

Техніка і технології

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2021-1(78)-17-24

ПІДВИЩЕННЯ СТУПЕНЯ ВИЛУЧЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ З ОБВОДНЕНОГО ГАДЯЦЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА ШЛЯХОМ НАГНІТАННЯ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ

¹С. В. Матківський*, ²О. Р. Кондрат, ²О. В. Бурачок, ²Л. І. Хайдарова

¹ Український науково-дослідний інститут природних газів;
61010, м. Харків, Гімназійна набережна, 20, тел./факс (05773) 31755,
e-mail: matkivskyi.sergey@ndigas.com.ua

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (03422) 42195,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua, oburachok@googlemail.com,
lilya.matiishun@gmail.com

Для дослідження ефективності технологій вторинного видобутку вуглеводнів шляхом нагнітання не-вуглеводневих газів в продуктивні поклади проведено дослідження з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger. На основі постійно діючої геолого-технологічної моделі Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища проведено дослідження процесу нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 з метою сповільнення надходження пластової води в газонасичені інтервали та витіснення залишкових запасів природного газу. За результатами моделювання розробки покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища встановлено високу технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю на межі газоводяного контакту. При нагнітанні діоксиду вуглецю забезпечується підтримання пластового тиску в покладі на значно вищому рівні порівняно з розробкою на виснаження, що обумовлює збільшення видобутку конденсату. Висока розчинність діоксиду вуглецю в пластових флюїдах забезпечує підвищення рухомості конденсату, що вже випав в пласті, та водночас зменшує рухомість пластової води. Завдяки високим витіснювальним властивостям діоксиду вуглецю проявляється висока ефективність його використання як агента нагнітання з метою регулювання надходження пластової води в продуктивні поклади та підвищення кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення. Прогнозний коефіцієнт вилучення газу на момент прориву діоксиду вуглецю в останню із видобувних свердловин збільшується на 3,22 % за величиною залишкових запасів газу, а коефіцієнт вилучення конденсату при цьому зростає на 1,29 %. Практична реалізація систем оптимізації розробки родовищ вуглеводнів за таких умов дозволить підвищити їх видобувні можливості та, відповідно, збільшити кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення.

Ключові слова: 3D модель, родовище, газоконденсатний поклад, водонапірний режим, нагнітання діоксиду вуглецю, вуглеводневилучення.

Для исследования эффективности технологий вторичной добычи углеводородов путем нагнетания не-углеводородных газов в продуктивные залежи проведено исследование с использованием основных инструментов гидродинамического моделирования Eclipse и Petrel компании Schlumberger. На основе постоянно действующей геолого-технологической модели Гадяцкого нефтегазоконденсатного месторождения проведено исследование процесса нагнетания диоксида углерода в залежь горизонта В-16 с целью замедления поступления пластовой воды в газонасыщенные интервалы и вытеснения остаточных запасов природного газа. По результатам моделирования разработки залежи горизонта В-16 Гадяцкого нефтегазоконденсатного месторождения установлена высокая технологическая эффективность нагнетания диоксида

углерода на границе газовой контакта. При нагнетании диоксида углерода обеспечивается поддержание пластового давления в залежи на более высоком уровне по сравнению с разработкой на истощение, что обуславливает увеличение добычи конденсата. Высокая растворимость диоксида углерода в пластовых флюидах обеспечивает повышение подвижности конденсата, который уже выпал в пласте, и одновременно уменьшает подвижность пластовой воды. Благодаря высоким вытесняющим свойствам диоксида углерода проявляется высокая эффективность его использования как агента нагнетания с целью регулирования поступления пластовой воды в продуктивные залежи и повышения конечного коэффициента извлечения углеводородов. Прогнозный коэффициент извлечения газа на момент прорыва диоксида углерода в последнюю из добывающих скважин увеличивается на 3,22 % по величине остаточных запасов газа, а коэффициент извлечения конденсата при этом возрастает на 1,29 %. Практическая реализация систем оптимизации разработки месторождений углеводородов при таких условиях позволит повысить их добывающие возможности и, соответственно, увеличить конечные коэффициенты углеводородоотдачи.

Ключевые слова: 3D модель, месторождение, газоконденсатная залежь, водонапорный режим, нагнетание диоксида углерода, углеводородоотдача.

To investigate the effectiveness of technologies for the secondary production of hydrocarbons by injecting non-hydrocarbon gases into productive reservoirs, a study has been carried out using the Schlumberger's prime hydrodynamic simulation tools –Eclipse and Petrel. On the basis of a live geological and technological model of the Hadiach oil and gas condensate field, an investigation has been made of the process of injecting carbon dioxide into the reservoir of the V-16 horizon in order to slow down the flow of formation water into gas-saturated intervals and displace residual natural gas reserves. Based on the results of modeling the development of the V-16 horizon of the Hadiach oil and gas condensate field, a high technological efficiency of carbon dioxide injection at the gas-water contact boundary has been established. When injecting carbon dioxide, the formation pressure in the reservoir is maintained at a higher level compared to depletion development, which leads to an increase in condensate production. The high solubility of carbon dioxide in formation fluids increases the mobility of condensate that has already fallen out in the formation, and at the same time reduces the mobility of formation water. Due to the high displacing properties of carbon dioxide, a high efficiency of its use as an injection agent is manifested in order to control the flow of formation water into productive reservoirs and increase the final hydrocarbon recovery factor. The expected gas recovery factor at the time of the breakthrough of carbon dioxide into the last of the producing wells increases by 3,22 % in terms of residual gas reserves, while the condensate recovery factor increases by 1,29 %. The practical implementation of systems for optimizing the development of hydrocarbon fields under such conditions will increase their production capabilities and, accordingly, increase the final coefficients of hydrocarbon recovery factor.

Key words: 3D model, field, gas condensate reservoir, water drive, injection of carbon dioxide, hydrocarbon recovery factor.

Вступ

Переважає більшість покладів газових та газоконденсатних родовищ України розробляється на виснаження та перебувають на завершальній стадії розробки [1-2]. Складність видобутку залишкових запасів природного газу за таких умов пов'язана з низькими значеннями пластового тиску, низькодебітністю, обводненням свердловин з різними ускладненнями у процесі їх експлуатації та корозією наземного та підземного обладнання [3].

Розробка родовищ за активного просування пластової води в газонасичені інтервали продуктивних горизонтів характеризується нерівномірним переміщенням газовой контакту залежно від неоднорідності продуктивних покладів як за площею, так і за товщиною. Неоднорідність, яка притаманна родовищам вуглеводнів, зумовлює вибіркоче обводнення продуктивних покладів та защемлення пластовою водою значних об'ємів природного газу. В обводнених частинах покладу залишається 15-30 % початкових запасів мікро- та макрозашемленого газу [4].

При експлуатації видобувних газоконденсатних свердловин внаслідок зниження пластового тиску відбувається процес диференціальної конденсації важких вуглеводнів [5]. Накопичення конденсату в привибійній зоні призводить до зниження фазової проникності за газом, що відповідно призводить до погіршення продуктивності видобувних свердловин. Все це обумовлює ускладнення при експлуатації газоконденсатних свердловин через накопичення конденсату на вибої.

Підвищення вуглеводневилучення з виснажених та обводнених родовищ можливе у випадку впровадження сучасних технологій розробки родовищ вуглеводнів України. Перспективним напрямом підвищення кінцевих коефіцієнтів вилучення газу та конденсату є впровадження вторинних технологій розробки шляхом нагнітання вуглеводневих та неуглеводневих газів, а також комбінованих технологій нагнітання рідин та газів [6-9].

Однією з успішних технологій на сьогоднішній день є технологія нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад, яка достатньо

вивчена та успішно застосовується в світовій практиці нафтовидобутку [10]. Зважаючи на те, що густина та в'язкість діоксиду вуглецю значно вища за густину природного газу в пластових умовах, постійний процес запомповування діоксиду вуглецю в продуктивні поклади може частково знизити активність водонапірної системи шляхом створення штучного бар'єру між водою та природним газом. При нагнітанні неуглеводного газу на початковому газоводяному контакті також створюється додатковий гідродинамічний бар'єр. Сукупність вищенаведених факторів призводить до сповільнення надходження пластових вод в газонасичені пласти та обумовлює стабільну і безводну експлуатацію видобувних свердловин протягом тривалішого періоду дорозробки продуктивних покладів в умовах активного водонапірного режиму [11-12].

Зважаючи на високу розчинність діоксиду вуглецю у пластових флюїдах (нафті, конденсаті та пластовій воді) завдяки впровадженню технології нагнітання діоксиду вуглецю, забезпечується збільшення рухомості нафти та конденсату, що обумовлює сприятливі умови для їх фільтрації в поровому середовищі [13-14].

Впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю забезпечує ефективне витіснення природного газу та значно вищі кінцеві коефіцієнти углеводневилучення з продуктивних покладів газових та газоконденсатних родовищ [15-16].

Враховуючи всю складність видобутку углеводнів в умовах інтенсивного надходження пластової води в продуктивні поклади, доцільним було б впроваджувати технології, які б дали можливість певним чином контролювати та регулювати процес обводнення продуктивних покладів та мінімізувати негативний вплив водонапірного режиму на процес розробки родовищ углеводнів.

Практична реалізація систем оптимізації розробки газових та газоконденсатних родовищ в широкому розумінні проблеми дозволить суттєво інтенсифікувати процес видобутку газу та конденсату та вийти на світовий рівень вирішення поставленої проблеми.

Постановка проблеми

Аналізуючи результати лабораторних та теоретичних досліджень, можна стверджувати, що для забезпечення більш повного охоплення продуктивного покладу розробкою бажаним було б повне попередження просування пластової води в продуктивні поклади. Відомі методи регулювання просування пластової води в

продуктивні поклади зазвичай економічно не вигідні та технологічно неприйнятні, оскільки неоднорідність порід-колекторів вносить значну невизначеність в процес обґрунтування тих чи інших технологій підвищення углеводневилучення. Для вдосконалення існуючих технологій розробки родовищ углеводнів доцільно проводити додаткові дослідження з використанням цифрового моделювання. Метою подальших досліджень є напрацювання оптимальних шляхів підвищення углеводневилучення та мінімізація негативного впливу водонапірного режиму на процес розробки газових та газоконденсатних родовищ.

Виклад основного матеріалу

Для дослідження ефективності нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища з метою підвищення углеводневилучення використовувались основні інструменти гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger [17-18]. 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 [19-20].

Для впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в ролі нагнітальних свердловин використано вже пробурені на родовищі свердловини, які знаходяться в бездії за причини обводнення. Підбір свердловин-кандидатів для нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний 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, підібрано ряд нагнітальних свердловин, з використанням яких буде охоплено найбільшу кількість залишкових защемлених запасів природного газу витісненням. Для нагнітання діоксиду вуглецю вибрано свердловини №№52, 101, 201, 202. Запомповування неуглеводного газу в продуктивний поклад здійснюється з темпом на рівні 50 тис.м³/добу в одну свердловину. Нагнітання діоксиду вуглецю здійснюється протягом 16 місяців. Розробка продуктивного покладу здійснюється до моме-

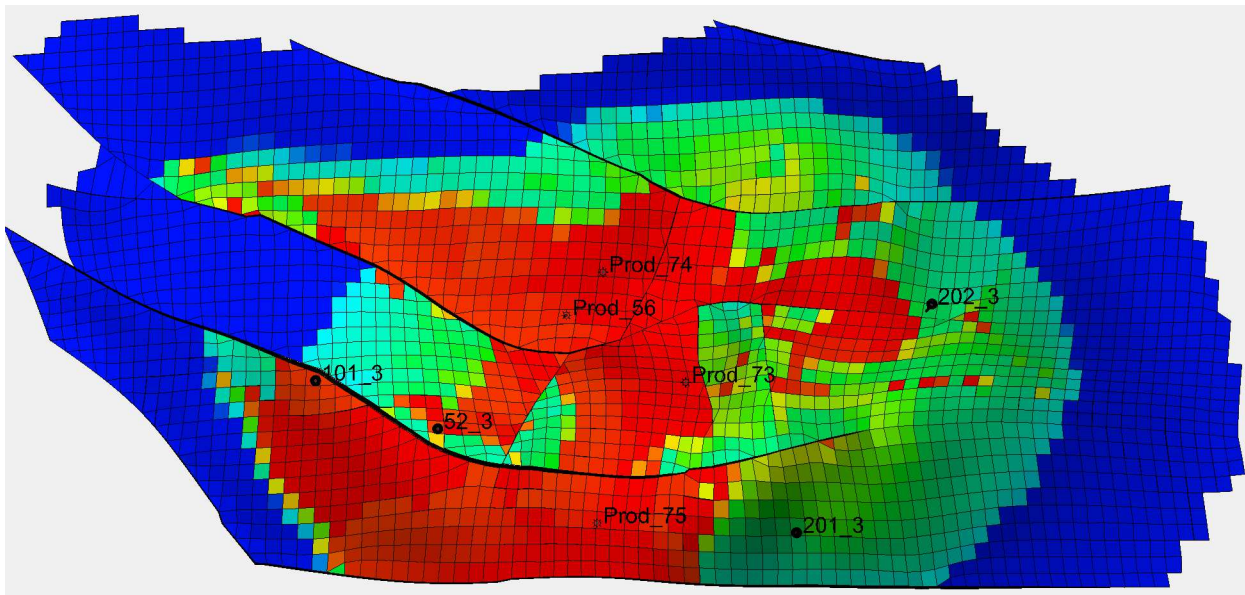


Рисунок 1 – Схема розміщення нагнітальних та видобувних свердловин на площі газоносності покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища



Рисунок 2 – Динаміка пластового тиску в часі при розробці покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю

нту прориву діоксиду вуглецю в останню з видобувних свердловин.

Схема розміщення нагнітальних та видобувних свердловин на площі газоносності покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища наведена на рисунку 1.

На основі результатів моделювання проведено аналіз основних технологічних показників розробки газоконденсатного покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища. Аналізуючи результати гідродинамічного моделювання, встановлено, що при нагнітанні діоксиду вуглецю забезпечується підтримання пластового тиску на більш високому рів-

ні порівняно з розробкою покладу на виснаження.

Динаміка пластового тиску в часі при розробці покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю наведена на рисунку 2.

Згідно з результатами моделювання проведено аналіз основних технологічних показників розробки покладу горизонту В-16. На основі проведеного аналізу встановлено, що завдяки впровадженню технології нагнітання неуглеводневого газу забезпечується додатковий видобуток газу та конденсату.

Таблиця 1 – Результати розрахунків коефіцієнтів вуглеводневилучення при нагнітанні діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища та при розробці на виснаження за величиною видобутку пластової води на момент його прориву до видобувних свердловин

Видобувні свердловини	Тривалість періоду розробки 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, %			
		Нагнітання	Виснаження	Δ, %		Нагнітання	Виснаження		Δ, %
75	39	24,1	24,1	0	6,21	6,21	0	7,15	
56	40	24,73	24,73	0	6,35	6,35	0	7,15	
73	57	29,82	27,32	2,5	7,38	6,28	1,1	7,71	
74	77	32,56	29,34	3,22	7,92	6,64	1,29	9,33	

На основі проведених досліджень розраховано прогнозні коефіцієнти вилучення природного газу з покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища.

Результати розрахунків коефіцієнтів вуглеводневилучення при нагнітанні діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища та при розробці на виснаження за величиною видобутку пластової води на момент його прориву до видобувних свердловин наведено у таблиці 1.

Згідно з результатами проведених досліджень розробки покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища на момент прориву діоксиду вуглецю в свердловини №75, 56 при розробці на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю в поклад на момент його прориву досягається однаковий накопичений видобуток води. Враховуючи вищевказане, ефект від впровадженої технології за величиною накопиченого видобутку води не встановлений. При нагнітанні діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 ефект від впровадження досліджуваної технології досягається на момент його прориву в свердловини №73 та №74. Прогнозний коефіцієнт вилучення газу на момент прориву діоксиду вуглецю в свердловину №73 збільшується на 2,5 % від початкових запасів газу за величиною накопиченого видобутку пластової води, а коефіцієнт вилучення конденсату при цьому зростає на 1,1 %. На момент прориву діоксиду вуглецю в свердловину №74 коефіцієнти вилучення газу за величиною накопиченого видобутку пластової води збільшується на 3,22 %, а коефіцієнт вилучення

конденсату – на 1,29 % від величини залишкових запасів вуглеводнів. Такі показники досягаються завдяки сповільненню просування пластової води в продуктивні поклади та ефективному витісненню залишкових запасів вуглеводнів.

Згідно з результатами проведених досліджень розробки покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища на момент прориву діоксиду вуглецю в свердловини №75, 56 при розробці на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю в поклад на момент його прориву досягається однаковий накопичений видобуток води. Враховуючи вищевказане, ефект від впровадженої технології за величиною накопиченого видобутку води не встановлений. При нагнітанні діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 ефект від впровадження досліджуваної технології досягається на момент його прориву в свердловини №73 та №74. Прогнозний коефіцієнт вилучення газу на момент прориву діоксиду вуглецю в свердловину №73 збільшується на 2,5 % від початкових запасів газу за величиною накопиченого видобутку пластової води, а коефіцієнт вилучення конденсату при цьому зростає на 1,1 %. На момент прориву діоксиду вуглецю в свердловину №74 коефіцієнти вилучення газу за величиною накопиченого видобутку пластової води збільшується на 3,22 %, а коефіцієнт вилучення конденсату на 1,29 % від величини залишкових запасів вуглеводнів. Такі показники досягаються завдяки сповільненню просування пластової води в продуктивні поклади та ефективному витісненню залишкових запасів вуглеводнів.

Газоконденсатний поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища характеризується високим потенційним вмістом важких вуглеводнів фракції C_{5+} (більше 300 г/м^3). Завдяки підтриманню пластового тиску на значно вищому рівні порівняно з тиском розробки на виснаження досягається збільшення накопиченого видобутку конденсату. Також слід відмітити, що при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивний поклад забезпечується ефективне витіснення вже раніше сконденсованих вуглеводнів, які випали в пласті при зниженні пластового тиску нижче тиску початку конденсації.

Отримані результати свідчать про технологічну ефективність впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади з метою регулювання надходження пластової води в продуктивні поклади та витіснення защемленого газу пластовою водою до видобувних свердловин.

Аналізуючи результати проведених досліджень з підвищення кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення, можна стверджувати про те, що є певні перспективи щодо впровадження високоефективних вторинних технологій розробки родовищ України, які характеризуються порівняно великими залишковими запасами природного газу та значними ресурсами вуглеводнів фракції C_{5+} як в газовій, так і в рідкій фазах.

Таким чином, інвестиції у впровадження сучасних технологій розробки газоконденсатних і нафтогазоконденсатних родовищ України дозволять значно підвищити видобувні можливості родовищ, що розробляються, а також нових родовищ, розробка яких за традиційними технологіями призводить до значних втрат вуглеводневих ресурсів і, відповідно, до низьких значень вуглеводневилучення.

Практична реалізація систем оптимізації розробки газоконденсатних родовищ в широкому розумінні проблеми дозволить суттєво інтенсифікувати процес видобутку газу і конденсату та вийти на світовий рівень вирішення поставленої проблеми.

Висновки

Моделювання розробки виснажених родовищ вуглеводнів, які перебувають на завершальній стадії розробки та розробляються за водонапірного режиму, дає можливість набратися корисного досвіду в застосуванні складних методик для прогнозування видобутку вуглеводнів з таких родовищ та дозволяє встановити, що саме необхідно зробити для стабілізації видобутку газу в останні роки завершального етапу розробки.

Остаточне рішення щодо впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад з метою підвищення кінцевих коефіцієнтів вилучення газу та конденсату необхідно приймати за результатами всебічних техніко-економічних розрахунків.

Література

1. Кондрат Р. М. Газоконденсатоотдача пластов. М.: Недра, 1992. 255 с.
2. Матківський С.В., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. та ін. Дослідження впливу незначного прояву водонапірної системи на достовірність матеріального балансу колекторів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. №2 (75). С. 43–51.
3. Рассохин Г.В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра. 1997. 184 с.
4. Бойко В. С., Бойко Р. В., Кеба Л. М., Семінський О. В. Обводнення газових і нафтових свердловин. 1-ше вид. К.: Міжнародна економічна фундація, 2006. 791 с.
5. Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. Довідник з нафтогазової справи. К., Львів, 1996. 620 с.
6. Закиров С. Н. Алиев Б.А. Повышение конденсатоотдачи. Обз. инф: сер. *Разраб. и экспл. газ. и газоконденс. месторожд.* М.: ВНИИЭгазпром, 1985. Вып.4. 46 с.
7. Тер-Саркисов Р. М. Технология закачки азота для добычи защемленного и низконапорного газа. *Газовая промышленность*. 2006. № 4. С. 24-26.
8. Матківський С.В. Вплив темпу видобутку газу на процес обводнення свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивні поклади. *Тези ІХ Міжнародної науково-практичної конференції*. Анкара (Туреччина), 2020. С. 215-218.

9. 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, Number 10. p. 1-6.
10. 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, p. 1-9.
11. Матківський С.В., Кондрат О.Р. Вплив тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на газовилучення в умовах прояву водонапірного режиму. *Тези V Міжнародної науково-практичної конференції*. Осло, 2020. С.135-139.
12. 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. No 5/1 (55). p. 12-17.
13. Clancy J.P., Gilchrist R.E. Nitrogen injection Applications Emerge in the Rockies. *SPE Rocky Mountain Regional Meeting*. 22-25 May. 1983.
14. 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 Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Madrid, Spain*, 13-16 June, 2005. p. 1-7.
15. Ogolo N.A., Isebor J.O., Onyekonwu M.O. Feasibility Study of Improved Gas Recovery by Water Influx Control in Water Drive Gas Reservoirs. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, 5-7 August, 2014.
16. 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. p. 1-10.
17. ECLIPSE. ECLIPSE Technical Description. Version 2020.1 © Schlumberger, 2020. 1078 p.
18. Petrel* Help. Version 2019.2.* Mark of Schlumberger
19. 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.
20. 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.

References

1. Kondrat, R. M. Gazokondensatootdacha plastov. Moscow: Nedra, 1992. 255 p. [in Russian]

2. Matkivskiy S. V., Kovalchuk S. O., Burachok O. V., Kondrat O. R., Khaidarova L. I. Doslidzhennia vplyvu neznachnoho proiavu vodonapirnoi systemy na dostovirnist materialnoho balansu kolektoriv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2020. No 2 (75), P. 43–51. [in Ukrainian]

3. Rassokhin G.V. Zavershayushchaya stadiya razrabotki gazovikh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy. M.: Nedra. 1997. 184 p. [in Russian]

4. Boyko V. S., Boyko R. V., Keba L. M., Semins'kyy O. V.. Obvodnennya hazovykh i naftovykh sverdlovyh, K.: Mizhnarodna ekonomichna fundatsiya, 2006. 791 p. [in Russian]

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

6. Zakirov S.N., Aliyev B.A. Povysheniye kondensatootdachi plasta. Obz. inf: ser. *Razrab. i yekspl. gaz. i gazokondens. mestorozhd*. M.: VNIIEgazprom, 1985. Vo.4. 46 p.[in Russian]

7. Ter-Sarkisov R.M. Tekhnologiya zakachki azota dlya dobychi zashchemlennogo i nizkonapornogo gaza. *Gazovaya promyshlennost'*, 2006. Vo.4, p. 24-26 [in Russian]

8. Matkivskiy S.V. Vplyv tempu vydobutku hazu na protses obvodnennya sverdlovyh pry nahnitanni dioksydu vuhletsyu v produktyvni poklady. Tezy IX Mizhnarodnoyi naukovo-praktychnoyi konferentsiyi. Ankara, Turtsiya 2020. S. 215-218.

9. 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, Number 10. p. 1-6.

10. 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, p. 1-9.

11. Matkivs'kyi S.V., Kondrat O.R. Vplyv tryvalosti periodu nahnitannya dioksydu vuhletsyu na hazovyluchennya v umovakh proyavu vodonapirnoho rezhymu. *Tezy V Mizhnarodnoyi naukovo-praktychnoyi konferentsiyi*. Oslo, 2020. p. 135-139.
12. Kondrat O., Matkivskyi 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. No 5/1 (55). p. 12-17.
13. Clancy J.P., Gilchrist R.E. Nitrogen injection Applications Emerge in the Rockies. *SPE Rocky Mountain Regional Meeting*. 22-25 May. 1983.
14. 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 Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Madrid, Spain*, 13-16 June, 2005. p. 1-7.
15. Ogolo N.A., Isebor J.O., Onyekonwu M.O. Feasibility Study of Improved Gas Recovery by Water Influx Control in Water Drive Gas Reservoirs. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, 5-7 August, 2014.
16. 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*. November. 2020. p. 1-10.
17. ECLIPSE. ECLIPSE Technical Description. Version 2020.1 © Schlumberger, 2020. 1078 p.
18. Petrel* Help. Version 2019.2.* Mark of Schlumberger
19. Burachok O. V., Pershyn D. V., Matkivs'kyi 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). p. 82-88. [in Ukrainian]
20. Burachok O., Pershyn D., Spyrou C., Turkarslan G., Nistor M.L., Grytsai D., Matkivskyi 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.