
Науково-технічні проблеми нафтогазової інженерії

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9868-2020-2(34)-26-33

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИТІСНЕННЯ ЗАЩЕМЛЕНОГО ГАЗУ НЕВУГЛЕВОДНЕВИМИ ГАЗАМИ З ОБВОДНЕНИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ

С. В. Матківський

*Український науково-дослідний інститут природних газів;
61010, м. Харків, Гімназійна набережна, 20, тел./факс (05773) 3-17-55,
e-mail: matkivskyi.sergey@ndigas.com.ua*

Аналізуючи промислові дані та результати численних досліджень, встановлено, що коефіцієнт вилучення природного газу з газоконденсатних покладів, для яких характерний активний водонапірний режим розробки, складає близько 50-60%. Зважаючи на величину залишкових запасів газу, зацмєлєнєх пластовою водою, існує необхідність в удосконаленні існуючих технологій розробки родовищ та напрацюванні оптимальних шляхів підвищення вуглеводневилучення за таких умов. Для дослідження ефективності вторинного видобутку вуглеводнів шляхом нагнітання неуглеводневих газів в продуктивні поклади проведено додаткові дослідження з використанням гідродинамічного моделювання. На основі цифрової тривимірної моделі газоконденсатного покладу проведено дослідження процесу нагнітання діоксиду вуглецю та азоту на початковому газоводяному контакті з метою сповільнення просування пластової води в продуктивні поклади та витіснення залишкових запасів природного газу. Дослідження виконано для різної тривалості періоду нагнітання неуглеводневих газів у продуктивний поклад. За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено оптимальні значення тривалості періоду нагнітання азоту та діоксиду вуглецю. Згідно з результатами розрахунків оптимальне значення тривалості періоду нагнітання азоту на момент його прориву у видобувні свердловини становить 8,04 місяців, а для діоксиду вуглецю – 16,32 місяців. Кінцевий коефіцієнт газовилучення для оптимального значення тривалості періоду нагнітання азоту в продуктивний поклад складає 58,11 %, та 61,98% – для діоксиду вуглецю. На основі результатів моделювання встановлено найбільшу технологічну ефективність використання діоксиду вуглецю для нагнітання в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту. Завдяки розчинності діоксиду вуглецю в пластовій воді досягається значно ефективніше блокування просування пластової води в газонасичені горизонти та забезпечується значно вищий кінцевий коефіцієнт вилучення газу порівняно з використанням азоту як агєнту нагнітання.

Ключові слова: 3D модель, родовище, газоконденсатний поклад, водонапірний режим, нагнітання азоту, нагнітання діоксиду вуглецю.

На основе анализа промышленных данных и результатов проведенных теоретических исследований установлено, что коэффициент извлечения природного газа для продуктивных залежей с водонапорным режимом разработки становит 50-60%. Учитывая величину остаточных запасов газа, зацмєлєнєх пластовой водой, существует необходимость в усовершенствовании существующих технологий разработки месторождений и поиске оптимальных путей повышения конечных коэффициентов извлечения углеводородов при таких условиях. Для оценки эффективности вторичной добычи запасов пластового газа путем

нагнетания неуглеводородных газов в продуктивную залежь проведено дополнительное исследование с использованием гидродинамического моделирования. На основе цифровой модели газоконденсатной залежи проведено исследование процесса нагнетания диоксида углеводорода и азота на начальном газодляном контакте с целью замедления продвижения пластовой воды в продуктивную залежь, а также вытеснения остаточных запасов газа. Исследования проведены для разной продолжительности периода нагнетания диоксида углерода и азота в продуктивную залежь. По результатам статистической обработки расчётных данных определены оптимальные значения продолжительности периода нагнетания азота и диоксида углерода. Согласно результатам расчетов, оптимальное значение продолжительности периода нагнетания азота на момент его прорыва в добывающие скважины составляет 8,04 месяцев, а для диоксида углерода – 16,32 месяцев. Конечный коэффициент извлечения газа для оптимального значения продолжительности периода нагнетания азота в продуктивную залежь составляет 58,11% и 61,98% – для диоксида углерода. По результатам моделирования установлена технологическая эффективность использования диоксида углерода для нагнетания в продуктивную залежь на границе начального газодляного контакта. Учитывая растворимость диоксида углерода в пластовой воде, обеспечивается более высокий коэффициент извлечения природного газа по сравнению с использованием азота в качестве агента нагнетания.

Ключевые слова: 3D модель, месторождение, газоконденсатная залежь, водонапорный режим, нагнетание азота, нагнетание диоксида углерода.

Analyzing industrial data and the results of theoretical studies, it was found that the natural gas recovery factor in water-drive gas reservoirs is about 50-60%. Considering the significant volumes of residual gas reserves trapped by formation water, there is a need to improve existing development technologies and search for optimal ways to increase hydrocarbon recovery under conditions of intensive water encroaching. Additional researches using hydrodynamic simulations were conducted in order to study the efficiency of enhanced recovery of residual gas reserves by injecting non-hydrocarbon gases into productive reservoirs. Based on the 3D reservoir model, the study of carbon dioxide and nitrogen injection into the initial gas-water contact was carried out in order to slow down the breakthrough of formation water into productive reservoir. The study was performed for different injection duration of carbon dioxide and nitrogen into productive reservoir. According to the results of the statistical processing of the calculated data, the optimal duration of the nitrogen injection was determined to be 8,04 months. The ultimate gas recovery factor for the optimal period of nitrogen injection is 58,11%. At the time of the carbon dioxide breakthrough into production wells, the optimal duration of the carbon dioxide injection was determined to be 16,32 months. The ultimate gas recovery factor for the optimal period of carbon dioxide injection is 61,98%. Based on a comparative analysis of the efficiency of using various types of non-hydrocarbon gases as injection agents into productive reservoirs, the high efficiency of using carbon dioxide for injection into the initial gas-water contact was established. Due to the solubility of carbon dioxide in formation water, the ultimate gas recovery factor is significantly higher compared to using nitrogen as an injection agent.

Key words: 3D model, gas condensate reservoir, water-drive, nitrogen injection, carbon dioxide injection.

Вступ

Режим розробки продуктивних покладів відіграє важливу роль при проектуванні розробки газових та газоконденсатних родовищ. Згідно з промисловими даними та результатами проведених досліджень встановлено, що коефіцієнт вилучення газу в умовах прояву водонапірного режиму розробки складає 70-85% [1-3].

Родовища природних газів в більшості випадків є багатошаровими і складаються з неоднорідних за проникністю порід-колекторів [4]. Видобувні свердловини зазвичай розміщують нерівномірно по площі газоносності і зумовлено це переважно поверхневими умовами. За таких умов у процесі розробки родовища відбувається нерівномірне переміщення газодляного контакту та надходження води в газонасичену зону з випереджувальним рухом фронту витіснення по найбільш проникних пропластках. Через активне просування пластової води в продуктивні поклади защемлюються значні запаси природного газу. Враховуючи це,

актуальним напрямом підвищення газовилучення є видобування защемленого газу з обводнених пластів.

За результатами численних досліджень встановлено технологічну ефективність підвищення газовилучення шляхом витіснення природного газу неуглеводневими газами. Як агенти нагнітання використовується діоксид вуглецю, азот, суміш азоту з повітрям тощо.

Однією з успішних технологій в області збільшення видобутку залишкового газу для виснаження родовищ вуглеводнів є технологія нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад. Згідно проведених досліджень встановлено, що завдяки нагнітання діоксиду вуглецю вдається додатково вилучити значно більший об'єм газу в порівнянні з варіантами розробки родовища на виснаження та забезпечити значно вищі коефіцієнти вилучення газу [5-8].

Численними дослідженнями підтверджено, що діоксид вуглецю добре розчиняється у воді при збільшенні тиску, але різко зменшується з

підвищенням температури та солоності води. Завдяки різниці в густинах та рухливості діоксиду вуглецю в порівнянні з метаном вдається створити штучний бар'єр між пластовою водою і природним газом та забезпечити значно краще витіснення [9-10].

Як агент нагнітання в нафтогазовій промисловості широко використовується азот, який в порівнянні з діоксидом вуглецю має ряд переваг. За наявності вільної води в продукції свердловин використання азоту не призводить до корозії свердловинного обладнання [10-11]. До основних переваг також можна віднести легкодоступність азоту, що відіграє вирішальну роль, з економічної точки зору, при виборі можливих шляхів підвищення кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення.

На основі проведених експериментальних досліджень з використанням обводнених моделей встановлено технологічну ефективність процесу нагнітання азоту та використання його для регулювання процесу просування пластових вод. При нагнітанні азоту в обводненні частини продуктивного покладу витісняється частина защемленого газу до видобувних свердловин. Завдяки нагнітання неуглеводневого газу в зоні нагнітання зростає пластовий тиск та створюється додатковий гідродинамічний бар'єр, що частково ускладнює процес просування пластової води в продуктивні поклади [12].

Ефективність використання азоту з метою нагнітання в продуктивні поклади підтверджено також в умовах вибіркового обводнення покладів Тимофіївського, Куличихинського Котельєвського та Березівського родовищ. На основі проведених теоретичних та експериментальних досліджень обґрунтовано доцільність оптимізації розробки родовищ шляхом нагнітання в приконтурну зону азоту з метою активної дії на водонапірний режим.

На сьогоднішній день перспективним залишається напрям підвищення вуглеводневилучення з газових родовищ шляхом нагнітання неуглеводневих газів.

В даній статті розглянуто основні особливості нагнітання діоксиду вуглецю та азоту в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту з метою попередження інтенсивного просування пластової води в продуктивний поклад та забезпечення стабільної безводної експлуатації видобувних свердловин.

Постановка проблеми

Рациональна система розробки продуктивних покладів в умовах водонапірного режиму

розробки повинна базуватися на контролі за надходженням пластових вод у продуктивні поклади та обводненні видобувних свердловин.

Враховуючи величину коефіцієнтів вилучення газу в умовах прояву водонапірного режиму розробки, можна зробити висновок про те, що в результаті просування пластової води в продуктивні поклади защемлюються значні запаси вуглеводнів [13-14]. У зв'язку з цим поряд із проблемою регулювання просування пластової води в газонасичену частину покладу актуальним напрямом є видобування защемленого газу з обводнених пластів.

Про високу технологічну ефективність видобутку защемленого газу пластовою водою з обводнених моделей шляхом нагнітання неуглеводневих газів свідчать результати лабораторних досліджень [15-19]. Теоретичні та експериментальні дослідження процесу нагнітання азоту та діоксиду вуглецю з метою витіснення залишкового газу та підвищення вуглеводневилучення підтверджують їх ефективність, однак до сьогодні не достатньо досліджена проблема вибору агенту нагнітання, який забезпечить найбільший ефект за мінімальних витратах.

Виклад основного матеріалу

Розробка продуктивних покладів газових та газоконденсатних родовищ при водонапірному режимі характеризується нерівномірним переміщенням газоводяного контакту в залежності від фільтраційно-емісійних характеристик продуктивних пластів. В обводненій частині продуктивних покладів залишаються значні запаси природного газу, защемленого пластовою водою [20].

Згідно проведених експериментальних та теоретичних досліджень встановлено, що у випадку повного попередження просування пластової води в продуктивні поклади можливо забезпечити максимальні коефіцієнти вилучення вуглеводнів [21].

З метою мінімізації шкідливого впливу заоконтурних вод на процес видобування вуглеводнів проведено дослідження нагнітання неуглеводневих газів у продуктивний поклад на початковому газоводяному контакті. Метою даної роботи є дослідження ефективності використання азоту та діоксиду вуглецю в якості агентів нагнітання в умовах прояву водонапірного режиму розробки та встановлення найбільш ефективного неуглеводневого газу з використанням чисельного моделювання.

Дослідження проводилось на основі тривимірної цифрової моделі газоконденсатного покладу. Для урахування всіх фізичних проце-

сів, що мають місце під час фільтрації газу в пласті при нагнітанні діоксиду вуглецю в умовах водонапірного режиму розробки створено та в подальшому використано композиційну PVT модель [22-23]. Концептуальна цифрова тривимірний модель газоконденсатного покладу наведена на рисунку 1.

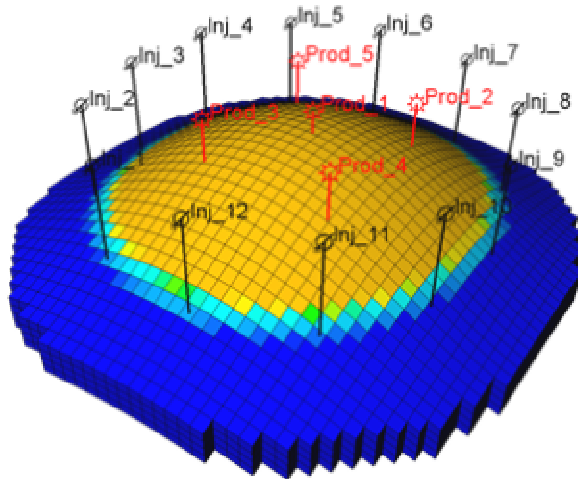


Рисунок 1 – Концептуальна цифрова тривимірний модель газоконденсатного покладу

Основні параметри цифрової моделі: початковий пластовий тиск – 35 МПа; пластова температура – 358 К; товщина пласта – 15,4 м; коефіцієнт відкритої пористості становить 0,18; коефіцієнт абсолютної проникності пласта – $8,65 \cdot 10^{-3}$ мкм²; коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,8; глибина залягання продуктивного пласта – 3300 м. Запаси газу становлять 800,9 млн м³, а конденсату – 65,5 тис.т.

Газоконденсатний поклад розробляється на виснаження з використанням п'яти видобувних свердловин. Дебіт газу видобувної свердловини становить 50 тис.м³/добу. По периметру початкового газоводяного контакту розміщено 12 нагнітальних свердловин. Нагнітання неуглеводневих газів здійснюється з темпом на рівні 50 тис.м³/добу в одну свердловину. З використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання досліджували процес нагнітання азоту та діоксиду вуглецю на початковому газоводяному контакт для різної тривалості періоду їх нагнітання.

На основі проведених досліджень здійснено розрахунок прогнозних коефіцієнтів вилучення природного газу на момент прориву неуглеводневих газів до видобувних свердловин при їх нагнітанні та при розробці продуктивного покладу на виснаження. Розрахунок прогнозних коефіцієнтів вилучення вуглеводнів здійснювався за величиною видобутку пластової води на момент прориву неуглеводневих газів до видобувних свердловин.

За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено оптимальне значення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад, яке становить 16,32 місяців.

Для проведення порівняльного аналізу ефективності використання неуглеводневих газів як агентів нагнітання в продуктивний поклад, що характеризується водонапірним режимом розробки, проведено аналогічні дослідження для азоту.

На основі результатів проведених досліджень з використанням статистичної обробки розрахункових даних встановлено оптимальне значення тривалості періоду нагнітання азоту, яке становить 8,04 місяців.

Залежності коефіцієнта вилучення газу від тривалості періоду нагнітання азоту та діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини та при розробці покладу на виснаження наведено на рисунку 2.

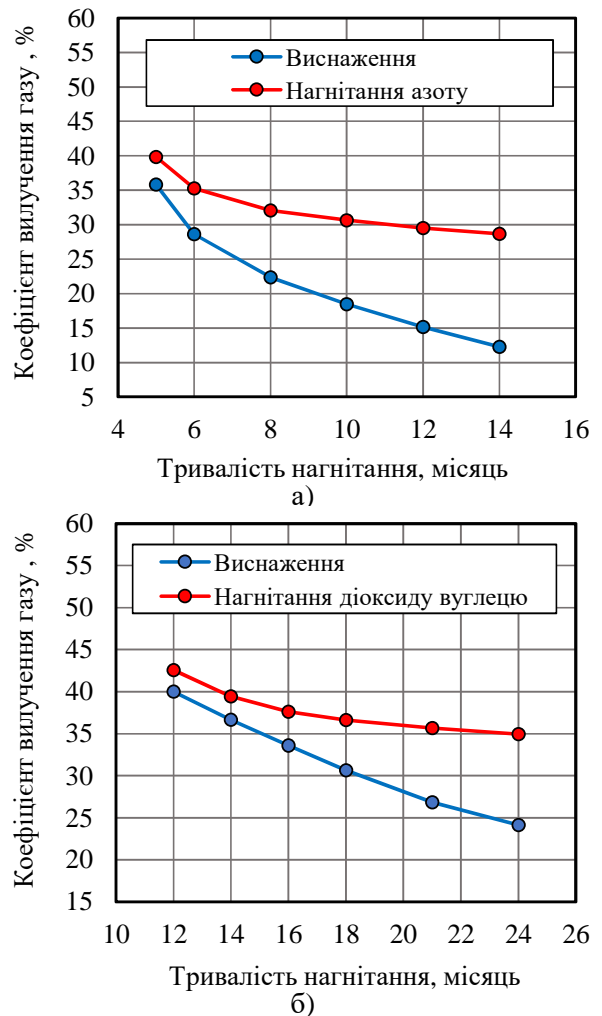


Рисунок 2 – Залежності коефіцієнта вилучення газу від тривалості періоду нагнітання азоту (а) та діоксиду вуглецю (б) на момент його прориву у видобувні свердловини та при розробці покладу на виснаження

Згідно з результатами моделювання проведено аналіз динаміки пластового тиску при нагнітанні азоту та діоксиду вуглецю для встановленої оптимальної тривалості періодів нагнітання досліджуваних неуглеводневих газів. Аналізуючи отримані залежності пластового тиску, слід відмітити, що при нагнітанні азоту в продуктивний поклад спостерігається різке підвищення пластового тиску до моменту припинення його нагнітання з наступним зниженням в міру виснаження продуктивного покладу.

Динаміка пластового тиску при нагнітанні діоксиду вуглецю має дещо інший характер. Протягом всього періоду нагнітання діоксиду вуглецю різкого підвищення пластового тиску не спостерігається, як у випадку з нагнітанням азоту. Пластовий тиск частково підтримується протягом всього періоду нагнітання і значно вищий в порівнянні з варіантом розробки на виснаження, однак все ж таки знижується. По завершенню нагнітання діоксиду вуглецю характер залежності пластового тиску близький до характеру залежності пластового тиску при нагнітанні азоту.

Динаміка пластового тиску при нагнітанні діоксиду вуглецю та азоту в продуктивний поклад для оптимального значення тривалості періоду їх нагнітання наведена на рисунку 3.

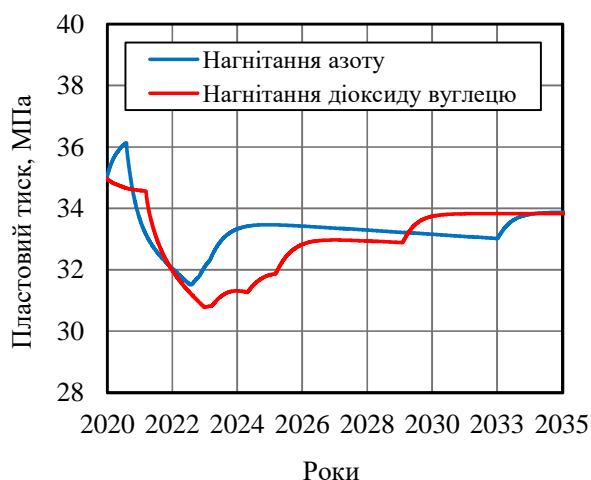


Рисунок 3 – Динаміка пластового тиску при нагнітанні діоксиду вуглецю та азоту в продуктивний поклад для оптимальної значення тривалості періоду їх нагнітання

Різний характер залежностей пластового тиску для досліджуваних неуглеводневих газів пояснюється здатністю діоксиду вуглецю розчинятися у пластовій воді. Таким чином, в процесі розробки продуктивного покладу на межі газоводяного контакту завдяки нагнітанням діоксиду вуглецю створювався штучний бар'єр між водою та природним газом. При нагнітанні діоксиду вуглецю в першу чергу насичується

водоносна частина покладу, а після цього вже починається фільтрація неуглеводневого газу в бік видобувних свердловин. Завдяки розчинності діоксиду вуглецю у пластовій воді забезпечується ефективне блокування вибіркового обводнення продуктивного покладу.

Проводячи аналіз фільтраційних процесів, що мають місце при нагнітанні азоту в продуктивний поклад, слід відмітити, що нагнітання азоту на початковому газоводяному контакті, на відмінну від нагнітання діоксиду вуглецю, призводить до швидкого його прориву у видобувні свердловини. Підтвердженням цього є встановлений на основі проведених розрахунків період розробки продуктивного покладу до моменту прориву агенту нагнітання у видобувні свердловини. При нагнітанні діоксиду вуглецю протягом 16,32 місяців період розробки покладу до моменту прориву його у видобувні свердловини становить 40 місяців, в той час як при нагнітанні азоту протягом 8,04 місяців період розробки до моменту прориву складає 34 місяців.

З метою оцінки ефективності використання неуглеводневих газів як агентів нагнітання в продуктивний поклад, що розробляється в умовах прояву водонапірного режиму, проаналізовано основні технологічні показники розробки продуктивного покладу. Основні показники розробки продуктивного покладу при нагнітанні неуглеводневих газів на межі початкового газоводяного контакту на момент закінчення розробки покладу наведені в таблиці 1.

За результатами проведеного аналізу основних показників розробки продуктивного покладу встановлено, що при використанні в якості агенту нагнітання діоксиду вуглецю забезпечується значно вищі технологічні показники розробки. При нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивний поклад кінцевий коефіцієнт вилучення газу дорівнює 61,98 %, а при використанні як агенту нагнітання азоту – 58,11 %.

Динаміка коефіцієнта вилучення газу при нагнітанні азоту та діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту для оптимального значення тривалості періодів їх нагнітання наведена на рисунку 4.

Результати моделювання та встановлені залежності основних показників розробки продуктивного покладу від типу неуглеводневого газу, що нагнітається в продуктивний поклад з метою сповільнення просування пластової води та попередження зацмелення залишкових запасів газу, підтверджують найбільшу технологічну ефективність використання в якості агенту нагнітання діоксиду вуглецю.

Таблиця 1 – Накопичений видобуток вуглеводнів та коефіцієнт вилучення газу на момент закінчення розробки продуктивного покладу

| Агент нагнітання | Період нагнітання | Накопичений видобуток | | | Коефіцієнт вилучення газу, % |
|------------------|-------------------|--------------------------|--------------------------------|----------------------|------------------------------|
| | | газу, млн м ³ | конденсату, тис.м ³ | води, м ³ | |
| Азот | 8,04 | 465,44 | 25,62 | 0,07 | 58,11 |
| Діоксид вуглецю | 16,32 | 496,64 | 27,37 | 16147,98 | 61,98 |

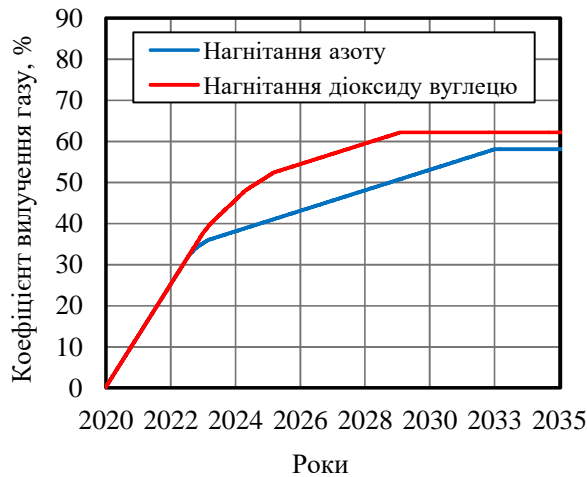


Рисунок 4 – Динаміка коефіцієнта вилучення газу при нагнітанні азоту та діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту для оптимального значення тривалості періодів їх нагнітання

Висновки

З використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання на основі синтетичної тривимірної моделі досліджено процес нагнітання різного роду неуглеводневих газів у продуктивний поклад, що розробляється в умовах прояву водонапірного режиму розробки. За результатами статистичної обробки розрахункових даних встановлено оптимальні періоди нагнітання діоксиду вуглецю та азоту в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту. Згідно отриманих результатів моделювання оптимальний період нагнітання азоту становить 8,04 місяці, а для діоксиду вуглецю – 16,32 місяців.

За результатами проведених розрахунків встановлено найбільшу технологічну ефективність використання діоксиду вуглецю в якості агенту нагнітання в продуктивний поклад. Завдяки розчинності діоксиду вуглецю в пластовій воді досягається значно вищий - на 3,87 % - кінцевий коефіцієнт вилучення газу в порівнянні з використанням азоту.

В сучасних умовах і за сучасних підходів до розробки родовищ природних газів в умовах прояву водонапірного режиму вирішальну роль

при виборі агенту нагнітання відіграє економічна складова. Адже саме приведений грошовий потік визначає ефективність впровадження тієї чи іншої технології. Досить часто за результатами теоретичних та експериментальних досліджень гідродинамічного моделювання ефективними будуть одні технології, однак за техніко-економічними розрахунками, як свідчить досвід, не можуть бути впроваджені.

Література

1. Кондрат Р. М. Газоконденсатоотдача пластов. М.: Недра, 1992. 255 с.
2. Charles S. R., Tracy S. W., Farrar R. L. Applied Reservoir Engineering, Vol. 1, OGCI Publications, Oil and Gas Consultants International, 1999, Inc. U.S.A. Pp. 5-77.
3. Firoozabadi A., Olsen G., 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).
4. A. Romi, O. Burachok, M.L. Nistor, C. Spyrou, Y. Seilov, O. Djuraev, S. Matkivskiy, and other. (2020). Advantage of Stochastic Facies Distribution Modeling for History Matching of Multi-stacked Highly-heterogeneous Field of Dnieper-Donetsk Basin Conference Proceedings, Petroleum Geostatistics 2019, Sep 2019, Volume 2019. P. 1-5.
5. 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.
6. Oldenburg C. M., Law D. H., Gallo Y. L., White S. P. Mixing of CO₂ and CH₄ in Gas Reservoirs: Code Comparison Studies, USA, Canada and New Zealand. 2003. P. 1-5.
7. Turta A. T., Sim, S. S. K., Singhai A. K., Hawkins B. F. Basic Investigations on Enhanced Recovery by Gas – Gas Displacement. *Journal of Canada Petroleum Technology*, Volume 47, Number 10, Alberta, Canada, 2008, P. 1-6.
8. Матківський С.В., Кондрат О.Р. Підвищення вуглеводневилучення з обводнених га-

зоконденсатних покладів шляхом нагнітання діоксиду вуглецю. *Science, society, education: topical issues and development prospects*. Abstracts of the 10th International scientific and practical conference. SPC "Sci-conf.com.ua". Kharkiv, Ukraine. 2020. P. 96-101.

9. 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.

10. Матківський С.В., Кондрат О.Р. Вплив тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на газовилучення в умовах прояву водонапірного режиму. *Тези V Міжнародної науково-практичної конференції*. Осло, Норвегія 2020. С.135-139.

11. Sumeer Kalra, Xingru Wu. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery. SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting. 17-18 April. Denver, Colorado. 2014.

12. Игнатъев Н.А., Синцов И.А. Опыт и перспективы закачки азота в нефтегазовой промышленности. *Фундаментальные исследования*. 2015. № 11 (часть 4). С. 678-682.

13. Кондрат О.Р., Кондрат Р.М. Підвищення газовилучення з газових родовищ при водонапірному режимі шляхом регулювання надходження законтурної пластової води і видобутку зещемленого газу. *Нафтогазова галузь України*. 2019. №4. С.21-26.

14. Довідник з нафтогазової справи / В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук. К.: Львів, 1996. 620 с.

15. Steve S.K. Sim, Patrick Brunelle, Alex T. Turta and Ashok K. Singhal. (2008). 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.

16. Kondrat O., Lukin O., Smolovyk L. Analysis of possibilities to increase oil recovery with the use of nitrogen in the context of deep oil deposits of the Dnipro-Donetsk oil-and-gas Ukrainian province. *Mining of Mineral Deposits*. Volume 13, Issue 4, 2019. pp. 107-114.

17. Yeske G.A., Volik A.I. Issledovaniye vliyaniya zakachki vykhlopnykh gazov na koeffitsiyent izvlecheniya kondensata. *Neftegazovoye delo*. 2015. Tom 13. №2. P. 94-99.

18. Sim S. S. K., Turtata A. T., Singhai A. K. and Hawkins B. F. (2008). Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Dis-placement Efficiency, Canada International petroleum Con-

ference, June 17-19, 2008. Calgary, Alberta, Canada. P. 1-14.

19. Матківський С.В., Кондрат О.Р. Вплив тривалості періоду нагнітання азоту в продуктивні поклади на характер просування пластової води. *Тези VI Міжнародної науково-практичної конференції*. Мілан, Італія 2020. С.137-140.

20. Кондрат О.Р. Видобуток защемленого газу з обводнених родовищ. *Тези наук.-техн. конф. проф.-викл. складу ун-ту нафти і газу*. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, НДІ НГТ, 1997. С. 6.

21. Akindele F. and Tiab D: Enhanced Gas Recovery from Water-Drive Reservoirs – Methods and Economics, University of Oklahoma, SPE 11104, 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of Society of Petroleum Engineers, New Orleans, Sept. 26-29, 1982, Dallas, Texas, USA, P. 1-6.

22. 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.

23. 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.

References

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

2. Charles S. R., Tracy S. W., Farrar R. L. Applied Reservoir Engineering, Vol. 1, OGCI Publications, Oil and Gas Consultants International, 1999, Inc. U.S.A. P. 5-77.

3. Firoozabadi A., Olsen G., 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).

4. A. Romi, O. Burachok, M.L. Nistor, C. Spyrou, Y. Seilov, O. Djuraev, S. Matkivskiy, and other. (2020). Advantage of Stochastic Facies Distribution Modeling for History Matching of Multi-stacked Highly-heterogeneous Field of Dnieper-Donetsk Basin Conference Proceedings, Petroleum Geostatistics 2019, Sep 2019, Volume 2019. P. 1-5.

5. 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.
6. Oldenburg C. M., Law D. H., Gallo Y. L., White S. P. Mixing of CO₂ and CH₄ in Gas Reservoirs: Code Comparison Studies, USA, Canada and New Zealand. 2003. P. 1-5.
7. Turta A. T., Sim, S. S. K., Singhai A. K., Hawkins B. F. Basic Investigations on Enhanced Recovery by Gas – Gas Displacement. *Journal of Canada Petroleum Technology*, Volume 47, Number 10, Alberta, Canada, 2008, P. 1-6.
8. Matkivskiy S.V., Kondrat O.R. Pidvyshchennia vuhlevodnevylyuchennia z obvodnennykh hazokondensatnykh pokladiv shliakhom nahnitannia dioksydu vuhletsiu. *Science, society, education: topical issues and development prospects*. Abstracts of the 10th International scientific and practical conference. SPC “Sci-conf.com.ua”. Kharkiv, Ukraine. 2020. P. 96-101. [in Ukrainian]
9. 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.
10. Matkivskiy S.V., Kondrat O.R. Vplyv tryvalosti periodu nahnitannia dioksydu vuhletsiu na hazovyluchennia v umovakh proiavu vodonapirnoho rezhymu. *Tezy V Mizhnarodnoi naukovo-praktychnoi konferentsii*. Oslo, Norvehiia 2020. P. 135-139. [in Ukrainian]
11. Sumeer Kalra, Xingru Wu. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery. SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting. 17-18 April. Denver, Colorado. 2014.
12. Ignatev N.A., Sintsov I.A. Opyit i perspektivy zakachki azota v neftegazovoy promyishlennosti. *Fundamentalnye issledovanie*. 2015. No 11 (chast 4). P. 678-682. [in Russian]
13. Kondrat O.R., Kondrat R.M. Pidvyshchennia hazovyluchennia z hazovykh rodovyshch pry vodonapirnomu rezhymi shliakhom rehuliuвання nadkhodzhennia zakonturnoi plastovoi vody i vydobutku zeshchemlenoho hazu. *Naftohazova haluz Ukrainy*. 2019. No 4. P. 21-26. [in Ukrainian]
14. Dovidnyk z naftohazovoi spravy / V.S. Boiko, R.M. Kondrat, R.S. Yaremiichuk. K.: Lviv, 1996. 620 p. [in Ukrainian]
15. Steve S.K. Sim, Patrick Brunelle, Alex T. Turta and Ashok K. Singhal. (2008). 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.
16. Kondrat O., Lukin O., Smolovyk L. Analysis of possibilities to increase oil recovery with the use of nitrogen in the context of deep oil deposits of the Dnipro-Donetsk oil-and-gas Ukrainian province. *Mining of Mineral Deposits*. Volume 13, Issue 4, 2019. pp. 107-114.
17. Yeske G.A., Volik A.I. Issledovaniye vliyaniya zakachki vykhlopnykh gazov na koeffitsiyent izvlecheniya kondensata. *Neftegazovoye delo*. 2015. Vol. 13. No 2. P. 94-99. [in Russian]
18. Sim S. S. K., Turtata A. T., Singhai A. K. and Hawkins B. F. (2008). Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency, Canada International petroleum Conference, June 17-19, 2008. Calgary, Alberta, Canada. P. 1-14.
19. Matkivskiy S.V., Kondrat O.R. Vplyv tryvalosti periodu nahnitannia azotu v produktyvni poklady na kharakter prosuvannia plastovoi vody. *Tezy VI Mizhnarodnoi naukovo-praktychnoi konferentsii*. Milan, Italiia 2020. P.137-140. [in Ukrainian]
20. Kondrat O.R. Vydobutok zashchemlenoho hazu z obvodnennykh rodovyshch. *Tezy nauk.-tekhn. konf. prof.-vykl. skladu un-tu nafty i hazu*. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, NDI NHT, 1997. P.6. [in Ukrainian]
21. Akindele F. and Tiab D: Enhanced Gas Recovery from Water-Drive Reservoirs – Methods and Economics, University of Oklahoma, SPE 11104, 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of Society of Petroleum Engineers, New Orleans, Sept. 26-29, 1982, Dallas, Texas, USA, P. 1-6.
22. Burachok O. V., Pershyn D. V., Matkivskiy S. V., Bikman Ye. S., Kondrat O. R. Osoblyvosti vidtvorennia rivniannia stanu hazokondensatnykh sumishei za umovy obmezhenoi vkhidnoi informatsii. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2020. No 1(74). P. 82-88. [in Ukrainian]
23. Burachok, O. V., Pershyn, D. V., Matkivskiy, S. V., Kondrat, O. R. Doslidzhennia mezhi zastosuvannia PVT-modeli “chornoj nafty” dlia modeliuвання hazokondensatnykh pokladiv. *Mineralni resursy Ukrainy*. 2020. No 2. P. 43-48. [in Ukrainian]