View metadata, citation and similar papers at core.ac.uk
brought to you by CORE
provided by Electronic National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"...

Geotechnologies
ISSN: 2616-8839 (Print)
Journal homepage: http://library.kpi.kharkov.ua/
Volume 2 (2019), pp. 28-35

УДК 553.981.

GEOLOGICAL, TECHNOLOGICAL, ECONOMIC AND ENVIRONMENTAL ASPECTS OF THE USE OF FRAKING TECHNOLOGY FOR THE SHALE GAS DEPOSIT DEVELOPMENT

V.S. Biletsky, M.I.Fyk*
National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", Kharkiv, Ukraine
**Corresponding author: biletsk@i.ua*

ГЕОЛОГО–ТЕХНОЛОГІЧНІ, ЕКОНОМІЧНІ ТА ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ВИКОРИСТАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА ДЛЯ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ

В.С.Білецький, М.І.Фик*
Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»
**Відповідальний автор: biletsk@i.ua*

ABSTRACT

Purpose. Consideration of the nature of the occurrence of catastrophic events in the mines of the Donetsk coal basin.

Methods. Geological Structural and tectonic analysis of the elastic–stressed state of the Folded Donbass.

Findings. The article discusses issues of the geological structure and physical condition of the Folded Donbass, as the basis for the optimal cutting of mine fields, mining safety, efficient mining of coal and associated methane gas.

Originality. Methods of unloading the array around the mine workings, taking into account the elastic–stress state of the Donbass and the parameters of the migration routes of combustible gases.

Practical implications. Methods are proposed for the possible elimination of sudden emissions of coal, rock and gas in the form of an avalanche–like destruction of the bottom–hole part of the coal (rock) massif and practical ways to improve the safety of mining operations.

Keywords: folded Donbass, structural and tectonic analysis, catastrophic events, unloading of coal, rock and gas.

ВСТУП

В останні десятиліття для інтенсифікації видобування флюїдів (нафти, природного газу) переважно з щільних пластів–колекторів, у світі активно впроваджується технологія гідравлічного розриву пласта (ГРП) або коротко «фрекінг» (від англ. «*fracking*»). Вона передбачає утворення штучних тріщин у продуктивному пласті шляхом поетапного закачування в нього під великим тиском спеціальної рідини – в основному води або вуглеводневої рідини із певним вмістом піску або іншого проппанта та речовин–загусників. Утворений в такий спосіб штучний поровий простір у продуктивному пласті суттєво підвищує його пропускну здатність і забезпечує інтенсифікацію припливу пластових флюїдів у свердловину після закінчення процесу гідророзриву. Технологія ГРП лежить в основі видобування, зокрема, сланцевої нафти і газу [Luca Gandossita ін.., 2015; Luca Gandossita ін.., 2016;]. Станом на 2012 рік по всьому світу на нафтових і газових свердловинах на фрекінг–роботах задіяно 2,5 мільйона осіб, з них 1 млн – в США [King, George E., 2012]. За оцінкою департаменту енергетики США, обсяг «технічно видобувних» світових запасів сланцевого газу в 41 країні світу становить понад 200 трлн. м^3[Щерба В. А., 2013]. В той же час, ресурси «традиційного» природного горючого газу світу, за оцінками, становлять 327–546 трлн м^3 [Білецький В.С. та ін.., 2004, 2007, 2013], що ілюструє значимість проблеми видобутку флюїду за технологією ГРП.

Найбільші успіхи з видобування сланцевого газу з використанням ГРП здобуто в США. Багато сланцевих гідрогазодинамічно–обмежених пластів, які раніше вважалися тільки масивами порід з газовими або рідкими включеннями вуглеводневих сумішей, тепер визнані продуктивними горизонтами–резервуарами з індивідуальними (здійсненними на практиці) режимами розробки. Вони містять великі обсяги природного газу та рідких вуглеводнів, які можна добувати, використовуючи горизонтальне, багатовибійне буріння і ГРП. Однак ресурси видобутих сланцевих вуглеводнів і економіка промислово–індустріального розвитку невизначені в їх спільному розгляді, і ці невизначеності вимагають імовірнісного рішення. Для оцінки технічно видобувних ресурсів використовується розподіл коефіцієнтів вилучення з пластів сланцевого газу і нафти. У роботі [Zhenzhen Dong et al., 2014] технічні запаси сланцевого газу оцінюються в діапазоні від 4000–24 000 Tcf. при кінцевому усередненому (по п'яти найпродуктивніших і розроблених площ сланцевого газу США) коефіцієнті вилучення 25%. Автори [Dong et al., 2012] представили розподіл усіх рішень і встановили розподіл ймовірностей видобутих обсягів сланцевого газу для 7 регіонів світу, які раніше оцінювались Рогнером [Rogner, H.H., 1997]. За оцінками в [Dong et al., 2012 і Rogner, H.H., 1997], світовий показник вмісту технічно–доступного газу в родовищах сланцевого газу (РСГ) становить в цілому 34 000–73 000 Tcf.

Результати робіт [Zhenzhen Dong et al., 2014, Dong et al., 2012 і Rogner, H.H., 1997] статистично підтверджують наявність значних технічно видобувних запасів сланцевого газу в усьому світі, досяжність високого рівня кінцевого вилучення ресурсів і можуть допомогти промисловості краще направляти свої зусилля з буріння і експлуатації для видобутку сланцевого газу.

Сланцевий газ в Україні

Тема «сланцевий газ в Україні» має декілька аспектів:

- геолого–географічний;
- історичний;
- техніко–економічний;
- екологічний.

Зупинимося на них докладніше.

Геолого–географічний аспект

Геолого–економічна доцільність усіх нетрадиційних ресурсів сланцевого газу полягає в створенні ефективної мережі гідравлічних тріщин, стимуляції руху флюїдів в цих породах з ультранизькою проникністю, яка знаходиться межах від 0,000001 до 0,00000001 мД [Eshkalak, M.O., Aybar, U. and Sepehrnoori, K., 2014]. З іншого боку, повинна існувати величезна площа поверхні між матрицею сланців і створеними гідравлічними тріщинами (для того, щоб сланці пропускали та загалом віддавали значний потік газу). Під час ГРП, гідравлічними сопловими елементами утворюється серія поперечних тріщин до горизонтальної ділянки вибою, багатошаровий масив розривається поперек нашарованої структури, що загалом зазвичай вирішує вищезазначену задачу. Після вдалих ГРП абсолютну проникність привибійної зони свердловини вдається збільшити від нано–Дарсі до мілі–Дарсі.

Велика частина сланцевої породи складається з органічної речовини, керогенних середовищ. Молекули метану природного газу адсорбуються на органічно багатих шарах (хоча, безперечно, вони також зберігаються в порових просторах і природних переломах). Для математичної оцінки десорбції сланцевого газу після логістично–матричного поєднання з вибоєм свердловини використовується емпірична модель адсорбції Ленгмюра, де видобуток визначається як функція тиску пори при постійній температурі. Для оцінки видобування з інших порових утворень та тріщин використовують балансні та енергетичні рівняння гідравліки для рідин, що мають відхилення від ідеальних (не можна застосовувати рівняння Дарсі). Стан капілярної рівноваги також не може бути визначеним для сланцевих порід за методиками традиційних нафтогазових резервуарів. В цілому, для визначення змін в геологічних 3Д–структурах та властивостей порід після ГРП використовують статистичні методи та метод нейронних мереж.

Аналіз показує, що найбільш перспективними на сланцевий газ в Україні є Юзівська площа (Східна Україна) та Олеська площа (Західна Україна). Додаткові його ресурси очікуються в Карпатах, Північному Криму і, можливо, на шельфі Чорного моря[1]. За прогнозами амер. геолога С.–А. Кристофферсена ресурси сланцевого газу в Донецькому басейні складають від 0,357 до 51,8 трлн. куб. м. [Kristoffersen S.–A., 2010] Якщо прийняти, що добувні ресурси – це 20% загальних ресурсів[2], то Донецький басейн має потенціал добувних ресурсів 0,071 до 10,36 трлн. куб. м. Розрахунок за моделями компанії Petrohawk дає близький результат: загальні ресурси сланцевого газу в Донецькому регіоні (Юзівська площа) – від 1,4 до 57 трлн. куб. м, видобувні – від 0,28 до 11,4 трлн. куб. м.

Дані по ресурсах газу України наведені в дослідженні Управління енергетичної інформації США[3]. За станом на 1 січня 2013 р доведені ресурси традиційного природного газу України становлять 1,1 трлн. куб. м, ризиковані геологічні ресурси сланцевого газу – 16,2 трлн.куб. м, недоведені технічно видобувні ресурси сланцевого газу – 3,63

[1] Серед існуючих наукових джерел виділяється робота американського геолога, співробітника Baltic Energy PTY Ltd и UkraNova Ltd С.-А. Кристоффersена: Kristoffersen S.-A. *Gas Shale Potential in Ukraine. An Assessment of a Large Opportunity*. Bahrain: Lulu.com, 2010.

[2] Киселёва Н.Л. Сланцевый газ Украины:надежды, реальность, политика. ПРОСТРАНСТВО И ВРЕМЯ 2(16)/2014. С. 257-263.

[3] US Energy Information Administration. "Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formation in 41 Countries Outside the United States." *EIA Independent Statistics & Analysis*. U.S. Energy Information Administration, 10 June 2013. PDF-file. <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>.

трлн. куб. м, в тому числі в Дніпровсько–Донецькій западині – 2,15 трлн. куб. м.

Історичний аспект

За повідомленнями інформаційних інтернет–агентств, хронологія подій по сланцевому газу України така:

2006 р. Підписано договір між англо–голландською компанією Shell і ДК «Укргазвидобування» щодо двох проектів з пошуку і видобутку сланцевого газу.

2007 р. Ці ж дві компанії затверджують угоду про пошуки і видобуток сланцевого газу в Дніпровсько–Донецькій западині.

2010 р. Україна видає ліцензії на розвідку сланцевого газу компанії Shell і америк. компанії Exxon Mobil.

2011, вересень. Підписано угоду з компанією Shell про буріння на газ у Харківській області на шести ділянках загальною площею 1 300 км^2. Інвестиції в проект передбачені в обсязі 800 млн. дол.

2012, травень. Стали відомі переможці конкурсу по розробці Юзівської (Донецька область) і Олеської (Львівська область) газових площ. Ними стали компанії Shell і Exxon Mobil, відповідно. Було заявлено, що промисловий видобуток на цих ділянках може початися в 2018–2019 рр.

2012, жовтень. Компанія Shell почала буріння пошукової свердловини Біляївська–400 поблизу села Веселе Первомайського району Харківської області.

2013р., Січень. У Давосі (Швейцарія) за участю президента України між компаніями англо–голландської Shell і українською «Надра Юзівська» підписано угоду про розподіл продукції від видобутку сланцевого газу на Юзівській ділянці в Харківській і Донецькій областях.

2013 р. листопад. Американська компанія Chevron починає роботи на Олеській ділянці (Львівська та Івано–Франківська області). Початок буріння першої свердловини очікувалося в липні 2014 р.

2014 р. 1 квітня. На свердловині Біляївська – 400 на глибині понад 5 000 м проведений гідророзрив пласта і отримані перші кубометри газу щільних пісковиків України. Про дебіти газу не повідомляється.

2014 р. 13 травня. Сепаратиський рух «Юго–Восток» прийняв офіційну резолюцію про суверенітет і організацію державного управління донецької та луганської народних республік. В оприлюдненій «Дорожній карті незалежності» окремим пунктом 3.9 значиться: «Заборона на видобуток сланцевого газу». [Киселева Н.Л., 2014]

У березні 2014 р. Shell і найбільша українська газовидобувна держкомпанія «Укргазвидобування» в рамках договору про спільну діяльність завершили буріння другої розвідувальної свердловини Ново–Мечебилівська–100 в Близнюківському районі Харківської області.

У 2014 році, з початком збройного конфлікту на Південному Сході України, компанія Chevron вийшла з проекту з видобутку сланцевого газу.[4] Chevron остаточно закрила своє представництво у 2015 році.

У березні 2015 року компанії «Shell» та «Укргазвидобування» повідомили про намір припинити дію договору про спільну діяльність, який передбачає пошук, розвідку та видобуток вуглеводнів на території Харківської області. Зокрема, йдеться про закриття свердловин «Беляївська–400» і «Ново–Мечебилівська–100». Причиною цього є те, що у процесі пошуково–розвідувального етапу робіт було встановлено, що подальша робота не є економічно доцільною. [5]

У жовтні 2015 року "Надра Юзівська" оголосила конкурс на залучення нового інвестора для реалізації проекту. Директор цього підприємства Віктор Назаркевич повідомив ЗМІ, що до участі в конкурсі в кінцевому результаті допустили "три міжнародні нафтогазові компанії". 27–го липня 2016 року стало відомо, що перемогу в конкурсі здобула нідерландська "Yuzgaz B.V." (далі "Юзгаз"), бо "запропонувала найбільш привабливу програму георозвідувальних робіт на ділянці".[6]

Нині видобуток сланцевого газу в Україні повністю зупинений. Експерти пояснюють це кількома причинами, серед яких конфлікт на Донбасі, цінова кон'юктура на вуглеводневих ринках. Відновити видобуток планують з 2020 року.[7]

Техніко–економічний аспект (міжнародний та вітчизняний досвід)

Природний газ зберігається в підземних резервуарах родовищ сланцевого газу у вигляді:

– адсорбованого газу, приєднаного до органічної речовини;

– вільного газу в порах матриці, мікропорах і природних тріщинах;

– розчиненого газу в рідинах, таких як бітум, нафта, вуглеводневий конденсат або маслянисті суспензії.

Крім відмінності природи (фізики) утримання вуглеводневих газів в специфічно–сформованих геологічних умовах [Zhenzhen Dong et al., 2014; Dong et al., 2012], газоносні чорні сланці, вугілля і

[4] Chevron отказался от сланцевого газа в Украине, Портал новостей LB.ua http://economics.lb.ua/business/2014/12/15/289315_chevron_otkazalsya_slantsevogo_gaza.html

[5] Shell ліквідує дві газові свердловини на Харківщині // Українська правда. — 12.03.2015. http://www.pravda.com.ua/news/2015/03/12/7061235/

[6] голландська компанія з українським корінням вирішила видобувати сланцевий газ в Україні після відмови Shell https://espreso.tv/article/2016/08/03/yuzgaz

[7] Сланцевий газ в Україні: видобуток не у найближчій перспективі. https://www.dw.com/uk/%D1%81%D0%BB%D0%B0%D0%BD%D1%86%D0%B5%D0%B2%D0%B8%D0%B9-%D0%B3%D0%B0%D0%B7-%D0%B2-%D1%83%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D1%96-%D0%B2%D0%B8%D0%B4%D0%BE%D0%B1%D1%83%D1%82%D0%BE%D0%BA-%D0%BD%D0%B5-%D1%83-%D0%BD%D0%B0%D0%B9%D0%B1%D0%BB%D0%B8%D0%B6%D1%87%D1%96%D0%B9-%D0%BF%D0%B5%D1%80%D1%81%D0%BF%D0%B5%D0%BA%D1%82%D0%B8%D0%B2%D1%96/a-19100100

алевролітові піщано–глинисті щільні породи (геологічні формації на глибинах 500–5500 м.) [Rogner, H.H., 1997; Камалов Назар та ін.., 2010] значно різняться за механічними і фізико–хімічними властивостями в фактичних термобаричних умовах [Суярко В.Г., 2012]. До такого різноманіття технічних умов розробки родовищ сланцевого газу (РСГ) необхідно додати важливий техніко–економічний параметр калорійності природних газів сланцевих порід, який приблизно в два рази нижче калорійності природного газу традиційних нафтогазових колекторів [Камалов Назар та ін.., 2010]. Тому, щоб інтенсифікувати видобування природного сланцевого газу із різних утримуючих порід напрацьовано лише універсальну технологію ГРП з хімічними модифікаціями інжекційних рідин. Інші індивідуальні технології для різних порід за структурою, складом, віком та умовами осадонакопичення до цього часу не доведено до промислового випробовування. Виключеннями є хімічне розчинення та вибухово–водневі методи, які, однак, в Україні в останні 10 років не використовувались.

З 1998 по 2012 рік десятками наукових груп проведено дослідження показників питомої продуктивності однієї свердловини РСГ США[8]. Діапазон добового видобутку 2–3–6–7–10 Mcf / d, щомісячної – (0,7–0,8–1–1,2–1,2)10^4 Mcf / m, річний – 0,6–1–2– 3–3,5 Bcf / y (середні показники після 10 років від початку експлуатації і безперервного вдосконалення технології видобування сланцевого газу п'яти родовищ сланцевого газу). Цифри відрізняються, але спільно–оброблені усереднені показники надають уточнену контрольну цифру.

Основні техніко–економічні показники розробки нафтогазових родовищ визначаються вартістю (калорійністю), запасами та собівартістю видобувного ресурсу, а також реальним питомим видобутком кожної свердловини, тенденціями річного видобутку [Mykhailo Kutia, 2016]. Добовий видобуток [Eshkalak, M.O., 2014; Liang Wang, 2015] виявився в два рази менший ніж видобуток на родовищах із щільними пісковиками, а калорійність газу також об'єктивно в два рази менша [Камалов Назар, Фик Михайло, 2010]. На традиційних колекторах із підвищеною щільністю та низькою проникністю також використовується ГРП. Таким чином, стало можливим порівняти два різних типи родовищ в однакових умовах інтенсифікації та експлуатації. Результат – техніко–економічні показники родовищ сланцевого газу при використанні традиційних заходів ГРП в чотири рази гірші в порівнянні з газоконденсатними родовищами із щільними пісковиками (за показниками рентабельності та терміну окупності).

Фактичні свідчення економічних подій в Україні:

1. За укладеними угодами про розподіл продукції між українською стороною та компаніями Shell і Chevron з передбачуваних 20 млрд. куб. м щорічного обсягу видобутку 13 млрд. куб. м (65%) відходить до компаній Shell і Chevron в якості компенсації витрат на розвідку та видобуток. Ще частина йде інвесторам. Україна для розподілу залишається всього 5 млрд. куб. м. При цьому необхідно мати на увазі, що дебіт (величина припливу) свердловин на сланцевий газ падає дуже швидко[9]. Тому українська сторона навряд чи зможе скористатися сланцевим газом вже пробурених свердловин після компенсації витрат буровим компаніям і інвесторам.

2. Комерційний директор британської JKX Oil & Gas, яка є материнською структурою "Полтавської газонафтової компанії", Пилип Воробйов на прес–конференції у Києві 2 березня 2016 р. зазначив, що **вартість буріння свердловин для видобутку сланцевого газу в Техасі (США) складає 3,5 мільйона доларів, а в Україні – 15 мільйонів.**

Екологічний аспект

1. У нафтогазовій галузі немає прикладів такого потужного впливу на надра, як при видобутку сланцевого газу. Досить зазначити, що для видобутку 1 т цього газу потрібно закачати в пласт не менше 100 кг піску і 2 т води. Технологія видобутку газу полягає в бурінні свердловин з горизонтальною ділянкою стовбура довжиною до 1 200 м і багатоступінчатим ГРП. У міру виснаження припливу ГРП неодноразово повторюється. Для перших операцій ГРП було потрібно приблизно 1000 т води і 100 т піску. В даний час в горизонтальних свердловинах вартістю $ 2,6–3 млн для однієї операції ГРП необхідно близько 4 000 т води і 200 т піску. В середньому, протягом року на кожній свердловині проводиться три ГРП[10].

2. Застосування технології ГРП, за багатьма дослідженнями і оцінками експертів, несе екологічні ризики. Так дослідження Європейського Парламенту «Вплив видобування сланцевого газу та сланцевої нафти на довкілля та здоров'я людей» показало що 58 з 260 застосовуваних в процесі ГРП речовин мають одну або кілька небезпечних властивостей [European Parliament's Committee on Environment. 2011]. У тому числі, 6 з них відносяться до списку речовин найвищої небезпеки, згідно з класифікацією Європейської Комісії, 38 класифікуються як

[8] Hayden and Pursell, 2005; Grieser et al., 2008; Bruner and Smosna, 2010; Chong et al., 2010; Montgomery et al., 2005; Jarvie et al., 2004; Kuuskraa et. al., 1998; Powell, 2010; Kennedy, 2010; Rhine et al., 2011; Edwards et al., 2011; Janwadkar et al., 2010; Benedetto, 2010; Berman, 2008; Abou-sayed et al., 2011; Billa et al., 2011

[9] Probabilistic Assessment of World Recoverable Shale Gas Resources. Zhenzhen Dong, Schlumberger, Stephen A. Holditch, Duane A. McVay, Walter B. Ayers, Texas A&M University, W. John Lee, University of Houston, Enrique Morales, SGS Horizon. Copyright 2014, Society of Petroleum Engineers. This paper was prepared for presentation at the SPE/EAGE European Unconventional Conference and Exhibition held Vienna, Austria, 25–27 February 2014.

[10] Shale Gas: Great Expectations, Modest Plans/Сланцевый газ: большие надежды и скромные планы. Andrei Korzhubaev, Alexander Khurshudov/Андрей Коржубаев, Александр Хуршудов // Oil&GasEURASIA. 12 /1 December 2010 / January 2011.

небезпечні токсини, 8 речовин класифікуються як відомі канцерогени, 7 класифікуються як мутагенні, 5 – як такі, що впливають на репродуктивні процеси.

3. У висновках іншого дослідження «Хімічні речовини, що використовуються в гідравлічному для гідророзриву» Комітету Палати представників США з енергетики і торгівлі, виконаному у 2011 р., зазначено, по–перше, що цей аналіз є найбільш комплексною національною оцінкою типів і обсягів хімічних речовин, які використовуються в процесі гідравлічного розриву пласта; по–друге, що в 2005–2009 роках 14 провідних в галузі ГРП компаній в Сполучених Штатах використовувалося понад 2500 продуктів (реагентів) гідророзриву, що містять 750 сполук і понад 650 з них містили хімікати, які відомі або є можливими канцерогенами людини, або внесені до списку небезпечних забруднювачів повітря [United States House Committee on Energy and Commerce, 2011].

4. Екологічні ризики ГРП обумовлені, головним чином, імовірністю землетрусів, а також проникнення застосовуваних в цій технології хімічних речовин у водоносні горизонти і вище – аж до поверхні землі. Детальні дослідження [Robert J. та ін.., 2015] показали, що землетруси можуть бути в окремих випадках спричинені ГРП, але цей ефект не є поширеним, і магнітуда землетрусів невелика – порядка 2–3 за шкалою Ріхтера.

5. Причини міграції хімічних речовин ГРП у гірському масиві називають різні, зокрема, виникнення землетрусів з малою магнітудою, що спричинені бурінням свердловин і проведенням ГРП (за даними [Щерба В. А., 2013] спостерігаються тисячі мікроземлетрусів), природна і новоутворена тріщинуватість гірських порід, капілярне всмоктування [Daniel T. та ін., 2015] тощо. **При цьому підкреслюється вирішальний вплив характеристик геологічного середовища на явище висхідної міграції, оцінюються її швидкість і часові рамки від місця ГРП через корінні породи до неглибоких водоносних шарів. Т.Майерс [Myers, T., 2012] припустив, що така міграція може статися менш ніж за 10 років. У роботі [Samuel A., 2014] часові рамки такої міграції оцінені в понад 100 років. Наявність гідравлічного зв'язку між чорними сланцями і неглибокими водоносними шарами констатують також Rozell і Reaven [Rozell, D.J., and S.J. Reaven. 2012], Warner та ін.. [Warner, N.R. та ін.., 2012].**

6. Автори [Samuel A., 2014] дослідили фактори, які контролюють міграцію рідини на глибині. Зокрема, вони розглянули висхідну міграцію рідин ГРП і сольових розчинів у чорних сланцях США в залежності від проникності вище–залеглих шарів порід та головних градієнтів, так як саме ці змінні, на їх переконання, детермінують напрям і величину вертикальних міграційних потоків рідин при ГРП. Наголошується на значно більшій (на порядок) горизонтальній міграції в порівнянні з вертикальною міграцією. Показано багатофакторність процесу міграції рідкої фази, на яку впливають, зокрема, розподіл зерен за розмірами, напруження в пласті, ступінь його насичення флюїдами, цементаційні процеси. Ці фактори часто спричиняють зниження проникності пласта–колектора на кілька порядків. Багатофазність рідин (наприклад, нафта, природний газ, і вода) в пористих середовищах теж суттєво знижує проникність. Переважання дрібнозернистих порід (сланці, алевроліти і аргіліти) і шарувата структура осадових басейнів обмежує вертикальну проникність корінних порід вище чорних сланців.

7. Особливої уваги заслуговують емпіричні дослідження вертикального зростання тріщини при виконанні стимуляції ГРП. Дослідження для умов сланців родовищ США (Барнетт, Eagle Ford, Марцелл, Woodford і Niobrara) виконані Фішером та ін. [Fisher, K., and N. Warpinski. 2011] фіксують максимальну висоту зростання тріщини (верхньої межі руйнування) під час кожної записаної стимуляції ГРП, як правило, близько 100 м від місця прикладення тиску гідророзриву. При цьому ГРП реалізувався на глибинах 1500–2500 м. В різних басейнах висота тріщин дещо варіює, що, очевидно, залежить від геологічної ситуації, а максимальна зафіксована висота тріщини трохи більше 500 м [Davies, R.J. та ін., 2012]). Зауважимо, що досліджувалася висота «первинної тріщини» – безпосередньо після ГРП. Її розвиток не простежувався.

8. Ще одним важливим аспектом розвитку порового простору після ГРП є поширення тиску по тріщинах. Встановлено, що крім мережі тріщин (тобто, тільки за межами поверхні тріщини або в крайніх межах поширення тріщини), зміна пластового тиску залежить від властивостей порід і флюїдів, які контролюють поширення тиску. Природні позитивні градієнти тиску (що є обов'язковою умовою руху флюїду знизу–вгору) мають місце внаслідок топографічних факторів або реліктового надлишкового тиску на глибині [Samuel A., 2014].

9. Водночас, слід констатувати брак дослідження умов руйнування гірського масиву ГРП та проблеми пост–ефектів розвитку пористого про¬стору при гідравлічному розриві пласта. У наведених дослідженнях відсутній теоретичний аналіз процесу руйнування гірських порід при ГРП, можливостей моніторингу його кінетики, еволюції та прогнозу наслідків практичного застосування технології ГРП. Динаміка розвитку тріщинуватості у гірсь¬кому масиві після ГРП практично недосліджена. Одним з можливих механізмів такого «саморозвитку» тріщи¬нуватості гірських порід в присутності рідин є, як відомо, прояв ефекту Ребіндера [Andrade, E. N. D. C.; Randall, R. F. Y., 1949; Malkin, A. I., 2012; Ю.В.Горюнов та ін., 1966]. Ступінь прояву ефекту Ребіндера і його роль в міграції впровадженої рідини залежить від природи геоматеріалу.

10. Виконаний теоретичний аналіз пост–ефектів технології ГРП видобутку сланцевої нафти і газу показав наявність потенційно загрозливих чинників, які потребують подальшого дослідження [V.Biletskyi, L. Horobets , M. Fyk, A.–S. Mohammed, 2018]:

– розвитку зон тріщиноутворення з наростаючим утворенням фрагментів, окремостей, тонких частинок, активованих по тракту буріння свердловин та ГРП;

– систематичної сейсмічної активності розроблюваних пластів в результаті взаємодії вогнищ тріщиноутворення (з урахуванням принципу концентраційного укрупнення тріщин, релаксації напружень, зростання акустичної активності, авторезонансу, саморуйнування–диспергирования, викиду газів і пилу);

– заповнення зон тріщиноутворення і тонкодисперсного активованого геоматеріалу хімічними речовинами з отруєнням органічних пластів землі і водоносних горизонтів; темпоральна оцінка розвитку пористого простору (по пласту і перпендикулярно його простяганню) за рахунок ефекту Ребіндера.

11. Не дивлячись на велику кількість теоретичних досліджень розвитку тріщин та гідродинамічного зв'язку між продуктивними горизонтами сланцевого газу та питних або цінних пластових вод на базі сучасного математичного моделювання, висновки провідних вчених містять рекомендації більш детального вивчення емпіричного матеріалу на діючих родовищах сланцевого газу [Liang Wang, 2015].

ВИСНОВКИ

1. Розглянуто геолого–технологічні аспекти використання технології гідророзриву пласта для розробки родовищ сланцевого газу. Аналіз показує, що за показниками рентабельності та терміну окупності техніко–економічні показники родовищ сланцевого газу при використанні традиційних заходів ГРП в чотири рази гірші в порівнянні з газоконденсатними родовищами із щільними пісковиками.

2. Виконаний огляд і аналіз теоретичної експертної оцінки пост–ефектів технології ГРП видобутку сланцевої нафти і газу показав наявність потенційно загрозливих екологічних чинників, які потребують подальшого дослідження.

3. Хронологічно простежено процес розвідки і оцінки перспектив видобування сланцевого газу на прикладі України (Олеська та Юзівська площі). Нині роботи по сланцевому газу в Україні повністю зупинені. Експерти пояснюють це кількома причинами, серед яких конфлікт на Донбасі, цінова кон'юктура на вуглеводневих ринках. Відновити розвідку і видобуток планують з 2020 року.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

1. Luca Gandossi, Von Estorff, Ulrik (2015). An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production – Update 2015 (PDF). Електронний ресурс. [Режим доступу]: https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur–scientific–and–technical–research–reports/overview–hydraulic–fracturing–and–other–formation–stimulation–technologies–shale–gas–0

2. Luca Gandossi, Ulrik Von Estorff. An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production/Scientific and Technical Research Reports/ Joint Research Centre of the European Commission; Publications Office of the European Union. doi:10.2790/379646. ISBN 978–92–79–53894–0. ISSN 1831–9424. Retrieved 31 May 2016.

3. King, George E (2012), Hydraulic fracturing. Електронний ресурс. [Режим доступу]: http://www.kgs.ku.edu/PRS/Fracturing/Frac_Paper_SPE_152596.pdf

4. Щерба В. А. Экологические проблемы «сланцевой революции» // Журнал Социально–экологические технологии. Выпуск № 2 / 2013. С. 120–125.

5. Мала гірнича енциклопедія. тт. I, II, III (за редакцією В. С. Білецького). — Донецьк: Донбас, 2004, 2007. — 640 с., 652 с. Донецьк:Східний видавничий дім, 2013. — 644 с.

6. Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health. European Parliament's Committee on Environment. 2011. – 88 p. Електронний ресурс. [Режим доступу]: http://www.europarl.europa.eu/document/activities/cont/201107/20110715ATT24183/20110715ATT24183EN.pd

7. CHEMICALS USED IN HYDRAULIC FRACTURING // United States House Committee on Energy and Commerce. April 2011. 30 p. Електронний ресурс. [Режим доступу]: https://web.archive.org/web/20131004213846/http://democrats.energycommerce.house.gov/sites/default/files/documents/Hydraulic–Fracturing–Chemicals–2011–4–18.pdf

8. Robert J. Skoumal, Michael R. Brudzinski, and Brian S. Currie. Earthquakes Induced by Hydraulic Fracturing in Poland Township, Ohio. //Bulletin of the Seismological Society of America February 2015 vol. 105 no. 1. P. 189–197.

9. Daniel T. Birdsell, Harihar Rajaram, David Dempsey, Hari S. Viswanathan. Hydraulic fracturing fluid migration in the subsurface: A review and expanded modeling results. // Water Resources Research. Volume 51, Issue 9 September 2015. Pages 7159–7188. DOI: 10.1002/2015WR017810

10. Myers, T. 2012. Potential contaminant pathways from hydraulically fractured shale to aquifers. Ground Water 50, no. 6: 872–882. DOI:10.1111/j.1745–6584.2012.00933.x.

11. Samuel A. Flewelling, Manu Sharma. Constraints on Upward Migration of Hydraulic Fracturing Fluid and Brine // Croundwater. Volume 52, Issue 1 January/February 2014. Pages 9–19. DOI: 10.1111/gwat.12095

12. Rozell, D.J., and S.J. Reaven. 2012. Water pollution risk associated with natural gas extraction from the Marcellus Shale. Risk Analysis 32, no. 8: 1382–1393. DOI:10.1111/j.1539–6924.2011.01757.x.

13. Warner, N.R., R.B. Jackson, T.H. Darrah, S.G. Osborn, A. Down, K. Zhao, A. White, and A. Vengosh. 2012. Geochemical evidence for possible natural migration of Marcellus Formation brine to shallow aquifers in Pennsylvania. Proceedings of the

National Academy of Sciences USA 109, no. 30: 11961–11966.

14. Fisher, K., and N. Warpinski. 2011. Hydraulic fracture–height growth: Real data. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 145949, October 30–November 2, 2011, Denver, Colorado.

15. Davies, R.J., S. Mathias, J. Moss, S. Hustoft, and L. Newport. 2012. Hydraulic fractures: How far can they go? Marine and Petroleum Geology 37, no. 1: 1–6.

16. Andrade, E. N. D. C.; Randall, R. F. Y. (1949). "The Rehbinder Effect". Nature. 164 (4183): 1127. Bibcode:1949Natur.164.1127A. doi:10.1038/1641127a0.

17. Malkin, A. I. (2012). "Regularities and mechanisms of the Rehbinder's effect". Colloid Journal. 74 (2): 223–238. doi:10.1134/S1061933X12020068.

18. Киселёва Н.Л. Сланцевый газ Украины: надежды, реальность, политика. ПРОСТРАНСТВО И ВРЕМЯ 2(16)/2014. С. 257–263.

19. Kristoffersen S.–A. Gas Shale Potential in Ukraine. An Assessment of a Large Opportunity. Bahrain: Lulu.com, 2010.

20. Горюнов Ю.В., Перцов Н.В., Сумм Б.Д. Эффект Ребиндера. – Москва: Изд–во «Наука», 1966. – 127 с.

21. V.Biletskyi, L. Horobets , M. Fyk, A.–S. Mohammed. THEORETICAL BACKGROUND OF ROCK FAILURE AT HYDRAULIC SEAM FRACTURE AND AFTEREFFECT ANALYSIS V. // Mining of Mineral Deposits. Volume 12 (2018), Issue 3, pp. 45–55.

22. Zhenzhen Dong et al.(2014) Probabilistic Assessment of World Recoverable Shale Gas Resources, SPE 167768.

23. Dong et al. (2012). Global Unconventional Gas Resource Assessment. SPE Econ & Mgmt 4 (4): 222–234. SPE–148365–PA.

24. Rogner, H.H. (1997). An Assessment of World Hydrocarbon Resource. Annual Review of Energy and the Environment 22: 217–262.

25. Камалов Назар, Фик Михайло, Сергій Кривуля. К вопросу изучения особенностей освоения нетрадиционных ресурсов природного газа в свете современных технологий.// Збірник праць УкрНДІгаз, м. Харків, 2010.

26. Суярко В.Г., Фик М.І, Барановська Н.Ю. Геологічні особливості розробки сланцевого газу Дніпровсько–Донецької складчастої споруди. // Вісник ХНУ ім. Каразіна В.Н., 1033, 2012 с.54–58.

27. IMPROVEMENT OF TECHNOLOGICAL–MATHEMATICAL MODEL FOR THE MEDIUM–TERM PREDICTION OF THE WORK OF A GAS CONDENSATE FIELD Mykhailo Kutia, Mykhailo Fyk, Oleg Kravchenko, Stefan Palis, Ilya Fyk/ Eastern–European Journal of Enterprise Technologies 5 (8 (83)), 40–48 /ISSN (print) 1729–3774, ISSN (on–line) 1729–4061 Vol 5, No 8 (83) (2016) DOI: http://dx.doi.org/10.15587/1729–4061.2016.80073

28. Eshkalak, M.O., Aybar, U. and Sepehrnoori, K. (2014) An Economic Evaluation on the Re–Fracturing Treatment of the US Shale Gas Resources. SPE Eastern Regional Meeting, Charleston, 21–23 October 2014, SPE–171009–MS.

29. Liang Wang, Armando Torres, Li Xiang, Xu Fei, Akhona Naido, Wensi Wu (2015) A Technical Review on Shale Gas Production and Unconventional Reservoirs Modeling. Natural Resources, 6, 141–151.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. У статті комплексно розглянуто геолого–технологічні, економічні та екологічні аспекти використання технології гідророзриву пласта (ГРП) для розробки родовищ сланцевого газу.

Методика. Геологічний структурно–тектонічний аналіз пружно–напруженого стану складчастого Донбасу.

Результати. Аналіз показує, що за показниками рентабельності та терміну окупності техніко–економічні показники родовищ сланцевого газу при використанні традиційних заходів ГРП в чотири рази гірші в порівнянні з газоконденсатними родовищами із щільними пісковиками.

Практична значимість. Експертна оцінка пост–ефектів технології ГРП при видобутку сланцевої нафти і газу показав наявність потенційно загрозливих екологічних чинників, які потребують подальшого дослідження.

Наукова новизна. Подано хронологію процесу розвідки і оцінки перспектив видобування сланцевого газу в Україні (Олеська та Юзівська площі).

Ключові слова: сланцевий газ, геолого–технологічні аспекти, економічні та екологічні аспекти, гідравлічний розрив пласта, родовище сланцевого газу.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Цель. В статье комплексно рассмотрены геолого–технологические, экономические и экологические аспекты использования технологии гидроразрыва пласта (ГРП) для разработки месторождений сланцевого газа.

Методика. Геологический структурно–тектонический анализ упруго–напряженного состояния складчатого Донбасса

Результаты. Анализ показывает, что по показателям рентабельности и срока окупаемости технико–экономические показатели месторождений сланцевого газа при использовании традиционных мероприятий

ГРП в четыре раза хуже в сравнении с газоконденсатными месторождениями с плотными песчаниками. **Практическая значимость.** Экспертная оценка пост–эффектов технологии ГРП при добыче сланцевой нефти и газа показал наличие потенциально опасных экологических факторов, которые требуют дальнейшего исследования.

Научная новизна. Представлена хронология процесса разведки и оценки перспектив добычи сланцевого газа в Украине (Олесская и Юзовская площади).

Ключевые слова: *сланцевый газ, геолого–технологические аспекты, экономические и экологические аспекты, гидравлический разрыв пласта, месторождение сланцевого газа*.

ABOUT AUTHORS

В.Білецький, д.т.н., професор, Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", Харків, Україна.

М.І.Фик, к.т.н., доцент, Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", Харків, Україна