

**В. Б. Воловецький, В. Л. Отрішко, О. М. Щирба, А. О. Витязь**

## **ПРОБЛЕМА ОБВОДНЕННЯ СВЕРДЛОВИН НЕДІЛЬНОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА ТА ШЛЯХИ ЇЇ РОЗВ'ЯЗАННЯ**

*У процесі розробки Недільного газоконденсатного родовища спостерігається обводнення продуктивного горизонту М-4, що негативно впливає на досягнення максимального коефіцієнта вилучення вуглеводнів. Фахівцями Юліївського цеху з видобутку нафти, газу і конденсату проведено дослідження свердловини 3. За результатами досліджень вибрано режим експлуатації свердловини, що передбачав періодичний відбір газу. У подальшому під час експлуатації свердловина зупинилася. Для відновлення її експлуатації проводили освоєння, а відтак пускали в експлуатацію. Через зростання водного фактору експлуатація свердловини була нетривалою.*

*Для вирішення проблеми обводнення свердловини 3 були виконані роботи з селективної водоізоляції за технологією, розробленою Українським науково-дослідним інститутом природних газів. Сутність цієї технології полягає в утворенні в пластових умовах непроникного шару з блокувального матеріалу, що забезпечує ізоляцію припливу пластової води. Так, фахівцями інституту складено план робіт, який передбачав виконання робіт у чотири етапи, зокрема, подавання піни у внутрішню порожнину ліфтових труб для промивки від піску, закачування блокувального розчину, закачування хімічних реагентів та дослідження свердловини. За результатом виконаних водоізоляційних робіт, отримано зменшення вмісту пластової води у продукції свердловини. Проведено індивідуальний замір параметрів експлуатації свердловини. Таким чином, виконання водоізоляційних робіт дозволило відновити її експлуатацію. Запропоновано технологічний режим експлуатації свердловини, обмежений за рахунок устанавлення шайби на усті. З метою запобігання передчасного обводнення продуктивних горизонтів важливим заходом є вибір і дотримання оптимального технологічного режиму експлуатації свердловин. За умови зростання водного фактору необхідно провести геофізичні дослідження з метою встановлення джерела надходження води у свердловину.*

**Ключові слова:** *свердловина, продуктивний горизонт, пластова вода, технологічний режим експлуатації, обводнення, ізоляція водоприпливу.*

### **Вступ**

Проблема обводнення газових і газоконденсатних свердловин є надзвичайно актуальною на сьогодні. Вона пов'язана з багатьма причинами: особливістю геологічної будови родовища та величиною запасів вуглеводнів, режимами експлуатації і технічним станом свердловин тощо.

### **Аналіз останніх досліджень і публікацій**

У процесі розробки газових та газоконденсатних родовищ (ГКР) на виснаження відбувається зниження пластового й робочого тисків і, відповідно, дебітів свердловин. Ураховуючи це, необхідно застосовувати заходи для стабілізації видобування вуглеводнів.

У [1, 2, 3, 4] на прикладі родовищ Юліївського, Скворцівського, Наріжнянського, Недільного розглянуто шляхи ефективного видобування вуглеводнів. Під час розробки родовищ постає чимало проблемних питань, ускладнень, що негативно впливає на забезпечення необхідного рівня видобування вуглеводневої сировини. Отже, для стабілізації видобутку на родовищі розробляють заходи, програми перспективного розвитку на наступні роки.

Так, під час експлуатації свердловини 53 Юліївського НГКР спостерігали збільшення водного фактору, що негативно впливало на рівень видобування вуглеводнів. Для боротьби Наукові праці ВНТУ, 2018, №2

із цим ускладненням в Українському науково-дослідному інституті природних газів розробили технологію водоізоляційних робіт із використанням цементів на вуглеводневій основі. Сутність її полягає в утворенні цементного екрану на шляху надходження пластових вод до свердловини. У продуктивних пластах нафтоцементний розчин не схоплюється й не знижує їхні фільтраційні властивості.

Позитивний ефект від застосування наведеної технології отримано в свердловині 53 Юліївського НГКР. Експлуатаційний об'єкт представлений двома продуктивними горизонтами С-5б і С-6 (інтервали перфорації відповідно 3134-3128 м та 3112-3097 м). У процесі експлуатації свердловини спочатку обводнився нижній, а пізніше і верхній горизонт. За даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС), газоводяний контакт піднявся до 3103 м. У ході водоізоляційних робіт вдалося сформувати цементне кільце поза експлуатаційною колоною у водоносному інтервалі й у цьому ж інтервалі встановити цементний стакан. У результаті чого приплив води було ізольовано.

Протягом 2005 – 2006 років проведено ремонтно-ізоляційні роботи з ліквідації водоприпливу й на інших свердловинах Юліївського НГКР за наведеною технологією Українського науково-дослідного інституту природних газів, яка підтвердила свою ефективність. Застосування розроблених технологій і рецептур ізоляційних матеріалів дозволило підвищити ефективність експлуатації свердловин в умовах обводнення [5].

### **Формулювання цілей статті**

Метою цієї роботи є визначення заходів з оптимізації експлуатації газоконденсатних свердловин в умовах надходження пластової води з продуктивного горизонту.

### **Висвітлення основного матеріалу**

Більшість родовищ ПАТ "Укргазвидобування" виснажені і вже на завершальній стадії розробки. З огляду на це актуальною залишається проблема забезпечення оптимальних відборів вуглеводнів із родовищ в умовах обводнення продуктивних горизонтів.

Недільне ГКР відкрите у 2008 році пошуковою свердловиною 1, пробуреною з метою пошуків покладів газу в башкирських, серпухівських, візейських відкладеннях та корі вивітрювання порід кристалічного фундаменту. За результатами промислово-геофізичних досліджень та випробування свердловин у башкирському та московському ярусах, виявлено продуктивні горизонти Б-3-4, Б-2в, Б-1н, М-5-6 та М-4, промислово газонасиченість за цими випробуваннями встановлено тільки трьох – гор. Б-3-4 (св. 1), гор. Б-2в (св. 3) та гор. М-4 (св. 3).

Продуктивними колекторами є пісковики та алевроліти з пористістю 15 – 24%. Поклади газу структури є склепінними, пластовими та літологічно обмеженими [6].

Зараз у розробці перебувають газоконденсатні поклади гор. Б-3-4 та гор. М-4. Загальний фонд Недільного ГКР складає 2 одиниці (свердловина 1 та 3).

Газоконденсатні поклади гор. Б-3-4 та гор. М-4 Недільного ГКР є водоплавальними. Отже, розробка родовища пов'язана із розв'язанням проблеми передчасного обводнення свердловин. Одним із варіантів оптимізації розробки водоплавальних покладів є періодична зупинка свердловин для осідання конуса води. Це призводить до зменшення видобування вуглеводнів. Оптимальним заходом для попередження обводнення свердловин є метод обмеження депресії на пласт, який і був запропонований авторами проекту ДПР [7].

Горизонт Б-3-4 Недільного ГКР розкритий свердловиною 1 шляхом перфорації інтервалу 2292 – 2302 м. Під час випробування свердловини на штуцері діаметром 5,0 мм отримали дебіт газу 73,5 тис. м<sup>3</sup>/доб за тиску в трубному просторі (Р<sub>тр</sub>) – 18,12 МПа та тиску в затрубному просторі (Р<sub>зтр</sub>) – 18,36 МПа. Статичний тиск становив 18,74 МПа.

Свердловина 1 введена в експлуатацію у 2009 р. з дебітом газу 60 тис. м<sup>3</sup>/доб за Р<sub>тр</sub> – 17,05 МПа, Р<sub>зтр</sub> – 18,14 МПа. Довжина шлейфу – 7794 м. Станом на початок 2011 р. дебіт свердловини становив – 67 тис. м<sup>3</sup>/доб, водний фактор 60 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Горизонт М-4 Недільного ГКР розкритий свердловиною 3 шляхом перфорації інтервалу 1970 – 1974 м. Під час випробування свердловини на штуцері діаметром 5,0 мм отримали дебіт газу 81,6 тис. м<sup>3</sup>/доб за Р<sub>тр</sub> – 15,80 МПа, Р<sub>зтр</sub> – 15,79 МПа. Статичний тиск становив 16,09 МПа.

Свердловина 3 введена в експлуатацію у 2010 р. з дебітом газу 60 тис. м<sup>3</sup>/доб за Р<sub>тр</sub> – 15,29 МПа, Р<sub>зтр</sub> – 15,49 МПа. Довжина шлейфу – 12323 м. Станом на початок 2011 р. дебіт свердловини становив – 60 тис. м<sup>3</sup>/доб, водний фактор 75 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. У першому та другому кварталах 2011 року дебіт води у продукції свердловини поступово зростав і досягнув 14,5 м<sup>3</sup>/доб, а газу – знизився до 40 тис. м<sup>3</sup>/доб. З цієї причини постала необхідність вносити корективи до технологічного режиму експлуатації. Для оптимізації умов експлуатації свердловини запропоновано періодичну роботу та складено графік періодичної експлуатації свердловини. Отже, свердловина працювала періодично з дебітом газу 5 тис. м<sup>3</sup>/доб та води 5,1 м<sup>3</sup>/доб. У червні 2011 року свердловина зупинилась (заглушилась власною водою). Через це проводили освоєння свердловини шляхом послідовної заміни пластової води на рідину меншої густини, тобто закачування води у свердловину з періодичним подаванням газозотної суміші від пересувної азотної компресорної станції (ПАКС-250). Під час цього відбувалося зниження гідростатичного тиску завдяки заміщенню стовпа рідини водно-газовою сумішшю. Крім цього, проводили закачування в затрубний простір 10 %-ий розчин поверхнево-активних речовин (ПАР) за допомогою цементувального агрегату, а потім здійснювали продування трубного простору. Після освоєння свердловини її експлуатація була нетривалою через збільшення водного фактору. У жовтні 2011 року статичний тиск зріс до 14,70 МПа і свердловину було введено в експлуатацію. Проте через 7 діб свердловина припинила експлуатацію.

У грудні 2011 року проведено комплекс промислово-геофізичних досліджень із метою встановлення джерела надходження води у свердловину. За даними локатора муфт (ЛМ), зупинка приладу зафіксована на глибині 1772 м, імовірно внаслідок винесення піску та утворення піщаного корка. У процесі досліджень відібрано воду на аналіз. Згідно з лабораторними дослідженнями вода пластова густиною 1,12 г/см<sup>3</sup>, хімічний вміст Ca<sup>2+</sup> – 12024 мг/л, Mg<sup>2+</sup> – 1824 мг/л.

Виходячи з наведених досліджень, для зменшення виносу пластової води та збільшення видобувних можливостей свердловини було запропоновано провести селективну ізоляцію згідно з СТП 320. 00158764. 058-2003 «Технологія селективної ізоляції конусу притоку в свердловини мінералізованих пластових вод хлоркальцієво-хлормагнієвого типу» з попередньою промивкою свердловини піною, сутність якої полягає в утворенні в пластових умовах непроникного шару з блокувального матеріалу, що забезпечує ізоляцію припливу пластової води на значній площі контакту пластова вода-газ або пластова вода-нафта.

Фахівцями Українського науково-дослідного інституту природних газів складено план проведення робіт з водоізоляції у свердловині 3 Недільного родовища. У ньому викладено основні геолого-промислові дані свердловини, зазначено необхідну техніку й матеріали, підготовчі роботи, технологію їхнього виконання та заходи з охорони праці.

Відповідно до цього плану роботи було виконано в декілька етапів:

I етап (25.04.2012 р.):

– перевірено технічний стан фонтанної арматури, вузла глушіння свердловини, а також герметичність засувок;

– перевірено параметри роботи свердловини (Р<sub>тр</sub>, Р<sub>зтр</sub>) та положення засувок на фонтанній арматурі та на вузлі глушіння. Установлено манометри на трубному та затрубному просторах;

– перед початком проведення робіт тиски становили: Р<sub>тр</sub> – 12,25 МПа, Р<sub>зтр</sub> – 12,25 МПа;

– під'єднано на вузлі глушіння до трубного простору цементувальний агрегат, ежектор та ПАКС-250 із установленням зворотного клапана на нагнітальній лінії для подавання піни у

внутрішню порожнину ліфтових труб для промивки від піску. Опресовано нагнітальну лінію на півторакратний очікуваний робочий тиск на 20,10 МПа;

– приготовано 10 м<sup>3</sup> розчину 1% КСІ з 2% ПАР для промивання свердловини;

– закачано в трубний простір через ежектор розчин 1% КСІ з 2% ПАР та промито свердловину від відкладень піску піною, не створюючи депресії на пласт із викидом піни на амбар по затрубному простору;

– закрито свердловину за тисків Р<sub>тр</sub> – 7,84 МПа, Р<sub>зтр</sub> – 16,18 МПа.

Перед початком проведення робіт II етапу тиски становили Р<sub>тр</sub> – 7,84 МПа, Р<sub>зтр</sub> – 15,69 МПа.

II етап (26.04.2012 р.):

– під'єднано на вузлі глушіння до трубного простору цементувальний агрегат, ПАКС-250 із установленням зворотного клапана на нагнітальній лінії для закачування та протискання блокувального розчину в пласт. Опресовано нагнітальну лінію на півторакратний очікуваний робочий тиск 20,10 МПа;

– приготовано блокувальний розчин на основі бікарбонату амонію в об'ємі 8 м<sup>3</sup>;

– закачано в трубний простір блокувальний розчин та протиснено у пласт за допомогою ПАКС-250 шляхом подачі газозотної суміші за тисків Р<sub>тр</sub> – 7,35 МПа, Р<sub>зтр</sub> – 15,29 МПа;

– з'єднано трубний та затрубний простори по байпасу на фонтанній арматурі та залишено свердловину під максимально допустимим тиском для проходження реакції блокування (на 10 діб) та відновлення статичного тиску.

Перед початком проведення робіт III етапу тиски становили: Р<sub>тр</sub> – 10,29 МПа, Р<sub>зтр</sub> – 10,29 МПа.

III етап (08.05.2012 р.):

– під'єднано на вузлі глушіння до трубного простору цементувальний агрегат із установленням зворотного клапана на нагнітальній лінії для закачування метанолу з розчином ПАР. Опресовано нагнітальну лінію на півторакратний очікуваний робочий тиск 20,10 МПа;

– приготовано 2 м<sup>3</sup> метанолу з 0,1 м<sup>3</sup> 0,5 % розчину ПАР;

– закачано у трубний простір приготовану суміш за закритого затрубного простору, при цьому тиски на усті не змінилися;

– з'єднано трубний та затрубний простори по байпасу на фонтанній арматурі та залишено свердловину до поглинання рідини та відновлення статичного тиску.

Перед початком проведення робіт VI етапу тиски становили: Р<sub>тр</sub> – 10,29 МПа, Р<sub>зтр</sub> – 10,29 МПа.

VI етап (16.05.2012 р.):

– продуто свердловину затрубним простором на амбар через шайбу діаметром 4 мм з подачею у трубний простір газозотної суміші з тиском 13,73 МПа. Через 25 хвилин продування свердловини за Р<sub>тр</sub> – 11,23 МПа, Р<sub>зтр</sub> – 5,69 МПа спостерігалось винесення конденсату та пластової води. Після повної очистки свердловини на амбар затрубним простором за Р<sub>тр</sub> – 12,75 МПа, Р<sub>зтр</sub> – 9,80 МПа виконано продування трубним простором через шайбу діаметром 3 мм. Через 60 хвилин під час продування трубним простором тиски зросли із Р<sub>тр</sub> – 10,78 МПа та Р<sub>зтр</sub> – 13,43 МПа відповідно до Р<sub>тр</sub> – 12,94 МПа та Р<sub>зтр</sub> – 13,43 МПа. Після цього закрито свердловину для набору статичного тиску та проведення подальших досліджень через 5 діб.

У травні 2012 р. після проведення водоізоляційних робіт та досліджень свердловина введена в експлуатацію з такими параметрами: Р<sub>тр</sub> – 13,73 МПа, Р<sub>зтр</sub> – 14,90 МПа, Р<sub>вх</sub> – 12,75 МПа, Т<sub>у</sub> – 16 °С, Т<sub>вх</sub> – 12 °С. За результатами проведеного індивідуального заміру видобувних можливостей за такого режиму експлуатації, результати були такі: дебіт газу – 24 тис.м<sup>3</sup>/доб, конденсату – 1 т/доб, пластової води – 1,5 м<sup>3</sup>/доб. Технологічний режим експлуатації свердловини обмежений за рахунок установлення на усті шайби діаметром 4

мм. Отже, удалось отримати позитивний результат від проведення робіт з ізоляції водоприпливу.

### Висновки

1. У процесі розробки Недільного ГКР постає низка проблемних питань, які вимагають комплексного підходу до їхнього розв'язання. Одним із них є обводнення продуктивного пласта у свердловині 3. Для розв'язання цього ускладнення проведено роботи з водоізоляції згідно з технологією Українського науково-дослідного інституту природних газів. За їхніми результатами отримано позитивний ефект у вигляді зменшення вмісту пластової води у продукції свердловини, що дозволило відновити її експлуатацію.

2. Для недопущення обводнення продуктивних пластів Недільного ГКР необхідно встановлювати оптимальний технологічний режим експлуатації свердловин, який передбачає обмеження депресії. І хоча його наслідком є зменшення продуктивності, проте він забезпечує стабільну роботу свердловин та відбір запасів вуглеводнів, тобто в підсумку збільшення видобувних можливостей експлуатаційного фонду.

### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Воловецький В. Б. Стабілізація видобутку газу, конденсату та вилучення пропан-бутанової фракції на Юліївському НГКР / В. Б. Воловецький, М. В. Фрайт, О. Ю. Витязь, О. М. Щирба // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – Вип. 1 (26). – С. 82 – 86.
2. Оптимізація роботи свердловин Наріжнського та Юліївського НГКР / В. Б. Воловецький, О. М. Щирба, В. В. Величко [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – Вип. 4 (49). – С. 127 – 136.
3. Воловецький В. Б. Розроблення комплексних заходів, спрямованих на підвищення ефективності видобування вуглеводнів при розробці родовищ на виснаження / В. Б. Воловецький, О. М. Щирба, О. Ю. Витязь // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – Вип. 3 (52). – С. 154 – 165.
4. Аналіз ускладнень при експлуатації газових і газоконденсатних свердловин та шляхи боротьби з ними / В. Б. Воловецький, О. Ю. Витязь, В. І. Коцаба [та ін.] // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2015. – Вип. 2 (39). – С. 78 – 88.
5. Чепіль І. І. Впровадження технології ліквідації водоприпливів за допомогою нафтоцементу в свердловинах ГПУ "Харківгазвидобування" / І. І. Чепіль // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць. Вип. 5. – 2007. – С. 328 – 330.
6. Аксьонов В. В. Проект ДПР Недільного ГКР: звіт (заключний) / В. В. Аксьонов. – Харків, 2009. – 115 с.
7. Аксьонов В. В. Шляхи оптимізації розробки водоплаваючих покладів (на прикладі Недільного газоконденсатного родовища) / В. В. Аксьонов, Ю. Р. Лис, Д. М. Ліщинський // Питання розвитку газової промисловості України. – 2011. – Вип. XXXIX. – С. 134 – 138.

Стаття надійшла до редакції 03.04.2018 р.

Стаття пройшла рецензування 09.04.2018 р.

**Воловецький Володимир Богданович** – старший науковий співробітник відділу з експлуатації та ремонту свердловин, e-mail: vvb11@ukr.net.

Філія Українського науково-дослідного інституту природних газів ПАТ «Укргазвидобування».

**Отришко Вячеслав Леонідович** – начальник Полтавського комплексного науково-дослідного відділу, e-mail: pkndv@ukr.net.

Філія Українського науково-дослідного інституту природних газів ПАТ «Укргазвидобування».

**Щирба Оксана Миколаївна** – начальник відділу оптимізації дорозробки Шебелинського ГКР та родовищ з важковидобувними запасами вуглеводнів, e-mail: omschyrba@ukr.net.

Філія Українського науково-дослідного інституту природних газів ПАТ «Укргазвидобування».

**Витязь Андрій Олегович** – студент Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, e-mail: vytyaz.a.o@gmail.com.

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу.