УДК 622.279.5

doi <https://doi.org/10.31996/mru.2021.3.28-32>

С. В. МАТКІВСЬКИЙ, доктор філософії, начальник відділу проєктування систем розробки родовищ вуглеводнів (Український науково-дослідний інститут природних газів, м. Харків), matkivskyi.sergey@endigas.com.ua, <https://orcid.org/0000-0002-4139-1381>

S. MATKIVSKYI, PhD, head of the hydrocarbon fields development planning department (Ukrainian scientific-research institute of natural gases, Kharkiv), Ukraine, matkivskyi.sergey@endigas.com.ua, <https://orcid.org/0000-0002-4139-1381>

РЕГУЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ ОБВОДНЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ ШЛЯХОМ ЦИКЛІЧНОГО НАГНІТАННЯ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ

REGULATION OF THE WATER FLOODING PROCESS OF GAS CONDENSATE RESERVOIRS BY CYCLIC INJECTION OF CARBON DIOXIDE

Результати численних досліджень засвідчують високу ефективність регулювання процесу надходження пластової води в продуктивні поклади через нагнітання неуглеводневих газів поблизу початкового контуру газонасиченості. Для вдосконалення наявних технологій розробки газоконденсатних родовищ за водонапірного режиму досліджено ефективність циклічного нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади. Розрахунки проведено для різної тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії "Schlumberger". За результатами розрахунків встановлено, що збільшення тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю призводить до зменшення тривалості періоду розробки покладу до моменту прориву діоксиду вуглецю. Швидкий прорив неуглеводневого газу до видобувних свердловин призводить до їхнього відключення для забезпечення кондиції видобувного газу галузевим стандартам. Це також призводить до зниження технологічних показників розробки продуктивних покладів. Однак, аналізуючи результати досліджень, варто зазначити, що нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті сповільнює надходження пластової води в газонасичені горизонти. За результатами оброблення розрахункових даних оптимальне значення тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю в поклад становить 7,89 місяця. Кінцевий коефіцієнт газовилучення для оптимального значення тривалості циклу нагнітання становить 64,14 %, а під час розробки на виснаження – 54,31 %. Результати проведених досліджень свідчать про технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту для регулювання процесу надходження законтурних вод у газонасичені горизонти та збільшення кінцевого коефіцієнта вилучення газу.

Ключові слова: тривимірний модель, газоконденсатний поклад, газоводяний контакт, обводнення, защемлений газ, підвищення вуглеводневилучення, неуглеводневі гази.

The results of numerous studies prove the high efficiency of regulating the flow of formation water into productive reservoirs by injecting non-hydrocarbon gases near the initial gas contour. In order to improve the existing technologies for the development of fields in a water drive, a study of the effectiveness of cyclic injection of carbon dioxide into a gas condensate reservoir was carried out. The study was conducted for varying carbon dioxide injection cycle times using Schlumberger's Eclipse and Petrel simulation tools. According to the results of calculations, it was found that an increase in the duration of the injection cycle of carbon dioxide leads to a decrease in the duration of the development period of the reservoir until the moment of breakthrough of carbon dioxide. Rapid breakthrough of non-hydrocarbon gases into production wells results in shutdowns in order to maintain production gas condition to industry standards. This, in turn, leads to a decrease in the technological indicators of the development of a productive reservoir. However, analyzing the research results, it should be noted that the injection of carbon dioxide into the reservoir at the initial gas-water contact leads to a slowdown in the flow of formation water into the gas-saturated horizons. Based on the results of processing the calculated data, the optimal value of the duration of the cycle of injecting carbon dioxide into the reservoir was established, which is 7.89 months. The final gas recovery factor for the optimal value of the injection cycle time is 64.14 %, and in the case of depletion development – 54.31 %. The results of the studies carried out indicate the technological efficiency of injecting carbon dioxide into the productive reservoir on the boundary of the initial gas-water contact in order to regulate the process of inflow of edge waters into gas-saturated horizons and increase the final gas recovery factor.

Keywords: 3D model, gas condensate reservoir, gas-water contact, water encroachment, trapped gas, enhanced recovery, non-hydrocarbon gases.

Вступ

Переважає більшість родовищ, що забезпечують основний видобуток вуглеводнів, – багатопластові й характеризуються високим ступенем виробленості, зниженням рівнів видобутку та збільшенням обводненості видобувної продукції. Попри високу обводненість, у виснажених покладах наявні слабо дренавані зони як за площею покладу, так і за розрізом, що мають великий потенціал нарощення видобутку вуглеводнів [9].

Згідно з промисловим досвідом розробки родовищ природних газів, видобувні свердловини зазвичай розміщують нерівномірно на площі газонасиченості продуктивних покладів з ущільненням у центральній частині. За таких умов у про-

цесі розробки відбувається нерівномірне надходження води в газонасичену частину покладів з випереджувальним рухом фронту витіснення найбільш проникними та дренаваними зонами.

Коефіцієнт вилучення газу в умовах надходження крайових чи підшовних вод у газоконденсатні поклади становить 70–85 % [8, 14]. Зважаючи на низькі значення кінцевого газовилучення, можна стверджувати, що прояв активного водонапірного режиму зумовлює защемлення значних об'ємів природного газу в поровому середовищі.

Складність видобутку залишкових запасів вуглеводнів з виснажених обводнених газових і газоконденсатних родовищ пов'язана з низькими значеннями пластового тиску, низькодебітністю та обводненням свердловин з різними ускладненнями в процесі їхньої експлуатації [10].

Тісний контакт природного газу з пластовою водою створює сприятливі умови для гідратуутворення в шлейфах і трубопроводах. Боротьба з гідратуутворенням потребує додаткових фінансових витрат, що з економічного погляду інколи недоцільно через незначний видобуток природного газу, порівнюючи з об'ємами видобутку пластової води.

В умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини перспективним напрямом діяльності є інтенсифікація видобутку з газових і газоконденсатних родовищ, що характеризуються водонапірним режимом розробки.

Постанова проблеми

Для підвищення вуглеводневилучення з виснажених та обводнених газоконденсатних покладів проведено велику кількість теоретичних та експериментальних досліджень. На основі отриманих результатів розкрито механізм поведінки защемленого пластовою водою газу в поруватому середовищі та розроблено значну кількість технологій і методів його видобутку [13, 15]. Однак проблема підвищення газовилучення з родовищ, що розробляються в умовах надходження підшовних чи крайових вод у газонасичені пласти, залишається актуальною й важливою для світової практики видобування вуглеводнів.

Зважаючи на вищенаведене, постає потреба в проведенні додаткових досліджень для вдосконалення наявних технологій і методів розробки родовищ та зменшення негативного впливу пластової води на процес видобутку вуглеводнів.

Виклад основного матеріалу

Більшість родовищ вуглеводнів пристосована до пластових водонапірних систем і розробляється за водонапірного режиму, в умовах надходження в газонасичені горизонти підшовних чи крайових вод. Результатом цього є защемлення водою в поруватому середовищі значних об'ємів природного газу та передчасне зупинення більшості видобувних свердловин [19].

Для регулювання розробки родовищ природних газів в умовах прояву водонапірного режиму та контролю за просуванням пластових вод запропоновано багато методів і технологій. Однак розроблені рішення зазвичай малоефективні, оскільки не враховують неоднорідності колектора й характеру поширення фільтраційно-емісійних властивостей як за площею, так і за розрізом продуктивного покладу.

Відомі такі методи регулювання надходження пластової води в газонасичені горизонти [1, 3–7, 11]:

- Запобігання надходженню пластової води в продуктивні поклади за допомогою водовідбірних свердловин, які розміщені поблизу початкового контуру газонасиченості. Застосування цього методу зумовлює видобування й утилізацію великих об'ємів пластової води.

- Запобігання надходженню води в газонасичені горизонти через створення на межі початкового газоводяного контакту непронижного бар'єра (екрана) з в'язких агентів, які нагнітають у пласт за допомогою спеціальних свердловин. Метод технологічно недоцільний, зважаючи на те, що створити суцільний непронижний екран на всій товщині пласта й периметрі газового родовища неможливо.

- Обґрунтування раціональної системи розробки покладів шляхом вибору оптимальної кількості свердловин, системи розміщення їх на площі, технологічних режимів їхньої експлуатації для забезпечення рівномірного просування пластової води площею й розрізом покладів.

- Регулювання надходження води в родовище через створення водоізоляційних бар'єрів на водонебезпечних на-

прямках унаслідок запомпювання газоподібних чи рідких агентів для зниження фазової проникності. Цей метод малоефективний, оскільки вода обходить створені навколо свердловин водоізоляційні екрани й далі надходить у поклади.

- Контроль і регулювання просування пластової води в продуктивні поклади завдяки перерозподілу відборів газу між свердловинами, розміщеними на різних ділянках пласта. Досягнути цього можливо в разі зменшення темпів відбирання газу або зупинення окремих свердловин, розміщених на водонебезпечних напрямках, і збільшення темпів відбирання газу або буріння нових свердловин на ділянках сповільненого просування води. Однак упровадження вищезазначених заходів малоефективне, оскільки попри перерозподіл темпів відбирання газу між свердловинами, вода й далі надходитиме в поклади внаслідок наявного перепаду тиску між законтурною водоносною і газонасиченою зонами пласта.

- Регулювання просування води в родовище через експлуатацію обводнених свердловин, розміщених на водонебезпечних напрямках. В основу цього методу покладений механізм поведінки защемленого газу в обводнених покладах у разі зниження пластового тиску. Головні труднощі під час застосування цього методу пов'язані з відбиранням та утилізацією великих об'ємів води.

Поряд з проблемою регулювання просування пластової води в продуктивні поклади є потреба у вилученні мікро- та макрозатемненого газу в умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини.

Перспективним напрямом підвищення газовилучення згідно з результатами численних досліджень є витіснення залишкового газу шляхом нагнітання неуглеводневих газів. Як агенти нагнітання в продуктивні поклади використовують азот, діоксид вуглецю, димові й викидні гази, суміші різних газів тощо [16, 18, 20, 22].

Технологія нагнітання неуглеводневих газів на сьогодні є однією з успішних технологій вторинного видобутку вуглеводнів. Численні дослідження процесу нагнітання неуглеводневих газів для підвищення кінцевих коефіцієнтів вилучення вуглеводнів підтверджують їхню ефективність [17, 21, 23].

З огляду на актуальність проблеми обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин не тільки для нафтогазової галузі України, а й для світової практики видобування вуглеводнів, доцільно проводити додаткові дослідження з використанням цифрового моделювання.

Для вдосконалення наявних технологій розробки продуктивних покладів в умовах прояву водонапірного режиму проведено дослідження з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання на основі гіпотетичних тривимірних моделей газоконденсатних покладів. Для врахування фізичних процесів під час фільтрації газу в пласті в разі нагнітання діоксиду вуглецю створено композиційну PVT-модель з використанням модуля PVTi програмного забезпечення Eclipse [2, 12].

Газоконденсатний поклад розробляється на виснаження з використанням п'яти видобувних свердловин, дебіт яких становить 56 тис. м³/доб. Нагнітання діоксиду вуглецю здійснюється на початковому газоводяному контакті з прийнятністю на рівні 58 тис. м³/доб для циклів нагнітання тривалістю в 6, 7, 8, 9, 10 та 11 місяців.

Результати моделювання свідчать про те, що завдяки впровадженню технології нагнітання діоксиду вуглецю забезпечується більша надійність видобувних можливостей газоконденсатного покладу.

Аналізуючи залежність часу прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин, треба зазначити: збільшення тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю призводить до зменшення тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту його прориву.

Залежність часу прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин від тривалості періоду його нагнітання наведено на рис. 1.

На основі результатів моделювання розраховано основні технологічні показники розробки продуктивного покладу залежно від тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю. Результати проведених розрахунків наведено в таблиці.

Згідно з результатами досліджень, збільшення тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю призводить до зниження обсягу видобутку вуглеводнів. Зумовлені такі результати зменшенням тривалості дорозробки покладу до моменту прориву агента нагнітання до видобувних свердловин у разі збільшення тривалості циклу нагнітання.

Аналізуючи стан обводненості продуктивного покладу на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин при тривалості циклу нагнітання дев'ять місяців та при розробці покладу на виснаження встановлено, що у випадку нагнітання діоксиду вуглецю поточний газоводяний контакт піднімається повільніше, порівнюючи з розробкою на виснаження. На основі результатів моделювання можна стверджувати про ефективність впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю на початковому газоводяному контакті для сповільнення надходження пластової води в продуктивні поклади.

Стан обводненості газоконденсатного покладу при розробці на виснаження та при тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю на рівні дев'ять місяців на момент його прориву у видобувні свердловини наведено на рис. 2.

За результатами досліджень проведено розрахунки коефіцієнтів вилучення газу за величиною видобутку пластової води на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин. Коефіцієнт вилучення газу залежно від тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини становить:

Рис. 1. Залежність часу прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин від тривалості циклу його нагнітання

6 місяців – 48,75 %; 7 місяців – 45,43 %; 8 місяців – 44,38 %; 9 місяців – 43,80 %; 10 місяців – 43,24 %; 11 місяців – 42,93 %.

Залежності коефіцієнта вилучення газу від тривалості циклів нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини та при розробці покладу на виснаження наведено на рис. 3.

За результатами статистичного оброблення розрахункових даних визначено оптимальне значення тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад, за межами якого коефіцієнт газовилучення змінюється незначно. На момент прориву діоксиду вуглецю у видобувну свердловину оптимальне значення тривалості циклу нагнітання становить 7,89 місяця. Кінцевий коефіцієнт газовилучення для

Таблиця. Результати розрахунків накопиченого видобутку вуглеводнів і коефіцієнта вилучення газу від тривалості циклів нагнітання діоксиду вуглецю на кінець розробки продуктивного покладу

Тривалість одного циклу нагнітання, місяці	Накопичений видобуток		
	газу, млн м ³	конденсату, тис. м ³	води, тис. м ³
6	547,8	30,2	99,2
7	529,1	29,2	72,4
8	511,8	28,2	46,2
9	505,6	27,8	35,3
10	501,7	27,7	29,8
11	499,9	27,6	27,4

Рис. 2. Стан обводненості продуктивного покладу при розробці на виснаження (а) та при тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю на рівні дев'ять місяців (б) на момент його прориву у видобувні свердловини

Рис. 3. Залежність коефіцієнта вилучення газу від тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини

наведеного оптимального значення тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю становитиме 64,14 %, а при розробці на виснаження – 54,31 %.

Результати проведених досліджень свідчать про технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади на межі початкового газоводяного контакту для сповільнення надходження пластової води в продуктивні поклади та збільшення кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення для умов конкретного покладу.

Висновок

За допомогою основних інструментів гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії «Schlumberger» (США) досліджено вплив тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту на коефіцієнт газовилучення.

За результатами аналізу проведених розрахунків встановлено, що збільшення тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю призводить до зменшення тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту прориву діоксиду вуглецю у видобувні свердловини. Впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю дає змогу регулювати процес надходження пластової води в продуктивні поклади газових і газоконденсатних родовищ шляхом створення гідродинамічного й фільтраційного опору на водонебезпечних напрямках та забезпечити підвищення кінцевого вуглеводневилучення.

На основі результатів моделювання визначено оптимальне значення тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту. На момент його прориву до видобувних свердловин оптимальне значення тривалості циклу нагнітання становить 7,89 місяця. Кінцевий коефіцієнт газовилучення для наведеного оптимального значення тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю становитиме 64,14 %, а при розробці на виснаження – 54,31 %.

Результати проведених досліджень свідчать про високу технологічну ефективність технології нагнітання діоксиду вуглецю в поклад для контролю надходження пластової води в газонасичені горизонти та збільшення кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення для умов конкретного покладу.

ЛІТЕРАТУРА

1. Аникеев Д. П. Возможности увеличения КИГ при разработке залежей газа с подошвенной водой/Д. П. Аникеев, С. Н. Закиров, Р. М. Кондрат//Газовая промышленность. – 2013. – № 09 (695). – С. 51–53.

2. Бурачок О. В., Перишин 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>

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

4. Закиров С. Н. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 1/С. Н. Закиров, Э. С. Закиров, М. Н. Батанова и др. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных технологий, 2004. – 520 с.

5. Закиров С. Н. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2/С. Н. Закиров, И. М. Индрупский, Э. С. Закиров и др. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных технологий, 2009. – 484 с.

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

7. Закиров С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: учебн. пос. для вузов/С. Н. Закиров. – М.: Недра, 1980. – 334 с.

8. Кондрат Р. М. Газоконденсатотдача пластов/Р. М. Кондрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с.

9. Кондрат Р. М. Особливості завершальної стадії розробки родовищ нафти і газу/Р. М. Кондрат, В. М. Дорошенко, О. Р. Кондрат//Нафтогазова енергетика. – 2007. – № 1. – С. 17–21. <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/1303>

10. Рассохин Г. В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1997. – 184 с.

11. Совершенствование технологии разработки месторождений нефти и газа/Под ред. С. Н. Закирова. – М.: Грааль, 2000. – 643 с.

12. Burachok O., Pershyn D., Spyrou C., Turkarslan G., Nistor M., 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/10.3997/2214-4609.20201015>

13. Chierici G. L., Ciocci G. M. and Long G. 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.

14. Firoozabadi A., Olsen G. and Golf-Racht V. T. Residual Gas Saturation in Water-Drive Gas Reservoir, SPE California Regional Meeting held in Ventura, California, April 8–10, 1987, USA, P. 1–4 (319–322). <https://doi.org/10.2118/16355-MS>

15. 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) 195, 29–38. <https://doi.org/10.2118/952029-G>

16. 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. – № 5/1 (55). – P. 12–17. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.215074>

17. Kryvulya S., Matkivskiy S., Kondrat O., Bikman Y. Approval of the technology of carbon dioxide injection into the V-16 water driven reservoir of the Hadiach field (Ukraine) under the conditions of the water pressure mode//Technology and system of power supply. – 2020. – № 6/1 (56). – P. 13–18. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.217780>

18. 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>

19. Matkivskiy S. Effects of the rate of natural gas production on the recovery factor during carbon dioxide injection at the initial gaswater contact//Technology and system of power supply. – 2021. – № 1/3 (57). – P. 6–11. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2021.225603>

20. 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>

21. 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. – Dnipro, Ukraine, November, 2020. – P. 1–10. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001011>

22. 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>

23. Turta A. T., Sim S. S. K., Singhai A. K. and Hawkins B. F. Basic Investigations on Enhanced Recovery by Gas – Gas Displacement// Journal of Canada Petroleum Technology. – 2008. – Vol. 47. – № 10. – P. 1–6. <https://doi.org/10.2118/08-10-39>

REFERENCES

1. Anikeev D. P. Possibilities of increasing the gas flow rate during the development of gas deposits with bottom water/D. P. Anikeev, S. N. Zakirov, R. M. Kondrat//Gazovaya promyshlennost. – 2013. – № 09 (695). – P. 51–53. (In Russian).

2. Burachok O. V., Pershyn D. V., Matkivskiy S. V., Kondrat O. R. Evaluation of black-oil PVT-model applicability for simulation of gas-condensate reservoirs//Mineralni resursy Ukrainy. – 2020. – № 2. – P. 43–48. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.43-48> (In Ukrainian).

3. Handbook of oil and gas business /V. S. Boiko, R. M. Kondrat, R. S. Yaremiichuk. – Kyiv: Lviv, 1996. – 620 p. (In Ukrainian).

4. Zakirov S. N. New principles and technologies for the development of oil and gas fields. Part 1/S. N. Zakirov, Je. S. Zakirov, M. N. Batanova et al. – Moskva-Izhevsk: Institut kompyuternykh tekhnologij, 2004. – 520 p. (In Russian).

5. Zakirov S. N. New principles and technologies for the development of oil and gas fields. Part 2/S. N. Zakirov, I. M. Indrupskij, Je. S. Zakirov et al. – Moskva-Izhevsk: Institut kompyuternykh tekhnologij, 2009. – 484 p. (In Russian).

6. Zakirov S. N. Development of gas, gas condensate and oil and gas condensate fields/S. N. Zakirov. – Moskva: Struna, 1998. – 628 p. (In Russian).

7. Zakirov S. N. Theory and design of development of gas and gas condensate fields: textbook. pos. for universities/S. N. Zakirov. – Moskva: Nedra, 1980. – 334 p. (In Russian).

8. Kondrat R. M. Gas condensate recovery of layers. – Moskva: Nedra, 1992. – 255 p. (In Russian).

9. Kondrat R. M. Peculiarities of the final stage of development of oil and gas fields/R. M. Kondrat, V. M. Doroshenko, O. R. Kondrat//Naftohazova enerhetyka. – 2007. – № 1. – P. 17–21. <http://clar.nung.edu.ua/handle/123456789/1303> (In Ukrainian).

10. Rassohin G. V. The final stage of the development of gas and gas condensate fields. – Moskva: Nedra, 1997. – 184 p. (In Russian).

11. Improving the technology of oil and gas fields development/ S. N. Zakirov. – Moskva: Graal, 2000. – 643 p. (In Russian).

12. Burachok O., Pershyn D., Spyrou C., Turkarslan G., Nistor M., 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/10.3997/2214-4609.20201015>

13. Chierici G. L., Ciocci G. M. and Long G. 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.

14. Firoozabadi A., Olsen G. and Golf-Racht V. T. Residual Gas Saturation in Water-Drive Gas Reservoir, SPE California Regional Meeting held in Ventura, California, April 8–10, 1987, USA, P. 1–4 (319–322). <https://doi.org/10.2118/16355-MS>

15. 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) 195, 29–38. <https://doi.org/10.2118/952029-G>

16. 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. – № 5/1 (55). – P. 12–17. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.215074>

17. Kryvulya S., Matkivskiy S., Kondrat O., Bikman Y. Approval of the technology of carbon dioxide injection into the V-16 water driven reservoir of the Hadiach field (Ukraine) under the conditions of the water pressure mode//Technology and system of power supply. – 2020. – № 6/1 (56). – P. 13–18. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.217780>

18. 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>

19. Matkivskiy S. Effects of the rate of natural gas production on the recovery factor during carbon dioxide injection at the initial gaswater contact//Technology and system of power supply. – 2021. – № 1/3 (57). – P. 6–11. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2021.225603>

20. 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>

21. 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. – Dnipro, Ukraine, November, 2020. – P. 1–10. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001011>

22. 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>

23. Turta A. T., Sim S. S. K., Singhai A. K. and Hawkins B. F. Basic Investigations on Enhanced Recovery by Gas – Gas Displacement//Journal of Canada Petroleum Technology. – 2008. – Vol. 47. – № 10. – P. 1–6. <https://doi.org/10.2118/08-10-39>

Рукопис отримано 18.09.2021.

**ШАНОВНІ НАУКОВЦІ
З ГЕОЛОГІЧНОГО НАПРЯМУ!**

Запрошуємо вас до співпраці!
Пропонуємо сторінки нашого видання
для висвітлення ваших наукових досліджень.

У 2020 році журнал укотре підтвердив
свій **високий науковий рівень**,
пройшовши перереєстрацію
наукових фахових видань України
на підставі рішення атестаційної комісії МОН.

Йому надано категорію "Б"
з геологічної (17.03.2020 р.)
і технічної (17.03.2020 р.)
галузей науки за спеціальностями:

103 – науки про Землю,
184 – гірництво,
185 – нафтогазова інженерія
та технології.

Редколегія журналу
**"Мінеральні
ресурси України"**

**КАТАЛОГ
ВИДАНЬ УКРАЇНИ**
ПРЕСА ПОШТОЮ

Журнал
**МІНЕРАЛЬНІ
РЕСУРСИ УКРАЇНИ**
www.presa.ua

УКРПОШТА
ГОЛОВНА ПОШТА КРАЇНИ

QR code