

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2021-2(79)-24-31

ВПЛИВ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН НА ЕФЕКТИВНІСТЬ РЕГУЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ ОБВОДНЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ ДІОКСИДОМ ВУГЛЕЦЮ

¹С. В. Матківський *, ²О. Р. Кондрат, ²Л. І. Хайдарова, ²О. В. Бурачок

¹Український науково-дослідний інститут природних газів;
61010, м. Харків, Гімназійна набережна, 20; тел./факс (05773) 3-17-55,
e-mail: matkivskiy.sergey@ndigas.com.ua

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел./факс (03422) 4-21-95,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com, oburachok@googlegmail.com

Використовуючи основні інструменти гідродинамічного моделювання, досліджено вплив технологічних режимів експлуатації видобувних свердловин на ефективність регулювання процесу обводнення газоконденсатних покладів шляхом нагнітання діоксиду вуглецю на початковому газоводяному контакті. Дослідження проведено для різних значень дебіту природного газу. Результати моделювання свідчать про високу технологічну ефективність використання діоксиду вуглецю в якості агенту нагнітання. Високі витіснюючі властивості діоксиду вуглецю забезпечують підвищення рухомості пластових флюїдів (конденсату, нафти) та зменшення рухомості пластової води. Впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади на початковому газоводяному контакті забезпечує створення додаткового гідродинамічного та фільтраційного опорів на шляху руху пластової води. Завдяки цьому відбувається часткове блокування надходження пластової води в газонасичені горизонти та забезпечується безводна експлуатація видобувних свердловин протягом тривалішого періоду дорозробки покладу. За результатами обробки розрахункових даних визначено оптимальне значення темпу видобутку природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі газоводяного контакту, за межами якого коефіцієнт газовилучення змінюється не значно. На момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин оптимальне значення дебіту видобувної свердловини становить 55,93 тис.м³/добу. Прогнозний коефіцієнт газовилучення для наведеного оптимального значення темпу видобутку газу становить 64,99 %, а при розробці на виснаження – 58,34 %. Результати проведених досліджень свідчать про технологічну ефективність впровадження технологій нагнітання діоксиду вуглецю в поклади, що розробляються за водонапірного режиму з метою регулювання процесу надходження пластової води в продуктивні поклади та збільшення кінцевого коефіцієнту вилучення газу.

Ключові слова: цифрове моделювання, газоконденсатний поклад, водонапірний режим, газоводяний контакт, обводнення, защемлений газ, нагнітання діоксиду вуглецю.

С использованием основных инструментов гидродинамического моделирования исследовано влияние технологических режимов эксплуатации добывающих скважин на эффективность регулирования процесса обводнения газоконденсатных залежей путем нагнетания диоксида углерода на начальном газоводяном контакте. Исследование проведено для различных значений дебита газа. Результаты моделирования свидетельствуют о высокой технологической эффективности использования диоксида углерода в качестве

агента нагнетання. Высокие вытесняющие свойства диоксида углерода обеспечивают повышение подвижности пластовых флюидов (конденсата, нефти) и уменьшение подвижности пластовой воды. Внедрение технологии нагнетания диоксида углерода в продуктивные залежи на начальном газоводяном контакте обеспечивает создание дополнительного гидродинамического и фильтрационного сопротивления на пути движения пластовой воды. Благодаря этому происходит частичное блокирование поступления пластовой воды в газонасыщенные горизонты и обеспечивается безводная эксплуатация добывающих скважин на протяжении длительного периода доработки залежи. По результатам обработки расчетных данных определено оптимальное значение темпа добычи природного газа при нагнетании диоксида углерода в продуктивную залежь на границе газоводяного контакта, за пределами которого коэффициент извлечения газа меняется незначительно. На момент прорыва диоксида углерода в добывающие скважины оптимальное значение дебита добывающей скважины составляет 55,93 тыс.м³/сут. Прогнозный коэффициент извлечения газа для приведенного оптимального значения темпа добычи газа составляет 64,99%, а при разработке на истощение – 58,34%. Результаты проведенных исследований свидетельствуют о технологической эффективности внедрения технологий нагнетания диоксида углерода в залежи, которые разрабатываются при водонапорном режиме с целью регулирования процесса поступления пластовой воды в продуктивные залежи и увеличения конечного коэффициента извлечения газа.

Ключевые слова: цифровое моделирование, газоконденсатная залежь, водонапорный режим, газоводяной контакт, обводнение, защемленный газ, нагнетания диоксида углерода.

Using the main tools of hydrodynamic modeling, the study of the influence of production well operating parameters on the regulation effectiveness of the gas condensate reservoirs' flooding process by injection of carbon dioxide at the initial gas-water contact has been carried out. The study has been undertaken for various values of gas flow rate. The simulation results indicate a high technological efficiency of using carbon dioxide as an injection agent. High displacing properties of carbon dioxide provide an increase in the mobility of formation fluids (condensate, oil) and a decrease in the mobility of formation water. The introduction of the technology for injecting carbon dioxide into productive reservoirs at the initial gas-water contact provides the creation of additional hydrodynamic and filtration resistance on the path of formation water movement. Due to which the inflow of formation water into gas-saturated horizons is partially blocked and waterless operation of production wells is ensured during a longer period of further field development. Based on the results of processing the calculated data, the optimal value of the rate of natural gas production has been determined under the carbon dioxide injection into the productive reservoir at the boundary of the gas-water contact, outside of which the gas recovery factor changes insignificantly. At the time of the carbon dioxide breakthrough into the production wells, the optimal production rate of the production well is 55.93 th.m³/day. The predicted gas recovery factor for the given optimal value of the gas production rate is 64.99 %, and when developing for depletion it is 58.34 %. The results of the studies carried out indicate the technological efficiency of the introduction of technologies for injecting carbon dioxide into reservoirs, which are developed in a water drive in order to regulate the process of formation water flow into productive reservoirs and increase the final gas recovery factor.

Key words: digital modeling, gas condensate reservoir, water drive, gas-water contact, flooding, trapped gas, carbon dioxide injection.

Вступ

Більшість родовищ вуглеводнів України перебувають на завершальній стадії розробки та характеризуються значною виснаженістю продуктивних покладів. Особливістю завершальної стадії розробки є вибіркоче обводнення продуктивних покладів та виснаженість пластової енергії [1-2].

Обводнення свердловин у випадку прояву водонапірного режиму розробки є закономірним та неминучим процесом і може бути пов'язане як із "аварійним" проривом води з водоносних пластів через неякісне кріплення обсадних колон свердловин, так і проривом пластової води через високопроникні пропластки. У випадку аварійного обводнення видобувних свердловин необхідно ізолювати приплив води, оскільки прорив пластової води призводить до зниження поточного видобутку вугле-

воднів та кінцевого коефіцієнту газовилучення [3].

Родовища вуглеводнів, що відкриті за останні роки, характеризуються складною будовою, великими глибинами залягання продуктивних покладів, незначними запасами та не можуть істотно вплинути на підтримання видобутку вуглеводнів [4]. Враховуючи вище наведене, існує необхідність у вдосконаленні технологій розробки газових та газоконденсатних родовищ в умовах прояву водонапірного режиму на різних стадіях їх розробки. Зважаючи на залишкові запаси защемленого пластовою водою природного газу, існує необхідність у напрацюванні нових підходів до розробки родовищ вуглеводнів в умовах низьких пластових тисків та вибіркового обводнення продуктивних покладів з метою підвищення вуглеводневилучення.

Проблема обводнення продуктивних покладів та газоконденсатних свердловинах є надзвичайно актуальною на даний час не тільки для нафтогазової галузі України, але і для світової практики видобування природних вуглеводнів. Вирішення проблеми попередження обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин є одним із напрямів енергоощадного розвитку економіки держави [3].

В даній статті розглянуто технологію нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади на межі газоводяного контакту для сповільнення просування пластової води в продуктивні поклади з метою підвищення коефіцієнта газовилучення на прикладі цифрової тривимірної моделі.

Постановка проблеми

Продуктивні поклади газових та газоконденсатних родовищ зазвичай пристосовані до водонапірних систем та розробляються в умовах прояву водонапірного режиму розробки [3]. Складність видобутку залишкових запасів природного газу в умовах просування пластової води в продуктивні поклади пов'язана з обводненням газонасичених пластів та видобувних свердловин. Через нерівномірне дренавання продуктивних покладів відбувається неконтрольоване переміщення газоводяного контакту продуктивним розрізом та площею газонасиченості. Неоднорідність продуктивних покладів (як за товщиною, так і за площею) призводить до відтинання фронтом пластової води ділянок продуктивного покладу з високою залишковою газонасиченістю [1].

Для напрацювання оптимальних шляхів вилучення мікро- та макрозащемленого газу з продуктивних покладів проведено значну кількість досліджень, однак, до цих пір проблема підвищення вуглеводневилучення з родовищ вуглеводнів, що розробляються в умовах прояву водонапірного режиму, не достатньо досліджена.

Для вдосконалення існуючих та розробки нових технологій інтенсифікації видобутку вуглеводнів в умовах прояву водонапірного необхідно проводити додаткові дослідження з використанням цифрового моделювання.

Виклад основного матеріалу

Видобування вуглеводнів з виснажених родовищ на завершальній стадії розробки супроводжується певними ускладненнями, пов'язаними з виснаженням пластової енергії, низькодебітністю та обводненням свердловин [5].

Основними причинами обводнення видобувних свердловин є надходження законтурної води високопроникними пропластками, а також за рахунок перетікання води негерметичним заклонним простором з інших горизонтів, або втратою герметичності експлуатаційної колони свердловини.

Обводнення продуктивних горизонтів в умовах просування пластової води в поклади є цілком природним процесом, який повинен бути контрольованим [2].

Поряд із проблемою контролю за просуванням пластової води в продуктивні поклади існує необхідність у вилученні мікро- та макрозащемленого природного газу пластовою водою. За результатами проведених численних досліджень вітчизняними та іноземними науковцями встановлено технологічну ефективність витіснення залишкового газу шляхом нагнітання неуглеводневих газів у продуктивні поклади.

Можливість використання неуглеводневих газів у нафтогазовій промисловості розглядалась ще у 10-20-х роках минулого століття [6]. Серед неуглеводневих газів найбільш дешевим і доступним для використання є повітря, однак повітря при змішуванні із природним газом утворює вибухонебезпечну суміш за певного вмісту газу у повітрі.

На основі аналізу результатів теоретичних досліджень встановлено ефективність використання діоксиду вуглецю в якості агенту нагнітання [7-9]. Згідно результатів математичного моделювання процесу розробки газового покладу з нагнітанням в продуктивний поклад діоксиду вуглецю встановлено, що найвищий коефіцієнт вуглеводневилучення забезпечується у випадку розробки продуктивного покладу на виснаження до економічно-рентабельної межі з подальшим нагнітанням у пласт діоксиду вуглецю [10-11].

Широкого застосування в нафтогазовій промисловості набуло використання азоту в якості агенту нагнітання. Результати лабораторних досліджень свідчать про високу технологічну ефективність нагнітання азоту в продуктивні поклади [12-15]. Відповідно до проведених в ІФНТУНГ теоретичних досліджень підтверджено ефективність нагнітання азоту в продуктивні поклади з метою витіснення залишкових запасів природного газу [16-17].

Впровадження технології нагнітання азоту в обводнені зони продуктивного покладу дозволяє збільшити газонасиченість пористого середовища та створити необхідні умови для

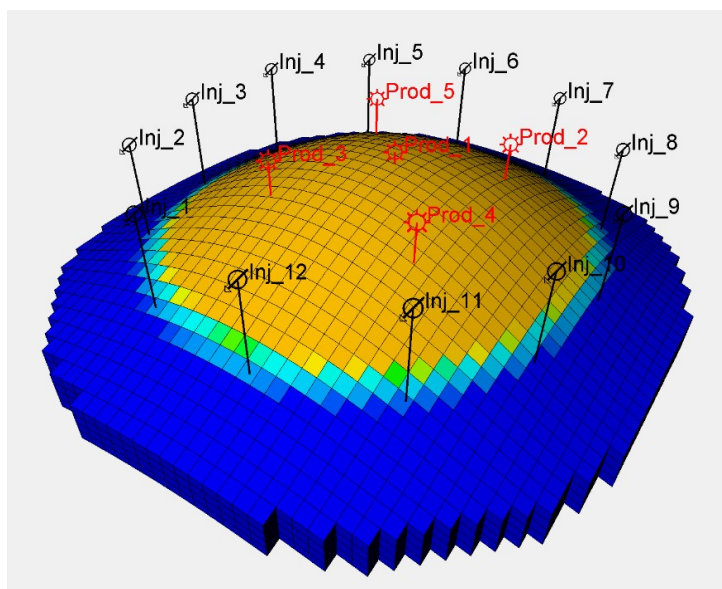


Рисунок 1 – Концептуальна цифрова тривимірна модель газоконденсатного покладу

руху защемленого пластовою водою природного газу.

Використання азоту в якості агента нагнітання при водонапірному режимі розробки продуктивних покладів не спричиняє агресивності середовища та не призводить до корозії свердловинного обладнання [18-19].

Результати лабораторних досліджень свідчать, що кінцевий коефіцієнт вилучення газу у випадку витіснення його з використанням неуглеводневих газів залежить від типу витіснювального агента та ступеня неоднорідності колектору.

Згідно з результатами проведених теоретичних досліджень встановлено, що для забезпечення більш повного охоплення продуктивного покладу розробкою бажаним було б повне попередження просування пластової води в продуктивні поклади, однак практичного вирішення даної проблеми на сьогоднішній день так і не знайдено [20].

З метою вдосконалення існуючих технологій розробки продуктивних покладів в умовах прояву пружноводонапірного режиму розробки проведено додаткові дослідження з використанням гідродинамічного моделювання. Використовуючи основні інструменти гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel, досліджено вплив темпу видобутку природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю на початковому газоводяному контакті на коефіцієнт вилучення газу.

Для проведення досліджень побудовано цифрову тривимірну модель газоконденсатного покладу. Концептуальна цифрова тривимірна модель газоконденсатного покладу наведена на рисунку 1.

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

Нагнітання діоксиду вуглецю здійснюється з дебітом газу на рівні 50 тис.м³/добу в одну свердловину протягом 16 місяців. Дослідження виконано для різних значень дебітів природного газу. Дебіт видобувної свердловини для проведення розрахунків прийнято на рівні: 30, 40, 50, 60, 70 тис.м³/добу. Для урахування фізичних процесів, що мають місце при фільтрації газу в пласті при нагнітанні діоксиду вуглецю, використано композиційну модель для газоконденсатного покладу [21-22].

На основі результатів гідродинамічного моделювання встановлено значний вплив технології нагнітання діоксиду вуглецю на початковому газоводяному контакті на основні технологічні показники розробки газоконденсатного покладу.

Аналізуючи результати розрахунків залежності часу прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин в залежності від дебіту газу, можна зробити висновок про те, що завдяки збільшенню дебіту природного газу зменшується період розробки продуктивного покладу до моменту прориву діоксиду вуглецю у видобувні свердловини. Чим більший дебіт природного газу, тим швидше діоксид вуглецю проривається у видобувні свердловини і тим швидше

приводить до виведення видобувних свердловин з експлуатації.

При експлуатації видобувних свердловин з постійним дебітом газу на рівні 30 тис.м³/добу діоксид вуглецю досягає видобувних свердловин через 70 місяців. Збільшення дебіту видобувних свердловин до 80 тис.м³/добу призводить до зменшення тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин до 31 місяця.

Аналізуючи отримані залежності пластового тиску в залежності від різних темпів виснаження продуктивного покладу слід відмітити, що чим більший темп видобутку, тим інтенсивніше знижується пластовий тиск в продуктивному покладі.

Аналізуючи отримані результати моделювання, необхідно звернути увагу на характер залежностей динаміки пластового тиску в часі в залежності від дебітів газу. Характер зміни пластового тиску в часі згідно результатів моделювання зумовлений відключенням видобувних свердловин у зв'язку з проривом діоксиду вуглецю або обводненням.

Динаміка пластового тиску в залежності від дебіту природного газу наведена на рисунку 2.

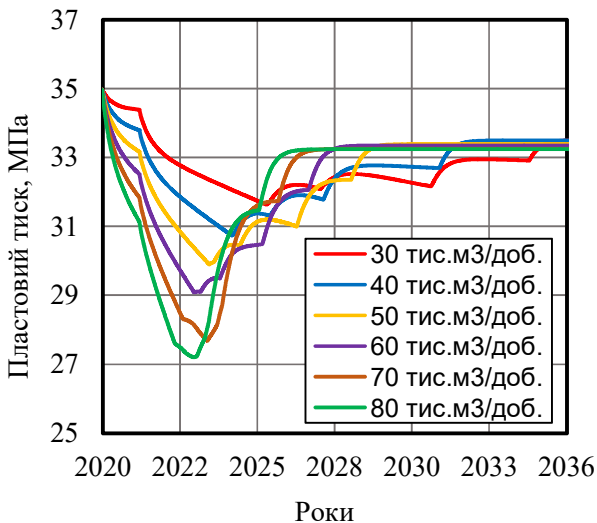


Рисунок 2 – Динаміка пластового тиску залежно від дебіту видобутку природного газу

На основі результатів моделювання здійснено розрахунок накопиченого видобутку води при розробці продуктивного покладу на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивний поклад. Результати наведено в таблиці 1.

На основі порівняльного аналізу варіантів розробки продуктивного покладу на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю за різних темпів виснаження продуктивного покладу на момент прориву діоксиду вуглецю у видобувні

Таблиця 1 – Результати розрахунків накопиченого видобутку води при розробці продуктивного покладу на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивний поклад

Дебіт газу, тис.м ³ /добу	Накопичений видобуток води, м ³	
	Виснаження	Нагнітання
30	148,209	20,414
40	440,307	70,882
50	561,380	98,071
60	728,888	150,910
70	727,290	197,746
80	1307,375	272,296

свердловини встановлено, що збільшення темпу видобутку газу у варіанті з нагнітанням не-вуглеводневого газу призводить до скорочення об'ємів видобутку пластової за рахунок створення штучного бар'єру між пластовою водою та природним газом в порівнянні з розробкою на виснаження.

Залежності накопиченого видобутку води на кінець розробки газоконденсатного покладу для різних дебітів природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю наведено на рисунку 3.

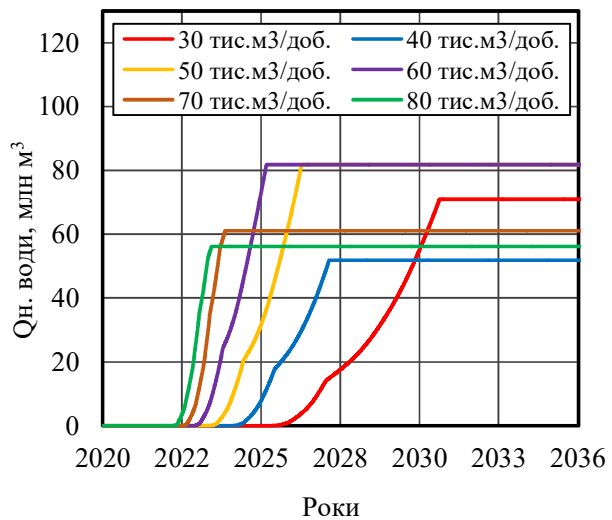


Рисунок 3 – Залежності накопиченого видобутку водина кінець розробки газоконденсатного покладу для різних дебітів природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю

Враховуючи різницю в густинах діоксиду вуглецю та води, а також розчинність діоксиду вуглецю в пластовій воді на основі проведених досліджень, можна стверджувати, що нагнітання діоксиду вуглецю частково блокує вибіркоче просування пластової води і тим самим забезпечує стабільну безводну експлуатацію видобувних свердловин.

На основі отриманих результатів моделювання здійснено розрахунок величини коефіцієнтів вилучення природного газу на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин за величиною накопиченого видобутку пластової води.

Аналізуючи результати моделювання, встановлено, що збільшення дебіту природного газу обумовлює підвищення коефіцієнта газовилучення на момент його прориву у видобувні свердловини. Залежність коефіцієнта газовилучення від дебіту природного газу на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин наведена на рисунку 4.

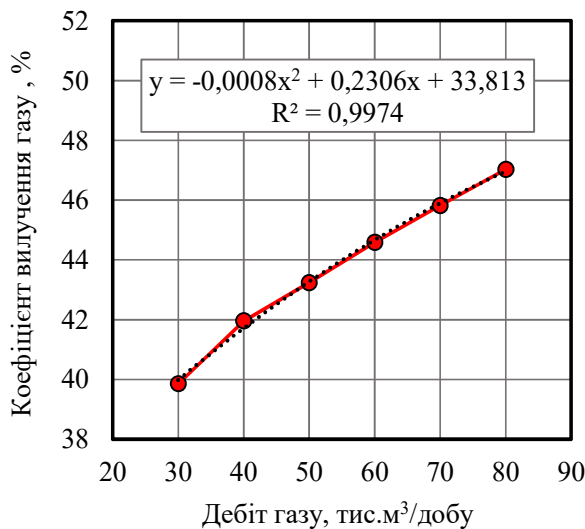


Рисунок 4 – Залежність коефіцієнта газовилучення від дебіту природного газу на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин

За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено оптимальне значення дебіту природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивний поклад по периметру початкового газоводяного контакту, за межами якого коефіцієнт газовилучення змінюється не суттєво.

На момент прориву діоксиду вуглецю у видобувну свердловину оптимальне значення дебіту видобувної свердловини становить 55,93 тис.м³/добу. Кінцевий коефіцієнт газовилучення для наведеного оптимального значення дебіту природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивні поклади дорівнює 64,99 %. При розробці продуктивних покладів на виснаження кінцевий коефіцієнт вилучення природного газу становить 58,34 %

Результати проведених досліджень свідчать про технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади на

границі газоводяного контакту з метою сповільнення просування пластової води в продуктивні поклади та збільшення кінцевого коефіцієнту вуглеводневилучення для умов конкретного покладу.

Висновки

Наведені результати гідродинамічного моделювання процесу нагнітання неуглеводневих газу продуктивні поклади з метою сповільнення просування пластової свідчать про високу технологічну ефективність цього методу підвищення коефіцієнта газовилучення.

Впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі газоводяного контакту дозволяє створити штучний бар'єр між пластовою водою та природним газом, завдяки якому згідно з результатами проведених розрахунків досягається зменшення об'ємів видобутку пластової води.

За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено оптимальне значення дебіту природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту. На момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин оптимальне значення дебіту становить 55,93 тис.м³/добу. Оптимальне відношення темпу видобутку природного газу до темпу нагнітання діоксиду вуглецю дорівнює 1,12. Кінцевий коефіцієнт газовилучення для наведеного оптимального значення становить 64,99 %. При розробці продуктивних покладів на виснаження кінцевий коефіцієнт вилучення природного газу становить 58,34%

Література

1. Кондрат Р. М. Активний вплив на процесі розробки родовищ природних газів з водонапірним режимом для збільшення газоконденсатовилучення. *Наука та інновації*. 2005. Т 1. № 5. С. 12-23.
2. Матківський С. В., Кондрат О. Р., Бурачок О. В., Кондрат О. Р., Хайдарова Л. І. Дослідження впливу незначного прояву водонапірної системи на достовірність матеріального балансу колекторів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № (75). С. 43–51.
3. Бойко В. С., Бойко Р. В., Кеба Л. М., Семінський О. В. Обводнення газових і нафто-

вих свердловин. 1-ше вид. Київ: Міжнародна економічна фундація, 2006. 791 с.

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

5. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р. Підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ природних газів. *Нафтогазова галузь України*. 2017. № 3. С. 15-20.

6. Качмар Ю. Д., Світлицький В. М., Синюк Б. Б., Яремійчук Р. С. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. Львів: Центр Європи. 2004. 352 с.

7. 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.

8. Matkivskiy S., Kondrat O., Burachok O. Investigation of the influence of the carbondioxide (CO₂) in jectionrate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development. *Global Trends, Challenges and Horizons*. November. 2020. Dnipro. Ukraine. P. 1-10.

9. Kryvulya S., Matkivskiy S., Kondrat O., Bikman Y. Approval of the technology of carbondioxide in jectionin to the V-16 water drive reservoir of the Hadiachfield (Ukraine) under the conditions of the water pressure mode. *Technology and system of power supply*. 2020. No 6/1 (56). P. 13-18.

10. SPE 130151. Enhanced Gas Recovery - Challenges Shown At The Example Of Three Gas Fields Torsten Clemens, Severin Secklehner, Konstantinos Mantatzis, Bas Jacobs. *SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition*. 14-17 June. Barcelona, Spain. 2010

11. SPE 68169. Nitrogen Injection for Simultaneous Exploitation of Gas Cap. Sanhita Tiwari, M. Suresh Kumar. *SPE Middle East Oil Show*. 17-20 March. Manama, Bahrain 2001.

12. Подюк В. Г., Тер-Саркисов Р. М. и др. Вытеснение защемленного газа азотом из обводнившегося пласта. *Газовая промышленность*. 2000. № 12. С. 33-34.

13. 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-Donets oil-and-gas Ukrainian province. *Mining of Mineral Deposits*. 2019. Volume 13, Issue 4. P. 107–114.

14. Matkivskiy S., Kondrat O. The influence of nitrogen injection durationat the initial gas-water contact on the gas recovery factor. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. No 16 (109). P. 77–84.

15. Тер-Саркисов Р. М. Технология закачки азота для добычи защемленного и низконапорного газа. *Газовая промышленность*. 2006. № 4. С. 24-26.

16. Кондрат Р. М. Хайдарова Л.І. Вплив циклічності нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад на кінцевий коефіцієнт газовилучення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. № 4. С. 15-22.

17. Kondrat R. M. Khaidarova L. I. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Науковий вісник Національного гірничого університету*. 2017. № 5. С. 23-28

18. Sumeer Kalra, XingruWu. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery. *SPE Western North Americanand Rocky Mountain Joint Meeting*. 17-18 April. Denver, Colorado. 2014.

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

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. Burachok O., Pershyn D., Spyrou C., Turkarslan G., Nistor M.L., Grytsai D., Matkivskiy S., Bikman Y., Kondrat O.. Gas-Condensate PVT Fluid Modeling Methodology Basedon Limited Data. *82nd eageconference & exhibition*. 8-11 December 2020, Amsterdam, The Netherlands. P. 1-5.

22. 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. Aktyvnyi vplyv na protsesy rozrobky rodovyshch pryrodnykh haziv z vodonapirnym rezhymom dlia zbilshennia hazokondensatovyluchennia. *Nauka ta innovatsii*. 2005. Vol 1. No 5. P. 12-23. [in Ukrainian]

2. Matkivskiy S. V., Kondrat O. R., Burachok O. V., Kondrat O. R., Khaidarova L. I. Doslidzhennia vplyvu neznachnoho proiavu vodonapirnoi systemy na dostovirnist materialnoho

balansu kolektoriv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2020. No (75). P. 43–51. [in Ukrainian]

3. Boiko V. S., Boiko R. V., Keba L. M., Seminskyi O. V. *Obvodnennia hazovykh i naftovykh sverdlovyh.* 1-she vyd. Kyiv: Mizhnarodna ekonomichna fundatsiia, 2006. 791 p. [in Ukrainian]

4. Kondrat O. R. Kondrat R. M. *Pidvyshchennia hazovyluchennia z hazovykh rodovyshch pry vodonapirnomu rezhymi shliakhom rehuliuвання nadkhodzhenia zakonturnoi plastovoi vody i vydobutku zeshchemlenoho hazu. Naftohazova haluz Ukrainy.* 2019. No 4. P. 21-26. [in Ukrainian]

5. Kondrat R. M., Kondrat O. R. *Pidvyshchennia efektyvnosti dorozrobky vysnazhenykh rodovyshch pryrodnykh haziv. Naftohazova haluz Ukrainy.* 2017. No 3. P. 15-20. [in Ukrainian]

6. Kachmar Yu. D., Svitlytskyi V. M., Syniuk B. B., Yaremiichuk R. S. *Intensyfikatsiia pryplyvu vuhlevodniv u sverdlovyh.* Lviv: Tsent Yevropy, 2004. 352 p. [in Ukrainian]

7. 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.*

8. Matkivskiy S., Kondrat O., Burachok O. *Investigation of the influence of the carbondioxide (CO₂) in jectionrate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development. Global Trends, Challenges and Horizons.* November. 2020. Dnipro. Ukraine. P. 1-10.

9. Kryvulya S., Matkivskiy S., Kondrat O., Bikman Y. *Approval of the technology of carbondioxide in jectionin to the V-16 water drive reservoir of the Hadiachfield (Ukraine) under the conditions of the water pressure mode. Technology and system of power supply.* 2020. No 6/1 (56). P. 13-18.

10. SPE 130151. *Enhanced Gas Recovery - Challenges Shown At The Example Of Three Gas Fields* Torsten Clemens, Severin Secklehner, Konstantinos Mantatzis, Bas Jacobs. *SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition.* 14-17 June. Barcelona, Spain. 2010

11. SPE 68169. *Nitrogen Injection for Simultaneous Exploitation of Gas Cap.* Sanhita Tiwari, M. Suresh Kumar. *SPE Middle East Oil Show.* 17-20 March. Manama, Bahrain 2001.

12. Podyuk V. G., Ter-Sarkisov R. M. i dr. *Vyitesnenie zaschemlenogo gaza azotom iz obvodnivshegosya plasta. Gazovaya promyshlennost.* 2000. No 12. P. 33-34. [in Russian]

13. 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-Donetskoil-and-gas Ukrainian province Mining of Mineral Deposits.* 2019. Vol 13, Iss 4. P. 107 – 114.

14. Matkivskiy S., Kondrat O. *The influence of nitrogen injection durationat the initial gas-water contact on the gas recovery factor. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies.* 2021. № 16 (109). P. 77–84.

15. Ter-Sarkisov R. M. *Tehnologiya zakachki azota dlya dobyichi zaschemlennogo i nizkonapornogo gaza. Gazovaya promyshlennost.* 2006. No 4. P. 24-26. [in Russian]

16. Kondrat R. M. Khaidarova L. I. *Vplyv tsyklichnosti nahnitannia azotu z riznym tempom u vysnazhenyi hazovyi poklad na kintsevyi koefitsient hazovyluchennia. Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2018. No 4. P. 15-22. [in Ukrainian]

17. Kondrat R. M. Khaidarova L. I. *Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. Naukoviy visnyk Natsionalnoho hirnychoho universytetu.* 2017. No 5. P. 23-28

18. Sumeer Kalra, XingruWu. *CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery. SPE Western North Americanand Rocky Mountain Joint Meeting.* 17-18 April. Denver, Colorado. 2014.

19. Ignatev N. A., Sintsov I. A. *Opyit i perspektiviyi zakachki azota v neftegazovoy promyshlennosti. Fundamentalnyie issledovanie.* 2015. No11 (Part 4). P 678-682. [in Russian]

20. Kondrat O. R. *Vydobutok zashchemlenoho hazu z obvodnenykh rodovyshch. Tezy nauk.-tekhn. konf. prof.-vykl. skladu un-tu nafty i hazu.* Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, NDI NHT, 1997. P. 6. [in Ukrainian]

21. Burachok O., Pershyn D., Spyrou C., Turkarslan G., Nistor M.L., Grytsai D., Matkivskiy S., Bikman Y., Kondrat O.. *Gas-Condensate PVT Fluid Modeling Methodology Basedon Limited Data. 82nd eageconference & exhibition.* 8-11 December 2020, Amsterdam, The Netherlands. P. 1-5.

22. Burachok O. V., Pershyn D. V., Matkivskiy S. V., Kondrat O. R. *Doslidzhennia mezhi zastosuvannia PVT-modeli “chornoj nafty” dlia modeliuvannia hazokondensatnykh pokladiv. Mineralni resursy Ukrainy* 2020. No 2. P. 43-48. [in Ukrainian]