

## ПЕРСПЕКТИВИ ДОРОЗРОБКИ ГАДЯЦЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА ІЗ ЗНАЧНИМИ ЗАПАСАМИ РЕТРОГРАДНОГО КОНДЕНСАТУ

С. В. Матківський<sup>1</sup>, Є. С. Бікман<sup>1</sup>, О. Р. Кондрат<sup>2</sup>, Л. І. Хайдарова<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Український науково-дослідний інститут природних газів;  
61010, м. Харків, Гімназійна набережна, 20; тел./факс (05773) 31755,  
e-mail: matkivskyi.sergey@ndigas.com.ua, yefim.bikman@ugv.com.ua

<sup>2</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел./факс (03422) 42195,  
e-mail: kondrat@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com

Сировинна база родовищ вуглеводнів України характеризується погіршенням якості і структури запасів у часі та супроводжується збільшенням частки важковидобувних запасів, розробка яких на сьогоднішній день здійснюється дуже низькими темпами. В найближчій перспективі видобуток вуглеводнів в Україні буде пов'язаний не стільки із введенням у розробку нових родовищ, скільки із збільшенням кінцевих коефіцієнтів вилучення старих та виснажених родовищ. Для встановлення ефективності впровадження вторинних та третинних технологій розробки родовищ України проведено дослідження технології нагнітання діоксиду вуглецю на прикладі Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища. Результати проведених досліджень з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання свідчать про те, що у випадку впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 стабілізуються темпи видобутку рідких вуглеводнів. Завдяки високій розчинності діоксиду вуглецю в рідких вуглеводнях досягається збільшення об'єму конденсату, що забезпечує умови для його фільтрації. На основі результатів досліджень здійснено розрахунок прогнозного коефіцієнта вилучення конденсату. На момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату становить 7,92 % відносно залишкових запасів, а при розробці на виснаження – 6,68 %. Згідно з результатами моделювання встановлено, що у випадку впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату збільшується на 1,24 %. Практична реалізація вторинних та третинних технологій розробки виснажених нафтогазових родовищ України в широкому розумінні проблеми дозволить суттєво інтенсифікувати процес видобутку вуглеводнів та вийти на світовий рівень вирішення поставленої проблеми.

Ключові слова: тривимірна модель, родовище, газоконденсатний поклад, випадіння конденсату, підвищення вуглеводневилучення, нагнітання діоксиду вуглецю.

Сырьевая база месторождений углеводородов Украины характеризуется ухудшением качества и структуры запасов во времени и сопровождается увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, разработка которых на сегодняшний день осуществляется очень низкими темпами. В ближайшей перспективе добыча углеводородов в Украине будет связана не столько с введением в разработку новых месторождений, сколько с увеличением конечных коэффициентов извлечения старых и истощенных месторождений. Для установления эффективности внедрения вторичных и третичных технологий разработки месторождений Украины проведено исследование технологии нагнетания диоксида углерода на примере Гадяцкого нефтегазоконденсатного месторождения. Результаты проведенных исследований с использованием основных инструментов гидродинамического моделирования свидетельствуют о том, что при внедрении технологии нагнетания диоксида углерода в залежь горизонта В-16 стабилизируются темпы добычи жидких углеводородов. Благодаря высокой растворимости диоксида углерода в жидких углеводородах достигается увеличение объема конденсата, что обеспечивает условия для его фильтрации. На основе результатов исследований произведен расчет прогнозного коэффициента извлечения конденсата. На момент прорыва диоксида углерода в добывающие скважины конечный коэффициент извлечения конденсата составляет 7,92% относительно остаточных запасов, а при разработке на истощение – 6,68%. Согласно результатам моделирования установлено, что в случае внедрения технологии нагнетания диоксида углерода в залежь горизонта В-16 конечный коэффициент извлечения конденсата увеличивается на 1,24%. Практическая реализация вторичных и третичных технологий разработки истощенных нефтегазовых месторождений Украины в широком понимании проблемы позволит существенно интенсифицировать процесс добычи углеводородов и выйти на мировой уровень решения поставленной проблемы.

Ключевые слова: трехмерная модель, месторождение, газоконденсатная залежь, выпадение конденсата, повышение углеводородоотдачи, нагнетания диоксида углерода.

*The resource base of hydrocarbon fields in Ukraine is characterized by deterioration in the quality and structure of reserves over time and is accompanied by an increase in the share of hard-to-recover reserves, the development of which is currently being carried out at a very low rate. In the near future, hydrocarbon production in Ukraine will be associated not so much with the introduction of new fields into development, but with an increase in the final recovery factors of old and depleted fields. To establish the effectiveness of the introduction of secondary and tertiary technologies for the development of Ukrainian fields, a study of the technology of injection of carbon dioxide has been carried out on the example of the Hadyach oil and gas condensate field. The results of the studies carried out using the main tools of hydrodynamic modeling has indicated that in the case of the introduction of the carbon dioxide injecting technology into the reservoir of the V-16 horizon, the rates of production of liquid hydrocarbons will stabilize. Due to the high solubility of carbon dioxide in liquid hydrocarbons, an increase in the volume of condensate is achieved, which provides conditions for its filtration. Based on the research results, the forecast condensate recovery factor has been calculated. At the time of the breakthrough of carbon dioxide into production wells, the final condensate recovery factor is 7.92% relative to residual reserves, and in case of depletion development - 6.68%. According to the simulation results, it has been found that in the case of introducing the technology of injecting carbon dioxide into the reservoir of the B-16 horizon, the final condensate recovery factor increases by 1.24%. The practical implementation of secondary and tertiary technologies for the development of depleted oil and gas fields in Ukraine in the broad sense of the problem will significantly intensify the process of hydrocarbon production and reach the global level of solving the problem.*

Key words: 3D model, field, gas condensate reservoir, condensate dropout, increased hydrocarbon recovery, carbon dioxide injection.

### Вступ

Переважна більшість газоконденсатних родовищ України розробляється на виснаження. В процесі розробки продуктивних покладів при зниженні пластового тиску відбувається процес диференціальної конденсації важких вуглеводнів. Це призводить до збільшення питомих і сумарних втрат конденсату в пласті та, відповідно, зменшення вмісту важких вуглеводнів у видобувній газоконденсатній суміші. Масоперенос та накопичення конденсату в привибійній зоні (в депресійній воронці) призводить до зниження фазової проникності за газом та, відповідно, продуктивності видобувних свердловин, що обумовлює ускладнення при експлуатації газоконденсатних свердловин через накопичення конденсату на вибої, коли швидкість газорідного потоку нижча критичної (менше 4-5 м/с) [1-2].

Кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату при розробці газоконденсатних родовищ на виснаження становить 15–40% і залежить від особливостей газоконденсатних характеристик, тобто питомих втрат конденсату на одиницю зниження пластового тиску [3-4].

Підвищення вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ в умовах, ускладнених ретроградними втратами вуглеводнів в процесі виснаження, можливе за рахунок впровадження вторинних та третинних технологій розробки, до яких відносять раціональні технології штучної активної дії на продуктивний поклад з використанням сторонньої енергії.

Перспективним напрямом підвищення кінцевого вуглеводне вилучення нафтогазоконденсатних родовищ є впровадження технологій підтримання пластового тиску шляхом нагні-

тання вуглеводневих та неуглеводневих газів, а також комбінованих технологій нагнітання рідин та газів [5-8].

Інвестування у впровадження сучасних технологій розробки газоконденсатних родовищ України дозволить підвищити їх видобувні можливості та, відповідно, збільшити кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення.

**Метою досліджень** є удосконалення існуючих технологій розробки виснажених нафтогазових родовищ України для підвищення ефективності розробки розвіданих запасів вуглеводнів та забезпечення високих коефіцієнтів вилучення вуглеводнів за мінімальних витрат.

### Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Для підвищення коефіцієнтів конденсатовилучення та покращення техніко-економічних показників видобування вуглеводнів газоконденсатні родовища аналогічно як і нафтові родовища потрібно розробляти з підтриманням пластового тиску. Підтримання пластового тиску в газоконденсатних родовищах може здійснюватися зворотним нагнітанням відсепарованого (сухого) газу, використанням сухого газу нафтових родовищ, неуглеводневих газів (азоту, діоксиду вуглецю, повітря, димових і викидних газів), штучного вуглеводневого газу, який отримують шляхом конверсії вуглеводнів водяною парою, суміші вуглеводневого і неуглеводневого газів, нагнітанням води і газоводяних сумішей [9-14].

Результати лабораторних і теоретичних досліджень свідчать про високу технологічну ефективність застосування неуглеводневих

газів для підвищення вуглеводневилучення з виснажених нафтогазових покладів. Серед неуглеводневих газів найбільш дешевим і доступним для використання є повітря. Однак повітря разом з природним газом у певних концентраціях утворює вибухонебезпечну суміш, що дещо обмежує його використання.

Відповідно до результатів лабораторних досліджень найкращими витіснюючими властивостями серед неуглеводневих газів характеризується діоксид вуглецю завдяки: [15-18].

- розчинності в пластових флюїдах (нафті, конденсаті, пластовій воді) та, відповідно, збільшенні об'єму нафти при розчиненні в ній діоксиду вуглецю;

- зменшенні в'язкості нафти та конденсату та підвищенні в'язкості води при розчиненні в них діоксиду вуглецю;

- збільшення рухомості вуглеводневих флюїдів та зменшенні рухомості води;

- зниженні 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;

- збільшенні проникності окремих типів колекторів у результаті хімічної взаємодії карбоноватної кислоти із складовими скелету породи.

Розчинення діоксиду вуглецю в рідких вуглеводнях призводить до збільшення об'єму нафти та конденсату, що забезпечує умови їх фільтрації. Теоретичні та експериментальні дослідження процесу нагнітання діоксиду вуглецю з метою підвищення нафто- та конденсатовилучення підтверджують його ефективність [19].

Удосконаленню існуючих технологій розробки виснажених родовищ присвячено значну кількість досліджень з використанням чисельного моделювання [20-23]. Побудова цифрових тривимірних моделей є невід'ємним атрибутом управління процесом розробки родовищ нафти і газу та призначена для вирішення основних завдань розробки, а саме, забезпечення найбільш повного вилучення запасів вуглеводнів та досягнення максимального економічного ефекту.

Дослідження ефективності підвищення вуглеводневилучення різними агентами нагнітання проведено на тривимірній моделі газоконденсатного родовища, яке знаходиться поблизу гірського хребта Сьерра-де-Чьяпас в Мексиці. Для нагнітання використано сухий газ, діоксид вуглецю, азот та димові гази. Отримані результати свідчать про те, що найефективнішим є варіант з нагнітання діоксиду вуглецю. Завдяки

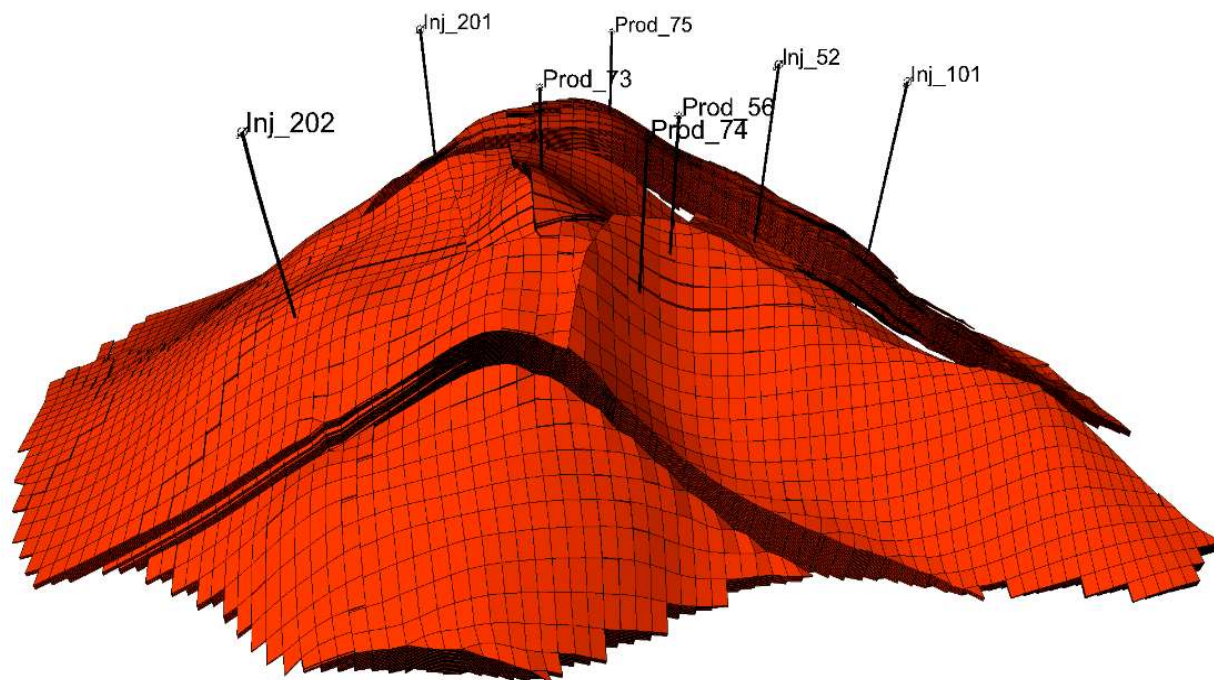
впровадженню даної технології видобувається частина зацмленого водою газу. В зонах нагнітання діоксиду вуглецю різко зростає пластовий тиск та створюється додатковий гідродинамічний бар'єр, що ускладнює надходження пластової води в продуктивні пласти. Впровадження технології підтримання пластового тиску призводить до нарощення видобутку конденсату та забезпечує значно вищі коефіцієнти вуглеводневилучення. У випадку нагнітання діоксиду вуглецю досягається коефіцієнт вилучення конденсату на рівні 80 %, а під час нагнітання сухого газу – 60 %. При використанні димових газів як агентів нагнітання кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату знаходиться в межах 55-60 %. Найменш ефективним варіантом відповідно до, згідно з результатами моделювання для умов досліджуваного родовища виявився варіант з нагнітанням азоту [24].

Чисельне моделювання розробки родовища Хічкок (штат Техас) дозволило вдосконалити існуючу технологію розробки виснажених покладів, забезпечивши при цьому значно вищі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення. Розрахунок різних варіантів розробки родовища дозволив обґрунтувати оптимальні темпи відбору вуглеводневої продукції та вибрати раціональну систему розробки родовища [25].

Результати моделювання свідчать про те, що кінцевий коефіцієнт вилучення вуглеводнів залежить від ступеня неоднорідності та фільтраційно-ємнісних параметрів породи-колектора, структури порового простору, капілярних тисків на межі газоводяного контакту, щільності сітки нагнітальних свердловин та схеми розміщення їх по площі покладів, що акумулюють залишкові запаси вуглеводнів.

### **Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми**

Проблемі підвищення вуглеводне вилучення з нафтогазових родовищ України в умовах значного пониження пластового тиску присвячено значну кількість теоретичних та експериментальних досліджень [26-28]. На основі проведених досліджень обґрунтовано доцільність оптимізації розробки родовищ вуглеводнів шляхом нагнітання в приконтатну зону «сухого» газу (в тому числі азоту) з метою забезпечення стабілізації видобутку рідких вуглеводнів через зниження пластових тисків та активної дії на водонапірний режим. Впровадження таких заходів при розробці продуктивних покладів вищезазначених родовищ забезпечило підвищення кінцевих коефіцієнтів вилучення конденсату.



**Рисунок 1 – Концептуальна модель газоконденсатного покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища**

Вищезазначені дослідження проводились без врахування особливостей розподілу фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних покладів як за площею, так і за розрізом. Зважаючи на те, що неоднорідність продуктивних покладів вносить значну невизначеність в процес обґрунтування оптимальних технологій, виникає необхідність у проведенні додаткових досліджень з використанням постійно діючих геолого-технологічних моделей, адже саме використання цифрового моделювання дозволить оптимізувати систему розробки родовищ вуглеводнів шляхом обґрунтування оптимальних варіантів розробки, які забезпечують максимальні коефіцієнти вуглеводневилучення за мінімальних витрат.

На основі багатоваріантних розрахунків з використанням цифрових моделей можна порівняти ефективність кожного можливого заходу та оцінити економічну ефективність даних робіт.

#### **Виклад основного матеріалу**

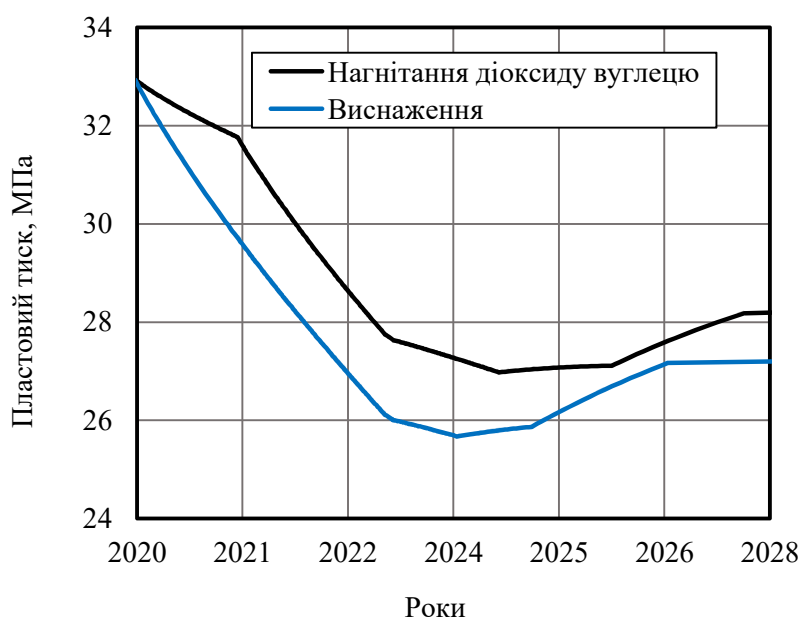
Практичне відставання нафтогазової галузі України в області застосування передових технологій підвищення вуглеводневиддачі газоконденсатних родовищ з великими питомими ресурсами конденсату зумовлює низькі фактичні коефіцієнти конденсатовилучення порівняно з досягнутим світовим рівнем. Підвищення кінцевих коефіцієнтів вилучення конденсату можливе за умов попередження його випадіння в

пластових умовах. Досягнути цього можливо шляхом оптимізації розробки родовищ із забезпеченням рівномірного дренажу покладів, активної дії на процес розробки, а саме, на пластовий тиск, температуру, склад пластової суміші та пористе середовище.

Одним з перспективних родовищ, що характеризується значним енергетичним потенціалом, є Гадяцьке нафтогазоконденсатне родовище. Продуктивні поклади Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища характеризуються високим потенційним вмістом рідких вуглеводнів, що вказує на перспективи підвищення кінцевого коефіцієнту вилучення конденсату за умови впровадження технологій підтримання пластового тиску із використанням неуглеводневих газів.

Для оцінки ефективності технології підтримання пластового тиску шляхом нагнітання діоксиду вуглецю вибрано поклад горизонту В-16 (рис. 1). Дослідження виконувались на основі постійно діючої геолого-технологічної моделі Гадяцького родовища. Для відтворення фізичних процесів, що мають місце в продуктивному покладі при нагнітанні діоксиду вуглецю, створено композиційну PVT-модель з використанням модуля PVTi програмного забезпечення Eclipse [29-30].

Газоконденсатний поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища не розробляється з середини 2015 року у зв'язку з обводненням практично всіх видобув-



**Рисунок 2 – Динаміка пластового тиску в часі при розробці покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю**

них свердловин. Тому практична реалізація технології підтримання пластового тиску неможлива без проведення додаткових оргтехзаходів. З метою ефективного використання наявного фонду пробурених свердловин на Гадяцькому родовищі пропонується залучити залишкові запаси природного газу покладу горизонту В-16 в розробку шляхом переведення свердловин №№ 73, 74, 75 з нижчезалегаючих покладів горизонтів В-17-18 після закінчення їх розробки.

Для впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в якості нагнітальних використано вже пробурені на родовищі свердловини, які знаходяться в бездії з причини обводнення. Для нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 вибрано свердловини №№ 52, 101, 201, 202. Нагнітання неуглеводневого газу в продуктивний поклад передбачено протягом 16 місяців з приймальністю 50 тис.м<sup>3</sup>/добу з розрахунку на одну свердловину. Дебіт газу видобувних свердловин прийнято на рівні 50 тис.м<sup>3</sup>/добу з метою попередження передчасного обводнення. Розробку покладу здійснюється до моменту прориву діоксиду вуглецю в останню з видобувних свердловин.

На основі проведених досліджень розробки покладу горизонту В-16 Гадяцького родовища встановлено, що завдяки нагнітанню діоксиду вуглецю підтримується пластовий тиск на значно вищому рівні порівняно з розробкою покладу на виснаження (рис. 2).

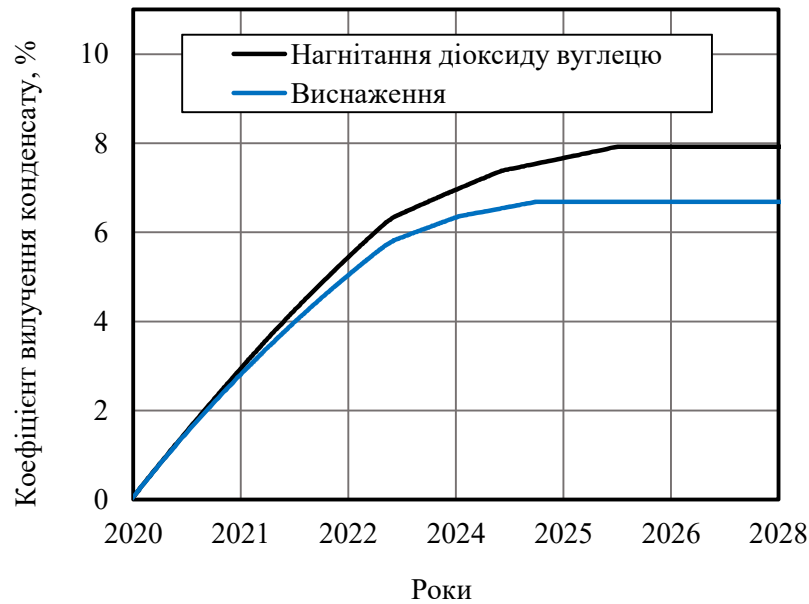
Динаміку пластового тиску в часі при розробці покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю наведено на рисунку 2.

Аналізуючи основні технологічні показники розробки покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища, слід відмітити, що завдяки впровадженню технології нагнітання діоксиду вуглецю забезпечується додатковий видобуток конденсату. На основі результатів моделювання здійснено розрахунок прогнозного коефіцієнту вилучення конденсату.

Динаміку прогнозного коефіцієнта вилучення конденсату при розробці покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю наведено на рисунку 3.

Кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату при нагнітанні діоксиду вуглецю на момент його прориву в останню з видобувних свердловин становить 7,92 % від залишкових запасів конденсату. При розробці продуктивного покладу на виснаження за цих умов коефіцієнт вилучення конденсату становить 6,68 %. За результатами проведених розрахунків встановлено, що завдяки впровадженню технології підтримання пластового тиску шляхом нагнітання діоксиду вуглецю підвищується кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату на 1,24 %.

Результати проведених досліджень свідчать про перспективи оптимізації існуючої сис-



**Рисунок 3 – Динаміка прогнозного коефіцієнта вилучення конденсату при розробці покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища на виснаження та при нагнітання діоксиду вуглецю**

теми розробки Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища. Згідно з результатами моделювання у випадку впровадження технології підтримання пластового тиску шляхом нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 можна забезпечити значно вищі кінцеві коефіцієнти вилучення вуглеводнів в порівнянні з розробкою на виснаження.

Остаточне рішення щодо доцільності впровадження досліджуваної технології може бути прийнято на основі всебічного техніко-економічного аналізу, оскільки саме економічна оцінка відіграє вирішальну роль в прийнятті остаточного рішення. Зазвичай, відповідно до результатів проведених досліджень ефективні одні технології, а рекомендовані до впровадження за результатами розрахунків економічних показників зовсім інші.

### Висновки

Використовуючи основні інструменти гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger на основі постійно діючої геолого-технологічної моделі Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища виконано дослідження технологічної ефективності впровадження систем розробки з підтриманням пластового тиску шляхом нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16. Встановлено, що завдяки впровадженню досліджуваної технології досягається збільшення кінцевого коефіцієнта вилучення конденсату на 1,24 % порівняно з розробкою на виснаження.

Результати проведених досліджень свідчать про високу технологічну ефективність впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища.

Практична реалізація систем оптимізації розробки газоконденсатних родовищ в широкому розумінні проблеми дозволить суттєво інтенсифікувати процес видобутку газу та конденсату та вийти на світовий рівень вирішення поставленої проблеми.

### Література

1. Довідник з нафтогазової справи / В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук. К.: Львів, 1996. 620 с.
2. Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластів. М.: Недра, 1992. 255 с.
3. 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*, 2015, 20-22 July, SanAntonio, Texas, USA. <https://doi.org/10.15530/URTEC-2015-2153322>
4. Гуревич Г.Р. Способы повышения конденсатоотдачи ипластов. *Итоги науки и техники, сер. Разработка нефтяных и газовых месторождений*. М.: ВИНТИ, 1985. Т. 16. С. 132-184.
5. Закиров С.Н., Алиев Б.А. Повышение компонентоотдачи пласта / Обзор. информ. Раз-

раб. и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИЭгазпром, 1985. Т. 4. 46 с.

6. 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*, 2015, 20-22 July, San Antonio, Texas, USA. <https://doi.org/10.15530/URTEC-2015-2153322>

7. Thomas F., Holowach N., Zhou X., Bennion D. Optimizing Production From Gas Condensate Reservoirs. *Petroleum Society of Canada. Annual Technical Meeting*. 1994, June 12 - 15, Calgary, Alberta. <https://doi.org/10.2118/94-04>

8. Burakov Yu., Ivanov V., Ulyashev E., A.P. Mikhailov A. Methods for Reviving Highly Drowned Gas Wells of the Vuktyl'skoye Field (Russian). *Society of Petroleum Engineers. SPE-117419-RU*. 2008.

9. Талдай И.В. Повышение конденсатоотдачи частично истощенной газоконденсатной залежи. *Газовая промышленность*. 1989. № 11. С. 42-43.

10. Гуревич Г.Р., Соколов В.А., Шмыглы П.Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. М.: Недра, 1976. 183 с.

11. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р. Интенсификация видобутку газу і конденсату в заключний період розробки газоконденсатних родовищ. *Матеріали 5-ої Міжнародної конференції "Нафта і газ України-98"* (Полтава, 15-17 вересня 1998 р.). Полтава: УНГА, 1998. Том 2. С. 58-59.

12. Коротаев Ю.П., Гуревич Г.Р., Мамовов И.М. Экспериментальное изучение процесса вытеснения двухфазной углеводородной смеси водой на модели пласта. *Изв. ВУЗов, сер. Нефть и газ*. 1976. № 9. С. 39-42.

13. Леонтьев И.А., Петренко В.И., Рассохин Г.В. Об эффекте вымывания конденсата пластовой водой при разработке газоконденсатных месторождений. *Газовое дело*. 1968. № 3. С. 3-5.

14. Методическое руководство по применению методов извлечения конденсата, выпавшего в процессе разработки (вторичные методы повышения конденсатоотдачи) / А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов, О.Ф. Андреев и др. М.: ВНИИГаз, 1987. 106 с.

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

16. Kryvulya S., Matkivskyi S., Kondrat O., Bikman Y. Approval of the technology of carbon dioxide injection into the V-16 water driven reservoir of the Hadiach field (Ukraine) under the conditions of the water pressure mode. *Technology and system of power supply*. 2020. No 6/1 (56). P. 13-18. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.217780>

17. Kondrat O., Matkivskyi S. Research of the influence of the pattern arrangement of injection wells on the gas recovery factor when injecting carbon dioxide into reservoir. *Technology and system of power supply*. 2020. No 5/1 (55). P. 12-17. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.215074>

18. 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>

19. Al-Hashami A., Ren S. R. and Tohidi B. CO<sub>2</sub> Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage Reservoir Simulation and Economics, Institute of Petroleum Engineering, Herriot-Watt University, SPE 94129, *SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition* held in Madrid, Spain, 13-16 June 2005, P. 1-7. <https://doi.org/10.2118/94129-MS>

20. Peaceman D.W. Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation. Elsevier, Amsterdam. 1977. 175 p.

21. Henry B Crichlow. Modern reservoir engineering: A simulation approach. Prentice-Hall. 1977. 354 p.

22. Aziz K., Settari A. Petroleum Reservoir Simulation. Applied Science Publishers, London. 1979.

23. Thomas G.W. Principles of Hydrocarbon Reservoir Simulation. IHRDC Publishers, Boston, Mass, 1982. 160 p.

24. Jose Alejandro Cruz Lopez. Gas Injection As A Method For Improved Recovery In Gas-Condensate Reservoirs With Active Support. *SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico*, Villahermosa, Mexico, 2000. <https://doi.org/10.2118/58981-MS>

25. Ancell K.L., Manhart T.A. Secondary Gas Recovery From a Water-Drive Gas Reservoir: A Case Study. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas. 1987. <https://doi.org/10.2118/16944-MS>

26. Бікман Є.С., Дячук В.В. Підвищення ефективності технології підтримання пластового тиску при розробці газоконденсатних покладів з використанням азоту. *Нафта і газ України*

ни: матеріали наукової конференції. Київ, 2002. С. 23 - 24

27. Бікман Є.С., Хомин І.І., Куль А.Й. Технологія розробки газоконденсатного родовища з підтриманням пластового тиску газоподібним азотом. *Компресорное и энергетическое машиностроение*. 2008. № 2(12). С. 26-30.

28. Бікман Є.С., Дячук В.В. Перспективи впровадження технології підтримання пластового тиску з використанням азоту на газоконденсатних родовищах НАК “Нафтогаз України”. *Компресорное и энергетическое машиностроение*. 2010. № 2(20). С. 17-20.

29. Бурачок О. В., Першин Д. В., Матківський С. В., Бікман Є. С., Кондрат О. Р. Особливості відтворення рівняння стану газоконденсатних сумішей за умови обмеженої вхідної інформації. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № 1(74), С. 82-88. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1\(74\)-82-88](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1(74)-82-88)

30. Бурачок, О. В., Першин, Д. В., Матківський, С. В., Кондрат, О. Р. Дослідження межі застосування PVT-моделі “чорної нафти” для моделювання газоконденсатних покладів. *Мінеральні ресурси України*. 2020. № (2), С. 43-48. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.43-48>

### References

1. Dovidnyk z naftohazovoi spravy / V.S. Boyko, R.M. Kondrat, R.S. Yaremychuk. K.: Lviv, 1996. 620 p.

2. Kondrat R.M. Hazokondensatootdacha plastov. M.: Nedra, 1992. 255 p.

3. 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*, 2015, 20-22 July, San Antonio, Texas, USA. <https://doi.org/10.15530/URTEC-2015-2153322>

4. Gurevich G.R. Sposoby povysheniya kondensatootdachi plastov.. – M.: *Itogi nauki i tekhniki, ser. Razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. M.: VINITI, 1985. Vol. 16. P. 132-184.

5. Zakirov S.N., Aliyev B.A. Povyshenie komponentootdachi plasta. *Obzor. inform. Razrab. i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. M.: VNIIEgazprom, 1985. Vol. 4. 46 p.

6. 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*, 2015, 20-22 July, San Antonio, Texas, USA. <https://doi.org/10.15530/URTEC-2015-2153322>

7. Thomas F., Holowach N., Zhou X., Bennion D. Optimizing Production From Gas Condensate Reservoirs. *Petroleum Society of Canada. Annual Technical Meeting*. 1994, June 12 - 15, Calgary, Alberta. <https://doi.org/10.2118/94-04>

8. Burakov Yu., Ivanov V., Ulyashev E., A.P. Mikhailov A. Methods for Reviving Highly Drowned Gas Wells of the Vuktyl'skoye Field (Russian). *Society of Petroleum Engineers. SPE-117419-RU*. 2008.

9. Talday I.V. Povysheniye kondensatootdachi chastichno istoshchennoy gazokondensatnoy zalezhi. *Gazovaya promyshlennost'*. 1989. No 11. P. 42-43.

10. Gurevich G.R., Sokolov V.A., Shmyglya P.T. Razrabotka gazokondensatnykh mestorozhdeniy s podderzhaniyem plastovogo davleniya. M.: Nedra, 1976. 183 p.

11. Kondrat R.M., Kondrat O.R. Intensyfikatsiya vydobutku hazu i kondensatu v zaklyuchnyy period rozrobky hazokondensatnykh rodovyshch. *Materialy 5-oyi Mizhnarodnoyi konferentsiyi "Nafta i haz Ukrayiny-98"* (Poltava, 15-17 veresnya 1998 r.). Poltava: UNHA, 1998. Vol. 2. P. 58-59.

12. Korotayev Yu.P., Gurevich G.R., Mamovov I.M. Eksperimental'noye izucheniye protsesa vytesneniya dvukhfaznoy uglevodородnoy smesi vodoy na modeli plasta. *Izv. VUZov, ser. Neft' i gaz*. 1976. No 9. P. 39-42.

13. Leont'yev I.A., Petrenko V.I., Rassokhin G.V. Ob effekte vymyvaniya kondensata plastovoy vodoy pri razrabotke gazokondensatnykh mestorozhdeniy. *Gazovoye delo*. 1968. No 3. P. 3-5.

14. Metodicheskoye rukovodstvo po primeneniyu metodov izvlecheniya kondensata, vypavshego v protsesse razrabotki (vtorichnyye metody povysheniya kondensatootdachi) / A.I. Gritsenko, R.M. Ter-Sarkisov, O.F. Andreyev i dr. M.: VNIIGaz, 1987. 106 p.

15. Kondrat R.M. Povysheniye kondensatootdachi produktivnykh plastov s primeneniyyem zavodneniya. *Obz. Inf.: Ser. Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. 1982. Vol. 7. P. 57.

16. Kryvulya S., Matkivskiy S., Kondrat O., Bikman Y. Approval of the technology of carbon dioxide injection into the V-16 water driven reservoir of the Hadiach field (Ukraine) under the conditions of the water pressure mode. *Technology and system of power supply*. 2020. No 6/1 (56). P. 13-18. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.217780>



17. Kondrat O., Matkivskiy S. Research of the influence of the pattern arrangement of injection wells on the gas recovery factor when injecting carbon dioxide into reservoir. *Technology and system of power supply*. 2020. No 5/1 (55). P. 12-17. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.215074>
18. 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>
19. Al-Hashami A., Ren S. R. and Tohidi B. CO<sub>2</sub> Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage Reservoir Simulation and Economics, Institute of Petroleum Engineering, Herriot-Watt University, SPE 94129, *SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition* held in Madrid, Spain, 13-16 June 2005, P. 1-7. <https://doi.org/10.2118/94129-MS>
20. Peaceman D.W. Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation. Elsevier, Amsterdam. 1977. 175 p.
21. Henry B Crichlow. Modern reservoir engineering: A simulation approach. Prentice-Hall. 1977. 354 p.
22. Aziz K., Settari A. Petroleum Reservoir Simulation. Applied Science Publishers, London. 1979.
23. Thomas G.W. Principles of Hydrocarbon Reservoir Simulation. IHRDC Publishers, Boston, Mass, 1982. 160 p.
24. Jose Alejandro Cruz Lopez. Gas Injection As A Method For Improved Recovery In Gas-Condensate Reservoirs With Active Support. *SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico*, Villahermosa, Mexico, 2000. <https://doi.org/10.2118/58981-MS>
25. Ancell K.L., Manhart T.A. Secondary Gas Recovery From a Water-Drive Gas Reservoir: A Case Study. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas. 1987. <https://doi.org/10.2118/16944-MS>
26. Bikman Ye.S., Dyachuk V.V. Pidvyshchennya efektyvnosti tekhnolohiyi pidtrymannya plastovoho tysku pry rozrobtsi hazokondensatnykh pokladiv z vykorystannyam azotu. *Nafta i haz Ukrainy: materialy naukovoyi konferentsiyi*. Kyiv, 2002. P. 23-24
27. Bikman Ye.S., Khomyn I.I., Kul' A.Y. Tekhnolohiya rozrobky hazokondensatnoho rodovyshcha z pidtrymannyam plastovoho tysku hazopodibnym azotom. *Kompresornoe y enerhetycheskoe mashynostroenye*. 2008. No 2(12). P. 26-30.
28. Bikman Ye.S., Dyachuk V.V. Perspektyvy vprovadzhennya tekhnolohiyi pidtrymannya plastovoho tysku z vykorystannyam azotu na hazokondensatnykh rodovyshchakh NAK “Naftohaz Ukrainy”. *Kompresornoe y enerhetycheskoe mashynostroenye*. 2010. No 2(20). P. 17-20.
29. Burachok O. V., Pershyn D. V., Matkivs'kyy S. V., Bikman YE. S., Kondrat O. R. Osoblyvosti vidtvorennya rivnyannya stanu hazokondensatnykh sumishey za umovy obmezhenoї vkhidnoyi informatsiyi. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2020. No 1(74), P. 82-88. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1\(74\)-82-88](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1(74)-82-88)
30. Burachok, O. V., Pershyn, D. V., Matkivs'kyy, S. V., Kondrat, O. R. Doslidzhennya mezhi zastosuvannya PVT-modeli “chornoyi nafty” dlya modelyuvannya hazokondensatnykh pokladiv. *Mineral'ni resursy Ukrainy*. 2020. No 2, P. 43-48. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.43-48>