

3. Збільшення температури під час тужавіння цементних розчинів при кріпленні обсадної колони може призвести до катастрофічних наслідків через неконтрольовану дисоціацію природних газових гідратів.

4. У процесі буріння тиск промивальної рідини на вибої підтримується на рівні, який не призводить до руйнування стінок породи, а температура повинна відповідати пластовій. Однак збільшення температури спостерігається внаслідок нагрівання бурильного інструменту через тертя по вибою та стінках свердловини.

Вирішення останньої проблеми здійснено авторами шляхом зниження коефіцієнту тертя бурильного інструменту через застосування протизношувальних мастильних домішок [2].

Вирішення другого питання знаходиться у площині визначення оптимального типу та складу рідин закінчення. Серед них виділяються розчини на вуглеводневій основі та полімерні розчини.

Для вибору рідин закінчення необхідно врахувати:

1. Температура існування покладів газових гідратів близька до температур існування криги при пластовому тиску. З врахуванням «ефекту самоконсервації гідратів» це може привести до заповнення пористої структури гідрату твердими частинами внаслідок кристалізації частини рідини закінчення.

2. У склад рідин закінчування, таких як інвертні емульсії, можуть входити розчини різних солей, які сприяють дисоціації гідратів.

В результаті проведених досліджень встановлено, що основним промивальним розчином закінчування може стати трифазна піна, яка сприятиме винесенню шламу, і при цьому маючи низьку теплопровідність та теплоємність забезпечить мінімальний ступінь дисоціації стінок свердловини, складеної гідратами. Крім того, мінімальний вміст рідкої фази зменшуватиме заповнення за рахунок явища самоконсервації пористого простору гідратів.

Література

1. Makogon, Y. Natural gas-hydrates – A potential energy source for the 21st Century [Text]/ Y. Makogon, S. Holditch, T. Makogon// Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2007. –56(1–3).– 14–31.

2. Овечький С.О. Особливості буріння і кріплення свердловин у газогідратних покладах [Текст] / С.О. Овечький, Я.М. Фем'як, В.Я. Фем'як // Матеріали II Міжнародної науково-технічної конференції "Газогідратні технології у гірництві; нафтогазовій справі; геотехніці та енергетиці", 09-11 листопада 2016 р. – Дніпро, 2016. - С. 64 – 65.

## **ОПТИМІЗАЦІЯ САЙКЛІНГ-ПРОЦЕСУ В УМОВАХ РОЗРОБКИ ФАМЕНСЬКИХ ПОКЛАДІВ ТИМОФІЇВСЬКОГО ТА КУЛИЧИХИНСЬКОГО НГКР**

**Є.С. Бікман**

*УкрНДІгаз філія ПАТ Укргазвидобування, 61010, м. Харків, Гімназійна набережна 20  
e-mail: [bikman-ukrniigaz@ukr.net](mailto:bikman-ukrniigaz@ukr.net)*

*Доцільність оптимізації сайклінг-процесу в умовах розробки фаменських покладів Тимофіївського і Куличихинського НГКР обумовлена необхідністю забезпечення стабілізації видобутку важких вуглеводнів (конденсат, пропан-бутан, нафта) через зниження пластових тисків та вибіркового обводнення покладів.*

*Ключові слова:* сайклінг-процес, оптимізація, азот.

Фаменські поклади Тимофіївського та Куличихинського НГКР розробляються згідно НДР «Уточнений проект промислової розробки покладів гор. Т-1 Тимофіївського та Куличихинського НГКР з підтриманням пластового тиску з використанням азоту», яку виконано УкрНДІгазом та затверджено ЦКР Міненерговугілля (2017 р.).

Розробку покладів Фм-1, В-21-22 (бл. св. 113) Тимофіївського та гор. Фм-1-2 Куличихинського НГКР з використанням сайклінг-процесу в період 2016-2017 рр.

передбачено з товарним видобутком вуглеводневого газу на рівні 1041-808 млн м<sup>3</sup>/рік. З 01.01.2018 р. планується введення в експлуатацію азотної установки продуктивністю 400 тис.м<sup>3</sup>/доб, а розробку цих покладів протягом (2018-2025 рр.) передбачається здійснювати з частковою компенсацією газу рециркуляції азотом та товарним видобутком газу на рівні 138 млн м<sup>3</sup>/рік, в т.ч., 115 млн м<sup>3</sup>/рік з Тимофіївського та 23,0 млн м<sup>3</sup>/рік з Куличихинського НГКР. Видобуток конденсату буде забезпечено на рівні 27,7-18,6 тис.т/рік, що передбачений при сайклінг-процесі за поточних пластових тисках (21,06-17,6 МПа).

З метою забезпечення надійності експлуатаційного фонду свердловин на Тимофіївському НГКР передбачено буріння 4-х оціночно-експлуатаційних свердловин (№№ 107, 108, 109, 110). (див. рисунок 1)

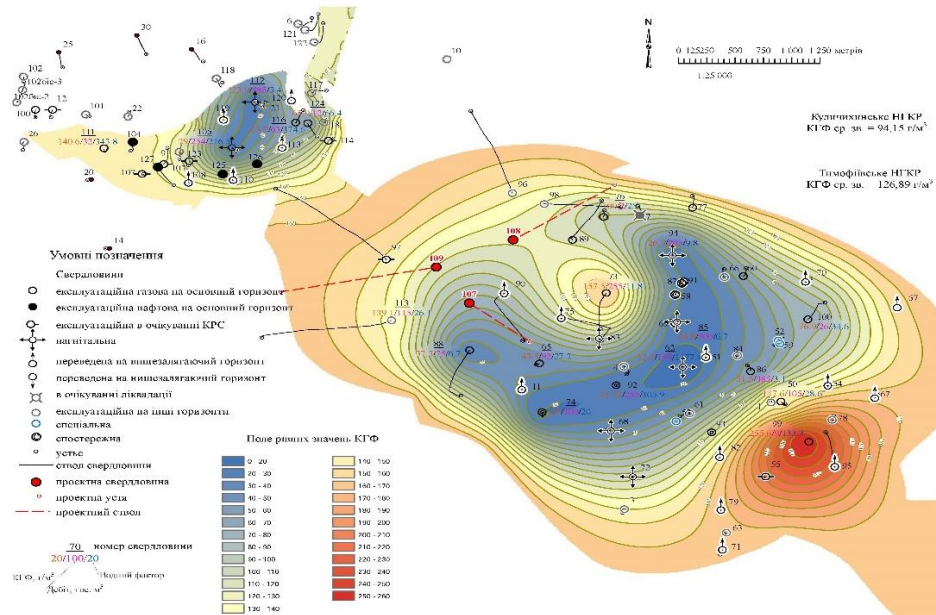


Рисунок 1 – Карта розробки покладу гор. Фм-1 Тимофіївського та Фм-1-2 Куличихинського НГКР

Затверджені ДКЗ України в 2015 р. (протокол №3495 від 23.12.2015 р.) початкові геологічні запаси гор. Фм-1 Тимофіївського НГКР складають: газу – 19664 млн м<sup>3</sup>, (в т.ч. 18425 млн м<sup>3</sup> «сухого»); КГФ – 365,7 г/м<sup>3</sup>; запаси конденсату - 6737 тис.т; нафти– 3321 тис.т. Початковий пластовий тиск - 44,59 МПа.

З урахуванням гідродинамічного зв'язку між покладами гор.Фм-1 та гор.В-21-22, бл.св.113 сумарні початкові геологічні запаси пластового газу об'єкту І (гор.Фм-1+В-21-22,бл.св.113) Тимофіївського НГКР складають 20801 млн м<sup>3</sup>, («сухого» - 19490 млн м<sup>3</sup>), конденсату - 7126 тис.т; нафти – 3321 тис.т.

Затверджені ДКЗ України (протокол №3382 від 25.06.2015 р.) початкові геологічні запаси гор. Фм-1-2 Куличихинського НГКР складають 2234 млн м<sup>3</sup>, («сухого» - 2138 млн м<sup>3</sup>), запаси конденсату - 523 тис.т ; нафти геологічні – 2065 тис.т.

Станом на 01.01.2017 р накопичений видобуток газу з покладу гор.Фм-1+В-21-22, бл.св.113 Тимофіївського НГКР складає 21690,75 млн м<sup>3</sup> (крім того втрати- 290,03 млн м<sup>3</sup>), з них: товарного газу – 8296,09 млн м<sup>3</sup> (крім того втрати – 290,03 млн м<sup>3</sup>), газу рециркуляції – 13406,53 млн м<sup>3</sup>, 11,870 млн м<sup>3</sup> було закачано в поклад гор. Фм-1 Тимофіївського НГКР з св. 112, 116 Куличихинського НГКР, накопичений видобуток конденсату – 3270,83 тис.т (крім того втрати – 23,1 тис.т).

Середній за 2016 р. КГФ по покладу складає 51,7 г/м<sup>3</sup>, а згідно карти рівних значень середньозважене значення КГФ -110,4 г/м<sup>3</sup>, що свідчить про перспективи підвищення видобувних можливостей рідких вуглеводнів (конденсат, пропан-бутан). Середньозважений пластовий тиск по покладу за картами ізобар станом на 01.01.2017 р. склав 23,35 МПа (див. рисунок 2). Поточний вміст вуглеводнів в пластовому газі складає 161,59 г/м<sup>3</sup>.

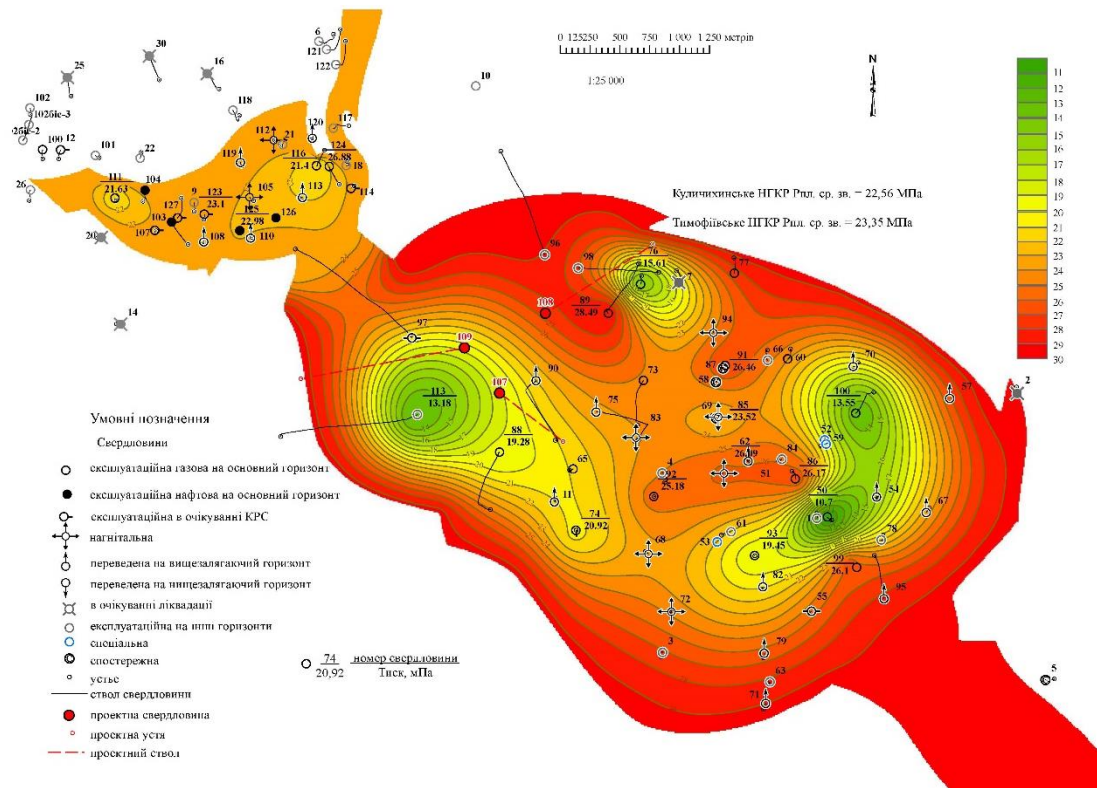


Рисунок 2 – Карта ізобар покладу гор. ФМ-1 Тимофіївського та ФМ-1-2 Куличихинського НГКР

Питомі втрати конденсату за результатами PVT-моделювання складають  $165,40 \text{ г/м}^3$ . Загальні втрати конденсату оцінюються на рівні 2913,4 тис.т, додаткові річні за 2016 р. – 132,6 тис.т.

Додатковий видобуток конденсату з початку сайклінг-процесу складає 520,41 тис.т, а за 2016 р. – 10,91 тис.т.

Поточна газовіддача складає 44,1 %, конденсатовіддача – 46,2 %.

Оцінена величина залишкових запасів газу складає 11458,8 млн  $\text{м}^3$ , в т.ч. 5873,7 млн  $\text{м}^3$  жирного газу та 5585,1 млн  $\text{м}^3$  - «сухого». З врахуванням обводненості покладу залишкові запаси газу оцінюються в об'ємі 8745,0 млн  $\text{м}^3$ , в т.ч. 4482,6 млн  $\text{м}^3$  жирного газу та 4262,3 млн  $\text{м}^3$  «сухого».

Станом на 01.01.2017 р. накопичений видобуток газу з покладу гор.ФМ-1-2 Куличихинського НГКР складає 2131,82 млн  $\text{м}^3$  (в т.ч. втрати+ГСК - 24,2 млн  $\text{м}^3$ ), товарного газу – 857,4 млн  $\text{м}^3$ , газу рециркуляції – 1380,77 млн  $\text{м}^3$ , з них закачано 118,27 млн  $\text{м}^3$ , що видобуто св. 12 та 100 (об'єкт II), який розробляється на виснаження, 11,87 млн  $\text{м}^3$  було закачано в поклад гор. ФМ-1 Тимофіївського НГКР. Накопичений видобуток конденсату становить 232,9 тис.т (в т.ч. втрати 7,2 тис.т).

Крім того, товарний видобуток в об'ємі 154 млн  $\text{м}^3$  газу та 14 тис.т конденсату перерозподілено з об'єкта III (поклад гор. В-19-20). Тому станом на 01.01.2017 р. Покладу гор. Фи-1-2 вилучено 1011,4 млн  $\text{м}^3$  газу . Видобуток конденсату склав 254,1 тис.т. Середньозважений пластовий тиск за картою ізобар становить 22,56 МПа. Поточний вміст вуглеводнів  $\text{C}_{5+}$  в пластовому газі складає  $150,3 \text{ г/м}^3$ .

Питомі втрати конденсату (розрахункові) за результатами PVT-моделювання складають  $79,2 \text{ г/м}^3$ . Загальні втрати конденсату оцінюються на рівні 98,6 тис.т.

Додатковий видобуток конденсату з початку сайклінг-процесу складає 128,03 тис.т., а за 2016 р. – 4,31 тис.т.

Поточна газовіддача складає 44,8% %, конденсатовіддача –48,6%.

Залишкові запаси газу оцінюються в об'ємі 1090,5 млн  $\text{м}^3$ , в т.ч. 505,8 млн  $\text{м}^3$  жирного



газу та 584,7 млн м<sup>3</sup> «сухого».

Сумарний видобуток нафти з нафтової облямівки покладу гор.Фм-1-2 складає 283,76 тис.т. Поточна нафтовіддача складає 13,7 % від затверджених ДКЗ України (2015 р.) геологічних запасів в кількості 2065 тис.т (видобувні 364 тис.т). Видобуток попутного нафтового газу становить 248,1 млн м<sup>3</sup>.

Слід відмітити, що по Тимофіївському та Куличихинському НГКР станом на 01.01.2017 р. відповідно досягнуті наступні показники ефективності сайклінг-процесу: кількість прокачаних порових об'ємів 1,10 та 0,80; коефіцієнт охоплення пластів витисненням «жирного» газу «сухим» 0,639 та 0,586; частка «жирного» газу в продукції – 0,258 та 0,407.

Основними причинами ускладнень при експлуатації свердловин на Тимофіївському та Куличихинському НГКР є їх обводнення, обриви НКТ, негерметичність ЕК, міжколонні перетоки, тощо.

Ці ускладнення обумовлені недосконалим технічним станом фонду свердловин, вибіркоким характером обводнення пластів, корозією глибинного та наземного обладнання.:

З метою оптимізації сайклінг-процесу в умовах активного охоплення пластів витисненням жирного газу «сухим» та прориву його в експлуатаційні свердловини рекомендуються заходи щодо регулювання потоків жирного та «сухого» газу шляхом перерозподілу видобутку газу з експлуатаційних свердловин та закачки в нагнітальні свердловини. Це рекомендується досягнути шляхом зниження депресій на пласт в експлуатаційних і репресій в нагнітальних свердловинах в зонах активного прориву «сухого» газу, з одного боку, та шляхом блокування інтервалів активної фільтрації «сухого» газу в нагнітальних та експлуатаційних свердловинах з підключенням в розробку (достріли) нерозкритих в них продуктивних інтервалів, з другого боку.

Одним з ефективних шляхів активної дії на водонапірний режим є закачка в приконтурну зону «сухого» газу, в тому числі азоту. Доцільно здійснювати закачку газу в суміші з азотом в свердловини, які розташовані в приконтурній зоні поблизу ГНК або ГВК.

При реалізації сайклінг-процесу виникають проблеми, які можуть бути обумовлені дефіцитом газу, який рециркулюється. Цю проблему можна усунути шляхом закачки азоту, який можна одержувати в промислових умовах із повітря адсорбційним або криогенним способом.

В подальшому, з метою збільшення коефіцієнта охоплення пластів витисненням жирного газу сухим через недосконалий стан фонду свердловин рекомендується поновлення його бурінням нових свердловин в зонах підвищених КГФ, а технічно недосконалі свердловини можуть бути використані для розробки вищезалягаючих об'єктів.

Тому, з метою забезпечення проектних рівнів видобутку вуглеводнів насамперед, рекомендується:

- буріння проектних експлуатаційних свердловин з розташуванням їх в зонах підвищених конденсатогазових факторів, де потенційний вміст вуглеводнів C<sub>5+в</sub> у видобувному газі очікується на рівні більше 100 г/м<sup>3</sup> (св. № 107, 108, 109, 110) Тимофіївського НГКР;

- проведення капремонтів свердловин з метою водоізоляції обводнених пластів в св. 62, 73, 89, 91, 92, 93, 99 Тимофіївського НГКР та в св. 103, 105, 107, 111, 114, 116, 123 Куличихинського НГКР).

- розглянути технічну можливість переведення св. 11 Тимофіївського НГКР з покладу гор. В-16-17 на нижчезалягаючий поклад гор. Фм-1;

- достріл нерозкритих вищезалягаючих пропластків (св. № 93, 99 Тимофіївського НГКР, 107, 114, 116, 123, 126 Куличихинського НГКР);

- впровадження заходів з інтенсифікації (перестріли інтервалів перфорації, ліквідація пробок, очищення привибійної зони та видалення рідини з вибою з використанням колтюбінгових технологій та ПАР, тощо).

Впровадження технології сайклінг-процесу з частковою заміною газу рециркуляції азотом за умов реалізації вищезазначених заходів забезпечить:

- протягом 2017-2025 рр. реалізацію товарного газу в об'ємі 138 млн м<sup>3</sup>/рік без зниження пластового тиску.
- стабілізацію видобутку рідких вуглеводнів (конденсат, пропан-бутан) на рівні сайклінг-процесу.
- запобігання додаткових втрат конденсату в пластових умовах.
- активну дію на пружно-водонапірний режим шляхом обмеження вибіркового обводнення покладу гор. Т-1 по найбільш проникних прошарках.
- оптимізацію умов розробки нафтової облямівки Куличихинського НГКР.

УДК 622.272

## **БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН У ГАЗОГІДРАТНИХ ПОКЛАДАХ ЧОРНОГО МОРЯ З ВИКОРИСТАННЯМ КАВІТАЦІЙНО-ІМПУЛЬСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

**Я. М. Фем'як, С. О. Овецький, В. Я. Фем'як**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, 76019, e-mail: [jfemjak@gmail.com](mailto:jfemjak@gmail.com)*

Проведеними нами дослідженнями виявлено, що природні газові гідрати метану дна Чорного моря заслуговують особливої уваги як можливого джерела викопного палива, кількість якого за попередніми даними оцінюється не менше 25 трлн. м<sup>3</sup>. Метан газогідратних шарів Чорного моря може служити перспективним джерелом газу для України, а розробка родовищ покладів газогідратів може бути не менш рентабельною, ніж розробка великих родовищ вільного газу на суші.

Нашою задачею є удосконалення способу буріння свердловин у твердих газогідратних покладах шляхом використання інструменту, що передбачає застосування прохідного направленої потоку гідродинамічних частотно-пульсаційних імпульсів, створених в кавітаційній камері, який забезпечує підвищення швидкості буріння за рахунок імпульсного руйнування породи на вибої свердловини при збереженні стійкості робочих елементів долота. Поставлена задача вирішується тим, що кавітаційно-пульсаційна камера розміщується в корпусі-перехіднику на вході в долото [1], а на виході камери встановлюється направляючий захисний екран. Камера в своєму складі має конфузор, на осі якого виділяється розчинений в промивній рідині газ. Рідина, проходячи з великою швидкістю через сопло камери, попадає в зону, де під дією великого тиску кавітаційні пухирці руйнуються і формуються імпульси тиску значної частоти. Захисний екран виконаний із спеціального матеріалу який захищає внутрішні поверхні долота від руйнування, а також направляє потік рідини, вільний від пухирців, до отворів долота.

Нашими дослідженнями [2-3] явища кавітаційної пульсації бурового розчину з застосуванням наддолотних або внутрішньодолотних кавітаційних пристроїв встановлено, що в привибійній зоні можна створити пульсації потоку з частотою від 1 до 12 Гц, причому відбувається багаторазове миттєве зменшення тиску на величину амплітуди пульсації від 1 до 3 МПа.

Враховуючи можливі шляхи зниження міцності промивальної рідини і формування парогазової фази в зоні високих тисків на вибої свердловини гідродинамічний пульсатор повинен забезпечити збудження пульсаційних коливань імпульсів тиску. Для інтенсифікації процесу пароутворення і його регулювання можна використовувати як спеціальний вибір складу і фізико-хімічних параметрів промивальної рідини, так і конструктивні особливості пульсатора і бурового долота, які повинні сприяти завихренню потоку промивальної рідини з подальшим підвищенням швидкості її витікання з насадки пульсатора і ударом пульсаційних потоків об вибій свердловини.

При проходженні промивальної рідини через долото [4] в привибійній зоні свердловини генеруються складні гідродинамічні процеси, в результаті яких виникають пульсаційні коливання імпульсів тиску. Механізм виникнення інтенсивних імпульсів і вібрацій тиску, що ініціюють на