

Геологія, розвідка та геофізика нафтових і газових свердловин

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9868-2021-1(35)-7-15

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ АЗОТУ ДЛЯ РЕГУЛЮВАННЯ ФРОНТУ РУХУ ПЛАСТОВОЇ ВОДИ В УМОВАХ ПРОЯВУ ВОДОНАПІРНОГО РЕЖИМУ

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

З використанням сучасних інструментів гідродинамічного моделювання проведено дослідження процесу нагнітання азоту в газоконденсатні поклади поблизу початкового контуру газоносності з метою регулювання фронту руху пластової води в умовах прояву водонапірного режиму. Розрахунки основних технологічних показників розробки продуктивного покладу проведено для тривалості періоду нагнітання азоту на рівні 5, 6, 8, 10, 12, 14 місяців. Результати моделювання свідчать, що при нагнітанні неуглеводневого газу забезпечується підтримання пластового тиску в покладі на значно вищому рівні порівняно з розробкою на виснаження. При цьому вдається створити додатковий гідродинамічний та фільтраційний бар'єри на початковому газоводяному контакті, завдяки яким відбувається ефективно блокування надходження пластової води в газонасичені горизонти. Згідно з результатами проведених досліджень встановлено, що у випадку впровадження технології нагнітання азоту видобуваються значно менші об'єми пластової води порівняно з розробкою на виснаження. Використання азоту як агента нагнітання дозволяє сповільнити процес переміщення газоводяного контакту та попередити зацементування залишкових запасів природного газу. На основі результатів розрахунків встановлено оптимальне значення тривалості періоду нагнітання азоту, за межами якого коефіцієнт газовилучення змінюється незначно. Оптимальне значення тривалості періоду нагнітання становить 8,04 місяців. Прогнозний коефіцієнт вилучення газу для оптимального значення періоду нагнітання азоту складає 58,11 %. При розробці газоконденсатного покладу на виснаження кінцевий коефіцієнт вилучення газу дорівнює 34,6 %. Результати проведених досліджень свідчать про високу технологічну ефективність нагнітання азоту на початковому газоводяному контакті з метою регулювання процесу надходження пластової води в газоконденсатні поклади та підвищення кінцевого газовилучення.

Ключові слова: цифрове моделювання, водонапірний режим, газоводяний контакт, фронт пластової води, технології, регулювання, нагнітання, азот, газовилучення.

С использованием современных инструментов гидродинамического моделирования исследован процесс нагнетания азота в газоконденсатную залежь вблизи начального контура газоносности с целью регулирования фронта движения пластовой воды в условиях проявления водонапорного режима. Расчеты основных технологических показателей разработки продуктивной залежи проведены для продолжительности периода нагнетания азота на уровне 5, 6, 8, 10, 12, 14 месяцев. Результаты моделирования показывают, что при нагнетании неуглеводородного газа обеспечивается поддержание пластового давления в залежи на более высоком уровне по сравнению с разработкой на истощение. При этом удается создать дополнитель-

ный гидродинамический и фильтрационный барьеры на начальном газодояном контакте, благодаря которым происходит эффективное блокирование поступления пластовой воды в газонасыщенные горизонты. Согласно результатам проведенных исследований установлено, что в случае внедрения технологии нагнетания азота добываются значительно меньшие объемы пластовой воды по сравнению с разработкой на истощение. Использование азота в качестве агента нагнетания позволяет замедлить процесс перемещения газодояного контакта и предупредить зацеменение остаточных запасов природного газа. На основе результатов расчетов установлено оптимальное значение продолжительности периода нагнетания азота, за пределами которого коэффициент извлечения газа меняется незначительно. Оптимальное значение продолжительности периода нагнетания составляет 8,04 месяцев. Прогнозный коэффициент извлечения газа для оптимального значения периода нагнетания азота составляет 58,11 %. При разработке газоконденсатной залежи на истощение конечный коэффициент извлечения газа равен 34,6 %. Результаты проведенных исследований свидетельствуют о высокой технологической эффективности нагнетания азота на начальном газодояном контакте с целью регулирования процесса поступления пластовой воды в газоконденсатные залежи и повышения конечного коэффициента извлечения газа.

Ключевые слова: цифровое моделирование, водонапорный режим, газодояной контакт фронт пластовой воды, технологии, регулирования, нагнетания, азот, извлечения газа.

Using modern tools of hydrodynamic modeling, a study of the process of nitrogen injection into gas-condensate reservoirs near the initial gas-bearing contour was carried out in order to regulate the front of formation of water movement in conditions of the manifestation of a water drive. Calculations of the main technological indicators of the development of a productive reservoir were carried out for the duration of the nitrogen injection period at the level of 5, 6, 8, 10, 12, 14 months. The simulation results show that the injection of non-hydrocarbon gas ensures that the reservoir pressure in the reservoir is maintained at a higher level compared to depletion development. At the same time, it is possible to create additional hydrodynamic and filtration barriers at the initial gas-water contact, due to which there is an effective blocking of the flow of formation water into gas-saturated horizons. According to the results of the studies, it was found that in the case of the introduction of the nitrogen injection technology, significantly smaller volumes of produced water are produced in comparison with the development for depletion. The use of nitrogen as a pumping agent makes it possible to slow down the process of movement of the gas-water contact and prevent trapping of the residual reserves of natural gas. On the basis of the calculation results, the optimal value of the duration of the nitrogen injection period, beyond which the gas recovery coefficient changes insignificantly, was established. The optimum value for the duration of the injection period is 8.04 months. The predicted gas recovery factor for the optimum period of nitrogen injection is 58.11 %. When developing a gas condensate reservoir for depletion, the final gas recovery factor is 34.6 %. The results of the studies carried out indicate a high technological efficiency of nitrogen injection at the initial gas-water contact in order to regulate the process of formation water inflow into gas condensate reservoirs and increase the final gas recovery.

Key words: digital modeling, water drive, gas-water contact, formation water front, technologies, regulation, injection, nitrogen, gas recovery factor.

Вступ

На сьогоднішній день основна частина видобутку природного газу забезпечується з родовищ, які певною мірою виснажені, однак ще характеризуються високим енергетичним потенціалом. На завершальній стадії розробки родовищ проявляється вибіркоче обводнення продуктивних покладів, що обумовлює ускладнення при експлуатації видобувних свердловин через накопичення рідини на вибої [1].

Обводнення газових та газоконденсатних покладів за водонапірного режиму є природним процесом, який необхідно контролювати [2]. Для зменшення шкідливого впливу водонапірної системи на процес видобутку природного газу необхідно здійснювати контроль та регулювання процесу надходження пластових вод в газонасичені горизонти [3].

Такий фактор, як обводнення, призводить до зменшення площі газонасиченої частини продуктивного розрізу родовищ вуглеводнів та

супроводжується зниженням продуктивності видобувних свердловин. Як наслідок, виникає необхідність у проведенні широкомасштабних робіт з обмеження припливу пластових вод та застосування різних технологій винесення рідини з вибою свердловин на поверхню [4].

Проведення робіт з ізолювання припливу пластових вод виявляються малоефективними. Для успішного виконання ізоляційних робіт потрібно знати характер, причини та закономірність надходження води в продуктивні поклади та видобувні свердловини [5].

Відповідно до промислового досвіду видобувні свердловини зазвичай розміщують нерівномірно на площі газоносності продуктивних покладів з ущільненням у центральній частині. За таких умов в процесі розробки відбувається нерівномірне надходження води в газонасичену частину покладу з випереджувальним рухом фронту витіснення по найбільш проникних та найбільш дренованих зонах.

В умовах активного надходження пластової води в газонасичені горизонти видобувні свердловини виводяться з експлуатації після відносно невеликих відборів газу. Зумовлено це особливостями промислового облаштування газових та газоконденсатних родовищ, які, зазвичай, не розраховані на збір і підготовку газу з великим вмістом води [2, 4].

Пошук оптимальних шляхів видобутку мікро- та макрозащемленого газу в пористому середовищі є основною проблемою, необхідність вирішення якої набуває все більшої актуальності на фоні погіршення якості і структури запасів вуглеводнів [6].

Постановка проблеми

Відомі методи боротьби з просуванням пластової води в продуктивні поклади та обводненням видобувних свердловин є недостатньо ефективними та чинять короткочасний ефект. Для мінімізації негативного впливу пластової води на процес розробки продуктивних покладів існує необхідність у напрацюванні оптимальних шляхів контролю та регулювання процесу надходження пластової води в продуктивні поклади.

Раціональна система розробки газових та газоконденсатних родовищ в умовах прояву водонапірного режиму повинна базуватися на систематичному контролі за надходженням пластових вод у газонасичені горизонти, а також на контролі за обводненням видобувних свердловин [2, 7].

Зважаючи на вищевказане, доцільно проводити додаткові дослідження для встановлення ефективності використання неуглеводневих газів як агентів нагнітання в продуктивні поклади з метою попередження защемлення залишкових запасів газу та збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення.

Виклад основного матеріалу

Проблема підвищення вуглеводневилучення з родовищ України, що розробляються в умовах прояву водонапірного режиму, набуває все більшої актуальності. З метою напрацювання оптимальних шляхів підвищення вуглеводневилучення проведено значний обсяг експериментальних та теоретичних досліджень, однак, до цих пір не достатньо досліджена проблема підвищення вуглеводневилучення з родовищ вуглеводнів, що розробляються в умовах прояву водонапірного режиму.

Коефіцієнти вуглеводневилучення з продуктивних покладів, які розробляються в умовах прояву водонапірного режиму розробки, становлять 70-85 % [8-9]. Зважаючи на величи-

ну коефіцієнтів газовилучення в умовах водонапірного режиму розробки можна зробити висновки про те, що в результаті просування пластової води в продуктивні поклади защемлюються значні об'єми газу.

За результатами досліджень встановлено високу технологічну ефективність вторинного видобутку вуглеводнів шляхом запоповування в продуктивні поклади неуглеводневих газів. В якості агентів нагнітання використовують азот, діоксид вуглецю, димові та викидні гази, суміші різних газів [10-12].

Одним з ефективних неуглеводневих газів є діоксид вуглецю [13-15]. Однак широкого застосування в нафтогазовій промисловості як агента нагнітання для підвищення вуглеводневилучення набуло використання азоту, про що свідчать отримані результати лабораторних досліджень, проведені у ВНДІгазі [16-18]. Нагнітання азоту в обводнені продуктивні поклади дозволяє збільшити газонасиченість пористого середовища та забезпечити умови для руху защемленого природного газу.

Згідно проведених експериментальних досліджень на обводнених моделях також встановлено технологічну ефективність процесу нагнітання азоту та використання його для регулювання процесу просування пластових вод. Завдяки нагнітання азоту в обводненні зони покладу витісняється частина защемленого газу до видобувних свердловин. В зоні нагнітання неуглеводневого газу зростає пластовий тиск та створюється додатковий гідродинамічний бар'єр, який ускладнює процес просування пластової води в продуктивні пласти [19].

Азот порівняно з діоксидом вуглецю має ряд переваг. Використання азоту як агента нагнітання при водонапірному режимі розробки продуктивних покладів не спричиняє виникнення агресивного середовища та не призводить до корозії свердловинного обладнання [20-22]. До переваг використання азоту як агента нагнітання також можна віднести його відносну легкодоступність. З економічної точки зору, при виборі можливих варіантів та шляхів підвищення коефіцієнтів газовилучення цей фактор відіграє вирішальну роль.

Особливості розробки продуктивного покладу в умовах прояву водонапірного режиму досліджувались з використанням інструментів гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger. Дослідження проведено на прикладі однорідної тривимірної цифрової моделі газоконденсатного покладу (рис. 1).

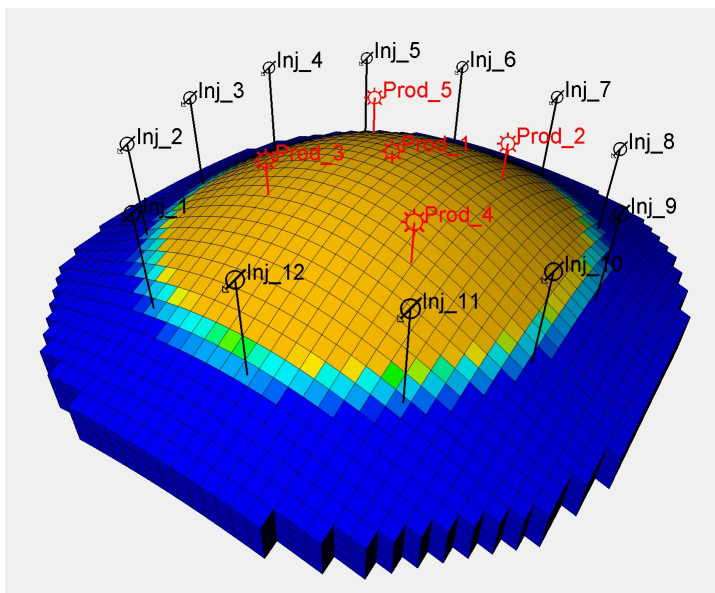


Рисунок 1 – Концептуальна тривимірна модель газоконденсатного покладу

Глибина залягання продуктивного пласта – 3300 м, початковий пластовий тиск – 35 МПа, пластова температура – 358 К, товщина пласта – 15,4 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,18, коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,8, коефіцієнт абсолютної проникності пласта – $8,65 \cdot 10^{-3}$ мкм², площа газонасиченості продуктивного покладу – $17,63 \cdot 10^6$ м², запаси газу становлять 800,97 млн м³.

Для відтворення фізичних процесів, які протікають в продуктивному покладі в процесі нагнітання азоту, використовувалась композиційна PVT-модель [23-24].

Динаміка потенційного вмісту вуглеводнів C₅₊ в пластовому газі газоконденсатного покладу, яка використана для проведення досліджень, зображена на рисунку 2.

Газоконденсатний поклад розробляється на виснаження з використанням п'яти видобувних свердловин, які експлуатуються на режимі постійного дебіту газу. Дебіт газу однієї свердловини становить 50 тис.м³/добу. По периметру початкового газоводяного контакту розміщено 12 нагнітальних свердловин. Нагнітання азоту здійснюється з дебітом 50 тис.м³/добу в одну свердловину. Дослідження проведено для різних значень тривалості періоду нагнітання азоту у поклад (5, 6, 8, 10, 12, 14 місяців).

На основі результатів моделювання встановлено, що завдяки нагнітання азоту на початковому газоводяному контакті підтримується пластовий тиск на вищому рівні порівняно з розробкою на виснаження. Завдяки цьому забезпечується стабільна експлуатація свердловини в умовах вибіркового обводнення продуктивних покладів.

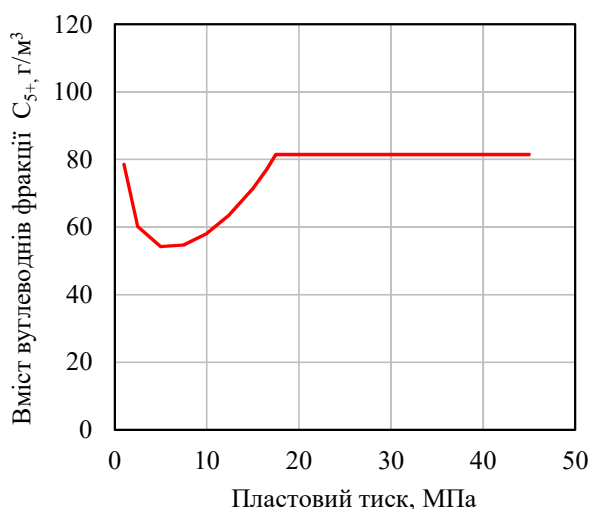


Рисунок 2 – Динаміка потенційного вмісту вуглеводнів C₅₊ в пластовому газі газоконденсатного покладу

Динаміка пластового тиску на момент прориву азоту до видобувних свердловин та при розробці газоконденсатного покладу на виснаження наведена на рисунку 3.

Згідно з аналізом результатів досліджень встановлено, що зі збільшенням тривалості періоду нагнітання азоту в продуктивний поклад зменшується тривалість періоду розробки експлуатації видобувних свердловин до моменту прориву азоту. При тривалості періоду нагнітання на рівні 5 місяців, неуглеводневий газ проривається до ряду видобувних свердловин через 42 місяці, а при тривалості періоду нагнітання 14 місяців – через 30 місяців.

Результати розрахунків тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту прориву азоту наведено в таблиці 1.

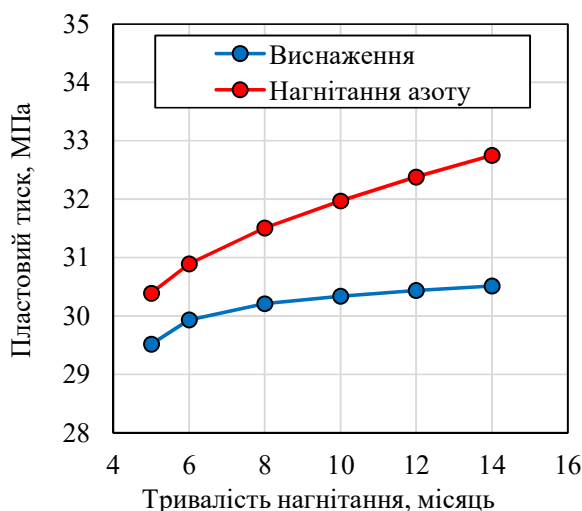


Рисунок 3 – Динаміка пластового тиску на момент прориву азоту до видобувних свердловин та при розробці газоконденсатного покладу на виснаження

Таблиця 1 – Результати розрахунків тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту прориву азоту

Період нагнітання, місяць	Тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту прориву, місяць
5	42
6	37
8	34
10	32
12	31
14	30

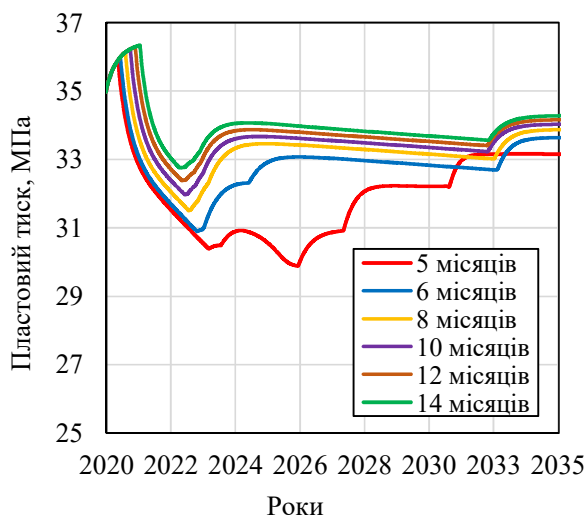


Рисунок 4 – Динаміка пластового тиску залежно від тривалості періоду нагнітання азоту в продуктивний поклад

Проводячи порівняльний аналіз динаміки пластового тиску залежно від тривалості періоду нагнітання азоту встановлено, що характер залежності практично для всіх періодів нагнітання азоту практично не змінюється за винятком тривалості періоду нагнітання 5 місяців. Пояснюється отриманий характер залежності впровадженням в продуктивні поклади великих об'ємів пластової води та виведенням з експлуатації частини видобувних свердловин з причини обводнення пластовою водою.

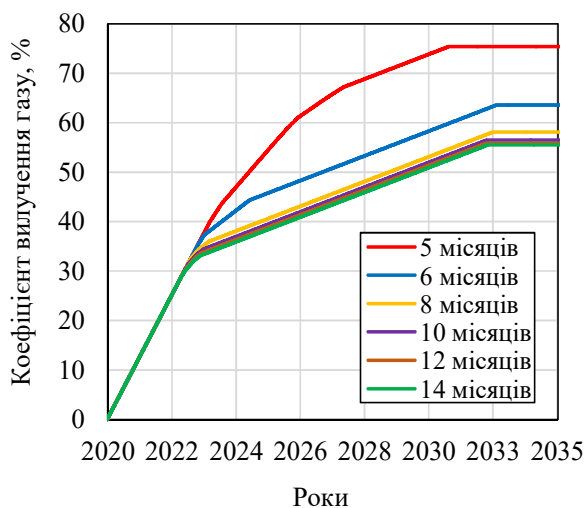
Аналізуючи основні технологічні показники розробки продуктивного покладу, слід звернути увагу на динаміку накопиченого видобутку пластової води залежно від тривалості періоду нагнітання азоту. При тривалості періоду нагнітання азоту 5 місяців накопичений видобуток води на момент його прориву до видобувних свердловин становить 197,3 тис. м³. Зі збільшенням тривалості періоду нагнітання азоту до 14 місяців накопичений видобуток води на момент його прориву азоту зменшується до 0,038 м³.

Аналізуючи стан обводненості продуктивного покладу, встановлено, що у випадку впровадження технології нагнітання азоту газоводяний контакт піднімається значно повільніше порівняно з розробкою на виснаження. За результати проведених досліджень можна стверджувати про високу технологічну ефективність впровадження технології нагнітання азоту в газоконденсатні поклади з метою регулювання фронту руху пластової води.

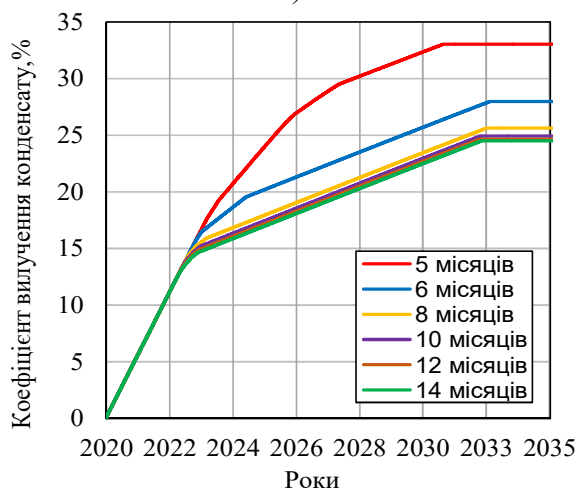
При нагнітанні азоту на початковому газоводяному контакті створюється додатковий гідродинамічний та фільтраційний опори на шляху надходження пластової води в газонасичені горизонти. Технологія нагнітання азоту дозволяє регулювати процес обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин, забезпечуючи при цьому значно вищі техніко-економічні показники розробки продуктивних покладів.

За результатами досліджень проведено аналіз динаміки накопиченого видобутку газу та конденсату. Результати проведених досліджень свідчать про те, що збільшення тривалості періоду нагнітання азоту призводить до зменшення коефіцієнтів вилучення вуглеводнів на кінець періоду розробки газоконденсатного покладу. Причиною цього є швидкий прорив азоту у видобувні свердловини.

Динаміка коефіцієнта вилучення газу та конденсату залежно від тривалості періоду нагнітання азоту в продуктивний поклад наведена на рисунку 5.



Роки
а)



Роки
б)

Рисунок 5 – Динаміка зміни коефіцієнта вилучення газу (а) та конденсату (б) від тривалості періоду нагнітання азоту

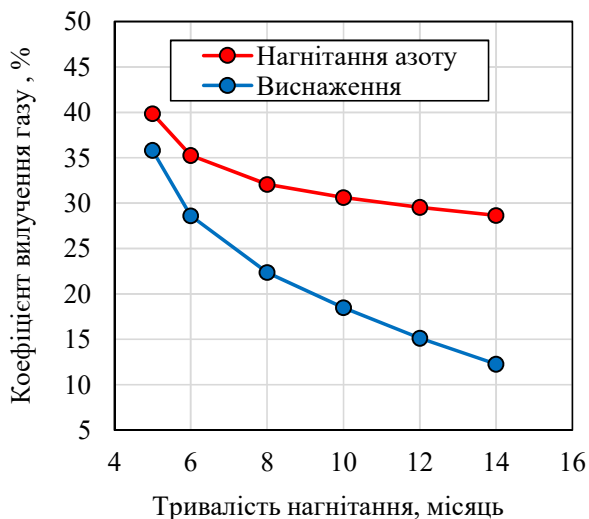


Рисунок 6 – Залежності коефіцієнта вилучення газу від тривалості періоду нагнітання азоту на момент його прориву в одну із видобувних свердловин та при розробці покладу на виснаження

За результатами моделювання, розраховано величину коефіцієнтів вилучення природного газу на момент прориву азоту до видобувних свердловин за величиною накопиченого видобутку пластової води та при розробці покладу на виснаження (рис. 6).

Для оброблення графічних залежностей з метою визначення оптимальних точок досліджуваних параметрів використано статистичний аналіз (перетин дотичних) [25].

На основі обробки розрахункових даних визначено оптимальне значення тривалості періоду нагнітання азоту в газоконденсатний поклад, за межами якого коефіцієнт вилучення газу змінюється незначно. На момент прориву азоту до видобувних свердловин оптимальне значення тривалості періоду нагнітання становить 8,04 місяців. Прогнозний коефіцієнт вилучення газу для оптимального значення тривалості періоду нагнітання азоту дорівнює 58,11 %, а при розробці газоконденсатного покладу на виснаження – 34,6 %.

Результати проведених досліджень свідчать про високу технологічну ефективність впровадження технології нагнітання азоту з метою сповільнення надходження пластової води в продуктивні поклади та збільшення кінцевого коефіцієнту вилучення газу для умов конкретного покладу.

Висновки

Використовуючи цифрову тривимірну модель газоконденсатного покладу, досліджено ефективність нагнітання азоту на початковому газоводяному контакті з метою регулювання процесу обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин. За результатами проведених досліджень встановлено, що при нагнітанні азоту в продуктивний поклад накопичений видобуток пластової води на момент прориву азоту у видобувні свердловини зменшується порівняно з розробкою на виснаження. Вищенаведене свідчить про ефективність впровадження технології нагнітання азоту в продуктивні поклади, для яких характерний водонапірний режим розробки з метою попередження вибіркового обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин.

На основі результатів моделювання встановлено оптимальне значення тривалості періоду нагнітання азоту в газоконденсатні поклади, вище якого коефіцієнт газовилучення змінюється не значно. Оптимальне значення тривалості періоду нагнітання азоту становить 8,04 місяців. Для отриманого оптимального значення тривалості періоду нагнітання азоту кінцевий

коефіцієнт газовилучення дорівнює 58,11 %. При розробці продуктивних покладів на виснаження за цих умов коефіцієнт вилучення газу становить 34,6 %.

Результати проведених досліджень з використанням цифрового моделювання дають підстави стверджувати, що впровадження технології нагнітання азоту може забезпечити більшу надійність видобувних можливостей родовища. При цьому зменшуються ризики щодо випереджаючого обводнення продуктивних покладів та експлуатаційного фонду свердловин.

Література

1. Кривуля С.В., Бікман Є.С., Кондрат О.Р., Матківський С.В. Перспективи розробки газоконденсатних родовищ із значними запасами ретроградного конденсату. *Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції*. (м. Івано-Франківськ, 8-9 грудня 2020 р.). Івано-Франківськ, 2020. С. 99-102.
2. Матківський С. В., Ковальчук С. О., 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. № 2 (75). С. 43–51.
3. Кондрат Р. М. Газоконденсатоотдача пластів. М.: Недра, 1992. 255 с.
4. Бойко В. С., Бойко Р. В., Кеба Л. М., Семінський О. В. Обводнення газових і нафтових свердловин. Київ: Міжнародна економічна фундація, 2006. 791 с.
5. Матківський С. В. Напрями підвищення продуктивності видобувних свердловин в умовах вибіркового обводнення газоконденсатних покладів. *Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції*. (м. Івано-Франківськ, 8-9 грудня 2020 р.). Івано-Франківськ, 2020. С. 125-127.
6. Кондрат Р. М., Дорошенко В. М., Кондрат О. Р. Особливості завершальної стадії розробки родовищ нафти і газу. *Нафтогазова енергетика*. 2007. № 1. С. 17-21.
7. Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. Довідник з нафтогазової справи. К.: Львів, 1996. 620 с.
8. Charles S. R., Tracy S. W., Farrar R. L. Applied Reservoir Engineering, OGC Publications, *Oil and Gas Consultants International, Inc.* U.S.A. 1999. Vol. 1. P. 5-77 to 5-22.
9. 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). P. 1-4 (319-322).
10. Sim S. S. K., Turtata A. T., Singhai A. K., Hawkins B. F. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency, Canada International petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada June 17-19 2008., Calgary. 2008. P. 1-14.
11. Turta A. T., Sim, S. S. K., Singhai A. K. and Hawkins B. F. Basic Investigations on Enhanced Recovery by Gas. *Gas Displacement. Journal of Canada Petroleum Technology*. 2008. Vol. 47, No 10. P. 1-6.
12. Matkivskiy S., Kondrat O., Burachok O. Investigation of the influence of the carbon dioxide (CO₂) injection rate 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.
13. Oldenburg C. M., Law D. H., Gallo Y. L. and White S. P. Mixing of CO₂ and CH₄ in Gas Reservoirs: Code Comparison Studies. USA, Canada and New Zealand. 2003. P. 1-5.
14. 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.
15. Матківський С.В., Кондрат О.Р. Підвищення вуглеводневилучення з обводнених газоконденсатних 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.
16. Подюк В. Г., Тер-Саркисов Р. М. [и др.]. Вытеснение защемленного газа азотом из обводнившегося пласта. *Газовая промышленность*. 2000. № 12. С. 33-34.
17. Тер-Саркисов Р. М. Технология закачки азота для добычи защемленного и низконапорного газа. *Газовая промышленность*. 2006. № 4. С. 24-26.
18. Kondrat O.R., Kondrat R.M. Investigation of regularities of trapped gas recovery processes from watered gas fields with homogeneous and macro heterogeneous reservoirs. *Mining of mineral deposits*, Taylor & Francis Group, London, Uk. 2014. P. 303-309.

19. Matkivskiy S. Effects of the rate of natural gas production on the recovery factor during carbon dioxide injection at the initial gaswater contact. *Technology and system of power supply*. 2021. No 1/3 (57). P. 6-11.

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

21. 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. No 5. С. 23-28.

22. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Застосування азоту для підвищення газовилучення з виснажених газових покладів. *Нафтогазова енергетика*. 2018. № 2. С. 7-16.

23. 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 Based on Limited Data. *82nd eage conference & exhibition*. 8-11 December 2020, Amsterdam, The Netherlands. P.1-5.

24. 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. No. 2. P. 43-48.

25. Мислюк М. А., Зарубін Ю.О. Моделювання явищ і процесів у нафтогазопромисловій справі: підручник. Івано-Франківськ: Екор, 1999. 494 с.

References

1. Kryvulia S.V., Bikman Ye.S., Kondrat O.R., Matkivskiy S.V. Perspektyvy dorozrobky hazokondensatnykh rodovyshch iz znachnymy zapasamy retrohradnoho kondensatu. *Naftohazova haluz: Perspektyvy naroshchuvannia resursnoi bazy: Materialy mizhnarodnoi naukovo-tekhnichnoi konferentsii*. (Ivano-Frankivsk, 8-9 hrudnia 2020). Ivano-Frankivsk, 2020. P. 99-102. [in Ukrainian]

2. Matkivskiy S. V., Kovalchuk S. O., 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, No2 (75). P. 43–51. [in Ukrainian]

3. Kondrat R. M. Hazokondensatootdacha plastov. M.: Nedra, 1992. 255 p. [in Ukrainian]

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

5. Matkivskiy S. V. Napriamy pidvyshchennia produktyvnosti vydobuvnykh sverdlovyh v umovakh vybirkovoho obvodnennia hazokondensatnykh pokladiv. *Naftohazova haluz: Perspektyvy naroshchuvannia resursnoi bazy: Materialy mizhnarodnoi naukovo-tekhnichnoi konferentsii*. (Ivano-Frankivsk, 8-9 hrudnia 2020). Ivano-Frankivsk, 2020. P. 125-127. [in Ukrainian]

6. Kondrat R. M., Doroshenko V. M., Kondrat O. R. Osoblyvosti zavershalnoi stadii rozrobky rodovyshch nafty i hazu. *Naftohazova enerhetyka*. 2007. No 1. P. 17-21. [in Ukrainian]

7. Boiko V. S., Kondrat R. M., Yaremiichuk R. S. Dovidnyk z naftohazovoi spravy. K.: Lviv, 1996. 620 p. [in Ukrainian]

8. Charles S. R., Tracy S. W., Farrar R. L. Applied Reservoir Engineering, OGCI Publications, *Oil and Gas Consultants International*, Inc. U.S.A. 1999. Vol. 1. P. 5-77 to 5-22.

9. 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). P. 1-4 (319-322).

10. Sim S. S. K., Turtata A. T., Singhai A. K., Hawkins B. F. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency, Canada International petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada June 17-19 2008., Calgary. 2008. P. 1-14.

11. Turta A. T., Sim, S. S. K., Singhai A. K. and Hawkins B. F. Basic Investigations on Enhanced Recovery by Gas. *Gas Displacement. Journal of Canada Petroleum Technology*. 2008. Vol. 47, No 10. P. 1-6.

12. Matkivskiy S., Kondrat O., Burachok O. Investigation of the influence of the carbon dioxide (CO₂) injection rate 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.

13. Oldenburg C. M., Law D. H., Gallo Y. L. and White S. P. Mixing of CO₂ and CH₄ in Gas Reservoirs: Code Comparison Studies. USA, Canada and New Zealand. 2003. P. 1-5.

14. 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.

15. 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]

16. Podyuk V. G., Ter-Sarkisov R. M. [and other]. Vyitesnenie zaschemlennogo gaza azotom iz obvodnivshegosya plasta. *Gazovaya promyishlennost*. 2000. No 12. P. 33-34. [in Russian]

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

18. Kondrat O.R., Kondrat R.M. Investigation of regularities of trapped gas recovery processes from watered gas fields with homogeneous and macro heterogeneous reservoirs. *Mining of mineral deposits*, Taylor & Francis Group, London, Uk. 2014. P. 303-309.

19. Matkivskiy S. Effects of the rate of natural gas production on the recovery factor during carbon dioxide injection at the initial gaswater contact. *Technology and system of power supply*. 2021. No 1/3 (57). P. 6-11.

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

21. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2017. No 5. P. 23-28.

22. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Zastosuvannia azotu dlia pidvyshchennia hazovylyuchennia z vysnazhenykh hazovykh pokladiv. *Naftohazova enerhetyka*. 2018. No 2. P. 7-16. [in Ukrainian]

23. 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 Based on Limited Data. *82nd eage conference & exhibition*. 8-11 December 2020, Amsterdam, The Netherlands. P.1-5.

24. 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]

25. Mysliuk M. A., Zarubin Yu.O. Modeliuвання yavyshch i protsesiv u naftohazopromyslovii spravi: pidruchnyk. Ivano-Frankivsk: Ekor, 1999. 494 p. [in Ukrainian]