

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2022-3(84)-7-17

ПЕРСПЕКТИВИ ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ПІДВИЩЕННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИЛУЧЕННЯ З ВИКОРИСТАННЯМ CO₂ НА ПРИКЛАДІ ГАДЯЦЬКОГО РОДОВИЩА

¹С. В. Матківський*, ²Є. С. Бікман, ³О. Р. Кондрат, ³О. В. Бурачок, ³Л. І. Матіішун

¹ Акціонерне Товариство «Укргазвидобування»; 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28,
тел./факс (044) 2723115, e-mail: matkivskij@gmail.com

² Український науково-дослідний інститут природних газів;
61010, м. Харків, Гімназійна набережна, 20, тел./факс (057) 7331755,
e-mail: yefim.bikman@ugv.com.ua

³ ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua, oburachok@googlemail.com, lilya.matiishun@gmail.com

Переважає більшість родовищ вуглеводнів України розробляється на виснаження та перебувають на завершальній стадії розробки в умовах спадного видобутку. На поточний час стан сировинної бази свідчить про те, що основний потенційний резерв для стабілізації та нарощення видобутку становлять залишкові запаси виснажених родовищ. До перспективних напрямів підвищення ефективності розробки родовищ нафти і газу відносять впровадження вторинних та третинних методів видобутку вуглеводнів. Однією з найбільш успішних технологій в області вторинного видобутку вуглеводнів є технологія нагнітання діоксиду вуглецю. Для дослідження ефективності технології нагнітання діоксиду вуглецю проведено дослідження з використанням інструментів цифрового моделювання на прикладі Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища. За результатами проведених досліджень встановлено, що у випадку нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 підтримується пластовий тиск на вищому рівні порівняно з розробкою на виснаження та забезпечуються стабільні умови експлуатації видобувних свердловин. Завдяки впровадженню технології нагнітання діоксиду вуглецю забезпечується сповільнення процесу надходження пластової води в продуктивні поклади та забезпечується ефективно витіснення залишкових запасів вуглеводнів з порового простору. Результати проведених досліджень свідчать про те, що у випадку реалізації досліджуваної технології прогнозний коефіцієнт вилучення газу збільшується на 3,22 %, а коефіцієнт вилучення конденсату на 1,29 % порівняно з розробкою на виснаження. За результатами проведених досліджень встановлено високу технологічну ефективність впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю. Реалізація сучасних технологій розробки родовищ вуглеводнів України можливе за умови інвестування, що дозволить інтенсифікувати процес видобутку вуглеводнів та, відповідно, підвищити кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення.

Ключові слова: родовище, виснаження, газододатковий контакт, обводнення, підвищення вуглеводневилучення, цифрові моделі, вторинні технології розробки, нагнітання діоксид вуглецю.

Most hydrocarbon fields in Ukraine are developed for depletion and are at the final stage of development in the conditions of declining hydrocarbon production. At present, the state of the resource base indicates that the main potential reserve for stabilizing and increasing production is the residual reserves of depleted fields. Promising areas for improving the efficiency of oil and gas field development include the introduction of secondary and tertiary methods of hydrocarbon production. One of the most successful technologies in the field of secondary hydrocarbon production is carbon dioxide injection technology. To study the effectiveness of carbon dioxide injection technologies, a study has been conducted using digital modeling tools on the example of the Hadiach oil and gas condensate field. Based on the results of the studies, it has been found that in the case of injection of carbon dioxide into the reservoir of horizon V-16, formation pressure is maintained at the highest level compared to depletion development, and stable operating conditions of producing wells are provided. Thanks to the introduction of carbon dioxide injection technology, the formation water inflow into productive reservoirs is slowed down, and residual hydrocarbon reserves are effectively displaced from the pore space. The results of the studies indicate that in the case of implementing the technology under study, the predicted gas recovery factor increases by 3.22% and the condensate recovery factor by 1.29% compared to depletion development. Based on the research results, the high technological efficiency of introducing carbon dioxide injection technologies has been established. Implementing modern technologies for developing hydrocarbon reservoirs in Ukraine is possible, subject to investment, which will intensify the process of hydrocarbon production and increase the final hydrocarbon recovery factors.

Key words: field, depletion, gas-water contact, watering, enhanced hydrocarbon recovery, digital models, secondary development technologies, carbon dioxide injection.

Вступ

Розвиток промислового виробництва України на пряму залежить від ступеня використання енергетичних ресурсів, в тому числі і вуглеводневих [1]. Україна, як і багато країн світу, характеризується значними залишковими запасами нафти і газу. Однак, на даний час тільки частина із наявних потреб забезпечується власним видобутком. Саме тому перед нафтогазовим комплексом України стоїть актуальна проблема не тільки стабілізації видобутку вуглеводнів, але і його нарощення з метою забезпечення потреб населення та промисловості за рахунок власного видобутку.

В найближчій перспективі видобуток вуглеводнів в Україні буде пов'язаний не стільки із введенням у розробку нових родовищ, скільки із збільшенням темпів відборів та збільшенням кінцевих коефіцієнтів вилучення старих та виснажених родовищ. Сировинна база таких родовищ характеризується погіршенням якості і структури запасів у часі та супроводжується збільшенням частки важковидобувних запасів, розробка яких на сьогоднішній день здійснюється дуже низькими темпами [2-3].

До категорії важковидобувних відносяться залишкові запаси вуглеводнів, що формуються на пізній стадії розробки родовища; запаси вуглеводнів у малопроникних колекторах; запаси вуглеводнів, що вміщують високообводнені поклади. Зважаючи на основні особливості розробки родовищ вуглеводнів, що притаманні для завершальної стадії, а саме: низькі темпи відбору вуглеводневої продукції, низькодебітність свердловин та висока обводненість, основний потенційний резерв для стабілізації рівнів ви-

добутку становлять залишкові запаси вуглеводнів [4].

Одним із перспективних напрямків стабілізації і нарощування видобутку вуглеводнів в умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини є підвищення ефективності розробки газових та газоконденсатних родовищ за водонапірного режиму [5-6].

В умовах активного надходження пластової води в поклади відбувається нерівномірне переміщення газоводяного контакту, що зумовлено неоднорідністю продуктивних покладів як за площею, так і за товщиною. Видобувні свердловини за таких умов виводяться з експлуатації після відносно невеликих відборів газу. Зумовлено це особливостями промислового облаштування газових та газоконденсатних родовищ, які зазвичай не розраховуються на збір і підготовку газу з великим вмістом води. Проведення водоізоляційних робіт на свердловинах позитивних результатів практично не забезпечують та виявляються малоефективними, оскільки для успішного виконання ізоляційних робіт необхідно знати причини та закономірність надходження води у свердловини. Саме тому, регулювання процесу надходження законтурних вод в продуктивні поклади є основною задачею контролю за розробкою родовищ природних газів, які розробляються за водонапірного режиму [7].

Проблема обводнення продуктивних покладів та газоконденсатних свердловин є надзвичайно актуальною на даний час не тільки для України, але і для світової практики видобування вуглеводнів. Зважаючи на вищенаведене, існує необхідність в проведенні додатко-

вих досліджень з метою напрацювання оптимальних шляхів мінімізації негативного впливу водонапірної системи на процес розробки газових та газоконденсатних родовищ.

Дослідження існуючих рішень проблеми

Більшість родовищ вуглеводнів пристосована до пластових водонапірних систем та розробляється у водонапірному режимі. Особливістю цього режиму розробки є надходження в газонасичені горизонти підшовних чи крайових вод. Результатом цього є заземлення водою в пористому середовищі значних об'ємів природного газу та передчасна зупинка більшості видобувних свердловин [8].

Для регулювання розробки родовищ вуглеводнів за водонапірного режиму та контролю за просуванням пластових вод запропоновано багато методів та технологій [9-11]. Однак більшість із запропонованих шляхів інтенсифікації дорозробки газових та газоконденсатних родовищ за таких умов зазвичай малоефективні, або не можуть бути реалізовані з економічної точки зору.

Проблемі підвищення вуглеводневилучення в Україні присвячено значну кількість теоретичних та експериментальних досліджень [12-14]. На основі проведених досліджень обґрунтовано доцільність оптимізації розробки родовищ вуглеводнів шляхом нагнітання в приконтактну зону «сухого» газу, в тому числі азоту, з метою забезпечення стабілізації видобутку рідких вуглеводнів через зниження пластових тисків та активної дії на водонапірний режим. Впровадження таких заходів при розробці продуктивних покладів Тимофіївського, Куличихинського, Котелевського та Березівського родовищ забезпечило підвищення кінцевих коефіцієнтів вилучення вуглеводнів.

За результатами численних досліджень однією з успішних технологій в області вторинного видобутку вуглеводнів є технологія нагнітання діоксиду вуглецю [15-16]. Вперше нагнітання діоксиду вуглецю в поклад було здійснено у США в 1949 році. Результати проведених досліджень виявилися позитивними, у зв'язку з чим область досліджень різко розширилася ще на десяток родовищ вуглеводнів США.

Пілотні проєкти щодо впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю з метою підвищення нафтовилучення з родовищ Канади були реалізовані протягом 1983 – 1984 років на родовищах Weyburn і Joffre Viking [17-18].

Використання діоксиду вуглецю як агенту нагнітання в Угорщині на родовищі Budafa розпочато в 1969 році [19]. Норвегія використовує

технологію нагнітання діоксиду вуглецю для підвищення кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення з родовищ, що знаходяться в Північному морі [20].

У СРСР промислова реалізація технології нагнітання діоксиду вуглецю була розпочата в 1971 році у східній частині Туймазинського родовища та підтвердила високу ефективність витіснення залишкових запасів. Аналогічні проєкти із використанням діоксиду вуглецю для підвищення вуглеводневилучення були впроваджені в 1984 році на Радаєвському і в 1986 році на Козловському родовищах [21].

Діоксид вуглецю характеризується високими витіснюючими властивостями завдяки [22]:

- розчинності в пластових флюїдах (нафті, конденсаті, пластовій воді) та, відповідно, збільшенні об'єму нафти при розчиненні в ній діоксиду вуглецю;

- зменшенні в'язкості нафти та конденсату та підвищенні в'язкості води при розчиненні в них діоксиду вуглецю;

- збільшення рухомості вуглеводневих флюїдів та зменшенні рухомості води;

- зниженні міжфазового натягу на межі «вуглеводневий флюїд-вода», покращенні змочуваності породи при розчиненні у вуглеводневому флюїді та воді та забезпеченні переходу нафти з плівкового стану в крапельний;

- збільшенні проникності окремих типів колекторів в результаті хімічної взаємодії карбонатної кислоти із складовими скелету породи.

Результати фізичного і математичного моделювання процесу витіснення природного газу діоксидом вуглецю [23-25] свідчать про високу технологічну ефективність цього методу підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення.

Згідно результатів досліджень встановлено, що найвищий коефіцієнт вилучення вуглеводнів забезпечується у випадку розробки покладу на виснаження до економічно-рентабельної межі з подальшим впровадженням вторинних технологій розробки родовищ вуглеводнів [26].

Удосконаленню існуючих технологій розробки родовищ вуглеводнів присвячена значна кількість досліджень з використанням чисельного моделювання [27-28]. Побудова цифрових тривимірних моделей є невід'ємним атрибутом управління процесом розробки родовищ вуглеводнів [29]. Адаже саме постійно діюча геолого-технологічна модель призначена для вирішення основних завдань розробки родовищ з метою найбільш повного вилучення запасів вуглевод-

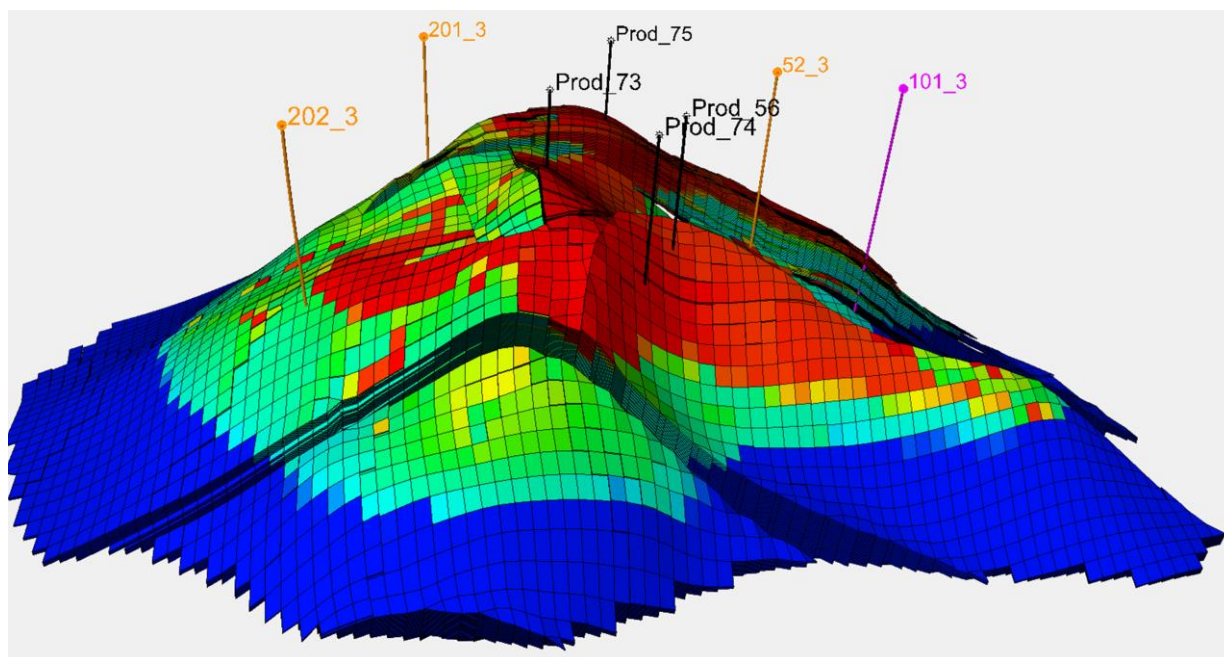


Рисунок 1 – Концептуальна модель газоконденсатного покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища

нів та досягнення максимального економічного ефекту.

Методика дослідження

Для проведення досліджень з підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення з покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища використовувались основні інструменти гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger [30-31]. Дослідження виконано на основі постійно діючої геолого-технологічної моделі Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища. Для відтворення фізичних процесів, що мають місце в продуктивному покладі при нагнітанні діоксиду вуглецю створено композиційну PVT-модель [32-33].

Концептуальну модель газоконденсатного покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища наведено на рис. 1.

Поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища пропонується залучити в розробки шляхом переведу свердловин №№ 56, 73, 74, 75 з нижчезалягаючих покладів горизонтів після закінчення їх розробки. Оптимальний дебіт газу видобувних свердловин прийнято на рівні 50 тис.м³/доб з метою попередження передчасного обводнення.

Для впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в якості нагнітальних свердловин використано вже пробурені на родовищі свердловини, які знаходяться в бездії з причини обводнення. Підбір «свердловин-кандидатів»

для нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 здійснювався на основі критичного аналізу стану обводнення газонасичених пластів.

Використовуючи адаптовану до фактичних даних історії розробки постійно діючу геолого-технологічну модель Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища, встановлено локалізацію залишкових запасів газу, защемлених пластовою водою. Встановивши ділянки продуктивного покладу з високою залишковою газонасиченістю, підбрано ряд нагнітальних свердловин, з використанням яких буде охоплено витісненням найбільшу кількість залишкових защемлених запасів природного газу. Для нагнітання діоксиду вуглецю вибрано свердловини №№ 52, 101, 201, 202. Приймальність нагнітальних свердловин становить 50 тис.м³/доб.

Для вдосконалення технології нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 проведено дослідження впливу різної щільності сітки нагнітальних свердловин з врахуванням їх просторового розміщення на площі покладу на коефіцієнт вилучення газу.

На основі аналізу постійно діючої геолого-технологічної моделі для проведення досліджень вибрано 5 варіантів розробки продуктивного покладу з нагнітанням діоксиду вуглецю:

- 1 варіант – нагнітання діоксиду вуглецю з використанням свердловин №№ 52, 201;
- 2 варіант – нагнітання діоксиду вуглецю з використанням свердловин №№ 52, 202;

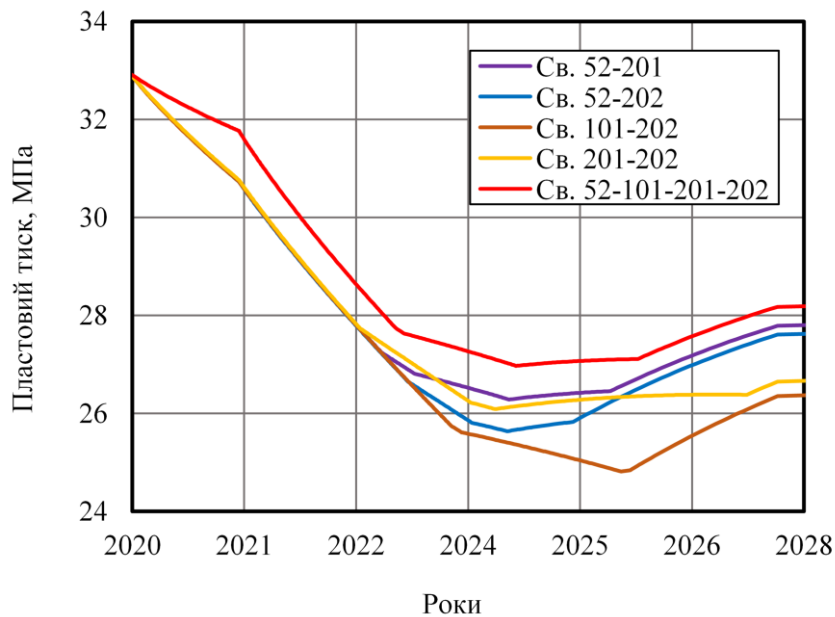


Рисунок 2 – Динаміка пластового тиску в часі для різної кількості нагнітальних свердловин під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища

- 3 варіант – нагнітання діоксиду вуглецю з використанням свердловин №№101, 202;
- 4 варіант – нагнітання діоксиду вуглецю з використанням свердловин №№201, 202;
- 5 варіант – нагнітання діоксиду вуглецю з використанням свердловин №№52, 101, 201, 202.

Нагнітання діоксиду вуглецю здійснюється протягом 16 місяців. Розробка продуктивного покладу здійснюється до моменту прориву діоксиду вуглецю в останню з видобувних свердловин.

За результатами проведених досліджень здійснювався розрахунок основних технологічних показників розробки продуктивного покладу на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин за величиною видобутої пластової води на момент його прориву. Результати досліджень оброблялись у вигляді графічних залежностей досліджуваних параметрів.

Результати досліджень

Аналізуючи результати моделювання, встановлено, що завдяки нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 забезпечується підтримання пластового тиску на більш високому рівні порівняно з розробкою покладів на виснаження. Згідно з результатами розрахунків найвищі значення пластового тиску досягаються під час нагнітання діоксиду вуглецю з використанням 4 нагнітальних свердловин (№№ 52, 101, 201, 202).

Динаміка пластового тиску в часі для різної кількості нагнітальних свердловин під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища наведена на рис. 2.

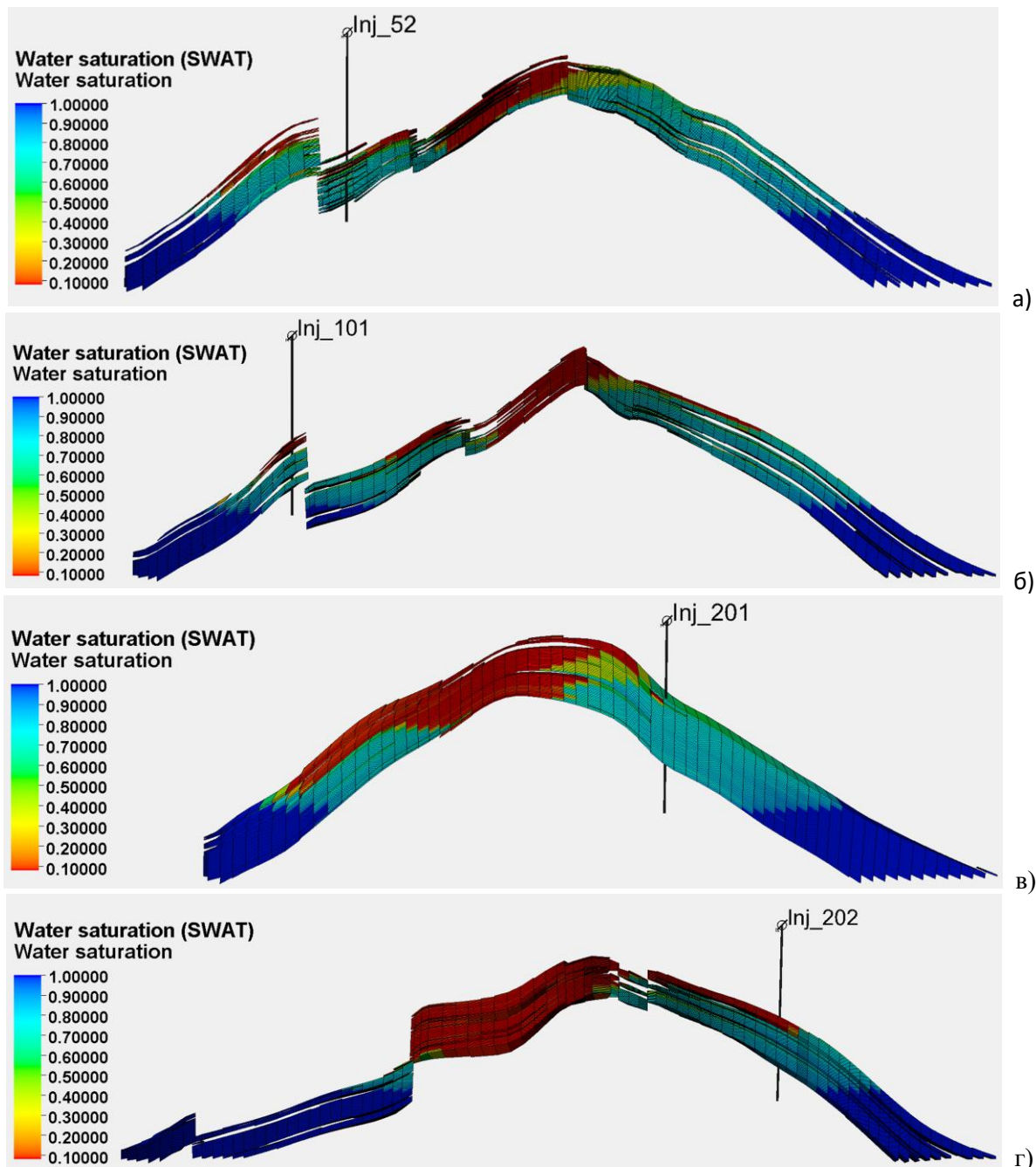
На основі результатів моделювання здійснено розрахунок технологічних показників розробки покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища. Згідно з результатами проведених досліджень встановлено значний вплив кількості нагнітальних свердловин та їх просторового розміщення на площі покладу на активність водонапірної системи.

Результати розрахунків видобутку пластової води залежно від кількості нагнітальних свердловин та при розробці покладу горизонту В-16 на виснаження наведено в таблиці 1.

За результатами досліджень встановлено, що при нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 видобуваються різні обсяги пластової води відповідно до розрахованих варіантів. Пояснюються отриманий результат різним ступенем обводненості зони, в яку здійснюється нагнітання неуглеводневого газу, а саме розміщенням нагнітальних свердловин на площі газонасності по відношенню до газоводяного контакту, що зумовлює різні об'єми пластової води перед фронтом нагнітання. Чим далі нагнітальна свердловина знаходиться від газоводяного контакту в обводнену частину покладу, тим більше води разом із защемленим газом витісняється до видобувних свердловин завдяки нагнітання діоксиду вуглецю.

Таблиця 1 – Результати розрахунків накопиченого видобутку пластової води залежно від кількості нагнітальних свердловин та при розробці покладу горизонту В–16 на виснаження

Варіанти розробки	Перелік нагнітальних свердловин	Накопичений видобуток води, тис.м ³	
		Виснаження	Нагнітання
1	52, 201	9,606	9,898
2	52, 202	7,894	8,522
3	101, 202	8,778	8,707
4	201, 202	9,430	9,225
5	52, 101, 201, 202	9,589	9,353



а – нагнітальна свердловина №201; б – нагнітальна свердловина №201;
в – нагнітальна свердловина №201; г – нагнітальна свердловина №201

Рисунок 3 – Стан обводненості покладу горизонту В–16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища в зонах розміщення нагнітальних свердловин

Таблиця 2 – Результати розрахунків коефіцієнтів вуглеводневилучення від залишкових запасів вуглеводнів під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища за величиною видобутку пластової води на момент його прориву до видобувних свердловин

Варіанти розробки	Нагнітальні свердловини	Видобувні свердловини	Тривалість періоду розробки покладу до моменту прориву діоксиду вуглецю, місяці	Коефіцієнт вилучення вуглеводнів (від залишкових запасів)						Накопичений видобуток води на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин, тис.м ³
				Газ, %		Δ, %	Конденсат, %		Δ, %	
				Нагнітання	Виснаження		Нагнітання	Виснаження		
1	52, 201	75	37	22,94	22,94	0,00	5,75	5,75	0,00	7,15
		56	42	25,07	23,36	1,71	6,18	5,58	0,60	7,15
		73	56	29,44	27,74	1,70	7,02	6,35	0,67	8,10
		74	70	31,71	31,71	0,00	7,44	7,44	0,00	9,87
2	52, 202	56	41	25,25	23,74	1,52	6,16	5,64	0,52	7,15
		73	50	29,64	28,88	0,76	6,95	6,54	0,41	7,80
		74	56	31,29	31,29	0,00	7,24	7,24	0,00	8,54
		75	65	32,82	32,82	0,00	7,50	7,50	0,00	8,54
3	201, 202	75	34	21,01	21,01	0,00	5,39	5,39	0,00	7,15
		73	50	28,48	27,62	0,86	6,86	6,32	0,54	7,70
		74	54	29,63	32,42	-2,79	7,06	7,17	-0,11	8,22
		56	91	35,33	34,01	1,32	8,12	7,46	0,66	9,25
4	101, 202	74	47	29,27	28,97	0,31	6,88	6,55	0,33	7,50
		73	49	29,96	32,96	-3,00	7,00	7,20	-0,20	7,62
		75	72	37,20	35,87	1,33	8,19	7,65	0,54	8,55
		56	74	37,42	36,10	1,32	8,23	7,69	0,54	8,76
5	52, 101, 201, 202	75	39	24,10	24,10	0,00	6,21	6,21	0,00	7,15
		56	40	24,73	24,73	0,00	6,35	6,35	0,00	7,15
		73	57	29,82	27,32	2,50	7,38	6,28	1,10	7,71
		74	77	32,56	29,34	3,22	7,92	6,64	1,29	9,33

Стан обводненості покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища в зонах розміщення нагнітальних свердловин на початок нагнітання діоксиду вуглецю наведено на рис. 3.

Згідно результатів моделювання встановлено, що кількість та просторове розміщення сітки нагнітальних свердловин також значно впливає на видобуток природного газу та конденсату. На основі проведених досліджень здійснено розрахунок прогнозних коефіцієнтів вилучення газу та конденсату на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин та при розробці покладу горизонту В-16 на

виснаження. Результати проведених розрахунків наведено у таблиці 2.

Аналізуючи результати розрахунків, встановлено, що прогнозні коефіцієнти вилучення газу на момент прориву діоксиду вуглецю в останню видобувну свердловину для розглянутих варіантів змінюються від 31,71 % до 37,42 %; коефіцієнти конденсатовилучення – від 7,44 % до 8,23 %; накопичений видобуток пластової води – від 8,54 тис.м³ до 9,87 тис.м³; тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин – від 70 місяців до 91 місяця.

Така динаміка технологічних показників пояснюється просторовим розміщенням нагні-

тальних та видобувних свердловин. Чим ближче видобувна свердловина знаходиться до нагнітальної, тим швидше відбувається прорив агенту нагнітання, що призводить до зупинки свердловин з метою забезпечення кондицій видобувного газу відповідно до вимог галузевого стандарту.

За результатами проведених розрахунків найвищу технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю встановлено у випадку використання для нагнітання свердловин 4 свердловин (№№ 52, 101, 201, 202). За таких умов забезпечується збільшення кінцевого коефіцієнта вилучення газу на 3,22 %, а коефіцієнта конденсатовилучення – на 1,29 % порівняно з розробкою на виснаження.

Отриманий результат досягається завдяки більш повному охопленню площі газонасності діоксидом вуглецю порівняно з іншими варіантами, що обумовлює високу технологічну ефективність досліджуваної технології щодо регулювання процесу обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин. Завдяки нагнітання діоксиду вуглецю в поклад поблизу газоводяного контакту забезпечується створення як гідродинамічного, так і фільтраційного бар'єрів на межі розподілу двох фаз. Завдяки цьому блокується процес надходження пластової води в поклади і тим самим попереджуються процеси, пов'язані із защемленням газу пластовою водою, та забезпечується ефективно його витіснення з порового простору.

За результатами проведених досліджень встановлено високу технологічну ефективність впровадження вторинних технологій підвищення вуглеводневилучення виснажених родовищ нафти і газу з використанням діоксиду вуглецю на прикладі Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища.

Для реалізації технології нагнітання діоксиду вуглецю необхідно передбачити надійні джерела його отримання. Можливі джерела діоксиду вуглецю можна розділити на природні і штучні (техногенні). До природних джерел діоксиду вуглецю відносяться родовища, в яких зосереджена значна його частка, або родовища з запасами саме діоксиду вуглецю. До штучних джерел діоксиду вуглецю відносяться димові гази теплових електростанцій на мінеральному паливі, димові гази технологічних установок нафтогазопереробних заводів, вихлопні гази компресорних станцій магістральних газопроводів, доменні гази, побічні газоподібні продукти виробництва аміаку в азотній промисловості, виробництва спирту в газовій промисловості і отримання штучного газу з вугілля та сланців.

Підвищення вуглеводневилучення з виснажених та обводнених родовищ вуглеводнів зумовлює необхідність використання результатів подібного роду досліджень з метою вдосконалення існуючих технологій розробки в світовій практиці.

Висновки

На сьогоднішній день вторинні та третинні технології розробки виснажених нафтогазових родовищ відносяться до найбільш перспективних методів видобутку залишкових запасів вуглеводнів. Результати численних досліджень свідчать про високу технологічну ефективність використання діоксиду вуглецю як агенту нагнітання у виснажені поклади з метою підвищення їх вуглеводневилучення за умови наявності надійного джерела його постачання.

Реалізація технології нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища дозволяє забезпечити значно вищі кінцеві коефіцієнти вилучення газу та конденсату порівняно з розробкою покладу на виснаження. У випадку використання для нагнітання діоксиду вуглецю свердловин №№ 52, 101, 201, 202 забезпечується збільшення кінцевого коефіцієнта вилучення газу на 3,22 %, а коефіцієнта конденсатовилучення – на 1,29 %. Результати проведених досліджень свідчать про технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища з метою підвищення кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення.

Впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю зазвичай не потребує значних витрат, оскільки на більшості родовищах вже впроваджувались первинні та вторинні методи видобутку вуглеводнів. Отже, створена під ці методи інфраструктура може бути використана для реалізації технологій нагнітання діоксиду вуглецю.

Практична реалізація систем оптимізації розробки родовищ вуглеводнів України дозволить підвищити кінцеві коефіцієнти вилучення та суттєво інтенсифікувати процес видобутку нафти, газу та конденсату в умовах значного дефіциту вуглеводневої сировини.

Література

1. Кудря С.А. Стан та перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні. *Вісн. НАН України*, 2015, № 12. С.19-26.
2. Кондрат Р. М., Дорошенко В. М., Кондрат О. Р. Особливості завершальної стадії розробки родовищ нафти і газу. *Нафтогазова енергетика*. 2007. № 1. С.17-21.
3. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р. Підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ природних газів. *Нафтогазова галузь України*. 2017. №3. С. 15-20.
4. Рассохин Г.В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра. 1997. 184 с.
5. Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докт. техн. наук В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. К.: Львів, 1996. 620 с.
6. Закиров С. Н. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С. Н. Закиров, И. М. Индрупский, Э. С. Закиров [и др.]. М.-Ижевск: Институт компьютерных технологий. Ч. 2. 2004. 484 с.
7. Обводнення газових і нафтових свердловин [Текст] / В. С. Бойко, Р. В. Бойко, Л. М. Кеба, О. В. Семінський. 1-ше вид. Київ: Міжнародна економічна фундація, 2006. 791 с.
8. Кондрат Р. М. Газоконденсатоотдача пластов [Текст]. М.: Недра, 1992. 255 с.
9. Geffen T. M., Parrish. D. R., Haynes C. W., and Morse R. A. Efficiency of Gas Displacement from Porous Media by Liquid Flooding. *Trans., AIME*. 1952. Vol. 195. P. 29-38. <https://doi.org/10.2118/952029-G>
10. Chierici G.L., Ciocci G.M., Long G. Experimental Research on Gas Saturation Behind the Water Front in Gas Reservoirs Subjected to Water Drive. *Sixth World Pet. Cong.* Frankfurt 1963. Sec IV, Paper 17-PD6. P. 483-498.
11. Matkivskiy 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>
12. Бікман Є.С., Хомин І.І., Куль А.Й. Технологія розробки газоконденсатного родовища з підтриманням пластового тиску газоподібним азотом. *Компресорное и энергетическое машиностроение*. 2008. № 2(12). С.26-30.
13. Бікман Є.С., Дячук В.В. Перспективи впровадження технології підтримання пластового тиску з використанням азоту на газоконденсатних родовищах НАК “Нафтогаз України”. *Компресорное и энергетическое машиностроение*. 2010. № 2(20). С.17-20.
14. Matkivskiy 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. Vol. 1(6 (109)). P. 77–84. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>
15. Kondrat O., Matkivskiy S. Research of the influence of the pattern arrangement of injection wells on the gas recovery factor when injecting carbon dioxide into reservoir. *Technology and system of power supply*. 2020. Vol. 5/1 (55). P. 12-17. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.215074>
16. Mamora D. D. and Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs. *SPE Technical Conference and Exhibition*, 29 Sept. - 2 Oct. 2002, San Antonio, Texas, P. 1-9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>
17. Malik Q.M., Islam, M.R. CO₂ Injection in the Weyburn Field of Canada: Optimization of Enhanced Oil Recovery and Greenhouse Gas Storage With Horizontal Wells. *SPE Paper 59327, presented at the 2000 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 3-5 April*. 2000. P.25-33. <https://doi.org/10.2118/00-09-01>
18. Pyo K., Damian-Diaz N., Powell M., Van Nieuwkerk J. CO₂ Flooding in Joffre Viking Pool. *Canadian International Petroleum Conference*, 10-12 June 2003. Calgary, Alberta, 2003. P. 1-30. <https://doi.org/10.2118/2003-109>
19. Doleschall S., Szittar A., Udvardi G. Review of the 30 Years' Experience of the CO₂ Imported Oil Recovery Projects in Hungary. *International Meeting on Petroleum Engineering*, Beijing, China. 1992.
20. Agustssen H., Grinestaff G.H. A Study of IOR by CO₂ Injection in the Gullfaks Field, Offshore Norway. *SPE/DOE 14th Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, USA, 17-21 April 2004*. P. 1-14. <https://doi.org/10.2118/89338-MS>
21. Ахмедов Р.Б. Автономное энергосбережение нефтяных месторождений с попутным производством CO₂ с целью повышения нефтеотдачи и улучшения экологии. *Нефтяное хозяйство*. 1998. №9. С. 46-48.
22. Балинт В., Бан А., Долешан Ш. Применение углекислого газа в добыче нефти. М.: Недра, 1977. 240 с.
23. Al-Hashami A., Ren S. R. and Tohidi B. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage Reservoir Simulation and Economics, Institute of Petroleum Engineering, Herriot-Watt University, *SPE 94129, SPE Europe/EAGE Annual*

Conference and Exhibition held in Madrid, Spain, 13-16 June 2005, P. 1-7.
<https://doi.org/10.2118/94129-MS>

24. 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.
<https://doi.org/10.1016/B978-008044276-1/50071-4>

25. 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.
<https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001011>

26. Chawarwan Khan, Robert Amin, Gary Madden. Economic Modeling of CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Storage: A Reservoir Simulation Study of Operational Parameters. *Energy and Environment Research*. 2012. Vol. 2. No. 2.
<https://doi.org/10.5539/eer.v2n2p65>

27. Aziz K., Settari A. Petroleum Reservoir Simulation, Applied Science Publishers, London, 1979.

28. Crichlow H. B. Modern Reservoir Engineering – A Simulation Approach, Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, N.J., 1977.

29. 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. Vol. 1/3 (57). P. 6-11. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2021.225603>

30. ECLIPSE. [2020]. ECLIPSE Technical Description. Version 2020.1 © Schlumberger, 2020. 1078 p.

31. Petrel* Help. Version 2019.2.* Mark of Schlumberger

32. 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. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202010155>

33. 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 Ukrainy*. 2015. No 12. P. 19-26.

2. Kondrat R. M., Doroshenko V. M., Kondrat O. R. Osoblyvosti zavershal'noyi stadiyi rozrobky rodovyshch nafty i hazu. *Naftohazova enerhetyka*. 2007. No 1. P. 17-21.

3. Kondrat R.M., Kondrat O.R. Pidvyshchennya efektyvnosti dorozrobky vysnazhenykh rodovyshch pryrodnykh haziv. *Naftohazova haluz' Ukrainy*. 2017. No 3. P. 15-20.

4. Rassokhyn H.V. Zavershayushchaya stadiya razrobotky hazovykh y hazokondensatnykh mestorozhdeniy. M.: Nedra. 1997. 184 p.

5. Boyko V.S. Dovidnyk z naftohazovoyi spravy / Za zah. red. dokt. tekhn. nauk V. S. Boyka, R. M. Kondrata, R. S. Yaremiychuka. K.: Lviv, 1996. 620 p.

6. Zakirov S. N. Novye printsipy i tehnologii razrobotki mestorozhdenij nefti i gaza / S. N. Zakirov, I. M. Indrupskij, E. S. Zakirov [i dr.]. M.-Izhevsk: Institut kompiuternykh tehnologij. Ch. 2. 2004. 484 p.

7. Obvodnennya hazovykh i naftovykh sverdlovyn [Tekst] / V. S. Boyko, R. V. Boyko, L. M. Keba, O. V. Semins'kyi. 1-she vyd. Kyiv: Mizhnarodna ekonomichna fundatsiya, 2006. 791 p.

8. Kondrat R. M. Gazokondensatootdacha plastov [Tekst]. M.: Nedra, 1992. 255 p.

9. Geffen T. M., Parrish. D. R., Haynes C. W., and Morse R. A. Efficiency of Gas Displacement from Porous Media by Liquid Flooding. *Trans., AIME*. 1952. Vol. 195. Pp. 29-38.
<https://doi.org/10.2118/952029-G>

10. Chierici G.L., Ciocci G.M., and Iong, G. (1963). Experimental Research on Gas Saturation Behind the Water Front in Gas Reservoirs Subjected to Water Drive, Proc, Sixth World Pet. Cong., Frankfurt (1963) Sec IV Paper 17-PD6. 483-498 c.

11. Matkivskiy 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>

12. Bikman Ye.S., Khomyn I.I., Kul' A.Y.: Tekhnolohiya rozrobky hazokondensatnoho rodovyshcha z pidtrymannyam plastovoho tysku hazopodibnym azotom. *Kompresornoe y enerhetycheskoe mashynostroenye*, 2008. No 2(12). P. 26-30.

13. Bikman Ye.S., Dyachuk V.V.: Perspektivy vprovadzhennya tekhnolohiyi pidtrymannya plastovoho tysku z vykorystanniam azotu na hazokondensatnykh rodovyshchakh NAK "Naftohaz Ukrainy". *Kompresornoe y énerhetycheskoe mashynostroenye*. 2010. No 2(20). P. 17-20.
14. Matkivskiy 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. Vol. 1(6) (109). P. 77-84. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>
15. Kondrat O., Matkivskiy S. Research of the influence of the pattern arrangement of injection wells on the gas recovery factor when injecting carbon dioxide into reservoir. *Technology and system of power supply*. 2020. Vol. 5/1 (55). P. 12-17. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.215074>
16. Mamora D. D. and Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs. *SPE Technical Conference and Exhibition*, 29 Sept. - 2 Oct. 2002, San Antonio, Texas, P. 1-9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>
17. Malik Q.M., Islam, M.R. CO₂ Injection in the Weyburn Field of Canada: Optimization of Enhanced Oil Recovery and Greenhouse Gas Storage With Horizontal Wells. *SPE Paper 59327, presented at the 2000 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 3-5 April. 2000. P.25-33.* <https://doi.org/10.2118/00-09-01>
18. Pyo K., Damian-Diaz N., Powell M., Van Nieuwkerk J. CO₂ Flooding in Joffre Viking Pool. *Canadian International Petroleum Conference*, 10-12 June 2003. Calgary, Alberta, 2003. P. 1-30. <https://doi.org/10.2118/2003-109>
19. Doleschall S., Szittar A., Udvardi G. Review of the 30 Years' Experience of the CO₂ Imported Oil Recovery Projects in Hungary. *International Meeting on Petroleum Engineering*, Beijing, China. 1992.
20. Agustssen H., Grinestaff G.H. A Study of IOR by CO₂ Injection in the Gullfaks Field, Offshore Norway. *SPE/DOE 14th Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, USA, 17-21 April 2004. P. 1-14.* <https://doi.org/10.2118/89338-MS>
21. Akhmedov R.B. Avtonomnoye energosberezheniye neftyanykh mestorozhdeniy s poputnym proizvodstvom SO₂ s tsel'yu povysheniya nefteotdachi i uluchsheniya ekologii. *Neftyanoye khozyaystvo*. 1998. No 9. P. 46-48.
22. Balint V., Ban A., Doleshan SH. Primeneniye uglekislogo gaza v dobyche nefiti. M.: Nedra, 1977. 240 p.
23. Al-Hashami A., Ren S. R., Tohidi B. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage Reservoir Simulation and Economics, Institute of Petroleum Engineering, Herriot-Watt University, *SPE 94129, SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Madrid, Spain, 13-16 June 2005, P. 1-7.* <https://doi.org/10.2118/94129-MS>
24. 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. <https://doi.org/10.1016/B978-008044276-1/50071-4>
25. 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. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001011>
26. Chawarwan Khan, Robert Amin, Gary Madden. Economic Modeling of CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Storage: A Reservoir Simulation Study of Operational Parameters. *Energy and Environment Research*. 2012. Vol. 2. No. 2. <https://doi.org/10.5539/eer.v2n2p65>
27. Aziz K., Settari A. *Petroleum Reservoir Simulation*, Applied Science Publishers, London, 1979.
28. Crichlow H. B. *Modern Reservoir Engineering – A Simulation Approach*, Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, N.J., 1977.
29. 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. Vol. 1/3 (57). P. 6-11. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2021.225603>
30. ECLIPSE. [2020]. ECLIPSE Technical Description. Version 2020.1 © Schlumberger, 2020. 1078 p.
31. Petrel* Help. Version 2019.2.* Mark of Schlumberger
32. 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. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202010155>
33. Burachok O. V., Pershyn D. V., Matkivskiy S. V., Kondrat O. R. Doslidzhennya mezhi zastosuvannya PVT-modeli "chornoyi nafty" dlya modelyuvannya hazo-kondensatnykh pokladiv. *Mineral'ni resursy Ukrainy*. 2020. Vol. 2. P. 43-48. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.43-48>