

# Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.279

## СЛАНЦЕВИЙ ГАЗ: ПРОБЛЕМИ І ПЕРСПЕКТИВИ

О.Р. Кондрат, Н.М. Гедзик

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел./факс (03422) 42195,  
e-mail: kondrat@tvnet.if.ua, nazarii.hedzyk@gmail.com

За останні роки значно зріс інтерес світової громадськості до питань розвідки та розробки родовищ сланцевого газу. Не залишилась осторонь цієї проблеми і Україна. Багато експертів уже дали свою оцінку питанням видобутку такого цінного енергетичного ресурсу. Їхні думки в деяких питаннях сходяться, в інших - значно відрізняються. Причин для цього є досить багато: від політичних до екологічних. Проте ніхто не заперечує необхідності збільшення забезпеченості країни газом власного видобутку, в умовах, коли газових і газоконденсатних родовищ переходять чи уже перейшли у стадію спадного видобутку і завершальну стадію розробки. Забезпечення України вуглеводневою сировиною власного видобутку має державне значення. Одним із таких джерел є сланцевий газ. У даній статті розглянуто основні проблемні питання, пов'язані з особливостями розробки та експлуатації таких родовищ та вказано напрямки їх вирішення.

Ключові слова: сланцевий газ, горизонтальні свердловини, гідравлічний розрив пласта, десорбція.

За последние годы значительно возрос интерес мировой общественности к вопросам разведки и разработки месторождений сланцевого газа. Не осталась в стороне этой проблемы и Украина. Многие эксперты уже дали свою оценку вопросам добычи такого ценного энергетического ресурса. Их мнения в некоторых вопросах сходятся, в других - значительно отличаются. Причин тому достаточно много: от политических до экологических. Однако никто не отрицает необходимости увеличения обеспечения страны газом собственной добычи, в условиях, когда большинство газовых и газоконденсатных месторождений переходит или уже перешли в стадию нисходящей добычи и завершающую стадию разработки. Обеспечение Украины углеводородным сырьем собственной добычи имеет государственное значение. Одним из таких источников является сланцевый газ. В данной статье рассмотрены основные проблемные вопросы, связанные с разработкой и эксплуатацией таких месторождений и указаны направления их решения.

Ключевые слова: сланцевый газ, горизонтальные скважины, гидравлический разрыв пласта, десорбция.

In recent years the interest of the world community has significantly increased concerning issues of shale gas fields exploration and development. Ukraine could not ignore this problem. Many experts have given their own assessment of the questions of shale gas extraction. Their views in some issues converge, but in the others - they differ. There are a lot of reasons for that: from political to environmental ones. However, there is no denying of need to increase the country's own gas production. Most of the gas and gas-condensate fields are passing or has passed to the final stage of production and development. Providing the domestic production of hydrocarbons is a national importance. One of these sources is shale gas. This article describes the main issues related to the development and operation of such fields and the ways of their solution.

Keywords: shale gas, horizontal wells, hydraulic fracturing, desorption.

Аналізуючи сьогодишню ситуацію з видобутком природних вуглеводнів слід зазначити, що крива видобутку вуглеводнів (рисунок 1) в світі пішла на спад. Це пояснюється багатьма причинами. Однією з них є зменшення числа нових родовищ корисних копалин. Такий спад буде спостерігатись до тих пір, поки не буде вирішено всіх проблемних питань, пов'язаних з видобутком неконвенційних енергетичних ресурсів.

До числа неконвенційних можна віднести газ щільних порід, метан вугільних пластів (так званий шахтний метан), сланцевий газ і сланцеву нафту. Родовищами неконвенційних енергетичних ресурсів називаються родовища корисних копалин, які не придатні до промислового видобутку з використанням уже традиційних технологій. Сланцевий газ, зокрема, являє собою газ, який видобувають зі сланцевих порід, котрі володіють дуже низькою пористістю і

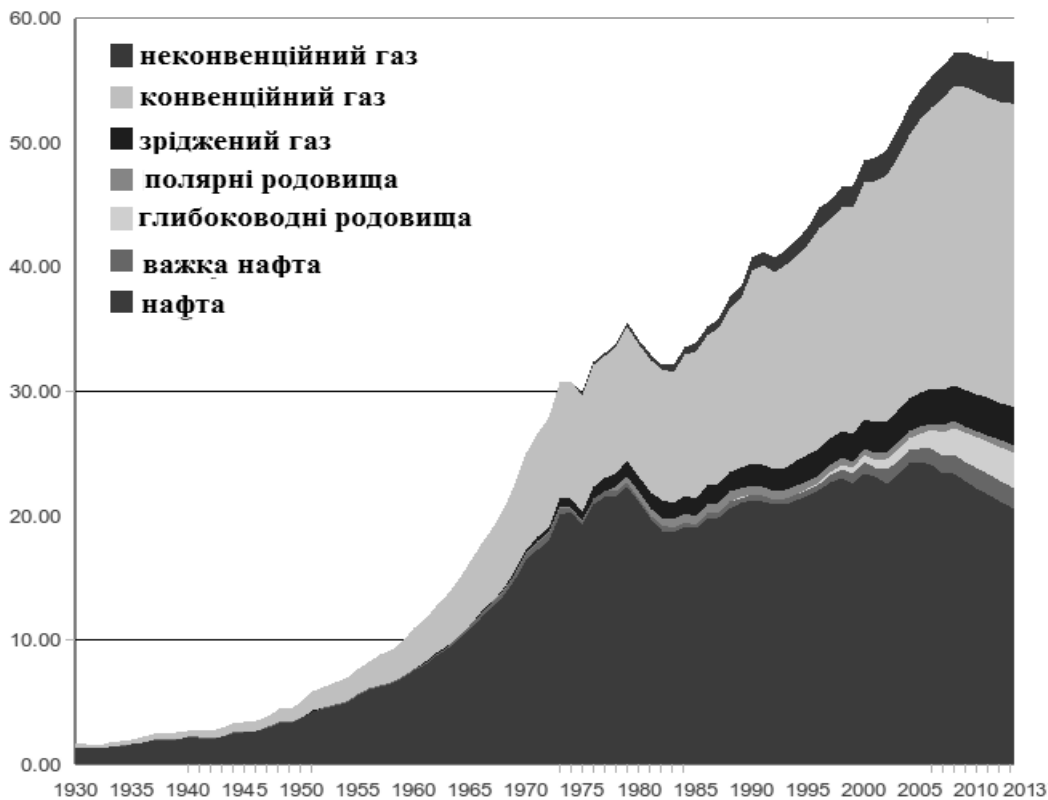


Рисунок 1 – Крива видобутку корисних копалин

наднизькою проникністю. Для кращого розуміння варто уявити, що проникність величиною мільдарсі ( $mD=10^{-15} m^2$ ), якою володіють традиційні поклади газу, є дуже високою у порівнянні з мікродарсі ( $mD=10^{-18} m^2$ ) для щільних пісковиків, чи з проникністю у нанодарсі ( $nD=10^{-21} m^2$ ) для сланцевих порід. Тому для видобутку такого важкодоступного ресурсу необхідно перш за все вдосконалювати і розвивати існуючі технології. Термін «сланцевий газ», або «газ сланцевих товщ», містить в собі два поняття: генетичне та технологічне.

Згідно з генетичним поняттям, сланцевий газ – це газ органічного походження, вуглеводневого складу (в основному метан, у підпорядкованому значенні етан, пропан, бутан та інші гази неуглеводневого складу), генерований (утворений) внаслідок перетворення органічної речовини, яка міститься в сланцевих товщах осадових формацій [1, 2].

Згідно з технологічним поняттям, це газ низькопористих та низькопроникних товщ, що видобувається з вертикальних і горизонтальних свердловин з використанням технологій стимуляції продуктивного пласта.

Сланцева товща – це глинисті породи (або породи з переважанням глинистої складової) сланцюватої (шаруватої) текстури, збагачені розсіяною органічною речовиною (POR), що здатні генерувати і акумулювати гази вуглеводневого та іншого складу. До пошукових ознак та критеріїв перспективних сланцевих товщ відносяться: високий вміст органічної речовини (від 0,5% до 25%), ступінь перетворення слан-

цевих товщ (ГОС, тип керогену, термобаричні умови та ін.) [1, 2].

Курдант та ін. (2009) розглядає сланцеві формації як клас щільних, добре зцементованих осадових порід з середнім розміром зерен  $< 0,0025$  дюйма (63,5 мкм). Саме така дрібнозернистість та хороша зцементованість є результатом таких низьких фільтраційних властивостей сланців. З цією проблемою зіткнулися нафтові компанії ще у 1821 році, коли була пробурена перша свердловина в басейні Аппалачі (США) [3].

Процес формування родовищ сланцевого газу відрізняється від процесу утворення традиційних газових родовищ. Формуванню скупчень вільних газів у сланцевих товщах сприяють наступні фактори:

- перевищення пружності розчинених газів над пластовим тиском вод;
- внутрішньоформаційна (внутрішньопластова та міжпластова) міграція газів із колекторів сорбованих газів в колектори розчинених та вільних газів;
- наявність своєрідних газових пасток, в яких відбувається відокремлення вільного газу від води і його накопичення.

Накопичення сланцевого газу залежить від емнісних (загальної, ефективної, відкритої пористості, тріщинуватості) та фільтраційних (загальної і фазової газоносності, газо- і водонасиченості) властивостей порід.

Газ в таких покладах включає в себе:

- вільний газ, заключений в порах матриці;
- газ, заключений в органічній речовині, або так званий адсорбований газ.

Саме сума цих двох складових дає загальні запаси газу в родовищі [5].

Існуючі оцінки прогнозних світових ресурсів сланцевого газу мають в значній мірі гіпотетичний характер. Передбачається, що ресурсів сланцевого газу в світі більше, ніж традиційного. Цей суперечливий висновок базується на аналізі геолого-географічного поширення по континентах порід сланцевої формації (так званих «сланцевих басейнів»). Дуже приблизні оцінки можна робити тільки на основі геологічних аналогій з басейнами Північної Америки. Сумарні величини світових неконвенційних ресурсів газу (вугільний метан, газ зі щільних пісковиків і алеволітів, сланцевий газ) становить 922 трлн. м<sup>3</sup>, з яких 460 трлн.м<sup>3</sup> (49,9%) припадає на сланцевий газ [6].

За даними EIA (Energy Information Administration – Адміністрації Енергетичної Інформації) досліджувані країни можна розділити на 2 групи з освоєння запасів сланцевого газу: до першого ставляться такі країни, як Франція, Польща, Туреччина, Україна, ПАР, Марокко й Чилі, що значно залежать від імпорту газу, і які мають розвинену газову інфраструктуру. При цьому оцінки запасів сланцевого газу в цих країнах значно перевищують реальний рівень газоспоживання.

До другої групи можна віднести країни, у яких запаси сланцевого газу перевищують 5 трлн.м<sup>3</sup>: це Канада, Мексика, Китай, Австралія, Лівія, Алжир, Аргентина та Бразилія.

Росія та країни Центральної Азії й близького Сходу, Південно-Східної Азії й Центральної Африки в дослідження враховані не були, через значний запас традиційного природного газу (Росія та Близький Схід), а також через повну відсутність інформації навіть на початковому рівні [6].

Ресурси природного газу США складають 72 трлн.м<sup>3</sup>, з яких сланцевий газ складає 24,5 трлн.м<sup>3</sup>. Це більш ніж удвічі перевищує оцінку, опублікованому даним відомством минулого року. Польща володіє запасами близько 22,45 трлн.м<sup>3</sup> сланцевого газу, з яких 5,3 трлн.м<sup>3</sup> є технологічно доступними для видобутку. За даними Міжнародного енергетичного агентства, запаси технологічно доступного сланцевого газу в Європі становлять 16 трлн. м<sup>3</sup>, у країнах колишнього СРСР – 18 трлн.м<sup>3</sup>. За оцінками IHS CERA, до 2018 року річний видобуток сланцевого газу в світі становитиме 180 млрд.м<sup>3</sup>.

За даними Національного агентства з питань забезпечення ефективного використання енергоресурсів України, прогнозні ресурси сланцевого газу в Україні становлять до 2 трлн.м<sup>3</sup>. У той же час, за даними Міністерства екології та природних ресурсів, їх величина оцінюється в 1,4 трлн. м<sup>3</sup>. За даними Державної служби геології та надр України, прогнозні ресурси оцінюються величиною 0,7-0,84 трлн.м<sup>3</sup>; геологічне агентство США оцінює прогнозні ресурси сланцевого газу в Україні в 1,5-2,5 трлн. м<sup>3</sup> [7]. Різниця в оцінці прогнозних ресурсів, промислово цінність вилучення яких

ще необхідно довести, більш ніж очевидна. Конкретних результатів сучасних досліджень по Україні ще немає.

Потенціал сланцевих формацій щодо економічно доцільної кількості газу можна оцінити шляхом визначення властивостей материнських порід, загального вмісту вуглецю (total organic carbon – TOC), термодинамічних умов та керогенного аналізу. Отже, потрібно провести розвідувальне буріння, зробити хоча б один гідророзрив і оцінити, скільки газу може дати досліджувана площа. Відомо, що економічно вигідний видобуток сланцевого газу може проводитись лише у випадку, коли сланець містить природні тріщини. Проблема досліджень полягає саме у визначенні зон тріщинуватості.

В принципі, великі тріщини та розломи можуть бути визначені шляхом вимірювання сейсмічної швидкості з поверхні. Техніка аналізу відображення швидкостей використовує диференціальний час відбиттів, що реєструються на поверхні (з різною відстанню джерело-приймач) для визначення газонасичених зон [1, 2].

Сланцевий газ міститься не лише у порах, але й у зернах породи. Тому ключовим моментом розробки таких сланців є з'єднання усіх пор шляхом введення системи у стан штучного руйнування і зниження тиску у породі.

Накопичений світовий досвід свідчить, що розробка таких родовищ з досягненням економічно рентабельного дебіту може бути досягнутий за умови буріння густої сітки горизонтальних свердловин з подальшим проведенням в них поінтервального багатократного гідравлічного розриву. Схему горизонтальної свердловини для розробки родовищ сланцевого газу зображено на рисунку 2.

Розглянемо випадок поінтервального гідравлічного розриву, на прикладі вже пробуреної горизонтальної свердловини, обсадженої і зацементованої експлуатаційною колоною.

На колоні гнучких труб у свердловину опускають перфоратор до необхідного інтервалу і перфоруєть колонну, з'єднуючи таким чином пласт і свердловину (рис. 3).

Після цього із свердловини піднімають перфоратор і починають гідравлічний розрив першого інтервалу. Кількість рідини розриву, тиск її нагнітання вибирають виходячи з розрахунків у відповідності до пластових умов, міцності колекторів тощо. Вибір пропанту також залежить від глибини свердловини, міцності порід. Процес утворення тріщин контролюють за допомогою обладнання для контролю ГРП, використовуючи для цього різні технології та устаткування.

Після утворення системи необхідних тріщин і зняття тиску у свердловину опускають спеціальні пакери (Frac Plugs). Їхня конструкція і принцип дії є різноманітними. Пакер встановлюють вище інтервалу гідророзриву (рис. 4).

Значного поширення набули так звані розбурювані пакери. Нижче (рис. 5 – 7) наведено найбільш поширені пакери виробництва різних компаній.

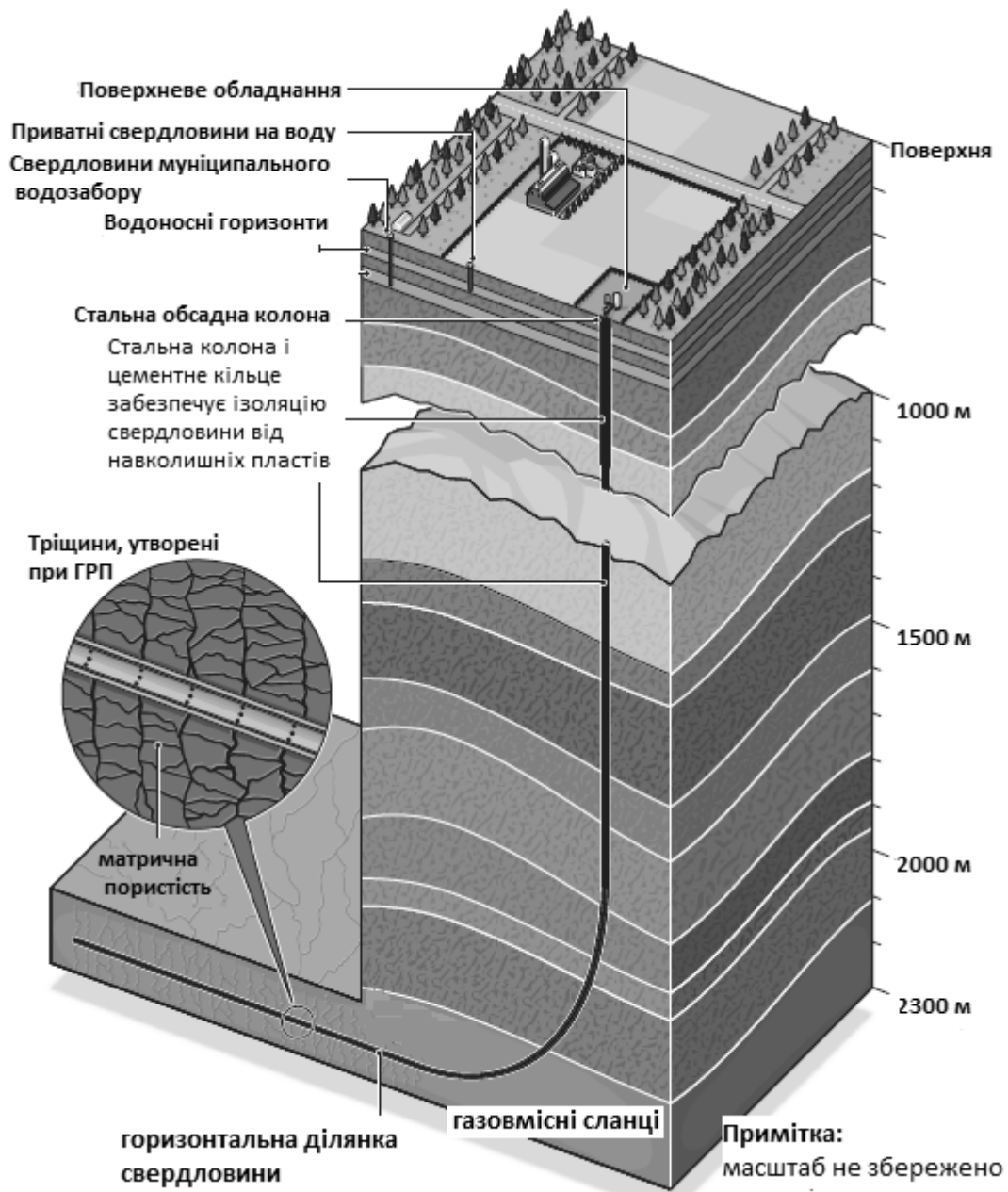


Рисунок 2 - Схема горизонтальної свердловини для розробки родовищ сланцевого газу

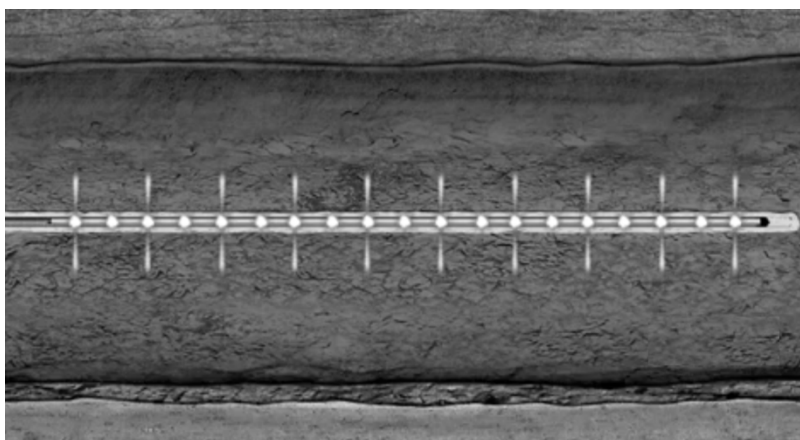


Рисунок 3 – Перфорація першого інтервалу обсадної колони горизонтальної свердловини

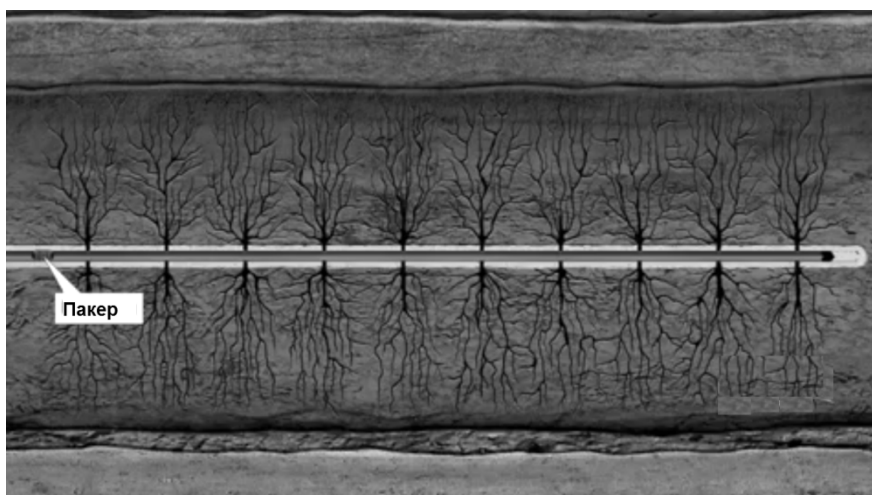


Рисунок 4 – Схема розташування пакера та системи тріщин при гідророзриві першого інтервалу

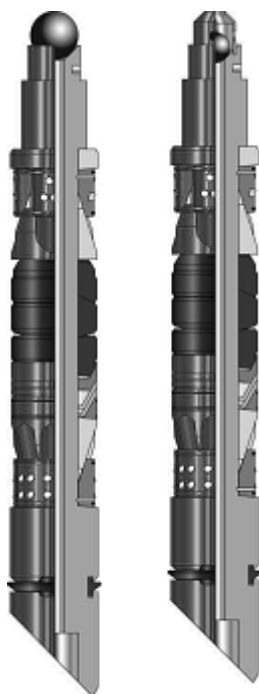


Рисунок 5 – Пакери фірми Halliburton (з ліва на право Fas Drill® Frac Plug та Fas Drill® Caged Ball Frac Plug)



Рисунок 6 – Пакер FPE Frac Plug компанії ServaCorp

На рисунку 7 зображено загальний вигляд пакера компанії Weatherford, який було використано при гідророзривах на родовищі сланцевого газу Marcellus Shale.

Встановлення пакера вище інтервалу попереднього гідророзриву дає можливість ізолювати уже розкрити ділянку стовбура свердловини і перейти до другого інтервалу гідророзриву.

Після цього відбувається знову описаний раніше процес (перфорація колони, гідророзрив відповідної ділянки, ізоляція цієї ділянки пакером) для наступної ділянки (рис. 8).

Кількість інтервалів, на яких буде здійснено гідророзрив залежить від довжини горизонтальної ділянки свердловини та економічної доцільності. В промисловій практиці викорис-

товують різноманітні рідини розриву, рідини-пісконосії та різні типи пропанту. Компанія Halliburton використовує на різних інтервалах як кислотний, так і звичайний гідророзрив, а також їх поєднання під час проведення операції SurgiFrac Service.

Великий досвід проведення поінтервальних ГРП мають Сполучені Штати Америки. На рисунку 9 відображено загальну схему здійснення поінтервального ГРП.

Після проведення гідророзриву на всіх необхідних інтервалах проводять розбудування пакерів та освоєння свердловини.

При використанні так званого "звичайного" ГРП, тобто при розриві з використанням води, проявляються такі позитивні ефекти як,



Рисунок 7 – Загальний вигляд кулькового пакера компанії Weatherford

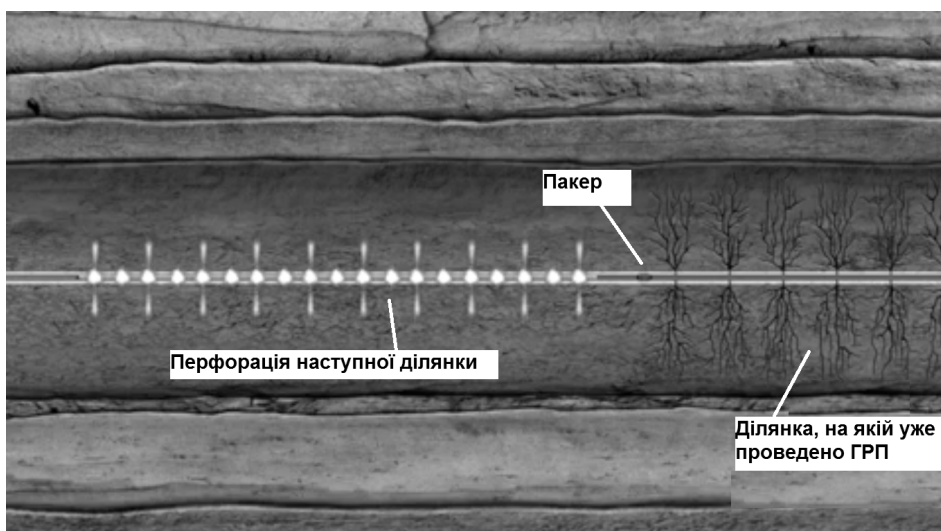


Рисунок 8 – Перфорація наступного інтервалу в свердловині

наприклад, витіснення. Витіснення – процес, за якого змочувана фаза витісняє незмочувану. В гідрофільних породах вода витісняє газ із пор матриці, виштовхує їх в природні тріщини, звідки вони потрапляють в штучно створені тріщини і в стовбур свердловини.

При гідророзриві пласта з використанням води не потрібно руйнувати рідину розриву для промивання і очищення тріщин. Створена тріщина залишається чистою завдяки відсутності незруйнованого полімеру.

Проте дефіцит водних ресурсів, екологічні та інші проблеми, пов'язані з використанням звичайної води в якості рідини розриву, зумовили частіше використання інших рідин, такі як структуровані гелі, загущена вода, міцелярні рідини тощо.

Все частіше в США почали використовувати так звані безводні ГРП з використанням рідкого чи гелеподібного пропану. Основні характеристики зрідженого пропану в якості використання його для ГРП та їх порівняння з характеристиками води наведено в таблиці 1.

Ще однією перевагою використання безводного ГРП є ефективна довжина тріщини (рисунок 10).

На рисунку 11 зображено об'язку гирла свердловини при проведенні безводного ГРП.

Окрім вищезазначених переваг, ГРП з використанням зрідженого пропану не потребує витрат води. При цьому також забезпечується значно більший видобуток зі свердловини.

Спираючись на вітчизняну та закордонну практику, численні дані числового і аналі-



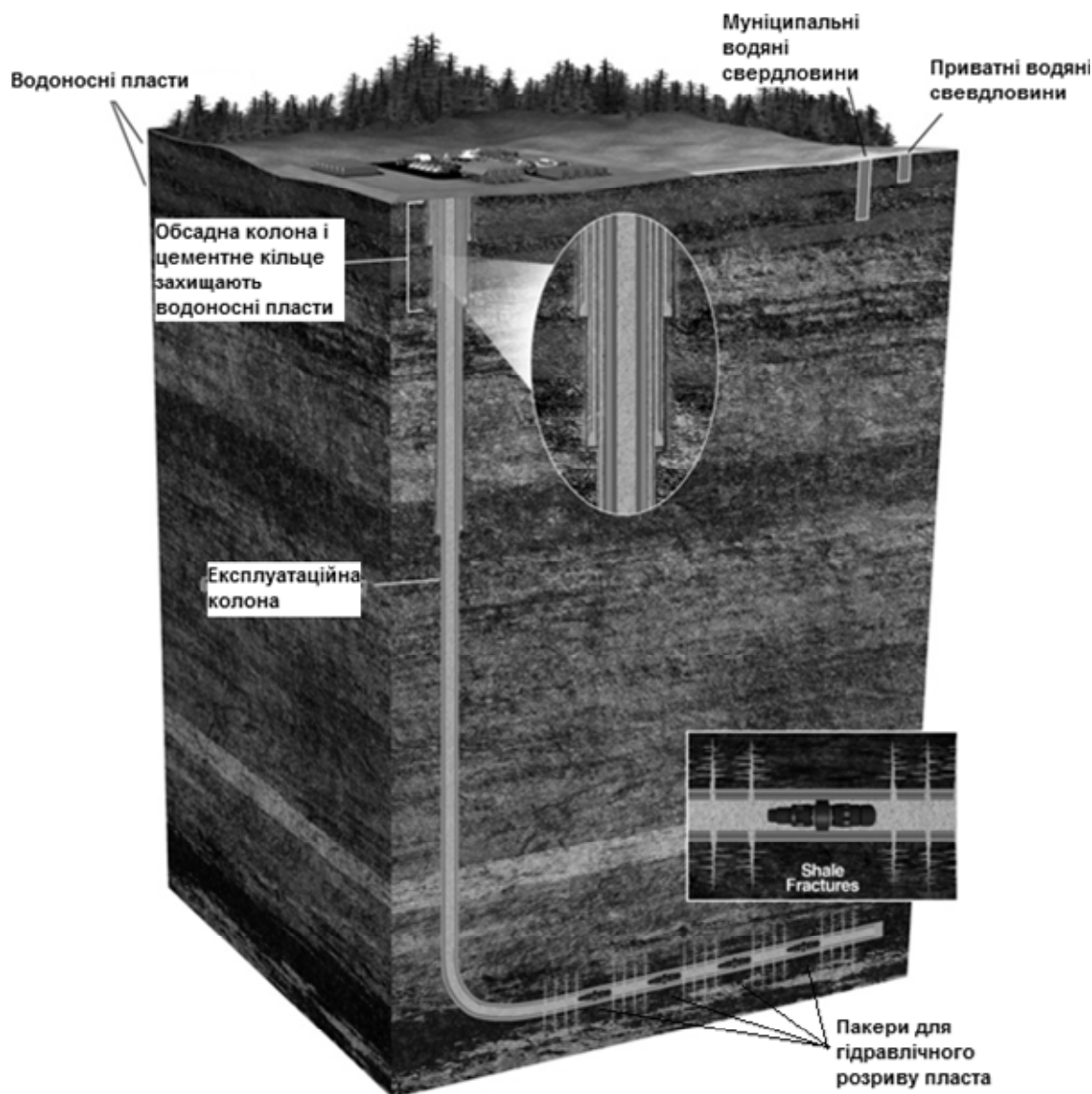


Рисунок 9 – Загальна схема здійснення поінтервального ГРП у горизонтальній свердловині

Таблиця 1 – Порівняльна характеристика рідин розриву

Характеристика	Рідина розриву на основі зрідженого пропану	Рідина розриву на водній основі
В'язкість	0,08 спз	0,66 спз
Питома вага	0,51	1,02
Поверхневий натяг	7,6 дин/см	72 дин/см
Здатність до руйнування	структура не руйнується	структура здатна до руйнування

тичного моделювання, матеріали спеціалістів по ГРП і статистичний аналіз промислових даних, була розроблена блок-схема для вибору найбільш оптимальної рідини розриву для тих чи інших умов.

Так, у свердловинах з невисокою вибіною температурою (менше 90°C) і невеликим градієнтом пластового тиску (менше  $4,5 \cdot 10^{-3}$  МПа/м) ефективний ГРП з використанням азотної піни. У глибоких і «гарячих» свердловинах (вибійна температура більша 130°C), полімери швидко руйнуються і тому гель необхідно стабілізува-

ти, ефективним вибором є ГРП з використанням структурованого гелю. Такий варіант також підходить для свердловин з високою температурою і високим градієнтом пластового тиску (понад  $4,5 \cdot 10^{-3}$  МПа/м). При високій температурі і невеликому градієнті пластового тиску (менше  $4,5 \cdot 10^{-3}$  МПа/м) слід проводити або ГРП з використанням структурованого гелю з добавкою діоксиду вуглецю, або ГРП з використанням структурованого гелю з добавкою азоту. При середній температурі (90-130°C) і невеликому градієнті пластового тиску (менше

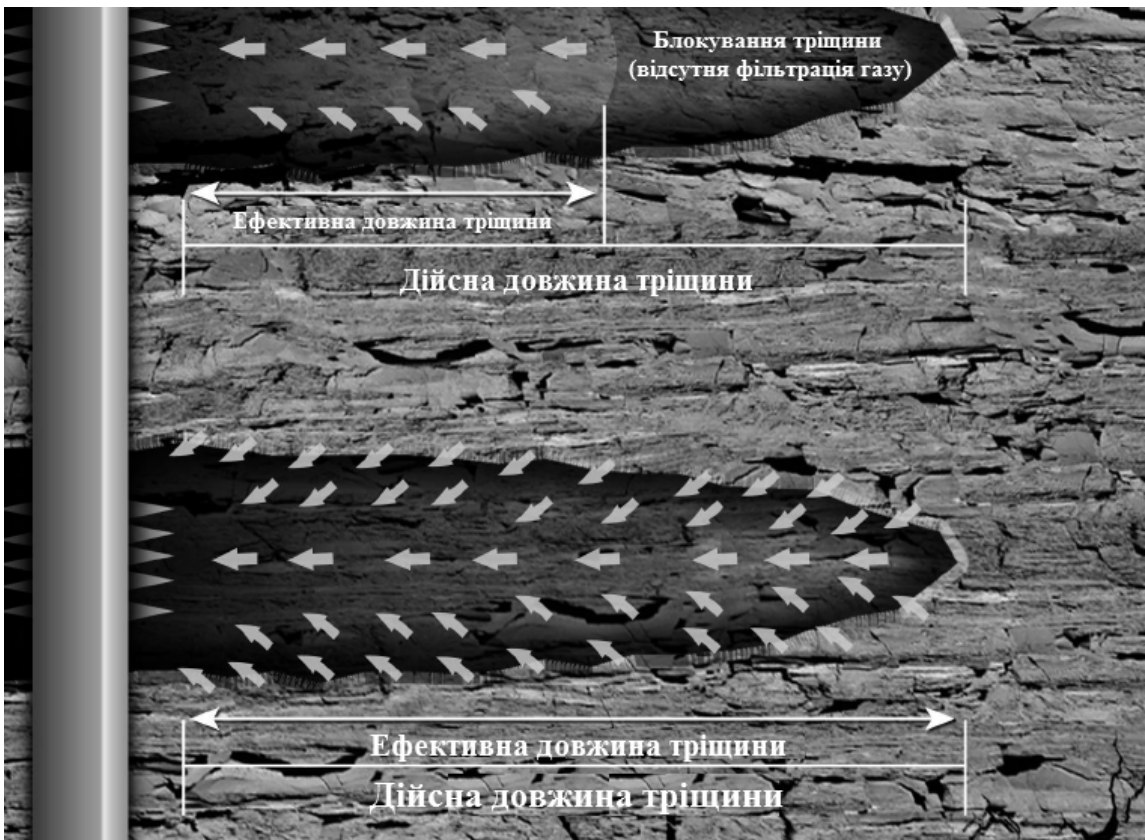


Рисунок 10 – Порівняння тріщини, утвореної безводним ГРП, з тріщиною, утвореною звичайною рідиною розриву



Рисунок 11 – Обв'язка гірла свердловини та розташування техніки при проведенні безводного ГРП

$4,5 \cdot 10^{-3}$  МПа/м) слід проводити комбінований ГРП з використанням діоксиду вуглецю або азоту [8].

Важливим також є питання контролю процесу гідравлічного розриву, а саме контролю за ростом тріщин. Найбільш поширеним методом

в даному напрямку є використання мікросейсміки для контролю за ростом тріщини в процесі ГРП.

Проте одного тільки гідравлічного розриву не зовсім достатньо для повного вилучення сланцевого газу з родовища, оскільки значна



його частина знаходиться у адсорбованому стані в органічній речовині. На практиці зустрічаються родовища з вмістом адсорбованого газу в межах від 15 до 80% від загальних запасів. Тому потрібно застосовувати додаткові методи стимулювання видобутку [9-11].

Для цього варто більш детально розглянути явище адсорбції. Адсорбція - вибіркове поглинання речовини з газового чи рідкого середовища поверхневим шаром твердого тіла (адсорбенту) чи рідини. Компонент що поглинається, який вміщується в суцільному середовищі (газі, рідині), називають адсорбентом, а той що вміщується в адсорбенті — адсорбатом.

Адсорбція - процес екзотермічний, як і більшість процесів, які проходять з утворенням нових зв'язків. Зворотнім процесом є десорбція, яка досягається, зокрема, підвищенням температури. Адсорбційні процеси в сланцевих породах описуються законом Ленгмюра.

Загальний вигляд ізотерми мономолекулярної адсорбції Ленгмюра зображено на рис. 12.

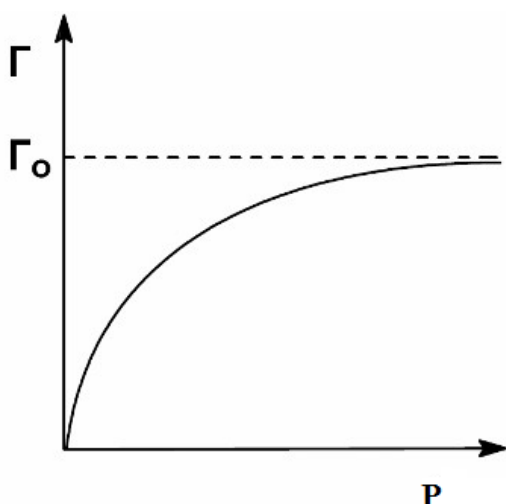


Рисунок 12 – Ізотерма мономолекулярної адсорбції Ленгмюра

Люїс (2004) виразив теорію Ленгмюра, використовуючи петрофізичні параметри, і в результаті отримав наступне рівняння:

$$q_c = \frac{V_l \cdot p}{p + p_l} \quad (1)$$

де  $q_c$  – вміст адсорбованого газу,  $\text{фт}^3/\text{т}$ ;

$p$  – пластовий тиск,  $\text{psi}$ ;

$V_l$  – об'єм Ленгмюра,  $\text{фт}^3/\text{т}$ ;

$p_l$  – тиск Ленгмюра,  $\text{psi}$ .

Бісвас [12] у своїй теорії запропонував, що процес руху газу в сланцевих породах є наслідком десорбції і дифузії. Явадпур [13] у своїх лабораторних дослідженнях показав процес десорбції і побудував рівноважні криві десорбції. Сіполла [9-11] у свою чергу показав, що збільшення десорбції газу веде до значного приросту видобутку і збільшення коефіцієнту газовилучення. Відомі наступні фактори, які впливають на процес десорбції (за Сіполлою):

- густота тріщин ГРП: при густоті тріщин у 600 футів ( $\approx 182\text{м}$ ) кількість десорбованого газу складає  $\sim 8,5\%$  від загального видобутку, а при густоті в 50 футів ( $\approx 15\text{м}$ ) десорбований газ рівний  $\sim 15\%$  від видобутку (рисунок 13);

- вибійний тиск: зниження вибійного тиску не значно впливає на десорбцію газу зі сланцю (рисунок 14). Так, наприклад, при зниженні вибійного тиску в 2 рази загальний видобуток збільшується приблизно на 12%, причому це збільшення відбувається за рахунок вільного газу, а не десорбованого.

Одним із найбільш використовуваних та найдієвіших методів стимулювання десорбції сланцевого газу є нагнітання вуглекислого газу ( $\text{CO}_2$ ), який заміщує молекули газу, тим самим вивільняючи його в тріщини. Багато дослідників в своїх роботах відображають позитивний вплив нагнітання  $\text{CO}_2$  для підвищення газовилучення. В першу чергу, це пояснюється більшою здатністю до адсорбції на поверхні сланцю, у порівнянні зі сланцевим газом.

Окрім явищ десорбції та дифузії на видобуток адсорбованого газу можна вплинути, використовуючи зворотній осмотичний ефект - процес, при якому за допомогою тиску змушують розчинник (зазвичай воду) проходити через напівпроникну мембрану з більш концентрованого в менш концентрований розчин, тобто у зворотному для осмосу напрямку. При цьому мембрана пропускає розчинник, але не пропускає деякі розчинені в ньому речовини.

Проникність зразка керна при пропусканні через нього газу залежить від тиску. При високих тисках газопроникність наближається до значення абсолютної проникності, при низьких - іноді значно (на 50% і більше) перевищує її, що відбувається через ефект Клінкенберга (рис. 15) - проковзування газу при низьких тисках [14]. Дослідженнями Л.Клінкенберга вперше було встановлено, що проникність порід по газу  $k_r$  може бути вище проникності по рідині  $k_r$ . Це пояснюється ефектом проковзування газу в умовах, коли довжина середнього пробігу молекул газу співрозмірна з діаметром капіляра (якщо вважати, що пори мають трубчасту циліндричну форму)[15-17].

Оскільки сланцеві породи володіють наднизькими фільтраційними властивостями, Русінг [15-17] запропонував розглядати інерційні ефекти в процесі руху газу через мікротріщини. Дослідження Форхгеймера в 1901 році вилізли в рівняння припливу, яке характеризує порушення закону Дарсі і є його більш ширшою інтерпретацією.

З цієї самої причини в сланцевих породах спостерігається значне проявлення капілярного тиску і капілярних сил. Холдич [19] та Ченг [18] свідчать, що капілярні тиски в сланцевих породах зростають до сотень, а то й до тисяч  $\text{psi}$ . Тріщини, утворені в процесі ГРП, мають порівняно великі розміри, тому капілярні сили практично нульові. Тому вивчення капілярних тисків може дати змогу значно вплинути на процес розробки родовища.

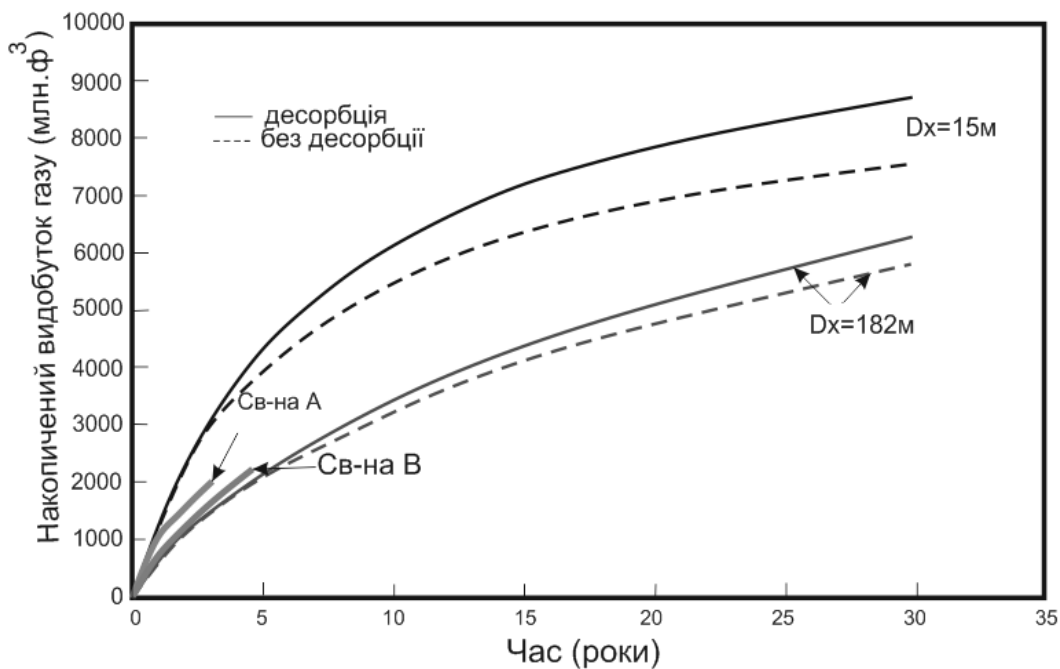


Рисунок 13 – Вплив густоти тріщин на кількість видобутого газу

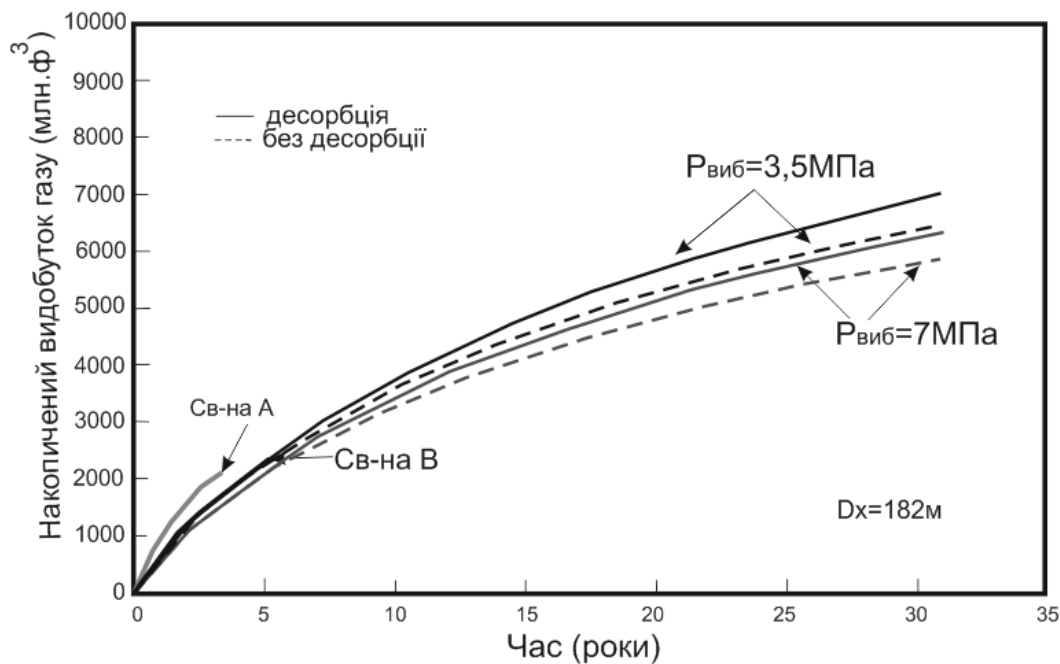


Рисунок 14 – Вплив зниження вибійного тиску на видобуток газу

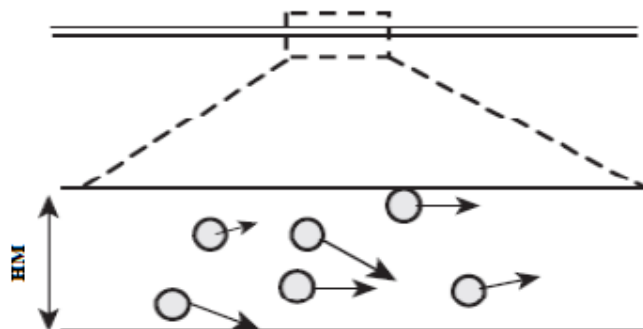
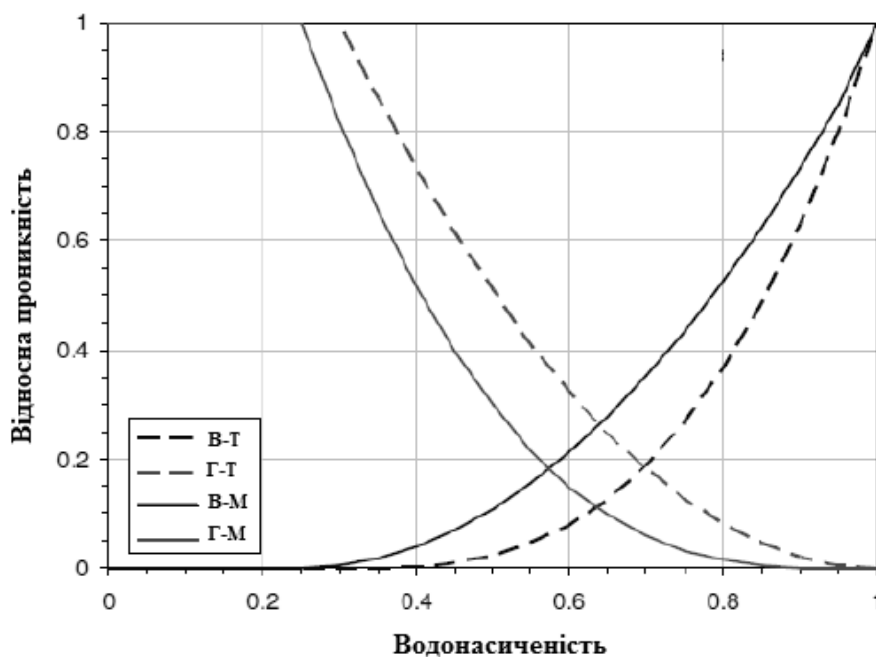


Рисунок 15 – Ефект Клінкенберга



В-Г - відносна фазова проникність для води в тріщині;  
 Г-Г - відносна фазова проникність для газу в тріщині;  
 В-М - відносна фазова проникність для води в матриці;  
 Г-М - відносна фазова проникність для газу в матриці

**Рисунок 16 – Відносні фазові проникності для газу і води**

Відносна фазова проникність в сланцевих покладах найчастіше проявляється в процесі проведення ГРП, коли зона розриву володіє різною відносною фазовою проникністю матриці, як зображено на рисунку 16.

Тому повне вилучення рідини розриву відіграє досить важливу роль для подальшої фазової проникності для газу.

Процес видобування сланцевого газу є досить складним і потребує значних капіталовкладень. Тому варто значну увагу приділити розробці нових технологій та покращенню вже існуючих задля збільшення коефіцієнту газовилучення та зменшення ризиків, з якими стикаються інженери в процесі видобування такого важливого енергетичного ресурсу.

Зокрема ще не вивчений характер руху газу в сланці. Вирішення даного питання дасть можливість більш точно проектувати процес розробки родовищ, моделювати процес фільтрації та охоплення пласта розробкою. Не розкритим залишається також питання більш повного вилучення адсорбованого газу з поверхні породи, що дасть можливість збільшити коефіцієнт кінцевого газовилучення. Важливе місце займає роль гідравлічного розриву пласта, як основного методу дії на пласт. Саме вдосконалення технології ГРП, а зокрема збільшення довжини тріщини, їхнє взаємне розміщення та зменшення кольматції пласта дозволить збільшити зони дренажу свердловин та зменшити їх кількість, що понесе за собою значний економічний ефект. Не варто залишати осторонь і питання взаємного розміщення свердловин, довжини їх горизонтальних ділянок та режиму експлуатації свердловин.

Хоча прогнозовані запаси сланцевого газу в Україні є досить значними, це зовсім не значить, що вони невичерпні. Тому тільки комплексний і виважений підхід до вирішення питань, які постають перед інженерами і науковцями на даному етапі "сланцевої революції" може дати найкращі результати, які допоможуть здобути країні таку очікувану енергетичну незалежність.

### *Література*

1 Рудько Г. Наукові та методичні основи оцінки перспективних ресурсів сланцевого газу / Рудько Г., Ловинюков В., Григіль В. // Геолог України. – 2011. – № 2. – С. 158-159.

2 Кривуля С.В. К вопросу изучения особенностей освоения нетрадиционных ресурсов газа в свете современных технологий / С.В. Кривуля, М.І. Фик, Н.І. Камалов // Питання розвитку газової промисловості України. – 2011. – Вип. XXXIX. – С. 235-243.

3 Kundert D. Proper Evaluation of Shale Gas Reserves Leads to a More Effective Hydraulic Fracture Stimulation / Kundert D., Mullen M // SPE Paper No. 123586. Presented at the SPE Rocky Mountain petroleum Technology Conference held in Dever, Colorado, USA 14-16 April 2009.

4 Biglarbigi K. Rethinking World Oil-Shale Resource Estimates / Biglarbigi K., Crawford P., Carolus M. and Dean C. // SPE Paper No. 135433. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence, Italy, 19-22 September 2010.

5 Aguilera R. Flow Units: From Conventional to Tight Gas to Shale Gas Reservoirs / Aguilera R. // SPE Paper No. 132845. Presented at the Trinidad and Tobago Energy Resources Conference held in Port of Spain, Trinidad, 27-30 June 2010.

6 <http://www.eia.gov/>

7 <http://www.naer.gov.ua/>

8 Malpani R. Выбор жидкости разрыва для интенсификации добычи из малопроницаемых газоносных пластов / R. Malpani, S. A. Holditch // Нефтегазовые технологии. – 2008. – № 11. – С. 51-55

9 Cipolla C.L. Reservoir Modelling in Shale Gas Reservoirs / Cipolla C.L., Lolon E.P. // SPE Paper No. 125530. Presented at the SPE Eastern Regional meeting, Charleston, West Virginia, USA, 23-25 September 2009, Peer approved 1 March, 2010.

10 Cipolla C. Reducing Exploration and Appraisal Risk in Low-Permeability Reservoirs Using Microseismic Fracture Mapping / Cipolla C., Mack C., Maxwell S. // SPE Paper No. 137437. Presented at the Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference held in Calgary, Alberta, Canada, 19-21 October 2010.

11 Cipolla C. Reducing Exploration and Appraisal Risk in Low-Permeability Reservoirs Using Microseismic Fracture Mapping – Part 2 / Cipolla C., Mack C., Maxwell S. // SPE Paper 138103. Presented at the SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Lima, Peru, 1-3 December 2010.

12 Biswas D. Shale Gas Predictive Model (SGPM) – An Alternative Approach to Predict Shale Gas Production / Biswas D. // SPE Paper No. 148491. Presented at the Eastern Regional Meeting held in Columbus, Ohio, USA, 17-19 August 2011.

13 Javadpour F. Nanoscale Gas Flow in Shale Gas Sediments / Javadpour F., Fisher D., Unsworth M. // Journal of Canadian Petroleum Technology, October 2007, Volume 46, No. 10.

14 Klinkenberg L.J. 1941. The Permeability of Porous Media To Liquids And Gases. – API, 1941.

15 Rushing J.A. Measurement of the Two-Phase Gas Slippage Phenomenon and its Effect on Gas Relative Permeability in Tight Gas Sands / Rushing J.A., Newsham K.E., Fraassen K.C. // SPE Paper No. 84297. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, 5-8 October 2003.

16 Rushing, J.A., Newsham, K.E., Lasswell, P.M., Cox, J.C., Blasingame, T.A. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, USA, 26-29 September 2004.

17 Rushing J.A. Estimating Reserves in Tight Gas Sands at HP/HT Reservoir Conditions: Use and Misuse of an Arps Decline Curve Methodology / Rushing J.A. Perego A.D., Sullivan R.B., Blasingame T.A. // SPE Paper No. 109625. Presented at the 2007 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Anaheim, California, USA, 11-14 November 2007.

18 Cheng Y. Impact of Water Dynamics in Fractures on the Performance of Hydraulically Fractured Wells in Gas Shale Reservoirs / Cheng Y., // SPE Paper No. 127863. Presented at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, USA, 10-12 February 2010.

19 Holditch S.A. 1979. Factors Affecting Water Blocking and gas Flow from Hydraulically Fractured Gas Wells. JPT 31 (12): 1515-1524.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*19.03.13*

*Рекомендована до друку*

*професором Коцкуличем Я.С.*

*(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)*

*професором Зарубіним Ю.О.*

*(ДП «Науканафтогаз»*

*НАК «Нафтогаз України», м. Київ)*