

## ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТИСКУ ПОЧАТКУ НАГНІТАННЯ СУХОГО ГАЗУ НА КОЕФІЦІЄНТ КОНДЕНСАТОВИЛУЧЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

С. В. Матківський

Акціонерне Товариство «Укргазвидобування»; 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28,  
тел./факс (044) 2723115, e-mail: matkivskij@gmail.com

З використанням програмних комплексів Eclipse та Petrel досліджено підвищення вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ із високим вмістом конденсату в пластовому газі. Метою роботи є оптимізація технології підтримання пластового тиску з використанням сухого газу. Дослідження проведено для різних стадій виснаженості газоконденсатного покладу. Тиск початку нагнітання сухого газу в поклад становить:  $1 P_{\text{поч}}$ ;  $0,8 P_{\text{поч}}$ ;  $0,6 P_{\text{поч}}$ ;  $0,4 P_{\text{поч}}$ ;  $0,2 P_{\text{поч}}$ . Відповідно до результатів проведених досліджень установлено, що у випадку впровадження технології нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад підтримується пластовий тиск на вищому порівняно з розробкою на виснаження рівні. Завдяки цьому технологічні режими експлуатації видобувних свердловин стабілізуються та забезпечується додатковий видобуток вуглеводнів. Накопичений видобуток конденсату залежно від тиску початку нагнітання сухого газу в продуктивний поклад становить:  $1 P_{\text{поч}} - 398,25$  тис.  $\text{м}^3$ ;  $0,8 P_{\text{поч}} - 384,73$  тис.  $\text{м}^3$ ;  $0,6 P_{\text{поч}} - 371,46$  тис.  $\text{м}^3$ ;  $0,4 P_{\text{поч}} - 360,69$  тис.  $\text{м}^3$ ;  $0,2 P_{\text{поч}} - 345,22$  тис.  $\text{м}^3$ . Аналізуючи результати проведених досліджень, встановлено, що чим вищий пластовий тиск в газоконденсатному покладі на момент впровадження технології нагнітання сухого газу, тим більший накопичений видобуток конденсату. На основі результатів аналізу розрахункових даних визначено оптимальне значення тиску початку нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад, яке становить  $0,842 P_{\text{поч}}$ . Кінцевий коефіцієнт конденсатовилучення для наведеного оптимального значення тиску початку нагнітання сухого газу в поклад збільшується на 7,26 % порівняно з розробкою на виснаження. Результати проведених досліджень свідчать про високу технологічну ефективність впровадження технології підтримання пластового тиску при розробці газоконденсатних родовищ із значними запасами конденсату.

Ключові слова: цифрове моделювання, газоконденсатний поклад, виснаження пластової енергії, ретроградна конденсація, втрати конденсату, підтримання пластового тиску, нагнітання сухого газу, технології підвищення вуглеводневилучення.

Using the software packages Eclipse and Petrel, studies were carried out to increase the hydrocarbon recovery of gas condensate fields with a high content of condensate in the reservoir gas. The aim of the work is to optimize the technology of reservoir pressure maintenance using dry gas. The study was carried out for different stages of depletion of the gas condensate reservoir. The pressure of the start of dry gas injection into the reservoir is:  $1 P_{\text{init}}$ ;  $0.8 P_{\text{init}}$ ;  $0.6 P_{\text{init}}$ ;  $0.4 P_{\text{init}}$ ;  $0.2 P_{\text{init}}$ . Based on the results of the studies, it was found that when introducing the technology of injecting dry gas into a gas condensate reservoir, reservoir pressure is maintained at a higher level compared to depletion development. Due to this, stabilization of the existing operating modes of producing wells is achieved and additional hydrocarbon production is ensured. The cumulative production of condensate for different pressures of the start of dry gas injection into the productive reservoir is:  $1 P_{\text{init}} - 398.25$  th.  $\text{m}^3$ ;  $0.8 P_{\text{init}} - 384.73$  th.  $\text{m}^3$ ;  $0.6 P_{\text{init}} - 371.46$  th.  $\text{m}^3$ ;  $0.4 P_{\text{init}} - 360.69$  th.  $\text{m}^3$ ;  $0.2 P_{\text{init}} - 345.22$  th.  $\text{m}^3$ . Analyzing the results of the conducted studies, it was found that the higher the reservoir pressure in the gas condensate reservoir at the time of the introduction of the dry gas injection technology, the greater the condensate production. Based on the results of the analysis of the calculated data, the optimal value of the pressure for the beginning of dry gas injection into the productive reservoir was determined, which is  $0.842 P_{\text{init}}$ . The increase in the final condensate recovery factor for the given optimal value of the dry gas injection start pressure is 7.26 % compared to the development of the reservoir for depletion. The results of the studies carried out testify to the high technological efficiency of the introduction of reservoir pressure maintenance technologies in the development of gas condensate fields with significant condensate reserves.

Key words: digital modeling, gas condensate reservoir, reservoir energy depletion, retrograde condensation, condensate loss, reservoir pressure maintenance, dry gas injection, enhanced hydrocarbon recovery.

### **Вступ**

Розробка газоконденсатних родовищ переважно здійснюється на природному режимі виснаження пластової енергії. Складність розробки родовищ за таких умов пов'язана з явищем ретроградної конденсації рідких вуглеводнів при зниженні пластового тиску нижче тиску початку конденсації. Це призводить до збільшення втрат конденсату в пласті та, відповідно, зменшення його вмісту у видобувній газоконденсатній суміші [1-3].

Вуглеводні, що випали в пласті, зазвичай залишається нерухомими в порах протягом усього періоду розробки родовища. Насичення порового простору рідкими вуглеводнями обумовлює зменшення фазової проникності для газу та, відповідно, продуктивності видобувних свердловин [4].

Відомі методи підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин ґрунтується на очищенні привибійної зони пласта від конденсату, що випав з газу, і запобіганні його накопиченню у привибійній зоні пласта чи зменшенні насиченості конденсатом пористого середовища [5-6].

Коефіцієнт конденсатовилучення при розробці газоконденсатних родовищ на режимі виснаження становить 13-40 % [1-2, 7]. Низькі поточні коефіцієнти вилучення вуглеводнів порівняно з досягнутим світовим рівнем свідчать про наявність значного потенціалу щодо нарощування власного видобутку вуглеводнів в Україні та великих перспектив щодо впровадження на існуючих виснажених нафтогазових родовищах нових технологій підвищення вуглеводневилучення.

Результатами численних досліджень підтверджено високу технологічну ефективність впровадження технологій підтримання пластового тиску при розробці газоконденсатних родовищ із високим вмістом конденсату. Однак, частина з цих рішень характеризується значними технологічними обмеженнями щодо їх використання. Зважаючи на наведене вище, виникає необхідність у проведенні додаткових досліджень з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання, відповідно, до світової практики проектування розробки родовищ вуглеводнів.

Впровадження сучасних технологій підвищення кінцевого вуглеводневилучення виснажених нафтогазових родовищ України має державне значення в умовах значного дефіциту вуглеводневої сировини в Україні.

### **Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій**

Дослідниками протягом багатьох років досліджень розроблено значну кількість технологій та методів видобутку сконденсованих вуглеводнів, огляд яких наведено в роботах [8-11].

Ретроградні явища в пористому середовищі призводять до погіршення колекторських властивостей порід-колекторів, в основному внаслідок зменшення фазової проникності для газу. Наслідком таких процесів є зменшення продуктивності видобувних свердловин. При цьому швидкість руху газу в ліфтовій колоні труб стає меншою за мінімально необхідну швидкість для винесення газорідинної суміші з вибою свердловини на поверхню та може призвести до зупинки свердловин [12].

Для забезпечення стабільної роботи видобувних свердловин необхідно попереджувати ретроградні явища в пористому середовищі та забезпечувати необхідну швидкість газорідинного потоку в ліфтових трубах з метою повного винесення газорідинної суміші на поверхню. На нафтогазовому родовищі для підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин проведено значну кількість як теоретичних, так і лабораторних досліджень. За результатами проведених досліджень розроблено відповідні технології, які характеризуються як перевагами, так і недоліками та мають певні геолого-технологічні обмеження [13-11].

Для очищення привибійної зони пласта від сконденсованих вуглеводнів запропоновано використовувати сухий газ [13], діоксид вуглецю [14-15], міцелярні розчини [16-17], збагачений пропан-бутановою фракцією і проміжними компонентами газ [18], скраплені нафтові гази, широку фракцію легких вуглеводнів тощо [19-21].

Промислові випробування технології оброблення привибійної зони пласта діоксидом вуглецю проведено на Тимофіївському нафтогазоконденсатному родовищі [22], а технології збагаченим газом і широкою фракцією легких вуглеводнів – на Вуктильському нафтогазоконденсатному родовищі [23].

Підвищення вуглеводневіддачі газоконденсатних родовищ в умовах, ускладнених ретроградними втратами вуглеводнів у процесі виснаження, можливе за рахунок впровадження вторинних технологій розробки. Найбільш відомими технологіями розробки газоконденсатних родовищ, які забезпечують значно вищі кінцеві коефіцієнти вилучення конденсату порівняно з розробкою на виснаження, є сайклінг-

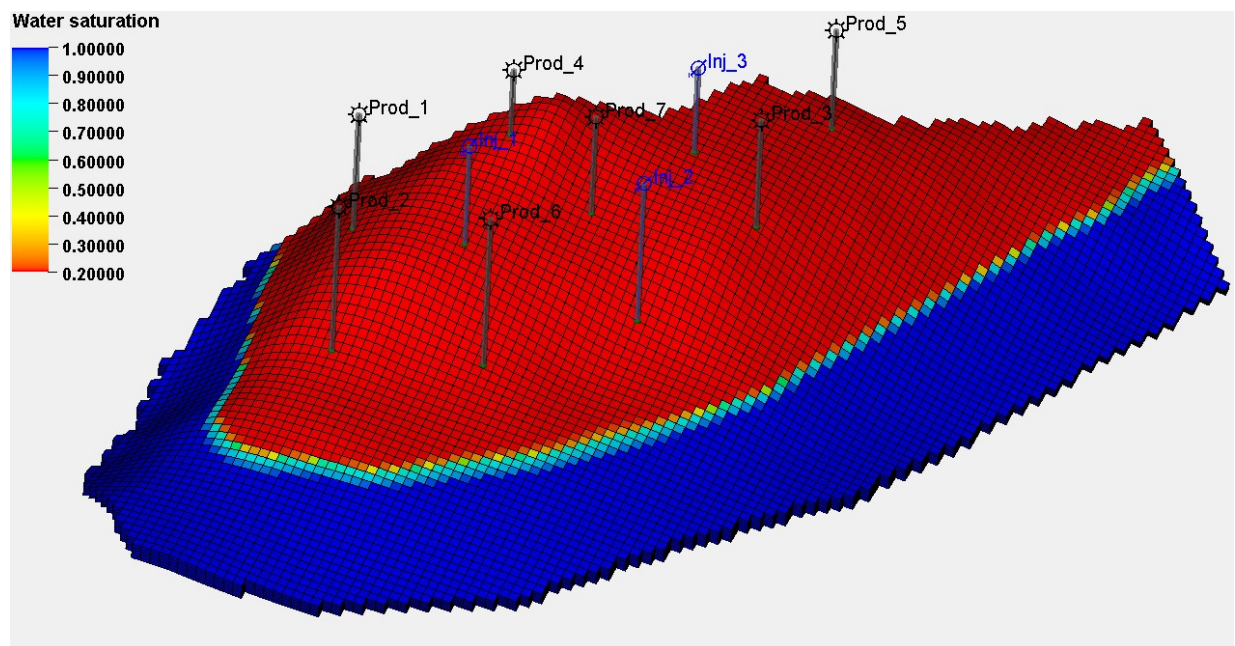


Рисунок 1 – Концептуальна модель газоконденсатного покладу та схема розміщення свердловин на площі газоносності

процес та інші технології підтримання пластового тиску [1-2, 24].

Сайклінг-процес – це технологія підвищення кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ шляхом повторного нагнітання, уже видобутого і відсепарованого природного газу в продуктивний поклад. Недоліком цього методу підвищення вуглеводневилучення є консервація запасів природного газу на період впровадження даної технології [25-26].

Заводнення є одним з ефективних методів підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення нафтових родовищ. При розробці газоконденсатних родовищ цей метод не є таким універсальним та потребує проведення більш детального аналізу, оскільки його реалізація призводить до защемлення значних об'ємів природного газу в пористому середовищі водою [1-2, 6].

Перспективним напрямом підвищення вуглеводневилучення газоконденсатних покладів може бути їх витіснення неуглеводневими газами (азот, діоксид вуглецю, суміш різних газів, тощо) та впровадження технологій водогазової репресії (послідовне нагнітання рідких та газоподібних агентів) [27-30].

#### Виклад основного матеріалу

Дослідження з оптимізації технології підтримання пластового тиску шляхом нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад проведено з використанням програмних комплексів Eclipse та Petrel компанії Schlumberger. Розра-

хунки проведено на основі неоднорідної тривимірної моделі з такими параметрами: глибина залягання продуктивного покладу – 4500 м, пластовий тиск – 45 МПа, пластова температура – 393 К, товщина пласта – 15 м, коефіцієнт пористості – 0,12, коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,8, коефіцієнт проникності – 7,2 мД. Запаси газу становлять 2291 млн м<sup>3</sup>, а запаси конденсату – 863 тис. м<sup>3</sup>.

На площі газоносності розміщено сім видобувних свердловин, які експлуатуються з дебітом 80 тис.м<sup>3</sup>/добу. В центральній частині покладу знаходяться три нагнітальні свердловини. Приймальність нагнітальних свердловин становить 186 тис.м<sup>3</sup>/добу. Відношення темпу видобутку вуглеводнів до темпу нагнітання сухого газу на всіх етапах досліджень прийнято на рівні 1:1.

Концептуальна модель газоконденсатного покладу та схема розміщення свердловин на площі газоносності наведена на рисунку 1.

Дослідження проведено для різного тиску початку нагнітання сухого газу в поклад ( $P_{н}/P_{поч}$  становить: 1; 0,8; 0,6; 0,4; 0,2). Тривалість періоду нагнітання сухого газу в поклад становить 24 місяці. З досягненням заданої тривалості періоду нагнітання нагнітальні свердловини зупинялись. Видобувні свердловини експлуатувалися до моменту досягнення технологічних обмежень (тиску «закидання»).

Результати проведених досліджень з підвищення кінцевого вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ із високим вмістом

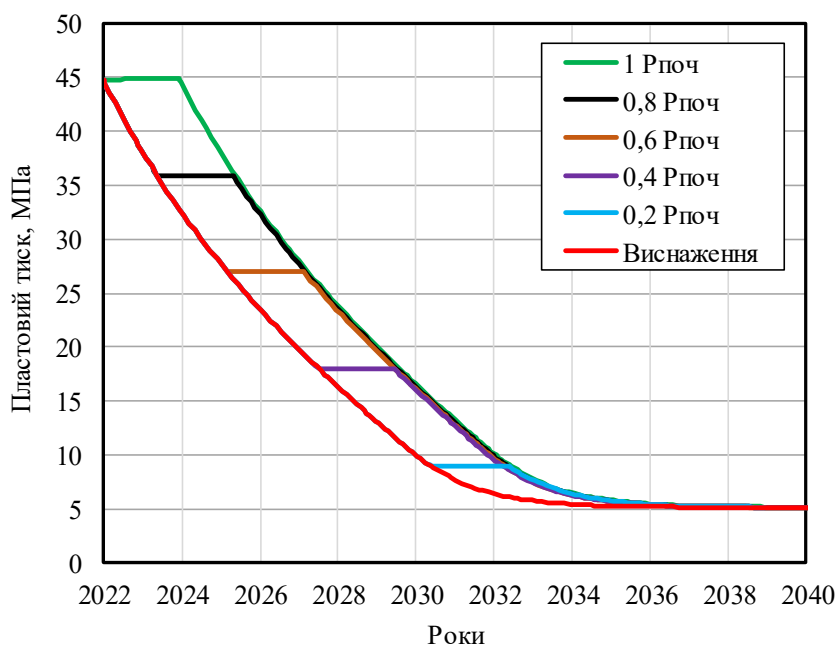


Рисунок 2 – Залежності динаміки пластового тиску від тиску початку нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад та при розробці на виснаження

конденсату в пластовому газі свідчить про те, що завдяки впровадженню технології нагнітання сухого газу в продуктивний поклад підтримується пластовий тиск на вищому порівняно з варіантом розробки на виснаження рівні.

Залежності динаміки пластового тиску від тиску початку нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад та при розробці на виснаження наведена на рисунку 2.

За результатами моделювання встановлено, що завдяки підтриманню пластового тиску на вищому рівні забезпечується стабільна робота видобувних свердловин протягом тривалішого періоду розробки покладу. Також згідно з результатами проведених досліджень відзначається і збільшення накопиченого видобутку конденсату. Такого результату можна досягти, насамперед, за рахунок зменшення обсягів питомих втрат конденсату в пласті на період реалізації технології підтримання пластового тиску. Також при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад відбувається переведення частини конденсату, що випав у газову фазу, з наступним його видобутком із покладу.

Залежності динаміки накопиченого видобутку конденсату від тиску початку нагнітання сухого газу в поклад та при розробці на виснаження наведена на рисунку 3.

Відповідно до результатів проведених розрахунків накопичений видобуток конденсату залежно від тиску початку нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад становить: 1 Р<sub>поч</sub> – 398,25 тис. м<sup>3</sup>; 0,8 Р<sub>поч</sub> – 384,73 тис. м<sup>3</sup>;

0,6 Р<sub>поч</sub> – 371,46 тис. м<sup>3</sup>; 0,4 Р<sub>поч</sub> – 360,69 тис. м<sup>3</sup>; 0,2 Р<sub>поч</sub> – 345,22 тис. м<sup>3</sup>. При розробці покладу на виснаження накопичений видобуток конденсату дорівнює 324,89 тис. м<sup>3</sup>.

Результати проведених досліджень свідчать про те, що чим менше виснаження газоконденсатного покладу, тим більший накопичений видобуток конденсату забезпечується завдяки впровадженню технології підтримання пластового тиску. Однак в даному випадку варто зауважити, що тиск початку нагнітання значно залежить від особливостей газоконденсатної характеристики та тиску початку конденсації важких вуглеводнів.

За результатами моделювання здійснено розрахунок прогнозних коефіцієнтів вилучення конденсату. Динаміка коефіцієнтів вилучення конденсату залежно від тиску початку нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад та при розробці на виснаження наведена на рисунку 4.

Аналізуючи результати розрахунків, встановлено, що прогнозний коефіцієнт вилучення конденсату при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад становить: 1 Р<sub>поч</sub> – 46,14 %; 0,8 Р<sub>поч</sub> – 44,57 %; 0,6 Р<sub>поч</sub> – 43,03 %; 0,4 Р<sub>поч</sub> – 41,79 %; 0,2 Р<sub>поч</sub> – 39,99 %. При розробці покладу на виснаження прогнозний коефіцієнт вилучення конденсату становить 37,64 %.

На основі результатів проведених досліджень здійснено розрахунок прогнозного приросту коефіцієнта вилучення конденсату від впровадження технології підтримання пласто-

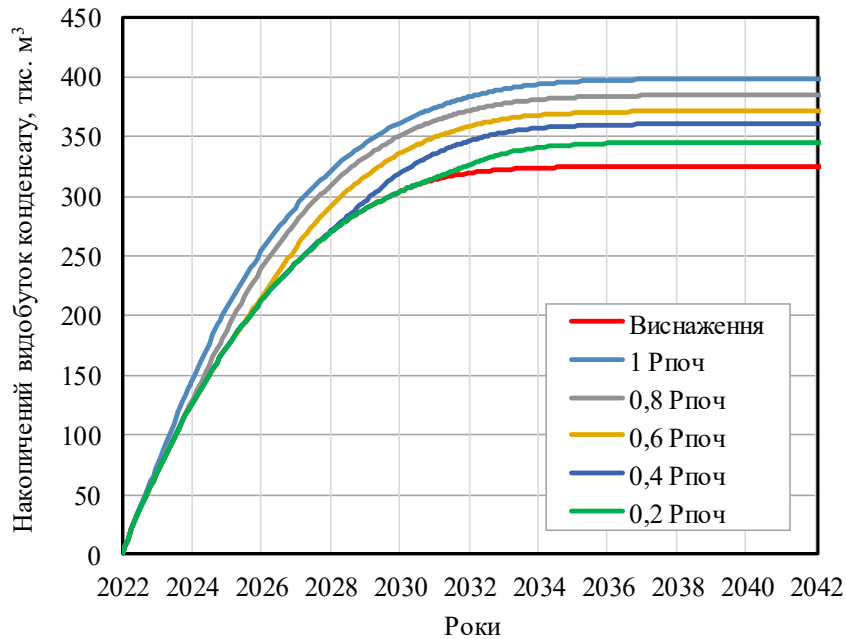


Рисунок 3 – Залежності динаміки накопиченого видобутку конденсату від тиску початку нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад та при розробці на виснаження

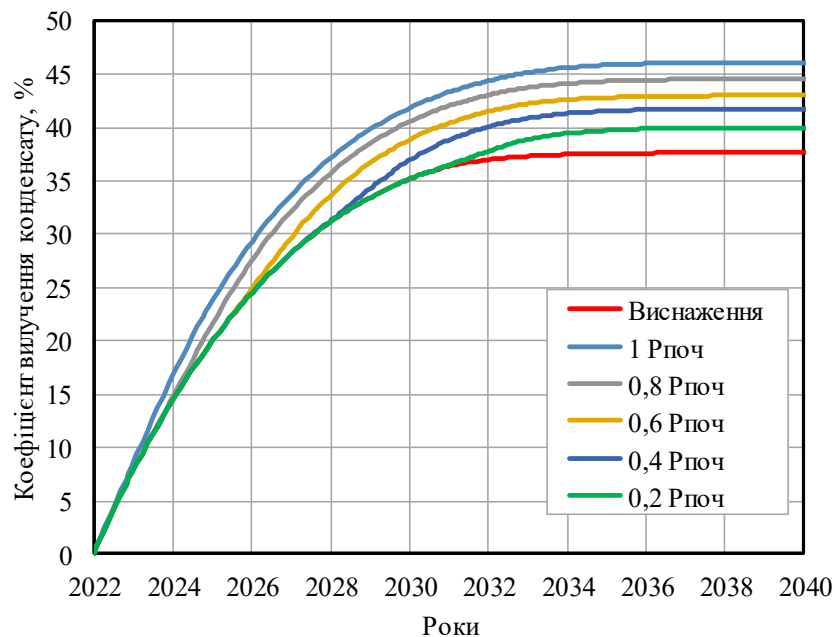


Рисунок 4 – Динаміка коефіцієнтів вилучення конденсату залежно від тиску початку нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад та при розробці на виснаження

вого тиску. Результати проведених розрахунків наведено в таблиці 1.

Результати проведених досліджень свідчать про те, що прогнозний коефіцієнт вилучення конденсату збільшується в залежності від тиску початку нагнітання сухого газу в продуктивний поклад на: 1 Р<sub>поч</sub> – 8,50 %; 0,8 Р<sub>поч</sub> – 6,93 %; 0,6 Р<sub>поч</sub> – 5,39 %; 0,4 Р<sub>поч</sub> – 4,15 %; 0,2 Р<sub>поч</sub> – 2,35 %.

Залежність збільшення прогнозного коефіцієнта вилучення конденсату від тиску початку нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад наведено на рисунку 5.

За результатами статистичної обробки розрахункових даних встановлено оптимальне значення тиску початку нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад, яке становить 0,842 Р<sub>поч</sub>. Прогнозний коефіцієнт вилучення конденсату для наведеного оптимального зна-

Таблиця 1 – Результати розрахунків очікуваного приросту коефіцієнта вилучення конденсату від тиску початку нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад

Тиск початку нагнітання ( $P_H/P_{поч}$ )	Коефіцієнт вилучення конденсату, %		
	Виснаження	Нагнітання	$\Delta$
1	37,64	46,14	8,50
0,8	37,64	44,57	6,93
0,6	37,64	43,03	5,39
0,4	37,64	41,79	4,15
0,2	37,64	39,99	2,35

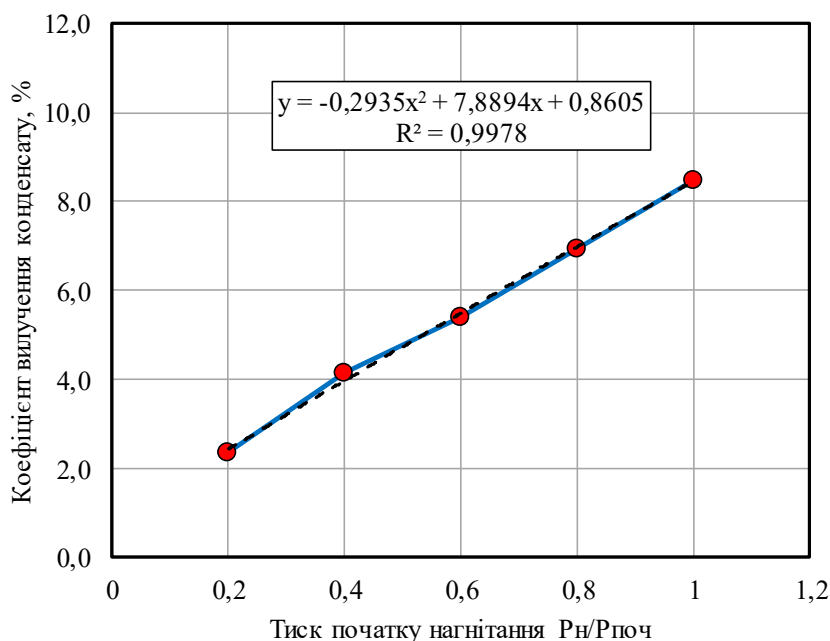


Рисунок 5 – Залежність збільшення прогнозного коефіцієнта вилучення конденсату від тиску початку нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад

чення тривалості періоду нагнітання сухого газу дорівнює 44,9 %. При розробці на виснаження кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату становить 37,64 %.

Результати проведених досліджень свідчать про високу технологічну ефективність технології підтримання пластового тиску з використанням сухого газу при розробці газоконденсатних покладів із значними запасами конденсату.

**Висновки**

Для удосконалення існуючих технологій розробки газоконденсатних родовищ з високим вмістом конденсату в пластовому газу проведено дослідження з використанням інструментів гідродинамічного моделювання. З використанням програмних комплексів Eclipse та Petrel оптимізовано технологію підтримання пластового тиску з використанням сухого газу.

За результатами проведених досліджень встановлено високу технологічну ефективність використання сухого газу як агенту нагнітання. Завдяки впровадженню технології підтримання пластового тиску забезпечується додатковий видобуток конденсату та підвищуються кінцеві коефіцієнти вилучення вуглеводнів.

На основі результатів проведених досліджень встановлено оптимальне значення тиску початку нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад, яке становить 0,842  $P_{поч}$ . Прогнозний коефіцієнт вилучення конденсату для наведеного оптимального значення тривалості періоду нагнітання сухого газу збільшується на 7,26 % порівняно з розробкою на виснаження.

Остаточне рішення щодо впровадження тих чи інших технологій підвищення вуглеводневилучення повинно прийматись на основі відповідних техніко-економічних оцінок із врахуванням геологічної будови та особливостей

газоконденсатної характеристики конкретного покладу чи родовища.

Практична реалізація вторинних та третинних технологій розробки виснажених нафтогазових родовищ дозволить підвищити їх вуглеводневилучення в умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини в Україні.

### Література

1. Burachok O., Kondrat O., Matkivskiy S. Investigation of the efficiency of gas condensate reservoirs waterflooding at different stages of development. *Global Trends, Challenges and Horizons*. Dnipro. Ukraine. 2020. P. 1-11. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001010>
2. Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. М.: Недра. 1992. 255 с.
3. Davidovskiy A., Abramochkin S., Lopatina N. Multiphase Gas-Condensate Metering Tests with Individual Fluid Properties Model (Russian). *Society of Petroleum Engineers*. 2017. <https://doi.org/10.2118/187753-RU>
4. Bikman Ye. Forecasting Hydrocarbon Production at Gas Condensate Fields Considering Phase Transformations of Reservoir Systems. *SPE Eastern Europe Subsurface Conference*. Kyiv. Ukraine. 2021. <https://doi.org/10.2118/208562-MS>
5. Ли. Дж., Г. Никенс, М. Уэллс. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин: пер. с англ. М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. 384 с.
6. Кривуля С.В., Бікман Є.С., Кондрат О.Р., Матківський С.В. Перспективи дорозробки газоконденсатних родовищ із значними запасами ретроградного конденсату: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази”, 8-9 грудня 2020, Івано-Франківськ. С. 99-102.
7. Meng X., Yu Y., Sheng J., Watson M. An Experimental Study on Huff-n-Puff Gas Injection to Enhance Condensate Recovery in Shale Gas Reservoirs. *Unconventional Resources Technology Conference*, 20-22 July 2015, San Antonio, Texas, USA. <https://doi.org/10.15530/URTEC-2015-2153322>
8. Гуревич Г. Р. Способы повышения конденсатоотдачи пластов. *Ежегодник «Итоги науки и техники»*. Серия «Разработка нефтяных и газовых месторождений». 1985. Т. 16. С. 132-184.
9. Thomas F., Holowach N., Zhou X., Benion D. Optimizing Production From Gas Condensate Reservoirs. *Petroleum Society of Canada Annual Technical Meeting*, June 12 – 15.1994, Calgary, Alberta. <https://doi.org/10.2118/94-04>
10. Бураков Ю., Уляшев В., Гужов Н. Анализ эффективности механизма водогазового возведения на выпавшей в пласте конденсат. *Газовая промышленность*. 1991. № 7. С. 29-30.
11. Fishlock T., Probert C. Waterflooding of Gas Condensate Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*. 1996. <https://doi.org/10.2118/35370-PA>
12. Matkivskiy S., Khaidarova L. Increasing the Productivity of Gas Wells in Conditions of High Water Factors. *Eastern Europe Subsurface Conference*. Kyiv. Ukraine, 2021. P. 1-16 <https://doi.org/10.2118/208564-MS>
13. Мирзаджанзаде, А.Г. Дурмишьян, А.Г. Ковалев [и др]. Разработка газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1987. 356 с.
14. Кондрат Р. М., Серединський Д. Ю., Кондрат О. Р. Дослідження застосування вуглекислого газу для вилучення залишкової нафти з обводнених нафтових покладів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2010. № 2(35). С. 26-30.
15. Тер-Саркисов Р.М., Пешкин М.А. Применение двуокиси углерода для извлечения выпавшего в пласте конденсата. *Вопросы проектир. и экпл. месторожд. со сложным составом газа*. М.: ВНИИГаз, 1983. С. 83-92.
16. Городнов В.П., Михневич В.Г., Тульбович Б.Ч. Эффективность вытеснения остаточной нефти оторочкой мицеллярного раствора. *Проблемы увеличения нефтеотдачи на месторождениях Пермской области*. М.: Недра, 1980. С. 32 - 35.
17. Пешкин М.А. Вытеснение выпавшего конденсата оторочкой углеводородного мицеллярного раствора. *Газовая промышленность*. 1977. №2. С. 35-36.
18. Тер-Саркисов Р.М. Использование обогащенного газа для повышения конденсатоотдачи. *Газовая промышленность*. 1982. № 10. С. 26-28.
19. Кундин С.А. Способ разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. Оpubл. 1968, Бюл. №30.
20. Забродин П.И., Раковский Н.Л., Розенберг М.Д. Вытеснение нефти из пластарстворителями. М.: Недра, 1968. 224 с.
21. Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М., Клапчук О.В. [и др.]. Закачка жидких углеводородов в пласт для повышения нефтеконденсатоотдачи. *Разраб. и экпл. газ. и газоконденс. месторожд.* М.: ВНИИЭгазпром. 1980. № 6. 39 с.

22. Тер-Саркисов Р.М., Пешкин М.А., Бикман Е.С. Обработка призабойной зоны газоконденсатной скважины двуокисью углерода. *Нефтяная и газовая промышленность*. 1989. №1. С. 33-35.
23. Тер-Саркисов Р.М., Николаев В.А., Соловьев О.Н. [и др.]. Интенсификация работы скважин с помощью углеводородных растворителей на Вуктильском газоконденсатном месторождении. *Особенности освоения месторождений Прикаспийской впадины*. М.: ВНИИГаз, 1966. С. 67-71.
24. Burachok O., Kondrat O., Matkivskiy S., Pershyn D. Comparative Evaluation of Gas-Condensate Enhanced Recovery Methods for Deep Ukrainian Reservoirs: Synthetic Case Study. *Europec featured at 82nd EAGE Conference and Exhibition*, Amsterdam. The Netherlands. 2021. <https://doi.org/10.2118/205149-MS>
25. Бікман Є.С., Дячук В.В. Оптимізація систем розробки газоконденсатних родовищ України з високим вмістом вуглеводнів C<sub>5+</sub> в пластовому газі. *Проблеми нафтогазової промисловості*. 2006. №3. С. 165–168.
26. Бікман Є.С., Єгоров С.О., Курочкін К.С. Технологія збагачення газу азотом при сайклінг-процесі на Тимофіївському та Куличинському НГКР з одночасним виробництвом метанольного продукту. *Компрессорное и энергетическое машиностроение*. 2014. № 1 (35). С. 2-6.
27. Matkivskiy S., Kondrat O. The influence of nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. No 1(6 (109), P. 77–84. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>
28. Matkivskiy S., Kondrat O. Studying the influence of the carbon dioxide injection period duration on the gas recovery factor during the gas condensate fields development under water drive. *Mining of Mineral Deposits*. 2021. Volume 15. Issue 2. P. 95-101. <https://doi.org/10.33271/mining15.02.095>
29. Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited – Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. *SPE Reservoir Engineering*, 1997. August. P. 199-205. <https://doi.org/10.2118/39234-PA>
30. Salem Al Attas Safe Execution of a World Class EGR Facility in Abu Dhabi – The Elixir Mirfa Project. International Petroleum Technology Conference. Doha. Qatar. 2014. <https://doi.org/10.2523/IPTC-17627-MS>
1. Burachok O., Kondrat O., Matkivskiy S. Investigation of the efficiency of gas condensate reservoirs waterflooding at different stages of development. *Global Trends, Challenges and Horizons*. Dnipro. Ukraine. 2020. P. 1-11. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001010>
2. Kondrat R.M. Gazokondensatootdacha plastov. М.: Nedra. 1992. 255 p. [in Russian]
3. Davidovskiy A., Abramochkin S., Lopatina N. Multiphase Gas-Condensate Metering Tests with Individual Fluid Properties Model (Russian). *Society of Petroleum Engineers*. 2017. <https://doi.org/10.2118/187753-RU>
4. Bikman Ye. Forecasting Hydrocarbon Production at Gas Condensate Fields Considering Phase Transformations of Reservoir Systems. *SPE Eastern Europe Subsurface Conference*. Kyiv. Ukraine. 2021. <https://doi.org/10.2118/208562-MS>
5. Li. Dzh., G. Nikens, M. Uells. Ekspluatatsiya obvodnyayuschihsiya gazovyih skvazhin: per. s angl. М.: ООО «Premium Inzhiniring», 2008. 384 p. [in Russian]
6. Kryvulia S.V., Bikman Ye.S., Kondrat O.R., Matkivskiy S.V. Perspektyvy dorozrobky gazokondensatnykh rodovyshch iz znachnymy zapasamy retrogradnogo kondensatu: Materialy mizhnarodnoi naukuvo-tekhnichnoi konferentsii “Naftogazova galuz: Perspektyvy naroshchuvannia resursnoi bazy”, 8-9 December 2020, Ivano-Frankivsk. P 99-102/
7. Meng X., Yu Y., Sheng J., Watson M. An Experimental Study on Huff-n-Puff Gas Injection to Enhance Condensate Recovery in Shale Gas Reservoirs. *Unconventional Resources Technology Conference*, 20-22 July 2015, San Antonio, Texas, USA. <https://doi.org/10.15530/URTEC-2015-2153322>
8. Gurevich G. R. Sposobyi povyisheniya kondensatootdachi plastov. *Ezhegodnik «Itogi nauki itehniki»*. Seriya «Razrabotka neftyanyih i gazovyih mestorozhdeniy». 1985. Vol. 16. P. 132-184. [in Russian]
9. Thomas F., Holowach N., Zhou X., Bennion D. Optimizing Production From Gas Condensate Reservoirs. *Petroleum Society of Canada. Annual Technical Meeting*, June 12 – 15.1994, Calgary, Alberta. <https://doi.org/10.2118/94-04>
10. Burakov Yu., Ulyashev V., Guzhov N. Analiz effektivnosti mehanizma vodogazovogo vozvedeniya na vyipavshey v plaste kondensat. *Gazovaya promyshlennost*. 1991. No 7. P. 29-30. [in Russian]



11. Fishlock T., Probert C. Waterflooding of Gas Condensate Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*. 1996. <https://doi.org/10.2118/35370-PA>
12. Matkivskiy S., Khaidarova L. Increasing the Productivity of Gas Wells in Conditions of High Water Factors. *Eastern Europe Subsurface Conference*. Kyiv, Ukraine, 2021. P. 1-16 <https://doi.org/10.2118/208564-MS>
13. Mirzadzhanzade, A.G. Durmishyan, A.G. Kovalev [i dr.]. *Razrabotka gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. M.: Nedra, 1987. 356 p. [in Russian]
14. Kondrat R. M., Seredynskiy D. Yu., Kondrat O. R. Doslidzhennia zastosuvannia vuhlekysloho hazu dlia vyluchennia zalyshkovoi nafty z obvodnenykh naftovykh pokladiv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovysch*. 2010. No 2(35). P. 26-30. [in Ukrainian]
15. Ter-Sarkisov R.M., Peshkin M.A. *Primenenie dvoukisi ugleroda dlya izvlecheniya vyipavshogo v plaste kondensata*. Voprosy proektir. i ekspl. mestorozhd. so slozhnyim sostavom gaza. M.: VNIgaz, 1983. P. 83-92. [in Russian]
16. Gorodnov V.P. Mihnevich V.G., Tulbovich B.Ch. Effektivnost vyitesneniya ostatochnoy nefti otorochkoy mitsellyarnogo rastvora. *Problemy uvelicheniya nefteotdachi na mestorozhdeniyah Permskoy oblasti*. M.: Nedra, 1980. P. 32 - 35. [in Russian]
17. Peshkin M.A. Vyitesnenie vyipavshogo kondensata otorochkoy glevodorodnogo mitsellyarnogo rastvora. *Gazovaya promyshlennost*. 1977. No 2. P. 35-36. [in Russian]
18. Ter-Sarkisov R.M. Ispolzovanie obogashchennogo gaza dlya povyisheniya kondensatodachi. *Gazovaya promyshlennost*. 1982. No 10. P. 26-28. [in Russian]
19. Kundin S.A. Spособ razrabotki gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy. Opubl. 1968, Byul. No30. [in Russian]
20. Zabrodin P.I., Rakovskiy N.L., Rozenberg M.D. Vyitesnenie nefti iz platarastvoritelyami. M.: Nedra, 1968. 224 p. [in Russian]
21. Gritsenko A.I., Ter-Sarkisov R.M., Klapchuk O.V. [i dr.]. Zakachka zhidkih uglevodorodov v plast dlya povyisheniya neftekondensatodachi. *Razrab. i ekspl. gaz. i gazokondens. mestorozhd.* M: VNIIEgazprom. 1980. No 6. 39 p. [in Russian]
22. Ter-Sarkisov R.M., Peshkin M.A., Bikman E.S. Obrabotka prizaboynoy zonyi gazokondensatnoy skvazhinyi dvoukisyu ugleroda. *Neftyanaya i gazovaya promyshlennost*. 1989. No 1. P. 33-35. [in Russian]
23. Ter-Sarkisov R.M., Nikolaev V.A., Solovev O.N. [i dr.]. Intensifikatsiya raboty skvazhin s pomoschyu uglevodorodnykh rastvoriteley na Vuktilskom gazokondensatnom mestorozhdenii. *Osobennosti osvoeniya mestorozhdeniy Prikaspiyskoy vpadiny*. M.: VNIgaz, 1966. P. 67-71. [in Russian]
24. Burachok O., Kondrat O., Matkivskiy S., Pershyn D. Comparative Evaluation of Gas-Condensate Enhanced Recovery Methods for Deep Ukrainian Reservoirs: Synthetic Case Study. *Europec featured at 82nd EAGE Conference and Exhibition*, Amsterdam. The Netherlands. 2021. <https://doi.org/10.2118/205149-MS>
25. Bikman Ye.S., Diachuk V.V.. Optymizatsiia system rozrobky hazokondensatnykh rodovysch Ukrainy z vysokym vmistom vuhlevodniv S5+ v plastovomu hazi. *Problemy naftohazovoi promyslovosti*. 2006. №3. P. 165–168. [in Ukrainian]
26. Bikman Ye.S., Yehorov S.O., Kurochkin K.S. Tekhnolohiia zbahachennia hazu azotom pry saiklinh-protsezi na Tymofiiivskomu ta Kulychkyhynskomu NHKR z odnochasnym vyrobnytvom metanolnoho produktu. *Kompressornoe y enerhetycheskoe mashynostroenye*. 2014. No 1 (35). C. 2-6. [in Ukrainian]
27. Matkivskiy S., Kondrat O. The influence of nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. No 1(6 (109), P. 77–84. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>
28. Matkivskiy S., Kondrat O. Studying the influence of the carbon dioxide injection period duration on the gas recovery factor during the gas condensate fields development under water drive. *Mining of Mineral Deposits*. 2021. Volume 15. Issue 2. P. 95-101. <https://doi.org/10.33271/mining15.02.095>
29. Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited – Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. *SPE Reservoir Engineering*, 1997. August. P. 199-205. <https://doi.org/10.2118/39234-PA>
30. Salem Al Attas Safe Execution of a World Class EGR Facility in Abu Dhabi – The Elixir Mirfa Project. International Petroleum Technology Conference. Doha. Qatar. 2014. <https://doi.org/10.2523/IPTC-17627-MS>