

**ХАРАКТЕРНІ РИСИ БАСЕЙНІВ СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ ПІВНІЧНОЇ
АМЕРИКИ**

Выполнен анализ особенностей бассейнов сланцевого газа Северной Америки.

PERSONAL TOUCHES OF POOLS OF SLATE GAS OF NORTH AMERICA

The analysis of features of pools of slate gas of North America is executed.

Сланцевий газ, відомий в іноземній літературі як «*shale gas*» в останні роки є темою багатьох наукових конференцій, публікацій, радіо і відео репортажів. З ним пов'язують надії на вирішення енергетичної проблеми уряди ряду країн, в тім числі й України. Цей газ приурочений до глинистих товщ, які характеризуються підвищеним вмістом органічної речовини, малою густиною і проникністю, чорним забарвленням (рис. 1). Сланцевий газ знаходиться в порах і тріщинах, однак більшість видобувного газу є в порах. Частина газу міститься також в адсорбованому стані в органічній речовині і мінеральних гранулах.

А.Е. Лукін (2011) в ряді своїх публікацій (Лукін, 2010, 2011) підкреслює, що «основними джерелами природного газу являються не горючі сланці і сапропеліти, залягаючі головним чином в зоні діагенезу-протокатагенезу, а «*black shales*» – чорні глини зони мезокатагенеза». В зоні метагенезу зосереджені основні ресурси нетрадиційного газу, в тім числі вугільного метану (інтервали МК1-МК4), низькопроникливих колекторів (ПК3-МК4) (Лукін, 2011). Рис. 1 демонструє фотографію сланцевих глин формації Марселус, де знаходиться 1/4 запасів сланцевого газу Північної Америки.

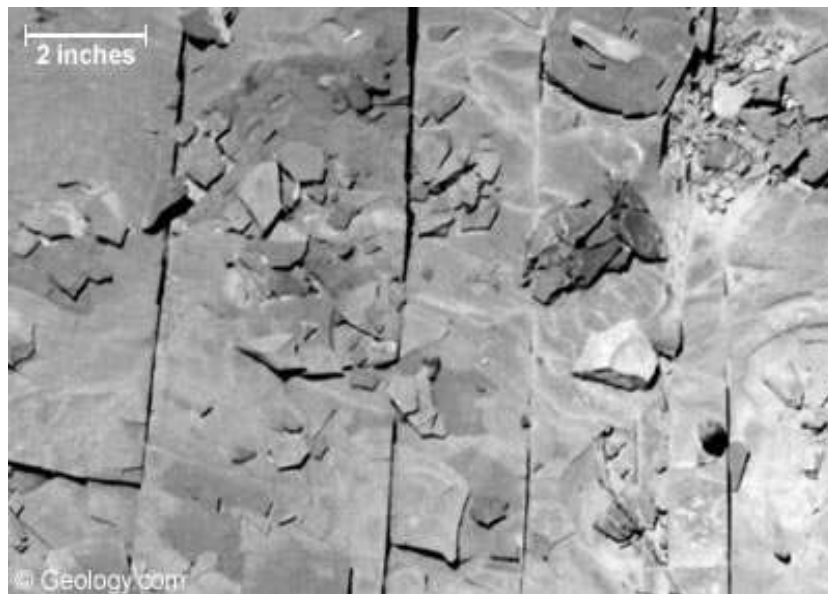


Рис. 1 - Фотографія сланцевих глин формації Марселус

Як видно з рисунку ця глиниста товща розбита серією тріщин північно-південного простягання. Практика видобутку сланцевого газу говорить про те,

що дебіти більшості свердловин є невеликі. Однак, в випадках значної тріщинуватості глинистої товщі окремі свердловини демонструють великі притоки газу навіть без гідророзриву пластів. Так, з вищезгаданої формації Марселус окремі свердловини дають більше 100 тисяч кубічних метрів в день (*Milici and Swezey, 2006*). Отже, дебіти сланцевого газу визначаються інтенсивністю тріщинуватості. В світлі цього стає зрозумілим, чому горизонтальне буріння і гідророзрив пластів є типовими в методології видобутку сланцевого газу.

В 2012 Американська Енергетична Адміністрація (в річному огляді відмітила, що американські басейни вміщують 482 трильйонів фут³ (tcf) сланцевого газу, в тім числі 114 трлн фут³ (25%) є в глинах формації Марселус, 75 tcf (17%) - в Хайнесвіле глинах, 43 tcf (10%) - в Барнет глинах, 32 трлн фут³ (7%) - в Файеттевілле глинах (*EIA, 2012*). Таким чином, сланцеві глини Америки вміщують майже 300 трлн фут³ газу. Якщо прийняти до уваги, що глини є найбільш поширеними породами на Землі, то навіть без геологічної освіти стане зрозумілим, що світові запаси сланцевого газу є гігантськими. Дослідження проведені Американською енергетичною адміністрацією говорять про те, що на початок 2011 р. запаси сланцевого газу склали 1275 трлн фут³ в Китаї, 862 - США, 774 - Аргентині, 681 - Мексиці, 485 - Південній Африці, 396 - Австралії, 388 - Канаді, 290 - Лівії, 231 - Алжирі, 226 - Бразилії, 187 - Польщі, 180 трлн фут³ - Франції (табл. 1) (*Milici and Swezey, 2006*).

Таблиця 1. Запаси сланцевого газу в країнах світу (за EIA, 2011)

Країна	Запаси, трлн фут ³	Країна	Запаси, трлн фут ³	Країна	Запаси, трлн фут ³
Китай	1275	Південна Африка	485	Алжир	231
США	862	Австралія	396	Бразилія	226
Аргентина	774	Канада	388	Польща	187
Мексика	681	Лівія	290	Франція	180

Таким чином, сланцевий газ міг би стати тим локомотивом, який витягне світову енергетику з критичної ситуації сьогодення. Однак, технологія видобутку сланцевого газу вимагає значних інвестицій, що під силу тільки великим компаніям світу. Для видобутку сланцевого газу потрібно пробурити багато свердловин, прокласти дороги і трубопроводи, пункти підготовки газу. В світлі цього сланцеві товщі повинні бути достатньо потужними для того, щоб окупили капіталовкладення. Не треба також забувати, що масові гідророзриви пластів, використання хімічних компонентів неминуче призведуть до погіршення екологічної обстановки в районах видобутку сланцевого газу, погіршення якості питної води. В деяких країнах, таких як Франція екологічні побоювання вже призвели до того, що на видобуток сланцевого газу був накладений мораторій. Інші країни, в тому Аргентина, Китай, Україна, ряд інших країн

колишнього Радянського Союзу згідні наростити видобуток цього газу, для того, щоб стати економічно незалежними.

Найважливішими негативними екологічними наслідками сланцевої діяльності є: забруднення підземних вод, так як під час гідророзриву використовуються шкідливі і навіть ядовиті компоненти, які можуть потрапити в підземні ріки і в кінцевому варіанті в горизонти питтєвої води; забруднення навколишньої території, рік і озер в результаті аварій при бурінні і експлуатації свердловин; забруднення територій в місцях збереження хімічних матеріалів, використаної води з рештками продуктів гідророзривів. Під час гідророзриву використовуються великі об'єми води, що може призвести до дефіциту води в ряді районів. В тих випадках, коли сланцевий газ попадає в підземну воду, то це може викликати підвищення тиску в водоносному горизонті і навіть вибухи.

Нині видобуток сланцевого газу в промислових масштабах ведеться тільки в Америці і Канаді. В Америці сланцевий газ видобувається з формацій Барнет (Barnet), Марселус (Marcellus), Бакен (Bakken) Файеттевілле (Fayetteville) (рис. 2)

Одним з найбільш відомих регіонів видобутку сланцевого газу в Америці є Апалачський басейн, який розміщений в східній частині США, простягається в штати Охіо, Западна Віржінія, Персільванія, Нью Йорк. Глиниста товща тут відома як формація Марселус (Marcellus Shale).



Рис. 2 - Басейни сланцевого газу.

Формація Марселус залягає на глибині 1,300-3,000 м, простягається через весь Апалачський басейн занурюючись в східному напрямку (рис. 3). Глиниста товща відклалась в девонський час, потужність чорних глин в деяких місцях перевищує 100м. Типовим для формації є буріння горизонтальних стволів дов-

жиною 500-700 м, а також проведення 2-3 стадій гідророзриву пластів. Перша свердловина в Аппалачському басейні з використанням горизонтального буріння і гідророзриву пластів була пробурена компанією “Range Resources” в 2003, а вже в 2005 був отриманий перший газ. Протягом 2005-2007 р. в басейні пробурено 375 свердловин для видобутку сланцевого газу з формації Марселус.

Під глинистою товщею Марселус в басейні залягають глини формації Утіка. Вони мають більшу потужність, латерально поширюються на більшу територію і нині є важливим об’єктом сланцевого газу в Пенсильванії.

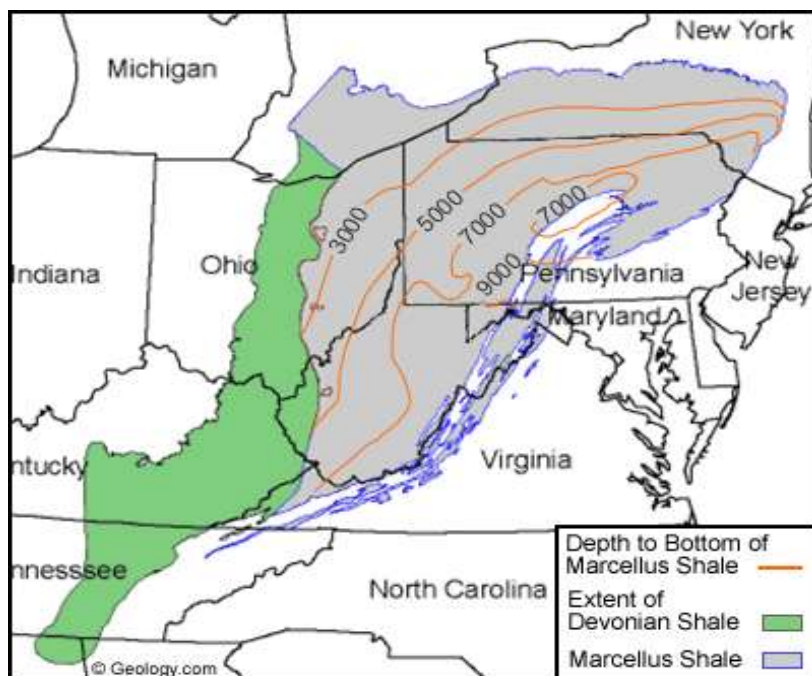


Рис. 3 - Глибина залягання формації Марселус.

Іншим районом розвитку сланцевих глин є штат Техас, де ці глини відомі як Барнет глини (**Barnett shale**). Перший видобуток сланцевого газу з глин формації Барнет відноситься до середини 90-х років. До 1998 Барнет глини були головним центром видобутку сланцевого газу в Америці. Для гідророзриву використовувались 100,000–1,000,000 кг проппанту, як правило піску. З 1998 широко почали примінятися хімікати при гідророзривах, що відобразилося в збільшенні дебітів свердловин.

Промислово цінними є також Файєттевілле глини (**Fayetteville Shale**), поширені в штаті Арканзас, а також Хайнесвілле глини (**Haynesville Shale**) штату Луїзіана.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Лукин А.Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине // Геологический журнал. № 4. 2010. – С. 7-23.
2. Лукин А.Е. Перспективы сланцевой газоносности Днепровско-Донецкого авлакогена // Геологический журнал. № 1. – 2011. – С. 21-41.
3. EIA. 2011. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States.
4. Robert Milici and Christopher Swezey, 2006. Assessment of Appalachian Basin Oil and Gas Resources: Devonian
5. Shale–Middle and Upper Paleozoic Total Petroleum System. United States Geological Survey. Open-File Report Series 2006-1237. United States Geological Survey.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИРОДНЫХ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ
ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗОНОСНЫХ ПОРОД И УГЛЕЙ**

Фільтраційні характеристики газоносних порід та вугілля визначається на основі стабілізованих масових витрат газу за кривою зросту пластового тиску у часі в замкненій свердловині

**GASSING ROCK AND COAL NATURAL FILTER PARAMETER
DETERMINATION**

Gassing rock and coal filter parameters are obtained with mass stabilized seam gas pressure expense curve using for closed borehole.

К природным фильтрационным характеристикам угленосного массива следует отнести: коэффициент газовой проницаемости, массовый или объемный расход газа, скорость фильтрации и время дренирования газа из массива в скважину.

Расчет природной газовой проницаемости газоносного угленосного массива. В шахтных условиях наибольшее распространение получили экспресс-методы определения природной газовой проницаемости [1], [2]. Наиболее простым из них на практике считают определение газовой проницаемости по методу восстановления давления газа после кратковременного его сброса из скважины, разработанному Кригман Р. Н и Волошиным Н.Е, для закрытой скважины в виде формулы [3]:

$$k = \frac{\mu}{2\pi} \cdot \frac{W \cdot \ln \frac{1,47 \cdot \ell}{2 \cdot r_0}}{\ell \cdot p_0 \cdot t} \cdot \ln \frac{p_0 - p_1 \cdot p_0 + p_i}{p_0 + p_1 \cdot p_0 - p_i}; \quad (1)$$

где k – коэффициент газовой проницаемости, m^2 ; μ – динамическая вязкость газа, Па·с; p_i – текущее давление, Па; p_0 – установившееся давление в скважине, близкое к пластовому, Па; p_1 – начальное давление в скважине после кратковременного сброса, Па; W – объем скважины, заполняемый газом, фильтрующим из массива, m^3 ; t – текущее время, отсчитываемое после сброса давления p_1 , с; ℓ – длина фильтрующей части скважины, м; r_0 – внутренний радиус скважины, м.

В методе использовался квазистационарный подход, который допускал определение дебита газа по формуле для стационарного процесса и использование формулы, аналогичной формуле Веригина Н. Н. для одномерной стационарной фильтрации [2,4]. Способ достаточно простой, но в нем не учитывались изменения условного радиуса r_i дренирования, зависящего от схемы фильтрации газа из массива в скважину и коэффициента трещинно-поровой структуры m угленосного массива. В шахтных условиях для открытой скважины про-