

НАФТОГАЗОВА СПРАВА

Розробка нафтових та газових родовищ

УДК 622.279.23/4

DOI: 10.31471/2304-7399-2023-18(68)-85-97

УЗАГАЛЬНЕННЯ ПЕРСПЕКТИВНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ПІДВИЩЕННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИЛУЧЕННЯ РОДОВИЩ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ

С. В. Матківський

Акціонерне Товариство «Укргазвидобування»;

04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28;

тел./факс (04427) 2-31-15, e-mail: matkivskij@gmail.com

Переважає більшість родовищ вуглеводнів України перебувають на завершальній стадії розробки, яка характеризується ускладненими умовами видобутку вуглеводнів. Складність вилучення залишкових запасів вуглеводнів пов'язана з низькими значеннями пластових тисків, високою обводненістю продукції, руйнуванням привибійної зони пласта, корозією підземного та наземного обладнання. Виснаження основних за видобутком та запасами родовищ призводить до зниження рівнів видобутку вуглеводнів. Родовища, що відкриті за останні роки характеризуються складною будовою, великими глибинами залягання продуктивних покладів, незначними запасами та не можуть істотно вплинути на підтримання видобутку вуглеводнів. Тому основний потенційний резерв для нарощення рівнів видобутку становлять залишкові запаси виснажених родовищ. Сировинна база таких родовищ характеризується погіршенням якості і структури запасів в часі, та супроводжується збільшенням частки важковидобувних запасів. Для підвищення ефективності розробки розвіданих запасів вуглеводнів удосконалено існуючі та розроблено нові підходи до вилучення вуглеводнів з обводнених пластів, видобутку ретроградного конденсату, що випав в процесі розробки газоконденсатних родовищ на виснаження, очищення

привибійних зон газових та газоконденсатних свердловин, інтенсифікації винесення рідини з обводнених свердловин та мінімізації негативного впливу ускладнюючих чинників в процесі їх експлуатації. Однак підвищення ефективності розробки нафтогазових родовищ можливе за умови інвестування у впровадження розроблених технологій, що дозволить підвищити їх видобувні можливості в умовах значного дефіциту вуглеводневої сировини в Україні. Зважаючи на високу технологічну ефективність вторинних технологій розробки родовищ вуглеводнів, яка підтверджується також і промисловими даними, рекомендується їх впровадження на родовищах України.

Ключові слова: *родовище, нафта, газ, конденсат, видобуток, виснаження, вторинні технології, підвищення вуглеводневилучення, нарощення видобутку, цифрове моделювання, тривимірні моделі.*

Вступ

Розвиток промислового виробництва України напряму 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 в часі, та супроводжується збільшенням частки важковидобувних запасів, розробка яких на сьогоднішній день здійснюється з 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 видобутку становлять залишкові запаси вуглеводнів [4].

Родовища вуглеводнів, що відкриті за останні роки характеризуються складною будовою, великими глибинами залягання продуктивних покладів, незначними запасами та не можуть істотно вплинути на підтримання видобутку. Одним із напрямків стабілізації і нарощування видобутку вуглеводнів за таких умов є застосування технологій підвищення вуглеводневилучення [5-6].

Одним із шляхів стимулювання інвестування у вищезазначені технології може сприяти віднесення запасів вуглеводнів цих родовищ до категорії важковидобувних відповідно до існуючого законодавства України.

Постановка проблеми

Актуальність проблеми збільшення темпів вилучення вуглеводнів обумовлена тим, що в умовах спадного видобутку, а також виснаження легкодоступних запасів, які розміщені у сприятливих природно-геологічних умовах практично відсутні ефективні технології з розробки важковидобувних запасів. Вирішення проблеми підвищення ефективності розробки родовищ пов'язано із створенням нових і вдосконаленням існуючих технологій видобутку вуглеводнів, які забезпечать більш повне вилучення вуглеводнів та значно вищі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення [8].

Для впровадження вторинних та третинних технологій розробки нафтогазових родовищ необхідно проводити додаткові дослідження з використанням основних інструментів цифрового моделювання відповідно до світової практики проектування розробки родовищ вуглеводнів на основі постійно діючих геолого-технологічних моделей. За результатами проведених досліджень необхідно удосконалити економічні механізми реалізації інвестиційних проектів з підвищення вуглеводневилучення виснажених нафтогазових родовищ України.

Виклад основного матеріалу

Нафтогазова галузь України характеризується достатньо тривалою історією у світі та забезпечує пошук, розвідку та розробку родовищ нафти та газу, транспортування, переробку, зберігання і реалізацію продуктів їх переробки. Нафтогазоносні провінції України наведено на рис. 1.

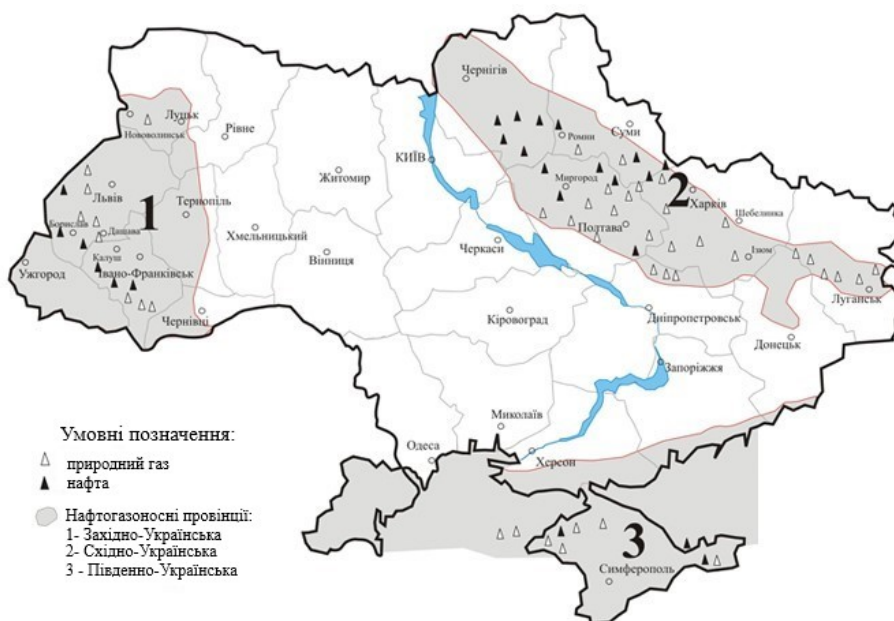


Рис. 1. Нафтогазоносні провінції України

Максимальний видобуток нафти зафіксований в 1972 році на рівні 14,4 млн. т. Що стосується видобутку природного газу, то максимальний річний видобуток 68,7 млрд. м³ досягнуто в 1975 році [9]. Основний видобуток природного газу в Україні (12,5 млрд. м³ товарного газу у 2022 році) забезпечується з родовищ АТ «Укргазвидобування».

Виснаженість родовищ України знаходиться в межах 75-85 %, що свідчить про значні залишкові запаси, які частково і формують потенційний резерв для нарощення рівнів видобутку вуглеводнів [10-13].

Підвищення вуглеводневіддачі газоконденсатних родовищ можливе за рахунок впровадження вторинних технологій розробки [14-17]. Найбільш відомими технологіями розробки газоконденсатних родовищ, які забезпечують значно вищі кінцеві коефіцієнти вилучення конденсату порівняно з розробкою на виснаження є сайклінг-процес та інші технології підтримання пластового тиску. Сайклінг-процес і його модифікації – це зворотне нагнітання газу в пласт, тобто вторинне використання видобутого газу. Технології зворотного нагнітання природного газу характеризується високою технологічною ефективністю, однак, основним їх недоліком є консервація запасів вуглеводневого газу в період сайклінг-процесу [18].

Перспективним напрямом підвищення вуглеводневилучення газоконденсатних покладів може бути їх витіснення неуглеводневими газами (азот, діоксид вуглецю, суміш різних газів, тощо) та впровадження технологій водогазової репресії (послідовна закачка рідких та газоподібних агентів). Заводнення газоконденсатних покладів зазвичай малоефективний спосіб підвищення вуглеводневилучення, оскільки призводить до защемлення значних об'ємів природного газу в пористому середовищі водою, її проривом до вибоїв експлуатаційних свердловин та ускладненням при їх експлуатації. Однак, у випадку виснажених газоконденсатних покладів впровадження комбінованих технологій із послідовним нагнітанням рідких агентів з наступним їх витісненням газоподібними (рідино-газова репресія) може забезпечити високу ефективність їх дорозробки. Нагнітання обмежених об'ємів рідкої фази забезпечить вирівнювання фронту витіснення, а наступне нагнітання газоподібних агентів забезпечить створення регульованої насиченості пласта з мінімізацією защемлення газу водою, її прориву до вибоїв свердловин та ускладнень при їх експлуатації [19-22].

Дорозробка виснажених газоконденсатних покладів в умовах значного пониження пластового тиску з витіснення природного газу неуглеводневими газами, наприклад, азотом дозволить при заданому тиску закидування підвищити газовіддачу на 4-7% за умов забезпечення кондиції видобутого газу основним вимогам Кодексу газотранспортної системи (вміст азоту менше 5%, нижня границя теплоти згоряння вище 7778 ккал/м³). Нагнітання рідкого агенту перед фронтом нагнітання

азоту забезпечить вирівнювання фронту витіснення та сприятиме підвищенню газовіддачі [23-26].

Деякі з вищенаведених технологій успішно впроваджені на родовищах АТ “Укргазвидобування”. Насамперед, це реалізація сайклінг-процесу на Котелевському (гор.С-5), Тимофіївському (гор.Фм-1), Куличихинському (гор.Фм-1) родовищах, підтримання пластового тиску шляхом перепуску високонапірного газу на Березівському (горизонт С-5) родовищі, тощо [27-29].

Згідно рекомендацій УкрНДІгазу застосування технології підвищення вуглеводневіддачі покладів горизонту Фм-1 Тимофіївського та Куличихинського НГКР шляхом одночасного нагнітання супутніх пластових вод (СПВ) та азоту дозволило б підтримати пластовий тиск в покладах та частково сповільнити вибіркоче обводнення найбільш проникних пластів за рахунок більш повного охоплення їх витісненням в умовах газорідної репресії. Впровадження таких заходів при розробці покладів горизонту Фм-1 вищезазначених родовищ може забезпечити збільшення кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення.

Перспективним напрямом нарощення видобутку власного газу є підвищення ефективності розробки родовищ природних газів за водонапірного режиму. Результати досліджень та промисловий досвід розробки родовищ в умовах активного надходження пластової води в продуктивні поклади свідчать про те, що кінцеві коефіцієнти газовилучення за таких умов складають 75-80 % [30-31]. Низькі кінцеві коефіцієнти вилучення вуглеводнів за водонапірного режиму свідчать про защемлення в процесі надходження пластової води в поклади частини залишкових запасів природного газу.

У міру виснаження пластової енергії відбувається підняття газодляного контакту, що призводить до зменшення газонасиченої товщини пластів, появи води в продукції видобувних свердловин та зниження дебітів газу. Для підвищення ефективності розробки розвіданих запасів існує необхідність в пошуку ефективних методів регулювання процесу надходження пластової води в газонасичені горизонти та напрацювання оптимальних шляхів вилучення залишкових запасів вуглеводнів.

Результати численних досліджень свідчать про високу ефективність використання діоксиду вуглецю в якості агенту нагнітання з метою підвищення кінцевого вуглеводневилучення [32-34]. Під час проектування технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади важливим завданням є вибір тривалості періоду нагнітання, кількості (щільності) сітки нагнітальних свердловин на площі газонасиченості та технологічних режимів експлуатації видобувних і нагнітальних свердловин.

Для вдосконалення існуючих технологій розробки родовищ природних газів за водонапірного режиму проведено дослідження з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання [35-

40]. На основі тривимірних цифрових моделей газоконденсатного покладу проведено розрахунки процесу нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади для регулювання фронту руху пластової води.

Результати проведених розрахунків свідчать, що у випадку нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту забезпечується підтримання пластового тиску на більш вищому рівні порівняно з розробкою покладів на виснаження, що обумовлює створення гідродинамічного бар'єру, який сповільнює процес надходження пластової води в газонасичені горизонти.

Аналізуючи результати моделювання встановлено, що при збільшенні щільності сітки нагнітальних свердловин забезпечується більш повне охоплення периметру газонасиченості діоксидом вуглецю, завдяки чому створюється надійний фільтраційний бар'єр, який забезпечує більш ефективне блокування пластової води. При впровадженні технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади на межі газоводяного контакту стає більш контрольованим процес надходження пластової води в газонасичені горизонти та відповідно і процес розробки продуктивного покладу.

Концентрація діоксиду вуглецю в покладі при використанні 8 та 12 нагнітальних свердловин наведена на рис. 2.

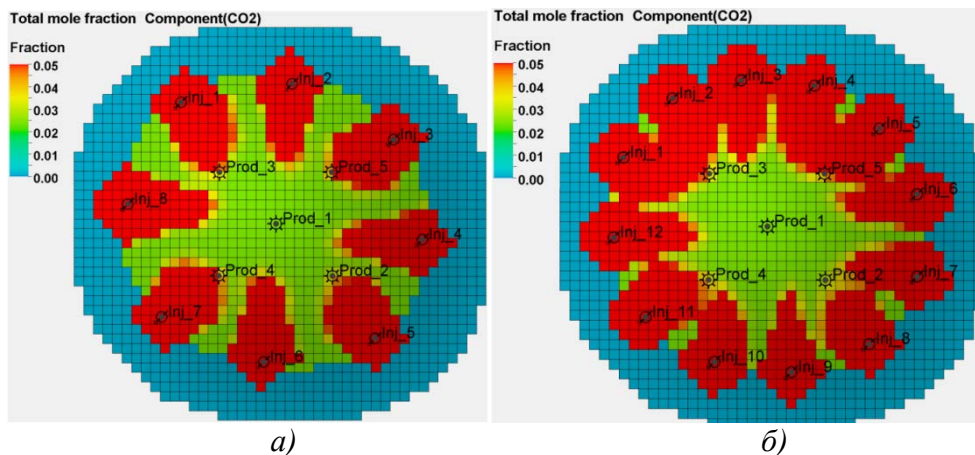


Рис. 2. Концентрація діоксиду вуглецю на момент його прориву до видобувних свердловин при використанні 8 (а) та 12 (б) нагнітальних свердловин

За результатами проведених досліджень слід відмітити, що завдяки впровадженню технології нагнітання неуглеводневого газу зменшується накопичений видобуток пластової води. Аналізуючи стан обводнення продуктивного покладу встановлено, що при нагнітанні діоксиду вуглецю в поклад, газоводяний контакт в процесі розробки піднімається повільніше порівняно з розробкою на виснаження. Завдяки

впровадженню технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту забезпечується стабільна та безводна експлуатацію видобувних свердловин протягом тривалішого періоду розробки родовища.

Стан обводненості продуктивного покладу при розробці на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю на момент його прориву до видобувних свердловин з використанням 8 нагнітальних свердловин наведено на рис. 3.

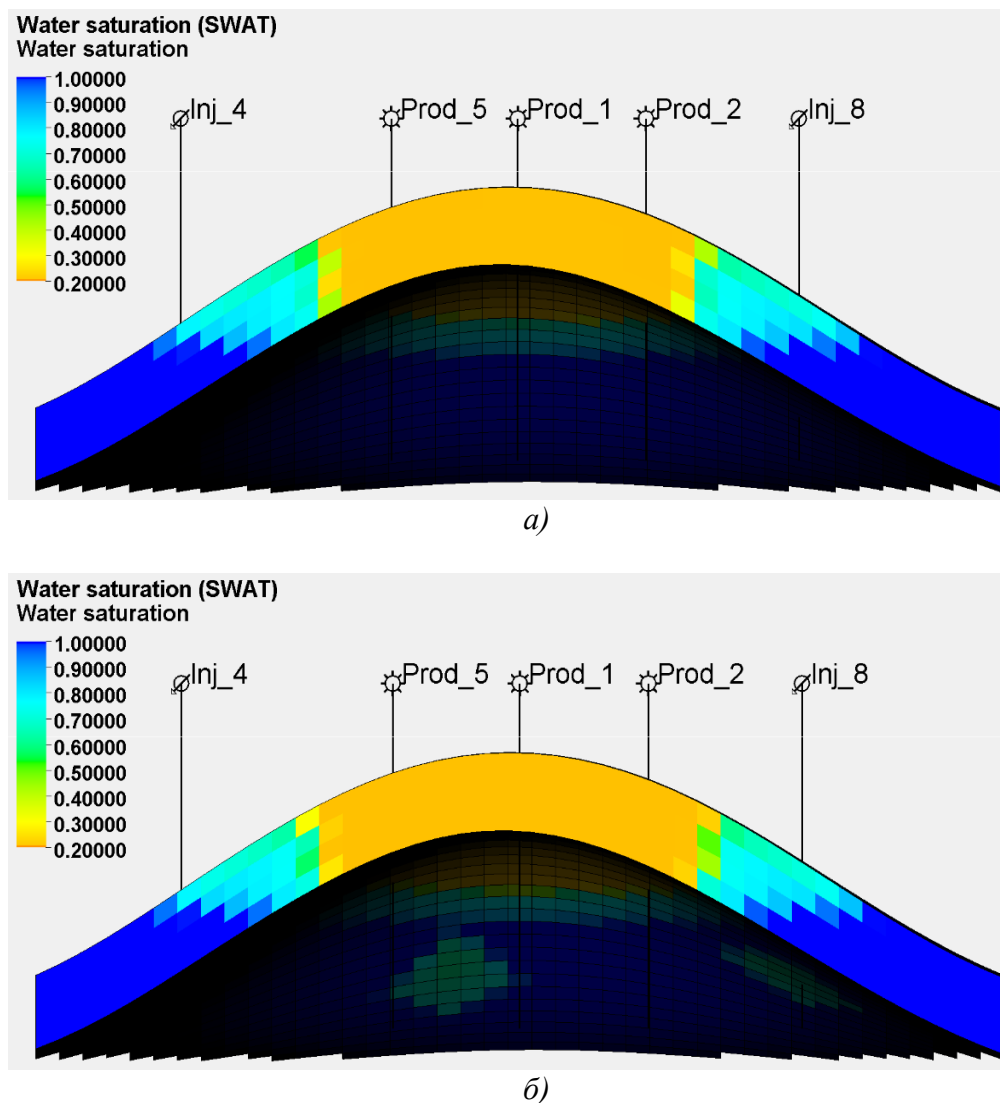


Рис. 3. Стан обводненості продуктивного покладу при розробці покладу на виснаження (а) та при нагнітанні діоксиду вуглецю (б) на момент його прориву до видобувних свердловин з використанням 8 нагнітальних свердловин

На основі результатів проведених досліджень з використанням інструментів цифрового моделювання на основі однорідних та неоднорідних 3D моделей розроблено наступні технології підвищення вуглеводневилучення родовищ природних газів за водонапірного режиму:

1. Технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад за тривалості періоду його нагнітання в поклад, яка за батареїного розміщення нагнітальних свердловин на початковому контурі газоносності і видобувних свердловин у центрі покладу становить чотири місяці на сто метрів відстані між нагнітальними та видобувними свердловинами, а у випадку циклічного його нагнітання – за тривалості циклу нагнітання 8 місяців. У випадку незабезпечення раціональних умов нагнітання неуглеводневого газу досягається значно нижча ефективність даної технології підвищення вуглеводневилучення;

2. Для отримання максимальних значень коефіцієнта вилучення природного газу необхідно забезпечити відповідне відношення відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами. У випадку наявності значної просторової неоднорідності продуктивних покладів для ефективного блокування надходження пластової води необхідно забезпечити більшу щільність сітки нагнітальних свердловин порівняно з розробкою однорідних колекторів за таких же умов. Зумовлено це наявністю високопроникних пластів, по яких відбувається випереджаюче просування фронту пластової води та неуглеводневого газу. Для забезпечення високої технологічної ефективності технології нагнітання діоксиду вуглецю необхідне відношення відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами становить 1,29 для однорідного покладу та 0,97 для неоднорідного покладу;

3. Підвищення коефіцієнта вилучення природного газу у випадку впровадження вторинних технологій розробки родовищ природних газів шляхом нагнітання неуглеводневих газів можна досягти у випадку забезпечення раціональних технологічних параметрів експлуатації нагнітальних та видобувних свердловин. Для досягнення високої технологічної ефективності необхідно забезпечити раціональне відношення темпу нагнітання діоксиду вуглецю до темпу видобутку природного газу на рівні 1,25.

Практична реалізація запропонованих технологій розробки родовищ природних газів за водонапірного режиму в широкому розумінні проблеми дозволить суттєво інтенсифікувати процес видобутку вуглеводнів та зменшати навантаження на навколишнє середовище за рахунок утилізації техногенного діоксиду вуглецю в рамках реалізації проєктів декарбонізації.

Висновки

Сучасний стан розробки родовищ природних вуглеводнів в Україні, характеризується виснаженням найбільших за запасами родовищ

вуглеводнів. З кожним роком, все гостріше постає питання збільшення вуглеводневилучення в умовах низьких пластових тисків, інтенсивного надходження в продуктивні поклади законтурних і підшовних пластових вод, високого обводнення продукції свердловин та значними ускладненнями в процесі їх експлуатації.

Виснажені родовища містять ще значні запаси вуглеводнів, які зосереджені в обводнених покладах, низькопроникних пластах, в ділянках родовища обійдених розробкою та сконденсованих вуглеводнів в газоконденсатних родовищах, що розроблялись на виснаження.

В Україні та в цілому в світі тривалий час здійснюються наукові дослідження з метою удосконалення існуючих та розробки нових технологій розробки родовищ нафти і газу на завершальній стадії. На основі результатів численних досліджень встановлено основні закономірності та поведінка пластових флюїдів в умовах їх багатофазної фільтрації, досліджено ефективність регулювання процесу розробки родовищ в умовах активного водонапірного режиму з використанням неуглеводневих газів, підвищення коефіцієнтів конденсатовилучення за допомогою різних витіснювальних агентів, тощо.

Результати проведених досліджень вказують на можливість підвищення вуглеводневилучення виснажених родовищ. Однак, остаточне рішення, щодо впровадження тієї, чи іншої технології, та вибір оптимальних технологічних параметрів експлуатації видобувних та нагнітальних свердловин повинен прийматися на основі всебічного техніко-економічного аналізу для умов конкретного покладу чи родовища в цілому.

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. Особливості завершальної стадії розробки родовищ нафти і газу / Р. М. Кондрат, В. М. Дорошенко, О. Р. Кондрат // 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. Кривуля С.В., Бікман Є.С., Кондрат О.Р., Матківський С.В. Перспективи дорозробки газоконденсатних родовищ із значними запасами ре-

- троградного конденсату / Матеріали міжнародної науково-технічної конференції. “Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази”, 8-9 грудня 2020 р., Івано-Франківськ, Україна – С. 99-102.
8. Кондрат Р.М., Серединський Д.Ю., Кондрат О.Р. Дослідження застоування вуглекислого газу для вилучення залишкової нафти з обводнених нафтових покладів. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2010. № 2(35). С. 26-30.
 9. Фірман М. Стан та перспективи нарощування ресурсної бази найбільшої газовидобувної компанії України. Шоста міжнародна науково-практична конференція «Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування». м. Трускавець, 7-11 жовтня 2019 р.
 10. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І., Кликоцька Р.С. Підвищення газовилучення з виснаженого покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденсатного родовища. Науковий вісник. 2017. №2(43). С. 18-25.
 11. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: «Струна», – 1998. – 628 с.
 12. Дорошенко В.М., Єгер Д.О., Зарубін Ю.О., Кондрат Р.М. Напрямки вирішення проблем розробки виснажених родовищ нафти і газу. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2007. №4. С. 108-110.
 13. Кондрат Р.М. Газоконденсатотдача пластов. М.: Недра. 1992. 255 с.
 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. № 1(6 (109), Pp. 77–84.
 15. Meng X., Yu Y., Sheng J., Watson M. (2015) An Experimental Study on Huff-n-Puff Gas Injection to Enhance Condensate Recovery in Shale Gas Reservoirs. Unconventional Resources Technology Conference, 20-22 July, San Antonio, Texas, USA.
 16. Thomas F., Holowach N., Zhou X., Bennion D. (1994) Optimizing Production From Gas Condensate Reservoirs. Petroleum Society of Canada. Annual Technical Meeting, June 12 - 15, Calgary, Alberta.
 17. Burakov Yu., Ivanov V., Ulyashev E., A.P. Mikhailov A. (2008) Methods for Reviving Highly Drowned Gas Wells of the Vuktyl'skoye Field (Russian). Society of Petroleum Engineers. SPE-117419-RU.
 18. Фык И. М. К вопросу охвата вытеснением при сайклинг-процессе // Нефтяная и газовая промышленность. 1991. № 3. С. 33-34.
 19. Гриценко А.И. Закачка жидких углеводородов в пласт для повышения нефтеконденсатотдачи / А. И. Гриценко, Р. М. ТерСаркисов, О. В. Клапчук [и др.] // Обз. инф.: сер. Разраб. и экспл. газ. и газоконденс. месторожд. – М: ВНИИЭгазпром, 1980. – Вып. 6. 39 с.
 20. Гриценко А.И. Закачка жидких углеводородов в пласт для повышения нефтеконденсатотдачи / А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов, О. В. Клапчук [и др.] // Обз. инф.: сер. Разраб. и экспл. газ. и газоконденс. месторожд. – М: ВНИИЭгазпром, 1980. – Вып. 6. – 39 с.

21. Закиров С. Н. Повышение конденсатоотдачи пласта / С. Н. Закиров, Б. А. Алиев // Обз. инф.: сер. Разраб. и экспл. газ. и газоконденс. месторожд. – М.: ВНИИЭгазпром, 1985. – Вып.4. – 46 с.
22. Тер-Саркисов Р. М. Исследование смешивающегося вытеснения флюида из неоднородного пласта / Р. М. Тер-Саркисов, В. А. Николаев, С. Г. Рассохин [и др.] // Газовая промышленность. 1993. № 1. С. 28-29.
23. Кондрат Р.М. Підвищення ступеня вилучення газу з виробленого газового родовища витісненням невідібраного природного газу азотом / Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова // Науковий вісник НГУ. 2017. №5. С. 23–28.
24. Кондрат Р.М. Дослідження впливу тиску початку нагнітання азоту у виснажене газове родовище на характеристики процесу вилучення залишкового природного газу / Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2016. №2(59). С. 51-57.
25. Кондрат Р.М. Дослідження процесу витіснення залишкового природного газу азотом із виснаженого газового родовища за різної тривалості періоду нагнітання азоту в пласт / Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2016. №1(58). С. 60-67.
26. Кондрат Р.М. Вплив розміщення видобувних свердловин на коефіцієнт газовилучення при периферійному нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад кругової форми / Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2017. №4(65). С. 34-39.
27. Бікман Є.С., Дячук В.В. Підвищення ефективності технології підтримання пластового тиску при розробці газоконденсатних покладів з використанням азоту. “Нафта і газ України”, матеріали наукової конференції, Київ, 2002, с. 23-24
28. 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.
29. 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.
30. Firoozabadi A., Olsen G. and Golf-Racht V. T. (1987). Residual Gas Saturation in Water-Drive Gas Reservoir, SPE California Regional Meeting held in Ventura, California, April 8-10, USA, Pp. 1-4 (319-322).
31. Charles S. R., Tracy S. W. and Farrar R. L.: Applied Reservoir Engineering, Vol. 1, OGCI Publications, Oil and Gas Consultants International, 1999, Inc. U.S.A. Pp. 5 – 77 to 5 – 22.
32. Sim S.S.K., Turta A.T., Singhal A.K., Hawkins B.F. (2008). Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency. 9th Canadian International Petroleum Conference. June 17-19. 2008. in Calgary. Alberta.

33. Mamora D. D. and Seo J. G. (2002). Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs, SPE Technical Conference and Exhibition, 29 Sept. – 2 Oct. 2002, San Antonio, Texas, Pp. 1-9.
34. Matkivskiy S., Kondrat O., Burachok O. (2020). Investigation of the influence of the carbon dioxide (CO₂) injection rate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development. Gas Hydrate Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons. 11-12 November, Dnipro, Ukraine.
35. 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). С. 13-18.
36. Матківський С.В. Дослідження ефективності витіснення зацмленого газу неуглеводневими газами з обводнених газоконденсатних покладів. Нафтогазова енергетика. 2020. №. 2 (34). С. 26-33
37. Матківський С.В. Вплив щільності сітки нагнітальних свердловин на регулювання процесу обводнення газоконденсатних покладів шляхом нагнітання діоксиду вуглецю. Мінеральні ресурси України. 2021. №.1. С.46-50
38. 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). С. 12-17.
39. Матківський С.В., Кондрат О.Р., Бурачок О.В., Хайдарова Л.І. Дослідження впливу на коефіцієнт газовилучення темпу нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2020 №4 (77). С. 23-30.
40. Matkivskiy S. Effects of the rate of natural gas production on the recovery factor during carbon dioxide injection at the initial gas-water contact. Technology and system of power supply. 2021. №1/3 (57). Pp. 6-11.46.

Стаття надійшла до редакційної колегії 09.09.2023 р.

GENERALIZATION OF PROSPECTIVE TECHNOLOGIES FOR INCREASING HYDROCARBON EXTRACTION FROM NATURAL GAS FIELDS

S. V. Matkivskiy

Ukrgezvydobuvannya Joint Stock Company;

04053, Kyiv, street Kudryavska, 26/28;

tel./fax (04427) 2-31-15, e-mail: matkivskij@gmail.com

The vast majority of hydrocarbon fields in Ukraine are at the final stage of development, characterized by complicated conditions for hydro-

carbon production. The difficulty of extracting residual hydrocarbon reserves is associated with low reservoir pressures, high water cut, destruction of the bottomhole formation zone, and corrosion of underground and surface equipment. The depletion of the main fields in terms of production and reserves leads to a decrease in hydrocarbon production levels. The fields discovered in recent years are characterized by a complex structure, large depths of productive reservoirs, insignificant reserves and cannot significantly affect the maintenance of hydrocarbon production. Therefore, the main potential reserve for increasing production levels is the residual reserves of depleted fields. The raw material base of such reservoirs is characterized by a deterioration in the quality and structure of reserves over time and is accompanied by an increase in the share of hard-to-extract reserves. To increase the efficiency of development of proven hydrocarbon reserves, existing approaches have been improved and new approaches have been developed for the extraction of hydrocarbons from watered formations, the extraction of retrograde condensate that fell during the development of gas condensate fields for depletion, and the cleaning of bottomhole zones of gas and gas condensate wells and wells. Negative influence of complicating factors during their operation. However, increasing the efficiency of oil and gas field development is possible by investing in the implementation of developed technologies, which will increase their production capabilities in conditions of a significant shortage of hydrocarbon raw materials in Ukraine. Due to the high technological efficiency of secondary technologies for the development of hydrocarbon fields, which is also confirmed by industrial data, their implementation in the fields of Ukraine is recommended.

Key words: *field, oil, gas, condensate, production, depletion, secondary technologies, increasing hydrocarbons, increasing production, digital modeling, three-dimensional models.*