https://doi.org/10.15407/ggcm2022.01-02.027

УДК 533.98.4.042

В'ячеслав ЛУКІНОВ[1], Костянтин БЕЗРУЧКО[1], Олексій ПРИХОДЧЕНКО[1], Владислав КОБЕЗА[2]

[1] Інститут геотехнічної механіки ім. М. С. Полякова НАН України, Дніпро, Україна, e-mail: gvrvg@meta.ua
[2] Газопромислове управління «Шебелинкагазвидобування» АТ «Укргазвидобування», Донець, Харківська обл., Україна, e-mail: Kobeza15@gmail.com

ГЕОЛОГІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЗОН, ПЕРСПЕКТИВНИХ ДЛЯ НАКОПИЧЕННЯ ЗАТРУБНИХ ЗАПАСІВ ГАЗУ (Східно-Новоселівське нафтогазоконденсатне родовище, Дніпровсько-Донецька западина)

Проведено детальний аналіз геологічних умов Східно-Новоселівського нафтогазоконденсатного родовища, які сприяють формуванню додаткових ресурсів газу категорії «затрубні запаси», а також встановлення геолого-промислових показників перспективності утворення техногенних покладів. Беручи до уваги геологічні умови Східно-Новоселівського нафтогазоконденсатного родовища, отримання додаткових запасів газу слід очікувати з техногенних покладів, що розташовуються над промисловими горизонтами, що розробляються, і утворюються в низькопористих колекторах під дією геомеханічного чинника, у результаті їхнього розущільнення після вилучення газу з промислового колектору внаслідок його ущільнення. Відповідно до виконаних досліджень, найбільш перспективною областю, з позицій утворення техногенного покладу і накопичення затрубних запасів газу, у межах Східно-Новоселівського нафтогазоконденсатного родовища є товща, виокремлена в районі розташування свердловин № 16, 18, 60, в інтервалі розрізу на відстані 92,4 м вгору від покрівлі горизонту (В-3а)+(В-3б), яка поширюється від глибини 2 141 м до покрівлі горизонту В-3а, на глибині 2 233 м. Проведення технологічних робіт з освоєння техногенних покладів у перспективних зонах за обсадною колоною в експлуатованих свердловинах вимагає додаткових геофізичних робіт.

Ключові слова: газові родовища, геомеханічний чинник, техногенний колектор, затрубні запаси.

Постановка проблеми. Рівень забезпечення держави енергетичними ресурсами є запорукою сталого економічного розвитку. Поточний стан нафтогазовидобувної галузі України вимагає залучення до паливно-енергетичного комплексу додаткових резервів вуглеводневої сировини. Практичний досвід тривалої експлуатації вуглеводневих родовищ підтверджує наявність геомеханічних процесів та їхній значний вплив на стан газонасиченого масиву

© В'ячеслав Лукінов, Костянтин Безручко, Олексій Приходченко, Владислав Кобеза, 2022

гірських порід. На родовищах, що експлуатуються тривалий час, перспективи промислового скупчення вуглеводнів можуть бути пов'язані із вторинними газовими пастками нетрадиційного типу, зокрема техногенними, які утворюються в низькопористих колекторах. Вилучення газу із вторинних техногенних колекторів, що утворилися в процесі експлуатації газового родовища, є джерелом надходження додаткових обсягів газу та може стати суттєвим резервом для нарощування видобутку на старих родовищах.

Аналіз актуальних досліджень. В Україні з 2019 р. геологічні прогнози запасів мінеральної сировини взагалі і вуглеводневих корисних копалин зокрема базуються на універсальній Рамковій Класифікації Організації Об'єднаних Націй (РКООН), яка була розроблена 2009 р. для системного зіставлення запасів і ресурсів енергетичної та мінеральної сировини в різних країнах (Кирилюк & Рудько, 2019).

Натепер 76 країн світу застосовують РКООН як основну, серед них і Україна, яка має адаптовані документи зі своїми національними класифікаціями, що здійснюються на підставі державної експертизи матеріалів геолого-економічної оцінки (ГЕО-1, ГЕО-2, ГЕО-3) запасів та ресурсів корисних копалин, їх затвердження та апробації, зокрема «Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр» (1997) з актуальними змінами від 19.09.2018 р.

Як міжнародний стандарт (шаблон) оцінки та управління запасами вуглеводнів у надрах запропонована «Система управління вуглеводневими ресурсами» (Petroleum Resources Management System, PRMC) Товариства інженерів-нафтовиків (Society of Petroleum Engineers, SPE). Згідно з цим стандартом, оцінюють імовірність наявності вуглеводневих ресурсів та економічну ефективність вилучення запасів з урахуванням можливості сучасних технологій та екологічних норм, податків та актуальних цін на вуглеводні, витрат на розвідку, буріння, транспортування тощо.

У системі SPE щодо запасів та ресурсів вуглеводнів використовують таку термінологію: доведені запаси, імовірні запаси, можливі запаси, розбурені запаси, розбурені розроблювальні запаси, затрубні запаси, нерозбурені запаси, перспективні ресурси, умовні ресурси. Додаткові запаси газу, які формуються на стадії експлуатації родовища, розглядають як «Розбурені розроблювальні запаси» та «Затрубні запаси». Ці категорії запасів утворюються в процесі експлуатації родовища внаслідок вилучення значних об'ємів газу з основних промислових горизонтів, що призводить до розвитку геомеханічних процесів та впливає на формування техногенних покладів (Абєлєнцев та ін., 2017; Булат та ін., 2018). Тобто, це додаткові запаси газу техногенних покладів, які формуються на стадії тривалої експлуатації родовища. «Розбурені розроблювальні запаси» та «Затрубні запаси» пов'язані з техногенними покладами, формування яких контролюється геомеханічними процесами, які протікають у газоносному масиві після вилучення певних обсягів газу, а перспективність місць їхнього формування визначається геолого-промисловими показниками та геологічними умовами залягання промислових колекторів (Булат та ін., 2020).

До затрубних запасів газу належать ті запаси, що не були викриті під час виконання геологорозвідувальних робіт і які утворилися внаслідок

розущільнення низькопористих колекторів після вилучення значних обсягів газу з основних горизонтів. Вони відповідають обсягам газу, які містилися в низькопористих шарах пісковиків за початкових умов, до їхнього розущільнення. Проте внаслідок розущільнення низькопористих колекторів об'єм ефективних пор у них збільшується, а тиск газу, відповідно, зменшується, тому викриття горизонтів із затрубними запасами газу буде супроводжуватися тисками газу, меншими за гідростатичні для даної глибини, що обов'язково потрібно враховувати при їхньому викритті.

Ущільнення основного продуктивного колектору за рахунок стиснення відбувається шляхом зменшення порового простору, який був зайнятий газом, після вилучення значних обсягів газу, тобто внаслідок скорочення ефективних пор.

Відповідно до терміна «затрубні запаси» (Кирилюк & Рудько, 2019), це запаси, які очікується вилучити із зон газонасиченої товщі за обсадною колоною експлуатаційної свердловини. Щоб забезпечити їхнє вилучення, в експлуатаційних свердловинах необхідно провести додаткові технологічні роботи щодо викриття нового горизонту, несполученого з горизонтами, що вже експлуатуються. Затрубні запаси не визначаються на стадії геологорозвідувальних робіт, вони формуються під час тривалої експлуатації родовища, проте можуть бути досліджені, враховані та надалі вилучені шляхом використання наявних експлуатаційних свердловин. Визначення в геологічному розрізі зон, перспективних для нагромадження затрубних запасів газу, є актуальним завданням для отримання додаткових обсягів газу на родовищах, які експлуатуються тривалий час.

Метою роботи є геологічне обґрунтування зон, перспективних для нагромадження затрубних запасів газу, унаслідок утворення техногенних покладів під дією геомеханічного чинника, на прикладі Східно-Новоселівського нафтогазоконденсатного родовища (НГКР).

Виклад основного матеріалу. Східно-Новоселівське НГКР розташоване на території Магдалинівського району Дніпропетровської області України (Іванюта, 1998, Т. 3, с. 1196–1206). Родовище відкрите 1969 р., розробляється з 1975 р. Промислова газоносність пов'язана з горизонтами Б-1, Б-2, Б-5–8, Б-11, Б-12 башкирського ярусу, С-3–7 серпуховського і В-1–3, В-10–14, В-16, В-15 візейського ярусів. Початкові запаси газу затверджені ДКЗ 1986 р. обсягом 5,840 млрд м^3, балансові розвідані запаси станом на 01.01.2010 р. становлять 6,059 млрд м^3 (Іванюта, 1998, Т. 3, с. 1196–1206). Відбір газу з початку розробки в цілому по родовищу становить 4 446 млн м^3, тобто 73,38 % від балансових запасів газу.

Основна частина покладів належить до пластових, склепінних, іноді тектонічно та літологічно екранованих. Колектори представлені пісковиками, з пористістю від 11 до 24 %, усі поклади містять газоконденсат, газонасиченість становить 0,6–0,9. Нафта присутня тільки в покладі горизонту В-16 у вигляді облямівки. Для покладів газоконденсату Східно-Новоселівського нафтогазоконденсатного родовища характерне зменшення пористості порід (пісковиків) основних продуктивних горизонтів зі збільшенням глибини залягання 24 % для горизонту Б-1 на глибині 1 396 м до 11 % для горизонту В-16 на глибині 2 797 м. У тому самому напрямку збільшується початковий

тиск газу від 14,1 до 28,53 МПа для тих самих горизонтів на тих самих глибинах відповідно.

Сьогодні в середньо- і нижньокам'яновугільному розрізі розробляється сім експлуатаційних об'єктів: об'єкт – горизонт Б-1; об'єкт – горизонт Б-11-12; об'єкт – горизонт С-3-6-7; об'єкт – горизонт В-3-10; об'єкт – горизонт В-13-14; об'єкт – горизонт В-15; об'єкт – горизонт В-16. Родовище розробляється згідно із затвердженим ЦКР Мінпаливенерго України варіантом розробки в «Корективах проекту розробки...» (2004 р.). Станом на 01.01.2010 р. відбір газу з початку розробки в цілому по родовищу становить 4446 млн м^3, тобто 73,38 % від балансових запасів газу. Родовище є на завершальній стадії розробки, яка супроводжується зниженням дебітів свердловин, річних відборів газу, робочого тиску на усті свердловин.

Останнім часом на родовищі, згідно із затвердженим варіантом, пробурена експлуатаційна св. № 61 з метою дорозробки покладу горизонту В-16, а св. № 60 переведена на новий поклад, який залягає вище – горизонт В-15. За результатами буріння св. № 61 було уточнено геологічну будову склепінної частини родовища. Крім того, спостерігається деяке відхилення фактичних показників розробки покладів від проєктних. Усе це зумовило необхідність корегування основних рішень попереднього проєкту.

На нашу думку, наочним прикладом отримання додаткових запасів газу категорії «затрубні запаси» можна вважати запаси, встановлені на Рудківському газовому родовищі (ГР) у Передкарпатському прогині після вилучення понад 90 % початкових запасів газу (Чебан & Владика, 2007).

Рудківське газове родовище (Іванюта, 1998, Т. 4, с. 1196–1206) приурочене до північно-західної частини Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицького нафтогазоносного району Передкарпатської нафтогазоносної області. Унаслідок геологічної розвідки родовища, яка була завершена 1957 р., було відкрито шість газових покладів: п'ять – у сарматських пісковиках та один – у юрсько-гельветських карбонатно-піщаних породах (рис. 1). За період з 1957 по 1997 р. видобуто 29 885,8 млн м³ газу, або 91,0 % початкових запасів.

Найпотужнішим покладом, у якому зосереджено 89 % розвіданих запасів газу, є юрсько-гельветський поклад ($J\text{-}N_1h_1$) масивного типу з однаковою глибиною газоводяного контакту в усіх блоках, що свідчить про гідродинамічний зв'язок між усіма газоносними шарами цього покладу. У 1999–2000 рр., під час випробування оціночних свердловин, з горизонту НД-10, який залягає над покладом $J–N_1h_1$ і вважався безперспективним, отримано приплив газу з максимальним безводним дебітом 111,62 тис. м³/добу (рис. 2).

На нашу думку (Лукінов та ін., 2021), розущільнення низькопористих пісковиків горизонту НД-10, який до того не був продуктивним, слугувало причиною утворення газового покладу в цих верствах, до яких, завдяки утворенню сприятливих фільтраційно-ємнісних властивостей, мігрував газ, створюючи промислові скупчення. Принциповою відмінністю такого підходу є те, що йдеться не про «раніше пропущений газовий поклад», як характеризують поклад НД-10 автори роботи (Чебан & Владика, 2007), а про утворення нових покладів на завершальній стадії розробки газових та газоконденсатних родовищ.

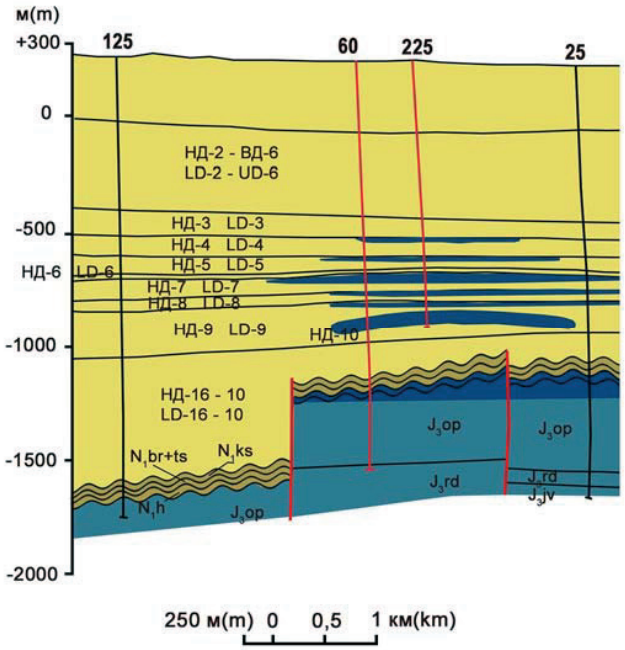

Рис. 1. Геологічний розріз Рудківського газового родовища після проведення геолого-розвідувальних робіт (Іванюта, 1998, Т. 4, с. 123–130) з додаванням горизонту НД-10 після багаторічних газовидобувних робіт

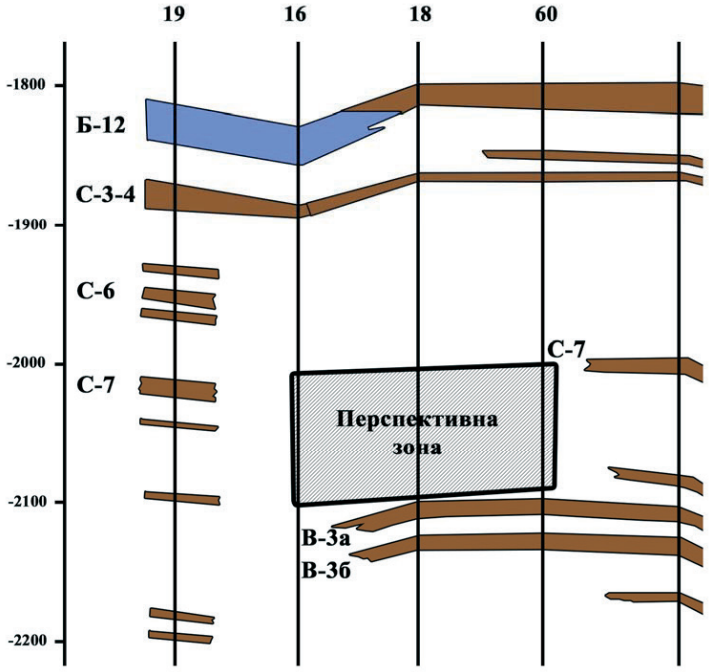

Рис. 2. Геологічний розріз із перспективною областю утворення техногенних скупчень газу над промисловими горизонтами (В-3а)+(В-3б) на Східно-Новоселівському нафтогазоконденсатному родовищі (коричневий – промислові горизонти, синій – водоносний горизонт)

Зміни абсолютних та відносних значень приросту запасів газу на Рудківському газовому родовищі в Передкарпатському прогині та Східно-Новоселівському нафтогазоконденсатному родовищі в Дніпровсько-Донецькій западині

Газоконденсатне родовище	Потужність поверху газоносності, м	Початкові запаси, млн м^3	Балансові розвідані запаси, млн м^3	Приріст запасів газу, млн м^3	Приріст запасів газу у відсотках до початкових запасів, %
Рудківське ГР	Не вказано*	32 824	34 150	1 326	4,0
Східно-Новоселівське НГКР	1 450	5 905	6 059	154	2,6

* Відстань між глибиною залягання покрівлі найвищого продуктивного горизонту та глибиною контакту газ–вода найнижчого продуктивного горизонту на Рудківському газовому родовищі становить 740 м.

Порівняння абсолютних та відносних значень приросту запасів газу на Рудківському ГР у Передкарпатському прогині та Східно-Новоселівському НГКР у Дніпровсько-Донецькій западині наведені в таблиці.

Незважаючи на значну різницю геологічних умов залягання продуктивних колекторів на Рудківському ГР та Східно-Новоселівському НГКР, приріст запасів газу на цих родовищах, у відносних значеннях, становить декілька відсотків. Це свідчить про те, що механізм переходу низькопористих пісковиків у колектори, придатні для промислового видобутку газу завдяки розущільненню, є можливим в обох випадках і дозволяє оцінювати перспективність на отримання додаткових промислових затрубних запасів газу на завершальних стадіях експлуатації родовищ.

За методиками, наведеними в роботах (Лукінов та ін., 2016, 2021), відстань, на яку розвантажуються від гірського тиску низькопористі пісковики (h_n), що залягають над пластом суперколектору після вилучення з нього значних обсягів газу, визначається за формулою:

$$h_n = 70 \cdot m_n. \quad (1)$$

Показник m_n (потужність вийманого пласта на вугільному родовищі) відображає умовну сумарну товщину ефективних пор у колекторі. Він розраховується як добуток максимальної товщини промислового колектору (h_k), пористості підрахункової (Кв. п.) та коефіцієнта газонасиченості (Кг) і визначається за формулою:

$$m_n = h_k \cdot \text{Кв. п.} \cdot \text{Кг}. \quad (2)$$

Для розрахунку m_n у метрах значення Кв. п. та Кг подається в частках одиниці.

Використовуючи формули 1 та 2, розрахуємо відстань, на яку розвантажуються від гірського тиску низькопористі колектори, що залягають над промисловими горизонтами (В-3а) та (В-3б) (див. рис. 2) після вилучення з них значних обсягів газу. Враховуючи, що різниця в глибинах залягання промислових горизонтів (В-3а) та (В-3б) не перевищує 20 м, а також те, що вони характеризуються однаковими значеннями Кв. п. та Кг, враховуємо їх як один спільний об’єкт.

Сумарна максимальна товщина колектору (В-3а)+(В-3б) становить h_k = 9,35 м; пористість підрахункова Кв. п. = 0,18; газонасиченість Кг = 0,79.

Розрахункова сумарна товщина ефективних пор у колекторі, яку визначають за формулою (2), становитиме $m_n = 9{,}35 \cdot 0{,}18 \cdot 0{,}79 = 1{,}32$ м.

Використовуючи формулу (1), розрахуємо відстань (h_n) угору від покрівлі горизонту (В-3а)+(В-3б), на яку вплинуло вилучення газу з цього промислового колектору:

$$h_n = 70 \cdot 1{,}32 = 92{,}4 \text{ м}.$$

Показник h_n характеризує інтервал, у якому породи зазнали розвантаження від виснаження так званого базового суперколектору, у цьому випадку горизонту (В-3а)+(В-3б), що сприяє переходу низькопористих пісковиків до промислових колекторів. Зазначимо, що чим ближче розташування низькопористого колектору до базового горизонту, тим більшого розущільнення він зазнає. Для умов Східно-Новоселівського НГКР найбільш перспективною з позицій утворення техногенного покладу газу є область над промисловими горизонтами (В-3а)+(В-3б), у районі розташування св. № 16, 18, 60 від глибини 2 141 м до покрівлі горизонту В-3а, глибина 2 233 м (див. рис. 2).

Перспективність цієї області підтверджується тим, що в районі св. № 16, 18, 60, в інтервалі виокремлених перспективних глибин, промисловий горизонт С-7 переривається або заміщується низькопористими шарами пісковику з непромисловою газоносністю, які після відпрацювання горизонтів (В-3а)+(В-3б) опиняються в області розущільнення, що може сприяти утворенню техногенного покладу.

Висновки і перспективи подальших досліджень. Щоб встановити положення зон та областей, перспективних для утворення техногенних покладів та нагромадження затрубних запасів газу, доцільно використовувати геолого-промислові характеристики покладів, що розробляються, зокрема потужності основного колектору, значення його відкритої пористості, газонасиченості, початкового тиску газу, відстані до шару низькопористого колектору.

Враховуючи геологічні умови Східно-Новоселівського НГКР, отримання додаткових запасів газу слід очікувати з техногенних покладів, що розташовуються над промисловими горизонтами, що розробляються, і утворюються в низькопористих колекторах під дією геомеханічного чинника, завдяки їхньому розущільненню після вилучення газу з промислового колектору внаслідок його ущільнення.

Ці новоутворені техногенні поклади є обмеженими в просторі і належать до категорії затрубних запасів.

Відповідно до виконаних досліджень, найбільш перспективною областю, з позицій утворення техногенного покладу і нагромадження затрубних запасів газу, у межах Східно-Новоселівського НГКР є товща, виокремлена в районі розташування св. № 16, 18, 60, в інтервалі розрізу на відстані 92,4 м вгору від покрівлі горизонту (В-3а)+(В-3б), яка поширюється від глибини 2 141 м до покрівлі горизонту В-3а, на глибині 2 233 м.

Проведення технологічних робіт з освоєння техногенних покладів у перспективних зонах за обсадною колоною в експлуатованих свердловинах вимагає додаткових відповідних геофізичних робіт.

Урахування геомеханічного чинника відкриває перспективу отримання додаткових промислових припливів газу на пізніх стадіях розробки газових та газоконденсатних родовищ, шляхом прогнозування геологічних умов утворення покращених вторинних фільтраційно-ємнісних властивостей, сприятливих для формування техногенних покладів газу.

Абєлєнцев, В. М., Лур'є, А. Й., Повєрєнний, С. Ф., & Сусяк, Т. Я. (2017). Нова методика інтерпретації результатів лабораторних досліджень гірських порід при моделюванні пластових умов. *Геологічний журнал*, *3*, 23–30. https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2017.3.117319

Булат, А. Ф., Лукінов, В. В., Безручко, К. А., Круковський, О. П., & Круковська, В. В. (2018). Геомеханічний чинник надходження додаткових обсягів вільного метану при експлуатації газових родовищ. *Доповіді Національної академії наук України*, *8*, 25–35. https://doi.org/10.15407/dopovidi2018.08.025

Булат, А. Ф., Лукінов, В. В, Безручко, К. А., & Приходченко, О. В. (2020). Вплив геомеханічних процесів на пластовий тиск при тривалій експлуатації газових родовищ. *Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ*, *4*(77), 62–76. https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-4(77)-62-76

Іванюта, М. М. (Ред.). (1998). *Атлас родовищ нафти і газу України* (Т. 3. Східний нафтогазоносний регіон; Т. 4. Західний нафтогазоносний регіон). Львів: Українська нафтогазова академія.

Кирилюк, О. В., & Рудько, Г. І. (Ред.). (2019). *Надрокористування в Україні*. Чернівці: Букрек.

Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр (1997). Постанова № 432. https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/432-97-п#Text

Лукінов, В. В., Безручко, К. А., Приходченко, О. В., & Кобеза, В. С. (2021). Показники перспективності отримання додаткових припливів вуглеводнів на газових родовищах. У *Від Мінералогії і Геогнозії до Геохімії, Петрології, Геології та Геофізики: фундаментальні і прикладні тренди XXI століття*: матеріали конференції Київського національного університету імені Т. Г. Шевченка (Київ, Україна, 28–30 вересня 2021 р.) (с. 193–197). Київ.

Лукінов, В. В., Приходченко, В. Ф., Жикаляк, М. В., & Приходченко, О. В. (2016). *Методи прогнозу гірничо-геологічних умов розробки вугільних родовищ*. Дніпро: НГУ.

Чебан, О. В., & Владика, В. М. (2007). Перспективи нарощування видобутку газу на старих родовищах Передкарпаття на прикладі Рудківського газового родовища. *Проблеми нафтогазової промисловості*, *5*, 326–328.

Стаття надійшла:
20.04.2022 р.

Vyacheslav LUKINOV[1], Kostyantyn BEZRUCHKO[1], Oleksii PRYKHODCHENKO[1], Vladyslav KOBEZA[2]

[1]M. S. Polyakov Institute of Geotechnical Mechanics
of National Academy of Sciences of Ukraine, Dnipro, Ukraine,
e-mail: e-mail: gvrvg@meta.ua
[2]"Shebelinkagazvydobuvannia" Gas Industry Department of Ukrgazvydobuvannia JSC,
Donets, Kharkiv Region, Ukraine, e-mail: Kobeza15@gmail.com

GEOLOGICAL GROUNDS OF PERSPECTIVE ZONES FOR THE ACCUMULATION OF BEHIND-PIPE GAS RESERVES (East-Novoselovskyi Oil-Gas Condensate Field, Dnieper-Donets Depression)

The practical experience of long-term operation of hydrocarbon deposits confirms the presence of geomechanical processes and their significant impact on the state of the gas-saturated massif of rocks. In fields that are being operated for a long time, the prospects for industrial hydrocarbon accumulation can be associated with secondary gas traps of non-traditional type, in particular, technogenic ones, which are formed in low-pore reservoirs. A detailed analysis of the geological conditions of the East-Novoselovskyi field was carried out. They contribute to the formation of additional gas resources ("behind-pipe reserves" category), as well as the establishment of geological-industrial indices of the perspectivity for the formation of technogenic deposits was carried out.

The purpose of the work is geological justification and finding perspective zones for the accumulation of behind-pipe reserves through the formation of technogenic deposits under the impact of a geomechanical factor, using the example of the East-Novoselovskyi oil-gas condensate field.

For the geological conditions of the East-Novoselovskiy Oil-Gas Condensate Field, producing the additional gas reserves should be expected from technogenic deposits that are located above the industrial horizons that are being developed and formed in low-porous reservoirs under the action of a geomechanical factor, as a result of their decompaction after gas extraction from an industrial reservoir as a result of its compression. In accordance with the conducted research, the most perspective section, from the standpoint of the formation of a technogenic deposit and the accumulation of behind-pipe reserves, within the East-Novoselovskyi Oil-Gas Condensate Field there is the strata identified in the area of wells No. 16, 18, 60, in the section interval at a distance of 92.4 m up from the roof of the horizon (B-3b), which is located from a depth of 2141 m to the roof of the horizon B-3a, at a depth of 2 233 m. It is worthwhile to further carry out appropriate geophysical work for conducting the technological work for the development of technogenic deposits in perspective zones behind the casing column in operated wells.

The account of the geomechanical factor opens up the perspective of producing the additional industrial gas influx at the late stages of the development of gas and gas-condensate fields, by predicting the geological conditions for the formation of the improved secondary filtration-capacitive properties favorable to form technogenic gas deposits.

Keywords: gas fields, geomechanical factor, technogenic reservoir, behind-pipe reserves.