

УДК 622.279.5

DOI: 10.15587/2706-5448.2020.215074

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ЩІЛЬНОСТІ СІТКИ НАГНІТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН НА КОЕФІЦІЄНТ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ ПРИ НАГНІТАННІ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ В ПОКЛАД

Кондрат О. Р., Матківський С. В.

Об'єктом дослідження є газові та газоконденсатні родовища, що розробляються в умовах прояву водонапірного режиму розробки та негативного впливу пластової води на процес видобування природного газу. З метою вдосконалення існуючих технологій розробки родовищ природного газу в умовах прояву водонапірного режиму розробки продуктивних покладів проведено дослідження з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger (США). На основі тривимірної цифрової моделі газоконденсатного покладу досліджено вплив щільності нагнітальних свердловин на коефіцієнт вилучення природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивні поклади на межі газоводяного контакту. Дослідження проведено для різної кількості нагнітальних свердловин (4, 6, 8, 12, 16 свердловин), які рівномірно розміщені по периметру початкового газоводяного контакту. Згідно результатів проведених розрахунків встановлено, що видобуток пластової води при збільшенні щільності сітки свердловин зменшується. У випадку використання 4 свердловин для нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад накопичений видобуток пластової води на кінець розробки склав 169,71 тис. м³. При збільшенні кількості нагнітальних свердловин до 16 одиниць накопичений видобуток пластової води скоротився до 0,066 м³. Такий результат досягається завдяки більш повному охопленню діоксидом вуглецю периметру газоносності та створенню штучного бар'єру між водою та природним газом, який призводить до більш ефективного блокування просування пластової води в продуктивні поклади. Згідно результатів статистичної обробки розрахункових даних визначено оптимальне значення кількості нагнітальних свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю в поклад. Оптимальне значення кількості нагнітальних свердловин на момент прориву діоксиду вуглецю в першу видобувну становить 7,86 (8) свердловин. Максимальне значення кількості нагнітальних свердловин згідно результатів статистичної обробки складає 6,8 (7) свердловин. Кінцевий коефіцієнт газовилучення для наведеного оптимального значення нагнітальних становить 61,88%. На основі проведених розрахунків встановлено технологічну ефективність використання в якості агенту нагнітання діоксиду вуглецю на межі газоводяного контакту з метою попередження вибіркового обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин.

Ключові слова: 3D модель родовища, газоконденсатний поклад, водонапірний режим, зацемлений газ, нагнітання діоксиду вуглецю.

1. Вступ

Переважна більшість родовищ вуглеводнів, з яких сьогодні забезпечується основний видобуток природного газу, вступили, або вступають в завершальну стадію розробки. Основними особливостями завершальної стадії розробки є вибіркова обводненість продуктивних покладів та видобувних свердловин [1, 2].

Основними причинами обводнення видобувних свердловин зазвичай є вибірковий рух пластових вод по високопроникних пропластках та перетікання води негерметичним заколонним простором з інших горизонтів [3].

В міру виснаження пластової енергії відбувається підняття газоводяного контакту, що призводить до зменшення газонасиченої товщини пластів, появи води в продукції видобувних свердловин та зниження дебітів газу [4].

При проектуванні розробки родовищ природних газів важливою є інформація щодо переміщення контурних та підшовних вод. На характер просування газоводяного контакту значно впливає неоднорідність продуктивного розрізу, який в основному складається з порід, що характеризуються мінливістю фільтраційно-ємнісних властивостей як за товщиною, так і за площею [5, 6].

Визначення положення газоводяного контакту в умовах прояву водонапірного режиму розробки продуктивних покладів є актуальним завданням контролю, без якого неможлива раціональна розробка продуктивних покладів.

При проектуванні раціональної системи розробки продуктивних покладів виснажених газових та газоконденсатних родовищ використовуються різні технології підвищення коефіцієнтів вуглеводневилучення. Доцільність та ефективність вибраних методів та технологій залежить виключно від співвідношення необводненої та обводненої продуктивної площі родовища.

Перспективним методом підвищення вуглеводневилучення з виснажених родовищ із значними запасами зачемленого газу є витіснення його шляхом нагнітання неуглеводневих газів (азот, діоксид вуглецю та ін.) в продуктивні поклади.

При проектуванні розробки родовищ вуглеводнів з нагнітанням діоксиду вуглецю в продуктивні поклади важливим є вибір темпів та циклічності періодів його нагнітання, кількості та системи розміщення нагнітальних та видобувних свердловин на площі газонасиченості, відстані між ними та технологічних режимів їх роботи.

В даній роботі досліджено вплив щільності сітки нагнітальних свердловин на коефіцієнт вилучення газу при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивні поклади на межі газоводяного контакту. Дослідження проведено з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger (США) на прикладі цифрової тривимірної моделі газоконденсатного покладу.

2. Об'єкт дослідження та його технологічний аудит

Об'єктом дослідження є газові та газоконденсатні родовища, що розробляються в умовах прояву водонапірного режиму розробки та негативного впливу пластової води на процес видобування природного газу.

В умовах прояву водонапірного режиму розробки в процесі просування пластової води в газонасичені горизонти защемлюються значні об'єми природного газу. Враховуючи низькі поточні коефіцієнти вилучення вуглеводнів в умовах активної водонапірної системи існує необхідність в пошуку нових методів регулювання процесу просування пластової води та напрацювання оптимальних шляхів вилучення залишкових запасів вуглеводнів. З метою вдосконалення існуючих технологій розробки родовищ доцільно проводити додаткові дослідження, спрямовані на мінімізацію шкідливого впливу законтурних вод на процес видобування природного газу.

3. Мета та задачі дослідження

Метою роботи є дослідження впливу щільності сітки нагнітальних свердловин на коефіцієнт вилучення природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивні поклади на межі газоводяного контакту з використанням чисельного моделювання.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати такі задачі:

1. Встановити оптимальну кількість нагнітальних свердловин для запомповування діоксиду в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту для умов конкретного покладу.
2. Дослідити вплив на коефіцієнти вилучення природного газу оптимальної кількості свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивний поклад та при розробці на виснаження.

4. Дослідження існуючих рішень проблеми

Значна кількість родовищ природних газів вступила в пізні стадії розробки та характеризуються вибіркоким обводненням продуктивних покладів експлуатаційних свердловин. В результаті вибіркового просування пластової води найбільш проникними пропластками відбувається защемлення пластовою водою ділянок продуктивного покладу із високою газонасиченістю [7].

За результатами багаточисельних досліджень розкрито механізм поведінки защемленого газу пластовою водою в пористому середовищі [8, 9]. На основі результатів проведених досліджень [10, 11] науковцями розроблено нові та вдосконалено існуючі технології розробки родовищ в умовах прояву водонапірного режиму розробки. Враховуючи значну неоднорідність продуктивних пластів покладів вуглеводнів, як за площею, так і за товщиною розроблені технології можуть бути малоефективними. Характер розподілу фільтраційно-ємнісних властивостей колектору вносить значну невизначеність в процес обґрунтування оптимальної технології подальшої розробки родовища в умовах активного водонапірного режиму.

На сьогоднішній день перспективним залишається напрям підвищення вуглеводневилучення з газових та газоконденсатних родовищ, для яких характерний водонапірний режим розробки, шляхом регулювання процесу розробки таких родовищ, нагнітанням неуглеводневих газів в продуктивні поклади.

Однією з успішних технологій підвищення вуглеводневилучення є нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади. Теоретичні та

експериментальні дослідження процесу нагнітання діоксиду вуглецю з метою витіснення залишкового газу підтверджують його технологічну ефективність.

У роботах [12, 13] наведено результати проведених лабораторних досліджень з витіснення залишкового газу діоксидом вуглецю, азотом та димовими газами з горизонтальних моделей однорідного та неоднорідного пласта. Результати лабораторних досліджень підтверджують високу технологічну ефективність використання неуглеводневих газів для витіснення залишкового газу з продуктивних покладів. Найбільший коефіцієнт вилучення газу отримано в експериментах у випадку використання в якості агента нагнітання діоксиду вуглецю.

Багаточисленними лабораторними та експериментальними дослідженнями підтверджено, що діоксид вуглецю добре розчиняється в пластовій воді. Завдяки високій розчинності, діоксид вуглецю буде розширюватися та розчинятися в пластовій воді, що забезпечує сповільнення її подальшого просування в сторону газонасиченої частини продуктивного покладу [14, 15].

Результати моделювання показують, що завдяки нагнітання діоксиду вуглецю приплив та просування пластової води стає контрольованим, що забезпечує значно вищі коефіцієнти вуглеводневилучення [16, 17].

З метою удосконалення існуючих технологій розробки одного з родовищ Мексики, яке характеризується водонапірним режимом розробки продуктивних покладів проведено моделювання процесу витіснення залишкового защемленого газу пластовою водою різними агентами нагнітання. В якості агентів нагнітання використано сухий газ, діоксид вуглецю, азот та димові гази. Отримані результати свідчать про те, що найефективнішим є варіант з нагнітання діоксиду вуглецю. Завдяки впровадженню даної технології видобувається частина защемленого газу водою. В зонах нагнітання діоксиду вуглецю різко зростає пластовий тиск та створюється додатковий гідродинамічний бар'єр, що ускладнює просування пластової води в продуктивні пласти та забезпечує значно вищі коефіцієнти вуглеводневилучення [18].

Теоретичні та експериментальні дослідження процесу нагнітання неуглеводневих газів з метою витіснення залишкового газу та сповільнення просування пластової води в продуктивні поклади підтверджують їх ефективність. Однак, до сьогодні не досліджені питання застосування агентів нагнітання, які б забезпечили найбільший ефект.

Результати проведених лабораторних та теоретичних досліджень свідчать про те, що кінцевий коефіцієнт вилучення природного газу в умовах прояву водонапірного режиму розробки при нагнітанні неуглеводневих газів в продуктивні поклади залежить від:

- тривалості періоду нагнітання неуглеводневого газу;
- ступеня неоднорідності колектору як за товщиною, так і за площею;
- схеми розміщення видобувних та нагнітальних свердловин по площі покладів;
- щільності сітки нагнітальних свердловин.

Для вдосконалення існуючих технологій розробки родовищ природного газу та підвищення кінцевого коефіцієнту вилучення газу шляхом нагнітання

діоксиду вуглецю в продуктивний поклад доцільно провести додаткові дослідження з використанням інструментів гідродинамічного моделювання.

5. Методи дослідження

Для проведення досліджень з підвищення коефіцієнту газовилучення в умовах прояву водонапірного режиму розробки продуктивних покладів та вдосконалення існуючих технологій розробки родовищ за таких умов використовувались основні інструменти гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger (США).

Дослідження виконано на основі синтетичної тривимірної моделі газоконденсатного покладу. Для відтворення фізичних процесів, що мають місце в продуктивному покладі при нагнітанні неуглеводневих газів створено композиційну PVT-модель з використанням модуля PVTi програмного забезпечення Eclipse [19, 20].

Газоконденсатний поклад розробляється на виснаження з використанням 5 видобувних свердловин. Дебіт газу видобувної свердловини становить 50 тис. м³/доб. Нагнітання діоксиду вуглецю здійснюється з темпом на рівні 50 тис. м³/доб в 1 свердловину. Відстань між видобувними свердловинами становить 400 м.

Дослідження проведено для нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад з використанням 4, 6, 8, 12, 16 нагнітальних свердловин, які рівномірно розміщені на межі початкового газоводяного контакту. Відстань між свердловинами становить 1100, 800, 600, 400, 300 метрів, відповідно. Розробка продуктивного покладу здійснюється до моменту прориву діоксиду вуглецю в останню видобувну свердловину.

В ході проведення досліджень для варіанту з нагнітанням неуглеводневого газу в продуктивні поклади фіксувався момент прориву діоксиду вуглецю в кожному з видобувних свердловин. З метою оцінки величини отриманого ефекту від впровадження досліджуваної технології при розробці продуктивного покладу на виснаження, видобувні свердловини зупинялись в той самий момент часу, що і при розробці покладу з нагнітанням діоксиду вуглецю.

Проведення досліджень для різної кількості нагнітальних свердловин зумовлює різну тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту прориву діоксиду вуглецю у видобувні свердловини. Враховуючи вищенаведене для кожного варіанту розробки покладу з нагнітанням діоксиду вуглецю розраховувався варіант розробки на виснаження відповідно до тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин, який зумовлений різною щільністю сітки нагнітальних свердловин.

На основі проведених досліджень здійснювався розрахунок основних технологічних показників розробки продуктивного покладу на момент прориву діоксиду вуглецю в одну із видобувних свердловин за величиною видобутої пластової води на момент його прориву. Результати досліджень оброблялись у вигляді графічних залежностей досліджуваних параметрів на момент прориву діоксиду вуглецю в одну із видобувних свердловин залежно від щільності сітки нагнітальних свердловин.

6. Результати досліджень

Результати виконаних досліджень свідчать про значний вплив на коефіцієнт газовилучення щільності сітки нагнітальних свердловин.

Аналізуючи результати моделювання розробки продуктивних покладів встановлено, що при нагнітанні діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту забезпечується підтримання пластового тиску на більш високому рівні, порівняно з розробкою покладів на виснаження.

Динаміка пластового тиску в часі для різної кількості нагнітальних свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю наведена на рис. 1.

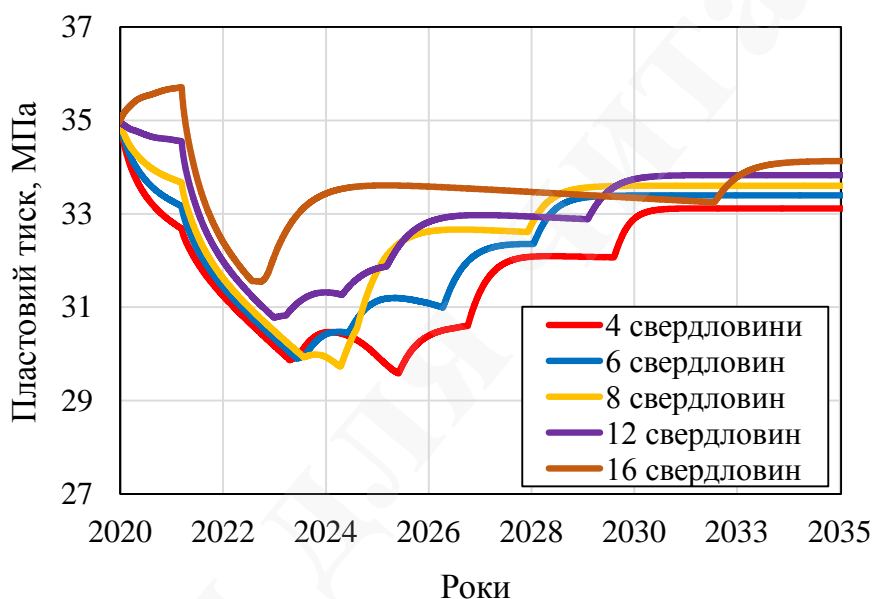


Рис. 1. Динаміка пластового тиску в часі при нагнітанні діоксиду вуглецю для різної кількості нагнітальних свердловин

Аналізуючи отримані результати, необхідно звернути увагу на характер залежностей динаміки пластового тиску в часі. Отриманий характер зміни пластового тиску в часі зумовлений відключенням видобувних свердловин у зв'язку з проривом діоксиду вуглецю, або обводненням. Також значний вплив на характер зміни пластового тиску має активність водонапірної системи та просування пластової води в продуктивні поклади, завдяки чому відбувається часткова компенсація величини середнього пластового тиску в процесі розробки продуктивного покладу.

За результатами проведених розрахунків встановлено, що збільшення кількості нагнітальних свердловин з 4 до 8 одиниць на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин не суттєво впливає на середній пластовий тиск в продуктивних покладах. Однак, наступне збільшення кількості нагнітальних свердловин призводить до збільшення середнього пластового тиску в продуктивних покладах. При забезпеченні співвідношення відстані 2,75:1 між видобувними та нагнітальними свердловинами досягається

максимальне значення пластового тиску на момент прориву діоксиду вуглецю у видобувні свердловини.

Залежності пластового тиску від кількості нагнітальних свердловин на момент прориву діоксиду вуглецю в видобувні свердловини та при розробці покладу на виснаження наведені на рис. 2.

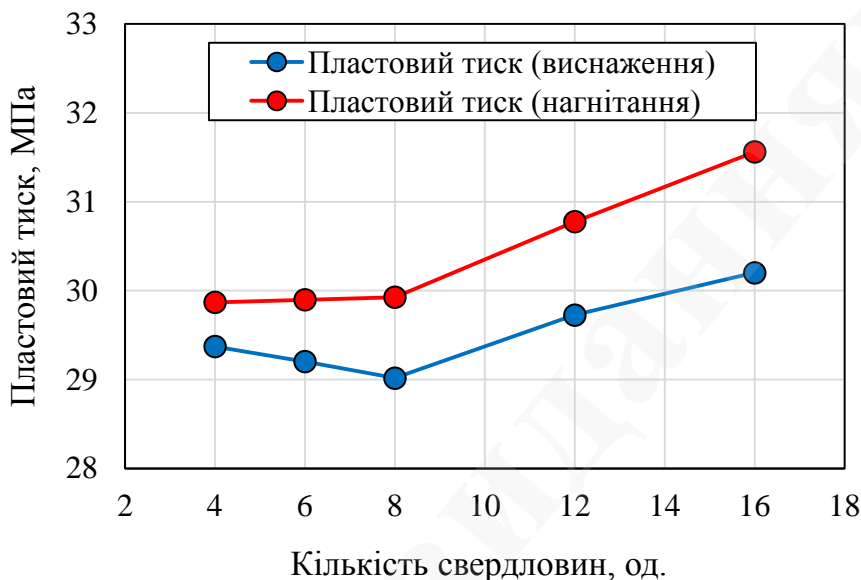


Рис. 2. Залежності пластового тиску від кількості нагнітальних свердловин на момент прориву діоксиду вуглецю в видобувні свердловини та при розробці покладу на виснаження

Аналізуючи час прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин встановлено, що збільшення кількості нагнітальних свердловин з 4 до 8 свердловин призводить до збільшення часу прориву діоксиду вуглецю у видобувні свердловини з 44 до 47 місяців. Наступне ущільнення сітки нагнітальних свердловин з 8 до 16 свердловин призводить до різкого зменшення часу прориву з 47 до 34 місяців.

На основі результатів моделювання, слід відмітити обсяги видобутку пластової води в залежності від щільності сітки нагнітальних свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю на початковому газоводяному контакті. Згідно отриманих результатів встановлено, що видобуток пластової води при збільшенні щільності сітки свердловин зменшується. У випадку використання 4 свердловин для нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад накопичений видобуток пластової води становив 169,71 тис. м³. При збільшенні кількості нагнітальних свердловин до 16 одиниць накопичений видобуток води на кінець розробки продуктивних покладів зменшився до 0,066 м³.

Динаміка накопиченого видобутку пластової води в часі при нагнітанні діоксиду вуглецю для різної кількості нагнітальних свердловин наведена на рис. 3.

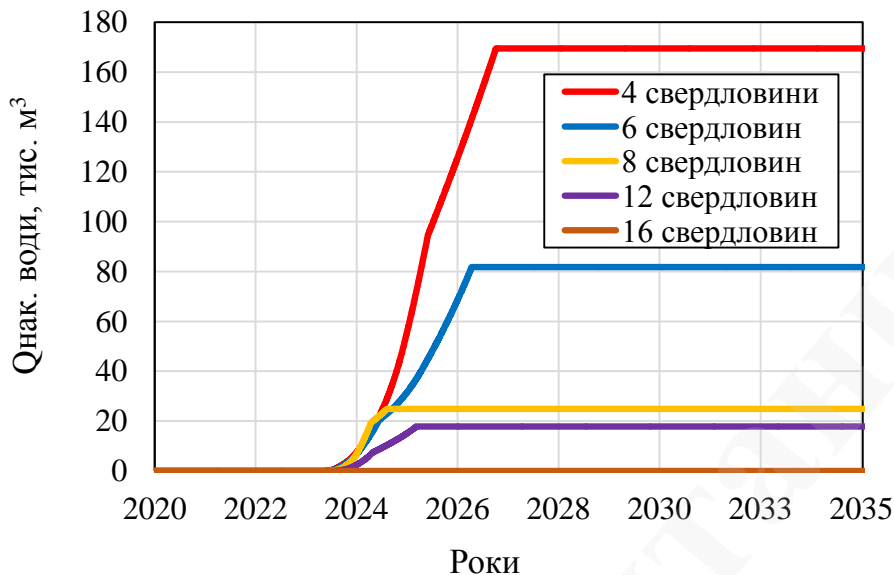
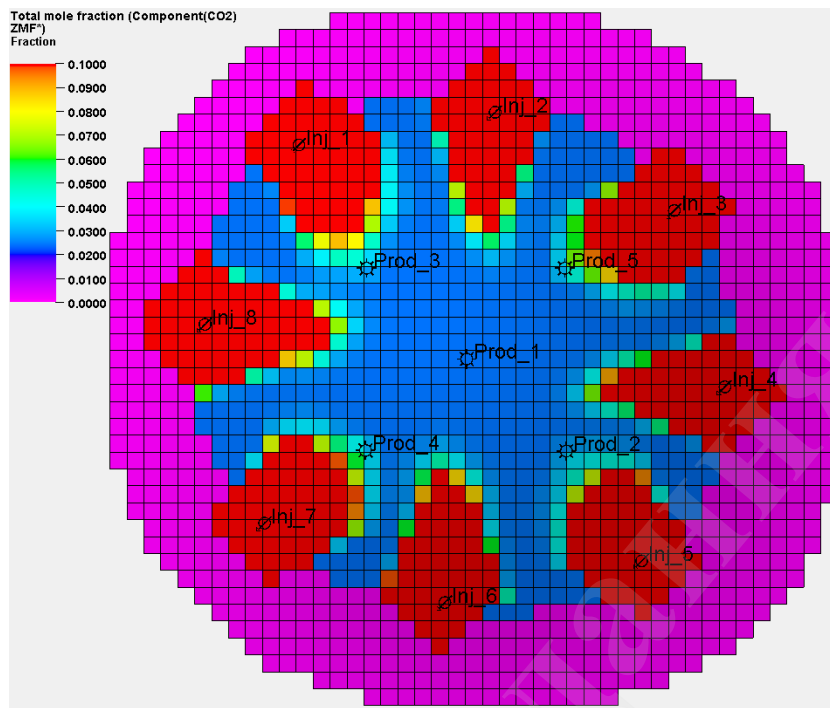


Рис. 3. Динаміка накопиченого видобутку пластової води в часі для різної кількості нагнітальних свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю

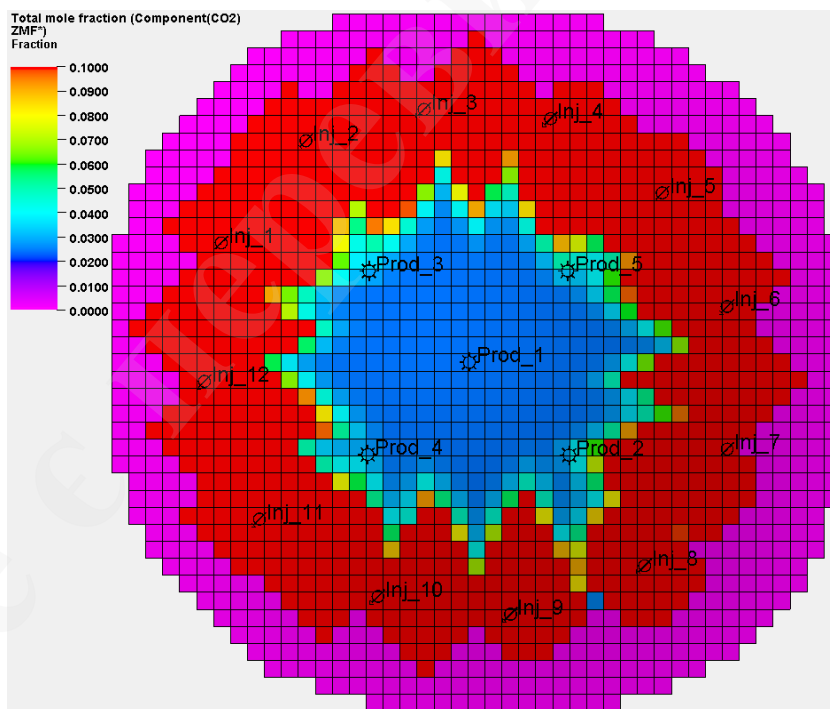
На основі проведеного аналізу основних технологічних показників розробки продуктивного покладу на виснаження та з нагнітанням діоксиду вуглецю в продуктивні поклади встановлено, що впровадження технології запомповування неуглеводневого газу на межі газоводяного контакту призводить до скорочення обсягів видобутку пластової води. Згідно результатів моделювання процесу нагнітання діоксиду вуглецю спостерігається сповільнення просування пластової води в продуктивні поклади, що обумовлює більшу надійність видобувних можливостей родовища.

Аналізуючи концентрацію діоксиду вуглецю на момент прориву його у видобувні свердловини для різної кількості нагнітальних свердловин встановлено, що збільшення щільності нагнітальних свердловин призводить до більш повного охоплення периметру газозносності діоксидом вуглецю. Завдяки цьому, блокування руху води проходить по більшій площі родовища, внаслідок чого проявляється значна ефективність застосування діоксиду вуглецю щодо ефективного блокування пластової води.

Концентрація діоксиду вуглецю на момент прориву в видобувні свердловини при використанні 8 та 16 нагнітальних свердловин наведена на рис. 4.



a



б

Рис. 4. Концентрація діоксиду вуглецю на момент прориву у видобувні свердловини при використанні: *a* – 8 нагнітальних свердловин; *б* – 16 нагнітальних 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 залежність коефіцієнта вилучення газу в залежності від щільності сітки нагнітальних свердловин на момент прориву діоксиду вуглецю в видобувні свердловини встановлено, що при збільшенні кількості нагнітальних свердловин з 4 до 8 одиниць досягається максимальне значення коефіцієнта вилучення газу 44,87 %. Подальше збільшення кількості нагнітальних свердловин призводить до різкого зменшення вуглеводневилучення по причині швидкого прориву діоксиду вуглецю в видобувні свердловини. Залежності коефіцієнта вилучення газу від кількості нагнітальних свердловин на момент прориву діоксиду вуглецю в видобувні свердловини наведено на рис. 5.

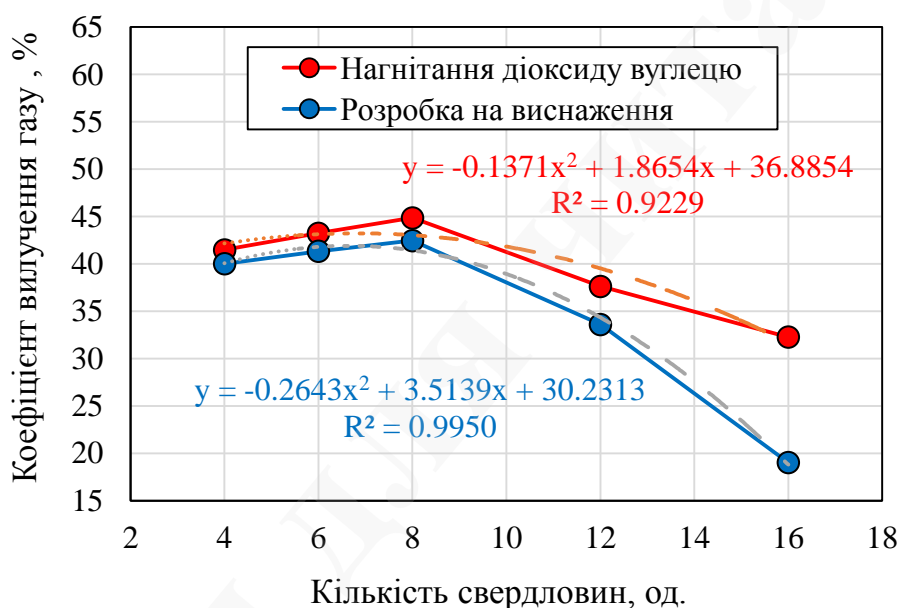


Рис. 5. Залежність коефіцієнта вилучення газу від кількості нагнітальних свердловин на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин

Коефіцієнт газовилучення для варіанту з нагнітанням діоксиду в залежності від кількості нагнітальних свердловин становить: 4 свердловини – 41,48 %; 6 свердловин – 43,24 %; 8 свердловин – 44,87 %; 12 свердловин – 37,63 %; 16 свердловини – 32,27 %.

Для варіанту розробки продуктивних покладів на виснаження коефіцієнт газовилучення в залежності від кількості нагнітальних свердловин становить: 4 свердловини – 40,01 %; 6 свердловин – 41,33 %; 8 свердловин – 42,46 %; 12 свердловин – 33,61 %; 16 свердловини – 19,03 %.

За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено оптимальне та максимальне значення кількості нагнітальних свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю в поклад. Оптимальне значення кількості нагнітальних свердловин на момент прориву діоксиду вуглецю в першу видобувну становить 7,86 (8) свердловин. Максимальне значення кількості нагнітальних свердловин згідно результатів статистичної обробки складає 6,8 (7) свердловин. Оптимальне співвідношення відстані між видобувною та

нагнітальною свердловиною становить 1,53:1 (612:400 м), а максимальне співвідношення – 1,8:1 (720:400 м).

Кінцевий коефіцієнт газовилучення для наведеного оптимального співвідношення відстані між нагнітальними та видобувними свердловинами становить 62,07 %, для максимального – 63,52 %. При розробці продуктивних покладів на виснаження кінцеві коефіцієнти вилучення газу для оптимального та максимального співвідношення відстані між нагнітальними та видобувними свердловинами становить 50,67 % та 51,72 %, відповідно.

7. SWOT-аналіз результатів досліджень

Strengths. На основі проведених досліджень за результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено оптимальне та максимальне значення кількості нагнітальних свердловин для нагнітання діоксиду вуглецю в поклад. Згідно аналізу результатів проведених досліджень встановлено технологічну ефективність використання неуглеводневих газів, а саме діоксиду вуглецю для контролю та регулювання просування пластової води. Завдяки впровадженню даної технології на початкових стадіях промислової розробки родовищ природних газів попереджується защемлення газу пластовою водою та забезпечуються значно вищі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення. Згідно результатів досліджень для оптимальної кількості нагнітальних свердловин досягається збільшення коефіцієнта вилучення газу на 11,4 %, в порівнянні з розробкою покладу на виснаження. Збільшення коефіцієнта вилучення для максимальної кількості нагнітальних свердловин становить 11,8 %.

Weaknesses. Дослідження впливу щільності сітки нагнітальних свердловин на коефіцієнт вилучення природного газу проведено на однорідній моделі газоконденсатного покладу. Враховуючи значну неоднорідність покладів вуглеводнів як за площею, так і за товщиною, отримані залежності за результатами проведених досліджень для реального родовища можуть носити інший характер. Для підтвердження ефективності впровадження технологій нагнітання діоксиду вуглецю на виробництві доцільно проводити додаткові гідродинамічні дослідження з використанням постійно діючих геолого-технологічних моделей родовищ вуглеводнів.

Opportunities. Впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі газоводяного контакту на виробництві з метою сповільнення просування пластової дозволить забезпечити значно вищі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення. Підвищення вуглеводневилучення з виснажених та обводнених родовищ вуглеводнів зумовлює необхідність використання результатів подібного роду досліджень з метою вдосконалення існуючих технологій розробки не тільки на родовищах України, але і в світовій практиці.

Threats. Для впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади для зменшення негативного впливу законтурних вод на процес видобування природного газу необхідно визначитись з джерелом його постачання на родовище. В промислових масштабах діоксид вуглецю виділяється із димових газів. Одним із альтернативних джерел отримання

діоксиду вуглецю може бути повітря. Завдяки будівництву установки розділення повітря отримується азот, діоксид вуглецю та аргон.

8. Висновки

1. Використовуючи цифрову тривимірну модель газоконденсатного покладу досліджено вплив щільності сітки нагнітальних свердловин на коефіцієнт газовилучення при нагнітанні діоксиду вуглецю на межі газоводяного контакту з метою сповільнення просування пластової води в продуктивний поклад. За результатами проведених досліджень встановлено, що збільшення щільності нагнітальних свердловин призводить до скорочення обсягів видобутку пластової води. Завдяки впровадженню технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади на межі газоводяного контакту досягається сповільнення просування пластової води в газонасичені горизонти та стає більш контрольованим процес обводнення родовища та подальшого видобутку природного газу.

Аналізуючи концентрацію діоксиду вуглецю на момент прориву його у видобувні свердловини для різної кількості нагнітальних свердловин встановлено, що збільшення щільності нагнітальних свердловин призводить до більш повного охоплення периметру газонасиченості діоксидом вуглецю. Завдяки цьому створюється штучний бар'єр, який призводить до більш ефективного блокування пластової води.

На основі проведених досліджень за результатами статистичної обробки розрахункових даних встановлено оптимальне та максимальне значення кількості нагнітальних свердловин. Оптимальне значення кількості нагнітальних свердловин на момент прориву діоксиду вуглецю становить 7,86 (8) свердловин. Максимальне значення кількості нагнітальних свердловин при цьому за результатами статистичної обробки становить 6,8 (7) свердловин.

2. Використовуючи результати проведених досліджень на основі тривимірної цифрової моделі газоконденсатного покладу здійснено прогнозування величини кінцевих коефіцієнтів вилучення газу згідно розглянутих варіантів моделювання. Кінцевий коефіцієнт газовилучення при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивні поклади для оптимального співвідношення відстані між нагнітальними та видобувними свердловинами становить 62,07 %, для максимального – 63,52 %. При розробці продуктивних покладів на виснаження кінцеві коефіцієнти вилучення газу для оптимального співвідношення відстані між нагнітальними та видобувними свердловинами становлять 50,67 %. Для максимального співвідношення коефіцієнт вилучення складає 51,72 %. 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.

Література

1. Boiko, V. S., Kondrat, R. M., Yaremiichuk, R. S. (1996). *Dovidnyk z naftohazovoi spravy*. Kyiv: Lviv, 620.

2. Kondrat, O. R., Kondrat, R. M. (2019). Pidvyshchennia hazovyluchennia z hazovykh rodovyshch pry vodonapirnomu rezhymi shliakhom rehuliuвання nadkhozhenia zakonturnoi plastovoi vody i vydobutku zeshchemlenoho hazu. *Naftohazova haluz Ukrainy*, 4, 21–26.
3. Boiko, V. S., Boiko, R. V., Keba, L. M., Seminskyi, O. V. (2006). Obvodnennia hazovykh i naftovykh sverdlovyn. *Mizhnarodna ekonomichna fundatsiia*. Kyiv, 791.
4. Gamal, M., Khairy, M., El-Banbi, A. H., Saad, S. M. (2016). An Approach for Determination of the Economically Optimal Production Controlling Parameters from Water Drive Oil Reservoirs. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. Dammam. doi: <http://doi.org/10.2118/182842-ms>
5. Matkivskyi, S. V., Kovalchuk, S. O., Burachok, O. V., Kondrat, O. R., Khaidarova, L. I. (2020). Doslidzhennia vplyvu neznachnogo proiavu vodonapirnoi systemy na dostovirnist materialnogo balansu kolektoriv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, 2 (75), 43–51. doi: [http://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-2\(75\)-43-51](http://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-2(75)-43-51)
6. Ter-Sarkisov, P. M. (1999). *Razrabotka mestorozhdenii prirodnykh gazov*. Moscow: Nedra, 659.
7. Kondrat, R. M. (2005). Active Influence on the Development of Natural Gas Fields with Water Drive Regime with the Aim of Increasing Gas Condensate Extraction. *Nauka ta Innovacii*, 1 (5), 12–23. doi: <http://doi.org/10.15407/scin1.05.012>
8. Geffen, T. M., Parrish, D. R., Haynes, G. W., Morse, R. A. (1952). Efficiency of Gas Displacement From Porous Media by Liquid Flooding. *Journal of Petroleum Technology*, 4 (2), 29–38. doi: <http://doi.org/10.2118/952029-g>
9. Chierici, G. L., Ciocci, G. M., Iong, G. (1963). Experimental Research on Gas Saturation Behind the Water Front in Gas Reservoirs Subjected to Water Drive. *Proc. Sixth World Pet. Cong. Sec IV Paper 17-PD6*. Frankfurt, 483–498.
10. Mirzadzhanzade, A. Kh., Durmishian, A. G., Kovalev, A. G. (1967). *Razrabotka gazokondensatnykh mestorozhdenii*. Moscow: Nedra, 356.
11. Zakirov, S. N., Korotaev, Iu. P., Kondrat, R. M. et. al. (1976). Teoriia vodonapornogo rezhima gazovykh mestorozhdenii. Moscow: Nedra, 240.
12. Sim, S. S. K., Brunelle, P., Turta, A. T., Singhal, A. K. (2008). Enhanced Gas Recovery and CO₂ Sequestration by Injection of Exhaust Gases From Combustion of Bitumen. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa. doi: <http://doi.org/10.2118/113468-ms>
13. Podiuk, V. G., Ter-Sarkisov, R. M., Nikolaev, V. A. et. al. (2000). Vytesnenie zaschemlennogo gaza azotom iz obvodnivshegosia plasta. *Gazovaia promyshlennost*, 12, 33–34.
14. Al-Hashami, A., Ren, S. R., Tohidi, B. (2005). CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage Reservoir Simulation and Economics. *SPE Europec/EAGE Annual Conference*. Madrid, 1–7. doi: <http://doi.org/10.2118/94129-ms>
15. Clancy, J. P., Gilchrist, R. E. (1983). Nitrogen injection Applications Emerge in the Rockies. *SPE Rocky Mountain Regional Meeting*. Salt Lake City. doi: <http://doi.org/10.2118/11848-ms>

16. Ogolo, N. A., Isebor, J. O., Onyekonwu, M. O. (2014). Feasibility Study of Improved Gas Recovery by Water Influx Control in Water Drive Gas Reservoirs. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Lagos. doi: <http://doi.org/10.2118/172364-ms>

17. Matkivskyi, S. V., Kondrat, O. R. (2020). Vplyv tryvalosti periodu nahnitannia dioksydu vuhletsiu na hazovyluchennia v umovakh proiavu vodonapirnoho rezhymu. *Study of modern problems of civilization*. Oslo, 135–139.

18. Cruz Lopez, J. A. (2000). Gas Injection As A Method For Improved Recovery In Gas-Condensate Reservoirs With Active Support. *SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico*. Villahermosa. doi: <http://doi.org/10.2118/58981-ms>

19. Whitson, C. H., Brule, M. R. (2000). *Phase Behavior*. Richardson, 240.

20. Burachok, O. V., Pershyn, D. V., Matkivskyi, S. V., Bikman, Ye. S., Kondrat, O. R. (2020). Osoblyvosti vidtvorennia rivniannia stanu hazokondensatnykh sumishei za umovy obmezhenoi vkhidnoi informatsii. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, 1 (74), 82–88. doi: [http://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1\(74\)-82-88](http://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1(74)-82-88)