

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2023-2(87)-41-50

ВПЛИВ ЩІЛЬНОСТІ СІТКИ НАГНІТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН НА ЕФЕКТИВНІСТЬ САЙКЛІНГ-ПРОЦЕСУ ПРИ РОЗРОБЦІ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ

¹С. В. Матківський*, ²О. Р. Кондрат¹ Акціонерне Товариство «Укргазвидобування»; 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28,
тел./факс (04427) 2-31-15, e-mail: matkivskij@gmail.com²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел./факс (03422) 4-21-95,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua

Для удосконалення існуючих технологій розробки газоконденсатних родовищ проведено дослідження з використанням інструментів цифрового моделювання. Метою досліджень є оптимізація сайклінг процесу при розробці газоконденсатних родовищ із значними запасами конденсату. Дослідження проведено на основі цифрової тривимірної моделі для різної кількості нагнітальних свердловин (2, 4, 6, 8, 10). На основі результатів досліджень встановлено, що при нагнітанні сухого газу в продуктивний поклад забезпечується підтримання пластового тиску на вищому рівні порівняно з варіантом розробки на виснаження. Завдяки цьому забезпечуються сприятливі умови для стабілізації видобутку вуглеводнів та продовжується період стабільної розробки газоконденсатного покладу. Результати проведених досліджень свідчать про те, що у випадку впровадження технології підтримання пластового тиску забезпечується підвищення накопиченого видобутку газу та конденсату. Такий результат досягається, в першу чергу, шляхом переведення частини сконденсованих вуглеводнів в газову фазу з наступним його видобутком. Варто зазначити, що при нагнітанні сухого газу в продуктивний поклад також відбувається витіснення мікро- та макрозащемленого газу з порового простору. Результати моделювання вказують на те, що збільшення кількості нагнітальних свердловин призводить до більшого охоплення площі газоносності газоконденсатного покладу агентом нагнітання. Також встановлено, що існує певна максимальна кількість нагнітальних свердловин, при використанні яких досягається найвищий коефіцієнт вуглеводневилучення. За результатами обробки розрахункових даних максимальна кількість нагнітальних свердловин для реалізації технології підтримання пластового тиску для умов конкретного покладу становить 6,18 (6) свердловин. Кінцевий коефіцієнт виділення конденсату для встановленої кількості нагнітальних свердловин збільшується на 5,76 % порівняно з розробкою на режимі виснаження пластової енергії.

Ключові слова: цифрове моделювання, газоконденсатний поклад, випадіння конденсату, технології підвищення вуглеводневилучення, нагнітання сухого газу, сайклінг-процес.

To improve existing technologies for the development of gas condensate fields, studies were carried out using digital modeling tools. The aim of the research is to optimize the cycling process in the development of gas condensate fields with significant condensate reserves. The study was carried out on the basis of a digital three-dimensional model for a different number of injection wells (2, 4, 6, 8, 10 wells). Based on the research results, it was found that when dry gas is injected into a productive reservoir, reservoir pressure is maintained at a higher level compared to the depletion development option. Thanks to this, favorable conditions are provided for the

stabilization of hydrocarbon production and the period of stable development of the gas condensate reservoir is extended. The results of the conducted studies indicate that the introduction of reservoir pressure maintenance technology provides an increase in the cumulative production of gas and condensate. This result is achieved primarily by transferring part of the condensed hydrocarbons into the gas phase, followed by its production. It should be noted that when dry gas is injected into a productive reservoir, micro- and macro-trapped gas is also displaced from the pore space. The simulation results indicate that an increase in the number of injection wells leads to a greater coverage of the gas-bearing area of the gas condensate reservoir by the injection agent. Also, according to the analysis, it was found that there is a certain maximum number of injection wells, using which the highest hydrocarbon recovery factor is achieved. According to the results of processing the calculated data, the maximum number of injection wells for the implementation of reservoir pressure maintenance technology for the conditions of a particular reservoir is 6.18(6) wells. The final condensate recovery factor for the set number of injection wells is increased by 5.76% compared to the development in reservoir energy depletion mode.

Keywords: digital modeling, gas condensate reservoir, differential condensation, hydrocarbon enhancement technologies, dry gas injection, cycling process.

Вступ

Переважна більшість газоконденсатних родовищ України розробляються на виснаження. Складність видобутку вуглеводнів за таких умов зумовлена тим, що при зниженні пластового тиску нижче тиску початку конденсації відбувається випадіння конденсату в пласті. Це призводить до його накопичення в привибійній зоні та зниження фазової проникності по газу та, відповідно, продуктивності свердловин. Таким чином, виникають ускладнення при експлуатації видобувних свердловин через накопичення конденсату на вибої, коли швидкість газорідного потоку нижче критичної [1-2].

Результати промислового досвіду розробки газоконденсатних родовищ свідчать про те, що на природних режимах виснаження зазвичай досягаються не високі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення. Коефіцієнти газовилучення в середньому становлять 70-85 %, а конденса-товилучення – 13-40 % [3-4].

Підвищення ступеня вилучення вуглеводнів з виснажених газоконденсатних родовищ можливе шляхом впровадження сучасних вторинних та третинних технологій розробки. Доцільність впровадження такого роду технологій визначається складністю геологічної будови родовищ, глибинами залягання продуктивних покладів, залишковими запасами вуглеводнів та терміном окупності додаткових капітальних вкладень [5-6].

Проблема підвищення ефективності розробки розвіданих запасів вуглеводнів виснажених нафтогазових родовищ України набуває все більшої актуальності в умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини та вимагає ретельного підходу до процесу проектування систем розробки цих родовищ.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Перспективним напрямом підвищення вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ з високим вмістом конденсату може бути їх витіснення вуглеводневими, неуглеводневими газами (азот, діоксид вуглецю, димові гази, суміш різних газів, тощо), а також впровадження технологій водогазової репресії (послідовне нагнітання рідких та газоподібних агентів) [7-9].

Найбільш розповсюдженою технологією розробки газоконденсатних родовищ, яка забезпечує високі кінцеві коефіцієнти вилучення конденсату порівняно з розробкою на виснаження, є сайклінг-процес [10].

Для реалізації сайклінг-процесу потрібно запроєктувати оптимальну систему розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газонасності. У випадку розробки газоконденсатних покладів антиклінального типу рекомендується розміщувати нагнітальні свердловини в центральній частині, а видобувні – на периферії.

Результати численних досліджень свідчать про технологічну ефективність впровадження технології сайклінг-процесу. Завдяки підтримання пластового тиску з використанням сухого газу кінцеві коефіцієнти конденса-товилучення знаходяться на рівні 70-90 % [11]. Основним недоліком сайклінг-процесу є значні капіталовкладення, тривалий період розробки та консервація запасів вуглеводневого газу в період підтримання пластового тиску [12].

Заводнення газоконденсатних покладів – зазвичай малоефективний спосіб підвищення вуглеводневилучення, оскільки призводить до защемлення значних об'ємів природного газу в пористому середовищі водою, її проривом до вибоїв свердловин та ускладненням при їх експлуатації. Однак, у випадку виснажених газоконденсатних покладів впровадження комбінованих технологій із послідовним нагнітанням

рідких агентів з наступним їх витісненням газоподібними (рідино-газова репресія) може забезпечити високу ефективність їх дорозробки [13-15].

Достатньо ефективним методом підвищення кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення є впровадження технологій з використанням неуглеводневих газів. В якості агентів нагнітання широко використовують азот, діоксид вуглецю, повітря, димові або викидні гази, а також їх суміші. Специфіка використання певного виду пов'язана із реакціями, які протікають при їх взаємодії з вуглеводневою сумішшю [16-18].

При використанні азоту в якості агента нагнітання тиск початку конденсації збільшується, і в місцях першого контакту з пластовим газом спостерігається випадіння конденсату в невеликій кількості, який в подальшому рухається попереду фронту витіснення [19].

Використання діоксиду вуглецю для підтримання пластового тиску, навпаки, сприяє зменшенню тиску початку конденсації, тому його нагнітання необхідно здійснювати рівномірно по всій площі газоносності. Нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади також призводить до зниження міжфазового натягу на межі «вуглеводневий флюїд-вода», покращенні змочуваності породи при розчиненні у вуглеводневому флюїді та воді та забезпеченні переходу нафти з плівкового стану в крапельний [20].

Висока ефективність технології нагнітання діоксиду вуглецю обумовлена високою його розчинністю у пластових флюїдах порівняно з іншими газами. При розчиненні діоксиду вуглецю в конденсаті збільшується його об'єм, що, в свою чергу, призводить до витіснення залишкового нерухомого конденсату до видобувних свердловин [21].

Найбільш доступним і дешевим неуглеводневим агентом є повітря, однак його змішування з природним газом призводить до утворення вибухонебезпечної суміші. За стандартних умов займання газоповітряної суміші можливе при концентрації метану в повітрі у діапазоні значень від 6 до 13,3 %. Цього явища можна уникнути, додавши до повітря антиокислювач. На промислі таким можуть бути димові або викидні гази [22].

Існує також ряд комбінованих методів, які ґрунтуються на почерговій чи одночасній подачі витіснювальних агентів для збільшення коефіцієнта вуглеводневилучення. Доцільність застосування кожного з методів залежить від умов розробки конкретного родовища [23-25].

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Промисловий досвід розробки газоконденсатних родовищ із високим вмістом конденсату в пластовому газі свідчить про існування технологічних обмежень щодо реалізації сайклінг-процесу та інші технології підтримання пластового тиску. Ефективність такого роду технологій, в основному, залежить від особливостей геологічної будови, а саме неоднорідності продуктивних покладів як за площею, так і за товщиною.

Зважаючи на вищенаведене, виникає необхідність у проведенні додаткових досліджень з використанням основних інструментів цифрового моделювання відповідно до світової практики проектування систем розробки родовищ вуглеводнів. Постійно діюча геолого-технологічна модель родовища дозволяє врахувати всі наявні геолого-промислові дані, оцінити ризики та обґрунтувати оптимальні варіанти розробки продуктивних покладів.

За результатами проведених досліджень необхідно удосконалити існуючі та розробити нові високоефективні технології розробки газоконденсатних родовищ із високим вмістом конденсату в пластовому газі.

Мета та завдання досліджень

Метою даних досліджень є оптимізація сайклінг-процесу при розробці газоконденсатних родовищ із високим вмістом конденсату в пластовому газі з використанням цифрового моделювання та підвищення їх кінцевого вуглеводневилучення.

Основним завданням роботи є дослідження впливу щільності сітки нагнітальних свердловин при реалізації сайклінг-процесу на кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату.

Виклад основного матеріалу досліджень

Дослідження з удосконалення існуючих технологій підвищення вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ проведено на основі неоднорідної тривимірної моделі з такими параметрами: глибина залягання покладу – 4500 м, коефіцієнт пористості – 0,11, коефіцієнт газонасиченості – 0,8, коефіцієнт проникності – 7,2 мД, початковий пластовий тиск – 45 МПа, пластова температура – 393 К. Початковий вміст конденсату в пластовому газі дорівнює 330 г/см³. Початкові запаси газу становлять 2291 млн м³, а запаси конденсату – 863,2 тис. м³.

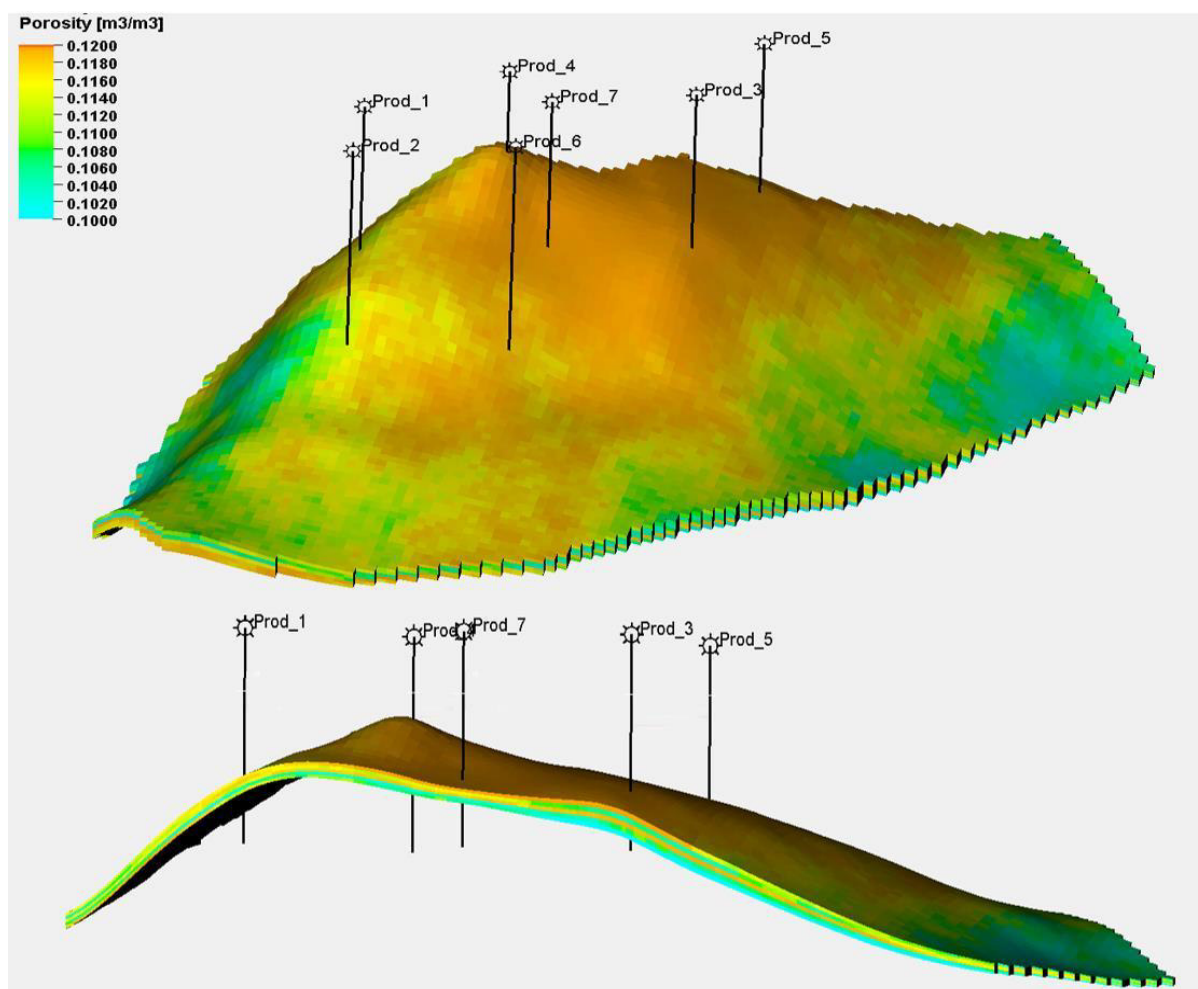


Рисунок 1 – Концептуальна модель газоконденсатного покладу та куб розповсюдження пористості

Концептуальна модель газоконденсатного покладу та куб розповсюдження пористості наведено на рисунку 1.

Розробка продуктивного покладу здійснюється з використанням 7 свердловин. Дебіт видобувних свердловин дорівнює 80 тис.м³/добу. Компенсацію видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу для всіх досліджуваних варіантів прийнято на рівні 1:1.

Схема розміщення нагнітальних і видобувних свердловин на площі газонасності покладу наведена на рисунку 2.

Дослідження основних технологічних показників розробки газоконденсатного покладу проведено для різної кількості нагнітальних свердловин (2, 4, 6, 8, 10). Реалізація технології підтримання пластового тиску здійснюється на момент виснаження продуктивного покладу на рівні 50 %. Тривалість періоду нагнітання сухого газу становить 36 місяців. Після досягнення встановленого періоду нагнітання сухого газу нагнітальні свердловини зупинились, а продуктивний поклад розроблявся на виснаження до моменту досягнення технологічних обмежень.

Для урахування фізичних процесів, що мають місце при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад, створено та використано композиційну PVT модель [26].

За результатами моделювання розробки продуктивного покладу встановлено, що у випадку реалізації технології підтримання пластового тиску з використанням сухого газу забезпечується підтримання пластового тиску на вищому рівні порівняно з розробкою на виснаження. Варто зазначити, що характер динаміки пластового тиску залежно від кількості нагнітальних свердловин аналогічний для всіх досліджуваних варіантів, що пояснюється прийнятим рівнем компенсації відборів нагнітанням сухого газу.

Динаміка пластового тиску при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад з використанням восьми нагнітальних свердловин та при розробці на виснаження наведена на рисунку 3.

Результати моделювання свідчать про те, що завдяки впровадженню технології підтримання пластового тиску стабілізуються існуючі

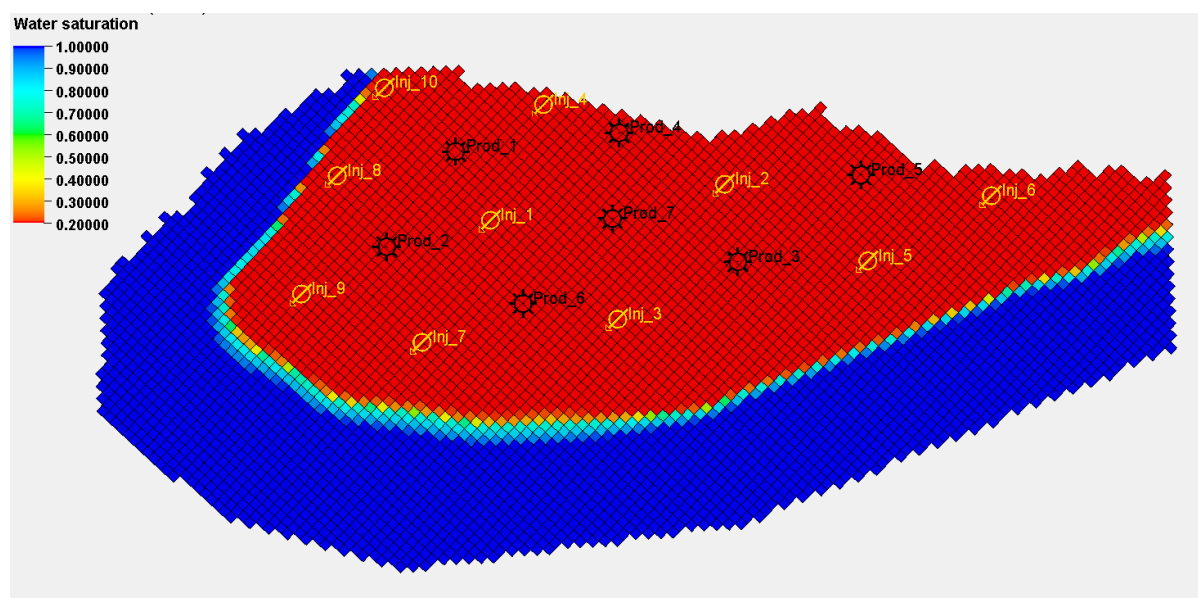


Рисунок 2 – Схема розміщення нагнітальних і видобувних свердловин на площі газоносності покладу

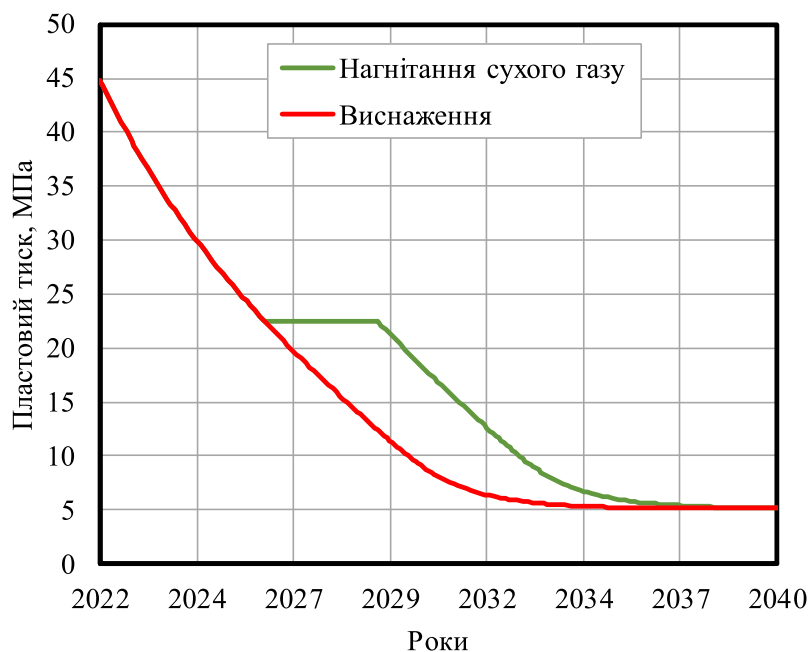


Рисунок 3 – Динаміка пластового тиску при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад з використанням восьми нагнітальних свердловин та при розробці на виснаження

режими експлуатації видобувних свердловин. Підтримання пластового тиску на рівні, вищому порівняно з розробкою на виснаження, обумовлює створення сприятливих умов для винесення газорідинної суміші з вибою свердловин. Таким чином забезпечується продовження стабільного періоду дорозробки газоконденсатного покладу.

Динаміка дебіту газу при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад з використанням восьми нагнітальних свердловин та при розробці на виснаження наведена на рисунку 4.

На основі результатів моделювання здійснено розрахунок технологічних показників розробки газоконденсатного покладу. Результати розрахунків накопиченого видобутку конденсату залежно від кількості нагнітальних свердловин при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад та при розробці на виснаження наведено в таблиці 1.

Аналізуючи результати розрахунків таблиці 1, встановлено, що завдяки впровадженню технології підтримання пластового тиску з використанням сухого газу забезпечується додат-

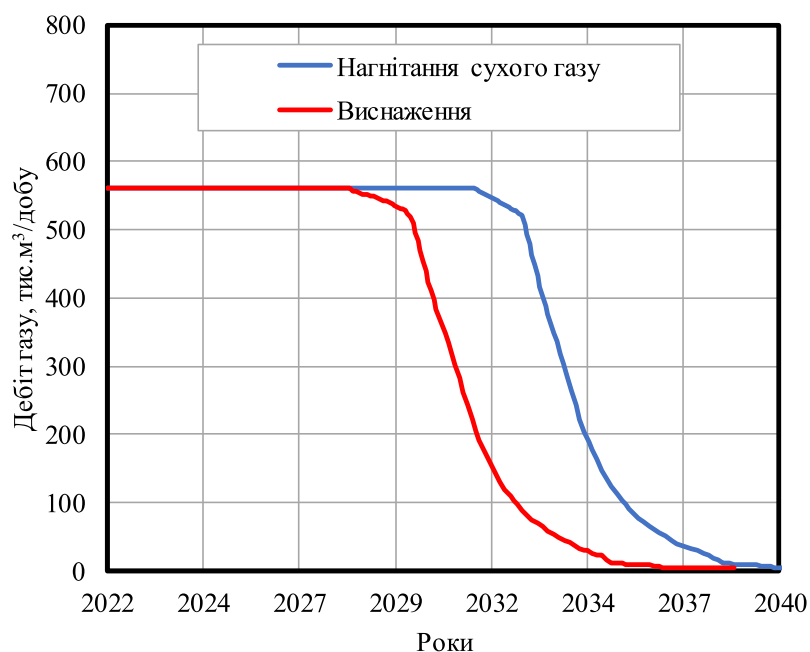


Рисунок 4 – Динаміка дебіту газу при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад з використанням восьми нагнітальних свердловин та при розробці на виснаження

Таблиця 1 – Результати розрахунків накопиченого видобутку конденсату залежно від кількості нагнітальних свердловин при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад та при розробці на виснаження

Кількість нагнітальних свердловин, од	Накопичений видобуток конденсату, тис. м ³		
	Розробка на виснаження	Підтримання пластового тиску	Ефект
2	324,90	359,60	34,70
4	324,90	374,87	49,98
6	324,90	374,61	49,72
8	324,90	370,72	45,82
10	324,90	364,73	39,83

ковий видобуток конденсату порівняно з розробкою на виснаження. Результати розрахунків свідчать про те, що щільність сітки нагнітальних свердловин значно впливає на ефективність досліджуваної технології підвищення кінцевого вуглеводневилучення. Збільшення накопиченого видобутку конденсату залежно від кількості нагнітальних свердловин становить: 2 свердловини – 34,70 тис.м³; 4 свердловини – 49,98 тис.м³; 6 свердловин – 49,72 тис.м³; 8 свердловин – 45,82 тис.м³; 10 свердловин – 39,83 тис.м³.

Результати моделювання свідчать про те, що у випадку впровадження технології підтримання пластового тиску сповільнюється процес конденсації важких вуглеводнів. Також завдяки впровадженню технології підтримання пластового тиску з використанням сухого газу забезпечується розчинення частини сконденсованих

вуглеводнів в сухому газі з наступним його видобутком на поверхню.

За результатами досліджень здійснено розрахунок коефіцієнтів вилучення конденсату залежно від кількості нагнітальних свердловин при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад та при розробці на виснаження. Результати розрахунків наведені в таблиці 2.

На основі результатів розрахунків встановлено, що збільшення прогнозних коефіцієнтів вилучення конденсату значно залежить від кількості нагнітальних свердловин та становить: 2 свердловини – 4,02 %; 4 свердловини – 5,79 %; 6 свердловин – 5,76 %; 8 свердловин – 5,31 %; 10 свердловин – 4,61 %.

Залежності коефіцієнта вилучення конденсату від тривалості періоду нагнітання сухого газу та при розробці на виснаження наведено на рисунку 5.

Таблиця 2 – Результати розрахунків коефіцієнтів вилучення конденсату залежно від кількості нагнітальних свердловин при реалізації технології підтримання пластового тиску та при розробці на виснаження

Кількість нагнітальних свердловин, од	Коефіцієнт вилучення конденсату, %		
	Розробка на виснаження	Підтримання пластового тиску	Ефект
2	37,64	41,66	4,02
4	37,64	43,43	5,79
6	37,64	43,40	5,76
8	37,64	42,95	5,31
10	37,64	42,25	4,61

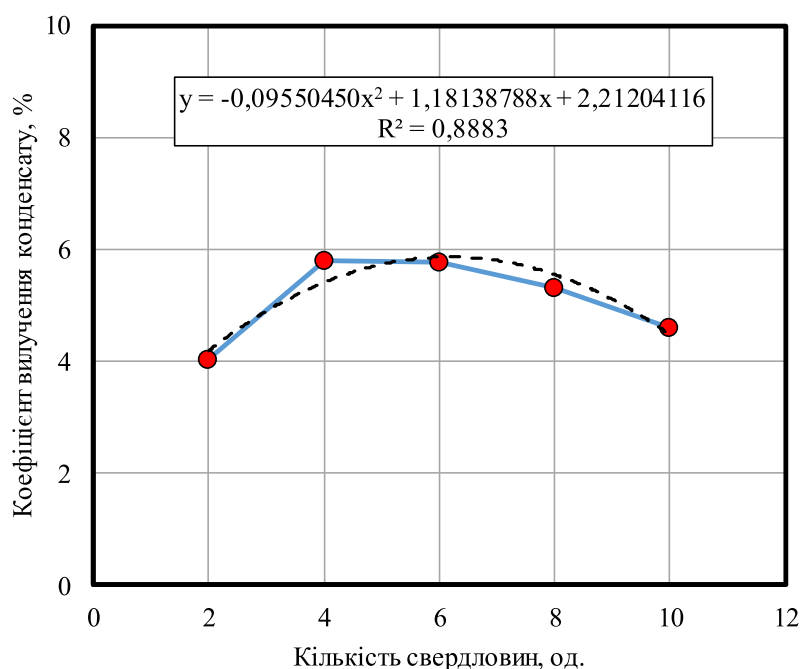


Рисунок 5 – Залежності коефіцієнта вилучення конденсату від тривалості періоду нагнітання сухого газу та при розробці на виснаження

На основі результатів моделювання визначено максимальне значення кількості нагнітальних свердловин для реалізації технології підтримання пластового тиску з використанням сухого газу, яке становить 6,18 (6) свердловин. Кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату для максимальної кількості нагнітальних свердловин дорівнює 43,40 %, а при розробці на виснаження – 37,64 %. Збільшення коефіцієнта вилучення конденсату завдяки впровадженню технології нагнітання сухого газу становить 5,76 %.

За результатами проведених досліджень встановлено високу технологічну ефективність впровадження технологій підтримання пластового тиску з використанням сухого газу при розробці газоконденсатних родовищ із значними запасами конденсату.

Висновок

Використовуючи програмні комплекси Eclipse та Petrel компанії Schlumberger, проведено додаткові дослідження з метою напрацювання оптимальних шляхів підвищення ефективності розробки газоконденсатних родовищ із значними запасами конденсату. На основі результатів проведених досліджень оптимізовано технологію нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад шляхом обґрунтування оптимальної щільності сітки нагнітальних свердловин.

За результатами проведених досліджень встановлено, що збільшення щільності сітки нагнітальних свердловин при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад обумовлює більше охоплення площі газоносності агентом нагнітання. Завдяки цьому досягається висока ефективність досліджуваної технології щодо

підвищення кінцевих коефіцієнтів вилучення вуглеводнів.

За результатами проведених досліджень з використанням цифрового моделювання встановлено максимальне значення кількості нагнітальних свердловин для реалізації технології нагнітання сухого газу. Згідно результатів розрахунків максимальне значення нагнітальних свердловин становить 6,18 (6) од. Прогнозне збільшення коефіцієнта вилучення конденсату для максимальної кількості нагнітальних свердловин дорівнює 5,76 %.

Результати проведених досліджень свідчать про ефективність впровадження вторинних та третинних методів підвищення кінцевого вуглеводневилучення нафтогазових родовищ. Практична реалізація розроблених технологій дозволить суттєво інтенсифікувати видобуток вуглеводнів в Україні в умовах значного дефіциту вуглеводневої сировини.

Література

1. Кондрат Р.М. Газоконденсатотдача пластов. М.: Недра. 1992. 255 с.
2. Burachok O., Kondrat O., Matkivskiy S. Investigation of the efficiency of gas condensate reservoirs waterflooding at different stages of development. *E3S Web of Conf. IV International Scientific and Technical Conference "Gas Hydrate Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons" (GHT 2020)*. 2021. Vol. 230. P. 1-11. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001010>
3. Ли. Дж., Г. Никенс, М. Уэллс. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин: пер. с англ. М.: ООО «ПремиумИнжиниринг», 2008. 384 с.
4. Firoozabadi A., Olsen G. and Golf-Racht V. T. Residual Gas Saturation in Water-Drive Gas Reservoir, *SPE California Regional Meeting held in Ventura, California, April 8-10, 1987, USA*, P. 1-4 (319-322). <https://doi.org/10.2118/16355-MS>
5. Matkivskiy S., Khaidarova L. Increasing the Productivity of Gas Wells in Conditions of High Water Factors. *Eastern Europe Subsurface Conference*. Kyiv, 2021. P. 1-16 <https://doi.org/10.2118/208564-MS>
6. Matkivskiy S., Burachok O. Impact of Reservoir Heterogeneity on the Control of Water Encroachment into Gas-Condensate Reservoirs during CO₂ Injection. *Management Systems in Production Engineering*. 2022. Vol. 30. Iss. 1. P. 62-68. <https://doi.org/10.2478/mspe-2022-0008>
7. Oldenburg C. M., Law D. H., Gallo Y. L. and White S. P. Mixing of CO₂ and CH₄ in Gas Reservoirs: Code Comparison Studies, USA, Canada and New Zealand, 2003, P. 1-5. <https://doi.org/10.1016/B978-008044276-1/50071-4>
8. 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. Vol. 15. Iss. 2. P. 95-101. <https://doi.org/10.33271/mining15.02.095>
9. 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>
10. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р. Комплексна технологія збільшення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ. *Наука та інновації*. 2005. № 5. С. 24-39.
11. Chibueze S. E., Ibeh S. U., Onugha I. N., Obah B. Performance Analysis of Gas Cycling Operation in Retrograde Gas Condensate Reservoir- A Nig(2017)er Delta Case Study. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria*. <https://doi.org/10.2118/189135-MS>
12. Бікман Є.С.. Оптимізація сайклінг-процесу в умовах розробки фаменських покладів Тимофіївського та Куличихинського НГКР. Нафтогазова енергетика. Наук.-техн. конф., Івано-Франківськ, 2017. С. 89-93.
13. Fishlock T.P., Probert C.J. Water flooding of Gas-Condensate Reservoirs. *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa. Oklahoma. USA. <https://doi.org/10.2118/35370-PA>
14. El-Banbi A.H., Aly A.M., Lee W.J., McCain W.D. Jr. Investigation of Waterflooding and Gas Recycling for Developing a Gas-Condensate Reservoir. *2000 SPE/CERI Gas Technology Symposium*, Calgary, Alberta, Canada, 3-5 April 2000.
15. Abdul-Latif B.L., Dziwornu C.K., Phu Ha N., Riverson O. Modeling and Optimization of Waterflooding in Gas Condensate Reservoirs. *SPE Russian Petroleum Conference and Exhibition*. Moscow. 2016. <https://doi.org/10.2118/182058-MS>
16. Mamora D. D., Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs. *SPE Technical Conference and Exhibition*, 29 Sept. - 2 Oct. 2002, San Antonio, Texas, P. 1-9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>
17. Sim S.S.K., Turta A.T., Singhal A.K., Hawkins B.F. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency. *9th Canadian International Petroleum Conference*.

June 17-19, 2008. in Calgary. Alberta. <https://doi.org/10.2118/2008-145>

18. Steve S.K. Sim, Patrick Brunelle, Alex T. Turta, Ashok K. Singhal. Enhanced Gas Recovery and CO₂ Sequestration by Injection of Exhaust Gases From Combustion of Bitumen. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. 20-23 April, Tulsa, Oklahoma, USA, 2008. <https://doi.org/10.2118/113468-MS>

19. Рамиро Сачуцаја. Осуществимость закачки азота в многопластовую залежь, содержащую сухой газоконденсат. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. 2008. Moscow.

20. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.

21. Al-Hashami A., Ren S. R., Tohidi B. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage Reservoir Simulation and Economics, Institute of Petroleum Engineering, Herriot-Watt University, *SPE 94129, SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition* held in Madrid, Spain, 13-16 June 2005, P. 1-7. <https://doi.org/10.2118/94129-MS>

22. Кондрат Р.М. Повышение конденсатотдачи продуктивных пластов с применением заводнения. *Обз. Инф.: Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. 1982. Вып. 7. С. 57.

23. 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>

24. Seah Y., Gringarten A., Giddins M., Burton K. Optimising Recovery in Gas Condensate Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*. 2014 <https://doi.org/10.2118/171519-MS>

25. 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>

26. Burachok O., Pershyn D., Kondrat O., Matkivskiy S., Y Bikman. Theoretical and Methodological Features for Gas-condensate PVT Fluid Modelling with Limited Data. *Eastern Europe Subsurface Conference*, Kyiv, Ukraine, November 2021. SPE-208519-MS. P. 1-13 <https://doi.org/10.2118/208519-MS>

References

1. Kondrat R.M. Hazokondensatootdacha plastov. M.: Nedra. 1992. 255 p. [in Russian]

2. Burachok O., Kondrat O., Matkivskiy S. Investigation of the efficiency of gas condensate reservoirs waterflooding at different stages of development. *E3S Web of Conf. IV International Scientific and Technical Conference "Gas Hydrate Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons"* (GHT 2020). 2021. Vol. 230. P. 1-11. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001010>

3. Li. Dzh., G. Nikens, M. Uells. Eksplyuatatsiya obvodnya-yushchikhsya gazovykh skvazhin: per. s angl. M.: OOO «Premium Inzhiniring», 2008. 384 p. [in Russian]

4. Firoozabadi A., Olsen G. and Golf-Racht V. T. Residual Gas Saturation in Water-Drive Gas Reservoir, *SPE California Regional Meeting held in Ventura, California, April 8-10, 1987, USA*, P. 1-4 (319-322). <https://doi.org/10.2118/16355-MS>

5. Matkivskiy S., Khaidarova L. Increasing the Productivity of Gas Wells in Conditions of High Water Factors. *Eastern Europe Subsurface Conference*. Kyiv, 2021. P. 1-16 <https://doi.org/10.2118/208564-MS>

6. Matkivskiy S., Burachok O. Impact of Reservoir Heterogeneity on the Control of Water Encroachment into Gas-Condensate Reservoirs during CO₂ Injection. *Management Systems in Production Engineering*. 2022. Vol. 30. Iss. 1. P. 62-68. <https://doi.org/10.2478/mspe-2022-0008>

7. Oldenburg C. M., Law D. H., Gallo Y. L. and White S. P. Mixing of CO₂ and CH₄ in Gas Reservoirs: Code Comparison Studies, USA, Canada and New Zealand, 2003, P. 1-5. <https://doi.org/10.1016/B978-008044276-1/50071-4>

8. 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. Vol. 15. Iss. 2. P. 95-101. <https://doi.org/10.33271/mining15.02.095>

9. 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>

10. Kondrat R. M., Kondrat O. R. Kompleksna tekhnolohiia zbilshennia vuhlevodnevylychennia z vysnazhenykh hazokondensatnykh rodovyshch. *Nauka ta innovatsii*. 2005. No 5. P. 24-39. [in Ukrainian]

11. Chibueze S. E., Ibeh S. U., Onugha I. N., Obah B. Performance Analysis of Gas Cycling Operation in Retrograde Gas Condensate Reservoir- A Nig(2017)er Delta Case Study. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, Lagos, Nigeria. <https://doi.org/10.2118/189135-MS>
12. Bikman Ye. S. Optymizatsiia saiklinh-protsesu v umovakh rozrobky famenskykh pokladiv Tymofiivskoho ta Kulychkhynskoho NHKR. Naftohazova enerhetyka. Nauk.-tekhn. konf., Ivano-Frankivsk. 2017. P. 89-93. [in Ukrainian]
13. Fishlock T.P., Probert C.J. Water flooding of Gas-Condensate Reservoirs. *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa. Oklahoma. USA. <https://doi.org/10.2118/35370-PA>
14. El-Banbi A.H., Aly A.M., Lee W.J., McCain W.D. Jr. Investigation of Waterflooding and Gas Recycling for Developing a Gas-Condensate Reservoir. *2000 SPE/CERI Gas Technology Symposium*, Calgary, Alberta, Canada, 3-5 April 2000.
15. Abdul-Latif B.L., Dziwornu C.K., Phu Ha N., Riverson O. Modeling and Optimization of Waterflooding in Gas Condensate Reservoirs. *SPE Russian Petroleum Conference and Exhibition*. Moscow. 2016. <https://doi.org/10.2118/182058-MS>
16. Mamora D. D., Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs. *SPE Technical Conference and Exhibition*, 29 Sept. - 2 Oct. 2002, San Antonio, Texas, P. 1-9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>
17. Sim S.S.K., Turta A.T., Singhal A.K., Hawkins B.F. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency. *9th Canadian International Petroleum Conference*. June 17-19, 2008. in Calgary. Alberta. <https://doi.org/10.2118/2008-145>
18. Steve S.K. Sim, Patrick Brunelle, Alex T. Turta, Ashok K. Singhal. Enhanced Gas Recovery and CO₂ Sequestration by Injection of Exhaust Gases From Combustion of Bitumen. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. 20-23 April, Tulsa, Oklahoma, USA, 2008. <https://doi.org/10.2118/113468-MS>
19. Ramyro Canchucaja. Osushchestvymost zakachky azota v mnohoplastovuiu zalezh, soderzhashchuiu sukhoi hazokondensat. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. 2008. [in Russian]
20. Surguchev M.L. Vtorichnyye i tretichnyye metody uveliche-niya nefteotdachi plastov. M.: Nedra, 1985. 308 p. [in Russian]
21. Al-Hashami A., Ren S. R., Tohidi B. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage Reservoir Simulation and Economics, Institute of Petroleum Engineering, Herriot-Watt University, *SPE 94129, SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition* held in Madrid, Spain, 13-16 June 2005, P. 1-7. <https://doi.org/10.2118/94129-MS>
22. Kondrat R.M. Povysheniye kondensatootdachi produktivnykh plastov s primeneniym zavodneniya. *Obz. Inf.: Ser. Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. 1982. Vol. 7. P. 57. [in Russian]
23. 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>
24. Seah Y., Gringarten A., Giddins M., Burton K. Optimising Recovery in Gas Condensate Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*. 2014 <https://doi.org/10.2118/171519-MS>
25. 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>
26. Burachok O., Pershyn D., Kondrat O., Matkivskiy S., Y Bikman. Theoretical and Methodological Features for Gas-condensate PVT Fluid Modelling with Limited Data. *Eastern Europe Subsurface Conference*, Kyiv, Ukraine, November 2021. SPE-208519-MS. P. 1-13 <https://doi.org/10.2118/208519-MS>