Дослідження та методи аналізу

УДК 622.279.5
DOI: 10.31471/1993-9973-2022-4(85)-19-27

ВПЛИВ СТУПЕНЯ КОМПЕНСАЦІЇ ПОТОЧНОГО ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ НАГНІТАННЯМ СУХОГО ГАЗУ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ ВИДОБУВАННЯ РЕТРОГРАДНОГО КОНДЕНСАТУ

[1]С. В. Матківський, [2]О. Р. Кондрат

[1]Акціонерне Товариство «Укргазвидобування»; 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28, тел./факс (044) 272-31-15, e-mail: matkivskij@gmail.com

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ , вул. Карпатська, 15,тел. (03422) 4-21-95, e-mail: kondrat@nung.edu.ua

Для підвищення ефективності розробки газоконденсатних родовищ із значними запасами ретроградного конденсату проведено дослідження ефективності технології підтримання пластового тиску з використанням сухого газу на основі неоднорідної цифрової тривимірної моделі. Згідно з результатами моделювання встановлено, що у випадку нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад знижуються питомі втрати конденсату в пласті за рахунок стабілізації та підтримання пластового тиску на вищому порівняно з розробкою на виснаження рівні. Результати моделювання свідчать про те, що завдяки впровадженню технології підтримання пластового тиску зменшується насиченість порового простору конденсатом та, відповідно, забезпечується додатковий його видобуток переважно в газовій фазі на поверхню. Зі збільшенням ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу підвищується накопичений видобуток конденсату та, відповідно, кінцевий коефіцієнт вуглеводневилучення. За результатами проведених розрахунків підвищення коефіцієнтів вилучення конденсату залежно від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу становить: 0,5–3,57 % ; 0,75–5,01 %; 1–6,08 %; 1,25–6,93 %; 1,5–7,70 %. На основі результатів статистичного аналізу розрахункових даних визначено оптимальне значення ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу, яке становить 0,972. Підвищення кінцевого коефіцієнта вилучення конденсату для наведеного оптимального значення ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу дорівнює 5,96 %. Результати проведених досліджень свідчать про високу технологічну ефективність впровадження технологій підтримання пластового тиску про розробці газоконденсатних родовищ із значними запасами конденсату.

Ключові слова: цифрове моделювання, газоконденсатний поклад, ретроградна конденсація, технології підвищення конденсатовилучення, нагнітання сухого газу.

To increase the efficiency of development of gas condensate fields with significant reserves of retrograde condensate, a study was made of the effectiveness of the technology for maintaining formation pressure using dry gas based on a heterogeneous three-dimensional digital model. According to the simulation results, it was found that in the case of dry gas injection into a gas condensate reservoir, the specific losses of condensate in the reservoir are reduced due to stabilization and maintenance of formation pressure at a higher level compared to depletion development. The simulation results indicate that due to the introduction of formation pressure maintenance technology, the saturation of the pore space with precipitated condensate decreases and accordingly its additional production is

provided mainly in the gas phase to the surface. With an increase in the degree of compensation for the current hydrocarbon production by dry gas injection, the cumulative condensate production and accordingly the final hydrocarbon coefficient increase. According to the results of the calculations, the increase in condensate recovery factors, depending on the degree of compensation for the current hydrocarbon production by dry gas injection, is: 0.5 - 3.57 %; 0.75 - 5.01 %; 1 - 6.08 %; 1.25 - 6.93 %; 1.5 - 7.70 %. Based on the results of a statistical analysis of the calculated data, the optimal value of the degree of compensation for the current hydrocarbon production by dry gas injection was determined, which is 0.972. The increase in the final condensate recovery factor for the optimal reduced degree of compensation for the current hydrocarbon production by dry gas injection is 5.96 %. The results of the studies carried out testify to the high technological efficiency of the introduction of formation pressure maintenance technologies for the development of gas condensate fields with significant condensate reserves.

Key words: digital modeling, gas condensate reservoir, retrograde condensation, enhanced condensate recovery technologies, dry gas injection.

Вступ

Економіка будь-якої держави ґрунтується на виробництві матеріальних і духовних благ, сукупність яких обумовлює сприятливі умови життєдіяльності людини. Особливу роль в економіці держави відіграє нафтогазова промисловість, оскільки природні вуглеводні є джерелом вироблення енергій [1].

Теперішнє суспільство повною мірою залежить від нафти і газу, а перехід на відновлювальні джерела енергії потребує великих коштів та часу. У зв'язку з цим на поточний час дуже гостро стоїть питання підвищення ефективності розробки нафтогазових родовищ України та нарощення видобутку вуглеводнів [2-3].

При проєктуванні розробки родовищ вуглеводнів особливу увагу слід приділити газоконденсатним родовищам з високим початковим вмістом конденсату, переважна більшість яких розробляється на природних режимах виснаження пластової енергії.

Розробка газоконденсатних родовищ на виснаження супроводжується фазовими перетвореннями вуглеводневої суміші, що обумовлює значні втрати конденсату в поровому просторі. Сконденсовані вуглеводні перебувають в нерухомому стані, оскільки насиченість породи-колектора зазвичай не перевищує 10-20 % та є значно нижчою за критичне значення насиченості, при якому він стає мобільним [4].

Масоперенесення конденсату відбувається виключно в обмежених зонах пласта, особливо в безпосередній близькості до вибою видобувних свердловин, що обумовлено додатковими втратами конденсату в лійці депресії [5-6].

Промисловий досвід розробки газоконденсатних родовищ з високим вмістом конденсату, а також результати численних лабораторних та теоретичних досліджень свідчать про те, що при розробці на режимі виснаження пластової енергії досягається низький ступінь вилучення вуглеводнів. Кінцеві коефіцієнти конденсатовилучення за таких умов становлять 15-40 % та залежать від особливостей газоконденсатних характеристик, тобто питомих втрат конденсату на одиницю зниження пластового тиску [7-9].

Для підвищення ефективності розробки розвіданих запасів нафти і газу та підвищення кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення виникає необхідність у проведенні додаткових досліджень, на основі яких будуть розроблені високоефективні технології розробки, які забезпечать високі техніко-економічні показники за мінімальних витрат.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій.

Переважна більшість газоконденсатних родовищ розробляється на виснаження. При розробці продуктивних покладів внаслідок зниження пластового тиску відбувається процес диференціальної конденсації важких вуглеводнів. У зв'язку з цим відбувається збільшення питомих і сумарних втрат конденсату в пласті та, відповідно, зменшення вмісту важких вуглеводнів у видобувній газоконденсатній суміші [10-12].

Підвищення ефективності розробки газоконденсатних родовищ з високим вмістом конденсату можливе за умов попередження випадіння конденсату в пластових умовах шляхом оптимізації розробки родовищ із забезпеченням рівномірного дренування покладів, активної дії на процес розробки, а саме, на пластовий тиск, температуру, склад пластової суміші та пористе середовище [13-15].

Збільшення кінцевого вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ можливе такими способами [16-25]:

- Створенням підземних сховищ газу у виснажених газоконденсатних родовищах. Таким чином, в процесі закачування сухого газу в сховище частина конденсату з рідкої фази переходить в газову і при повторному видобуванні газу піднімається на поверхню.

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

- Нагнітанням в газоконденсатний пласт сухого (відбензиненого) газу (сайклінг-процес) з метою випаровування частини випалого в привибійній зоні конденсату з подальшою розробкою родовища в режимі виснаження пластової енергії.

- Витісненням ретроградного конденсату з привибійної зони пласта газом, збагаченим пропан-бутановою фракцією.

- Витіснення випалого у пласті конденсату облямівкою міцелярних розчинів, діоксидом вуглецю та різного роду вуглеводневими розчинниками (зрідженим нафтовим газом, широкою фракцією легких вуглеводнів), які змішуються з конденсатом з наступним витісненням їх сухим газом.

Результати численних досліджень на різних родовищах показали, що оброблення привибійної зони пласта різного роду розчинниками дозволяє видобути 10-17 % випалого конденсату, а у випадку використання як агенту нагнітання - збагаченого газу - до 40 %. Основний недолік при цьому полягає в необхідності проводити значну кількість оброблень привибійної зони пласта, оскільки конденсат повторно насичує поровий простір. Зважаючи на вищенаведене, даний метод доцільно застосовувати для газоконденсатних покладів з незначним вмістом конденсату [3, 26-27].

Високою технологічною ефективністю характеризується метод покращення продуктивності свердловин з використання гідрофільних розчинів. Фізична суть даного методу полягає в створенні зони гідрофільності. Об'єм нагнітання гідрофільної речовини розраховується з урахуванням насиченості пор конденсатом. При нагнітанні гідрофільного розчину в продуктивний пласт він займає крайові частини пор, в той час як конденсат, який є гідрофобною рідиною, – центральну частину. Фільтраційний опір в центральній частині є найменшим, що обумовлює збільшення фазової проникності за конденсатом і, як результат, зменшення насиченості привибійної зони пласта конденсатом.

Результатом застосування цього методу інтенсифікації видобутку вуглеводнів є попередження накопичення випалого конденсату у привибійній зоні пласта за рахунок збільшення його рухливості. Це забезпечує стабільну роботу видобувних свердловин протягом тривалішого періоду розробки газоконденсатного покладу та, відповідно, збільшення кінцевих коефіцієнтів вилучення газу та конденсату [6, 28].

Якщо привибійна зона пласта забруднена рідкими вуглеводнями, то рекомендується очищувати пористе середовище шляхом нагнітання вуглеводневого розчинника (широку фракцію легких вуглеводнів тощо).

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Підвищення вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ з високим початковим вмістом конденсату в пластовому газі можливе за рахунок впровадження вторинних технологій розробки, які забезпечують значно вищі кінцеві коефіцієнти вилучення конденсату порівняно з розробкою на виснаження. Найбільш відомими технологіями є сайклінг-процес та інші технології підтримання пластового тиску.

В Україні технології підтримання пластового тиску (а саме, сайклінг-процес) впроваджувався на Куличихінському, Тимофіївському, Котелевському та Новотроїцькому родовищах. На Березівському родовищі здійснювався внутрішньо-свердловинний перепуск пластового газу.

Промисловий досвід розробки цих родовищ свідчить про існування значних технологічних обмежень щодо реалізації такого роду технологій, що, в основному, зумовлено особливостями геологічної будови, а саме неоднорідністю продуктивних покладів як за площею, так і за товщиною.

Зважаючи на вищенаведене, виникає необхідність в удосконаленні існуючих та створенні нових високоефективних технологій розробки родовищ з високим вмістом конденсату в пластовому газі. Досягнути цього можна шляхом проведення додаткових досліджень з використанням основних інструментів цифрового моделювання відповідно до світової практики проєктування розробки родовищ вуглеводнів на основі постійно діючих геолого-технологічних моделей.

Мета та завдання досліджень

Основною метою та завданням даних досліджень є оптимізація технології нагнітання сухого газу в поклади з високим вмістом конденсату в пластовому газі для підвищення ефективності розробки розвіданих запасів вуглеводнів газоконденсатних родовищ та збільшення їх кінцевого вуглеводневилучення.

Виклад основного матеріалу досліджень

Дослідження з підвищення вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ з високим вмістом конденсату в пластовому газі виконано на основі цифрової тривимірної моделі з наступними параметрами: початковий пластовий тиск – 45 МПа, пластова температура – 393 К,

товщина пласта – 15 м, коефіцієнт пористості – 0,14, газонасиченість – 0,8, коефіцієнт проникності – $7{,}2 \cdot 10^{-3}$ мкм^2, глибина залягання покладу – 4500 м. Початкові запаси газу становлять 2291 млн м^3, а запаси конденсату – 863,2 тис. м^3.

Розрахунки виконано для різного ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу (0,5, 0,75, 1, 1,25, 1,5). Технологія підтримання пластового тиску реалізовується при виснаженості покладу на рівні 50 % впродовж 36 місяців.

Для урахування фізичних процесів, що мають місце при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад, створено та використано в подальшому композиційну PVT модель [29-30].

За результатами моделювання встановлено, що нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад обумовлює підтримання пластового тиску на рівні, вищому порівняно з розробкою на виснаження. Аналізуючи результати проведених досліджень, встановлено, що чим більший ступінь компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу, тим вищий середній пластовий тиск в продуктивному покладі.

Динаміка пластового тиску від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу та при розробці газоконденсатного покладу на виснаження наведена на рисунку 1.

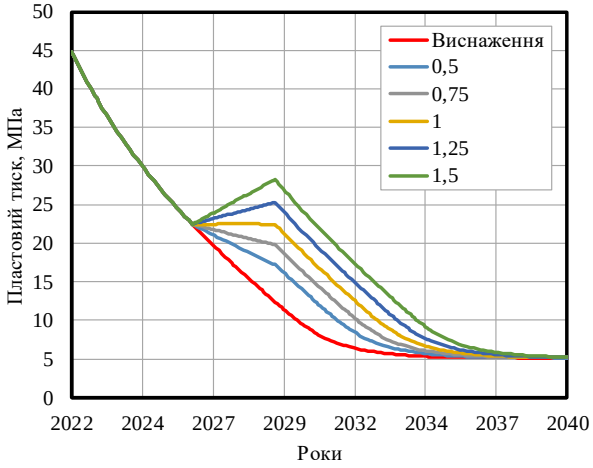

Рисунок 1 – Динаміка пластового тиску від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу та при розробці газоконденсатного покладу на виснаження

На основі результатів моделювання здійснено розрахунок основних технологічних показників розробки газоконденсатного покладу. Результати розрахунків свідчать про те, що у випадку реалізації технології підтримання пластового тиску забезпечуються значно вищі технологічні показники розробки порівняно з розробкою на виснаження.

Динаміка накопиченого видобутку конденсату від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу та при розробці газоконденсатного покладу на виснаження наведена на рисунку 2.

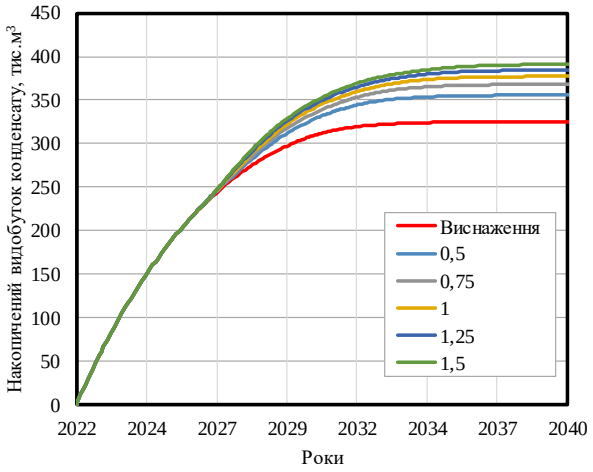

Рисунок 2 – Динаміка накопиченого видобутку конденсату від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу та при розробці газоконденсатного покладу на виснаження

За результатами проведених розрахунків встановлено, що накопичений видобуток конденсату в залежності від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу становить: 0,5–359,60 тис. м^3; 0,75–374,87 тис. м^3; 1–374,61 тис. м^3; 1,25–370,72 тис. м^3; 1,5–364,73 тис. м^3. При розробці газоконденсатного покладу на виснаження накопичений видобуток конденсату дорівнює 324,90 тис. м^3.

Результати досліджень свідчать про те, що збільшення ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу обумовлює збільшення накопиченого видобутку конденсату. Досягається такого результату завдяки сповільненню процесу ретроградної конденсації важких вуглеводнів за рахунок підтримання пластового тиску на вищому рівні порівняно з варіантом розробки на виснаження. Таким чином досягається зменшення питомих втрат конденсату в поровому просторі при зниженні пластового тиску на 1 МПа. Чим вищий ступінь компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу в поклад, тим меші питомі втрати конденсату та, відповідно, вищий накопичений видобуток.

Аналізуючи результати моделювання, встановлено, що найбільше насичення порово-

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

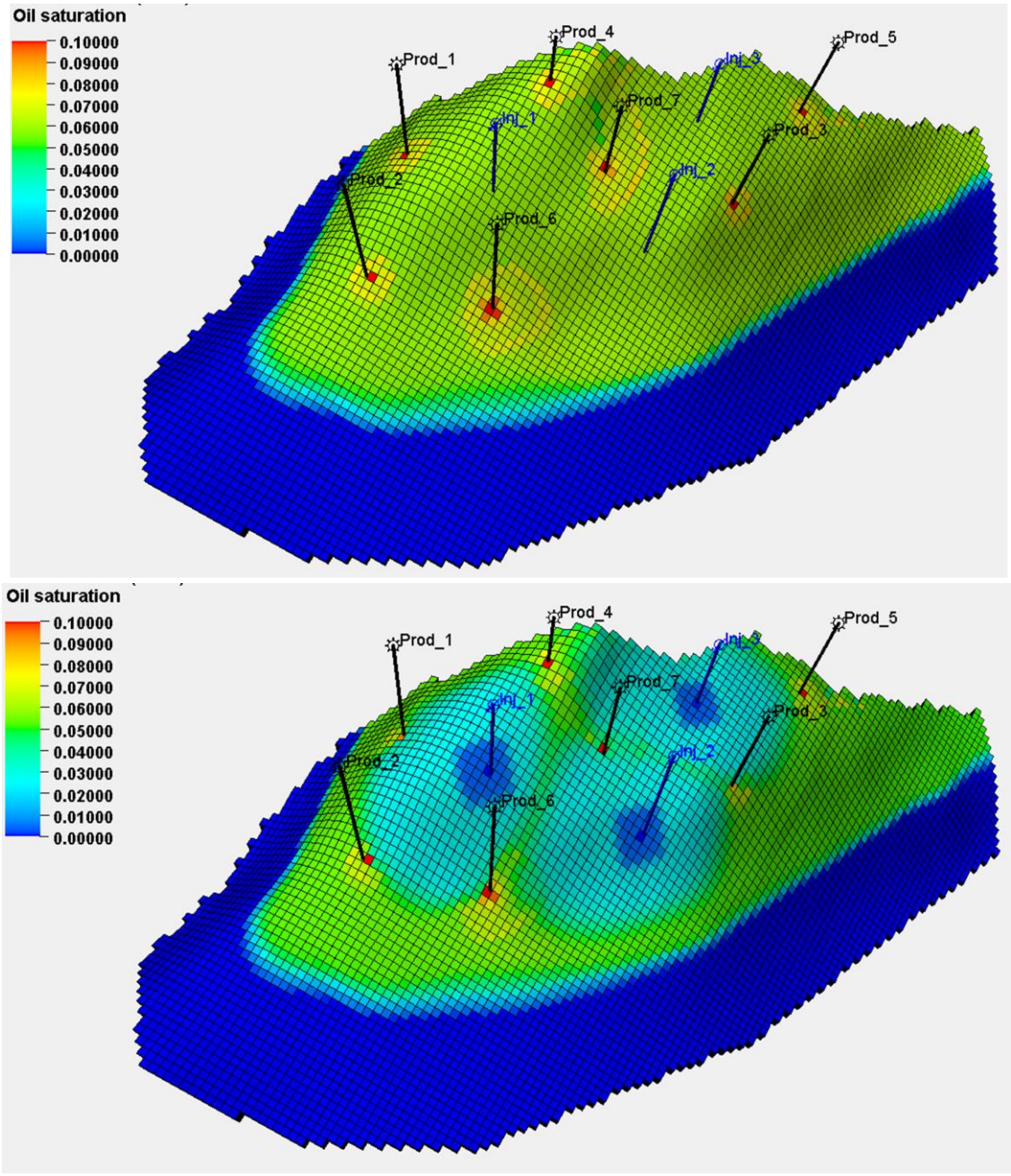

Рисунок 3 – Насиченість порового простору сконденсованими вуглеводнями при розробці газоконденсатного покладу на виснаження (а) та при компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу на рівні 1,5 (б) на момент зупинки процесу підтримання пластового тиску

го простору випалим конденсатом поблизу вибою видобувних свердловин. Пояснюється це характером зміни пластового тиску навколо видобувних свердловини, а саме, існуванням лійки депресії, що обумовлює додаткові втрати конденсату в привибійній зоні пласта. Розміри лійки депресії залежать від неоднорідності фільтраційно-ємнісних властивостей порід колекторів продуктивного покладу як за площею, так і за товщиною, а також технологічних режимів експлуатації видобувних свердловин.

Результати моделювання свідчать про те, що у випадку впровадження технології підтримання пластового тиску з використанням сухого газу зменшується насиченість порового простору сконденсованими вуглеводнями в зонах розміщення нагнітальних свердловин.

Насиченість порового простору сконденсованими вуглеводнями при компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу на рівні 1,5 та при розробці на виснаження на момент зупинки процесу підтримання пластового тиску наведено на рисунку 3.

Таблиця 1 – Результати розрахунків накопиченого видобутку конденсату від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу та при розробці газоконденсатного покладу на виснаження

Ступінь компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу	Коефіцієнт вилучення конденсату, %		
	Виснаження	Нагнітання	Ефект
0,5	37,64	41,21	3,57
0,75	37,64	42,65	5,01
1,0	37,64	43,72	6,08
1,25	37,64	44,57	6,93
1,5	37,64	45,34	7,70

На основі результатів моделювання слід відмітити, що завдяки впровадженню технології нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад відбувається витіснення раніше випалого в пласті нерухомого конденсату до видобувних свердловин з наступним його видобутком на поверхню.

За результатами проведених досліджень здійснено розрахунок прогнозних коефіцієнтів вилучення конденсату залежно від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу та при розробці газоконденсатного покладу на виснаження. Результати розрахунків наведено в таблиці 1.

Результати розрахунків свідчать про те, що прогнозний коефіцієнт вилучення конденсату залежно від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу становить: 0,5 – 41,21 % ; 0,75 – 42,65 %; 1 – 43,72 %; 1,25 – 44,57 %; 1,5 – 45,34 %. При розробці покладу на виснаження накопичений видобуток конденсату при цьому становить 37,64 %.

Залежності коефіцієнтів вилучення конденсату від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу та при розробці газоконденсатного покладу на виснаження наведені на рисунку 4.

За результатами проведених розрахунків прогнозний приріст коефіцієнтів вилучення конденсату залежно від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу становить: 0,5–3,57 % ; 0,75–5,01 %; 1–6,08 %; 1,25–6,93 %; 1,5–7,70 %.

На основі результатів обробки розрахункових даних визначено оптимальне значення ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу, яке становить 0,972. Підвищення кінцевого коефіцієнта вилучення конденсату для наведеного оптимального значення ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу дорівнює 5,96 %.

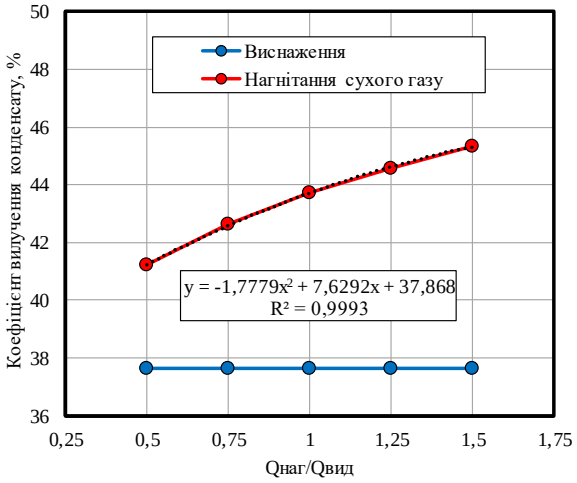

Рисунок 4 – Залежності коефіцієнтів вилучення конденсату від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу та при розробці газоконденсатного покладу на виснаження

Висновок

Для підвищення ефективності розробки виснажених газоконденсатних родовищ із значними залишковими запасами газу та конденсату проведено дослідження з використанням програмних комплексів Eclipse та Petrel компанії Schlumberger на основі цифрової тривимірної моделі.

Результати моделювання свідчать про те, що у випадку впровадження технології нагнітання сухого газу в продуктивний поклад зменшуються питомі втрати конденсату на одиницю зниження пластового тиску. Також варто відзначити, що завдяки нагнітанню сухого газу в поклад відбувається розчинення частини випалого конденсату в газі та забезпечується ефективний його видобуток на поверхню.

Зі збільшенням ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу збільшується накопичений видобуток конденсату, а отже, і кінцевий коефіцієнт конденсатовилучення. Таким чином, за результа-

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

тами статистичного аналізу розрахункових даних визначено оптимальне значення ступеня компенсації видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу, яке становить 0,972. Кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату для встановленого оптимального значення дорівнює 44,9 %, а при розробці на виснаження – 37,64 %. Збільшення прогнозного коефіцієнта конденсатовилучення становить 7,26 %.

На основі результатів проведених досліджень встановлено високу технологічну ефективність впровадження технології нагнітання сухого газу при розробці газоконденсатних родовищ із значними запасами ретроградного конденсату.

Література

1. Кудря С.А. Стан та перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні. *Вісн. НАН України*. 2015, № 12. С.19-26.

2. Матківський С.В. Технології уловлювання техногенного діоксиду вуглецю та перспективи його утилізації у виснажених нафтогазових родовищах. *Нафтогазова енергетика*. 2021. №. 2(36). С. 31-41. https://doi.org/10.31471/1993-9868-2021-2(36)-31-41

3. Matkivskyi 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*. 2020. P. 1-10. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001011

4. Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. М.: Недра. 1992. 255 с.

5. Кривуля С.В., Бікман Є.С., Кондрат О.Р., Матківський С.В. Перспективи дорозробки газоконденсатних родовищ із значними запасами ретроградного конденсату. *Матеріали Міжнар. наук.-практ. конф*. Івано-Франківськ, 8-9 грудня. 2020. С. 99-102.

6. Matkivskyi S., Khaidarova L. Increasing the Productivity of Gas Wells in Conditions of High Water Factors. *Eastern Europe Subsurface Conference*. 2021. Pp. 1-16 https://doi.org/10.2118/208564-MS

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

8. Мартынова М.А., Степанова Г.С., Качалов О.Б., Расизаде Я.М. Извлечение выпавшего конденсата на поздней стадии разработки газоконденсатного месторождения. *Газовая промышленность*. 1976. № 6. С. 31-33.

9. Гуревич, Г. Р. Способы повышения конденсатоотдачи пластов. *Ежегодник «Итоги науки и техники». Серия «Разработка нефтяных и газовых месторождений»*. 1985. Т.16. С. 132-184

10. Davidovskiy A., Abramochkin S., Lopatina N. Multiphase Gas-Condensate Metering Tests with Individual Fluid Properties Model. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. 2017. https://doi.org/10.2118/187753-MS

11. Bikman Ye. Forecasting Hydrocarbon Production at Gas Condensate Fields Considering Phase Transformations of Reservoir Systems. *SPE Eastern Europe Subsurface Conference*. 2021. https://doi.org/10.2118/208562-MS

12. Бурачок О.В. Підвищення ефективності вилучення вуглеводнів на різних стадіях розробки газоконденсатних родовищ: дис. доктора філософії. Івано-Франківськ, 2021. 247 с.

13. Закиров С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна. 1998. 628 с.

14. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р. Комплексна технологія збільшення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ. *Наука та інновації*. 2005. № 5. С. 24-39.

15. Бікман Є.С., Дячук В.В. Оптимізація систем розробки газоконденсатних родовищ України з високим вмістом вуглеводнів С5+ в пластовому газі. *Проблеми нафтогазової промисловості*. 2006. №3. С. 165–168.

16. Закиров С. Н. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С. Н. Закиров, И. С. Закиров, М. Н. Батанова [и др.]. М.-Ижевск. Ч. 1. 520 с.

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

18. Matkivskyi S., Kondrat O. The influence of nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. № 1(6 (109), Pp. 77–84. https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244

19. Matkivskyi S., Burachok O. Impact of Reservoir Heterogeneity on the Control of Water Encroachment into Gas-Condensate Reservoirs during CO2 Injection. *Management Systems in Production Engineering*. 2022. Vol. 30. Iss. 1. Pp. 62-68. https://doi.org/10.2478/mspe-2022-0008

20. Пешкин М.А. Вытеснение выпавшего конденсата оторочкой углеводородного мицеллярного раствора. *Газовая промышленность*. 1977. №2. С. 35-36.

21. Тер-Саркисов Р.М. Использование обогащенного газа для повышения конденсатотдачи. *Газовая промышленность*. 1982. №10. С. 26-28.

22. Петренко В.И., Ильченко Л.А., Доготь А.Я. Факторы, влияющие на углеводородоотдачу газоконденсатных месторождений в сложных геологических и термобарических условиях. *Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. 1988. №9. 50 с.

23. Басниев К.С., Ливада Г.М., Сошнин Н.М. Метод добычи выпавшего в пласте конденсата на поздней стадии разработки месторождений. *Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. 1973. №12. С. 13-20.

24. Matkivskyi S., Kondrat O. Studying the influence of the carbon dioxide injection period duration on the gas recovery factor during the gas condensate fields development under water drive. *Mining of Mineral Deposits*. 2021. Vol. 15. Iss. 2. Pp. 95-101. https://doi.org/10.33271/mining15.02.095

25. Тер-Саркисов Р.М., Пешкин М.А. Применение двуокиси углерода для извлечения выпавшего в пласте конденсата. *Вопросы проектир. и экспл. месторожд. со сложным составом газа*. М.: ВНИИгаз. 1983. С. 83-92.

26. Тер-Саркисов Р.М. Новая концепция воздействия на газоконденсатную залежь. *Газовая промышленность*. 1997. № 6. С. 16-18.

27. Гриценко А. И., Тер-Саркисов Р. М., Клапчук О. В. [и др.] Закачка жидких углеводородов в пласт для повышения нефтеконденсатоотдачи. *Разраб. и экспл. газ. и газоконденс. месторожд*. М: ВНИИЭгазпром. 1980. №. 6. 39 с.

28. Кондрат Р. М., Марчук Ю. В. Технология и техника эксплуатации газоконденсатных скважин в осложненных условиях. *Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. 1989. № 7. 38 с.

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

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

References

1. Kudrya S.A. Stan ta perspektyvy rozvytku vidnovlyuvanoyi enerhetyky v Ukraini. *Visn. NAN Ukrayiny*, 2015, No 12. P.19-26. [in Ukrainian]

2. Matkivs′kyy S.V. Tekhnolohiyi ulovl-?uvannya tekhnohennoho dioksydu vuhletsyu ta perspektyvy yoho utylizatsiyi u vysnazhenykh naftohazovykh rodovyshchakh. *Naftohazova enerhetyka*. 2021. No. 2(36). P. 31-41 https://doi.org/10.31471/1993-9868-2021-2(36)-31-41 [in Ukrainian]

3. Matkivskyi 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*. 2020. P. 1-10. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001011

4. Kondrat R.M. Gazokondensatootdacha plastov. M.: Nedra. 1992. 255 p. [in Russian]

5. Kryvulya S.V., Bikman YE.S., Kondrat O.R., Matkivs′kyy S.V. Perspektyvy dorozrobky hazokondensatnykh rodovyshch iz znachnymy zapasamy retrohradnoho kondensatu: *materialy Mizhnar. nauk.-prakt. konf*. Ivano-Frankivs′k. 8-9 hrudnya. 2020. P. 99-102. [in Ukrainian]

6. Matkivskyi S., Khaidarova L. Increasing the Productivity of Gas Wells in Conditions of High Water Factors. *Eastern Europe Subsurface Conference*. 2021. P. 1-16 https://doi.org/10.2118/208564-MS

7. Boyko V.S., Kondrat R.M., Yaremiychuk R.S . Dovidnyk z naftohazovoyi spravy. K.: L′viv. 1996. 620 p. [in Ukrainian]

8. Martynova M.A., Stepanova G.S., Kachalov O.B., Rasizade YA.M. Izvlecheniye vypavshego kondensata na pozdney stadii razrabotki gazokondensatnogo mestorozhdeniya. *Gazovaya promyshlennost*. 1976. No 6. P. 31-33. [in Russian]

9. Gurevich, G. R. Sposoby povysheniya kondensatootdachi plastov. *Yezhegodnik «Itogi nauki i tekhniki». Seriya «Razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy»*. 1985. Vol. 16. P. 132-184. [in Russian]

10. Davidovskiy A., Abramochkin S., Lopatina N. Multiphase Gas-Condensate Metering Tests with Individual Fluid Properties Model. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. 2017. https://doi.org/10.2118/187753-MS

11. Bikman Ye. Forecasting Hydrocarbon Production at Gas Condensate Fields Considering Phase Transformations of Reservoir Systems. *SPE Eastern Europe Subsurface Conference*. 2021. https://doi.org/10.2118/208562-MS

12. Burachok O.V. Pidvyshchennya efektyvnosti vyluchennya vuhlevodniv na riznykh stadiyakh rozrobky hazokondensatnykh rodovyshch: dys. doctora philosofii. Ivano-Frankivsk, 2021. 247 p. [in Ukrainian]

13. Zakirov S. N. Razrabotka hazovykh, hazokondensatnykh i neftekondensatnykh mestorozhdenij. M.: Struna, 1998. 628 p. [in Russian]

14. Kondrat R. M., Kondrat O. R. Kompleksna tekhnolohiya zbil′shennya vuhlevodnevyluchennya z vysnazhenykh hazokondensatnykh rodovyshch. *Nauka ta innovatsiyi*. 2005. No 5. P. 24-39. [in Ukrainian]

15. Bikman Ye.S., Dyachuk V.V. Optymizatsiya system rozrobky hazokondensatnykh rodovyshch Ukrayiny z vysokym vmistom vuhlevodniv S5+ v plastovomu hazi. *Problemy naftohazovoyi promyslovosti*. 2006. No 3. P. 165–168. [in Ukrainian]

16. Zakirov S. N. Novyye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza / S. N. Zakirov, I. S. Zakirov, M. N. Batanova [i dr.]. M.-Izhevsk. CH. 1. 520 p. [in Russian]

17. Leontyev I.A., Petrenko V.I., Rassokhin G.V. Ob effekte vymyvaniya kondensata plastovoy vodoy pri razrabotke gazokondensatnykh mestorozhdeniy. *Gazovoye delo*. 1968. No 3. P. 3-5. [in Russian]

18. Matkivskyi S., Kondrat O. The influence of nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. No 1(6 (109), P. 77–84. https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244

19. Matkivskyi S., Burachok O. Impact of Reservoir Heterogeneity on the Control of Water Encroachment into Gas-Condensate Reservoirs during CO2 Injection. *Management Systems in Production Engineering*. 2022. Vol. 30. Iss. 1. P 62-68. https://doi.org/10.2478/mspe-2022-0008

20. Peshkin M.A. Vytesneniye vypavshego kondensata otorochkoy uglevodorodnogo mitsellyarnogo rastvora. *Gazovaya promyshlennost*. 1977. No 2. P. 35-36. [in Russian]

21. Ter-Sarkisov R.M. Ispol'zovaniye obogashchennogo gaza dlya povysheniya kondensatootdachi. *Gazovaya promyshlennost*. 1982. No 10. P. 26-28. [in Russian]

22. Petrenko V.I., Il'chenko L.A., Dogot A.Ya. Faktory, vliyayushchiye na uglevodorodootdachu gazokondensatnykh mestorozhdeniy v slozhnykh geologicheskikh i termobaricheskikh usloviyakh. *Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. 1988. No 9. 50 p. [in Russian]

23. Basniyev K.S., Livada G.M., Soshnin N.M. Metod dobychi vypavshego v plaste kondensata na pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniy. *Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. 1973. No 12. P. 13-20. [in Russian]

24. Matkivskyi S., Kondrat O. Studying the influence of the carbon dioxide injection period duration on the gas recovery factor during the gas condensate fields development under water drive. *Mining of Mineral Deposits*. 2021. Vol. 15. Iss. 2. P. 95-101. https://doi.org/10.33271/mining15.02.095

25. Ter-Sarkisov R.M., Peshkin M.A. Primeneniye dvuokisi ugleroda dlya izvlecheniya vypavshego v plaste kondensata. *Voprosy proyektir. i ekspl. mestorozhd. so slozhnym sostavom gaza*. M.: VNIIgaz. 1983. P. 83-92. [in Russian]

26. Ter-Sarkisov R.M. Novaya kontseptsiya vozdeystviya na gazokondensatnuyu zalezh'. *Gazovaya promyshlennost*. 1997. No 6. P. 16-18. [in Russian]

27. Gritsenko A. I., Ter-Sarkisov R. M., Klapchuk O. V. [i dr.] Zakachka zhidkikh uglevodorodov v plast dlya povysheniya nefte-kondensatootdachi. *Razrab. i ekspl. gaz. i gazokondens. mestorozhd*. M: VNIIEgazprom.1980. No. 6. 39 p. [in Russian]

28. Kondrat R. M., Marchuk Yu. V. Tekhnolohyya y tekhnyka ékspluatatsyy hazokondensatnykh skvazhyn v oslozhnennykh uslovyyakh. *Razrabotka y ékspluatatsyya hazovykh y hazokondensatnykh mestorozhdenyy*. 1989. No 7. 38 p. [in Russian]

29. Burachok O. V., Pershyn D. V., Matkivskyy S. V., Bikman Ye. S., Kondrat O. R. Osoblyvosti vidtvorennya rivnyannya stanu hazokondensatnykh sumishey za umovy obmezhenoyi vkhidnoyi informatsiyi. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2020. No 1(74). S. 82-88. https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1(74)-82-88 [in Ukrainian]

30. Burachok, O. V., Pershyn, D. V., Matkivskyy, S. V., Kondrat, O. R. Doslidzhennya mezhi zastosuvannya PVT-modeli “chornoyi nafty” dlya modelyuvannya hazokondensatnykh pokladiv. *Mineralni resursy Ukrayiny*. 2020. No 2. P. 43-48. https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.43-48 [in Ukrainian]