

Ю. В. ЛАЗЕБНА, В. І. ДМИТРЕНКО

ПІНОКИСЛОТНИЙ РОЗРИВ ПЛАСТА ЯК АЛЬТЕРНАТИВА СТАНДАРТНОМУ ГРП ТА БЕЗРІДИННИМ МЕТОДАМ РОЗУЩІЛНЕННЯ ГІРСЬКИХ ПОРІД

У статті розглянуто питання ресурсного потенціалу щільних теригенних газонасичених колекторів, які залягають на значних глибинах у межах центральної частини Дніпровсько-Донецької нафтогазоносною області, та шляхи вирішення проблем щодо способів розробки цих покладів, оскільки вони є неконвекційними і не можуть вилучатись класичним методом. У межах цього питання у статті розглянуто метод гідравлічного розриву пласта як один із найбільш ефективних способів виклику припливу вуглеводнів із продуктивного горизонту та інтенсифікації розробки важковидобувних покладів. Виконано огляд речовин розриву, які використовуються для процесу розущільнення гірських порід, зокрема рідини на водних, вуглеводневих, кислотних основах, безрідинні методи та пінні системи. Проаналізовано склади реагентів, особливості їх застосування, перераховано їх основні недоліки. Наведено приклади світового досвіду застосування відомих рідин розриву й безрідинних способів розущільнення пласта. У цій роботі зацентовано увагу на збільшенні проникності гірських порід шляхом використання пінокислотних систем, оскільки вони, як показує досвід, є високоефективними в умовах щільних та неоднорідних за щільністю колекторів за рахунок селективності, їх можливо пристосувати до гірських порід різноманітного літолого-мінералогічного складу та широкого діапазону термо-баричних умов, вони мають задовільні транспортуючі властивості та здатність викликати самоочищення свердловини. Висвітлено основні підстави для популяризації використання методів розущільнення гірських порід із мінімальним умістом рідини у складі розривних речовин для нетрадиційних газових покладів України. Рекомендовано проведення робіт над створенням більш ефективних, екологічних та економічно вигідних нових чи удосконаленням існуючих речовин розриву, а особливо пінних систем.

Ключові слова: неконвекційні поклади; щільні колектори; розущільнення; гідравлічний розрив; рідини розриву; кислотні пінні.

Yu. V. LAZIEBNA, V. I. DMYTRENKO

FOAM ACID FRACTURE AS AN ALTERNATIVE TO STANDARD FRACKING AND LIQUID-LESS METHODS OF ROCKS LIQUIDATION

The article discusses the issue of the resource potential of tight terrigenous gas-saturated reservoirs, which lie at significant depths within the central part of the Dnipro-Donetsk oil and gas-bearing region, and ways to solve problems related to the methods of development of these deposits, since they are non-convective and cannot be extracted by the classical method. Within the scope of this issue, the article considers the method of hydraulic fracturing as one of the most effective ways of causing the inflow of hydrocarbons from the productive horizon and intensifying the development of hard-to-extract deposits. An overview of fracturing substances used for the process of densification of rocks, in particular, liquids based on water, hydrocarbon, acid bases, liquid-free methods and foam systems, was performed. The compositions of the reagents, the features of their use, and their main disadvantages are listed. Examples of world experience in the use of well-known fracturing fluids and fluid-free methods of reservoir densification are given. In this work, attention is focused on increasing the permeability of rocks through the use of foam acid systems, since, as experience shows, they are highly effective in conditions of tight and heterogeneous reservoirs due to their selectivity, they can be adapted to rocks of various lithological and mineralogical composition and a wide range thermo-baric conditions, they have satisfactory transport properties and the ability to cause self-cleaning of the well. The main reasons for popularizing the use of methods of loosening rocks with a minimum liquid content in the composition of explosive substances for unconventional gas deposits of Ukraine are highlighted. It is recommended to carry out work on the creation of more effective, ecological and economically profitable new or improvement of existing disintegrants, especially foam systems.

Keywords: non-convection deposits; tight collectors; decompression; hydraulic fracturing; fracturing fluids; acid foams.

Ю. В. ЛАЗЕБНА, В. И. ДМИТРЕНКО

ПЕНОКИСЛОТНЫЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА КАК АЛЬТЕРНАТИВА СТАНДАРТНОМУ ГРП И БЕЗЖИДКОСНЫМ МЕТОДАМ РАЗУПЛОТНЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

В статье рассмотрены вопросы ресурсного потенциала плотных терригенных газонасыщенных коллекторов, которые залегают на значительных глубинах в пределах центральной части Днепро-Донецкой нефтегазоносной области; и пути решения проблем способов разработки этих залежей, поскольку они неконвекционны и не могут разрабатываться классическим методом. В рамках данного вопроса в статье рассмотрен метод гидравлического разрыва пласта как один из наиболее эффективных способов вызова притока углеводородов из продуктивного горизонта и интенсификации разработки тяжелообъемных залежей. Выполнен обзор веществ разрыва, используемых для процесса разуплотнения горных пород, в частности жидкости на водных, углеводородных, кислотных основах, безжидкостные методы и пенные системы. Проанализирован состав реагентов, особенности применения, перечислены их основные недостатки. Приведены примеры мирового опыта применения известных жидкостей разрыва и безжидкостных способов разуплотнения пласта. В данной работе акцентировано внимание на увеличении проницаемости горных пород путем использования пенокислотных систем, поскольку они, как показывает опыт, высокоэффективны в условиях плотных и неоднородных по плотности коллекторов за счет селективности, их можно приспособить к горным породам разнообразного литолого-минералогического состава и широкого диапазона термо-барических условий, они обладают удовлетворительными транспортирующими свойствами и способностью вызывать самоочищение скважины. Наведены основания популяризации использования методов разуплотнения горных пород с минимальным содержанием жидкости в составе разрывных веществ для нетрадиционных газовых залежей Украины. Рекомендовано проведение работ по созданию более эффективных, экологических и экономически выгодных новых или усовершенствованием существующих веществ разрыва, а особенно пенных систем.

Ключевые слова: неконвекционные залежи; плотные коллекторы; разуплотнение; гидравлический разрыв; жидкости разрыва; кислотные пены.

Вступ. Майбутнє паливної промисловості України великою мірою залежить від розвідки й освоєння нових ресурсів, які на сьогодні є недостатньо вивченими, а отже, ще не впровадженими у масштабну розробку. Академік НАН України, професор Лукін О. Ю. вважає, що в межах України перспективною на газ є майже 80 % території включно із Українським кристалічним щитом [1, 2]. Відповідно, якщо направити діяльність на пошуково-розвідувальні роботи в досі неосвоєні райони, то можливий значний приріст вуглеводневої бази України. Проте, як відомо, добре розвіданими є значно менші території і переважно це товщі, котрі містять традиційні поклади.

Зважаючи на вищесказане, є сенс зосередити увагу на пошуках нових ресурсів у межах недостатньо вивчених (або нерозвіданих узагалі) територій чи товщ. До таких ресурсів відносяться неконвекційні поклади, серед яких вагоме місце посідає газ щільних колекторів або газ центрально-басейнового типу. В межах нашої держави прогнозні скупчення такого газу приурочені до зони Дніпровсько-Донецького авлакогену. За попередніми підрахунками Українського державного геологорозвідувального інституту, прогнозні ресурси газу щільних колекторів складають до 8,5 трлн м³ [1, 3], а за підрахунками С. Г. Вакарчука близько 9,7 трлн м³, із них видобувні оцінюються приблизно в 3,4 трлн м³ [4].

Середні глибини залягання цих продуктивних горизонтів сягають до 4500 м. Розробка покладів газу з ущільнених колекторів не потребує додаткових затрат на залучення методів ідентифікації, що на таких глибинах є досить вартісно. Прикладом успішної розробки глибокозалягаючих покладів із застосуванням методів інтенсифікації в Україні є Перевозівське газоконденсатне родовище. Його продуктивні горизонти залягають на глибині близько 6300 м, але незважаючи на це, отримані дебіти виправдовують як фінансові, так і фізичні затрати [1].

Перспективні горизонти неконвекційного газу Дніпровсько-Донецької западини складені в основному щільними різнозернистими поліміктовими пісковиками (з глинистим, а іноді карбонатним цементом) з алевритами та прошарками аргілітів, середня проникність яких дорівнює від 1,0 до 0,001 мД при пористості близько 5 % [3, 4, 5]. Стратиграфічно приурочені ці товщі до нижнього та середнього карбону (C₁₋₂), що в межах такого району знаходиться переважно в інтервалах глибин від 3500 до 4500 м [3]. Особливістю пасток із скупченнями газу щільних колекторів є відсутність чітко вираженої породи-флюїдоотриву, що суттєво відрізняє їх від традиційних [4]. Зважаючи на існуючі ресурси газу щільних колекторів, вельми актуальним завданням є розробка та вдосконалення існуючих способів інтенсифікації з урахуванням особливостей залягання покладів.

Способи розробки неконвекційних покладів. Нестандартні поклади потребують особливих технологій вилучення із пласта, що в свою чергу

вимагає вдосконалення існуючих способів розробки або винайдення нових. На сьогодні відомі різноманітні хімічні, механічні та гібридні методи покращення вилучення флюїдів, серед яких різновиди кислотних обробок, гідравлічного розриву пласта, вибухових методів, акустична обробка пласта і т.п. [6]. Їх застосування призводить до збільшення об'єму існуючих пустот у гірській породі або утворення нових кавернового чи тріщинного типу залежно від використаного методу. Таким чином, здійснюється виклик притоку флюїду із неконвекційного покладу, покращується газовіддача із низькопроникних колекторів чи, наприклад, на родовищах із погіршеними фільтраційними властивостями колектору [6]. Тип методу для розуцільнення продуктивної товщі обирається відповідно до багатьох факторів – геологічної будови території, глибини й термобаричних умов залягання продуктивного горизонту, мінералогічно-петрографічного складу гірської породи і т.п.

У сучасному світі великої прихильності набув гідравлічний розрив пласта. Вперше цей метод було успішно використано на родовищі Hugoton у 1947 році американською компанією Halliburton, а з 50-х рр. ХХ століття його почали застосовувати і в межах Радянського простору [7]. Цей спосіб зарекомендував себе як найбільш ефективний. Його вплив зумовлює збільшення проникності породи-колектора, прискорення руху потоку вуглеводнів від продуктивного горизонту до устя свердловини [8, 9]. Таким чином, відбувається збільшення дебіту майже у 24 рази [10]. Прикладом ефективного застосування гідравлічного розуцільнення пласта є газове родовище Золинген у Німеччині. Воно характеризується низькопроникним колектором (10⁻⁶-10⁻⁴ мкм²) із пористістю від 10 до 12 % і потужністю пласта до 10 м. Для такого родовища у горизонтальній свердловині вдалося створити тріщини довжиною до 100 м, завдяки чому досягти максимального дебіту 700 тис. м³/добу. Також відомий подібний досвід на родовищі Куларук-Рівер, де за даними чотирьох горизонтальних свердловин вдалося збільшити продуктивність на 71 % [11].

Слід зазначити, що результативність проведеного гідравлічного розриву залежить не лише від геологічних умов та особливостей гірської породи, для якої виконується розуцільнення, а в першу чергу від особливостей речовини розриву – реологічних та хімічних властивостей, фільтраційних параметрів, котрі визначаються рецептурою рідини [12].

Огляд речовин розриву гірських порід. Вибір речовини розриву залежить як від економічних аспектів, так і від геологічних та термобаричних умов у надрах, поставленої технологічної цілі [13]. Це можуть бути рідини на водній, вуглеводневій чи спиртовій основі, кислотні системи, лінійні гелі, газові або пінні системи (див. табл. № 1) різноманітного хімічного складу [8, 14, 15].

Рідини розриву на вуглеводневій основі представлені полімерними й безполімерними

Таблиця 1.Характеристика дії різних типів рідин розриву

Тип речовини розриву	Узагальнений склад	Характер пустот	Транспортувальна здатність	Ускладнення	Використання для глино-вміщуючих порід
<i>Ковзаюча вода</i>	вода + полімер поліакриламід	вузькі, але довгі тріщини	низька	великі затрати ресурсів, передчасне випадіння пропанту	-
<i>Полімерні рідини</i>	вода+ гуар або ксантан	великі тріщини	висока	погіршення проникності колектора речовинами розпаду (утворення фільтраційних кірок, кольматація)	-
<i>Рідини на вуглеводневій основі</i>	вуглеводнева основа + ПАР	тріщини	скоріш низька	великі затрати ресурсів, дороговизна	±
<i>Лінійні гелі</i>	водна, кислотна чи солярна основа+ загусники	довгі вузькі тріщини	низька	великі затрати ресурсів, передчасне випадіння пропанту, закупорювання каналів осадом	±
<i>Скраплені гази</i>	вуглекислота, скраплений пропан	тріщини, + можливі пустоти кавернозного типу	відсутня	обмеження при зміні термобаричних умов, відсутня транспортувальна здатність, дороговизна	+
<i>Піни</i>	водна, кислотна чи спиртова основа+спінювач+ПАР	великі довгі тріщини, + можливі пустоти кавернозного типу	висока	обмеження при зміні термобаричних умов	+

системами, в основу яких входять нафтові, ксиленові чи інші вуглеводні з додаванням поверхнево-активних речовин.

Гідравлічний розрив пласта із застосуванням рідин розриву на вуглеводневій основі використовується багатьма успішними компаніями, такими як ExxonMobil, Chevron Corporation, Halliburton та ін. Прикладами використання вуглеводневих рідин є газоносні низькопроникні породи родовища Марцеллус (схід США), що залягають в умовах високих температур і тисків, родовище Хейнсвіль у східному Техасі (компанії Epsana та Range Resources) [7, 16].

Такий тип розривної речовини не закупорює шляхи переміщення вуглеводнів, так як легко просочується в пустоти і не спричиняє налипання кірки на стінках пор, легко розпадається і виноситься із пласта до устя свердловини. Оскільки рідини на вуглеводневій основі легко і швидко проникають у породу-колектор, для розриву пласта необхідний дуже великий об'єм суміші, а це вимагає значних як фізичних, так і фінансових затрат. Необхідно зазначити і про екологічну шкоду та легке займання таких рідин, що становить небезпеку. Дороговизна та шкідливий вплив на довкілля таких рідин є вагомим недоліком використання рідин на вуглеводневій основі [11].

З 50-х років ХХ століття почали застосовувати рідини розриву на водній основі. Ці рідини являють собою полімерні системи на основі поверхнево-активних речовин чи водорозчинних полімерів (переважно полісахаридів).

Серед полімерних рідин розрізняють лінійні та зшиті полімери. *Лінійні полімери* готуються із

додаванням, наприклад, гуару або ксантану. Речовини такого складу є досить в'язкими і забезпечують формування великих тріщин та якісне транспортування пропанту. Проте високий уміст у складі рідини полімерів призводить до утворення значної кількості речовин, котрі не виносяться із пласта і таким чином закупорюють пустоти, погіршуючи фільтраційно-ємнісні властивості породи-колектора та забруднюючи навколишнє середовище. Рідини розриву із *зшитими полімерами* у складі містять значно меншу кількість хімічних речовин, що є більш екологічно безпечним, окрім того, нижчий уміст полімерів покращує проникність колектора. Такі рідини відрізняються кращою термостійкістю.

Уцілому, полімерні речовини розриву характеризуються задовільними показниками, але вони погіршують гідропровідність новоутвореного пустотного простору за рахунок осідання полімерів й утворення фільтраційних кірок, кольматації, закупорюючи шляхи переміщення вуглеводнів [13, 17]. У результаті виникають проблеми при регулюванні руху потоку рідини розриву, котра під тиском може проникати в пласт на більші відстані, ніж це необхідно, викликати небажані пошкодження пласта, а висока в'язкість полімерних рідин унеможливує транспортування пропанту глибоко в тріщини [13, 17].

Прикладом розривної речовини на водній основі є «ковзаюча вода» або «slickwater» [17]. У її склад входять вода та полімер поліакриламід. Рідина набула широкого використання в Америці. Досліди, виконані для твердих крихких сланців формації Лунмасі [18]; показали, що розуцільнення пласта із застосуванням

«ковзаючої води» більш доцільно виконувати для руйнування крихких гірських порід із уже існуючою тріщинуватістю. Якщо «ковзаючу воду» продавлювати у пласт під високим тиском і з великою швидкістю, сформується вузькі, але довгі тріщини, на відміну від тріщин, спричинених гелевими рідинами. Щодо розуцільнення міцних гірських порід, то така рідина дає незадовільні показники – зважаючи на низьку в'язкість «ковзаючої води», спостерігається передчасне випадіння розклинювачу, а новоутворені тріщини мають дуже малий діаметр [18, 19].

Водні рідина на основі поверхнево-активних речовин за механізмом впливу схожі на полімерні, але в процесі дії вони переходять у водний розчин. Перевагою водних рідин на основі поверхнево-активних речовин є легке вилучення із новоутворених тріщин. Загалом, порівняно з іншими рідинами розриву, гідравлічний розрив пласта з використанням рідин на водній основі є дешевшим методом, але має обмежене використання для глиновміщуючих гірських порід, котрі є чутливими до води, характеризується низькою транспортувальною здатністю через низьку в'язкість і великим об'ємом відходів [13].

Як речовини розриву пласта застосовують і *гелейовані розчини*. Переважно це лінійні гелі на основі води, кислот або солянки. Такі речовини забезпечують утворення довгих за протяжністю тріщин, що важливо в умовах малопотужних пластів. Але порівняно малий їх діаметр є суттєвим недоліком [9]. Завдяки низькій в'язкості забезпечується легка проникність лінійних гелей у пласт, а це вимагає великого об'єму такої речовини. Також низька в'язкість унеможливує транспортування достатньої кількості пропанту на великі відстані, що зумовлює передчасне випадіння розклинювачу.

Широкого застосування набули і *рідини розриву на кислотних основах*. Найбільш використовуваними кислотами є соляна, оцтова, фтористоводнева, біфторид амонію, глинокислотні рідини тощо [6, 8]. У більшості випадків кислотні рідини використовують для розуцільнення карбонатних колекторів із уже наявною тріщинуватістю, але іноді застосовують і для теригенних гірських порід. За деякими джерелами розрив пласта кислотною рідиною може забезпечити збільшення дебіту свердловини майже в 5 разів. Результати розриву кислотними рідинами колекторів, у складі яких переважають силікатні мінерали, в багатьох випадках погіршуються унаслідок осідання в пустотах продуктів реакцій та частинок самих гірських порід, що не розчиняються залишковою кислотою (на відміну від карбонатних) і погано виносяться [6].

Загалом розробка нетрадиційних покладів із застосуванням вищеописаних рідин для гідравлічного розриву пласта у більшості випадків супроводжується ускладненнями, серед яких поглинання рідини розриву в зони, що прилягають до новоутворених тріщин; обводнення покладу в результаті руйнування не лише продуктивного пласта, а й вище / нижче залягаючих екрануючих прошарків; закупорювання

шляхів переміщення флюїду у результаті кольматації; набухання глинистих мінералів, передчасним випадінням розклинювачу чи при ущільненні пропанту при закритті тріщин і т.п. [9, 12]. Наприклад, у випадку низькопроникних колекторів за рахунок повільного виносу рідини розриву відбувається закупорювання пустот самою рідиною, що може спричинити зниження початкового дебіту після процедури розриву аж на 80 %. Відповідно можливі ускладнення призводять до утруднення переміщення вуглеводнів до свердловини, проблем при видаленні рідини розриву, можливого виходу із ладу обладнання [8, 12].

Зважаючи на існуючі проблеми гідравлічного розуцільнення низькопроникних гірських порід, сучасні газовидобувні компанії переходять до методів, які потребують значно меншого об'єму затрат водних ресурсів [12, 15]: пневморозрив, розуцільнення пласта з використанням спіненої рідини або пінних систем.

Огляд безрідинних методів розриву.

Пневморозрив пласта активно застосовується такими світовими лідерами з розробки важковидобувних газових покладів, як США, Канада, КНР та інші [15]. Наприклад, у Китаї почали активно впроваджувати метод безрідинного розуцільнення гірських порід для розробки сланцевого газу в умовах нестачі водних ресурсів, достатніх для гідравлічного розриву [15, 20]. Полягає цей метод у механічному руйнуванні гірських порід під дією високого тиску закачуваного у пласт газу з утворенням системи тріщин. Але на відміну від більшості способів розуцільнення пневморозрив не передбачає транспортування в пласт пропанту разом із речовиною розриву, відповідно він потребує додаткових дій для запобігання закриттю новоутворених пустот [15, 21]. Як альтернативу гідравлічному розриву пласта з використанням рідин у Колорадо для чутливих до води сланців використовують азот або суміш бутану з пропаном.

Безрідинні методи збільшення проникності гірських порід використовують і такі компанії, як «AirProducts» та «Halliburton». Ці компанії є прихильниками «сухого фрекінгу» або «Кріо Фрекінгу», для якого використовують скраплений азот або вуглекислоту [15]. Суть сухого фрекінгу в розширенні вже існуючих пустот при замерзанні вуглеводнів, які в них знаходяться, і збільшенні тріщин при розширенні, наприклад азоту, під дією підвищеної пластової температури [15, 21, 22]. Прикладами успішного сухого розриву пласта є застосування азоту компанією Encana Corp на родовищі Монтні в Британській Колумбії, Канада; діоксиду вуглецю на родовищі Ваттенберг у Колорадо компанією Anadarko Petroleum Corp.

Компанія Gas Frac Energy Services застосовує *зріджені гази* – вуглекислоту чи скраплений пропан [8]. У свердловині в зрідженому стані закачують газ, а після руйнування гірської породи він вивільнюється, розширюється і виходить із пласта вже у газоподібному стані. У процесі переміщення до устя свердловини вивільнений газ прискорює транспортування вуглеводню. Необхідно зазначити,

що деякі гази є розчинниками певних гірських порід: наприклад, вуглекислота розчиняє карбонати, що

також бере участь у додатковому збільшенні об'єму пустотного простору породи-колектора [8, 15].

На відміну від звичних рідин розуцільнення пласта, безрідинні методи розриву щільних колекторів мають суттєві переваги відносно матеріальних затрат і стану навколишнього середовища. Полягають вони насамперед у відсутності потреб у великих об'ємах рідини та хімічних реагентів. Проте існують обмеження при застосуванні безрідинних методів в умовах зміни термобаричних умов із глибиною [13, 15]; зважаючи, що такі речовини розриву мають дуже низьку транспортувальну здатність, то постає проблема перенесення матеріалу для закріплення новоутворених тріщин; існує необхідність додаткових затрат на сепарацію природного газу від технічного; дороговизна зріджених газів [13, 21].

Застосування пінних систем розриву.

Критичний огляд методів розуцільнення пласта показує, що існуючі технології, попри значну ефективність, усе ж таки потребують удосконалення або пошуку альтернатив. Проміжною речовиною розриву, яка б характеризувалася низьким умістом рідини в складі та високою транспортувальною здатністю є піна. Пінні системи, котрі використовуються для розуцільнення низькопроникних гірських порід, містять у складі <30 % рідини та хімічних реагентів сумарно і від 70 % газу [23]. Такий склад покращує показники за наявності глинистих мінералів у гірській породі [8, 24], значно знижує шкідливий вплив цієї речовини на екологічний стан та зменшує суму необхідних інвестицій [25], високий уміст газу в пінній системі призводить до самоочищення свердловини у результаті розпаду піни та його вивільнення [23, 25, 26]. Також перевагою пін є можливість використання в умовах як низьких, так і високих тисків та температур [23, 24].

Розрізняють сухі та вологі піни. Якщо розглядати сухі піни з умістом газу від 80 до 95 %, що відносяться до високоякісних [10], то для них спостерігається висока густина і щільність. Це забезпечує більші тиски системи на породу при закачуванні піни у пласт із подальшим формуванням тріщин відносно великого діаметра, ніж при застосуванні низькоякісної вологої піни, або рідинних речовин розриву [13, 27, 28].

Уперше розрив пласта із закачуванням пінної системи було випробувано в Американському штаті Огайо ще у 1975 році (а за Carl T. Montgomery and Michael B. Smith «History of an enduring technology» у 1949 р.). Згодом такий тип розуцільнення низькопроникних колекторів почали використовувати і в Канаді (1977 р.) [14, 22].

Відомий досвід використання пінних систем для інтенсифікації розробки покладів в умовах низьких пластових тисків на сході США в штатах Кентукі та Вірджинії, де вуглеводні залягають у

низькопроникних сланцях та пісковиках із глинистими мінералами у складі.

У 2007 році компанією Schlumberge було вперше використано пінний розрив для нафтового покладу щільних пісковиків із перешаруванням глинистих прошарків на Південно-Приобському родовищі, що збільшило дебіт свердловин, порівняно із сусідніми, майже на 50 % [29].

Проблема розробки щільних пісковиків з глинистими мінералами у складі, зокрема з глинистим та карбонатно-глинистим цементом, є актуальною і для України. З урахуванням наявності глинистої речовини у складі газовміщуючих товщ із метою розуцільнення порід-колекторів оптимальним є використання саме піни як речовини розриву. Проте необхідно акцентувати увагу не просто на пінному розриві пласта, а на застосуванні пін на кислотній основі.

Використання кислотних обробок доволі поширене, переважно їх застосовують для очищення шляхів переміщення флюїду і привибійної зони пласта, а у випадку збільшення пористості – це закачування розчинів соляної чи фтористоводневої кислоти в уже попередньо сформовані системи тріщини [6, 8, 30, 31].

В «A foamed acid system and its diversion acidizing performance» авторства Т. - J. Wu та ін. описується пінна система, яка містить 12 % HCl, 3 % HF, 0,3 % високополімерного стабілізатору D та 0,8 % піноутворювачу EL-23. Авторами відзначається висока сумісність піни із кислотною основою. Експериментальні результати показали, що ця пінна система характеризується кращою дією на низькопроникний колектор, ніж на високопористий, що свідчить про чудову селективність піни [31]. Дані цих досліджень підтверджують доцільність застосування пінокислотних систем для розуцільнення низькопроникних колекторів.

У патенті UA 141996 «Спосіб пінокислотної дії на пласт» згадується уже відома технологія пінокислотної обробки сумішшю, до складу якої входять HCl, повітря та як ПАР – катапін, карбозолін або ОП-10 чи дисолван. Відзначається розчинення породи, вчасний процес очищення свердловини, але використовувані ПАР мають слабку піноутворюючу здатність, а соляна кислота ефективна лише для колекторів карбонатного складу [32].

Ще одним прикладом є збільшення проникності з використанням піни шляхом закачування у пласт пінної системи, потім інертного газу (наприклад, CO₂, NO₂ чи повітря), а далі вже пінокислотної суміші, до складу якої входять HCl чи інші органічні кислоти. Недоліками цього варіанта є відсутність розклинювача, що призводить до закриття кінцевих частин новоутворених тріщин, і відповідно вилучення вуглеводнів відбувається без максимальної віддачі. Неможливо застосовувати описаний спосіб і для колекторів із міжгранулярним типом пористості та за умови великої кількості глинистих та силікатних мінералів у складі гірської породи [32, 33].

Автори ж патенту UA 141996 «Спосіб пінокислотної дії на пласт» пропонують збільшення

проникності пласта шляхом нагнітання пінної системи, а далі вже пінокислотного розчину. Як піноутворювач пропонується ПАР Рена-нафтопласт, стинол, софір-М, серед кислот – суміш соляної або фосфатної кислоти (до 40 %) з фтористоводневою чи борфтористоводневою (концентрацією до 10 %). Така рецептура виконує розчинення вже силікатних і глинистих складових, що забезпечує збільшення приросту добового видобутку більше ніж у 2 рази [32].

Розуцільнення за допомогою пінокислотних систем забезпечує не лише формування систем тріщин під дією тиску закачуваної пінної системи, а й дорозчинення стінок новоутворених тріщин та розчинення мінералів, нестійких до використуваного кислотного розчину, який уже міститься у складі піни. Важливо звернути увагу і на те, що реакція кислот у спіненому стані швидша, ніж у вигляді рідини і пінокислоти є ефективними навіть у тих випадках, коли звичайні кислотні обробки малоефективні [31]. Таким чином, можливо збільшити пористість щільної породи-колектору за рахунок формування тріщинно-кавернового типу пустот.

Узагалі ж багатьма відомими компаніями, які займаються розривом продуктивних товщ, розроблено низку запатентованих сумішей для розуцільнення низькопроникних гірських порід, але зазвичай вони публічно не розголошують їх склад та точні результати випробувань, що певним чином ускладнює пошуки інформації в цьому напрямі та уповільнює процес винайдення альтернативних методів інтенсифікації розробки неконвекційних покладів науковцями.

Висновки.

Аналізуючи вищеописане, зроблено наступні висновки:

1. У межах України наявні перспективні для розробки поклади неконвекційного газу, що залягає в теригенних ущільнених гірських породах кам'яновугільної системи Дніпровсько-Донецького авлакогену. Розробка покладів такого типу є доцільною і ефективною за умови застосування правильно підібраного способу вилучення, а саме методу розуцільнення низькопроникних колекторів;

2. Пінокислотний розрив пласта є альтернативою ГРП та безрідинним способом розриву щільних колекторів як перспективний, економічний та технологічно доцільний спосіб інтенсифікації.

У наявній літературі недостатньо даних щодо вітчизняного досвіду з розриву пласта пінокислотними системами, а тому є необхідність у розвитку цього напрямку. Отже, подальшим завданням є робота над удосконаленням існуючих рецептур пін з метою пристосування їх властивостей для розробки щільних теригенних колекторів, що залягають у межах центральної частини Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області. У склад пінних систем рекомендується вводити кислотний розчин, здатний до розчинення силікатних мінералів за умови його сумісності із піною. Результати експериментів мають

випробовуватися на зразках ядерного матеріалу в лабораторних умовах із подальшим упровадженням уже у практичне застосування.

Список літератури

1. Лукін О. Ю. Вуглеводневий потенціал надр України та основні напрями його освоєння. *Вісник НАН України*. 2008. № 4. С. 56-67.
2. Вдовиченко А. І. Оптимальні шляхи збільшення видобутку газу в Україні. *Нафтогазовий консультаційний центр*. 2014. URL: <https://old.newfolk.com.ua/ua/stati-nashih-ekspertov-2/optimaln-shlyahi-zb-lshennya-vidobutku-gazu-v-ukra-n> (дата звернення 18.03.2023)
3. Лазєбна Ю. В., Зезекало І. Г., Дмитренко В. І. Перспективи пошуків та проблематика розробки газу ущільнених колекторів Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Хімія, хімічна технологія та екологія. Харків: НТУ «ХПІ». 2022. № 1(7). С. 55-64.
4. Вакарчук С. Г., Довжок Т. Є., Філюшкін К. К., Кабишев Ю. Б. та ін. *Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга VI. Перспективи освоєння ресурсів газу ущільнених порід у Східному нафтогазоносному регіоні України* / ред. О. Ю. Лукін, Д. С. Гурський. Київ: ТОВ «ВТС ПРИНТ», 2014. 208 с.
5. Дудніков М. Перспективи нафтогазоносності південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка*. Геологія. 2012. № 58. С. 36-40.
6. Возний В. Р., Дудра О. В. Аналіз методів інтенсифікації припливу вуглеводнів на родовищах НГВУ «Бориславнафтогаз» і оцінка коефіцієнта нафтогазовилучення. // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. № 1(46). С. 215–225.
7. Білецький В. С., Гайко Г. І., Орловський В. М. *Історія та перспективи нафтогазовидобування*. Львів: Новий Світ, 2000», 2019. 302 с.
8. Байдак М. В., Будиной О. П. Сучасні технології добування сланцевого газу. *Сучасні технології у промисловому виробництві: матеріали та програма III Всеукраїнської міжвузівської науково-технічної конференції*. Ч. 1. (22-25 квітня 2014 р., Суми). Суми: СумДУ, 2014. С. 27-28
9. Ткаченко М. В. Новітні рішення в ГРП. *Нафта і газ. Наука – освіта – виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку*. Дрогобич: ТзОВ «Трек-ЛТД», 2019. С. 6–9.
10. Abdelaal A., Saleh Aljawad M., Zuhair Alyousef, Almajid M. M. A review of foam-based fracturing fluids applications: From lab studies to field implementations. // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2021. № 95. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1875510021004352?via%3Dihub> (дата звернення 08.03.2023).
11. Особливості ГРП для ущільнених пісковиків. Гідророзрив пласта. 2013. URL: <https://tahobaza.ru/uk/osobennosti-grp-dlya-uplotnennyh-peschanikov-gidrorazryv-plasta/> (дата звернення 18.03.2023).
12. Стойко А. І., Карпенко І. О., Кузмірчук П. Використання водних ресурсів під час проведення гідравлічного розриву пласта. // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. № 3(56). С. 127-133.
13. Shehzad A. CO2 Foam as an Improved Fracturing Fluid System for Unconventional Reservoir. // *Exploitation of Unconventional Oil and Gas Reserves*. 2019. URL: <https://www.intechopen.com/chapters/66559> (дата звернення 8.03.2023).
14. Wanniarachchi W. A. M., Ranjith P. G., Perera M. S. A., Lashin A., Arifi N. A., Li J. C. Current opinions on foam-based hydro-fracturing in deep geological reservoirs. URL: https://www.infona.pl/resource/bwmeta1.element.springer-doi-10_1007_S40948-015-0015-X (дата звернення 8.03.2023)
15. Зезекало І. Г., Думенко Г. А. Проблеми використання пневморозриву для інтенсифікації видобутку вуглеводневої сировини на газоконденсатних родовищах України. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Хімія, хімічна технологія та екологія. Харків: НТУ «ХПІ». 2021. № 1(5). С. 32-37.
16. Sasarean D., Block S., Lee L.-E. Shale gas and hydraulic fracturing in the us: opportunity or underestimated risk? *Industry in focus unconventional oil & gas*. MSCI ESG Research. 2011. 21 p.

URL: <https://www.mscl.com/documents/10199/0060c5a1-1eba-4d36-bb87-248c6d5b2ca3>(дата звернення 18.03.2023).

17. Ming Gu, Ming Fan, Cheng Chen. Proppant Optimization for Foam Fracturing in Shale and Tight Reservoirs. *The SPE Unconventional Resources Conference held in Calgary*. (15–16 February 2017, Alberta, Canada). Alberta, 2017. Pp. 1-13. URL: https://www.researchgate.net/publication/313457329_Proppant_Optimization_for_Foam_Fracturing_in_Shale_and_Tight_Reservoirs(дата звернення 8.03.2023).

18. Циу Пин, Якушев В. С. Обоснование применимости технологий гидроразрыва пласта для разработки газосланцевых толщ бассейна Сычуань (по аналогии со сланцевыми толщами США). *Научно-технический сборник «Вести газовой науки»*. 2016. № 2(26). С. 39-46. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obosnovanie-primenimosti-tehnologiy-gidrorazryva-plasta-dlya-razrabotki-gazoslantsevyh-tolsh-basseyna-syчуан-po-analogii-so> (дата звернення 18.03.2023)

19. Ming Gu, Ming Fan, Cheng Chen. Proppant optimization for foam fracturing in shale and tight reservoirs. *The SPE Unconventional Resources Conference* (15-16 February 2017, Alberta, Canada). Canada: Society of Petroleum Engineer, 2017.P. 1-13. URL: https://www.researchgate.net/publication/313457329_Proppant_Optimization_for_Foam_Fracturing_in_Shale_and_Tight_Reservoirs(дата звернення 18.03.2023)

20. Feng Gao, Chengzheng Cai, Yugui Yang. Experimental research on rock fracture failure characteristics under liquid nitrogen cooling conditions. *Results in Physics*. 2018.Vol. 9. Pp. 252–262.

21. Liew M. S., Kamaluddeen Usman Danyaro, Noor Amila Wan, Abdullah Zawawi. A comprehensive guide to different fracturing technologies: a review. *Energies*, 2020. № 13(13) URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/13/3326> (дата звернення 8.03.2023)

22. Zifeng Li, Hongfang Xu, Chaoyue Zhang. Liquid nitrogen gasification fracturing technology for shale gas development. // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2016. Volume 138. P. 253–256. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410515301595> (дата звернення 8.03.2023)

23. Wilk K. Experimental and simulation studies of energized fracturing fluid efficiency in tight gas formations. *Energies*. 2019. № 12(23).URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/23/4465/htm#B19-energies-12-04465> (дата звернення 9.03.2023).

24. Luca Gandossi. An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production. *Office of the European Union*. Luxembourg:European Union, 2013. 64 p.

25. Kondrat R. M., Dremliukh N. S., Uhrynovskiy A. V. Study of foam formation process with use of water solutions of foam-forming pairs and foam stabilizers. *Науковий вісник НТУ*. 2017. № 3. С. 20–26.

26. Abdelaal A., Saleh Aljawad M., Zuhair Alyousef, Almajid M. M. A review of foam-based fracturing fluids applications: From lab studies to field implementations. // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2021. № 95. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1875510021004352?via%3Dihub> (дата звернення 10.03.2023).

27. Xiao Sun, Lin Huashen. Calculations for the Rheology of Foam Fracturing Fluid. *Proceedings of the 2015 6th International Conference on Manufacturing Science and Engineering*. Atlantis Press, 2015, Pp. 604-607 URL: <https://www.atlantispress.com/proceedings/icmse-15/25845635> (дата звернення 9.03.2023)

28. Shuzhong Wang, Xiangrong Luo, Zefeng Jing. Rheological properties of BCG-CO₂ fracturing fluid for shale gas. *IOP Conference Series: Earth and environmental science*. 2018. Vol. 186. URL: <https://www.proquest.com/openview/5e4533cf82489b198fa4574b3cd84d2711.pdf?pq-origsite=scholar&cbl=4998669> (дата звернення 9.03.2023)

29. Платонов С. Е. Технология пенного гидроразрыва пласта на территории Западной Сибири. *Научное сообщество студентов XXI столетия. Технические науки: сб. ст. по мат. LIX междунар. студ. науч.-практ. конф.* Ч. 1. № 11(58). URL: [https://sibac.info/archive/technic/11\(58\).pdf](https://sibac.info/archive/technic/11(58).pdf) (дата звернення 18.03.2023).

30. Рудий С. М., Рудий М. І., Федорчак Р. М., Василів О. І. та ін. Пат. 140950, Україна. *Розчин для кислотної дії на пласт*. 2020.

31. Wu T.-J., Zheng L.-J., Zhang T., Zhang R., Jing W. A foamed acid system and its diversion acidizing performance.

ResearchGate GmbH. 2013. URL: https://www.researchgate.net/publication/293346895_A_foamed_acid_system_and_its_diversion_acidizing_performance (дата звернення 9.03.2023)

32. Рудий С. М., Рудий М. І., Федорчак Р. М., Нікітін В. О. та ін. Пат. 141996, Україна. *Спосіб пінокислотної дії на продуктивний пласт*. 2020.

33. Fredrickson S. E. Pat. 4436156, USA. *Method of treating well formation employing foamed treatment fluids*.

References

1. Lukin O. Yu. Vuhlevodnevnyi potencial nadr Ukrainy ta osnovni napriamy yoho osvoinnia [Hydrocarbon potential of the subsoil of Ukraine and the main directions of its development]. *Visnyk NAN Ukrainy* [Bulletin of the National Academy of Sciences of Ukraine]. 2008, no. 4, pp. 56-67.

2. Vdovychenko A. I. Optymalni shliakhy zbilshennia vydobutku hazu v Ukraini [Optimum ways of increasing gas production in Ukraine]. *Naftohazovyi konsultatsiynyi tsentr* [Oil and gas consulting center]. 2014. Available at: <https://old.newfolk.com.ua/ua/stati-nashih-ekspertov-2/optimaln-shlyahi-zb-lshennya-vidobutku-gazu-v-ukrain> (accessed 18.03.2023)

3. Laziebnia Yu. V., Zezekalo I. H., Dmytrenko V. I. Perspektyvy poshukiv ta problematyka rozrobky hazu ushchilnennykh kolektoriv Dniprovsko-Donetskoi zapadyny [Prospects of exploration and problems of gas development of compacted reservoirs of the Dnipro-Donetsk basin]. *Visnyk Natsionalnoho tekhnichnoho universytetu «KhPI»*. Seriya: *Khimiia, khimichna tekhnolohiia ta ekolohiia* [Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Chemistry, chemical technology and ecology]. Kharkiv, NTU «KhPI» Publ., 2022, no. 1(7), pp. 55-64.

4. Vakarchuk S. H., Dovzhok T. Ye., Filiushkin K. K., Kabyshev Yu. B. та ін. *Netradytsiini dzhерela vuhlevodniv Ukrainy. Knyha VI. Perspektyvy osvoinnia resursiv hazu ushchilnennykh porid u shkhidnomu naftohazonosnomu rehioni Ukrainy* [Unconventional hydrocarbon sources of Ukraine. Book VI. Prospects for the development of gas resources of compacted rocks in the Eastern oil and gas region of Ukraine]. Kyiv: TOV «VTS PRYNT» Publ., 2014. 208 p.

5. Dudnikov M. Perspektyvy naftohazonosnosti pidvudno-skhidnoi chastyny Dniprovsko-Donetskoi zapadyny [Prospects of oil and gas potential in the southeastern part of the Dnipro-Donetsk basin]. *Visnyk Kyivskoho natsionalnoho universytetu imeni Tarasa Shevchenka. Heolohiia* [Bulletin of Taras Shevchenko Kyiv National University. Geology]. Kyiv, 2012, no. 58, pp. 36-40.

6. Voznyi V. R., Dudra O. V. Analiz metodiv intensyfikatsii pryplyvu vuhlevodniv na rodovyschakh NHVU «Boryslavnaftohaz» i otsinka koefitsiienta naftohazovyvluchennia [Analysis of the methods of intensification of the inflow of hydrocarbons in the fields of Boryslavnaftogaz NGVU and estimation of the oil and gas recovery coefficient]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovysch*. 2013, vol. 1(46), pp. 215–225.

7. Biletskyi V. S., Haiko H. I., Orlovskiy V. M. Istoriia ta perspektyvy naftohazovydobuvannia [History and prospects of oil and gas production]. Lviv, Novyi Svit Publ., 2019. 302 p.

8. Baidak M. V., Budonyi O. P. Suchasni tekhnolohii doбування slantsevoho hazu [Modern technologies of shale gas production]. *Suchasni tekhnolohii u promyslovomu vyrobnytstvi: materialy ta prohrama III Vseukrainskoi mizhvuzivskoi naukovo-tekhnichnoi konferentsii. Ch. 2 (22-25 kvitnia 2014 r., Sumy)*. [Modern technologies in industrial production: materials and program of the 3rd All-Ukrainian interuniversity scientific and technical conference. Part 1. (April 22-25, 2014, Sumy)]. Sumy, Sumy State University Publ., 2014, pp. 27-28.

9. Tkachenko M. V. Novitni rishennia v HRP [The latest solutions in hydraulic fracturing]. *Nafta i haz. Nauka – osvita – vyrobnytstvo: shliakhy intehratsii ta innovatsiinoho rozvytku* [Oil and gas. Science - education - production: ways of integration and innovative development]. Drohobych, TzOV «Trek- LTD» Publ., 2019, pp. 6–9.

10. Abdelaal A., Saleh Aljawad M., Zuhair Alyousef, Almajid M. M. A review of foam-based fracturing fluids applications: From lab studies to field implementations. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2021, vol. 95. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1875510021004352?via%3Dihub> (accessed 08.03.2023).

11. Osoblyvosti HRP dlia ushchilnennykh piskovykiv. Hidrorozryv plasta [Features of hydraulic fracturing for compacted sandstones. Hydraulic fracturing of the formation]. 2013. Available

at: <https://tahobaza.ru/uk/osobennosti-grp-dlya-uplotnennyh-peschanikov-gidrorazryv-plasta/> (accessed 18.03.2023).

12. Stoiko A. I., Karpenko I. O., Kuzmirchuk P. Vykorystannia vodnykh resursiv pid chas provedennia hidravlichnoho rozryvu plasta [Use of water resources during hydraulic fracturing]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshech*. 2015, vol. 3(56), pp. 127-133.

13. Shehzad A. CO₂ Foam as an Improved Fracturing Fluid System for Unconventional Reservoir. *Exploitation of Unconventional Oil and Gas Resources*. 2019. Available at: <https://www.intechopen.com/chapters/66559> (accessed 8.03.2023).

14. Wanniarachchi W. A. M., Ranjith P. G., Perera M. S. A., Lashin A., Arifi N. A., Li J. C. Current opinions on foam-based hydro-fracturing in deep geological reservoirs. Available at: <https://www.infona.pl/resource/bwmeta1.element.springer-doi-10.1007-S40948-015-0015-X> (accessed 8.03.2023)

15. Zezekalo I. H., Dumenko H. A. Problemy vykorystannia pnevmorozryvu dlia intensyfikatsii vydobutku vuhlevodnevoi syrovyny na hazokondensatnykh rodovyshechakh Ukrainy [Problems of using pneumatic fracturing to intensify the production of hydrocarbon raw materials in the gas condensate fields of Ukraine]. *Visnyk Natsionalnoho tekhnichnoho universytetu «KhPI». Seriya: Khimii, khimichna tekhnolohiia ta ekolohiia* [Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Chemistry, chemical technology and ecology]. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2021, no. 1(5), pp. 32-37.

16. Sasarean D., Block S., Lee L.-E. Shale gas and hydraulic fracturing in the us: opportunity or underestimated risk? *Industry in focus unconventional oil & gas*. MSCI ESG Research Publ., 2011, 21 p. Available at: <https://www.msci.com/documents/10199/0060e5a1-1eba-4d36-bb87-248c6d5b2ca3> (accessed 18.03.2023).

17. Ming Gu, Ming Fan, Cheng Chen. Proppant Optimization for Foam Fracturing in Shale and Tight Reservoirs. *The SPE Unconventional Resources Conference held in Calgary*. (15 – 16 February 2017, Alberta, Canada). Alberta, 2017. pp. 1-13. Available at: https://www.researchgate.net/publication/313457329_Proppant_Optimization_for_Foam_Fracturing_in_Shale_and_Tight_Reservoirs (accessed 8.03.2023).

18. Tsyu Pyn, Yakushev V. S. Obosnovanye prymenyemosti tekhnolohiyi hidrozazryva plasta dlia razrabotky hazoslantsevnykh tolshch basseina Sichuan (po analogii so slantsevnyu tolshchamy SShA) [Justification of the applicability of hydraulic fracturing technologies for the development of gas shale formations in the Sichuan Basin (by analogy with the US shale formations)]. Nauchno-tekhnicheskyy sbornyk «Vesty hazovoi nauky» [Scientific and technical collection "News of gas science"]. 2016, Vol. 2(26), pp. 39-46. Available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/obosnovanie-primenimosti-tekhnologiy-gidrorazryva-plasta-dlya-razrabotki-gazoslantsevnykh-tolshch-basseyna-sychuan-po-analogii-so> (accessed 18.03.2023)

19. Ming Gu, Ming Fan, Cheng Chen. Proppant optimization for foam fracturing in shale and tight reservoirs. *The SPE Unconventional Resources Conference* (15- 16 February 2017, Alberta, Canada). Canada, SPE Publ., 2017, pp. 1-13. Available at: https://www.researchgate.net/publication/313457329_Proppant_Optimization_for_Foam_Fracturing_in_Shale_and_Tight_Reservoirs (accessed 18.03.2023)

20. Feng Gao, Chengzheng Cai, Yugui Yang. Experimental research on rock fracture failure characteristics under liquid nitrogen cooling conditions. *Results in Physics*. 2018, Vol. 9, pp. 252- 262.

21. Liew M. S., Kamaluddeen Usman Danyaro, Noor Amila Wan, Abdullah Zawawi. A comprehensive guide to different fracturing technologies: a review. *Energies*, 2020, Vol. 13(13) Available at: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/13/3326> (accessed 8.03.2023)

22. Zifeng Li, Hongfang Xu, Chaoyue Zhang. Liquid nitrogen gasification fracturing technology for shale gas development. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2016, Vol. 138, pp. 253–256. Available at:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410515301595> (accessed 8.03.2023)

23. Wilk K. Experimental and simulation studies of energized fracturing fluid efficiency in tight gas formations. *Energies*. 2019, Vol. 12(23). Available at: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/23/4465/htm#B19-energies-12-04465> (accessed 9.03.2023).

24. Luca Gandossi. An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production. *Office of the European Union*. Luxembourg: European Union, 2013, 64 p.

25. Kondrat R. M., Dremlukh N. S., Uhrnovskiy A. V. Study of foam formation process with use of water solutions of foam-forming pairs and foam stabilizers. *Scientific Bulletin of NSU Publ.*, 2017, Vol. 3, pp. 20–26.

26. Abdelaal A., Saleh Aljawad M., Zuhair Alyousef, Almajid M. M. A review of foam-based fracturing fluids applications: From lab studies to field implementations. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2021, Vol. 95. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1875510021004352?via%3Dihub> (accessed 10.03.2023).

27. Xiao Sun, Lin Huashen. Calculations for the Rheology of Foam Fracturing Fluid. *Proceedings of the 2015 6th International Conference on Manufacturing Science and Engineering*. Atlantis Press Publ., 2015, Pp. 604-607. Available at: <https://www.atlantispress.com/proceedings/icmse-15/25845635> (accessed 9.03.2023)

28. Shuzhong Wang, Xiangrong Luo, Zefeng Jing. Rheological properties of BCG-CO₂ fracturing fluid for shale gas. *IOP Conference Series: Earth and environmental science*. 2018, Vol. 186. Available at: <https://www.proquest.com/openview/5e4533cf82489b198fa4574b3cd84d27/1.pdf?pq-origsite=scholar&cbl=4998669> (accessed 9.03.2023)

29. Platonov S. E. Tekhnolohiia pynnoho hidrozazryva plasta na terrytoriyi Zapadnoi Sybyry [Foam hydraulic fracturing technology in Western Siberia]. *Nauchnoe soobshchestvo studentov XXI stoletiya*. Tekhnicheskyye nauky: sb. st. po mat. LIX mezhdunar. stud. nauch.-prakt. konf. Ch. I [Scientific community of students of the XXI century. Technical sciences: Sat. Art. by mat. LIX intl. stud. scientific-practical. conf. Part 1]. Vol. 11(58). Available at: [https://sibac.info/archive/technic/11\(58\).pdf](https://sibac.info/archive/technic/11(58).pdf) (accessed 18.03.2023).

30. Rudyi S. M., Rudyi M. I., Fedorchak R. M., Vasylyv O. I. ta in. Rozchyn dlia kyslotnoi dii na plast [Rozchyn for acid injection on the reservoir]. Patent UK, no. 140950, 2020.

31. Wu T.-J., Zheng L.-J., Zhang T., Zhang R., Jing W. A foamed acid system and its diversion acidizing performance. *ResearchGate GmbH*. 2013. Available at: https://www.researchgate.net/publication/293346895_A_foamed_acid_system_and_its_diversion_acidizing_performance (accessed 9.03.2023)

32. Rudyi S. M., Rudyi M. I., Fedorchak R. M., Nikitin V. O. ta in. Sposib pinokyslotnoi dii na produktyvnyi plast [The method of pinoacid injection on a productive formation.]. Patent UK, no. 141996, 2020.

33. Fredrickson S. E. *Method of treating well formation employing foamed treatment fluids*. Patent USA, no. 4436156

Надійшла (received) 24.03.2023

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Лазєбна Юлія Віталіївна (Лазєбна Юлия Витальевна, Laziebna Yuliya Vitaliyivna) – Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», аспірантка кафедри нафтогазової інженерії та технологій, старший викладач кафедри буріння та геології; м. Полтава, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3863-006X>; e-mail: jullyu93@gmail.com

Дмитренко Вікторія Іванівна (Дмитренко Виктория Ивановна, Dmytrenko Victoriia Ivanivna) – кандидат технічних наук, доцент, Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», доцент кафедри нафтогазової інженерії та технологій; м. Полтава, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000000216782575>; e-mail: dmytr.v@gmail.com