliev, Z.S. (2003), *Osnovy tekhnologii dobychi gaza* [Fundamentals of gas production technology], OAO Izdatelstvo Nedra, Moscow, Russia.
- Myroshnichenko, T.I. and Syniuk, B.B. (2003), "Foam generator for deep well development with abnormally low reservoir pressure", *Problems of Gas Industry Development in Ukraine*, no. XXXI, pp. 253 – 257.
- Myroshnichenko, T.I. and Myroshnichenko, D.T. (2005), "Modeling and investigation of the processes of obtaining high-pressure foam from aerated mixture", *Problems of Gas Industry Development in Ukraine*, no. XXXIII, pp. 29 – 36.
- Myroshnichenko, T.I. and Myroshnichenko, D.T. (2005), "Complex technology of killing and development of wells with abnormally low reservoir pressure", *Problems of Gas Industry Development in Ukraine*, no. XXXIII, pp. 40 – 48.
- Myroshnichenko, T.I., Piddubnyi, P.A., Moroz, A.I., Kychyhin, M.F., Robotko, L.V., Myroshnichenko, D.T. and Kitura, O.M., Patentovlasnyk DK "Ukrigasvydobuvannia" (2004), *Protse blokuvannia pryvybiinoi zony*, Patent of Ukraine, Patent № 69214.
- Kitura, O.M., Svitlytskyi, V.M., Khomyn, I.I., Piddubnyi, P.A. and Myroshnichenko, T.I., Patentovlasnyk DK "Ukrigasvydobuvannia" (2004), *Rozchyn dlia hlushinnia ta remontu sverdlovyh*, Patent of Ukraine, Patent № 68260.

19. Artemov, V.I., Syniuk, B.B. and Myroshnichenko, T.I., Patentovlasnyk DK "Ukrasvydobuvannia" (2003), *Pinohenerator*, Patent of Ukraine, Patent № 54523.
20. SOU 09.1-30019775-284:2017. Sverдловyny na naftu i haz. Zakhody iz zapobihannia uskladnen pid chas kapitalnoho remontu sverдловyn na hazovykh i hazokondensatnykh rodovyshchakh z anomalno nyzkym plastovym tyskom.
21. Kherman, Z. (2007), "Influence of the protection of bottom-hole formation zone on increasing the productivity of oil and gas wells", *Problems of Oil and Gas Industry*, no. 5, pp. 361 – 365.
22. Ivankiv, O.O., Pysarenko, A.A., Kovaliova, N.V. and Hordynska, O.V., Patentovlasnyk Poltavske viddilennia Ukrainskoho derzhavnogo heolohorozvidualnoho instytutu (2006), *Pinoutvoriuuchy sklad dlia osvoiennia sverдловyny*, Patent of Ukraine, Patent № 17072.
23. Vecherik, L.V., Khaietskyi, Yu.B., Shymko, R.Ya., Firman, M.A., Stasiv, O.S., Ivankiv, O.O. and Dementii, S.V., Patentovlasnyk DK "Ukrtransgas" (2006), *Pinoutvoriuuchy sklad dlia osvoiennia sverдловyn*, Patent of Ukraine, Patent № 17819.
24. TOV "Novi mikrotekhnologii", Patentovlasnyk TOV "Novi mikrotekhnologii" (2001), *Pinoutvoriuuchy sklad dlia obmezhenia pryplyvu plastovykh vod i osvoiennia sverдловyny*, Patent of Ukraine, Patent № 43462.
25. TOV "Ukrainska torhiveln kompaniia", Patentovlasnyk TOV "Ukrainska torhiveln kompaniia" (2003), *Pinoutvoriuuchy sklad dlia osvoiennia sverдловyny*, Patent of Ukraine, Patent № 56923.
26. Biletskyi, Ya.S., Biletskyi, M.S., Kotskulych, Ya.S., Kotskulych, Ye.Ya., Tsyfra, Yu.M. and Seniushkovich, M.V., Patentovlasnyk Biletskyi, Ya.S., Biletskyi, M.S., Kotskulych, Ya.S., Kotskulych, Ye.Ya., Tsyfra, Yu.M. and Seniushkovich, M.V. (2011), *Sklad reahentu dlia osvoiennia produktyvnykh horizontiv sverдловyn*, Patent of Ukraine, Patent № 59972.
27. Biletskyi, Ya.S., Biletskyi, M.S., Kotskulych, Ya.S., Kotskulych, Ye.Ya., Sushynskiy, I.I., Seniushkovich, M.V., Kochkodan, Ya.M. and Biletska, I.Ya., Patentovlasnyk Biletskyi, Ya.S., Biletskyi, M.S., Kotskulych, Ya.S., Kotskulych, Ye.Ya., Sushynskiy, I.I., Seniushkovich, M.V., Kochkodan, Ya.M. and Biletska, I.Ya. (2011), *Sklad reahentu dlia osvoiennia produktyvnykh horizontiv sverдловyn*, Patent of Ukraine, Patent № 64038.
28. Yaremiichuk, R.S., Shandrovskiy, T.R., Luzhanytsia, O.V. and Yakymchko, Ya.Ya., Patentovlasnyk Yaremiichuk, R.S., Shandrovskiy, T.R., Luzhanytsia, O.V. and Yakymchko, Ya.Ya. (2001), *Sposib osvoiennia sverдловyn pry anomalno nyzkykh plastovykh tyskakh z nastupnoi ekspluatatsiieiu bez hlushinnia sverдловyny ta prystrii dlia yoho zdiisnennia*, Patent of Ukraine, Patent № 40206.
29. Petryshak, V.S., Marchuk, Ya.S., Andriishyn, M.P., Yatskiv, M.P., Hordiienko, O.M. and Yuskiv, R.M., Patentovlasnyk Petryshak, V.S., Marchuk, Ya.S., Andriishyn, M.P., Yatskiv, M.P., Hordiienko, O.M. and Yuskiv, R.M. (2007), *Ridynno-hazovy ezhektor dlia osvoiennia sverдловyn*, Patent of Ukraine, Patent № 22632.
30. Kuper, I.M., Tarabarinov, P.V. and Prymolennyi, Yu.V., Patentovlasnyk PAT "Ukrnafta" (2009), *Prystrii dlia osvoiennia sverдловyny*, Patent of Ukraine, Patent № 86468.
31. Semeniaka, O.H., Kushnarov, S.I., Rosliakov, V.O., Shlikhutka, A.M. and Mykhailykova, N.B. (2017), "Development of wells with foam using the device developed by UkrNDigas", *Problems of Gas Industry Development in Ukraine*, no. XLV, pp. 112 – 116.
32. Semeniaka, O.H., Kushnarov, S.I., Kotsaba, V.I., Kryvulia, S.V., Rosliakov, V.O., Fesenko, Yu.L., Vakhryv, A.P., Klymenko, S.M., Kohuch, D.M. and Misinov, O.O., Patentovlasnyk PAT "Ukrasvydobuvannia" (2016), *Prystrii dlia osvoiennia sverдловyn pinoiu*, Patent of Ukraine, Patent № 104950.
33. Machuzhak, M.I., Paiuk, S.O., Zhmurkov, V.I., Kryvulia, S.V., Bikman, Ye.S., Sobol, V.V. and Shchyryba, O.M. (2017), "Peculiar features of the development of Shebelynske GCF", *Oil and Gas Industry of Ukraine*, no. 1, pp. 3 – 6.