

УДК 553.981, 622.324

В. Хомин¹, д-р геол. наук, проф., зав. кафедри,

E-mail: xbp1381@gmail.com

В. Цюмко², канд. техн. наук, нач. відділу,

E-mail: vtsyomko@ukr.net

Н. Гоптарьова¹, канд. геол. наук, доц.,Н. Броніцька¹, старш. викладач,А. Трубенко¹, студ.,

E-mail: tog@nung.edu.ua

¹Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,

вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна

²ГПУ "Львівгазвидобування", ПАТ "Укргазвидобування",

вул. Рубчака, 27, м. Львів, 79000, Україна

ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВІ ОСОБЛИВОСТІ РОЗКРИТТЯ ТА ВИПРОБУВАННЯ СЛАБОПРОНИКНИХ ГАЗОНАСИЧЕНИХ ВІДКЛАДІВ

*(Рекомендовано членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. О.М. Карпенком)**Актуальність досліджень зумовлена науковим обґрунтуванням особливостей розкриття та випробування слабопроникних газоперспективних відкладів.**Під слабопроникними газоперспективними відкладами у Карпатському регіоні Західної України розглянуто породи крейдової системи (обґрунтовано у попередніх наших працях). Відклади крейдової системи у поперечному перерізі Карпатського регіону займають понад половину об'єму породного масиву у межах границь розвитку флішових товщ, причому основна маса в інтервалі глибин 1,5–3,5 км відповідає відкладам стрийської світи верхнього відділу крейдової системи. Тобто об'єкт досліджень досить значний за своїм об'ємом.**При виборі інтервалів перфорації та методів вторинної дії на продуктивний пласт у свердловинах, пробурених у регіонах, де спостерігаються слабопроникні тонкошаруваті флішові утворення (тонкоритмічне перешарування пісковиків, алевролітів та аргілітів), запропоновано методику, за якою для вибору методів вторинної дії на пласт обґрунтовуються інтервали залягання аргілітів. У такому випадку газоперспективні відклади (через збільшення проникності прошарків аргілітів при їх перфоруванні, а в подальшому і у процесі гідравлічного розриву пласта) об'єднуються в один значний за товщиною газонасний експлуатаційний об'єкт, завдяки чому приплив газу до свердловини підвищується.**Цільове розкриття газонасних горизонтів та підвищення їхньої газовіддачі до оптимальних геолого-економічних параметрів потребує використання новітніх технологій, аналогічних до тих, які застосовуються при видобуванні газу зі сланцевих порід.**Моделюванням процесу гідравлічного розриву піщано-аргілітової пачки верхньокрейдових відкладів у інтервалі 3260–3330 м у свердловині 2-Тарасівка за допомогою програми Meers MFrac, доведено збільшення розкритості закріплених тріщин (у даному випадку від 0,02 до 0,22 см), а це сприятиме значному підвищенню провідності тріщини від 668 до 6000 мД·м, що є важливим фактором при видобуванні вуглеводневого газу зі слабопроникних відкладів, і підвищить продуктивність свердловин. У результаті це сприятиме суттєвому підвищенню паливно-енергетичного забезпечення України власною вуглеводною сировиною.**Ключові слова: газонасність, гідравлічний розрив пласта, верхньокрейдові відклади, газоперспективні об'єкти.*

Проблема та її зв'язок з науковими і практичними завданнями. На думку багатьох науковців у світі, ХХІ ст. у глобально-енергетичному аспекті має бути "століттям газу". За розрахунками Департаменту енергетики США у 2030 р. значення газу як енергоси у світовій промисловості зросте у 10 разів порівняно з 2003 р., що пов'язується зі значними можливостями його транспортування, меншими шкідливими (ніж у нафтопродуктів, зокрема і вугілля) екологічними наслідками його спалювання, надійнішою (щодо ймовірності техногенних катастроф) технологією використання в різних галузях.

Як відомо, природна газонасність представлена кількома генетичними і, відповідно, промислово-геологічними і технологічно-видобувними типами. До першого належать поклади традиційних родовищ вільного газу у стані суцільної фази у теригенних, карбонатних та інших породах-колекторах. До другого – газ диспергований і оклюдований у різних за літологією щільних породах із мікро- і нанопроникністю (газ у сланцях, газ у щільних пісковиках (породах), вугільний метан). Третій тип представлений метаном, розчиненим у підземних водах; а четвертий – газогідратним метаном (кристалічні сполуки води і газу).

Основний видобуток проходить із традиційних родовищ вільного газу, але в останні роки (переважно в Північній Америці) велику кількість газу видобувають зі слабопроникних порід.

Новітні дослідження показали, що головним серед факторів газонакопичення в щільних породах, насамперед сланцях і кам'яному вугіллі, є нерівномірна гідрофобізація (у результаті як генерації керогеном бітумоїдів, так і наявності сингенетичної вугільної та бітумної органіки). Саме вона ініціює капілярне всмоктування метану

з різних джерел (катагенетична генерація керогеном, водорозчинний метан підземних вод, струминна міграція з великих глибин). Це не тільки роз'яснюєказаний феномен, але й відкриває надійніші критерії пошуків і розвідки сланцевого, вугільного, центрально-басейнового газу. Більш того, у світлі концепції природного капілярного насосу з інжекцією газу в гідрофобні нано- і мікропроникні породні середовища є підстави розглядати їх як нетрадиційні відновні ресурси.

Упродовж останніх 25 років світовий попит на газ зростає високими темпами, що сприяло стрімкому нарощуванню видобутку і збільшенню інвестицій з метою впровадження нових технологій освоєння родовищ. Підвищення цін на паливо зробило ці технології рентабельними та дало змогу розробляти не лише звичайні поклади природного газу, але й видобувати вуглеводневий газ зі слабопроникних порід.

Якщо світові запаси природного газу становлять від 177 до 213 трлн м³, то дослідження запасів сланцевого газу, проведені Управлінням енергетичної інформації Міністерства енергетики США та незалежною консалтинговою компанією Advanced Resources International Inc. для 48 басейнів у 32 країнах світу, показали, що його прогностичні ресурси сягають 1 200 трлн м³ (*Альтернативи газозабезпечення України, 2011*).

Першою країною у світі, якій вдалося подолати значні технологічні, екологічні та економічні проблеми реалізації проектів видобутку газу зі слабопроникних колекторів, були США, які стали світовим лідером із газовидобутку і майже повністю задовольняють внутрішній попит власними ресурсами.

Розробка покладів вуглеводневого газу у слабопроникних породах до недавнього часу не викликала серйозної зацікавленості у світі, тому детальна оцінка запасів нетрадиційного газу за межами Північної Америки досі не зроблена. Вважається, що деякі країни, зокрема: Австралія, Австрія, Індія, Китай, Німеччина, Польща, Франція, Швеція, а також Україна, мають великі запаси такого газу.

За останні роки з'явилися окремі публікації та численні повідомлення щодо ресурсів вуглеводневого газу у слабопроникних породах, що визначаються у трильйонах кубічних метрів на території США, Європи, у т. ч. й на території України.

За опублікованими даними Європейського центру з питань безпеки енергетики і ресурсів (EUCERS), ресурси сланцевого газу лише у Європі становлять понад 17,67 трлн м³ (Kuhn and Umbach, 2011).

На території України перспективними регіонами для пошуків та видобутку такого типу вуглеводневого газу вважаються Східний та Західний нафтогазоносні регіони.

Під газоперспективними слабопроникними відкладами у Карпатському регіоні Західної України нами розглядаються породи крейдової системи. Відклади крейдової системи у поперечному перерізі Карпатського регіону займають понад половину об'єму породного масиву у межах границь розвитку флішових товщ, причому основна маса в інтервалі глибин 1,5–3,5 км відповідає відкладам стрийської світи верхнього відділу крейдової системи. Тобто об'єкт досліджень досить значний за своєю об'ємом.

Таким чином, освоєння ресурсів вуглеводневого газу у слабопроникних відкладах, зокрема і Карпатського регіону, може суттєво підвищити паливно-енергетичне забезпечення України власною сировиною.

Аналіз досліджень і публікацій. При такому великому об'ємі крейдових відкладів звертає на себе увагу той факт, що дуже незначна кількість науковців спрямовувала свої дослідження на газоресурсний потенціал саме цих порід. Серед них можна відзначити З.В. Ляшевича, Л.М. Кузьмика, Р.І. Бакалу, Г.Н. Короткова, причому їх дослідження зосередилися переважно на Вигода-Витвицькому родовищі Долинського нафтогазопромислового району. Окремі роботи з вивчення седиментології, літології та тектоніки крейдових відкладів Українських Карпат опубліковані Ю.М. Сеньковським, А.А. Богдановим, Я.Г. Лазаруком, О.Ю. Полутранком, Г.Н. Доленком, В.С. Буровим, В.В. Глушком, О.С. Вяловим, М.Р. Ладиженським, С.С. Кругловим, Ю.З. Крупським, В.А. Ханіним та ін.

Факти нафтогазоносності верхньокрейдових, зокрема стрийських, відкладів відомі вже давно. Верхня частина відкладів стрийської світи нафтогазоносна у Битківському, Слобода-Рунгурському та Космацькому (на Покутті), Східницькому та Урицькому родовищах. Нещодавно відкрито нафтовий поклад у стрийських відкладах Верхньомасловецького нафтового родовища, що поблизу Борислава. Газоконденсатний поклад виявлено у породах верхньої крейди у склепінній частині Битківської Глибинної складки. Протягом 60–70 рр. XX ст. за традиційними підходами доведено непромислову газоносність двох піщано-аргілітових пачок на Вигода-Витвицькій площі, а пізніше і на площах Шевченківській, Максимівській і Тарасівській.

Поряд з цим необхідно відзначити, що цілеспрямованих пошуково-розвідувальних робіт на стрийські відклади не проводилося, а факти встановлення промислової і непромислової газоносності вказаних відкладів були супутніми даними при опосередкованні палеогенових відкладів Карпатського регіону. Це пояснюється

тим, що верхньокрейдові відклади вважалися низькопроникними і слабопроникними і, за наявної на той час технології та техніки, їх дослідження було економічно неефективним. На сьогодні дослідження слабопроникних газоносних відкладів у зв'язку з можливістю підвищення їх проникності та газовилучення є надзвичайно актуальним, зокрема, у частині видобування газу зі слабопроникних порід внаслідок успіхів у розвитку технології розкриття та випробування такого виду відкладів. Однією з основних технологій освоєння слабопроникних відкладів є гідравлічний розрив пласта (ГРП).

У світовій практиці нафтогазовидобутку ГРП займає чільне місце серед методів інтенсифікації припливу нафти і газу до свердловин та збільшення їх видобувних об'ємів. Тому вже майже 70 років постійно розвивається техніка і технологія ГРП, внаслідок чого вони зазнали суттєвих змін. Для контролю за розкриттям і розвитком тріщини останнім часом у світовій практиці ГРП застосовують теорію К. Нольта (Nolte and Smith, 1981), використання якої стало можливим тільки після застосування сучасних комп'ютерних засобів та вимірювальних приладів за відповідними параметрами.

Розрив пластів використовується з 1866 р., але якщо до 1947 р. для цього застосовували вибухові речовини, то сьогодні небезпека фрекінгу зведена до мінімуму. Місце чорного пороху і нітрогліцерину, що використовувалися на зорі нафтової ери, зайняли вода і гель з дозволеними державою хімічними добавками, концентрації яких значно нижчі за гранично допустимі. Сучасні технології фрекінгу започатковані у 1947 р., коли у США були проведені два перших комерційних гідророзривів.

Уперше у нафтовій промисловості гідравлічний розрив пласта було здійснено в 1947 р. у Сполучених Штатах Америки (Clark, 1949), а вже до 1968 р. у світі було проведено понад мільйон таких операцій.

В Україні застосування ГРП розпочалося на Бориславському родовищі у 1954–1955 рр., під час якого використовували товарну нафту як рідину розриву за малих витрат, а закріплення тріщин проводили піском із концентраціями його у рідині до 50 кг/м³ із загальною масою до 3000 кг. Описано і детально проаналізовано вперше ГРП, який проведений Е. Чекалюком у свердловині 4-Помярки на глибині 1530 м.

На сьогодні на нафтогазових родовищах України проведено тисячі ГРП у свердловинах завглибшки до 6000 м. З 1996 р. вже близько тисячі ГРП здійснено за сучасними технологіями завдяки вітчизняним та закордонним компаніям, у т. ч. проведено багатостадійні ГРП та показано можливість їх застосування для видобутку газу щільних порід, метану чи газу у сланцях.

Успішність і ефективність процесу ГРП сьогодні залежить від вибору об'єктів, правильного проектування та інтерпретації його перебігу, а також від оперативного прийняття правильних рішень при зміні параметрів процесу.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми та формулювання цілей статті. Аналізуючи публікації та дискусії, оглянуті вище, можна стверджувати, що думки відрізняються значною розбіжністю у обґрунтуванні напрямів пошуково-розвідувальних робіт, в оцінках ресурсів газу у слабопроникних породах та в особливостях освоєння покладів газу в таких відкладах.

Саме недостатня наукова вивченість цієї проблеми актуалізує дослідження газоперспективних відкладів із метою встановлення їх поширення та оцінки потенціалу, а також екологічні наслідки пошуку та видобування газу з такого типу порід. Стрімкий розвиток сучасних технологій щодо пошуку та видобування газу зі слабопроникних відкладів дозволяє оптимізувати геолого-економічні та еколого-геологічні моделі щодо вивчення слабопроникних

відкладів України. Тобто виникає необхідність детальнішого розгляду окремих особливостей розкриття та випробування слабопроникних газонасичених відкладів.

Виклад основного матеріалу дослідження. За результатами переінтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин, макро- та мікроскопічних описів зразків порід і керна, літологічних особливостей флішових порід у розрізі верхньокрейдових відкладів у регіональному плані, нами (Хомин та ін., 2013; Khomyu et al., 2016) встановлено чергування та локалізацію аргілітових і піщано-аргілітових пачок. Аргілітові пачки завтовшки 200–220 м виступають флюїдоупорами, а піщано-аргілітові із загальною товщиною 150–200 м, у складі яких виділяються слабопроникні породи-колектори, – перспективні в газосному відношенні. Перспективи газосності верхньокрейдових відкладів підтверджуються також даними термогравіметричних досліджень зразків порід щодо підвищеного вмісту розсіяної органічної речовини в них.

Оскільки основні проектні дослідження проводилися на прикладі Тарасівської структури, то далі зазначимо окремі фактичні дані про неї.

Тарасівська структура підготовлена до пошукового буріння по умовному відбиваючому сейсмічному горизонту покрівлі нижньої крейди за результатами робіт сейсморпартій № 56/83 і 56/85 і представлена у вигляді крупної асиметричної антикліналі насувного типу, ускладненої поперечними порушеннями, з крутим зрізаним північно-східним крилом і більш пологим південно-західним. Склепінна частина Тарасівської структури у межах двох уособлених малоамплітудними скидо-зсувами блоків, оконтурена ізогіпсами -4400 і -4600 м. Південно-західне крило структури занурюється до позначки -6800 м. Площа структури обмежена контурами порушень і ізогіпсами -5000 м у північно-західному і -4800 м у південно-східному блоках, становить близько 25 км² (9,8 км x 2 км і 3,9 км x 1,5 км). Амплітуда 500 м.

Параметричними свердловинами 1-Шевченково і 1-Луки і пошуковою свердловиною 4-Максимівська встановлена наявність пластів-колекторів у крейдових відкладах, в яких спостерігалися значні прояви газу і конденсату. У свердловині 2-Тарасівка відклади стрийської світи розкриті в інтервалах: 1310–1600 м – III луска, 1600–3650 м – II луска, 3650–4408 м – I луска Орівської скиби. Стрийська світа складена ритмічним перешаруванням пісковиків, алевролітів, аргілітів, серед яких зрідка зустрічаються шари сірих і зеленуватих мергелів, вапняків, гравелітів і конгломератів. Товщина стрийської світи на ділянках її повного розвитку перевищує 2,5 км.

На цій площі у свердловині 2-Тарасівка промисловою геофізикою виділено чотири водонасичені інтервали, один у менілітовій світі (489–690 м) і три у стрийській світі (1667–1685 м; 2325–2364 м; 4241–4248 м), а також два газонасичені інтервали у стрийській світі (1705–1787 м; 2024–2137 м), де спостерігалися аномальні пластові тиски (Чебаненко та ін., 1986).

У процесі випробування свердловини були отримані припливи газу з відкладів стрийської світи в інтервалах: 1600–1655 м – 2,5 тис. м³/добу; 1710–1750 м – 2,5 тис. м³/добу; 2024–2136 м – 1,5 тис. м³/добу; 3090–3178 м – 0,7 тис. м³/добу; 3266–3322 м – 2,0 тис. м³/добу.

У свердловині 1-Шевченково з відкладів стрийської світи верхньої крейди були одержані: інтервал 6273–6213 м – слабкий приплив газу; 3023–3310 м – дебіт газу 1,3 тис. м³/добу.

У свердловині 2-Тарасівка при проектній глибині 5600 м планувалось пробурити з відбором керна 600 м. В основному у нижній частині розрізу для висвітлення відкладів глибинної Тарасівської складки. Фактично при

досягнутій глибині 4408 м відібрано kern з єдиного інтервалу 2718–2722 м, винос керна становить 2,3 м. Опис керна: аргіліт сірий, щільний, слюдяний некарбонатний, тріщини заповнені кальцитом. Мергель сірий, мікроезернистий. Kern на дослідження не направлявся.

Відбір шламу виконувався відповідно до геолого-технічного наряду через 3 м проходки з таким комплексом досліджень: фракційний аналіз шламу; опис і аналіз складу гірських порід; виділення основної породи і побудова шламодіаграми; визначення карбонатності; визначення щільності і загальної пористості.

У зв'язку з тим, що свердловина 2-Тарасівка не досягла проектної глибини 5600 м, заплановані у геолого-технічному наряді обсяги геофізичних досліджень повністю не виконані. При фактичній глибині 4408 м виконано скорочений комплекс промислово-геофізичних досліджень: стандартний електрокаротаж до глибини 4372 м; кавернометрія, профілометрія до глибини 4378 м; ГГК і НГК до глибини 4278 м; БКЗ, БК до глибини 4107 м; МБК до глибини 3865 м.

За результатами проведених геофізичних досліджень свердловин наведена геофізична характеристика розрізу свердловини та виділення газонасичених колекторів, а також пропозиції і рекомендації з виділення перспективних газонасичених інтервалів та об'єктів для випробування. У відкладах стрийської світи рекомендовані такі об'єкти: I об'єкт – інтервал 3265–3328 м, II об'єкт – інтервал 3090–3170 м, III об'єкт – інтервал 2020–2100 м, IV об'єкт – інтервал 1705–1776 м. Випробування II-IV об'єктів було рекомендовано проводити залежно від отриманих результатів по першому об'єкту.

У свердловині 2-Тарасівка проведено випробування п'ятих об'єктів у відкладах стрийської світи через 245 мм технічної колони за допомогою ВПТ із записом процесу дослідження за допомогою глибинних манометрів. У результаті випробування одержано дані: I об'єкт в інтервалах 3322–3296 м, 3284–3266 м розкритий кумулятивною перфорацією ПКО-89 з щільністю 10 отв. на 1 п.м. Одержано приплив газу з дебітом 2 тис. м³/добу. Довжина факелу газу досягала 0,8–1 м.

За результатами проведеного дослідження можна зробити висновок, що розкритий інтервал газонасний, але об'єм покладу обмежений, тому що зафіксовані величини максимального тиску закритих періодів мали постійну тенденцію до падіння. Це характерно для колекторських різновидів невисокої проникності.

Необхідно відзначити, що умови очистки пласта при випробуванні за допомогою випробувачів пластів на трубах, короткочасність припливу, відсутність умов для інтенсифікації, не дають можливості провести повну оцінку газогідродинамічних характеристик пластів. З метою виключення цих негативних факторів була спущена експлуатаційна колона на глибину 3329 м і випробувано I об'єкт, який розкрито в інтервалах: 3015–3008 м, 3007–2999 м, 2997–2993 м, 2975–2968 м, 2965–2960 м, 2957–2953 м, 2947–2940 м зарядами ПКО-89 з щільністю 18 отв. на 1 п. м.

Отримано слабший приплив газу, $P_{тр.уб} = 29,6$ МПа, $P_{затр} = 35,6$ МПа. З метою інтенсифікації припливу проведено гідророзрив пласта у 2 етапи (міні та потужний ГРП). У пласт було закачано 64 м³ гелю та 4,2 т пропанту. При багаторазових викликах припливу методом аерації отримували газ з продуктами ГРП, які віддавала свердловина. За результатами подальшого свабування свердловини отримано слабкий приплив газу 103 м³/добу.

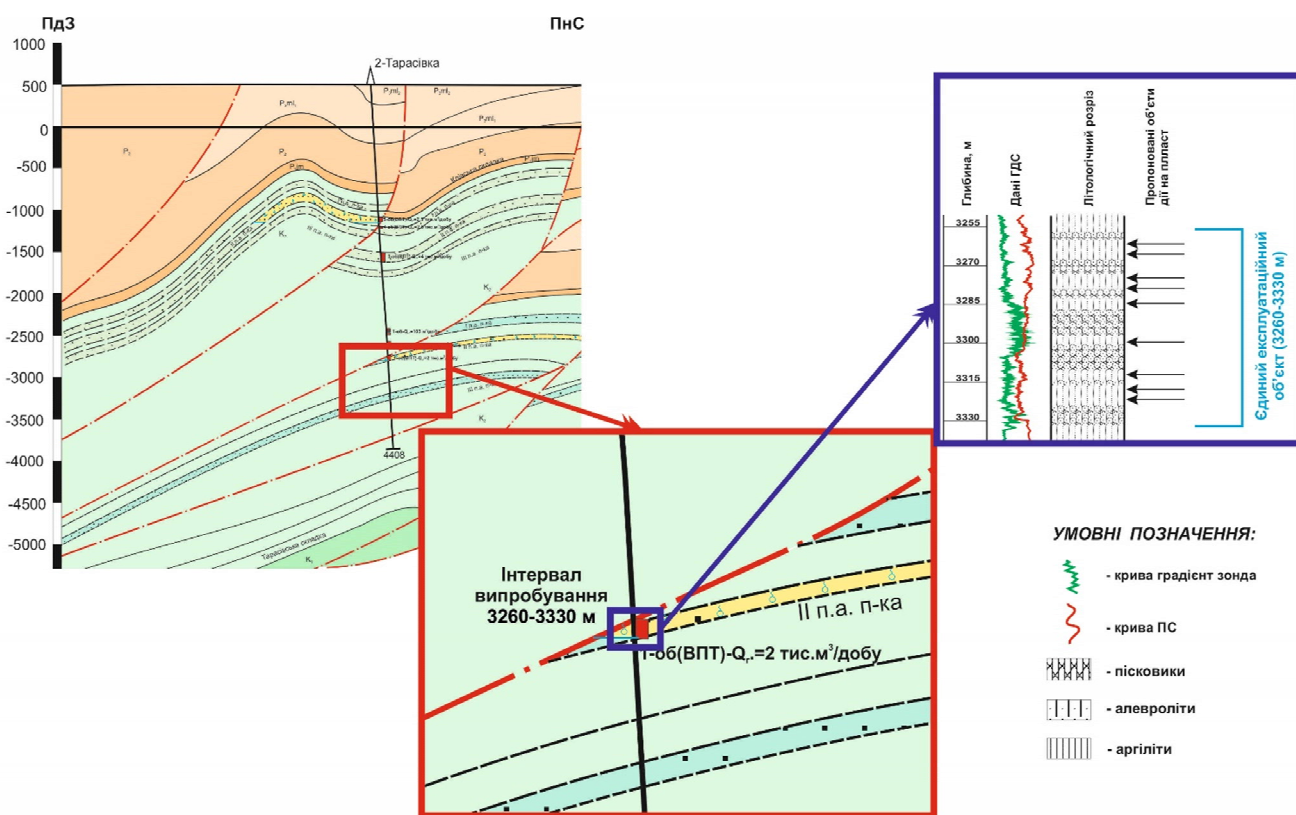
Таким чином, спуск експлуатаційної колони, обсадження стовбуру свердловини двома колонами і стаціонарне випробування I об'єкта не сприяли отриманню

промислового припливу газу. Очевидно, що при проведенні подальших робіт це треба враховувати і розробляти спеціальні технології розкриття і випробування відкладів стрийської світи.

Враховуючи зазначене вище, наступним важливим етапом науково-виробничих досліджень є обґрунтування можливості видобування потенційних ресурсів газу з такого типу відкладів. При виборі інтервалів перфорації та методів вторинної дії на продуктивний пласт у свердловинах, що пробурені у регіонах де спостерігаються тонкошаруваті слабопроникні флішові утворення (тонкоритмічне перешарування пісковиків, алевролітів та аргілітів) особлива увага зверталася на прошарки пісковиків, рідше алевролітів, які за загальноприйнятою методикою і пропонувалися до випробування. Зважаючи на те, що маємо справу з слабопроникними низькопористими шаруватими (сланцюватими) верхньокрейдовими відкладами, нами пропонується методика, за якою для вибору методів вторинної дії на пласт обґрунтовуються

інтервали залягання аргілітів (рис. 1). Це базується на положенні, що у такому випадку газоперспективні відклади (через збільшення проникності прошарків аргілітів при їх перфоруванні, а в подальшому і у процесі гідророзриву пласта) об'єднуються у один значний за товщиною газonosний експлуатаційний об'єкт, завдяки чому приплив газу до свердловини підвищується. Розроблена нами теоретична модель знайшла своє практичне підтвердження у процесі проведення фактичних робіт при дослідженні свердловини 2-Тарасівка, для якої проводилися проектні роботи щодо можливості та доцільності у подальшому застосування процесів ГРП.

Завданням ГРП є створення і розвиток тріщин у продуктивному пласті шляхом нагнітання у свердловину рідини при високому тиску з подальшим закріпленням цих тріщин за допомогою закріплювачів. Створення нових тріщин чи розкриття існуючих можливе, якщо тиск у пласті під час нагнітання рідини з поверхні стає більшим за геостатичний тиск.



При утворенні тріщини, що відповідає проектній, у неї для закріплення закачують розклинюючий матеріал – пропант. Ця стадія проходить при максимальних тисках і продуктивності для забезпечення максимального розкриття та закріплення утворених тріщин.

Найважливішим фактором успішності процедури ГРП є якість рідини розриву і пропанту, для створення, розкриття та закріплення тріщин. Аналіз результатів застосування ГРП на різних родовищах показав, що кількість вдало проведених операцій гідралічного розриву становить близько 80 %. У решті випадків причиною невідповідності, а іноді і зниження дебіту свердловини є неякісне закріплення тріщини, зумовлене малим або великим вмістом пропанту у робочій рідині чи невідповідність рідини наявним гірничо-геологічним умовам (Нургалієв, 2005).

Загалом технології звичайних ГРП передбачають неглибоке закріплення тріщин і забезпечують дво-трикратне збільшення поточного дебіту нафтових та газових або прийнятності нагнітальних свердловин у пластах проникністю до $0,005 \text{ мкм}^2$, завтовшки не менше 5 м, які залягають на глибинах до 3500 м (Ghauri, 1960; Гаїєв-ронский и Мордвинов, 1983; Глуценко, 1993).

При проведенні ГРП за сучасними технологіями та з використанням неньютонівських рідин, високоміцних закріплювачів тріщин різної фракції можна розвивати і закріплювати тріщини великої півдовжини та провідності, що дозволяє підвищувати продуктивність свердловин із пластів з низькими чи дуже низькими фільтраційно-ємнісними характеристиками. Такий підхід і є основою для видобутку важковидобувних запасів газу.

Для проведення ГРП спочатку здійснюється моделювання продуктивності свердловини та технологічних параметрів процесу з використанням різного програмного забезпечення.

На прикладі свердловини 2-Тарасівка, короткі дані про яку наведені в табл. 1, проведено моделювання технологічних параметрів ГРП у верхньокрейдових відкладах в інтервалі 3260–3330 м з використанням програми Meer MFracs.

Таблиця 1

Параметри для моделювання процесу ГРП верхньокрейдових відкладів у свердловині 2-Тарасівка

Параметри	Інтервал 3260–3330 м
Стратиграфія	Стрийські відклади (K_{2sr})
Дебіт газу, тис. m^3 /добу	2,0
Літологія	Шарування пісковик і аргіліт
Глибина низу пласта, м	3322
Тиск розкриття тріщин, кПа	60259
Модуль Юнга, кПа	64158638
Коефіцієнт Пуассона	0,25
Пластовий тиск, кПа	36234
Проникність, мД	0,007
Пористість, частки одиниці	0,058
В'язкість флюїду, Па·с	10,925
Пластова температура, $^{\circ}C$	88,7
Густина газу, г/л	0,7131–0,7499

Сам процес ГРП заплановано провести з використанням зшитого гелю на основі гідроксіпропілгуару, для приготування якого заплановано використати $156,39 m^3$ води. Ця рідина є загальновідомою та утилізується відповідно до стандартних методик. Необхідно відзначити, що витрати води при даному моделюванні на порядок нижчі від показників, які описані у фактичних матеріалах та літературних джерелах при багатоступеневих гідророзривах на території США. Цим досягається як скорочення загальних витрат води, так і зменшення об'єму рідини для гідророзриву, яка нагнітається у пласт та повертається на денну поверхню після проведення ГРП. Слід зауважити, що продукти розпаду рідини для гідророзриву є вже ньютонівськими рідинами.

На рис. 2 подано динаміку зміни вибієного тиску (синя крива) та тиску в НКТ (червона крива) у процесі ГРП свердловини 2-Тарасівка. Бачимо, що вибієний тиск прогнозується зі значенням близько 65–66 МПа, тиск на усті – 45–47 МПа, при пластовому тиску 36,2 МПа.

Під час проведення ГРП очікується розвиток тріщини півдовжиною до 123 м при максимальній ширині 0,97 см (рис. 3). Окремо потрібно зауважити, що не прогнозується жодного поширення тріщин вище і нижче інтервалу проведення ГРП.

Проведене моделювання дає нам підстави стверджувати, що максимальний радіус поширення тріщин у досліджуваному пласті 123 м і такі дані з високою достовірністю можна проінтерпретувати з позицій кінетики для незворотного процесу.

Аналогічна ситуація спостерігається і при моделюванні розкритості закріпленої тріщини у пласті після проведення процесу ГРП і зменшенні тиску нижче закриття тріщин (рис. 4). У такому разі ширина закріпленої тріщини є значно меншою, максимальне значення її сягає 0,22 см при практично незмінній закріпленій півдовжині тріщини 123 м.

Також, на нашу думку, доцільно навести розподіл провідності тріщин після проведення ГРП у свердловині 2-Тарасівка (рис. 5), на якому бачимо, що вказана провідність тріщин змінюється від 668 до 6000 мД·м, що значно зменшить втрати депресії у привибійній зоні та збільшить площу дренажування, а це є дуже важливим при видобуванні вуглеводневого газу зі слабопроникних порід-колекторів і підвищенні продуктивності свердловин.

Висновки. При виборі інтервалів перфорації та методів вторинної дії на продуктивний пласт у свердловинах, пробурених у регіонах, де спостерігаються слабопроникні гірські породи (тонкоритмічне перешарування пісковиків, алевролітів та аргілітів), для вибору методів вторинної дії на пласт обґрунтовуються інтервали залягання аргілітів. У результаті чого газоперспективні відклади (через збільшення проникності прошарків аргілітів при їх перфоруванні, а в подальшому і у процесі гідророзриву пласта) об'єднуються в один значний за товщиною газоносний експлуатаційний об'єкт, завдяки чому приплив газу до свердловини підвищуватиметься.

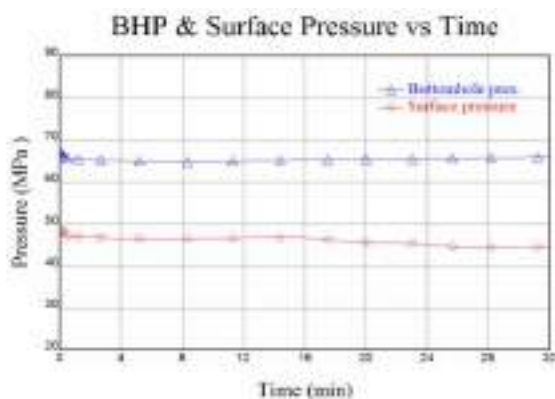


Рис. 2. Проектна динаміка тиску під час проведення ГРП у свердловині 2-Тарасівка

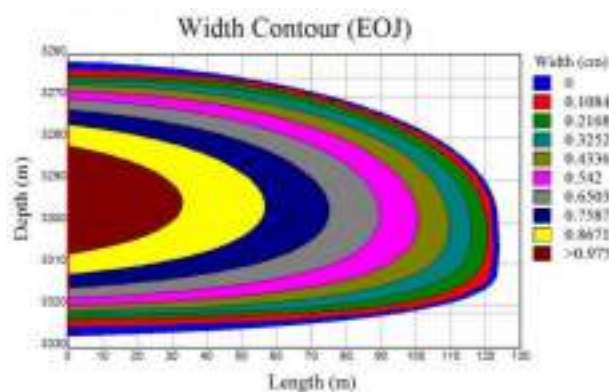


Рис. 3. Моделювання розподілу розкритості тріщини у повздовжньому перерізі під час проведення ГРП у свердловині 2-Тарасівка

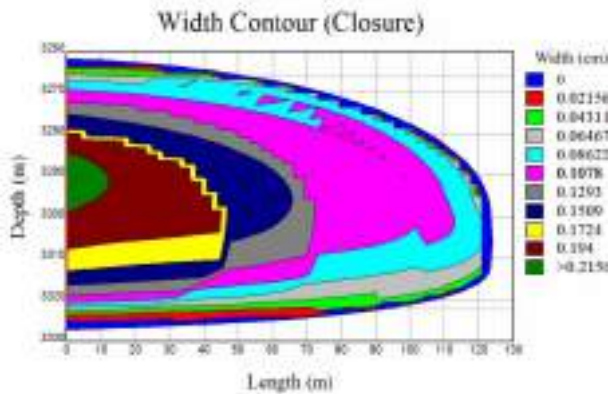


Рис. 4. Моделювання розподілу розкритості тріщин у повздовжньому перерізі після проведення ГРП у свердловині 2-Тарасівка

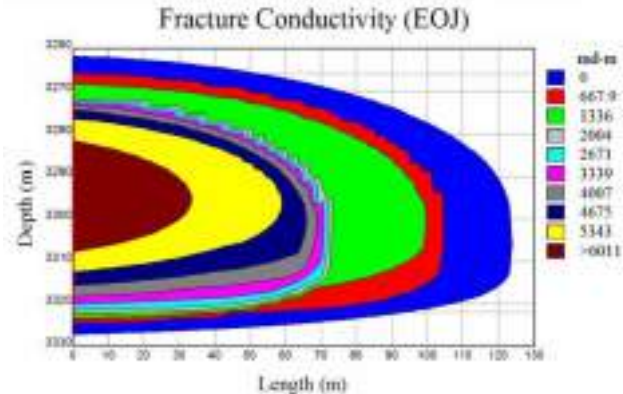


Рис. 5. Розподіл провідності тріщин після проведення ГРП у свердловині 2-Тарасівка

Також комп'ютерним моделюванням процесу гідравлічного розриву піщано-аргілітової пачки верхньокрейдових відкладів у інтервалі 3260–3330 м за допомогою програми Meer MFgas доведено збільшення розкритості закріпленої тріщини (у даному випадку від 0,02 до 0,22 см), а це сприятиме значному підвищенню провідності тріщини від 668 до 6000 мД·м та є важливим фактором при видобуванні вуглеводневого газу зі слабопроникних відкладів, що підвищить продуктивність свердловин. Аналогічна техніко-геологічна ситуація прогнозується і для інших ділянок, наприклад відкладів силуру (Venger et al., 2017) Західно-українського нафтогазоносного регіону, оскільки слабопроникні газонасичені відклади мають значне площинне поширення. Хотілося б відзначити, що практично такий процес ГРП можуть провести фахівці українських нафтогазових компаній, зокрема ПАТ "Укрнафта" та ПАТ "Укргазвидобування". Зазначені підприємства володіють комплексом спецтехніки для ГРП і необхідними матеріалами. На сьогодні працівниками цих компаній проведено близько 1000 свердловинно-операцій з гідророзриву пластів. Причому на підприємствах ПАТ "Укрнафта" при проведенні ГРП не було випадків негативного впливу рідини для гідророзриву на персонал та довкілля.

Необхідно погодитись з дослідженнями (Terence, 2012), якими доведено, що ймовірність забруднення надр та довкілля під час ГРП пов'язана не з самим фактом його проведення, а з помилковим проектуванням, неналежним цементуванням, невірним поводженням із хімічними речовинами.

Таким чином: 1) освоєння ресурсів газу слабопроникних верхньокрейдових (стрийських) відкладів є ресурсно обґрунтованим; 2) цільове розкриття газонасичених горизонтів та підвищення їхньої газовіддачі до оптимальних геолого-економічних параметрів потребує використання новітніх технологій, аналогічних до тих, які застосовуються при видобуванні газу зі сланцевих порід.

Список використаних джерел

- Альтернативи газозабезпечення України: скраплений природний газ (СПГ) та нетрадиційний газ (Аналітична доповідь Центру Разумкова). (2011). *Національна безпека і оборона*, 9, 2–47.
- Гайворонский, И.Е., Мордвинов, А.А. (1983). Гидродинамическое сопротивление скважин. Монография. Москва.
- Глушенко, В.М. (1993). Структуровані рідини для ремонту свердловин. *Нафтова та газова промисловість*, 1, 34–38.
- Нургаліев, О.Т. (2005). Метод и аппаратура для экспрессного определения концентрации проппанта в смесях при гидроразрыве нефтегазосодержащих пластов. Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Томск.
- Хомин, В.Р., Ключа, А.Р., Мончак, Л.С. (2013). Про перспективи відкриття покладів сланцевого газу на Прикарпатті. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 1(46), 13–21.
- Чеваненко, І.І., Орлов, О.О., Жученко, Г.О., Ляху, М.В., Корнілов, Д.Н., Ключко, В.П. (1986). Кількісна оцінка аномально низьких пластових тисків. *Доповіді АН УРСР*, 9, 30–32.

Clark, J.B. (1949). A Hydraulic Process for Increasing the Productivity of Wells. *Society of Petroleum Engineers*, 186, 1–8. doi:10.2118/949001-G.

Ghauri, W.K. (1960). Results of well stimulation by hydraulic fracturing and high rate Oil back flush. *Journal of Petroleum Technology*, 12(6), 19–27. doi:10.2118/1382-G.

Khomyn, V., Monchak, L., Klyuka, A., Klyufinska, I., Shkolna, N. (2016). Gas of the thin layered low penetration upper cretaceous rocks (gas shale rocks) of the Ukrainian Carpathians. *Scientific Bulletin of North University Center of Baia Mare. – Series D, Mining, Mineral Processing, Non-ferrous Metallurgy, Geology and Environmental Engineering*, XXX(1), 33–42.

Kuhn, M., Umbach, F. (2011). EUCERS Strategic Perspectives of Unconventional Gas. A game changer with implication for the EU's energy security. *EUCERS Strategy Paper No. 1*, 1, 52.

Venger, A.R., Khomyn, V.R., Piatkovska, I.O., Klyuka, A.R. (2017). Modeling of gas prospective Silurian terrigenous sediments in the western Ukrainian oil and gas region. *Materials of the XVIth International Conference "Geoinformatics 2017"*, 15–17 May, Kyiv, Ukraine.

Nolte, K.G., Smith, M.B. (1981). Interpretation of Fracturing Pressures. *Journal of Petroleum Technology*, 33(9), 1767–1775. doi:10.2118/8297-PA.

Terence, H. Thorn. (2012). Environmental Issues Surrounding Shale Gas production. The U.S. Experience. *International Gas Union*, April.

References

- Alternative gas supply to Ukraine: liquefied natural gas (LNG) and non-conventional gas (Analytical report of the Razumkov Center) (2011). *National Security and Defense*, 9, 2–47. [In Ukrainian]
- Чеваненко, І.І., Орлов, А.А., Жученко, Г.А., Ляху, М.В., Корнілов, Д.Н., Ключко, В.П. (1986). Quantitative Estimation of Anomalous Low Pressures in Natural Oil and Gas-Bearing Pools. *Dopovidi akademii nauk Ukrainiskoi RSR, seriya B – geologichni, khimichni ta biologichni nauki*, 9, 30–32. ISSN: 0002-3523, IDS: E2850. [In Ukrainian]
- Clark, J.B. (1949). A Hydraulic Process for Increasing the Productivity of Wells. *Society of Petroleum Engineers*, 186, 1–8. doi:10.2118/949001-G.
- Gaivoronsky, I.E., Mordvinov, A.A. (1983). Hydrodynamic perfection of wells. Moscow. [In Russian]
- Ghauri, W.K. (1960). Results of well stimulation by hydraulic fracturing and high rate Oil back flush. *Journal of Petroleum Technology*, 12(6), 19–27. doi:10.2118/1382-G.
- Glushchenko, V.M. (1993). Structured liquids for repairing wells. *Oil and gas industry*, 1, 34–38. [In Ukrainian]
- Khomyn, V., Monchak, L., Klyuka, A., Klyufinska, I., Shkolna, N. (2016). Gas of the thin layered low penetration upper cretaceous rocks (gas shale rocks) of the Ukrainian Carpathians. *Scientific Bulletin of North University Center of Baia Mare. – Series D, Mining, Mineral Processing, Non-ferrous Metallurgy, Geology and Environmental Engineering*, XXX(1), 33–42.
- Khomyn, V.R., Klyuka, A.R., Monchak, L.S. (2013). On prospects for opening deposits of shale gas in the Carpathian region. *Exploration and development of oil and gas fields*, 1, 13–21. [In Ukrainian]
- Kuhn, M., Umbach, F. (2011). EUCERS Strategic Perspectives of Unconventional Gas. A game changer with implication for the EU's energy security. *EUCERS Strategy Paper No. 1*, 1, 52.
- Nolte, K.G., Smith, M.B. (1981). Interpretation of Fracturing Pressures. *Journal of Petroleum Technology*, 33(9), 1767–1775. doi:10.2118/8297-PA.
- Nurgaliev, O.T. Method and equipment for express determination of proppant concentration in mixtures with fracturing of oil and gas containing layers. *Extended abstract of PhD thesis*. Tomsk. [In Russian]
- Terence, H. Thorn. (2012). Environmental Issues Surrounding Shale Gas production. The U.S. Experience. *International Gas Union*, April.
- Venger, A.R., Khomyn, V.R., Piatkovska, I.O., Klyuka, A.R. (2017). Modeling of gas prospective Silurian terrigenous sediments in the western Ukrainian oil and gas region. *Materials of the XVIth International Conference "Geoinformatics 2017"*, 15–17 May, Kyiv, Ukraine.

Надійшла до редколегії 19.01.19

V. Khomyn¹, Dr. Sci. (Geol.), Prof., Head of Department,

E-mail: xbp1381@gmail.com

V. Tsyomko², Cand. Sci. (Techn.), Head of Department,

E-mail: vtsyomko@ukr.net

N. Goptarova¹, Cand. Sci. (Geol.), Assoc. Prof.,

N. Bronitska¹, Senior Lecturer,

A. Trubenko¹, Student,

E-mail: tog@nuing.edu.ua

¹Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,

15 Karpatska Str., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine

²LvivGasVydobuvannya Gas Production Division,

27 Rubchaka Str., Lviv, 79000, Ukraine

GEOLOGICAL AND INDUSTRIAL FEATURES OF DISCLOSURE AND TESTING OF LOW-PERMEABLE GAS-SATURATED SEDIMENTS

The relevance of research is attributed to the scientific justification of the features of disclosure and testing of low-permeable gas perspective deposits.

Under the low-permeable gas perspective deposits in the Carpathian region of Western Ukraine, we consider the rocks of the Cretaceous system (based on previous works). Deposits of the Cretaceous system in the cross section of the Carpathian region occupy more than half the volume of the rock mass within the boundaries of the flysch strata, and the bulk in the depth interval 1.5–3.5 km corresponds to the sediments of the Stryiska suite of the upper section of the Cretaceous system. That is, the object of research is quite significant in its volume.

In selecting the perforation intervals and methods of secondary action on the productive layer in wells drilled in regions where low-permeable thin-layered flysch formations (thin interlayering sandstones, siltstones and mudstones) are observed, we propose a method by which the choice of methods of secondary action on the layer, the intervals of mudstone is justified. In this case, the gas perspective deposits (due to the increase in the permeability of the mudstone layers during their perforation, and later also during the hydraulic fracturing of the layer) are combined into one significant in thickness gas-bearing exploitation object, which increases the flow of gas into the wells.

Target disclosure of the gas horizons and increase of their gas output to optimal geological and economic parameters require the use of new technologies, similar to those used in the extraction of gas from shale rock.

The simulation of the hydraulic fracturing process of the sand-mudstone pack of Upper Cretaceous deposits in the range 3260–3330 m in the well 2-Tarasivka with the Meer MFract program proved an increase of the fixed crack opening (in this case, from 0.02 to 0.22 cm), which will contribute to significant increase in the conductivity of the crack from 668 to 6000 mD·m, and it is an important factor in the extraction of hydrocarbon gas from low-permeable deposits, which will increase the productivity of wells. And this will contribute to a significant increase in the fuel and energy supply of Ukraine by its own hydrocarbon raw material.

Keywords: gas-bearing, hydraulic fracturing of the layer, Upper Cretaceous deposits, gas perspective objects.

В. Хомин¹, д-р геол. наук, проф., зав. кафедрой,

E-mail: xbp1381@gmail.com;

В. Цемко², канд. техн. наук, нач. отдела,

E-mail: vtsyomko@ukr.net

Н. Гоптарева¹, канд. геол. наук, доц.,

Н. Броницка¹, ст. преподаватель,

А. Трубенко¹, студ.,

E-mail: tog@nuing.edu.ua

¹Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа,

ул. Карпатская, 15, г. Ивано-Франковск, 76019, Украина

²ГПУ "Львовгаздобыча", ПАО "Укргаздобыча",

ул. Рубчака, 27, г. Львов, 79000, Украина

ГЕОЛОГО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАСКРЫТИЯ И ИСПЫТАНИЯ СЛАБОПРОНИЦАЕМЫХ ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Актуальность исследований обусловлена научным обоснованием особенностей раскрытия и испытания слабопроницаемых газоперспективных отложений.

Как слабопроницаемые газоперспективные отложения в Карпатском регионе Западной Украины нами рассматриваются породы меловой системы (обоснованно в предыдущих наших работах). Отложения меловой системы в поперечном сечении Карпатского региона занимают более половины объема породного массива в пределах границ развития флишевых толщ, причем основная масса в интервале глубин 1,5–3,5 км соответствует отложениям стрийской свиты верхнего отдела меловой системы. То есть объект исследований довольно значительный по своему объему.

При выборе интервалов перфорации и методов вторичного воздействия на продуктивные пласты в скважинах, пробуренных в регионах, где наблюдаются слабопроницаемые тонкослоистые флишевые породы (тонкоритмическое переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов), нами предлагается методика на основе которой для выбора методов вторичного воздействия на пласт обосновываются интервалы залегания аргиллитов. В таком случае газоперспективные отложения (из-за увеличения проницаемости слоев аргиллитов при их перфорировании, а в дальнейшем и в процессе гидравлического разрыва пласта) объединяются в один значительный по толщине газоносный эксплуатационный объект, благодаря чему приток газа в скважины повышается.

Целевое раскрытие газоносных горизонтов и повышение их газоотдачи до оптимальных геолого-экономических параметров требует использования новейших технологий, аналогичных тем, которые применяются при добыче газа из сланцевых пород.

Моделированием процесса гидравлического разрыва песчано-аргиллитовой пачки верхнемеловых отложений в интервале 3260–3330 м в скважине 2-Тарасовка с помощью программы Мейер MFract, доказано увеличение раскрытости закрепленных трещин (в данном случае от 0,02 до 0,22 см), а это приведет к значительному повышению проводимости трещины от 668 до 6000 мД·м, что является важным фактором при добыче углеводородного газа из слабопроницаемых отложений, и повысит производительность скважины. Что в итоге будет способствовать повышению топливно-энергетического обеспечения Украины собственным углеводородным сырьем.

Ключевые слова: газоносность, гидравлический разрыв пласта, верхнемеловые породы, газоперспективные объекты.