

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»



ТЕХНОЛОГІЇ ВИДОБУТКУ НЕТРАДИЦІЙНИХ ВУГЛЕВОДНІВ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

для студентів спеціальностей

185 «Нафтогазова інженерія та технології»,

183 «Технології захисту навколишнього середовища»

Дніпро
НТУ «ДП»
2020

Технології видобутку нетрадиційних вуглеводнів. Конспект лекцій для студентів спеціальностей 185 «Нафтогазова інженерія та технології» та 183 «Технології захисту навколишнього середовища» / Є.А. Коровяка, О.О. Дмитрук; НТУ «Дніпровська політехніка», каф. нафтогаз. інжен. та буріння. – Д., : НТУ «ДП», 2020. – 148 с.

Автори:

Є.А. Коровяка, канд. техн. наук, доцент

О.О. Дмитрук, асистент

Рекомендовано до друку науково-методичною комісією спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» (протокол № 9 від 04.02.2020р.).

Конспект лекцій призначений для вивчення дисципліни «Технології видобутку нетрадиційних вуглеводнів», а саме формування компетентностей щодо основ видобування нетрадиційних вуглеводневих енергоносіїв, а також оцінки та мінімізації небезпечних екологічних факторів, що виникають на різних етапах розробки запасів нетрадиційних вуглеводнів, підготовки студентів до контрольних заходів. Викладено матеріал, який допоможе активізувати виконавчий етап пізнавальної діяльності студентів під час виконання практичних робіт та самостійного вивчення дисципліни.

Призначено для студентів спеціальностей 185 «Нафтогазова інженерія та технології» та 183 «Технології захисту навколишнього середовища».

© Коровяка Є.А., Дмитрук О.О., 2020
©НТУ «Дніпровська політехніка», 2020

ЗМІСТ

| | |
|--|-----------|
| 1 СТАН І ПЕРСПЕКТИВИ ВИДОБУТКУ НАФТИ І ГАЗУ З НЕТРАДИЦІЙНИХ ДЖЕРЕЛ..... | 5 |
| Загальний потенціал видобутку нафти з нетрадиційних джерел..... | 5 |
| 2 МОЖЛИВОСТІ ВИДОБУТКУ НАФТИ З НЕТРАДИЦІЙНИХ ДЖЕРЕЛ..... | 10 |
| Основні види нетрадиційної нафти..... | 10 |
| Нафтоносні піски..... | 11 |
| Нафтові сланці..... | 13 |
| Сценарій видобутку нетрадиційної нафти..... | 17 |
| Перспективи видобутку нетрадиційної нафти в Україні..... | 18 |
| 3 МОЖЛИВОСТІ ВИДОБУТКУ НЕТРАДИЦІЙНИХ ВИДІВ ГАЗУ | 22 |
| Основні види нетрадиційного газу | 22 |
| Сланцевий газ..... | 27 |
| Центрально-басейновий газ..... | 33 |
| 4 ТЕХНОЛОГІЇ ВИДОБУТКУ НЕТРАДИЦІЙНИХ ВУГЛЕВОДНІВ..... | 37 |
| 5 МЕТАН ГАЗОВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ..... | 44 |
| Основні поняття та визначення..... | 44 |
| Походження метану вугленосних товщ..... | 48 |
| Сучасний стан освоєння вугільного газу в Україні..... | 55 |
| 6 ГАЗ УЩІЛЬНЕНИХ ПОРІД..... | 61 |
| Загальна характеристика газових покладів ущільнених порід..... | 61 |
| Видобування щільного газу..... | 70 |
| Запаси і видобуток щільного газу у світі..... | 72 |
| 7 БІОГАЗ..... | 78 |
| Біогаз як альтернативний вид джерел енергії..... | 78 |
| Технології видобутку біогазу..... | 88 |

| | |
|--|------------|
| Світовий досвід видобування біогазу..... | 92 |
| Перспективи видобутку біогазу в Україні..... | 93 |
| 8 СЛАНЦЕВА НАФТА..... | 97 |
| Загальна характеристика видобування сланцевої нафти..... | 97 |
| Передумови і успіхи використання нафтогазоносних сланців для отримання нафти..... | 101 |
| Технології видобутку сланцевої нафти..... | 107 |
| 9 ГАЗОГІДРАТИ..... | 114 |
| Технології виявлення покладів газогідратів..... | 114 |
| Перспективи видобутку газогідратів в Україні..... | 122 |
| 10 ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ ВИДОБУТКУ НЕТРАДИЦІЙНИХ ВУГЛЕВОДНІВ..... | 124 |
| 11 ПЕРЕВАГИ ТА РИЗИКИ ВИДОБУТКУ ЕНЕРГОНОСІВ ІЗ НЕТРАДИЦІЙНИХ ДЖЕРЕЛ..... | 136 |
| Сланцевий і центрально-басейновий газ..... | 137 |
| Метан вугільних пластів..... | 142 |
| Газогідрати..... | 145 |
| РЕКОМЕНДОВАНІ ДЖЕРЕЛА ІНФОРМАЦІЇ..... | 146 |

1. СТАН І ПЕРСПЕКТИВИ ВИДОБУТКУ НАФТИ І ГАЗУ З НЕТРАДИЦІЙНИХ ДЖЕРЕЛ

1 Загальний потенціал нетрадиційних вуглеводнів

До нетрадиційних вуглеводнів (англ. *unconventional hydrocarbons*) належать:

- *нафта і газ чорносланцевих комплексів*. обсяги як самих сланцевих комплексів, так і можливого вмісту в них вуглеводнів сьогодні в Україні реально не оцінені, оскільки для проведення такої оцінки потрібно здійснити істотний обсяг буріння глибоких свердловин і провести спеціальні технічні заходи. незважаючи на спроби оцінити обсяги «сланцевого газу», у більшості випадків вони зводяться до дуже приблизної оцінки обсягів сланцевих комплексів і «середньої концентрації» газу в них, що є незрівнянно менш надійним, ніж, наприклад, кількісні оцінки прогнозних ресурсів вуглеводнів, і тим більше не дозволяють оцінити їх промислову значущість;
- *газ вугільних пластів*. основні обсяги таких газів зосереджені в основному в трьох басейнах: донецькому, львівсько-волинському та дніпровському. їх оцінки є відносно надійними, оскільки пов'язані з обсягами вугілля;
- *газогідрати* в охолоджених частинах надр і донних відкладеннях акваторій. їх можна віднести до розряду гіпотетичних за промисловим значенням і реальністю промислового освоєння. їх примусове вилучення навіть за оптимальних оціночних параметрів поки що вимагає більших енергетичних витрат, аніж вони зможуть дати при освоєнні, а спонтанний розпад при порушенні умов стабільності існування не забезпечує умов промислового видобутку.

Нетрадиційні вуглеводні є набагато більш «дорогими», ніж «традиційні». тому часто розглядають не тільки геологічні, геолого-технічні та економічні аспекти їхнього видобутку, але й географо-економічні, соціальні, кон'юнктурні, стратегічні тощо.

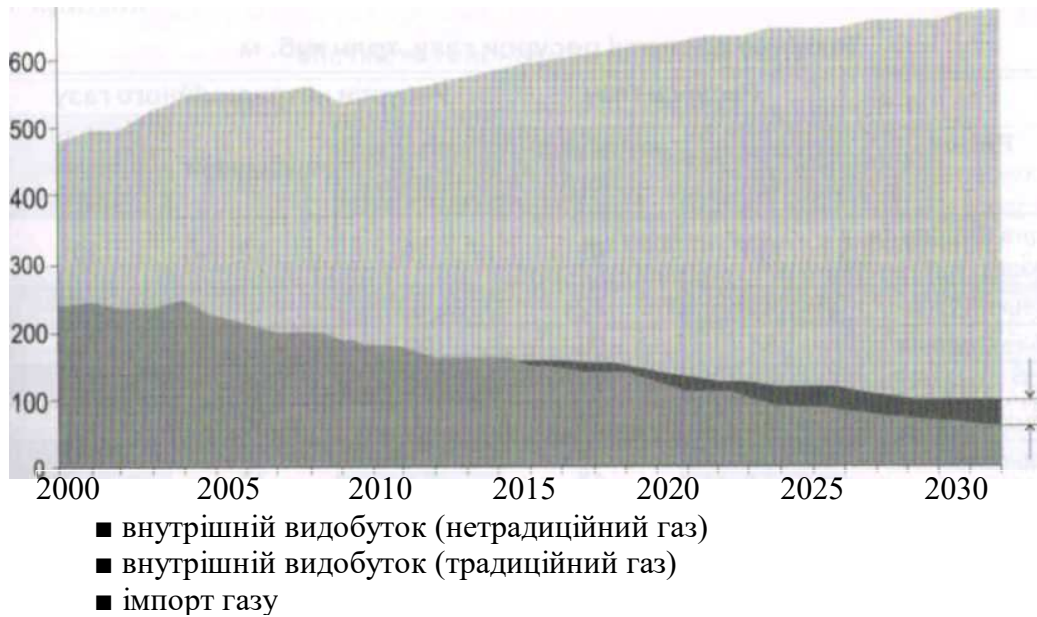


Рис. 1. Прогнозування газу в Європі, млрд куб. м

За можливістю залучення в освоєння нетрадиційні вуглеводні поділяють на три нерівнозначні групи. Практичну значущість мають важковидобувні (важкі високов'язкі) нафти, бітуми й нафтові піски, а також нафта і газ низькопроникних колекторів. у середньостроковій перспективі до цієї групи можна буде віднести сланцевий газ і газ вугленосних відкладень (сорбованих і вільних). Водорозчинені гази і газогідрати навряд чи стануть предметом цілеспрямованої оцінки і освоєння в найближчі 20...30 років (рис. 1).

Важливим резервом є також малодобітні, дрібні і найдрібніші за розміром нафтові й газові. Попри свою «традиційність», вони також вимагають застосування спеціальних технологій вилучення, інтенсифікації і, відповідно, більших витрат.

Сучасний рівень технологій лише наближається до масштабного освоєння нетрадиційних джерел нафти і газу, тому в середньостроковій перспективі нетрадиційні вуглеводні не є альтернативою звичайним [1].

По-перше, тому що традиційних вуглеводнів, насамперед газу, цілком достатньо, щоб задовольняти зростаючі потреби світової економіки протягом

Технічно доступні ресурси газу, трлн куб.

| Регіон | Ресурси газу | | Ресурси нетрадиційного газу | | |
|--------------------------|--------------|----------------|-----------------------------|-----------|-------------------------|
| | традиційного | нетрадиційного | щільних порід | сланцевий | метан вугільних пластів |
| Східна Європа та Євразія | 131 | 43 | 10 | 12 | 20 |
| Близький Схід | 125 | 12 | 3 | 4 | — |
| Азія та Океанія | 35 | 93 | 20 | 57 | 16 |
| ОЕСР, Америка | 45 | 77 | 12 | 56 | 9 |
| Африка | 37 | 37 | 7 | 30 | 0 |

найближчих ста років (табл. 1). Оскільки приблизно 25 % газу спалюється даремно, то його раціональне використання дозволить «прожити» ще довше.

По-друге, в оцінці ресурсів (обсяг яких визначають на основі геологічних передумов і теоретичних побудов) і запасів (встановлюють за результатами геологічних і геофізичних досліджень) нетрадиційних вуглеводнів за межами Північної Америки є велика невизначеність.

Зокрема, майже всі джерела спираються на дослідження 1997 р. An Assessment of World Hydrocarbon Resources, де подано оцінку запасів газоносних пластів і колекторів нетрадиційного газу (unconventional gas reservoirs), попри те, що його автор, німецький фахівець з економіки енергетики Г.-Х. Рогнер вважав, що дані щодо 900 трлн куб. м прогнозних ресурсів (зокрема стосовно 450 трлн куб. м газоносних пластів; табл. 2) є суто гіпотетичними і «спекулятивними» [2].

По-третє, освоєння нетрадиційних вуглеводнів пов'язано з недостатнім рівнем вивченості покладів з точки зору геології і собівартості видобутку; обмеженим фізичним доступом до ресурсів з огляду на їх розпорошеність і зазвичай велику глибину залягання; екологічними обмеженнями, зважаючи на необхідність охоплення видобутком великих площ, значного та інтенсивного порушення

цілісності надр, відсутність великих обсягів води, необхідних для буріння свердловин, облаштування значної кількості свердловин, вартість яких у кілька разів вище традиційних; віддаленістю запасів від існуючої інфраструктури.

По-четверте, що стосується України, то нетрадиційні вуглеводні зможуть замінити російський імпорт лише за дотримання низки умов. За словами президента консалтингової компанії IHSCERA Деніела Єргіна: «За кілька десятиліть, залежно від геології і якщо не буде жодних обмежень, Україна може легко видобувати 60...70 млрд куб.м газу. Це означає самозабезпечення. Ми бачимо, що економічний потенціал є досить великий, але треба оцінити наявні ресурси; при цьому інвестиції мають бути збільшені з \$1 млрд до \$10 млрд щороку. І для них мають бути створені сприятливі умови».

| Регіон | Місткість, трлн куб. м | | | |
|-------------------------------------|----------------------------------|----------------------|-----------------------|-------------------------------|
| | глинистих (чорних) сланців | вугільних пластів | щільних колекторів | усіх газоносних пластів |
| | які можуть містити природний газ | | | |
| Північна Америка | 107,58 | 84,48 | 38,39 | 230,44 |
| Центральна Азія і Китай | 98,78 | 34,02 | 9,88 | 142,69 |
| Країни колишнього СРСР | 17,56 | 110,80 | 25,23 | 153,58 |
| Латинська Америка | 59,28 | 1,09 | 34,69 | 95,06 |
| Близький Схід і Північна Африка | 71,34 | — | 23,04 | 94,39 |
| Тихоокеанський регіон (країни ОЕСР) | 64,76 | 1,32 | 19,7 | 85,82 |
| Африка на південь від Сахари | 7,67 | 1,09 | 21,95 | 30,72 |
| Інші країни Тихоокеанського регіону | 8,79 | — | 15,37 | 24,16 |
| Західна Європа | 14,28 | 4,40 | 9,88 | 28,56 |
| Центральна і Східна Європа | 1,09 | 3,30 | 2,18 | 6,58 |
| Південна Азія | 0 | 1,09 | 5,49 | 6,58 |
| У світі: | 451,14 | 241,58 | 205,86 | 898,58 |

До кризи у всю вітчизняну енергетику вкладалося не більше \$2 млрд на рік. Відносно високі (на рівні 25...30 %) темпи зростання інвестицій в неї спостерігалися лише за зростання ВВП на 9,6 і 12,1 % (у 2003-2004 рр.). Звідси випливає, що необхідний обсяг фінансування може бути забезпечений лише за щорічних темпів Зростання ВВП не нижче 10%. Тільки за цієї умови за кілька десятиліть Україна може «легко видобувати 60...70 млрд куб. м газу» на рік [1].

2. МОЖЛИВОСТІ ВИДОБУТКУ НАФТИ З НЕТРАДИЦІЙНИХ ДЖЕРЕЛ

2.1 Основні види нетрадиційної нафти

Нафта (англ. oil) — природна суміш, що складається з вуглеводневих сполук метанової, нафтенової та ароматичної груп, які в пластових і стандартних умовах (0,1 МПа при 20 °С) перебувають у рідкій фазі. Невуглеводневі сполуки присутні в нафті у вигляді сірчастих, азотистих, кисневих, металоорганічних комплексів. Поширеним компонентом є сірка, що міститься в нафті як у вигляді різних сполук, так і у вільному стані. У більшості нафт в пластових умовах міститься у тій чи іншій кількості розчинений газ.

Зазвичай нафта (*традиційна*; англ. conventional crude oil) акумулюється в колекторах порового, кавернового, тріщинного і змішаного типів, утворюючи природні скупчення — поклади. *Поклад* — це будь-яке природне скупчення нафти в пастці; утвореній породою-колектором під покришкою зі слабопроникних та/чи непроникних порід. Поклад може бути утворений одним або кількома пластами-колекторами з єдиною гідродинамічною системою. Один чи більше закономірно пов'язаних між собою покладів, які за кількістю, якістю та умовами залягання є придатними для промислового використання, називають *родовищем*.

Нетрадиційною (англ. unconventional oil) вважають нафту, вироблену або видобуту методом, який відрізняється від звичайного.

За термінологією Міжнародного енергетичного агентства (International Energy Agency's Oil Market Report), *джерелами нетрадиційної нафти є*:

- нафтоносні (бітумінозні) піски (oil sands, bituminous sands), що містять сирю нафту й похідні продукти (derivative products);
- нафтові (горючі) сланці (oil shales, bituminous shales);
- технологія перетворення вугілля на рідину CtL (coal conversion; coal to liquid);
- технологія перетворення біомаси на рідину BtL (biomass to liquid);

- рідини, що утворюються під час перероблення природного газу (gas conversion).

2.2 Нафтоносні піски

Піски — це осадові уламкові породи, що складаються із зерен гірських порід.

Нафтоносними (бітумінозними) *пісками* (англ. oil sands, tarsands, ml bearing sands, bituminous sands) називають насичені густою й високов'язкою нафтою або природними бітумами («смолою») сипкі піски або частково консолідовані пісковики з природної суміші піску, глини і води.

Відомо про 598 покладів нафтоносних пісків у 23 країнах, найбільші з яких знаходяться в Канаді, Казахстані та Росії. Вони містять щонайменше 3,3 трлн бар. нафти. Розвідано 250 млрд бар., з яких **177 млрд.** розташовано в Канаді (у провінції Північна Альберта ресурсів більше, ніж запасів традиційної нафти в Саудівській Аравії), 42 млрд - у Казахстані (Північно-Каспійській басейн), 32 млрд - у США (штат Юта) і 28 млрд — у Росії (Тунгуський, Тимано-Пичорський та Волго-Уральський басейни). Великі поклади нафтоносних пісків наявні також в Австралії, Швеції, США, Китаї, Естонії та інших країнах.

Більша частина нафтоносних пісків Канади розташована в межах трьох великих формацій в Північній Альберті (Athabasca-Wabiskaw, Gold Lake і Peace River; рис.2) площею понад 140 тис. кв. км (більше, ніж Велика Британія) і мають доведені запаси 175 млрд бар. Натепер технологічно можливо та економічно доцільно видобувати близько 10% з них.

На всіх трьох площах нафту можливо вилучати кар'єрним методом (за допомогою відкритих гірничих виробок) [3]. Технологія розроблення нафтоносних пісків, що залягають на глибині 40...60 м, складається з таких операційній:

- екскаваторний видобуток піску;
- транспортування (конвеєром або трубопроводом);
- оброблення гарячою водою чи водяною парою в обертових барабанах;

- гравітаційна сепарація (спливання нафтової фракції); - розчинення бітуму лігроїном;
- центрифугування продукту для вилучення залишків води та мінералів;
- перегонка нафтових фракцій.

За цією технологією одержують лігроїн, гас, газойль, нафтовий кокс та відходи (воду з піском). Відходи спрямовують у відстійники, де пісок осідає, а воду використовують повторно.



Рис.2. Розташування найбільших у світі покладів нафтоносних пісків

За такою технологією з 3 т бітумінозного піску, що містить 14 % і більше бітуму, одержують 2 бар. рідких вуглеводнів.

Для розроблення глибших покладів нафтоносних пісків застосовують, дренавання з парою (steam assisted gravity drainage - SAGD). Відповідно до цієї технології в нафтовому пласті бурять одна над одною дві горизонтальні свердловини. У верхню нагнітають пару високого тиску. Завдяки підвищенню температури й зменшенню в'язкості

Нафта стікає в нижню свердловину, звідки відкачується.

Промислово нафтоносні піски розробляють лише в Канаді (понад 1,25 млн бар./добу на понад 80 об'єктах). Видобуток здійснюють компанія Suncor Energy (із 1967 р.), консорціум Syncrude (із 1978 р.) та консорціум Shell Canada, Chevron Corporation і Marathon Oil (із 2003 р.). Собівартість розроблення нафтоносних пісків не перевищує \$30/бар.

На нетрадиційну нафту припадає близько 44 % канадського видобутку. Як очікується, ця частка буде зростати, хоча фінансово-економічна криза 2008-2012 рр. призвела до заморожування нових проектів. Розпиток видобутку гальмують також віддалене розташування покладів, недостатньо розвинута транспортна інфраструктура, обмежена доступність природного газу для генерування пари та протести екологів проти відкритого видобутку.

2.3 Нафтові сланці

Нафтові(горючі) сланці (англ. petroliferous shale, oil (bituminous shale)- це осадові (глинисті, вапнякові та піщанисті) гірські породи карбонатно-глинистого (мергелистого), глинистого або кременистого складу, що містять 10...50 % органічної речовини (керогену). Як правило, це рештки найпростіших водоростей.

Розроблення нафтових сланців зазвичай відбувається на поверхні землі (ex-situ) з подальшим переробленням керогену на збагачувальних фабриках. Деякі технології передбачають підземний видобуток (in-situ), що полягає в нагріванні сланців під землею та відбиранні утвореної рідини крізь свердловини.

Найдавніший опис розроблення сланців датований X ст. Перший патент на видобуток виданий у 1684 р. у Великій Британії. Найбільшого поширення розроблення горючих сланців набуло в XIX ст., але після відкриття великих запасів традиційної нафти в середині XX ст. скоротилося до мінімуму. Зараз, завдяки зростанню цін на енергоносії та появі нових технологій видобутку, інтерес до цього виду нетрадиційної нафти починає повертатися.

Загальні потенційні ресурси нафтових сланців у світі становлять близько 410 млрд т (2,8...3,3 трлн бар. сланцевої смоли). Основні ресурси (300 млрд т; 1,5...2,6 трлн бар.) зосереджені в США (штати Колорадо, Юта, Вайомінг) і пов'язані з формацією Гріи-Рівер (табл. 3). На території країн СНД відомо близько 50 родовищ нафтових сланців, найбільшими з яких є Прибалтійське, Волзьке та Оленекське.

Таблиця 3

Найбільші родовища нафтових сланців у світі

| Родовище | Країна | Ресурси, млрд т |
|-----------------------|----------|-----------------|
| Piceance Basin | США | 224,900 |
| Green River Formation | | 213,000 |
| Uinta Basin | | 194,425 |
| Phosphoria Formation | | 35,775 |
| Eastern Devonian | | 27,000 |
| Heath Formation | | 25,578 |
| Оленекське | РФ | 24,000 |
| Congo | ДР Конго | 14,310 |
| Irati Formation | Бразилія | 11,448 |
| Sicily | Італія | 9,015 |
| Tarfaya | Марокко | 6,448 |
| Волзьке | РФ | 4,500 |
| Балтійське | | 3,600 |
| Вишегірське | | 2,800 |
| Wadi Maghar | Йорданія | 2,149 |
| Dictyonema shale | Естонія | 1,900 |
| Timahdit | Марокко | 1,719 |
| Collingwood Shale | Канада | 1,717 |
| Italy | Італія | 1,431 |

Джерело: U.S. Geological Survey, 2012

Окрім США, великі поклади нафтових сланців наявні в Бразилії, КНР, менші - в Болгарії, Великій Британії, РФ, ФРН, Франції, Іспанії, Австрії, Італії, Швеції, на території колишньої Югославії

Попри досить великі резерви, розроблення нафтових сланців ведуть головним чином в Естонії, Бразилії й Китаї (рис. 3). Із них щорічно виробляють близько 1

млн т нафтохімічних продуктів, у тому числі в Китаї -375 тис.т, Естонії - 355 тис, Бразилії - 200 тис. т.

Це пояснюється тим , що видобуток і збагачення нафтових сланців до сирової нафти вимагає великих за масштабом гірничих робіт:із 1 т сланцю одержують від 0,5 до 2 барр. нафти, при цьому залишається понад 700кг порожньої породи (обсяг якої перевищує обсяг вихідних сланців) і відбувається забруднення довкілля важкими металами (ртуттю, кадмієм, свинцем).

Таблиця 4

Ресурси нафтових сланців у світі

| Регіон | Ресурси, млрд т |
|-------------------------|-----------------|
| Північна Америка | 303,758 |
| США | 301,566 |
| Канада | 2,192 |
| Європа | 52,845 |
| РФ | 35,470 |
| Італія | 10,446 |
| Естонія | 2,494 |
| Україна | 0,600 |
| Африка | 23,317 |
| ДР Конго | 14,310 |
| Марокко | 8,187 |
| Південна Америка | 11,794 |
| Бразилія | 11,734 |
| Азія | 6,562 |
| Китай | 2,290 |
| Близький Схід | 5,792 |
| Йорданія | 5,242 |
| Океанія | 4,534 |
| Австралія | 4,531 |
| У світі: | 408,602 |

Джерело: U.S. Geological Survey, 2012

Технологію збагачення нафтових сланців (англ.. oil etraction) полягає в піролізі, гідрогенізації або термічному обробленні керогену. Одержану рідину (сланцеву нафту) використовують як котельне паливо (мазут) або (після очищення від сірчаних та азотних домішок і додавання водню) як сировину для нафтопереробки.

Економічна ефективність розроблення нафтових сланців істотно залежить від вартості використаної в процесі видобутку енергії. У середньому, собівартість отримання 1 т сланцевої смоли становить \$220...280 (понад \$35/бар.), але в разі

комплексного використання всіх продуктів переробки (газу, мінеральної частини) позитивний економічний ефект може бути більшим.

При цьому за параметром EROEI (Energy Returned on Energy Invested - повернення енергії на вкладену енергію - співвідношення кількості енергії, придатної до використання, одержаної від ресурсу, і сумарної енергії, витраченої, щоб отримати використовуваний ресурс) нетрадиційні види нафти поступаються традиційним в 4,5 раза (18:1 порівняно з теоретичним максимумом 4:1).

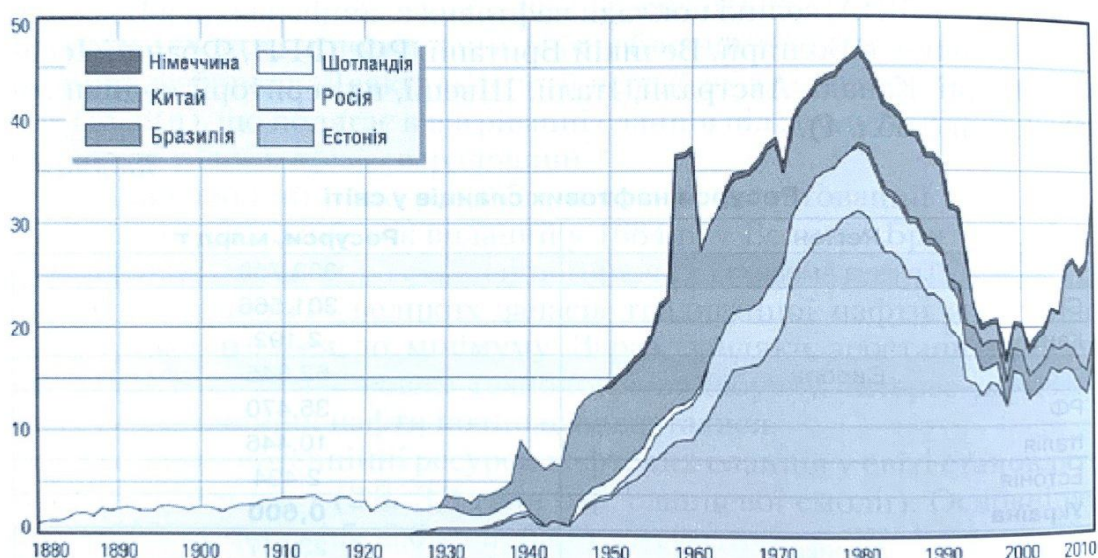


Рис. 3. Обсяги видобутку, млн т, нафтових (горючих) сланців

Попри це, ситуація може змінитися з огляду на плани США вже до 2017 р. повністю забезпечити себе власним нафтогазовидобутком. Розроблення сланцевої і традиційної вижковидобувної нафти за допомогою горизонтального буріння та гідророзриву вже розпочато, що вже позначилося на імпорті вуглеводнів до США. У 2007 - 2011 рр. цей показник скоротився з 13... 14 до 8 млн бар./добу.

2.4 Сценарії видобутку нетрадиційної нафти

У перспективі дефіцит традиційної нафти може бути компенсовано завдяки нетрадиційній, основними виробниками якої стануть Канада, США, Венесуела (табл. 4, рис. 4 і 5).

Водночас слід брати до уваги ризики, пов'язані із видобутком нетрадиційних видів нафти, зокрема неоднозначну оцінку рентабельності розроблення нових родовищ з огляду на високу вартість проектів та складно передбачувані екологічні наслідки за умови недотримання технологій видобутку.

Таблиця 4

| Сценарії видобутку сланцевої нафти | | | | |
|------------------------------------|---|---|--|---|
| Сценарій | Технологія | Затрати | Обмеження | Ефект |
| Базовий | Застосування класичного гідророзриву пласта і зовнішнього нагрівання (ретортингу) | \$50/бар., продовжують зростати під впливом інфляційних процесів в економіці | Значна витрата води (до 7 бар./бар. видобутої нафти) | Видобуток зростає лише в США. Бразилія, Китай та Естонія продовжують видобуток на рівні 2011 р. |
| «Сланцевий бум» у США | Застосування внутрішньо-пластового ретортингу | Зменшуються до \$30...40/бар. до 2015 р., потім починають зростати під впливом інфляційних процесів в економіці | Витрата води — 2...3 бар./бар. видобутої нафти | Видобуток у США, Йорданії, Австралії і Марокко починає стрімко зростати. Починається видобуток в Ізраїлі. Бразилія, Китай та Естонія продовжують видобуток на рівні 2011 р. |
| Технологічний прорив | Застосування після 2020 р. внутрішньо-пластового ретортингу без використання води | Знижуються до \$30...40/бар. до 2015 р., потім починають зростати під впливом інфляційних процесів в економіці | Витрата води після 2020 р. скорочується, обмеження щодо води поступово зменшуються, спочатку для західно-орієнтованих економік, а потім поетапно для інших країн | Видобуток починає розвиватися в країнах Західної Європи, США та Ізраїлі |

Джерело: IMEMB

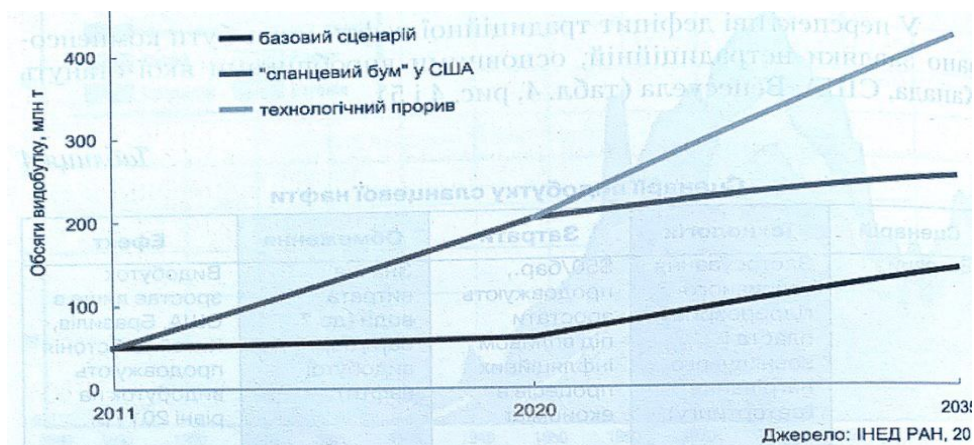


Рис. 4. Прогноз видобутку нетрадиційної нафти до 2035 р.

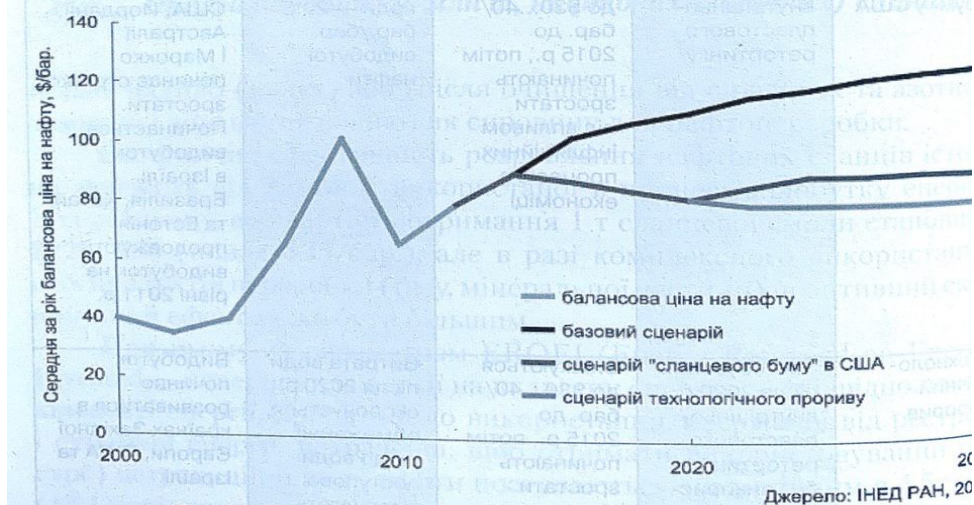


Рис. 5. Прогноз зміни балансових цін на нафту

2.5 Перспективи видобутку нетрадиційної нафти в Україні

В Україні є всі передумови для виявлення промислових скупчень важких сортів нафти і бітумів. Перспективними є прикордонні зони нафтогазоносних басейнів: крайній північний захід Дніпровсько-Донецької западини, де відомі родовища важких нафт (Бахмацьке, Тванське, Холмське та ін.), схили Воронезького кристалічного масиву та Українського щита. Потенціал Дніпровсько - Донецької западини щодо сланцевої нафти оцінюється на рівні 280...350 млн т. Є також підстави очікувати відкриття нафтобітумних родовищ у межах Волино - Подільської перспективної нафтогазоносної області, що в геологічному відношенні є близькою до областей Західної Канади.

Найбільшим родовищем горючих сланців в Україні є Бовтиське, розташоване на межі Кіровоградської та Черкаської областей, поблизу села Бовтишка. Це третє

за розміром сланцеве родовище в Європі. Воно може містити до 3,7 млрд т сланців, які утворюють п'ять горизонтів, основний з яких залягає на глибині 220...250 м в центрі родовища, що має вид кратера діаметром 30 км, і на глибині 30...50 м за периферією. Сумарна корисна товщина сланцевих прошарків становить 10...15 метрів. Вони містять 62...63 % золи й 18 % сланцевої смоли.

Дослідження перспектив видобутку вуглеводнів на цьому та інших родовищах в 1950-х., на Львівщині навіть були створені відповідні дослідні підприємства, зокрема, при Національному університеті «Львівська політехніка». Ними було апробовано наземний і підземний способи видобутку вуглеводнів, орієнтовані на отримання рідких і газоподібних речовин. Проте рівень тогочасного технічного забезпечення не дозволяв конкурувати із промисловим видобутком традиційної нафти, а економічні труднощі початку 1990-х призвели до повногортання дослідних програм і закриття всіх підприємств, Бовтиське родовище було офіційно зарезервоване.

Лише у грудні 2007 р. українсько-естонському ТОВ «Сланцехім» було надано спеціальний дозвіл на користування надрами № 3228 з метою геологічного вивчення, у тому числі промислової розробки горючих сланців на кар'єрному полі № 2. Компанія планувала видобувати 5 млн т сировини, виробляючи 640...680 тис. т сланцевої нафти щорічно, проте визначених масштабів виробництва досягнуто не було.

Лише у грудні 2017 рік українсько-естонському ТОВ «Сланцехім» було надано спеціальний дозвіл на користування надрами № 3228 з метою геологічного вивчення, у тому числі промислової розробки горючих сланців на кар'єрному полі №2. Компанія планувала видобувати 5 млн т сировини, виробляючи 640...680 тис. т сланцевої нафти щорічно, проте визначених масштабів виробництва досягнуто не було.

Систематичних тематичних досліджень та оцінок можливості видобування нетрадиційних видів нафти в Україні не ведеться, оскільки більші надії покладають на розробку шельфу Чорного та Азовського морів.

Початкові сумарні ресурси вуглеводнів українського сектора акваторій Чорного і Азовського морів оцінюються в обсязі 1,5 млрд т у.п., зокрема Північно-Західний шельф - понад 0,6; континентальний схил і глибоководна западина - 0,3; Прикерченський шельф - понад 0,2; акваторія Азовського моря - понад 0,3 млрд т у. п. Значні запаси енергоресурсів зосереджено на площі Килима (250...485 млрд куб. м природного газу), Скіфській ділянці (35 млрд куб. м газу і 25...60 млн т нафти), структурі Нахімова (29 млрд куб. м газу), структурі Корнілова (35 млрд куб. м газу), структурі Ахіба (6,7 млн т у.п.).

У районі Північно-Західного шельфу Чорного моря відкриті вісім газових і газоконденсатних родовищ - Голіцинське, Південно-Голіцинське, Штормове, Архангельське, Шмідта, Кримське, Одеське, Безіменне, з яких розробляються п'ять. На Азовському морі у межах українського сектору відкриті шість газових родовищ, з яких у розробці - три. Названі родовища розвідані на глибинах до 120 м, проте переважна більшість запасів вуглеводнів залягає в частині шельфу, починаючи з глибин понад 800 м.

Запаси енергоносіїв на українській ділянці шельфу Чорного моря розвідані лише на 4...5 %. Аби провести повну розвідку третини вуглеводневих покладів у Чорному морі, потрібно 5...7 років. На реалізацію інвестиційних проектів видобутку на шельфі потрібно \$842 млн [4].

Єдина українська компанія, здатна здійснювати весь комплекс робіт щодо розвідки і видобутку енергоносіїв на морському шельфі, - ДАТ «Чориоморнафтогаз». Але до 2012 р. компанія працювала на глибинах до 60 м, а її технічні можливості було обмежено. У 2012 р. у ДАТ «Чориоморнафтогаз» з'явилася можливість працювати на глибинах до 120 м і бурити свердловини до 9000 м (СПБУ «Петро Годованець» і «Незалежність»). При цьому на глибинах 70...120 м вже виявлено 11 перспективних структур із прогнозними ресурсами в 70 млрд куб. м природного газу і 70 млн т нафти.

Протягом найближчих п'яти років ДАТ «Чориоморнафтогаз» планує завершити облаштування й забезпечити введення в експлуатацію Одеського (2012 р.) і

Безіменного (2015 р.) газових родовищ, , а також Субботінського нафтового родовища (2012 р.), збільшивши видобуток природного газу в 2015 р. до 1,5 млрд куб. м, нафти - до 0,3 млн т.

Проте реалізації цих планів можуть завадити економічно необґрунтована ціна на видобуті на українському шельфі енергоносії; постійне зростання податкового навантаження, насамперед рентних платежів; недостатнє фінансування геологорозвідувальних робіт і висока вартість спеціальних дозволів на користування надрами.

Видобуток вуглеводнів на глибоководних ділянках є капіталоемним і ризикованим бізнесом. Зокрема, комерційна розробка двох основних нафтогазових родовищ на глибоководній ділянці українського шельфу Чорного моря може коштувати понад \$15 млрд. Досвід країн Чорноморського басейну свідчить, що без залучення фінансових і технічних ресурсів іноземних інвесторів промислова розробка глибоководного шельфу є неможливою.

3. МОЖЛИВОСТІ ВИДОБУТКУ НЕТРАДИЦІЙНИХ ВИДІВ ГАЗУ

3.1 Основні види нетрадиційного газу

Природний горючий газ (англ. gas) - природна суміш вуглеводневих та неуглеводневих сполук і елементів, які перебувають в пластових умовах у різних фазах (газоподібній, рідкій, твердій) або розчиненими в нафті чи воді, а в стандартних умовах - тільки в газоподібній фазі. Основними компонентами газу в стандартних умовах є метан і його гомологи - етан, пропан, бутан. Газ часто містить сірководень, гелій, вуглекислий газ, азот і інертні гази, іноді ртуть. Етан, пропан і бутани є сировиною для виробництва скрапленого газу і продукції нафтохімічної промисловості.

Природний газ може перебувати:

- у газоподібному стані - у вигляді окремих скупчень (газових покладів) або газової шапки нафтогазових родовищ (conventional non-associated gas);
- в розчиненому стані в нафті або воді - у вигляді попутного газу (conventional associated gas);
- у твердому кристалічному стані - у вигляді природних газогідратів (gas clathrates, gas hydrates).

Нетрадиційним (англ. unconventional gas) називають природний газ:

- глинистих сланцевих порід (сланців, збагачених органікою; gas-rich shale, shale gas);
- вугільних пластів (coalbed methane);
- щільних колекторів (центрально-басейновий; щільних пісковиків; tight gas sands).

Іноді виділяють також газ глибокого залягання (deep natural gas) і ні (логічних зон під тиском (geopressurized zones) .

Із 2010 р. міністерство енергетики США використовує для вилучення газу з нетрадиційних джерел термін «газ колекторів низької проникності» (low-permeability reservoirs gas).

Власне сланцевий газ, метан вугільних пластів, газ щільних колекторів часто помилково об'єднують терміном «сланцевий», хоча перераховані види нетрадиційного газу характеризуються різними гірничо-геологічними умовами залягання і формування, вимагають різних методик оцінювання, розвідування, розроблення, видобування і, відповідно, різних затрат на освоєння (рис. 6).

Протягом останніх двадцяти років енергетична, зокрема газова галузь зазнала суттєвих змін. Світ швидко оцінив економічні та екологічні переваги природного газу, і виробники стрімко почали нарощувати його видобуток, удосконалювати технології видобутку й постачання. Високі темпи зростання цін на паливо у 1995—2008 рр. зробили рентабельними багато нових технологій, які дозволили розробляти не лише поклади природного газу, розташовані здебільшого в нестабільних регіонах планети, але й видобувати «нетрадиційний» газ із глинистих сланцевих порід, вугільних пластів й щільних колекторів, наявних майже в усіх країнах світу.

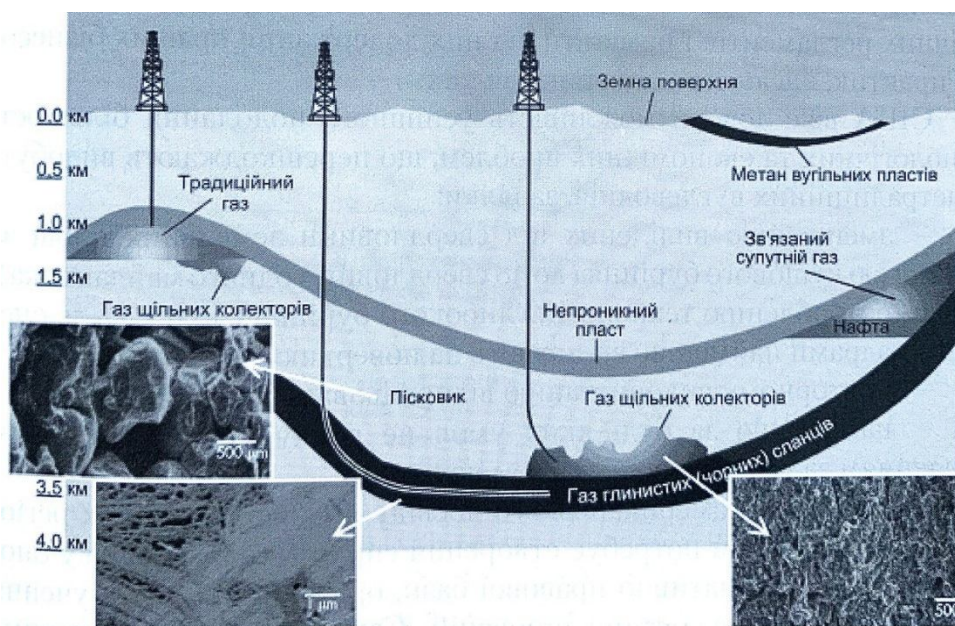


Рис. 6. Прогноз споживання природного газу

Оскільки розробка покладів нетрадиційного газу до недавнього часу не викликала серйозної зацікавленості у світі, їх пошук обмежувався головним чином територією США.

Детальну оцінку запасів нетрадиційного газу за межами Північної Америки досі не зроблено. Вважають, що деякі країни, зокрема Китай, Індія, Австралія, Австрія, Швеція, Німеччина, Франція, Польща та Україна мають великі запаси нетрадиційного газу, переважно наближені до основних центрів споживання, проте їх освоєння пов'язане зі значними труднощами. До них належать:

- недостатній рівень вивченості покладів з точки зору геології і собівартості видобутку;
- обмежений фізичний доступ до ресурсів з огляду на їх розпорошеність і зазвичай велику глибину залягання;
- екологічні обмеження, зважаючи на необхідність охоплення видобутком великих площ, значного та інтенсивного порушення цілісності надр, відсутність великих обсягів води, необхідних для буріння свердловин.

Незважаючи на всі труднощі освоєння, цей напрям енергозабезпечення в умовах зростання попиту на енергоресурси та збільшення собівартості традиційного видобутку має великий потенціал для розвитку. При цьому уряди країн, що збираються розвивати видобуток, повинні усвідомлювати усі ризики недотримання компаніями технологічних регламентів і вимагати від них додержання кращих бізнесових практик, насамперед американських.

США вже довели можливість успішного подолання більшості технологічних та економічних проблем, що перешкоджають видобутку нетрадиційних вуглеводнів, завдяки:

- зменшенню виділених під свердловини земельних площ за допомогою кущового буріння (до 48 свердловин з одного майданчика);
- розробленню технологій глибокого буріння (до 6 км), де операції з надрами найменше впливають на поверхню;
- повторному використанню відпрацьованої води;

- намаганню за будь-яких умов не конкурувати з місцевим населенням за ресурси, зокрема землю і воду.

Застосування американського досвіду в Європі та інших регіонах світу передусім потребує створення сприятливого порядку оподаткування та нормативно-правової бази, орієнтованої на залучення інвестицій та впровадження інновацій. Саме від цього залежатиме комерційна привабливість проектів із видобутку нетрадиційного газу, що порівняно з традиційними пов'язані з додатковими витратами, спричиненими:

- великими площами залягання покладів - до 12 тис. кв. км. Економічно вигідним розроблення нетрадиційного газу є виключно в зонах підвищеної продуктивності (sweet spots), які становлять 10...20% загальної площі покладів (рис. 7). Щоб визначити їх, компаніям потрібно отримати доступ до великих земельних ділянок (щоправда, мова йде про проведення сейсмологічних, а не бурових робіт тому це питання лежить радше в юридичній площині);
- необхідністю спорудження великої кількості свердловин (на великих родовищах - у 50...100 разів більшої, ніж для традиційного газу), вартість яких є вищою за звичайні. Для доведення економічної доцільності площі потрібно пробурити 10...20 розвідувальних свердловин (однак технології кущового буріння покликані зменшити ці витрати);
- потребою залучення значних інвестиції протягом 30 і більше років;

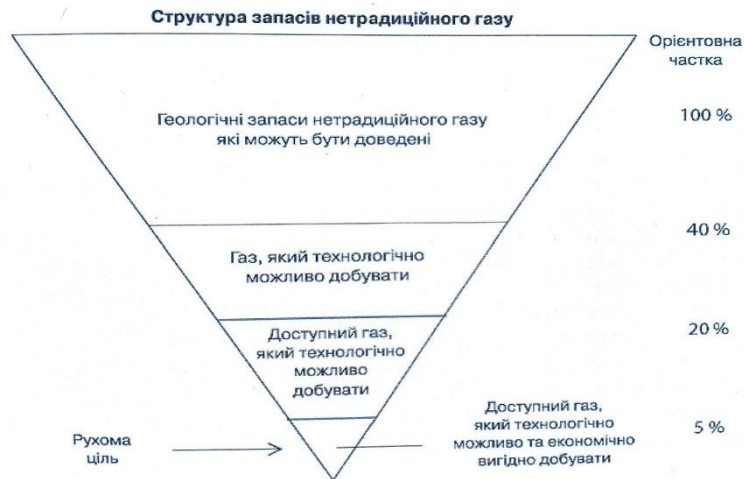
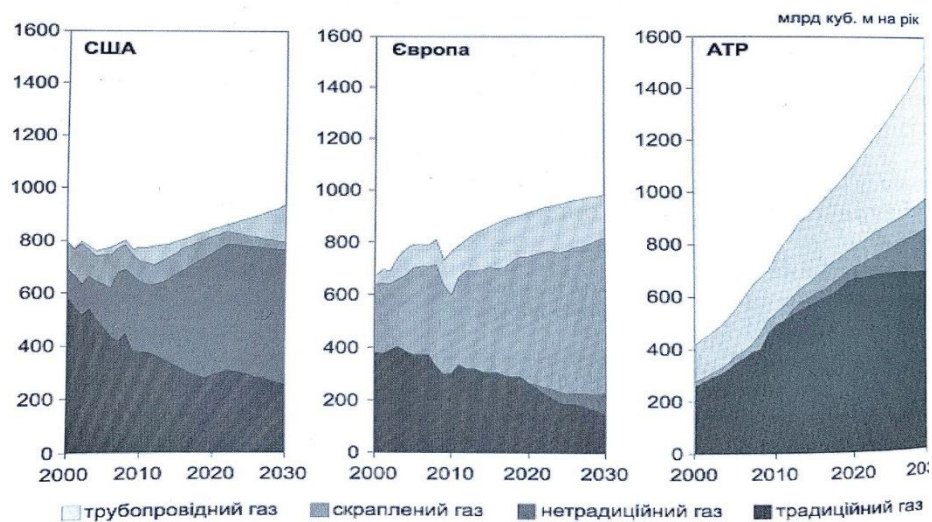


Рис. 7. Структура запасів нетрадиційних видів газу

- великим періодом окупності початкових інвестицій (15...20 років), необхідністю постійної технічної оптимізації та скорочення витрат;
- необхідністю розробки окремих технічних рішень для кожної свердловини.

Через вказані причини видобуток нетрадиційного газу дотепер стримується, хоча згідно з більшістю прогнозів передбачається його збільшення завдяки вдосконаленню технологій й розвитку цього напрямку багатьма країнами світу (рис. 8).



Джерело: Outlook for Energy: A View to 2030, ExxonMobil

Рис. 8. Прогноз споживання природного газу

Визначаючи перспективи видобутку нетрадиційного газу в Європі, слід брати до уваги, що:

- запаси можуть виявитися меншими, ніж очікується;
- європейські поклади нетрадиційного газу є недостатньо вивченими;
- ліцензійна система надання дозволів на користування надрами є недостатньо розвиненою;
- висока щільність населення ускладнює освоєння природних ресурсів;
- вимоги європейського екологічного законодавства є значно жорсткішими, ніж у США;
- у країнах ЄС відсутні великі обсяги води, необхідні для видобутку майже всіх видів нетрадиційного газу;
- в Європі немає значної кількості невеликих і мобільних сервісних (бурових) компаній;
- відсутність у європейських компаній власних технологій (усіма існуючими на цей час технологіями видобутку нетрадиційного газу володіють американські компанії);
- податкове законодавство ЄС не адаптоване до масштабних робіт з видобутку нетрадиційного газу;
- будівництво свердловин в Європі є значно дорожчим, аніж у США.

Пошук та освоєння покладів нетрадиційного газу вимагає розв'язані істотно складніших технологічних, економічних, екологічних та правових проблем порівняно з реалізацією газовидобувних проектів традиційного газу. Проте успішний досвід США засвідчив, що даний напрямок енергозбереження в умовах зростання глобального попиту на енергоресурси й постійного збільшення собівартості видобутку традиційних видів палива є принципово можливим та економічно життєздатним у разі створення

3.2 Сланцевий газ

Сланцевим (англ. shale gas) називають природний газ, що видобувають за допомогою горизонтальних свердловин зі сланцеватих пелітоморфних порід

(чорних сланців — осадової глинистої породи, що містить 10...50 % органічних складових). Сланцевий газ складається переважно з метану.

Особливостями сланцевих родовищ є невисока проникність пластів, що зазвичай залягають на глибині 450...2000 м, і невеликий вміст одиниці об'єму (0,2...3,2 млрд куб. м/кв. км; до 0,3...0,4 куб. м/куб.м). Потужність (товщина) пласта змінюється від 12 до 270 м. Обсягу метану в пласті становить близько 0,3 %. Унаслідок невисокої проникності породи обсяг газу, освоюваний однією свердловиною є незначним. За коефіцієнта газовіддачі 20 % видобувні запаси 0,04...0,60 млрд куб. м/кв. км, що в 50...100 разів менше, ніж у традиційних родовищах, але завдяки великим площам покладів (до 13 тис. кв. км) у зонах підвищеної продуктивності (sweet spots; становлять 10...20 % від загальної площі покладів) видобуток сланцевого газу може бути економічно доцільним.

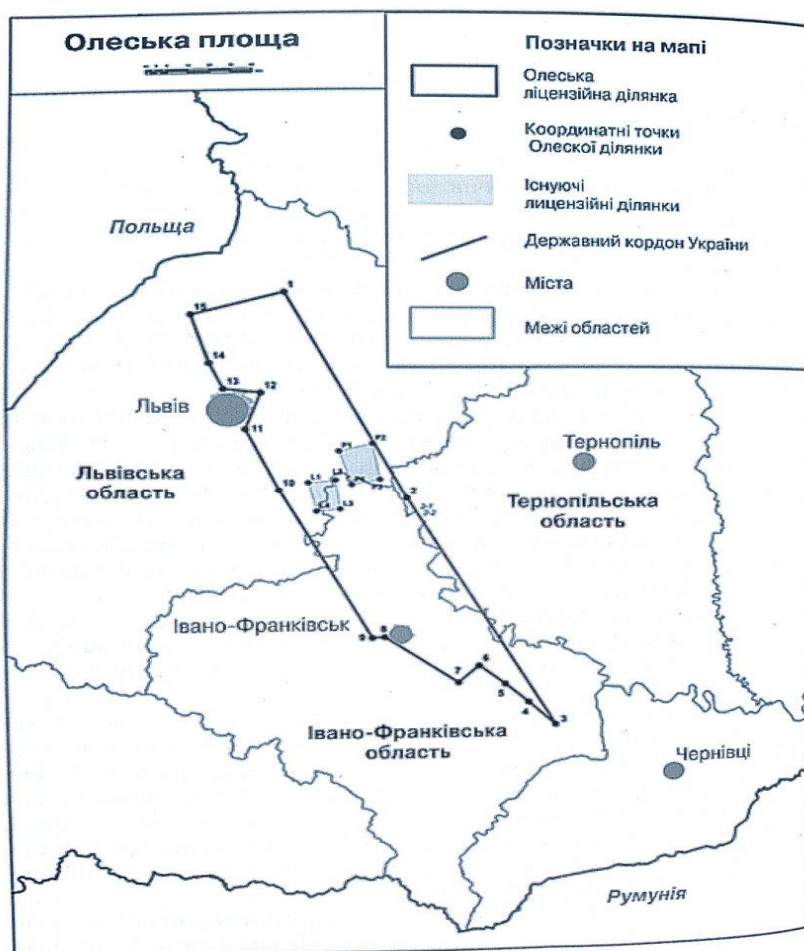


Рис. 9. Схема Одеської площі

Завдяки активному розробленню нетрадиційних джерел газу, названому «сланцевою революцією» (потягом 2000 - 2009 рр. частка сланцевого газу в газовидобутку США зростає з 2 до 15 %), у 2009 р. США очолили список найбільших газовидобувних країн, випередивши РФ [5]. Внаслідок цього вони скоротили обсяги видобутку газу з глибоководних свердловин Мексиканської затоки й відмовилися від постачань скрапленого природного газу з Близького Сходу (насамперед із Катару).

Стрімкому зростанню видобутку нетрадиційних вуглеводнів у США сприяли, зокрема, такі чинники:

- високі ціни на газ (коли технології перебували на стадії розвитку) за нестачі власних енергоресурсів;
- значні запаси, великі й відносно непорушені геологічні басейни; високий ступінь вивченості родовищ, відкритий доступ до геологічних даних; відносно невелика глибина залягання газоносних пластів (іноді 400...500 м);
- довготривала податкова і законодавча стабільність; порівняно ліберальне екологічне законодавство; стимулювання розвитку галузі на рівні держави (спеціальний податковий режим);
- сприятливий режим доступу до довгострокових кредитів з низькою ставкою;
- розвинена та інноваційна галузь надання бурових і транспортних послуг; висока конкуренція серед компаній, що спеціалізуються на обслуговуванні газовидобутку (розвідці і бурінні свердловин), велика кількість бурових установок; постійне вдосконалення технологій буріння;
- розвинена інфраструктура газотранспортних мереж (будь-який виробник може бути певний, що в радіусі 10...20 км він зможе легко приєднатися до діючого газопроводу);
- значні площі малозаселених територій;

- приватна власність на надра (створено механізм забезпечення зацікавленості фермерів в одержанні додаткових \$2000...3000 на місяць за буріння на їх ділянці);
- незалежний нафтогазовий сектор; конкурентний ринок збуту;
- згода бізнесу прийняти на себе більшу частину комерційних ризиків.

У 2009 р. «сланцевий бум» досяг ЄС. Європейські компанії почали купувати ліцензії на видобуток сланцевого газу в Австрії, Польщі, Німеччині, Швеції, виявляючи цікавість і до України.

Сьогодні сланцевий газ промислово розробляють в США й в Канаді. У країнах ЄС, за станом на листопад 2013 р., сланцевий газ у промислових масштабах не видобувався.

Вважають, що нарощування видобутку сланцевого газу сприятиме: перерозподілу енергетичного ринку; обмеженню диктату постачальників (у першу чергу Росії, Ірану та Венесуели); появі на ринку надлишку пропонування природного газу, що стримуватиме підвищення цін.

Собівартість сланцевого газу, з урахуванням усіх витрат на оренду земельних ділянок, буріння свердловин, створення відповідної інфраструктури тощо, оцінюється в країнах Європи в \$212...283/тис. кв.м. Натомість за даними виробників, середня собівартість видобутку сланцевого газу в США становить \$90...150/тис. кв. м.

Враховуючи економіку видобутку сланцевого газу, довгострокова розробка родовищ сланцевого газу є рентабельною лише за стабільно високих цін на газ, оскільки вона вимагає високого рівня капітальних вкладень протягом усього терміну проекту через необхідність постійно збільшувати кількість свердловин і проводити операції з гідророзриву пластів. За найоптимістичнішими оцінками, точка беззбитковості видобутку сланцевого газу в Європі буде досягатися при ціні традиційного палива \$214 в Угорщині і \$360/тис. куб. м у Польщі.

За різними оцінками, в Україні наявні від 1 до 30 трлн куб. м сланцевого газу. Найбільш перспективні газonosні пласти, виявлені в Тернопільській, Івано-Франківській і Львівській областях (зокрема на Олеській площі).

Олеська площа (6324 кв. км) розташована в основному в межах Львівської та Івано-Франківської областей (РИС 9). Ресурси вуглеводнів (газ природний, газ сланцевих порід, газ центрально-басейнового типу, газ (метан) вугільних пластів, нафту, конденсат), що залягають в межах її периметра та обмежені за глибиною користування надрами відміткою 10 тис. м від поверхні або геологічним фундаментом (залежно від того, що буде досягнуто раніше), належать до групи, промислове значення якої не визначено.

Державна служба геології та надр України оцінила прогнозні ресурси традиційного та нетрадиційного газу на Олеській площі у 2,98 трл. куб. м. Проте слід обережно ставитися до цих обсягів, визначених на основі початкової геолого-економічної оцінки з використанням припущених технологічних та економічних вихідних даних. У площі, наприклад, також ішлося про наявність 5...20 трлн куб. м сланцевого газу, тоді як лише попередні дослідження скоротили цей показник до 1,5 трлн.

10 травня 2012 р. Міжвідомча комісія з організації укладення та підписання угод про розподіл продукції (УРП) визначила переможцем конкурсу на розробку Олеської площі американську компанію Chevron. Частка Chevron в УРП становитиме 50 %. Іншою стороною угоди стане ТОВ «Надра Олеська», заснована НАК «Надра України» і ТОВ «СПК-Геосервіс». Але за станом на жовтень 2013 р. угоду укладено не було.

Серед обов'язкових вимог, висунутих державою до умов та виконання робіт, передбачених УРП:

- щорічне декларування видобувних характеристик;
- дотримання порядку користування геологічною, геофізичною та іншою інформацією;

- визначення порядку і строку оцінки рівня забруднення навколишнього природного середовища в районі ділянки на момент укладання угоди;
- визначення обсягу та строку здійснення заходів з охорони надр та довкілля, їх фінансування;
- визначення порядку узгодження та затвердження річних програм робіт;
- забезпечення відповідального зберігання державної частки видобутих вуглеводнів до передачі їх державі;
- страхування майнових ризиків, включаючи втрату видобутих вуглеводнів внаслідок стихійного лиха.

Мінімальний обсяг інвестицій, які повинні бути здійснені компанією Chevron протягом періоду геологорозвідувальних робіт, має становити не менш як 1,3 млрд грн. У разі прийняття інвестором рішення щодо переходу до етапу промислової розробки обсяг загальних інвестицій, у тому числі необхідних для її забезпечення, повинен становити не менш як 25 млрд грн.

Максимальна частина компенсаційної продукції, за рахунок якої інвестору буде компенсовано його витрати, становить 70 % загального обсягу виробленої продукції до повного відшкодування витрат інвестора. Частка держави у прибутковій продукції має становити не менше 15 %.

Компанія Chevron також зобов'язана передбачити:

- заходи щодо якнайшвидшого початку промислового видобутку вуглеводнів та досягнення максимальних обсягів видобутку газу;
- використання новітніх, екологічно безпечних технологій, обладнання, передових технічних розробок для забезпечення ефективного пошуку та видобутку вуглеводнів;
- раціональне використання та охорону земель;;
- оприлюднення складу хімічних реагентів, які інвестор планує використовувати під час проведення гідророзриву пласта;
- захист ґрунтових та поверхневих вод від хімічних речовин, що використовуються для гідророзриву пласта, а також максимальне

використання для цього ґрунтових вод, непридатних для пиття, і пластових вод повторного використання;

- раціональне використання водних ресурсів, необхідних, зокрема, для здійснення видобутку вуглеводнів із застосуванням технології гідророзриву пласта;
- захист атмосферного повітря та запобігання викидам парникових газів.

3.3 Центральньо-басейновий газ

Газ щільних колекторів (центральньо-басейновий газ; газ щільних пісковиків; англ. tight gas sands) — природний газ, що видобувається з використанням вертикальних і нахилених свердловин із колекторів малої пористості і низької проникності у (щільних) пісковиках, алевролітах і ритмітах.

На відміну від традиційних газових ресурсів, центральньо-басейновий газ не пов'язаний з традиційними пастками, а перебуває в усій центральній зануреній частини (в депресіях, улоговинах) нафтогазоносного басейну, займаючи значні площі (до 8000 кв. км). У межах великих скупчень такого газу є й звичайні газові поклади. Тому центральньо-басейнові ресурси більші, ніж сумарні традиційні.

Центральньо-басейновий газ є одним із пріоритетних видів палива серед нетрадиційних типів газу з точки зору наявних технологій. Для прогнозування та підготовки газозносних щільних колекторів до буріння, оцінки перспективних ресурсів і промислових запасів використовують геологічні методики, прийняті для традиційних вуглеводнів. Тому проблема освоєння центральньо-басейнового газу є не стільки геологічною, як технологічно-економічною.

Перспективні ресурси газу щільних колекторів у світі становлять понад 200 трлн куб. м, що дозволяє сподіватися на більш широке використання цього виду нетрадиційного газу в найближчі двадцять років. Однак перспективи видобутку газу щільних колекторів в Україні можна буде оцінити тільки після проведення детальних пошукових робіт, на які потрібно витратити понад \$500 млн.

За попередніми оцінками Укр ДГРІ Мінприроди України, видобувні прогнозні ресурси центрально-басейнового газу в центральній і південно-східній частинах Дніпровсько-Донецької западини становлять близько 8,5 трлн куб. м, у тому числі в Серпуховському комплексі, що характеризується найкращим поєднанням передумов утворення ресурсів і умов їх освоєння, - 1,4 трлн [8]. Разом з тим, IHS CERA говорить про 1,5 трлн куб. м сумарних запасів, з яких 20 % (не менше 0,3 трлн. куб.м) називає технічно видобувними, тоді як ІЕА оцінює останні в 1,2 трлн куб. м [5].

10 травня 2012 р. компанію Shell визнано переможцем конкурсу на право укладання Угоди про розподіл продукції (УРП) на розробку *Юзівської площі* (7886 кв. км; рис. 10). Відповідну угоду було підписано 24 січня 2013 р. (за участю ТОВ «Надра Юзівська»). Очікується, що буріння першої пошукової свердловини відбудеться упродовж року після початку дії УРП (моменту, коли держава та інвестор виконують низку попередніх умов).

Серед обов'язкових вимог, висунутих державою до умов та виконання робіт, передбачених УРП:

- щорічне декларування видобувних характеристик;
- дотримання порядку користування геологічною, геофізичною та іншою інформацією;
- визначення порядку і строків оцінки рівня забруднення навколишнього природного середовища в районі ділянки на момент укладення угоди;
- визначення обсягу та строків здійснення заходів з охорони надр та довкілля, їх фінансування;
- визначення порядку узгодження та затвердження річних програм робіт;
- забезпечення відповідального зберігання державної частки видобутих вуглеводнів до передачі їх державі;
- страхування майнових ризиків, включаючи втрату видобутих вуглеводнів внаслідок стихійного лиха.

Серед обов'язків інвестора, передбачених УРП:

- інвестування в сумі не меншій, ніж визначено результатами конкурсу та відповідно до угоди;
- повернення ділянок, визначених як неперспективні, після закінчення окремих етапів робіт;
- надання Державному інформаційному геологічному фонду геологічної, геофізичної, техніко-економічної та іншої інформації, а також зразків гірських порід;
- надання переваги товарам, роботам і послугам українського походження у разі рівних умов за ціною, термінами виконання, якістю та відповідністю стандартам;
- прийом на роботу співробітників головним чином з громадян України;
- дотримання чинного законодавства, зокрема про працю, користування надрами та охорону довкілля.

Мінімальний обсяг інвестицій, які повинні бути здійснені інвестором протягом періоду геологорозвідувальних робіт, становитиме не менше 1,6 млрд грн. У разі прийняття інвестором рішення щодо переходу до етапу промислової розробки обсяг загальних інвестицій (у тому числі необхідних для її забезпечення) повинен становити не менше як 30 млрд грн.

Максимальна частина компенсаційної продукції, за рахунок якої інвестору буде компенсовано його витрати, становить 70 % загального обсягу виробленої продукції до повного відшкодування витрат інвестора. Частка держави у прибутковій продукції має становити не менш як 16,5%.

Компанія Shell також зобов'язана передбачити:

- Заходи щодо якнайшвидшого початку промислового видобутку вуглеводнів та досягнення максимальних обсягів видобутку газу;
- використання новітніх, екологічно безпечних технологій, обладнання, передових технічних розробок для забезпечення ефективного пошуку та видобутку вуглеводнів;
- раціональне використання та охорону земель

- оприлюднення складу хімічних реагентів, які планує використовувати інвестор під час проведення гідророзриву пласта;
- захист ґрунтових та поверхневих вод від хімічних речовин, що використовуються для гідророзриву пласта, а також максимальне використання для зазначених цілей ґрунтових вод, непридатних для пиття, і пластових вод повторного використання;
- раціональне використання водних ресурсів, необхідних, зокрема, для здійснення видобутку вуглеводнів із застосуванням технології гідророзриву пласта;
- захист атмосферного повітря та запобігання викидам парникових газів.

Після підписання УРП сторони планують урегулювати механізми ефективного співробітництва, встановивши, що погоджені умови застосовуються як положення прямої дії. Це насамперед стосується оподаткування, митного оформлення товарів, отримання дозволів тощо. На жаль, практика реалізації УРП свідчить, що отримання низки дозволів затягується через відсутність ефективного розподілу повноважень між центральними і місцевими органами державної влади.

У майбутньому УРП, підписана 24 січня 2013 р., відіграватиме в Україні роль «стабілізаційної подушки» для інвестора. При цьому відкритим залишається питання інтересу місцевих громад, який можна задовольнити, залишивши в їхньому розпорядженні 10 % від державної частки, визначеної УРП. Разом із програмами соціально-економічного розвитку, запропонованими компаніями-переможцями тендерів на підписання УРП, це дозволило б узгодити інтереси центрального і місцевих бюджетів з одного боку, та уряду, парламентської опозиції й місцевих громад, - з іншого.

4. ТЕХНОЛОГІЇ ВИДОБУТКУ НЕТРАДИЦІЙНИХ ВУГЛЕВОДНІВ

Ефективність освоєння ресурсів нетрадиційних вуглеводнів головним чином визначається, рівнем використовуваних технологій. Саме технічний прогрес у бурінні свердловин, передусім горизонтальних, та процесах інтенсифікації видобутку обумовив покращення економічних показників розроблення нетрадиційних вуглеводнів, і, як наслідок, розгортання пошуково-розвідувальних робіт у басейнах, де освоєння цих ресурсів раніше було економічно невиправданим.

Натепер на нетрадиційні вуглеводні бурять вертикальні, нахилені та горизонтальні свердловини, кількість яких зростає з мірою освоєння промислів. Технологічно вони не відрізняються від свердловин, які бурять на звичайних нафтогазових родовищах, за винятком того, що їхня кількість та масштаби робіт з інтенсифікації нафтогазовіддачі під час освоєння нетрадиційних вуглеводнів є набагато більшими, ніж при розробленні звичайних родовищ.

Широке застосування нахилених і горизонтальних свердловин зумовлено тим, що їхня продуктивність є значно вищою, ніж вертикальних завдяки збільшенню дренажної площі продуктивної товщі. Наприклад, якщо вертикальна свердловина може розкрити лише перші декілька десятків метрів продуктивного інтервалу, то латеральна на-900...1200м.

На співвідношення кількості вертикальних, нахилених і горизонтальних свердловин на кожній конкретній ділянці промислу впливає низка чинників, у тому числі їхня продуктивність та вартість спорудження, що може становити до \$800 тис. для вертикальної і до \$4,3 млн — для горизонтальної свердловини.

Щільність сітки свердловин істотно змінюється залежно від умов у різних басейнах, але в середньому на початковому етапі розробки бурять одну свердловину на 0,16 кв. км та одну латеральну – на 0,65 кв. км площі.

Щоб збільшити припливи вуглеводнів зі свердловин, у нафтогазовій промисловості всього світу активно використовують технології гідравлічного розриву пласта.

Гідророзрив пласта (ГРП, фрекінг; англ. induced hydraulic fracturing, hydrofracturing, tracking) є одним із способів інтенсифікації роботи нафтових і газових свердловин і збільшення прийнятності нагнітальних свердловин. Вій полягає у створенні високопровідної тріщини в цільовому шарі для забезпечення притоку видобувного флюїду (газ, вода, конденсат, нафта або їх суміш) до вибою свердловини.

Після проведення ГРП дебіт свердловини, як правило, різко зростає. Спосіб дозволяє «оживити» об'єкти, на яких видобуток нафти чи газу традиційними способами вже неможливий чи нерентабельний зокрема через низькі дебіти. Окрім цього, ГРП застосовують для освоєння нових нафтових пластів і покладів нетрадиційного газу.

Під час видобутку нафти за допомогою потужних насосних станцій у свердловину закачують рідину розриву (гель, у деяких випадках - воду або кислотний розчин) під тиском вищим, за тиск розриву нафтоносного пласта. Під час видобутку нетрадиційних вуглеводнів рідина для ГРП на **99 %** складається з технічної води та розклинювального наповнювача (проппанту) і на **1 %** - із хімічних добавок. Її закачування в свердловину вивільняє вуглеводні пласта завдяки поєднанню пор щільних порід.

Історія інтенсифікації видобутку вуглеводнів шляхом створення високопровідних тріщин у цільовому шарі бере свій початок у листопаді 1866 р. Тоді додатковий приплив нафти до свердловини забезпечували, підриваючи в ній заряд чорного пороху. У 1868 р. його змінив не менш небезпечний нітрогліцерин, що застосовувався до початку 1930-х, коли вперше було застосовано травлення тріщин кислотою.

Сучасна історія фрекінгу починається з 1947 р., коли Флойд Ферріс з американської Stanolind Oil and Gas Corporation вперше в світі закачав у

свердловину в окрузі Грант (штат Канзас) суміш газоліну з піском річки Арканзас. І хоча перші дослідження виявилися невдалими, роботи щодо відновлення продуктивної роботи свердловин, на яких видобуток нафти і газу традиційними способами був неможливий або малорентабельний, продовжилися.

У 1949 р. компанія Halliburton придбала виключне право на використання розробленої в Stanolind нової технології (і разом з Schlumberger, BJ Services та іншими досі залишається лідером). Два перших комерційних гідророзриви були проведені нею 17 березня 1949 р. в окрузі Стефенс (штат Оклахома) і окрузі Арчер (штат Техас). Саме відтоді як рідину розриву використовують нафту, спеціальний гель або технічну воду (іноді з добавками), а як розклинювальний агент (проппант), що залишає тріщини відкритими, — кварцовий пісок і керамзит.

У 1977—1985 рр. гідророзрив пласта активно використовували Австрія, Алжир, Велика Британія, Італія, Нідерланди, Норвегія. Роботи з інтенсифікації видобутку нафти і газу таким методом вели також Туніс, Туреччина, Франція та інші держави. Технологію успішно застосовували в країнах Східної Європи, зокрема Болгарії, Угорщині, Польщі, Румунії, Чехословаччині, Югославії. При цьому в 1949—2006 рр. (тобто ще до початку активної розробки нетрадиційного газу) у світі було проведено понад 1,5 мли операцій гідророзриву, в тому числі до 1 млн — у США, де активне використання методів інтенсифікування нафтовіддачі пластів (насамперед, ГРП) забезпечило 30 % приросту загального видобутку.

Перші експерименти з використання гідророзриву для освоєння газових пластів високої пористості й низької проникності (чорних сланців і щільних пісковиків) були ініційовані урядом США в рамках проекту приватно-державного партнерства Eastern Gas Shales в середині 1970-х. Водночас, Федеральна комісія з регулювання енергетики підтримала дослідні роботи, які проводив у цьому напрямку Gas Research Institute. У 1977 р. Міністерство енергетики США провело перший масштабний гідророзрив щільних пісковиків, а в 1979 р. на основі технологій Union Pacific Resources компанія Mitchell Energy розробила метод, який зробив

видобуток нетрадиційного газу економічно доцільним. Його застосовують і сьогодні (рис. 12).

Роботи з ГРП у СРСР було розпочато в 1952 р. С. Христіановичем і Ю. Желтовим, які заклали теоретичні основи процесу. У 1954 р. інститутом «Промгаз» (сьогодні — дочірнє підприємство ВАТ «Газпром») у рамках робіт з підземної газифікації вугілля в Донбасі було проведено перший у світі гідророзрив вугільного пласта. У тому ж році в Радянському Союзі почалося широке промислове впровадження ГРП.

У 1958—1962 рр. СРСР вже проводив на видобувних і водонагнітальних свердловинах 1500 операцій щорічно (причому в 1959 їхня кількість перевищила 3000). До цього часу відносяться основні теоретичні та промислово-експериментальні дослідження з вивчення механізму гідророзриву і його впливу на дебіт свердловин. Основні центри ГРП були зосереджені на родовищах Краснодарського краю, Волго-Уральського регіону, Татарстану (Ромашкінське і Туймазинське родовища), Башкири, Куйбишевській області, Чечено-Інгушетії, Туркменії, Азербайджану, Дагестану та України.

Гідророзрив здійснювали головним чином для освоєння нагнітальних свердловин під час впровадження внутрішньо-контурного заводнення, іноді на нафтових свердловинах, а також для ізоляції притоку підшовних вод у свердловинах із монолітними пластами (при цьому горизонтальну тріщину гідророзриву, створену в заздалегідь обраному інтервалі, використовували як водоізолюючий екран).

Масштабний фрекінг (massive hydraulic fracturing) у Радянському Союзі не застосовували.

Після оснащення родовищ більш потужною технікою для закачування води необхідність широкого застосування ГРП у нагнітальних свердловинах відпала, а після введення в розробку великих ви сокодебітних родовищ Західного Сибіру інтерес до гідророзриву в галузі майже зник. У 1970-х на всій території СРСР проводилося не більше 100 операцій на рік.

Роботи в цьому напрямку відновили лише наприкінці 1980-х внаслідок істотної зміни структури запасів. У 1988—1995 рр. було проведено близько 1600 гідророзривів, до 90 % яких дозволили істото збільшити дебіт малопродуктивних нафтових і газових свердловин, забезпечивши 5 % приросту загального видобутку. Для цілого ряду об'єктів Західного Сибіру ГРП став невід'ємною частиною розробки його здійснювали на 50... 80 % видобувних свердловин.

Натепер у РФ гідророзрив успішно застосовують як приватні, так і державні компанії, здійснюючи щорічно понад 3000 операцій. Особливо активно використовує ГРП ВАТ «Роснефть», яка є найбільшим клієнтом компанії Schlumberger. На початку листопада 2006 р. на При обському родовищі, що експлуатує ТОВ «РН-Юганськнафтогаз» (дочірнє підприємство ВАТ «Роснефть»), за участі спеціалістів компанії Newco Well Service було проведено наймасштабніший в Росії гідророзрив. У нафтовій пласт було закачано 864 т розклинювального агента. Операцію вели сім годин і транслювали в офіс «Юганськнафтогазу». У 2009—2012 рр. ВАТ «Роснефть» проводить близько 2000 гідророзривів на рік, використовуючи ГРП під час введення в експлуатацію, якщо слід ізолювати солону пластову воду вище продуктивного інтервалу (див. рис. 12). Кожну з колон встановлюють, щоб відокремити флюїди в колоні і поза нею та запобігти їхньому контактуванню. Оператори застосовують численні методи контролю якості як матеріалу колон, так і їх цементування, включаючи каротаж.

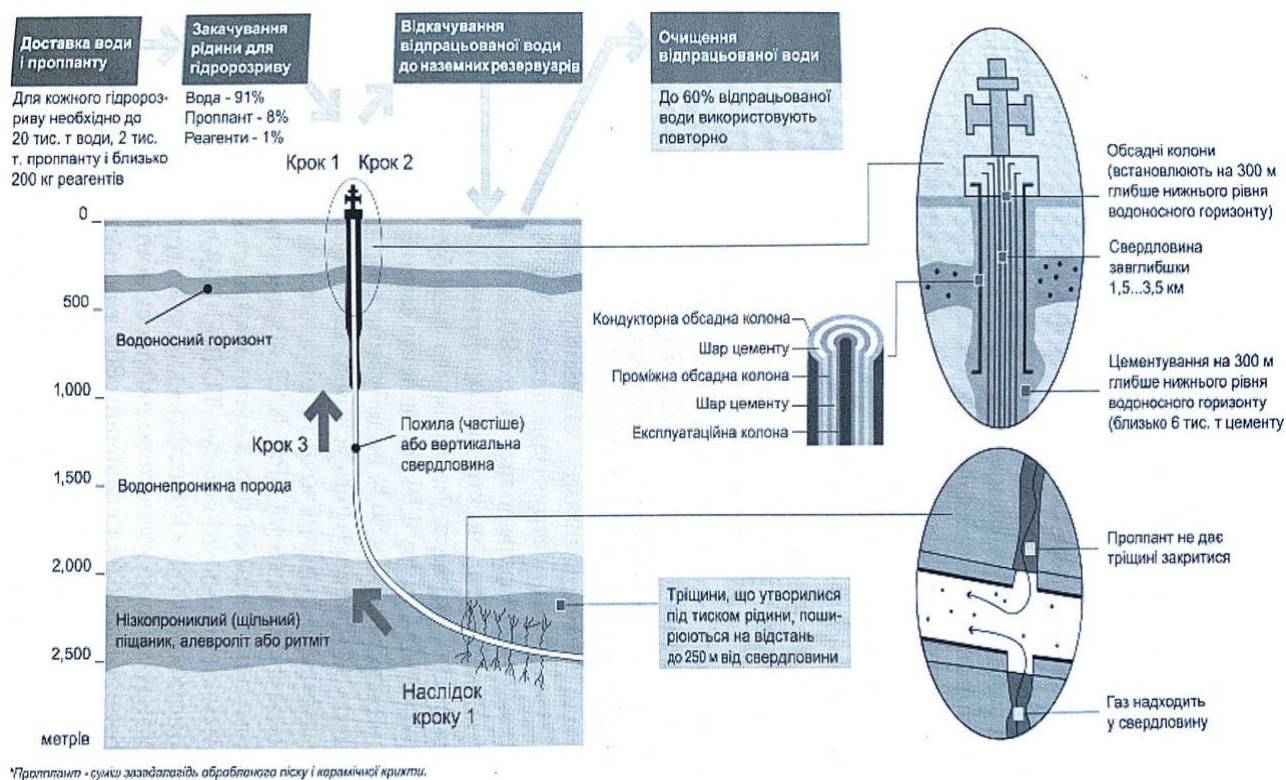


Рис. 12. Схема видобутку центрально-басейнового газу

Створення гідродинамічної системи з високопровідними тріщинами збільшує темпи відбору видобутих запасів вуглеводнів, підвищує нафто-й газовіддачу завдяки залученню в розробку слабодренуваних зон і пропластків, а також дозволяє переводити частину позабалансових запасів у промислові. Приріст дебіту свердловини після проведення ГРП визначається співвідношенням провідностей пласта і тріщини й розмірами останньої. При цьому існує граничне значення напівдовжини, після якого дебіт свердловини вже не збільшується. Для щільних пісковиків воно не перевищує 250 м, що унеможлиблює проникнення тріщин у водоносні горизонти під час розроблення запасів нетрадиційного газу, яке, як правило, відбувається на глибині понад 2 км (в Україні — 3...6 км; рис. 13).

Використання гідророзриву, як і інших методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів, передбачає чітке дотримання встановлених державою і компаніями норм і правил.

При цьому неприпустимим є протікання розчину для ГРП, спричинені дефектами обсадки свердловини, його витікання з відстійників або з транспортних засобів під час перевезення, у тому числі внаслідок непрофесійних дій персоналу або використання застарілої техніки.

Основними завданнями, які необхідно вирішувати під час застосування ГРП, є:

- прогнозування геометрії створюваної тріщини;
- вибір оптимальних властивостей пропанту та технології його введення в тріщину;
- забезпечення ефективного транспортування пропанту й швидкого відкачування рідини гідророзриву після його проведення;
- запобігання протікання рідини гідророзриву в прилеглу породу крізь природні або штучні тріщини та ходи;
- попередження утворення в тріщинах містків із частинок пропанту;
- запобігання зворотного руху пропанту.

Дотримання сучасних норм і правил застосування гідророзриву гарантує його безпечність для навколишнього середовища.

5. МЕТАН ГАЗОВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

5.1. Основні поняття та визначення

Вилучення метану газовугільних родовищ ґрунтується на тому, що промислові припливи газу з вугільних пластів можна отримати за умови його знаходження у пласті і швидкого відбору води, яка знаходиться в тріщинах кліважу, щоб понизити тиск води та звільнити газ. Метан виділяється з вугільного пласта після того, як пластовий тиск зменшується за рахунок відбору води нижче критичного тиску десорбції. Одна з ключових проблем видобутку вугільного метану — встановлення критичного тиску десорбції для конкретної марки вугілля та умов залягання вугільного пласта.

Метан вугільних пластів (МВП) є зв'язаним, точніше, сорбованим газом. Газонасиченість вугільного пласта — результат абсорбції, тобто об'ємного злиття двох речовин, що перебувають у різних агрегатних станах, в нашому випадку — газу і вугілля. Оскільки відбувається поглинання газу не рідиною, а твердим тілом, то замість терміна «абсорбція» часто використовують термін «оклюзія». Фізична причина абсорбції полягає у взаємному притяганні молекул газу і вугілля, тобто тіла, що абсорбується (газу), і тіла, що абсорбує (вугілля). Тому об'єм сорбованого газу визначається не об'ємом порового та тріщинного простору у вугіллі (хоч воно також вміщує певні, але далеко не основні, обсяги газу), а силою міжмолекулярних зв'язків між молекулами газу та вугілля. Внаслідок цього поняття пористості і проникності при оцінці метаноємності вугільного пласта для сорбованого МВП втрачають зміст.

Існує величезна проблема освоєння метану вугільних родовищ. Вугленосні відклади тією чи іншою мірою збагачені метаном, який виникає як в результаті біохімічних і фізичних процесів під час перетворення рослинної органічної речовини на вугілля, так і надходження у вуглепородний масив у складі глибинних флюїдів внаслідок міграційних процесів.

Значущість утилізації метану визначається, з одного боку, його цінністю як енергетичної сировини, ефективного та екологічно чистого палива, з іншого, — небезпечністю присутності в атмосфері вугільних шахт, з причини, по-перше, утворення з повітрям вибухонебезпечної суміш, що вимагає великих витрат на вентиляцію шахт, а по-друге, прояву раптових вибухово-викидних явищ, що супроводжується тонким подрібненням вугілля, великим виділенням газу за короткий проміжок часу і утворенням порожнин у пласті. Багаторічними дослідженнями встановлено, що чим вища газонасиченість вугілля, тим частіші й інтенсивніші бувають викиди. Дегазація вугільних пластів і вмісних порід знижує імовірність раптових викидів вугілля та газів. Раптовим викидам сприяє порушеність суцільності вугільних пластів.

Дуже шкідливими також є викиди метану в атмосферу, що супроводжують видобуток вугілля, вони посилюють негативний вплив на озоновий шар, руйнуючи його.

Отже, видобуток метану вугільних пластів може сприяти вирішенню не лише енергетичних, але й екологічних питань. Саме тому, розпочинаючи з 80-х років минулого століття, перед промислово розвиненими країнами дуже гостро постало питання супутнього видобутку метану під час розробки вугільних родовищ. Деякі країни (США, Китай, Росія, Німеччина, Австралія, Канада, Франція, Польща) вже мають певні здобутки у вирішенні цієї проблеми. В Україні, яка за ресурсами метану вуглепородних масивів посідає одне з чільних місць у світі (після США, Росії, Китаю тощо), наявні усі складові для успішного розвитку метановидобувної промисловості на базі вуглевидобувних підприємств, однак їхня реалізація проходить недостатньо.

Метан вугільних пластів можна вилучати як самостійну корисну копалину, так і супутній продукт, який отримують внаслідок дегазації шахт під час видобутку вугілля. Так, до прикладу, при дегазації шахт у Росії вилучається до 30 % загального об'єму метану. Тут, для видобутку метану з вугільних пластів бурять

неглибокі свердловини (близько 100 м). Для підвищення газовіддачі застосовують технологію гідророзриву пласта.

Для вилучення метану можна використовувати вугілля не всіх марок. Зокрема, родовища довгополуменевого вугілля бідні на метан. Антрацити багаті на метан, але його неможливо вилучати завдяки високій щільності і низькій проникності покладів такого вугілля. Найперспективнішими щодо видобутку метану є марки вугілля, проміжні між бурим і антрацитом. В газовугільних родовищах метан є сорбований вугіллям або затиснений у найдрібніших тріщинах (подібно до сланцю). Для вилучення МВП потрібна спеціальна технологія: гідророзрив вугільного масиву і відкачування пластових вод. Існує два різних способи видобутку вугільного метану: шахтний (на полях діючих шахт) і свердловинний. Метан збирається і подається на поверхню через спеціально пробурені свердловини глибиною від 150 до 1000 м. Середній період від зневоднення пласта до виходу на максимальний видобуток метану триває один-два роки.

Історія вилучення метану з вугленосних товщ розпочалася з моменту усвідомлення небезпеки його присутності у підземних гірничих виробках при видобуванні кам'яного вугілля. Із збільшенням глибини розробки вугільних родовищ зростає метаносність шахтних виробок, що вимагає його постійного вилучення для безпечного проведення гірничих робіт. З часом з'явилася ідея використання вилученого метану для практичних потреб. Тоді ж розпочалися і експериментальні розробки, спрямовані на вилучення метану до початку розробки вугільних пластів, виявлення можливостей дегазації блоків вугленосних товщ. Ще у 193-1935 рр. в Англії, а у 1939 р. в Німеччині проводили досліди з його вилучення не лише під час розробки вугільних пластів, але й з непорушених товщ, а їхні результати надалі впроваджували на шахтах Англії, Німеччини, Бельгії, Голландії, США тощо. Використання одержаного метану давало значні прибутки. До прикладу, вилучений на шахті «Вікторія» (Рурський басейн) в 1952 р. об'єм метану (20 млн м³) був достатнім для забезпечення газом міста з населенням понад 150 тис. осіб.

Попередником видобутку ПСГ у США було відпрацювання технології видобутку альтернативного вугільного метану. Там створено галузь промисловості із видобутку МВП, де працює близько 200 фірм. У США розроблено і впроваджено технологію вилучення з вугільних пластів до 80 % метану, що міститься в них. Такий ступінь вилучення досягається пневмо- і гідродинамічною (за допомогою води, пульпи або спеціальних розчинів) дією на пласти, що стимулює підвищену газовіддачу вугілля.

За останні 10 років видобуток вугільного метану із спеціальних свердловин у США досягнув 60 млрд м³ на рік. США є лідером у світі за видобутком МВП. В 2005 р. його видобували 50 млрд м³/р., що відповідає 8 % від видобутку традиційного газу в США. Провідним видобувним регіоном є басейн Сан-Хуан (60 % вугільного метану в країні). Кількість свердловин для дегазації вугільних пластів у басейні перевищує 20 тис.

В Австралії видобуток МВП ведуть горизонтальними свердловинами, пробуреними у пласті на відстань до 1500 м; газ надходить на очисну фабрику, де його відповідно до технічних вимог зневоднюють, фільтрують, стискають, після чого він газопроводом високого тиску надходить у населені пункти.

У Китаї видобуток метану з вугільних пластів із 2005 р. по 2010 р. зріс майже в 100 разів (до 10 млрд м³).

Ресурси метану у вугільних пластах в Росії становлять за різними джерелами 100-120 млрд м³ можливих видобувних запасів на рік. Газоносність виробок близько 30-40 м³ метану на тонну вугілля, що видобувають. Більше 1 млрд м³/рік метану в Росії викидається в повітря.

Російський інститут «Промгаз» (сьогодні дочірнє підприємство Газпрому) перший у світі провів гідророзрив вугільного пласта. Це відбулося у 1954 р. в рамках робіт з підземної газифікації вугілля в Донбасі. США, Австралія, Китай надали значні податкові пільги компаніям, що займаються вилученням газу з вугільних пластів. Ресурсна база метану вугільних пластів у Росії за різними

оцінками коливається між 49 і 78 трлн м³, що порівнюване із ресурсами природного газу.

Газпром оголосив, що запусив перший проект для вилучення метану з вугілля в Сибіру. Запаси метану, що міститься у Кузнецькому вугільному басейні, оцінюють в 13 000 млрд м³. В Росії в 2010р. на Талдинському вугільному родовищі розпочав працювати перший завод з видобутку метану з вугільних пластів Кузнецького басейну. Проектом передбачено організувати промисловий видобуток в Кузнецькому басейні в об'ємі 1,5 трлн м³ вугільного метану. Промисловий видобуток метану вугільних пластів здійснюється також в Австралії, Канаді, Колумбії.

Вважається, що до 2020 р. світовий видобуток метану з вугільних пластів досягне 100-150 млрд м³/рік, а в перспективі промисловий видобуток шахтного метану в світі може досягнути 470-600 млрд м³/рік, що складе 15-20 % світового видобутку природного газу Світові запаси метану вугільних пластів перевищують запаси природного газу і оцінюються в 260 трлн м³. Найзначніші ресурси зосереджені в Китаї, Росії, СІЛА, Австралії, ПАР, Індії, Польщі, Німеччині, Великій Британії, Україні.

Зараз у Польщі, Німеччині, Франції, СІЛА, Індії та інших країнах використовують вилучений метан із вугленосних товщ в обсягах, які можна порівняти з об'ємами природного газу, видобутого з традиційних газових родовищ, що забезпечує значний економічний ефект, дозволяє диверсифікувати джерела постачання енергоносіїв.

5.2. Походження метану вугленосних товщ

Метан значно поширений у природі, його основні обсяги в земній корі приурочені до осадових порід. У космосі та на Землі метан знаходиться у розсіяному стані в породах, практично повсюдно трапляється у підземних водах, є постійним супутником вугільних і нафтових родовищ. В пористих породах формуються і промислові родовища метану, подекуди з унікальними запасами.

Багато вчених вважають, що спочатку метан утворюється в осадових породах, звідки надходить у пластові води, а виділившись із води, метан утворює поклади вільного газу.

Розрізняють газу *відкрити* пор (які легко видобувати) і *закритих* пор (які вилучати важко). Вони або розчинені в поровій воді, або сорбовані мінеральною частиною породи і органічною речовиною, або перебувають у вільному стані в закритих порах. Газу вилучають із порід вакуумною, термовакuumною і хімічною дегазацією.

Зазвичай вміст газів у породах зростає з глибиною і від окраїн нафтогазоносних провінцій до їхніх внутрішніх частин. Вміст метану та його гомологів збільшується від пісковиків до глин і аргілітів, зростає із збільшенням концентрації органічної речовини.

Розсіяні - це газу, сорбовані органічною речовиною та породою. Очевидно, що органічна речовина буде відзначатися вищою газонасиченістю порівняно з мінеральною частиною породи, а також розрізнятися складом газів. Сорбовані вуглеводневі газу мінеральної частини породи представлені переважно метаном і невеликою кількістю його гомологів. Бітумінозні аргіліти містять сапропелеву органічну речовину, для якої характерні гомологи метану. В гумусовій (вуглистій) органічній речовині частка гомологів метану незначна.

У вугленосних товщах та власне у вугіллі зосереджена величезна кількість вуглеводневих газів, серед яких переважає метан, присутні вуглекислий газ, важкі вуглеводні, азот, сірководень, гелій та водень. Ці газу утворюються в процесі перетворення рослинного матеріалу на торф і вугілля, метаморфізму вугілля та його звірювання, тобто протягом всього часу існування родовищ вугілля.

Метан - основний газ у вугільних родовищах, його концентрація змінюється від 60 до 98 %. Кількісні співвідношення метану й його гомологів у родовищах вугілля залежать від ступеня метаморфізму та петрографічного складу (C_5-C_6) гомологів метану властиві газам мезокатагенезу (МК-МК4). Вуглеводнева частина газів протокатагенезу (ПК,) складається переважно з одного метану. Загалом, вміст

важких вуглеводнів у вугільних газах зазвичай невисокий і в окремих пробах сягає 13-15 %.

Іншим важливим компонентом вугільних газів є азот, вміст якого на невеликих глибинах досягає 80%. Тут він має переважно атмосферне походження, хоча може утворюватися і в результаті біохімічних процесів. Вміст водню сягає 15-20 %, а інколи і більше (в районі Норильська до 30 %, а в Донбасі - до 40 %). Походження його різне - основна маса утворюється, очевидно, при глибокому метаморфізмі вугільної речовини.

Отже газів, зосереджені у вугільних пластах, за складом є переважно метанові з невеликою кількістю етану, пропану, азоту та діоксиду вуглецю. Важкі вуглеводні містяться в основному у вугіллі середньої стадії метаморфізму. У високо метаморфізованих антрацитах переважають азот та діоксид вуглецю, а роль метану незначна. Як мікродомішки у газах вугільних пластів містяться бутан, пентан, гексан, гептан, водень, сірководень, гелій, аргон, неон, криптон, ксенон.

Деякі дослідники (І.П. Жабрєв, В.І. Єрмаков та ін.) розглядають вугленосні товщі як можливе джерело утворення газових покладів. Очевидно, в результаті вертикальної міграції метану з вугленосних відкладів утворилися поклади в Верхньосілезькому басейні у Польщі. Такий самий генезис, імовірно, мають газові поклади, виявлені за Північно-Донецьким насувом північніше Луганського геолого-промислового району Донбасу.

Особливо показовим прикладом в цьому плані є газові поклади Нижньо-пермських відкладів на північному заході Європи. Тут середньо кам'яновугільна вугленосна товща потужністю до 2500 м занурена на глибини 4-6 тис. м. Вище залягають червоноколірні нижньопермські відклади (колектори газу), а покрівлею є верхньопермські евапорити. До нижньопермських відкладів приурочені найбільші родовища газу Європи з розвіданими запасами газу понад 5 трлн м³. У зоні поширення середньо кам'яновугільної вугленосної товщі газові поклади - метанові (Німеччина, Нідерланди, акваторія Північного моря). З віддаленням від

вугленосної фації у складі газів починає переважати азот, аж до утворення суто азотних скупчень. Збагачення азотом характерне і для підземних вод.

Із збільшенням ступеня катагенетичних змін порід і появою в них властивостей крихкого руйнування зростає природна тріщинуватість порід, виникає тріщинна вода і підвищується газопроникність. Остання, з одного боку, може сприяти дегазації вугленосної товщі, з іншого - зумовити нагромадження значних мас вуглеводневих газів.

Здійснити навіть приблизний підрахунок ресурсів метану у вугленосній товщі Донбасу дуже важко. На підставі статистичних даних суфлярних виділень у бурових свердловинах і гірничих виробках, статистичного опрацювання матеріалів газового каротажу й даних пласто випробувачів, використовуючи об'ємний метод і враховуючи зміни колекторських властивостей, можна стверджувати, що у породах, які вміщують вугілля у Донбасі, збереглося й акумулювалося в 1,5-2 рази більше вуглеводневих газів, ніж у всіх вугільних пластах, що становить не менше 1,5-2 трлн м³ метану [10]. Загалом, за даними випробування на метан при геологорозвідувальних роботах загальні ресурси метану тут становлять 22,2 трлн м³, а промислові - 11,6 трлн м³, в т. ч. придатних для вилучення 3,0-3,7 трлн м³. Ці цифри відповідають й оновленій Енергетичній стратегії України на період до 2030 р.

Газова зональність у Донбасі сформувалася у два етапи: на першому етапі утворилась первинна вертикальна газова зональність. Вона остаточно сформувалася у верхньому палеозої до початку інверсії вертикальних рухів у результаті інтенсивного процесу газогенерації, разом із потужним нагромадженням осадів. При цьому в товщах геологічного розрізу сформувалися три основні газові зони:

- переважно сорбованих газів;
- переважно вільних газів, пов'язаних з розсіяною органічною речовиною;
- метаморфічної деметанізації.

Другий етап утворення метану у вугленосній товщі Донбасу відбувався під час геологічного розвитку прогину, який розпочинався з інверсії. Через складний характер інверсії і відслонення вугленосної товщі міграційні процеси на цьому етапі переважали над процесами генерації газів. Це сприяло інтенсивному перерозподілу газів в осадовій товщі та глибокому руйнуванню первинної газової зональності. В результаті цього утворилися вертикальні та площинні газові зони.

На більшій частині Донбасу під час інверсії амплітуди висхідних рухів коливалися від 4 до 11 км. При цьому вугленосні відклади, які залягали до кінця нагромадження осадів у всіх трьох зонах первинної вертикальної газової зональності, опинилися на поверхні. У верхній частині розрізу сформувалася зона газового звітрювання. Треба зауважити, що певна кількість вугільних газів могла надходити із нижніх горизонтів земної кори або навіть із підкорових глибин. Про це свідчить багато фактів, зокрема, висока концентрація метану та його гомологів (аж до вибухонебезпечних величин) у сієнітових масивах (до прикладу, у Хібінському), присутність великої кількості метану у вулканічних еманаціях, гідротермальних системах тощо.

Ці та інші дані дають підстави для висновку деяких дослідників про ендегенне походження принаймні деякої частини супутніх газів вугільних товщ. Ізотопні дані підтверджують можливість таких джерел метану та інших газів. Зокрема, дослідження супутніх газів на деяких шахтах Донбасу свідчать про збагачення метану та інших газів вугілля і вмісних порід важким ізотопом вуглецю (^{13}C) у напрямі до розломних зон, які слугують зонами їхньої інтенсивної циркуляції.

Отже, походження метану вугільних пластів до кінця ще не з'ясовано. Вважається, що джерелами постачання МВП можуть бути як зовнішні джерела - нижчезалеглі газогенерувальні пласти, зруйновані поклади вуглеводнів (ВВ) та метан з мантії, так і внутрішні - органічна речовина самого вугільного пласта, що перетворилася на газ у процесі вуглефікації. Існує дві основні гіпотези походження метану вугільних пластів: сингенетична і глибинна.

Сингенетична гіпотеза. Згідно з нею метан у вугленосних відкладах утворюється з рослинної органічної речовини в процесі її метаморфізму при перетворенні перетворенні цих рослинних залишків на вугілля. Після вуглефікації він зберігається під високим тиском у вугільних пластах та породах. Тут він знаходиться у сорбованому (абсорбованому, хемосорбованому та адсорбованому), водорозчинному і вільному станах. Частка сорбованого метану у вугіллі та вуглистих породах становить 85-92 % для вугілля всього ряду метаморфізму. Газоносність вугілля змінюється від 5-10 до 35-45 м³ на тонну сухої безпопільної маси (с. б. м.). Виділення метану в процесі перетворення вугілля залежно від стадії вуглефікації наведено в табл. 17.

| Стадія вуглефікації | Вихід метану при утворенні 1 т вугілля, м ³ |
|--------------------------------|--|
| Буре землисте і матове (БІ—ІІ) | 68 |
| Буре блискуче (БІІІ) | 100 |
| Довгополуменеве (Д) | 168 |
| Газове (Г) | 212 |
| Жирне (Ж) | 229 |
| Коксове (К) | 270 |
| Піснувато-спікливе (ПС) | 287 |
| Пісне і напівантрацит (П+НА) | 333 |
| Антрацит (А) | 419 |

Маса води і газу, що виділяються при перетворенні органічної речовини на вугілля, дорівнює половині маси цієї речовини, а кількість води і газу знаходяться приблизно в однакових пропорціях. Встановлено, що гази вугільних і газонафтових родовищ Донбасу та його окраїн мають ідентичний або близький компонентний та ізотопний склад, тому, вважається, що мають єдину природу утворення. Вважається, що джерелом в обох випадках є вуглиста (органічна) речовина, в процесі перетворення якої під дією високих тисків та температур й генеруються

природні вуглеводневі гази, основними компонентами яких є метан (CH_4) та його гомологи - від C_2H_6 до C_6H_{14} .

На основі ізотопних досліджень вуглецю метану та вуглецю вугілля у вуглепородному масиві, де відсутні розломні зони, робиться висновок про їхню сингенетичність і відсутність підтоку ВВ-газів з великих глибин. Вважається, що про це також свідчить як різке зниження метаноносності антрацитів, так і факт різкої зміни вуглеводневого складу газу в антрацитах вказаних груп на вуглекислоазотний.

Глибинна гіпотеза генезису. В світлі гіпотези водневої дегазації Землі метан в сланцях і у вугільних пластах утворюється неперервно внаслідок реакції глибинного водню, що надходить з мантії, з вуглецевмісною органікою вугілля та сланців. Крім того, метан глибинного походження може утворюватися й безпосередньо при ядерному синтезі (два атоми літію дають ізотопно-важкий, який вступає в реакцію з воднем, що призводить до утворення ізотопно-важкого метану).

Іншим джерелом надходження вуглеводнів у вугільні пласти може бути газ із більш глибокозалеглих в осадовій товщі покладів ВВ, які були зруйновані внаслідок високоамплітудної пермської тектонічної інверсії. На користь глибинної гіпотези походження метану вугільних пластів служать і отримані в останні роки докази можливості практично миттєвого формування газових і нафтових родовищ та навіть їхнього поповнення в процесі розробки. Так, багато дослідників вважає, що сучасне газове поле земної кори відносно молоде і утворилося протягом останнього часу, в будь-якому разі гази у відкладах, давніших від третинних, майже повністю вже розсіялися .

Виявлені закономірності розподілу компонентного та ізотопного складу газу в зонах тектонічних порушень на п'яти шахтах Донбасу підтверджують ідею глибинного генезису частини вуглеводнів, що виділяються у гірничі виробки. Основним підтвердженням глибинної гіпотези походження метану є підвищений

вміст у складі вугільних газів гелію, важких вуглеводнів та збагачення метану і діоксиду вуглецю ізотопом.

Глибинна гіпотеза генезису вугільного метану приваблива тим, що відкриває нові можливості побудови пошукових робочих гіпотез, оскільки в цьому варіанті присутній такий феномен, як міграція ВВ від джерела свого утворення до місця кінцевого нагромадження. Тому з'являється можливість вивчення шляхів міграції і, відповідно, зон промислового газонагромадження. Відомо, що вугільний пласт, навіть представлений однією і тією ж маркою вугілля, є неоднорідним з точки зору газонасичення. Насичені газом ті ділянки вугільного пласта, які перетиналися вертикальним міграційним потоком ВВ. Періодична зміна напружень сприяє періодичному відкриттю і закриттю зон деструкції в тілі фундаменту, що є основним механізмом пульсаційно-послідовної міграції вуглеводневих систем глибинного генезису. Саме глибинні розломи сприяли розвитку в осадовому чохлаї численних структурних форм (пасток) над-, між- і прирозломного характеру, систем тріщин, якими відбувалася субвертикальна (вертикальна) міграція глибинних вуглеводнево-вмісних флюїдів. Встановлення зон підвищеної (промислової) газонасиченості пласта є важливою пошуковою задачею, що дозволить оптимізувати розташування експлуатаційних свердловин на території поширення вугільного пласта. Метанонасиченість вугленосних товщ залежить від ступеня їхньої тріщинуватості та інтенсивності глибинних дегазаційних потоків, пов'язаних з глибинними тектонічними розломами, та їхнім взаємоперетином, що обов'язково необхідно враховувати під час планування пошуково-розвідувальних робіт і виявлення площ для економічно вигідного видобування метану.

5.3 Сучасний стан освоєння вугільного газу в Україні

Попит України на енергоносії значною мірою задовольняється за рахунок імпорту нафти, газу і навіть вугілля за світовими цінами. З урахуванням потреб внутрішнього ринку на замовлення Держкомнафтогазпрому України у 1998 р. було розроблено довгострокову (до 10-12 рр.) програму видобутку супутнього газу-

метану з вугільних родовищ Донбасу . Реалізація програми передбачала поповнити резерв енергоносіїв в Україні до 2010 р. на 6-8 млрд м³ газу щорічно за рахунок вугільного метану, створити сприятливіші умови для видобування вугілля, отримати значні економічні, соціальні та екологічні ефекти. Були виначені об'єкти для виконання пілотних проектів з розвідки, видобування та використання метану з вугільних родовищ:

- Маріївський полігон Державного підприємства (ДП) «Первомайськвугілля»;
- Красноармійський полігон ДП «Вугільна компанія» «Шахта Краснолиманська»;
- Макіївський полігон ДП «Макіїввугілля»;
- Краснодонський полігон Публічного акціонерного товариства «Краснодонвугілля»,

а також об'єкти для вивчення газоносності, розробки методів дегазації та видобування метану з вугільних родовищ:

- Чайкинський полігон;
- Шахта «Самсонівська-Західна»;
- Гришино-Андріївська площа.
- В програмі було також передбачено:
- проведення дослідно-промислових робіт з комплексної дегазації на ПАТ «Шахта імені О.Ф. Засядька»;
- реалізація проекту комплексної дегазації та утилізації метану на шахтах Красноармійського району Донецької області - ВАТ ВК шахта «Красноармійська- Західна № 1», ДП ВК «Шахта Краснолиманська», шахта імені О.Г. Стаханова ДП «Красноармійськвугідля»;
- розробка техніко-економічного обґрунтування доцільності створення вугле- газовидобувних підприємств на прикладі шахт з підвищеною газоносністю (ПАТ «Шахта імені О.Ф. Засядька», ВАТ ВК

«Красноармійська-Західна

№ 1», «Суходольська-Східна» ПАТ «Краснодонвугілля»),

На жаль, з реалізацією завдань цієї програми виникли певні складнощі. Основна причина недовиконання програми - недостатня державна підтримка та обмежене фінансування цих робіт, хоча основні її тези були затверджені законодавчими актами. Як показує аналіз розроблених та реалізованих інвестиційних проектів, головна увага в них приділена дегазації вугільних пластів на вже працюючих шахтах. Проекти щодо окремого вилучення метану наразі відсутні. Це пояснюється тим, що вуглевидобувні підприємства самі фінансують складання проектів дегазації та утилізації метану, який виділяється при видобуванні вугілля, а також самі виступають інвесторами, зазвичай на паях з організаціями, зацікавленими у придбанні квот на викиди парникових газів. Такі проекти мають обмежений характер, оскільки вироблені теплова та електрична енергії використовуються підприємствами на власні потреби. Крім того, розроблені проекти без реалізації квот на викиди мають низьку або навіть негативну економічну ефективність, проте реалізація таких проектів покращує як умови праці шахтарів, їхню безпеку, так і екологічну ситуацію в регіоні.

Інакше кажучи, реальні роботи були спрямовані на дегазацію шахтних полів, а не на промислове видобування метану. Тому практично не розв'язували основне завдання - не розробляли схем дегазації вугільних пластів і порід, які передбачають відокремлення за часом і у просторі процесів видобування вугілля і дегазації вуглепородного масиву - видобування метану.

Ще одним важливим висновком праці є твердження, що силами НАК «Нафтогаз України» можлива розробка газовугільного родовища шляхом випереджувального видобування метану та попередньої дегазації пластів. На етапі залучення НАК «Нафтогаз України» до видобування метану з вугільних родовищ планувалося розробляти родовища у два етапи: на першому етапі виконувати активну дегазацію шляхом розробки родовища як газового, а на другому - безпосередньо видобувати вугілля.

Тому рекомендувалося НАК «Нафтогаз України» долучитися до виконання робіт на Гришино-Андріївській площі, на якій ще не розпочато гірничі роботи, проте виконуються роботи з вивчення газоносності та розробки методів вилучення метану з вугленосної товщі. Рекомендувалося розглядати цю площу як пілотний проект для отримання потрібних для подальшого розвитку газовидобувних робіт з вугільних пластів техніко-економічних оцінок, а також залучення НАК «Нафтогаз України» до міжнародної ініціативи «Партнерство «Метан до ринків». Вважається, що такий крок матиме такі корисні наслідки:

- сприятиме обміну досвідом з країнами, які здійснюють промислове видобування метану, прискореному пошуку партнерів, зацікавлених у придбанні квот на викиди парникових газів та залученні додаткових інвестицій;
- матиме позитивний вплив і на внутрішні програми НАК «Нафтогаз України»;
- сприятиме у придбанні технологій та обладнання, а також їхній адаптації до умов газовугільних родовищ України.

Результати геологорозвідувальних робіт (ГРР) на Гришино-Андріївській площі.

Оскільки є доцільним проведення робіт з промислово-дослідного вилучення метану на Гришино-Андріївській площі, на якій ще не розпочато гірничі роботи, проте виконуються роботи з вивчення газоносності та розробки методів вилучення метану з вугленосної товщі, потрібно оцінити результати вже проведених тут ГРР власником ліцензії ДРГП «Донецькгеологія».

Ресурси вуглеводневих газів у межах Гришино-Андріївської площі оцінено у 9,6 млрд м³. Ресурси були підраховано лише у вугільних пластах та прошарках без врахування вмісних порід. Проектом передбачено буріння 9 свердловин, з яких 3 є першочерговими із загальним обсягом буріння 2305 м.

Завершено бурінням дві свердловини: Д-26 глибиною 435,0 м і Д-3 глибиною 945,08 м. Першою свердловиною (Д-26) розкрито горизонти світи Q2 нижнього карбону, випробувані КВІ-68 в процесі буріння свердловини. Виділено 1

газоносний горизонт, промислова продуктивність якого не є доведеною. Свердловиною Д-3 розкритий розріз Серпухівського і Візейського ярусів нижнього карбону світ Сі3 і Сі2. За результатами випробувань пісковиків, практично всі об'єкти виявилися потенційно газоводонесними. За даними бокового каротажного зондування (БКЗ), газонасиченим є горизонт С52Sc6. У 2009 році продовжено буріння третьої свердловини Д-29 проектною глибиною 950 м до глибини 377 м. У 2010 році польові роботи не виконувалися. За результатами виконаних ГРР оперативно підраховані перспективні ресурси метану кількістю 2,6 млрд м³ при державному замовленні в 2,5 млрд м³.

Аналіз результати виконаних чи виконуваних ГРР на інших ділянках, 8 з яких розташовані на території Донецької і 8 - на території Луганської областей, показав, що потрібно розробляти ефективні вітчизняні технології буріння та вилучення метану з вугільних пластів, оскільки їхня відсутність призводить до переорієнтації пошукових робіт з вугільних пластів на пісковики міжвугільних товщ. Проте збідненість останніх вільним газом і відсутність необхідних технологій вилучення зв'язаного газу з перспективних малопроникних пісковиків та сорбованого газу із сланців не дають підстави очікувати позитивних результатів від проведення ГРР з недостатнім для подібних робіт техніко-технологічним забезпеченням.

За таких складних передумов видобуток метану вуглепородних масивів найдоцільніше здійснювати синхронно з інтенсивним відпрацюванням очисних вибоїв для одночасного рентабельного видобутку метану і вугілля шляхом впровадження потокових технологій буріння свердловин з земної поверхні.

Такий нетрадиційний підхід набуває особливої ефективності в аспекті обґрунтування основ геотехнологій видобутку метану методом активного впливу на стан вуглепородних масивів способом виконання швидкісного буріння свердловин з метою комплексного освоєння газовугільних родовищ, що забезпечить підгрунтя не лише енергетичної, а й економічної незалежності України, сприятиме стати державі незалежною від поставок закордонних енергоносіїв і стабілізації її паливно-енергетичної галузі.

Це підтверджує досвід роботи найбільшого в Україні ПАТ «Шахтоуправління «Покровське» (м. Красноармійськ Донецької області), на якому у 2012 р., при відпрацюванні вугільного пласта d₄, що залягає в інтервалі глибин 650-880 м і характеризується високою природною газоносністю - до 30 м³/т., завдяки вдалому поєднанню швидкісного буріння свердловин з земної поверхні та їхньому раціональному розташуванню відносно очисних вибоїв, було видобуто 7,3 млн м³ метану і досягнуто небувалої за всю історію підприємства виробничої потужності 8,3 млн т (близько 10 % загальнодержавного видобутку вугілля: отже - практично десятої частини українського вугілля).

Досвід інноваційного спорудження свердловин може бути поширений й на інші високопродуктивні шахти України, зокрема, у межах Північної зони дрібної складчастості, де розроблені за нашої участі геолого-технологічні критерії прогнозування скупчень метану на ділянках розвідки і шахтних полях (невідпрацьованих і відпрацьованих) склали основу визначення першочергових для видобутку метану площ та вибору еталонних об'єктів, до яких віднесено площі в межах Томашівських купольних структур (поля закритих (відпрацьованих) шахт «Томашівська Південна» і «Томашівська Північна»), Первомайської антикліналі (поля шахт ім. В.Р. Менжинського і «Первомайська»), Самсонівської антикліналі (поля шахти «Самсонівська Західна») та Суходільської синкліналі (поля шахти «Суходільська Східна»).

6. ГАЗ УЩІЛЬНЕНИХ ПОРІД

6.1. Загальна характеристика газових покладів ущільнених порід

Скупчення газу в ущільнених породах або як його ще називають в літературі - «газ центральnobасейнового типу», «газ щільних колекторів» принципово відрізняється від ВВ у покладах звичайних родовищ. Традиційні поклади містяться у проникних породах-колекторах і приурочені до антиклінальних, літологічних, стратиграфічних, тектонічних або комбінованих пасток. Скупчення нетрадиційного газу, що містяться в алеврито-піщанистих ущільнених різновидах мають регіональне поширення.

Традиційні пісковики-колектори насичені відкритими порами (темно-блакитний колір), пори в щільних пісковиках розподілені вкрай нерівномірно, не утворюють єдиного порового простору і з'єднуються лише вузькими капілярами, що й обумовлює дуже низьку проникність пісковика, яка зазвичай не перевищує $0,1 \text{ м}^3$. Найголовнішими типами пористості в пісковиках є первинна міжгранулярна пористість, яка розвивається в міжзерновому просторі уламкових зерен, і вторинна мікропористість, що поширюється в частково розчинених мінералах, мікропористих детритових зернах і материнській породі, різноманітних діагенетичних мінеральних цементах, наприклад, глинистих мінералах (хлорит, каолінит, іліт, смектит, монтморилоніт тощо). Традиційні поклади газу складаються переважно з первинної міжгранулярної пористості з великими порами (pore-throat) і різної кількості вторинної пористості, у той час як поклади щільного газу в основному залежні від вторинної пористості з порами розміром до 1 мкм в діаметрі. Для кількісної оцінки вторинної мікропористості в петрографічних шліфах розроблена технологія MicroQuantSEM/BSE. Характеристики пісковиків щільного газу суттєво відрізняються від характеристик металовмісних вугільних пластів і сланцевого газу:

для щільного газу вмісні пісковики виступають лише як поклади, тоді як вугільні пласти і сланці відповідно для метану і сланцевого газу є не тільки нафтоматеринськими породами, а й власне покладами;

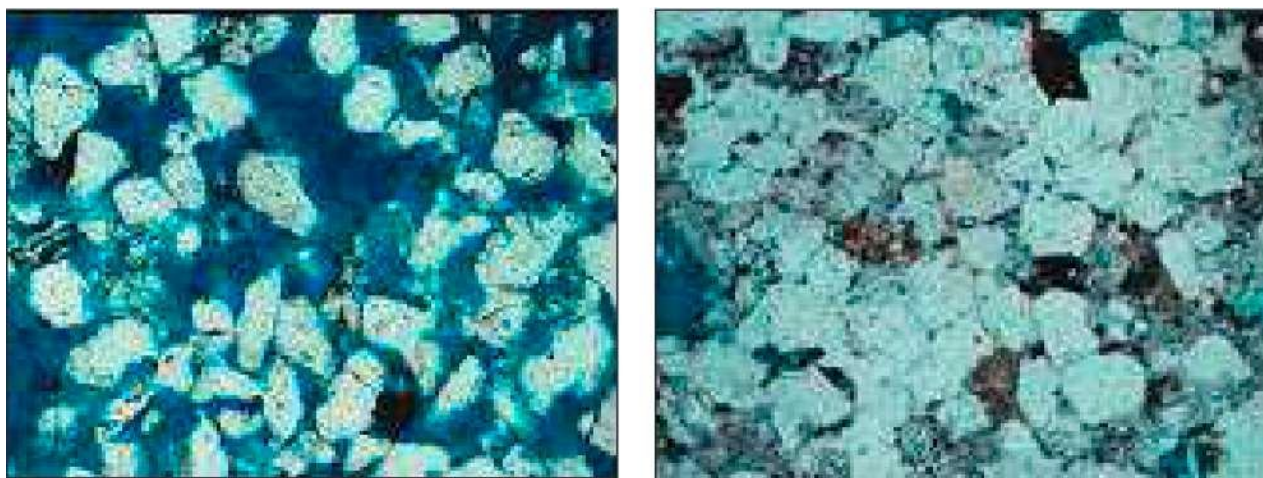


Рис. Приклад пісковіку-колектора (зліва) і щільного пісковіку (справа)

з'ясовано, що поклади низької проникності в басейні GreaterGreenRiver на південно-заході Вайомінгу є не частиною безперервного покладу газу, а низькопроникними породами в звичайних структурних, стратиграфічних, та/ або комбінованих пастках; ще раніше Беррі і Хілл припустили, що в басейні Сан Хуан газ усередині пісковиків знаходиться в потенціометричних ваннах (свердловинах), пов'язаних з водяним потоком вздовж падіння пласта; інакше кажучи, це пастки гідродинамічного типу, що понад усе нагадують традиційні параметри пасток, виявлених у традиційних покладах;

газ мігрує в щільні пісковики з прилеглих нафтоматеринських порід і може бути розміщений всередині покладу завдяки високому капілярному тиску в силу низької пористості та проникності і наявності води, яка тече по підняттю пласта, що забезпечується місцевими гідродинамічними умовами; у вугільному ж і сланцевому газі він абсорбується в материнську породу з органічної речовини;

багато традиційних покладів пористі і проникні, але в них немає достатньої первинної енергії для підтримки видобутку нафтопродуктів на економічно вигідному рівні без допоміжних засобів, тому вони потребують впливу на пласт

для забезпечення економічної доцільності видобутку; так і пісковики щільного газу потребують спеціальних методів видобутку (гідророзрив і заводнення пласта, кислотна обробка для забезпечення рентабельності свердловини); таким чином, пісковики щільного газу повинні бути класифіковані як підтип загальної традиційної системи вуглеводневого покладу;

єдина властивість пісковиків щільного газу, яка перетинається з вугільними пластами і сланцями, - це їх низька пористість і схожа проникність, що відрізняє ці типи покладів від традиційних пісковиків/карбонатів з вищою пористістю і проникністю.

Таким чином, з геологічної точки зору пісковики щільного газу як поклад и знаходяться ближче до традиційних покладів вуглеводнів, ніж до метановмісних вугільних пластів і сланцевого газу. Очевидно, що пісковики щільного газу - це тільки поклади, у той час як вугільні пласти і сланці одночасно є покладами і нафтоматеринськими породами. Щільні пісковики можуть стати покладом вуглеводнів тільки за наявності в прилеглому басейні потенційних порід-джерел. Пісковики щільного газу повинні розглядатися як категорія-підтип всередині загального визначення традиційних джерел, так як більша частина їх геологічних характеристик підпадає під це визначення, а не під визначення нетрадиційних джерел газу.

Важливими факторами якості пісковиків є історія осадонакопичення (регіональне розповсюдження, морфологію покладів, структура родовища тощо), ступінь діагенезу, характер тріщинуватості і таке інше.

Існують дві основні проблеми у пошуку родовищ щільного газу. По-перше, за допомогою сейсмічних і геофізичних технологій потрібно знайти поклад газу із високою щільністю природних тріщин. По-друге, слід уникати покладів, що містять багато води. Уникнення надходження води є важливим чинником для отримання щільного газу. Наявність мобільної (мігруючої) води і високий її рівень отримання щільного газу. Наявність мобільної (мігруючої) води і високий її рівень зафіксовані у певних районах видобутку в Rocky Mountains. Наприклад, компанія

Union Pacific Resources пробурила 2300-футову бічну секцію, з більш ніж 1600 футами в прикордонній світі, на 15000 футів у GGRB поблизу Table Rock Field(свердловина Rock Island 4H). Свердловина дала 6,4 BCF газу трохи менше ніж за 3 роки і сьогодні дає майже 4 млн куб. футів на день, підтримуючи потенційні вигоди від буріння горизонтальних свердловин, що перетинають природні тріщини. Однак свердловина дає значну кількість води, іноді понад 1000 барелів на день, і високий рівень надходження води впливає на видобуток газу. Такі ж проблеми виникли і в інших районах видобутку ущільненого газу (світа Месаверде в районі Вамсаттер, басейн Wind River i Cave Culch). Отже, видобування щільного газу з пісковиків відбувається з певними труднощами.

У світі скупчення газу в щільних колекторах найбільш вивчені і промислово розробляються поки що лише на території Північної Америки (США, Канада). Спочатку американські дослідники частіше вживали термін «газ центральнобасейнового типу», але потім велика увага стала приділятися і газу «сланцевих» нафтогазогенерувальних відкладів, що також регіонально розповсюджені в межах центральних частин басейнів, тому зараз більш уживаним є термін «газ щільних колекторів» або «газ ущільнених порід».

У цьому розділі систематизовано матеріал про нафтогазоносні басейни з промисловою газоносністю ущільнених порід, зокрема Анадарко, Грін-Рівер, Сан-Хуан, Денвер, Піанс, Уіллістонський, Східнотехаський, Північнолуїзіанський та ін., як з літературних джерел та розміщених в мережі Internetпублікацій (SpencerC.W., MastersI.A., LawB.E., RiceD.D., Al-ShaiebZ. та ін.), так і отриманий безпосередньо від представників іноземних компаній (Shell, ExxonMobilта ін.)

Регіонально розповсюджені скупчення газу в ущільнених породах характеризуються такими критеріями виділення (діагностичними ознаками):

Скупчення газу в ущільнених породах не пов'язані з традиційними структурними чи літолого-стратиграфічними локальними пастками, а займають центральні занурені частини нафтогазоносних басейнів (депресії, улоговини), мають регіональне і зональне поширення, займаючи значні площі (до 8000 км² і

більше). В їх межах можуть знаходитися і окремі локальні пастки зі звичайними газовими покладами.

Газ ущільнених порід поширений у породах зі ступенем катагенезу (термальною зрілістю) в значних межах - від 0,7 Ra (78 op; 10Ra), тобто верхів зони МК2 (Г) згідно зі стадією катагенезу за вітринітом, або середини ГЗН («нафтове вікно» за західною термінологією) і до 2,5-3,0 R, (114 O4.10Ra) і більше, тобто до низів ГЗГ. Наприклад, в Аппалацькому НГБ - газ ущільнених порід на більшій частині території знаходиться в зоні катагенезу 0,6-1,3 R, (тобто МК2.4), а у східній зануреній зоні має значення понад 1,3R0 (Грін-Рівер ступінь катагенезу складає від 0,8 R, (середина зони МК 2), а в Східнотехаському та Північнолуїзіанському НГБ — 0,6—1,3R0 (МК2.5). Але є випадки, коли мега ізольований комплекс (МК), з яким пов'язуються нетрадиційні поклади газу, знаходяться значно нижче. Так, в центральній частині басейну Анадарко навіть поверхня мегаізольованого комплексу знаходиться нижче зони підшови МК2 (0,92 R0), а увесь мегаізольований комплекс залягає в межах МК3-АК2 (від 0,92 до більше 3R0). В Аппалацькому басейні термальна зрілість порід ордовицького і девонського віку в західній частині басейну відповідає ГЗН (0,6—1,3%Ro), а в зануреній східній — є значно більшою, досягаючи значень 2,5 R. З наведеного видно, що для палеозойських басейнів газ в ущільнених породах знаходиться у породах зі ступенем катагенезу від нижньої частини ГЗН — до нижньої частини ГЗГ.

Подібний до катагенетичного та безпосередньо із ним пов'язаний температурний критерій, який можна застосовувати, коли недостатньо даних про відбивну здатність вітриніту. У басейнах без інверсії, де рівні термальної зрілості порід знаходяться в рівновазі з сучасними температурами (тобто сучасні температури відповідають їх максимальним значенням), покрівля скупчень газу щільних порід збігається із сучасними температурами близько 100 °С, що також відповідає середній частині зони МК2. Однак більшість басейнів унаслідок інверсії в рухах знаходяться в термальній нерівновазі, у них сучасна температура в покрівлі скупчення газу може бути менше 100 °С.

Резервуари газу в щільних колекторах здебільшого знаходяться під аномальним тиском у зонах аномально високого (АВПТ) або аномально низького (АНПТ) пластового тиску. В зонах АВПТ газ знаходиться в палеозойських басейнах Грін-Рівер, Сан-Хуан, Східнотехаському і Північнолуїзіанському, Анадарко. За поверхню розповсюдження регіональних скупчень газу в щільних колекторах американські геологи зазвичай беруть гіпсометрію поверхні АВПТ (або АНПТ). У випадках, коли для цього немає достатніх даних, Б. Лоу рекомендує використовувати катагенетичний критерій. Він вважає, що при рівні термальної зрілості 0,8—0,9 Ro (зона МК₂) в породах з низькою проникністю і вмістом Сорг. близько 1,5 % спостерігається збіг покрівлі газового скупчення з поверхнею АВПТ, тому вчений рекомендує використовувати в таких випадках поверхню порід, перетворених до стадії катагенезу 0,85—0,9 Ro (низи зони МК₂). Загалом, глибина поверхні залягання регіональних скупчень газу ущільнених порід в басейнах США змінюється від 305 м до 4575 м; у зонах АВПТ - глибина зазвичай більше 2000-3000 м, а в зонах АНПТ - менше 800 м.

Відклади, що містять газ у щільних колекторах, характеризуються маловодністю продуктивної товщі. Пояснюється це тим, що внаслідок низької проникності порід газ не може перемішуватися за рахунок плавучості і тому скупчення його не мають традиційних газо-водяних контактів і переважно розміщуються гіпсометрично, нижче водонасиченого резервуара.

Флюїдні упори, що екранують скупчення газу щільних колекторів, у більшості випадків не пов'язані з літолого-стратиграфічними межами, а обумовлені поєднанням капілярних сил з факторами катагенетичних (вторинних) процесів, що вплинули на фільтраційноємнісні властивості порід. Особливо дане твердження стосується верхнього екрана, на відміну від нього нижній - частіше підпорядкований літологічним межим. В палеозойських басейнах розповсюджені катагенетичні екрани, під якими розвинуті вторинні порово-тріщинні або тільки тріщинні колектори.

Відклади щільних колекторів найбільш часто представлені пісковиками та алевролітами. їх пористість змінюється від менш 2 % до 25 %, переважно менше 5 %, проникність - переважно менше 0,1 м, а загалом змінюється в інтервалі від 0,5'10⁶ м² до 5'10~18 м² що відповідає від 500 мД До 0,005 мД (в середньому 1,0-0,1 мД). Як вказує М.С. Безкровний, для палеозойських басейнів характерний тип ущільнених порід, де низькопористі резервуари залягають на значних (більше 2135 м) глибинах і є щільними внаслідок діагенетичних та катагенетичних перетворень.

Виділяються основні типи резервуарів:

- прибережно-морські пластові, добре реагують на гідророзрив;
- лінзоподібні, відкладені системою потоків, у яких реакція на гідророзрив неоднозначна;
- мілководноморські, що також добре реагують на гідророзрив.

Резервуари скупчень газу виражені у вигляді поодиноких пластів або потужних (до 1000 м) шаруватих товщ. Нерідко спостерігається більше одного резервуара на площі. У межах регіонально поширених скупчень газу ущільнених порід можуть знаходитися і окремі локальні пастки із звичайними газовими покладами. Видобувається газ на ділянках з покращеними колекторами, за термінологією американських спеціалістів в «sweetpoints» («солодких місцях»), але все одно переважно із застосуванням методів інтенсифікації.

Низькопористі резервуари за рахунок вторинних процесів майже завжди тріщинуваті і тому вторинна тріщинна проникність на порядок вища, ніж первинна. Цей тип ущільнених резервуарів характеризується високим капілярним тиском. До цього типу належать прибережно-морські та лінзоподібні резервуари.

Головною особливістю щільних колекторів є важкість визначення для них геолого-промислових параметрів за допомогою ГДС, що значною мірою обумовлено наявністю в них як породотворних, так і порозаповнювальних глин. Можливо, внаслідок цього ущільнені породи і характеризуються невеликими коефіцієнтами газовіддачі при розробці їх на природних режимах.

Ч. Спенсер, узагальнивши роботи багатьох дослідників, вивів основні характеристики порівняння звичайних та нетрадиційних газовмісних резервуарів, що наведені в табл. 13.

Для нафтогазоносних комплексів основні риси просторової зональності пористості порід визначаються взаємодією седиментаційного і катагенетичного факторів. За даними О.Ю. Лукіна та інших дослідників, практично всі колектори, що зустрічаються на стадіях вище МК2, не є первинними у строгому значенні цього терміна. Саме суперпозицією означених чинників пояснюються закономірності регіонального розподілу фільтраційно-ємнісних властивостей порід теригенних відкладів карбону. Разом з тим, вони не обмежують коло факторів формування колекторських властивостей порід

Таблиця Основні характеристики порівняння звичайних та нетрадиційних газовмісних резервуарів

| Тип резервуара | Звичайні газоносні пісковики | Нетрадиційні | | |
|--------------------------------|--|---|--|---|
| | | прибережні морські та лінзовидні пісковики | алевроліти та глинисті сланці | карбонатні пласти |
| Пористість, (%) | 14-25 | 3-12 | 10—30, в окремих випадках — розшарування | <30-45 |
| Тип пористості | Первинна (міжгранулярна), іноді вторинна | Зазвичай вторинна (мікропорожнини), іноді міжгранулярна | Зазвичай вторинна, іноді первинна | Первинна |
| Сполучення | Від доброго до чудового; короткі порові канали | Погане; відносно довгі стрічкоподібні капілярні системи | Добре; короткі порові канали, але глинистість, малі розміри пор та висока водонасиченість ускладнюють рух газу | Чудове; але малі розміри пор та високе водонасичення ускладнюють рух газу |
| Відносна глинистість (в порах) | Низька | Від низької до помірної | Від низької до високої | Низька |

| | | | | |
|---|--|--|---|---|
| Інтерпретація ГДС свердловин | Зазвичай надійна в пластах з низькою глинистістю | Неточна, реальна пористість важко визначається | Зазвичай ненадійна через тонку пористість, розшарування та високе водонасичення | Добра, іноді труднощі через глибоке проникнення фільтрату розчину |
| Водонасиченість (%) | 30-50 | 45-75 | 40-90 | 30-70 |
| Ефективна проникність для газу в пластових умовах (10"15 м ²) | 1,0-500 | 0,1-0,0005 | од | Переважно 0,1 |
| Капілярний тиск | Низький | Відносно високий | Помірний | Від помірного до високого |
| Склад порід | Велика кількість кварцу, мало польового шпату та уламків порід | 60-90 %кварцу, уламки порід, польових шпатів і слюд, глини, іноді карбонатний цемент | Кварц, польові шпати, глини; може бути деяка кількість карбонатного цементу | Малорозмірна вапнякова мікрофауна; небагато глин та кварцу |
| Щільність породи, (г/см ³) | 2,65 | 2,65-2,74, в середньому 2,68-2,71 | Не визначена, імовірно, від 2,65 до 2,70 | 2,71 |
| Пластовий тиск | Зазвичай від нормального до субнормального | Від субнормального до аномального | Аномальний | Аномальний |
| Газовіддача, (%) | 75-85 | Розрахункова 25-50 | Невизначена, вірогідно низька | - |

Після визначення на основі перелічених вище критеріїв просторового розташування газових скупчень у регіональному (зональному) плані настає другий етап вирішення даної проблеми - пошуки ділянок покращених колекторів, із яких при менших витратах можна отримати промислові припливи газу, тобто пошуки «sweetpoints». В першу чергу, американські спеціалісти рекомендують виділяти їх у верхніх частинах перспективного розрізу, де ймовірніше розповсюдження порід з кращими колекторськими властивостями, ніж у глибших горизонтах. Виділяються два типи «солодких місць» - седиментаційний та структурний. Седиментаційний - це морські бари, руслові піщані тіла, дельтові відклади та ін., де ймовірно існування колекторів з підвищеною пористістю та проникністю. Для визначення таких місць використовуються сейсмічні матеріали, геолого-геофізичні дослідження свердловин, опис та петрофізичні характеристики керн свердловин та ін. «Солодкі місця» структурного типу - це ділянки підвищеної тріщинуватості

порід, обумовлені розривними порушеннями і здатні забезпечити підвищені припливи газу до свердловин. Вони виділяються геофізичними методами на основі аналізу розривних порушень та складчастості.

Крім перелічених критеріїв, що обумовлюють просторове виділення відкладів, у яких знаходиться газ нетрадиційного типу, велику роль відіграють геологічні фактори, пов'язані з технологічними або економічними обмеженнями промислового видобутку газу і також належать до важливих критеріїв оцінки газоносності ущільнених порід.

6.2 Видобування щільного газу

Видобуток щільного газу — складний і недешевий процес, який здійснюється, як правило, протяжними горизонтальними свердловинами, що пересікають зони високої проникності, з яких газ може бути вилучений. Інший спосіб вилучення щільного газу — стимуляція вертикальної чи горизонтальної ділянки свердловини за допомогою гідророзриву пласта (ГРП). ГРП включає нагнітання рідини в секцію свердловини до такого тиску, коли починається руйнування порід навколо стовбура свердловини (рис. 35).

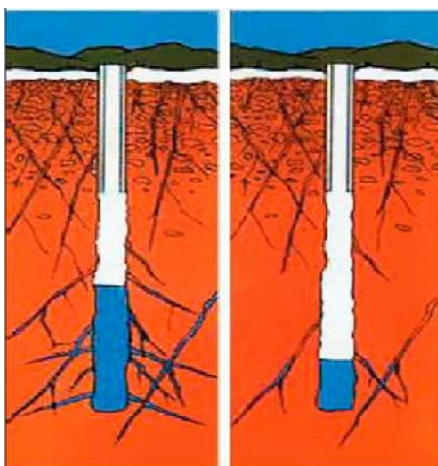


Рис. Технологія ГРП

Рідина може бути на масляній (нафтовій), водній, кислотній основі, це може бути і гель. Тріщини, що утворюються, розкривають за допомогою рідини, яка в

них накачується і створює надлишковий тиск, який розповсюджується далі в глибину покладу. Після цього більшість утворених гідравлічних тріщин розклинаються шляхом введення твердих гранульованих агентів у потоці рідини (пісок, алюмінієві гранули чи керамічний матеріал). Коли нагнітання припиняється, тріщини фіксуються розклинювальним матеріалом, мають високу проникність і слугують каналами для потоку газу до свердловини. Вся поверхня свердловини стає доступною для видобутку газу.

Найчастіше застосовується технологія «Slick-water fracturing», коли використовується вода з хімічними добавками для зниження тертя. Вона є результативною для порід низької проникності, дешева, потребує менше очистки і забезпечує виникнення більшої кількості тріщин. В сланцевих утвореннях переважно використовується пластова вода, оскільки присутність солей заважає утворенню набухання.

При плануванні процесу гідророзриву необхідно враховувати оптимальний об'єм і в'язкість рідини, що закачується в свердловину, тиск нагнітання, кількість і тип хімічних добавок тощо. Зазвичай планування здійснюється шляхом попереднього моделювання цього процесу на основі петрофізичних і геофізичних досліджень розрізу [1]. Головними факторами при цьому є умови залягання, фільтраційно-ємнісні і фізико-механічні особливості порід, вміст керогену, ступінь тріщинуватості і морфологія тріщин, характер і напрямок природної напруженості порід. В результаті моделювання здійснюється прогноз характеру тривимірного розподілу тріщин у зоні гідророзриву, вибір оптимального режиму роботи і оптимальних параметрів зони ініційованої тріщинуватості. У подальшому модель порівнюється з конкретними результатами гідророзриву з поетапним корегуванням його параметрів та умов. Контроль результатів гідророзриву здійснюється складною системою моніторингу, яка включає геофізичні спостереження, аналіз поточної продукції і т.п. опосередкований моніторинг (Indirect fracture technique) — вимір тиску та припливів до і після гідророзриву та

моделювання тих само параметрів на основі характеристик гідророзриву, даних каротажу і дослідження керна;

безпосередній моніторинг у прилеглому до свердловини просторі (Direct near-wellbore technique) — здійснюється до і після гідророзриву з використанням трасуючих речовин для локалізації тріщин, виміри температури і припливів по стовбуру свердловини;

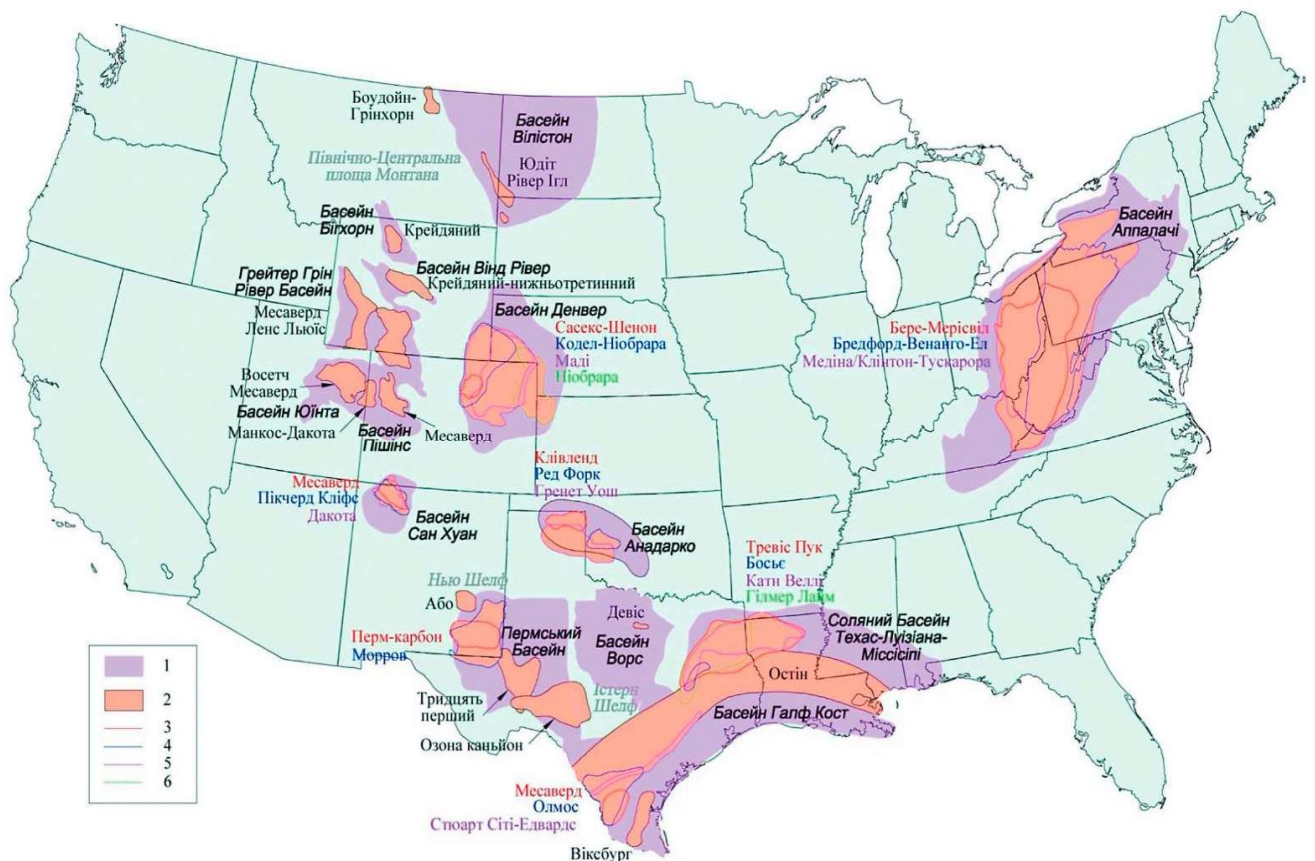
безпосередній моніторинг у віддаленому від свердловини просторі (Direct far field technique) — включає реєстрацію сейсмічних сигналів (мікросейсми), які виникають у момент появи тріщин, системою багатоконпонентних сенсорів і вимір кута деформації (кутового переміщення порід у результаті гідророзриву).

Сітка свердловин на родовищах, що експлуатуються, може змінюватися від 40 до 160 акрів на свердловину. Важливим екологічним показником є також товщина шару між об'єктом експлуатації і подошвою водоносного горизонту (шар, що розділяє)

6.3 Запаси і видобуток щільного газу у світі

Значний досвід розробки таких покладів нагромаджено в США, де видобуток щільного газу здійснюється в басейнах Скелястих гір, у східній та південній частинах штату Техас (до 5 трлн куб. футів на рік) та ін. (рис. 36).

Розробка багатьох родовищ щільного газу в пісковиках розпочалася ще у 70-і рр. минулого століття: Дью-Мімс-Крик у Східному Техасі, Рулісон, Мам- Крик в басейні Пішінс на північному заході штату Колорадо, Іона, Пандейл, Вамсаттер в басейні Грін-Рівер у Вайомінгу, Ваттенберг в басейні Денвер- Джулісберг в Колорадо. Спочатку свердловини розмішувалися на значній відстані одна від одної і мали невеликий дебіт, але у 80-і рр. об'єми буріння зросли завдяки податковим пільгам на розробку покладів з низькою проникністю (менше 0,1 мД).



1 - осадові басейни; 2 - поклади щільного газу; 3-6 - межі покладів від молодших і неглибоких до давніших і глибших.

Рис. Найважливіші басейни щільного газу в США

Зі щільних пісковиків у США видобувають близько 6 трлн куб. футів газу на рік (25 % загального об'єму газу, що видобувається). Ресурси щільного газу в США оцінюються від 310 до 800 трлн куб. футів (з них економічно вигідні для видобутку 140 трлн куб. футів), а у світі за різними оцінками - від 7400 до 30000 трлн куб. футів. До найважливіших басейнів щільного газу в США належать:

Босієр, Бавовняна Долина, Вернон у Східному Техасі і Північній Луїзіані - їхні запаси оцінюються в 6 трлн куб. футів газу;

- Грін-Рівер, Пішінс, Юїнта в регіоні Скелястих гір - 32 трлн куб. футів;
- Західний Техаський Каньйон;
- Клінтон-Медіна в Огайо - 10 трлн куб. футів.

Сприятливим фактором розробки родовищ щільного газу є висока тріщинуватість, негативним — водонасиченість гірських порід.

Басейн Пішінс розміром 20 x 50 км розміщений вздовж північно-західного схилу Колорадо, який приурочений до верхньокрейдової (кампан-маастрихт) формації Уільям-Форк групи Месаверде товщиною понад 4000 футів, яка складена пісковиками з прошарками аргілітів і вугілля. Це алювіально-делювіально-елювіальні відклади річкових потоків, прибережної рівнини і дельтових фацій континентального схилу, які утворюють складнобудовану систему лінзоподібних, вкладених один в другий («амальгамованих») пластів, не витриманих за простяганням. Пісковики характеризуються низькою пористістю (2—10 %) і проникністю (від ОД мД до ОД мкД). Ступінь перетворення вітриніту від 1,2-1,4 до 1,9-2,6.

Газоносність пісковиків була виявлена ще в 50-ті роки ХХ ст., у 70-ті роки були спроби вилучення газу, у тому числі навіть зі стимуляцією ядерними вибухами, але вони не привели до позитивного результату. З 2000 р. поновлюються дослідні роботи із застосуванням технології ГРП, а з 2005 р. проводиться промислова розробка родовища із застосуванням спочатку 3, а згодом 5бурових установок.

Запаси газу оцінюються в декілька трильйонів кубічних футів. Для його вилучення були застосовані технології мультизонального стимулювання (MZST) і Just-In-Time перфорації (JITP). MZST застосовується знизу догори від основи свердловини, послідовно створюючи тріщини і стимулюючи до 10 зон, які були визначені геолого-геофізичними методами. Використання MZST і JITP технологій забезпечує ефективність стимулювання свердловини, збільшення об'ємів видобутку, можливість буріння до 9 стовбурів з одного гирла.

Басейн Юїта розміщений в північно-східній частині штату Юта, приурочений до пластів ущільнених пісковиків, сланців і вугілля формації верхньокрейдової Уільям-Форк товщиною до декількох тисяч футів. Наразі поклади вивчаються компаніями Chevron, Encana, ExxonMobil, Noble Energy, ВІН

Barrett Corp., Antero Resources, Delta Petroleum, Laramie Energy, Harvest Natural Resources.

Басейн Гранет-Уош(Granite Wash) розміщений на межі штатів Техас і Оклахома, витягнутий у субширотному напрямку на 160 миль, шириною 30 миль (рис.). Він приурочений до серії щільних газовмісних пісковиків (Лард- Ранч, Буфало-Валлоу, Стайлз-Ранч і Колоні-Вест), які розробляються понад 2600 свердловинами таких компаній, як Chesapeake Energy, Newfield Exploration, Penn Virginia, Cimarex Energy, Questar, linn Energy, Forest Oil, Apache Corp., BNK Petroleum, Devon Energy, Cordillera Energy Partners III. Видобуток окремих свердловин, наприклад свердловини «Хостеттер» компанії Apache Corp., сягає 17 млн куб. футів газу і 800 барелів рідких вуглеводнів на день.

Басейн Катн-Веллі (Cotton Valley) розміщений на границі штатів Техас і Луїзіана (рис.), приурочений до шару товщиною 7800-10000 футів верхньоюрських-ранньокрейдових пісковиків однойменної формації, яка перекриває сланці Хейнсвілл/Босьєр. Він вивчається компаніями: Petrohawk Energy, Goodrich Petroleum, Exco Resources, Forest Oil, ХТО Energy (ExxonMobil), Questar, Penn Virginia, Cabot Oil & Gas, Devon Energy, and El Paso Corp.

Крім того, поклади щільного газу відомі у шарах ущільненого пісковика верхнього девону в Західній Вірджинії (**Аппалацький басейн**). Це багатоповерхові поклади, розміщені один над одним, представлені шарами Венанго, Бедфорд і Елк. Для кожного з них визначені товщина, площа, пористість, водонасиченість, прогнозний об'єм газу.

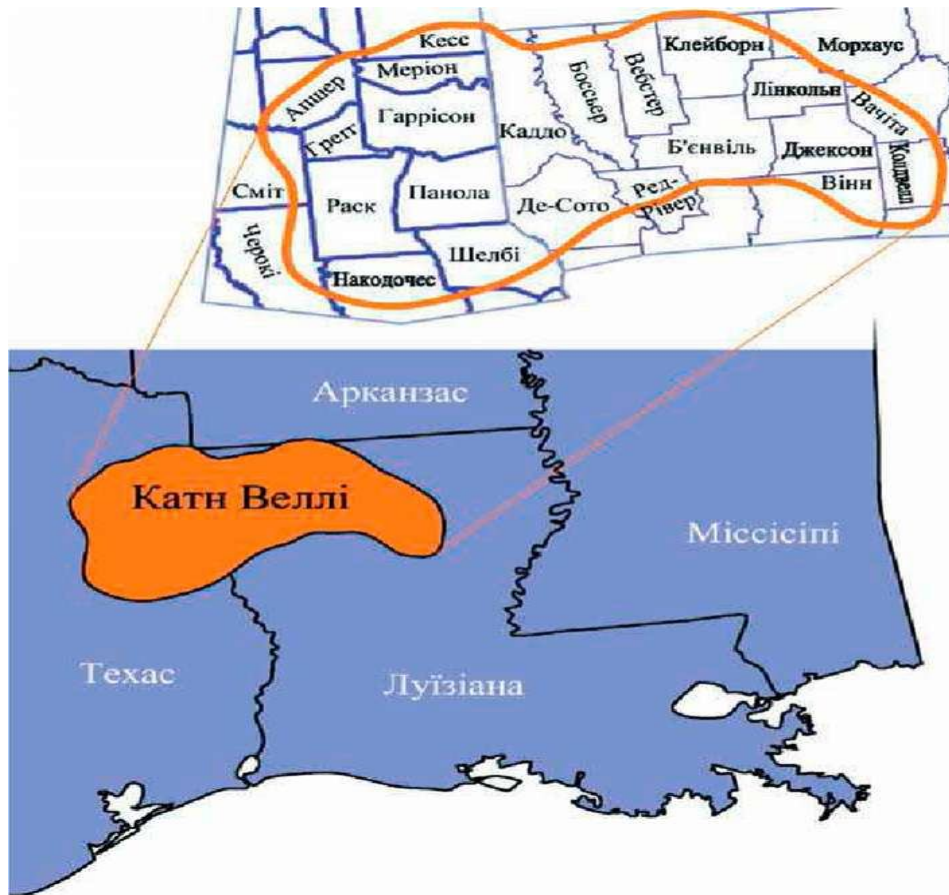


Рис. Басейн ущільненого газу Катн-Веллі

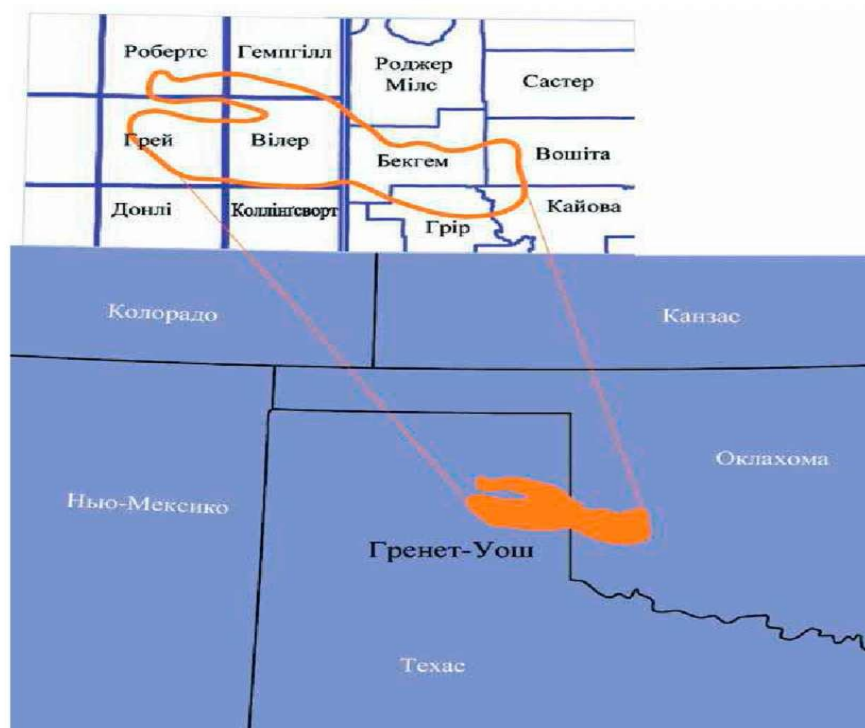


Рис. Басейн ущільненого газу Гренет-Уош

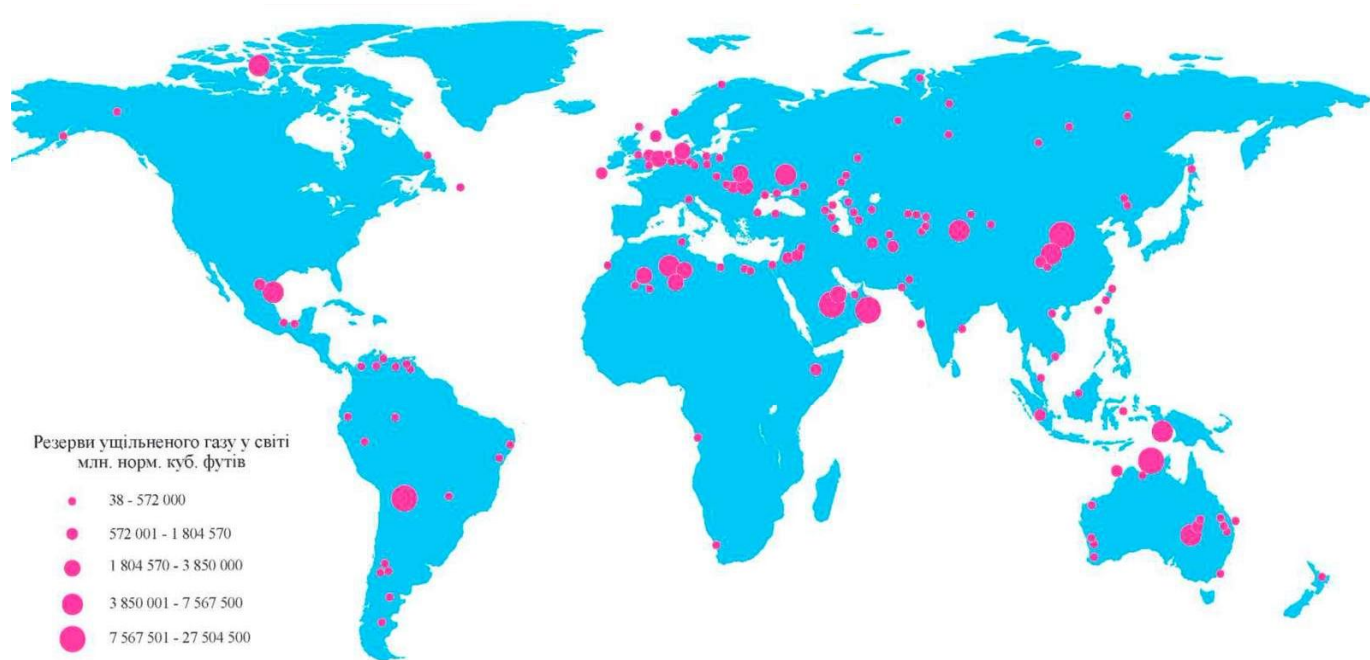


Рис. 41. Резерви ущільненого газу у світі [423]

7. БІОГАЗ

7.1 Біогаз як альтернативний вид джерел енергії

Біогаз звалищ твердих побутових відходів

Основним фактором, що впливає на розміщення даного виду БЕР, є густина населення та фактор часу. Вплив першого фактору полягає у тому, що чим більшою є зосередженість населення в тому чи іншому місті, тим більшу кількість відходів вони будуть виробляти, отже, тим більшою буде потужність звалищ, що приймають ці відходи. Саме тому найбільшій увазі сьогодні, зокрема в Україні, привертають саме звалища та полігони ТПВ міст-мільйонерів. Фактор часу полягає у тому, що одиниця маси ТПВ, розміщена на звалищі, здатна виробляти метан протягом 20-25 років. Отже, значний енергетичний потенціал матимуть також і звалища порівняно невеликих міст, які експлуатуються досить тривалий час.





Рис. Макет полігону твердих відходів зі скважинами для вилучення біогазу

Кліматичний фактор у випадку біогазу звалищ ТПВ не відіграє значної ролі, тому що зовнішній шар відходів практично повністю ізолює "внутрішні" маси захоронених відходів від впливу довкілля.

У країнах Європи залежність обсягу звалищ ТПВ від густоти населення стає дедалі меншою внаслідок того, що ТПВ транспортуються на досить великі відстані (десятки та сотні кілометрів). З точки зору виробництва біогазу, створення таких значних за обсягом полігонів ТПВ є перспективним. Однак з точки зору споживання виробленої енергії це є негативним фактором, бо такі централізовані звалища створюються у значному віддаленні від населених місць. Проте відомо, що для успішної реалізації біоенергетичного проекту на основі біогазу звалищ ТПВ обов'язковою умовою є наявність споживача енергії (особливо, теплової) поблизу звалища. Саме внаслідок цього в межах енергетичних проектів нерідко

створюються такі споживачі (наприклад, теплиці для вирощування квітів). Іншим виходом є створення енергетичних проектів з виробництва тільки електричної енергії, але такі проекти є менш рентабельними — теплова енергія все одно виробляється, але не споживається.

Біогаз, вироблений на звалищі, можна транспортувати на певну відстань. Це здійснюється, зазвичай, за допомогою пластикових труб. За оцінками вітчизняних експертів НТУ "Біомаса" (м. Київ), біогаз звалищ доцільно транспортувати на відстань близько 3 км від звалища.

З точки зору охорони довкілля, залучення біогазу звалищ до процесів виробництва енергії є дуже важливим, тому що основним недоліком даного виду БЕР є неконтрольованість його виробництва. На жаль, ми не можемо втручатись в анаеробні процеси, що відбуваються всередині товщі накопичених відходів. Можна лише намагатись забезпечувати необхідний склад ТПВ, що потрапляють на звалище, а також організувати ефективні технології вловлювання виробленого біогазу.. Забезпечення необхідного складу відходів полягає у запровадженні систем роздільного збору ТПВ, у яких більшість компонентів, що не розкладаються біологічним шляхом, направляються на вторинну утилізацію. З одного боку, такі системи зменшують кількість первинних природних ресурсів, що споживаються. З іншого боку, у відходах, що направляються на захоронення на звалищі, збільшується частка відходів, на основі яких виробляється метан (харчові залишки). Технології вловлювання утвореного біогазу полягають у розробці ефективних систем трубопроводів та свердловин, які охоплюють весь масив захоронених відходів, а також у створенні систем ізоляції поверхні звалища, що запобігає потраплянню біогазу в атмосферу.

Біогаз з осаду станцій очищення комунальних стічних вод

Даний вид БЕР також зазнає значного впливу з боку густоти населення. Дійсно, на прикладі Харківської області, можна сказати, що більш ніж 90 % енергетичного потенціалу осаду станцій очищення комунальних стічних вод належить до станцій, що приймають стічні води обласного центру. Отже, найбільш

ефективним є реалізація енергетичних проектів на станціях очищення стічних вод найкрупніших міст.

Технологія виробництва біогазу, порівняно зі звалищами ТПВ, дуже відрізняється. Процес виробництва є контрольованим, і переробці підлягає той осад, що утворюється в даний час на станції". Отже, залежно від фактору часу у випадку біогазу з осаду стічних вод не спостерігається.

Кліматичні умови не впливають на розміщення даного ресурсу, який є повністю антропогенним. Проте температурні умови значно впливають на процес виробництва біогазу. Так, у районах з суворими зимовими температурами, проекти на основі даного виду БЕР не є рентабельними, бо необхідно посилювати ізоляцію реактору, в якому йде генерація метану. Також у цьому випадку вся теплова енергія буде йти на підтримання постійної температури у реакторі, бо бактерії, що продукують метан, є дуже вразливими до змін температури (навіть незначних).

Слід відзначити, що з просторової точки зору даний вид БЕР доцільно споживати на місці внаслідок того, що самі станції очищення стічних вод є значними споживачами теплової та електричної енергії.

Природоохоронний аспект проблеми, окрім питання зменшення емісії парникових газів (тут енергетичні проекти відіграють, безумовно, позитивну роль), порушує також питання утилізації збродженого відстою стічних вод як сільськогосподарського добрива. Так, можливість використання збродженого осаду як органічного добрива в сільському господарстві є одним з найбільш значних факторів, що обумовлюють розвиток використання технології анаеробного зброджування на станціях очищення стічних вод. На прикладі Франції як однієї з країн з розвиненою галуззю зброджування осаду стічних вод розглянемо структуру поводження з осадом:

- 50-60 % використовуються як органічне добрива;
- 20-25 % вивозяться на звалища ТПВ;
- 15-20 % спалюються на сміттєспалювальних заводах.

У 2000 році в сільському господарстві використано 66 % осаду стічних вод, в 2002 р. — 62 % зі збільшенням частки ОПСВ, що підлягають спаленню. Порівняння з даними за 1976 рік, говорить про те, що частка ОПСВ, що була використана як добриво, збільшилась з 20 до 62 % у 2002 році відповідно, а обсяги ОПСВ, що були відправлені на спалювання, зменшились, відповідно, з 20,2 до 15%.

Безпосереднє ж використання органічних добрив на основі комунальних вод не є оптимальним внаслідок малого вмісту живильних елементів, які до того ж мають низьку рухомість, тобто низьку доступність рослинам. Але найбільш важливою, на наш погляд, проблемою, що була виявлена під час дослідження можливостей використання осаду стічних вод як органічного добрива, є вміст важких металів. Одним з основних джерел цього забруднення є промислові стічні води, що нерідко скидаються до міської каналізаційної мережі.

Прикладом неспроможності використання стічних вод у сільському господарстві внаслідок значного їх забруднення можна відзначити ситуацію на Бортницькій зрошувальній станції (БЗС), яка знаходиться у Київській області, де здійснювалось використання стічних вод для зрошування. Ця зрошувальна система на даний момент є найбільшою в Україні. Але у 2000 році стічні води міста були замінені на Дніпровську воду, бо полив ними був заборонений санепідемстанцією.

Відходи тваринництва

За характером розміщення за територією, відходи тваринництва є більш рівномірними, на відміну від біогазу звалищ ТПВ та осаду стічних вод, які мають значні "піки" поблизу великих міст та значення, близькі до 0, на решті території.

Основний вплив на характер розміщення відходів тваринництва за територією мають 2 фактори: тяжіння до територій з розвиненою галуззю рослинництва, яка виступає сировинною базою для тваринництва, і тяжіння до великих міст, які виступають ринком збуту виробленої тваринницької продукції.

Кліматичні умови впливають у такий спосіб: Вплив на розвиток рослинництва: чим більш сприятливими будуть умови для його розвитку, тим

більшою буде харчова база для тваринництва. Проте необхідно відзначити, що у північних та західних областях України, де рослинництво є менш розвиненим, тваринництво все одно характеризується високими показниками, що свідчить про можливість переключення цієї галузі сільського господарства на інші види кормового забезпечення.

Аналогічно технології виробництва біогазу на основі осаду комунальних стічних вод, генерація біогазу потребує високоякісної термоізоляції та витрат тепла на підтримання постійної температури у реакторі.

У світовій практиці просторовий аспект використання відходів тваринництва виражається у 2-х стратегіях розвитку: німецькій та датській. Перша з них характеризується використанням відходів тваринництва в місцях їх утворення або накопичення (для потреб тих самих господарств, в яких ці відходи були утворені), друга — створенням централізованих біоенергетичних установок, які споживають відходи одразу кількох фермерських господарств. Німецька модель характеризується великими питомими капіталовкладеннями, внаслідок чого є ефективною лише у випадку стимулювання розвитку біоенергетики з боку держави, що характерне для Німеччини (та Австрії), або за сприятливих кліматичних умов, коли не виникає потреба метантенків складної конструкції (Італія).

Датська модель характеризується трьома принциповими перевагами порівняно з німецькою: 1) зменшення питомих капіталовкладень завдяки збільшенню одиничної потужності установки; 2) можливість когенерації (вироблення як теплової, так і електричної енергії одночасно); 3) можливість коферментації (ефекту значного збільшення питомого виходу біогазу внаслідок одночасного використання кількох видів БЕР у метантенку).

Зазначені просторові стратегії можна розповсюджувати й на інші види БЕР, які можна використовувати в технологіях метанізації.

Для території України найбільш доцільним є створення централізованих енергетичних установок. Відстань транспортування відходів тваринництва в

країнах Західної Європи становить до 50-60 км. На нашу думку, для умов України ця відстань буде значно меншою — близько 10 км, що вже надасть змогу істотно збільшити одиничну потужність встановлюваних енергетичних проєктів.

Природоохоронний аспект проблеми має аналогічне вираження, що й для осаду станцій очищення комунальних стічних вод. З одного боку, це зменшення викидів парникових газів, з іншого — стабілізація відходів та підвищення їх живильних властивостей для застосування як добрива.

Відходи рослинництва

Як і відходи тваринництва, за характером розміщення за територією дані відходи мають суцільний характер. Враховуючи той факт, що відходи рослинництва доцільно використовувати в процесах спалювання для опалення, даний вид БЕР за умови достатнього розвитку галузі може стати основним джерелом опалення у сільській місцевості.

Основним фактором, що впливає на розміщення відходів рослинництва, є належність території до тієї чи іншої природної зони. Так, для території Харківської області характерною є чітка межа між Лісостеповою та Степовою природними зонами. Вплив цього фактору є цілком обґрунтованим, тому що залежно від природної зони зростає й площа земель, що може бути задіяна у сільському господарстві.

Наявність сільськогосподарських земель обумовлює також і другу закономірність — зворотну залежність між енергетичним потенціалом відходів рослинництва та щільністю населення. Саме ця закономірність дозволяє визначити, забезпечення тепловою енергією сільської місцевості як найбільш пріоритетний шлях застосування даного виду БЕР.

З просторової точки зору, відходи рослинництва в умовах нашої країни найбільш доцільно використовувати безпосередньо у місці утворення. Нерентабельність транспортування на великі відстані обумовлена незначним обсягом енергетичним вмістом даного виду БЕР.

Проблема транспортування соломи, що вирішена в країнах Заходу завдяки впровадженню технології її тюкування, у нашій країні поки що не набула значного розвитку через традиційне застосування методу подрібнення соломи комбайном та накопичення у вантажному причепі, після чого солома зберігається у снопах.

Природоохоронний аспект даної проблеми полягає у зменшенні викидів парникових газів, що полягає передусім у заміщенні викопних видів енергії.

Енергетична деревина

Використання деревини для опалення — один з найстаріших видів енергоресурсів. У чому ж полягає відмінність між традиційними та новими шляхами використання деревини як енергоресурсу. З технологічної точки зору, це, перш за все, автономність функціонування. На відміну від традиційних печей, у які періодично необхідно завантажувати дрова, спостерігати, щоб вони не прогоріли та завчасно видаляти попіл, у сучасних установках, які здатні опалювали лікарні, школи та навіть житлові квартали, постачання деревини проходить автоматично. Це досягається шляхом гомогенізації деревини, тобто її подрібнення. Подрібнена деревина засипається в сховище, звідки за допомогою шнеку або конвеєрної стрічки транспортується безпосередньо в піч.

Основними сучасними видами енергетичної деревини є такі: відходи деревини, що утворюються на різних рівнях деревообробки — на лісосіках, в деревообробній, меблевій та інших галузях промисловості; • відходи деревини, що була у використанні (будь-які відходи деревини, що викидаються на звалище або іншим способом виводяться з експлуатації). Найчастіше серед видів деревини цього типу говорять про старі піддони, які підставляються під певні види вантажу під час транспортування; швидкоростуча енергетична деревина.

Серед енергетичної деревини першого типу найбільшої уваги заслуговують відходи деревини, що утворюються безпосередньо на лісосіках. Серед них переважну частину складають гілки, що обпилюються зі стовбура перед його трелюванням (транспортуванням волокром до вантажівки). У нашій країні такі відходи по завершенні лісосічних робіт скидаються до купи та спалюються

безпосередньо в лісі або поблизу нього. Це робиться з метою запобігання лісовим пожежам, тому що в разі залишення цих відходів у лісі вони висихають та за наявності вогню стають причиною великої лісової пожежі. Отже, даний ресурс та сьогодні просто знищується.

Щодо відходів деревини деревообробної промисловості різних порядків, слід відзначити, що зазвичай такі відходи традиційно використовуються на тих же підприємствах, на яких вони утворилися для забезпечення власних потреб (обігрів приміщень, сушка ділової деревини). До того ж для таких відходів, як тріска та тирса, є набагато більш енергоефективні технології, такі як виробництво деревинних панелей (ДСП, МДФ) або використання у хімічній промисловості.

Стосовно відходів деревини, що була у використанні, у країнах Європи існує низка обмежувачих документів, що вимагають бути дуже уважними під час застосування цього енергоресурсу. Так, можна без застережень використовувати деревину, що під час експлуатації не зазнавала ніякого хімічного впливу (пофарбування та ін.). Саме тому найбільшою популярністю серед відходів цієї групи користуються відпрацьовані вантажні піддони. У печах з підвищеним рівнем очищення викидів в атмосферу дозволяється спалювати пофарбовані та вкриті лаком відходи. І взагалі не дозволяється спалювати відходи, що зазнали значної обробки небезпечним сполуками. Наприклад, відпрацьовані деревинні шпали, просочені креозотом для попередження гниття.

Нарешті, як швидкоростучу деревину використовують певні породи верби та тополі. Вони висаджуються на визначених площах та вирощуються протягом кількох років, після чого збираються за допомогою спеціальних видів комбайнів. Дуже поширено вирощування швидкоростучої деревини у Швеції. Досвід цієї країни передався і іншим (наприклад, Франції). Проте в цій країні віддають перевагу іншому шляху застосування швидкоростучої деревини — очищенню стічних вод.

Кліматичні фактори відіграють лише позитивну, роль щодо розвитку даної галузі біоенергетики. Суворі зими збільшують попит на вироблену енергію та

зменшують головну негативну ознаку щодо терміна окупності опалювальних установок на деревині — відсутність експлуатації влітку. Так, значний інтерес до подібних проектів спостерігається в Канаді, особливо у її центральній частині, де зимові умови є досить суворими, забезпеченість централізованими системами опалення практично відсутня, а кількість вкритих лісом площ є дуже великою.

Щодо територіального розповсюдження галузі використання енергетичної деревини слід відзначити, що, на думку більшості експертів у галузі біоенергетики, ця галузь повинна розвиватись лише в регіонах з великою часткою залісених територій. Дійсно, в таких районах наявність такого ресурсу є повсюдною, тому він привертає багато уваги. Як результат, частина експертів під час оцінки енергетичного потенціалу деревини, наприклад, за областями України, навіть не надають уваги тим областям, які повністю або частково лежать у степовій зоні. Це стосується, наприклад, Харківської області. Проте аналіз результатів державної програми "Енергетична деревина" в регіоні Бретань дозволив побачити, що за правильної організації розвитку галузі, навіть у регіоні з часткою залісених земель 12 % (така ж частка і у Харківській області), галузь енергетичної деревини може отримати значного розвитку. Дійсно, створення енергетичних проектів не обов'язково розглядати як енергозабезпечення всього регіону — треба виходити з концепції, що за рахунок конкретного лісового масиву (навіть якщо він єдиний на область) можна забезпечити енергією село, що знаходиться неподалік.

У просторовому аспекті енергетика деревини зазвичай є три-ланковою: місце утворення/накопичення деревини — платформа (місце підготовки деревини — її подрібнення та висушування) — місце використання. Для великих проектів друга та третя ланка нерідко об'єднуються. Розвиток використання енергетичної деревини у західних країнах дозволив створити нову галузь підприємницької діяльності — забезпечення деревиною енергетичних установок. Такі підприємства мають кілька подрібнювачів деревини (як правило, кілька мобільних та стаціонарний) та вантажівки. Вони подрібнюють відходи на місці й транспортують на платформу для висушування. Якщо відходи мають велику енергетичну

щільність "великі стовбури та ін.),' їх иодрібщоють безпосередньо на платформі за допомогою більш потужного стаціонарного подрібнювача. За досягання деревиною певного рівня вологості, подрібнена деревина завантажується та транспортується до місця її споживання.

Значної уваги заслуговує природоохоронний аспект проблеми. Так, енергетична деревина може вважатись відновлюваним енергетичним ресурсом, що зменшує рівень емісії парникових газів лише за умови вторинного висаджування дерев. Так, враховуючи це зауваження, у світі однією зі значних проблем, пов'язаних з негативним впливом на довкілля, є знищення лісів, однією з причин якого є виробництво деревинного вугілля у певних країнах, що розвиваються.

Вирощування культур для виробництва біопалива

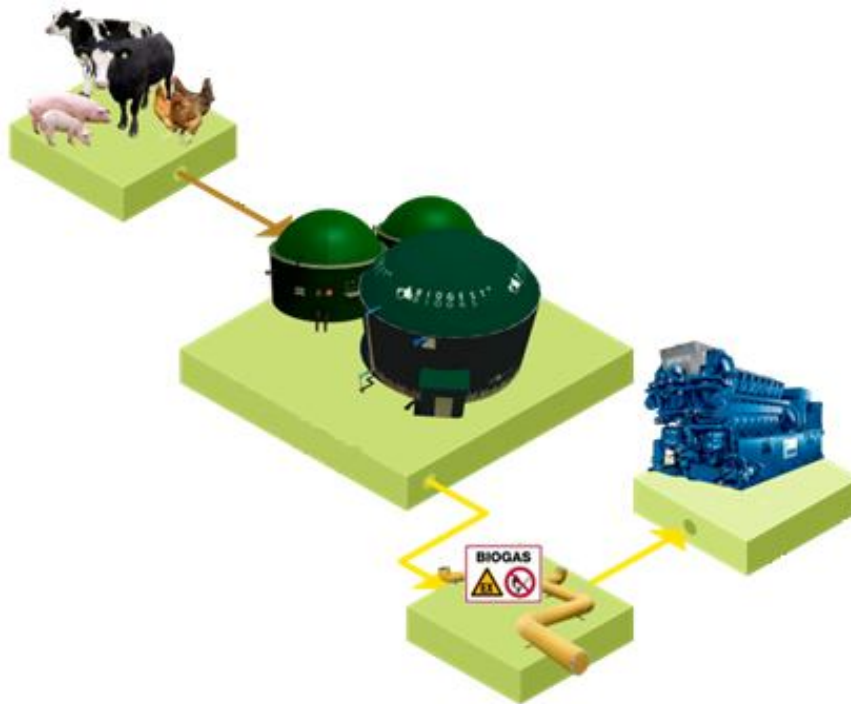
Питання розвитку вирощування сільськогосподарських культур є, перш за все, питанням управлінським і лише опосередковано залежить від географічних факторів.

З природоохоронної точки зору, розвиток використання біопалива є безумовно позитивним моментом, бо під час його спалювання утворюється значно менше шкідливих викидів. Даний вид ресурсу являє собою альтернативу викопним джерелам отримання пального. Як результат, в Україні площі, засіяні ріпаком, розширюються з кожним роком.

7.2 Технології видобутку біогазу

Основним способом отримання біогазу є анаеробне зброджування біомаси. Що ж собою являє процес анаеробного зброджування?

Анаеробне зброджування – це розкладання органічних речовин за участю мікроорганізмів без доступу кисню у герметичних резервуарах – метантенках. Розрізняють до 50 видів метаноутворюючих анаеробних мікроорганізмів, які утворюють симбіотичні угруповання та формують мікрофлору метантенка.



Які ж органічні речовини можуть подаватися в метантенки?

- органічні відходи різноманітних виробництв сільського господарства;
- гній свиней та великої рогатої худоби;
- послід птахів;
- відходи життєдіяльності людини;
- рослинні рештки;
- осади стічних вод тваринницьких та птахівничих підприємств;
- стоки переробних підприємств, що містять цукор;
- побутові відходи;
- стічні води міст, спиртових заводів тощо.

Биометаногенез відбувається в чотири етапи:

- гідроліз – перетворення за допомогою бактерій складних вхідних полімерних матеріалів на прості розчинні сполуки, доступні іншим мікроорганізмам;
- ацидогенез – перетворення цукрів та амінокислот на водень, вуглекислий газ, аміак і органічні кислоти;

- ацетогенез – перетворення органічних кислот на аміак, оцтову кислоту, вуглекислий газ та водень;
- метаногенез – перетворення археями-метаногенами цих продуктів на вуглекислий газ та метан.

Складові та властивості біогазу




| Показник | Метан (CH ₄) | Вуглекислий газ (CO ₂) | Водень (H ₂) | Сірководень (H ₂ S) | Біогаз (60% CH ₄ і 40% CO ₂) |
|---|--------------------------|------------------------------------|--------------------------|--------------------------------|---|
| Об'єм, % | 55÷70 | 27÷44 | 1 | 3 | 100 |
| Теплотворна здатність, МДж/м ³ | 35,8 | - | 10,8 | 22,8 | 21,5 |
| Питома вага, кг/м ³ | 0,72 | 1,98 | 0,09 | 1,54 | 1,2 |

Технологічні схеми біогазових установок залежать від об'ємів переробки і властивостей матеріалу, який зброджується, теплового режиму, способів завантаження і зброджування субстрату та ряду інших чинників. Принципова схема анаеробної установки включає гноєзбірник (приймальний пристрій), метантенк (біореактор), котел (теплообмінник), газгольдер і гноєсховище. Продуктами біогазової установки є газ, тверді і рідкі добрива. При цьому, вміст живильних речовин в одержаному добриві збільшується на 15% у порівнянні зі звичним гноєм. Таке добриво не містить гельмінтів, хвороботворних бактерій і насіння бур'янів та може застосовуватися без традиційних витримок і зберігання, а рідкий екстракт використовується безпосередньо для поливу кормових трав, овочів тощо. Завдяки використанню вищезазначених добрив можливо збільшити врожайність на 50%.

Технологія отримання біогазу зі звалищного газу дещо відрізняється від стандартного анаеробного зброджування, оскільки розкладання органічної частини твердих побутових відходів (ТПВ) відбувається безпосередньо на звалищі

(полігоні) в анаеробних умовах, що виникають невдовзі після їхнього санітарного поховання. Біомасу сміттевих звалищ не обов'язково переміщувати в окрему ємність або резервуар (метантенк), оскільки вона вже виділяє газ і для прискорення цього процесу досить обмежити доступ кисню і зробити свердловини безпосередньо на звалищі.

Орієнтовний вихід біогазу в залежності від виду та кількості сировини:

| Джерело відходів | Місткість реактора, м ³ | Кількість голів, од. | Виробіток біогазу на день, м ³ |
|--|------------------------------------|----------------------|---|
| Кури-несучки  | 500 | 35 000 | 400 |
| | 10 000 | 710 000 | 8 800 |
| Свині  | 500 | 1 500 | 300 |
| | 10 000 | 30 000 | 6 200 |
| Дійні корови  | 500 | 160 | 230 |
| | 10 000 | 106 000 | 4 800 |

Принципова схема біогазової установки ТПВ включає: системи видобутку, збору, подачі, осушки і очистки газу та когенераційну установку.



Які ж основні напрямки використання біогазу?

- паливо для генеруючих установках (вироблення електричної та теплової енергії);
- заміник природного газу;
- біопаливо для автомобілів;
- зниження пожежної небезпеки на полігонах ТПВ;
- факельне спалювання з метою усунення неприємних запахів на полігонах ТПВ.

7.3 Світовий досвід видобутку біогазу

Використання біогазу, як енергоносія, що є продуктом анаеробного зброджування гною та інших органічних відходів не є новиною. Виробництво біогазу дає не лише відновлювальну енергію, але є ефективним шляхом боротьби з забрудненням води й повітря шкідливими відходами. На сьогоднішній день виробництво біогазу здійснюється у біогазових установках, які набули найбільшого поширення в Індії та Китаї. Характерною особливістю цих установок є те, що вони розташовані в теплих регіонах і, як правило, не потребують штучного підігрівання вихідної сировини. Правда і питомий вихід біогазу не перевищує 0,1-0,2 м³добу з 1 м³ біореактора. Досвід Китаю показує, що сьогодні там працює майже 10 млн. установок з виробництва біогазу. Близько 60% всього автобусного парку країни вже працює на газі, а в сільській місцевості ця частка сягає 80%. Фактично Китай повністю забезпечує свої потреби в газі за рахунок переробки органіки. На досягнення цього результату було витрачено більше 30 років цілеспрямованих зусиль держави [2]. В Європі використання біогазу набуло найбільшого поширення у таких країнах, як Данія та Німеччина. Там діють тисячі біогазових установок. Отриманий з них біогаз використовується для роботи блочних ТЕЦ, електричною потужністю від 25 кВт до 1,0 МВт та тепловою – від 50 кВт до 2,0 МВт. При цьому ТЕЦ потужністю в 1 МВт є достатньою для забезпечення електрикою декількох сіл або переробного заводу. Надлишок

електрики продається енергопостачальним компаніям за пільговим підвищеним тарифом, встановленим як пряма норма закону. У Швеції почали розвивати інфраструктуру, яка дає змогу заправляти автобуси й легкові автомобілі зрідженим біогазом, який заздалегідь збагачено до якості природного газу. У шведському місті Стокгольмі, в міському господарстві біогаз виробляється на трьох заводах з очищення і переробки стоків міської каналізації. Загальний об'єм виробництва перевищує 4,5 млн. м³ газу в рік, що дозволило організувати мережу заправок і перевести на біогаз близько 3000 автомобілів. Таким чином одночасно була скорочена залежність від зарубіжних постачальників нафти і газу та вирішена проблема утилізації міських стоків. До 2020 року Швеція планує здобути незалежність від імпорту нафти і газу, повністю перейшовши на різні види біопалива і альтернативні джерела енергії [2]. У ЄС щорічний приріст виробництва біогазу становить 6,4%, а в Іспанії в 2003 році він становив цілих 25,4%. 95% від загального виробництва біогазу в країнах Євросоюзу отримують з промислових і побутових відходів. При цьому установки, організовані на базі сміттєвих полігонів, забезпечують 38% виробництва біогазу, міські стічні води – 33%, а промислові стічні води – 24%. З 2010 року в країнах ЄС виробництво біогазу планується на рівні не менше 15 млн. тонн у нафтовому еквіваленті [5].

7.4 Перспективи видобутку біогазу в Україні

Україна має значний потенціал біологічних ресурсів для виробництва біогазу, використання якого дасть змогу задовольнити 4–7% річних енергетичних потреб країни [4]. За даними Агентства з відновлюваної енергетики, у 2000 р. обсяг використання біогазу в Україні склав 0,02 ТВт·год, причому в перспективі прогнозується суттєве зростання даного показника: в 2030 р. – до 10,2 ТВт·год/рік, у 2050 р. – до 17,4 ТВт·год/рік [5]. Визначено, що в якості сировини для виробництва біогазу може використовуватись будь-який біологічний продукт: органічні добрива (гній, послід, змивка від тварин), сільськогосподарські відходи (солома, кукурудзяний силос, бурякове і картопляне бадилля, листя),

агропромислові відходи (рослинна олія, яблучна, кукурудзяна барда, меляса, відходи від виробництва спирту, біоетанолу, трави, очистки овочів, фруктів, жом), відходи від забою сільськогосподарських тварин (жир, нутроші, кістки, флотаційні залишки), комунальні біовідходи. З'ясовано, що з 1 т біоресурсів можна отримати 25–500 куб. м біогазу, до 0,9 т біодобрив, а при повному спалюванні біогазу – по 50–1000 кВт електричної та теплової енергії [6]. Науково обґрунтовано, що одним із ефективних способів корисної утилізації ресурсів біомаси є їх анаеробне збродження в біогазових установках, яке дозволяє отримати пальну суміш газів з теплотою згорання близько 20–25 МДж/куб. м і вмістом метану в межах 60–75 %, високоякісні органічні добрива та розв'язати проблему забруднення навколишнього середовища

Таким чином, з'ясовано, що потенційна ємність ринку біогазових установок в Україні є значною і в перспективі основним обладнанням для виробництва біогазу виступатимуть, насамперед, великі когенераційні біогазові установки, встановлені в аграрних підприємствах. Результати оцінювання можливостей отримання енергії з біомаси в Україні підтверджують, що потенціал виробництва біогазу зі станцій аерації та інших очисних споруд складає 0,2 млн. т у. п. на рік, зі звалищ побутових відходів – 0,3 млн. т у. п. на рік, з органічних відходів сільського господарства – 1,6 млн. т у. п. на рік [7]. Отже, очікується, що в перспективі аграрні підприємства стануть головною сировинною та виробничою базою для отримання біогазу в Україні. Результати досліджень свідчать, що незважаючи на наявність у вітчизняному аграрному секторі суттєвого потенціалу біомаси, нині в Україні виробництво біогазу перебуває на стадії впровадження експериментальних зразків і пілотних проектів. В 2003 р. у рамках проекту технічної допомоги уряду Нідерландів Україні за участю голландської компанії VTG, НТЦ „Біомаса”, „УкрНДІагропроект” було споруджено біогазову установку в ТОВ „Агро-Овен” (с. Єленівка Магдалинівського району Дніпропетровської області), де утримується 20 тис. голів свиней. Споруджена установка дає змогу отримати 3300 куб. м біогазу, 30 кВт теплової та 150 кВт електричної енергії на добу. В 2007–2008 рр. ТОВ „Зорг

Україна” споруджено три біогазові установки потужністю 0,4–1,0 МВт електричної та теплової енергії у Київській, Харківській і Херсонській областях [6]. З 2009 р. у ТОВ „Українська молочна компанія” (с. Великий Крупіль Згурівського району Київської області) функціонує біогазова установка із комбінованим виробництвом електроенергії і тепла потужністю 625 кВт з можливістю розширення до 950 кВт, яка переробляє відходи тваринницького комплексу з поголів’ям 4 тис. корів. В цілому на даний час побудовано та у стадії завершення знаходяться 7 об’єктів із виробництва біогазу з відходів тваринництва у Дніпропетровській, Київській, Одеській, Харківській, Херсонській областях та в Автономній Республіці Крим. Причинами того, що виробництво біогазу в аграрних підприємствах України не отримало достатнього розвитку, насамперед, є відсутність чіткої державної політики щодо розвитку біоенергетики, недостатність обсягів бюджетної підтримки виробництва альтернативних видів палива, високу вартість банківського кредитування та дефіцит власних інвестиційних ресурсів для спорудження біогазових установок, уповільнення процесів інтеграції аграрних підприємств, слабку мотивацію до застосування біогазових технологій та недостатню поінформованість суб’єктів господарювання в аграрній сфері про перспективи і переваги виробництва та використання біогазу. Для активізації процесів виробництва біогазу в аграрних підприємствах України доцільно розробити державну програму сприяння впровадженню біогазових установок, на законодавчому рівні затвердити систему пільг, дотацій, гарантій для інвесторів, створити нормативну базу для проектування і будівництва біогазових установок, передбачити виділення бюджетних коштів на створення демонстраційних установок з виробництва біогазу тощо. Висновки. Виробництво та використання газоподібного палива з біомаси, а саме біогазу – є актуальним і перспективним в сучасних умовах господарювання. В Україні наявний потенціал енергозбереження та ресурсів біомаси для отримання даного виду альтернативного палива. Досліджено, що для отримання біогазу, найбільш доцільним є використання таких видів сировини, як гній ВРХ і свиней. З’ясовано, що Україна має сировиний

потенціал для виробництва біогазу, який за сучасних ринкових умов може замінити 4-7% річного виробництва електроенергії. Але, як показує зарубіжний досвід, розвиток галузі біопалива можливий лише за умов активного залучення держави до стимулювання й визначення основних засад розвитку відновлювальної екологічної енергії. Урядом України запроваджено нові законодавчі норми, спрямовані на підтримку виробництва енергії з альтернативних джерел «зелений тариф» і запропоновано виробникам енергії з альтернативних джерел ряд пільг – податкові та звільнення імпортного мита при ввезенні обладнання. Поряд з тим необхідне сприяння з боку держави в залученні додаткових коштів у біоенергетичні проекти через: - механізм здешевлення кредитування комерційними банками; - часткове відшкодування лізингових платежів на техніку, яка була придбана для реалізації проекту; - здійснення спільного інвестування сільськогосподарських товаровиробників і держави при будівництві біогазових установок; - достатнє фінансування науково-дослідних та дослідно-конструкторських робіт зі створення технічних регламентів і устаткування для подальшого освоєння в серійному виробництві в Україні. Слід вивчити можливості фінансування проектів з альтернативних джерел енергії в рамках Кіотського протоколу та за рахунок залучення кредитних ресурсів Європейського Союзу і Європейського Банку Реконструкції та Розвитку. Такі заходи Уряду можуть стимулювати залучення інвестицій і збільшення виробництва енергії з біомаси.

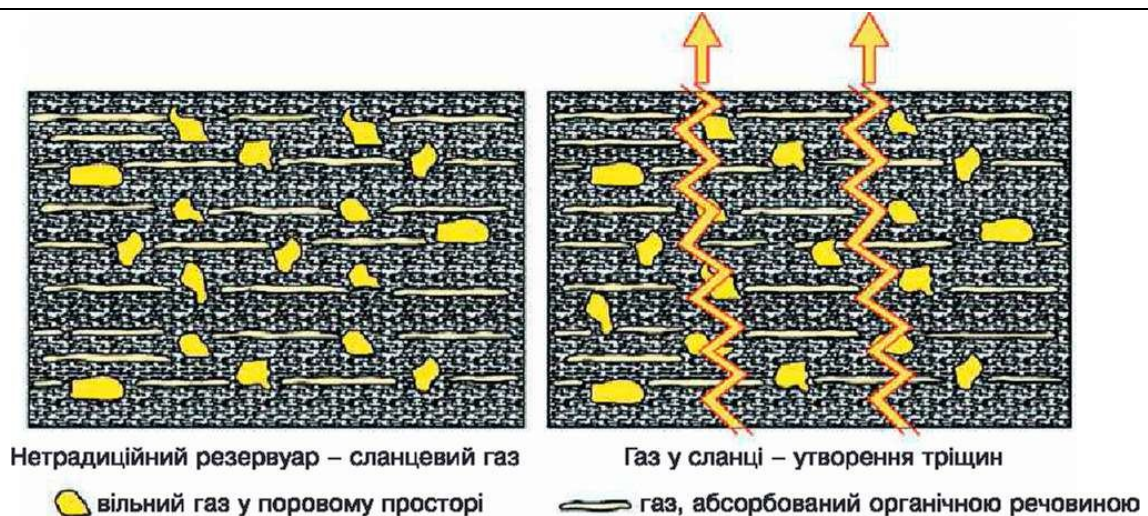
8. СЛАНЦЕВА НАФТА

8.1 Загальна характеристика нафтогазоносності сланцевих порід

Як зазначалося вище, під сланцевим газом розуміють газ, що міститься в дрібнозернистих осадових породах (як правило, морського походження), які характеризуються відносно високим вмістом органічної речовини, високою термічною зрілістю, низькою пористістю і дуже низькою проникністю. Скупчення газу мають надто великі геологічні запаси, але низький коефіцієнт вилучення.

Поклади сланцевого газу - це унікальна вуглеводнева система, в якій та сама формація порід є і материнською породою, і породою-колектором, і породою-покришкою. Газ скупчується в ізольованих порах або адсорбується органічною речовиною (рис. 14).

Природний сланцевий газ вилучають з осадових глинистих сланців. Він складається переважно з метану і його гомологів (етан, пропан, бутан) з домішками



Вільний газ у поровому просторі, розвинений у місцях концентрації органічної речовини за рахунок зменшення її об'єму при генерації вуглецю (жовтий колір), і газ, сорбований органічною речовиною чи шиистими мінералами (світло-жовтий колір).

Рис. Основні форми знаходження природного газу в сланцевих покладах

сірководню, вуглекислого газу, азоту, водню і гелію, іноді фіксується підвищений вміст радону [490—492]. Як правило, це сухий газ, хоча в деяких утвореннях присутній і вологий газ. Так, на ділянках Антрим і Нью-Олбані (Antrim, New Albany) в США свердловини зазвичай продукували воду і газ.

Нафтогазоносність глинистих порід — явище відоме і широко розповсюджене. Промислові припливи нафти і газу в таких породах отримують у багатьох регіонах світу. Видобуток у промислових масштабах нафти здійснюється із тріщинуватих аргілітів і глинистих сланців. Ставлення до проблеми нафтогазоносності глинистих порід у більшості геологів вельми неоднозначне, оскільки відповідно до традиційних уявлень глинисті породи виконують роль екрана для скупчень нафти та газу. Однак майже у всіх басейнах глинисті породи часто слугують колекторами для нафти і газу, зокрема, в масивно-пластових покладах, де продуктивна частина розрізу представлена чергуванням пісковиків і аргілітів. У таких покладах контакт нафта — вода, газ — вода єдиний для всього продуктивного розрізу, а глинисті товщі не розділяють родовища на окремі поверхи, що свідчить про єдину гідродинамічну систему. Отож глинисті породи, як і пісковики, в межах продуктивних горизонтів слугують вмістилищами для нафти і газу.

Кількість родовищ нафти в аргілітах і сланцях можна значно розширити, якщо проаналізувати розповсюдження продуктивних горизонтів у басейнах Скелястих гір, у Передаппалацькому і Мічиганському басейнах США, а також у басейнах інших країн світу.

За А.І. Леворсеном, такими є поклади нафти у сланцях крейдяного віку в штаті Колорадо (сланці Черокі — Східний Канзас і сланці Четтенуча — Східний Кентуккі). Промислові припливи нафти отримані зі сланців на родовищах Солт-Крік і Тоу-Крік у штаті Вайомінг. Кременисті сланці містять поклади нафти в Каліфорнії на родовищі Санта-Марія і Емс-Хілз, а також на родовищі Спроберрі в Техасі.

Т.Т. Клубовою виконані спеціальні дослідження нафтогазоносності глинистих колекторів, які показали, що це вельми актуальна проблема, вирішення її дає можливість відкривати нові родовища в старих, добре освоєних районах. Зокрема, промислову нафту добувають із менілітових сланців на деяких родовищах Передкарпатського прогину.

Промислові скупчення нафти виявлено в 1956 р. у майкопських глинах Східного Передкавказзя, а дещо пізніше, у 1969 р. — у баженівській світі Західного Сибіру. З 1983 року велись систематичні дослідження з використанням буріння для пошуків покладів нафти і газу в глинистих породах ДДЗ.

В аргілітах баженівської світі Західного Сибіру до 1981 р. було відкрито близько 20 родовищ. Породи світи вивчались багатьма дослідниками із метою визначення її нафтоносності. Зокрема, було виявлено високотемпературні прогриви цих утворень у минулому до температур вище 200 °С, що разом із високоточними сейсмічними дослідженнями свідчило про широке поле змін, викликаних високотемпературними флюїдами, які надходили із фундаменту в районі Салимського родовища. Продуктивність на цій площі нерівномірна — зустрічаються високодебітні ділянки, що змінюються низько дебітними. Як і в Західному Сибіру, так і в Східному Передкавказзі пошук покладів нафти було переорієнтовано на глинисті породи — в Ставрополлі виявлена така ж система чергування ділянок із різними дебітами. Найважливішим при цьому є спільна відсутність залежності між продуктивністю ділянок та мірою збагачення органічною речовиною аргілітів. Ще однією їх спільною рисою є різка зміна дебітів — відносно високі на початку з різким падінням і подальшою стабілізацією. Очевидним поясненням цьому, на думку В.І. Сазонського, є відпрацювання спочатку підвідних систем, а згодом основної маси покладу, де інша природа локалізації вуглеводнів. Загальними характеристиками колекторів є їх мозаїчний розподіл, лускоподібна будова, зумовлена розущільненням, листкуватістю, плитчастістю аргілітистичних глин, наявністю парафіну та відсутністю води.

Колекторська роль глинистих утворень чітко виявляється і в ДДЗ, де на Шебелинському, Гнідинцівському, Леляківському та деяких інших родовищах присутні глинисті пласти, що не розділяють поклади, а виступають як проникні горизонти. Як і в попередніх прикладах, зустрічаються нетрадиційні для звичних колекторів ситуації стосовно межі вода - нафта чи вода - газ. Зокрема, на родовищі Мілк Рівер в Канаді газ займає понижену, погано проникну частину розрізу монокліналі, тоді як угору за розрізом колекторські властивості порід покращуються і містять воду. Запаси цього родовища становлять 250 млрд м³.

Ще курйозніші приклади наводить В.І. Сазонський для покладів басейнів Сан-Хуан (запаси 700 млрд м³) в США та Діп-Бейсін (запаси 11,8 трлн м³) в Канаді. На першому з них газonosними є погано проникні породи, а заводнені — хороші колектори. Більше того, на родовищі продуктивний горизонт виходить на поверхню, але за 3 км від виходу він насичений газом і поклад не руйнується. В покладі Діп-Бейсін колектори також мають низькі ємнісні характеристики, проте вони насичені газом. У верхній частині розрізу хороші колектори насичені водою. До відкриття родовища в другій половині 70-х років минулого століття ці утворення навіть не розглядались як перспективні. Лише масштабне вивчення порід з низькими колекторськими властивостями уможливило відкриття крупних і гігантських родовищ у Канаді, дослідники значною мірою орієнтувались у своїх пошуках на успіхи у відкритті гігантських родовищ газу в США у породах з низькими колекторськими властивостями (Сан Хуан, Уаттенберг, Аркома та ін.), але із загальними запасами близько 50 трлн м³ газу.

Цікавим є відкриття покладів, де після винайдення продуктивного горизонту припливу газу чи нафти спочатку не спостерігалось, хоча успішність буріння була вельми високою — на родовищі Діп-Бейсін із пробурених станом на 1979 р. 544 свердловин 84 % виявилися продуктивними. В усіх свердловинах проводили гідророзрив продуктивного пласта з піском, скляними кульками та водою. Для цього етапу гідророзрив був стандартною процедурою і давав можливість переводити свердловини в розряд продуктивних.

Цим досвідом варто скористатись для вивчення та оцінки газо- та нафтоносності глинистих порід України. Традиційне виділення перспективних ділянок за величиною фільтраційних властивостей в сукупності із наявністю сприятливих структур та виявлені закономірності газоносності унікальних за розмірами (наприклад, в США і Канаді) родовищами дають підстави переорієнтувати пошукові роботи і на глинисті утворення з низькими колекторськими властивостями. За аналогією з особливостями зарубіжних родовищ сланцевого газу масштаби потенційних об'єктів мають відповідати рангу крупних родовищ з врахуванням площі та розмірів наявних структур.

Раніше відкриті під час буріння ознаки газо- і нафтоносності в низькопроникних колекторах ДДЗ залишалися без уваги, але зараз вони мають відіграти роль реперних показників при оцінці перспектив тих чи інших ділянок. Вирішальною є присутність на цих ділянках аргілітів та інших глинистих утворень як колекторів для промислових покладів.

8.2 Передумови і успіхи використання нафтоносних сланців для отримання нафти

За даними недавнього дослідження міжнародної дослідницької компанії IHS CERA, на території США розташовано декілька родовищ сланцевої нафти, які містять близько 18 млрд барелів нафти. Це більше, ніж у найбільшому родовищі Північної Америки Прадхо-Бей на Алясці. «Це значно вплине на скорочення імпорту сирої нафти в США», — заявив глава Pioneer Natural Resources Company Скотт Шеффілд на щорічній конференції CERA з проблем сланцевої нафти в Хьюстоні. За оцінками Шеффілда, в країні зможуть виробляти додатково до 2 млн барелів нафти на день на родовищі Баккен і завдяки запасам сланців на традиційних нафтових родовищах. «Якщо ми одержимо 2 млн барелів на день, це може суттєво вплинути на світові ціни на нафту», — говорить Гай Карузо, колишній очільник EIA і, на сьогодні, радник Центру стратегічних і міжнародних досліджень.

Прикладом успішного регіону та необхідних технологій є захід Північної Дакоти, де один із найбагатших нафтовиків Америки використовує нові технології буріння для розробки родовища Баккен, можливо, найкрупнішого за останні 40 років. Нафта знаходиться в нафтоносних сланцях, які розповсюджені на стику Північної Дакоти, Монтани і провінції Саскачеван.

Завдяки технології гідророзриву («fracking») і високим цінам на нафту виробництво нафти на родовищі Баккен переживає стрімке зростання. Воно зросло з 3000 барелів на день у 2005 році до 225000 барелів у 2010 р., згідно з даними Інформаційного управління США в сфері енергетики (EIA). За розрахунками EIA, до 2035 року видобуток складе 350000 бар/день, але більшість аналітиків вважає цю оцінку заниженою. На думку Гарольда Хемма (Harold Hamm), президента енергетичної компанії Continental Resources, формація нафтоносних сланців може давати 1 млн бар/день до 2020 року. Це лише частина від 9,8 млн бар/день нафтовидобутку США і 19,2 млн бар використання, але вона є дуже значима. «Це гігантське родовище», — заявляє Хемм, 65-річний нафтовик, чиї родичі були дрібними орендарями землі в Оклахомі. Сьогодні Forbes оцінює статки Хемма в \$5 млрд і він, можливо, є найбільшим приватним нафтовласником у США.

Чверть мільйона барелів на день, що добуваються з формації Баккен сьогодні, вже частково призводять до надлишку нафти в Кушінге (Оклахома), найбільшому в США центрі для зберігання та розподілу нафтопродуктів. Це спотворило криву цін на нафту в США порівняно зі світовими цінами. Надлишок також спричинив скорочення об'ємів імпорту нафти. До того ж він створює нові робочі місця. За оцінками Університету Північної Дакоти нові робочі місця у нафтовій галузі збільшилися від 5000 в 2005 році до понад 18000 в 2009 році.

Хемм зазначає, що сьогодні в індустрії зайнято 30000 жителів штату, і, якщо виробництво досягне 1 млн бар/день, то можуть бути працевлаштовані понад 100 тис. чоловік. Компанія Хемма Continental не єдина працює на родовищі Баккен.

Проблеми Баккена відображають наявні проблеми у цій галузі загалом і можуть повторитися також у нових районах ймовірного вилучення нафти із нафтоносних

сланців. Досягнути 1 млн бар/день буде нелегко, але основною проблемою сьогодні є транспортування такої кількості нафти. «В Північній Дакоті немає ринку збуту для всієї цієї нафти», — зазначає Адам Сімінські, головний економіст з питань енергетики в Deutsche Bank. Необхідно будувати трубопроводи, а це вимагає часу.

Ще одне завдання — переконати суспільство в тому, що технологія гідророзриву безпечна. При видобутку нафти із сланців використовуються ті ж технології та операції, що й при видобутку сланцевого газу: закачування великого об'єму води, піску і хімічних речовин під високим тиском глибоко під землю для розламування породи і вилучення газу або нафти. Багато хто побоюється, що нафта, газ або хімічні реагенти можуть проникнути вище, в джерела питної води. Багато колодязів вже були забруднені в процесі буріння і розливу реагентів. Очистка використаних при гідророзриві матеріалів є ще однією задачею.

Однак ці проблеми, настільки характерні для процесу видобутку в штаті Нью-Йорк, не є вирішальними і гострими у Північній Дакоті. «Це не викликає такого ж обурення, як в Нью-Йорку і Пенсильванії», — заявляє Джеремі Ніколс, керівник групи екологів WildEarth Guardians. — «Але проблеми є».

Корпорації Royal Dutch Shell, BP, Statoil вже зараз висловлюються про можливі багатомільярдні інвестиції для освоєння недоступних раніше крупних родовищ нафти на заході США. Передбачається видобуток нафти способом, подібним до технологій видобутку сланцевого газу із проходженням горизонтальних свердловин, закачуванням води, піску і хімікатів для руйнування нафтоносних пластів і сприяння виходу нафти для подальшого відкачування.

Горизонтальний метод буріння на сланцеву нафту вперше був використаний в 2007 році в Північній Дакоті і Монтані. Продуктивність вилучення нафти на цих родовищах збільшилася на 50 %. Об'єми отриманої нафти настільки значні, що в компанії EOG Resources не вистачило трубопровідних потужностей, сировину на нафтопереробний завод (НПЗ) доставляють залізницею і вантажівками. Такі результати приваблюють інвесторів, впевнені нафтові аналітики.

Зараз прибутки від видобутку сланцевої нафти набагато більші, ніж від видобутку сланцевого газу. «Видобувати нафту із сланцю дешевше, ніж на глибоководних свердловинах в Мексиканській затоці або в нафтоносних пісках у Канаді», — говорить генеральний директор EOG Resources Марк Папа (цитата по AP). Нафтовики навчилися знижувати вартість видобутої нафти за рахунок збільшення кількості розривів пласта і використання різних хімікатів.

Новий метод буріння допоможе збільшити виробництво нафти в США на 20 % в найближчі 5 років. Це призведе до зниження імпорту нафти в США на 60 % до 2020 року, підрахував аналітик Credit Suisse Ед Морс. «Це серйозний вклад в енергобезпеку», — додає він. Буріння таким способом допоможе країні пережити 20-річний період спаду внутрішнього виробництва сировини.

За останніми оцінками Адміністрації енергетичної інформації США (EIA), 14 регіонів за межами США володіють сукупними видобувними запасами сланцевої нафти і газу об'ємом 5760 трлн куб. футів (163 трлн м³) (рис. 43).

Приблизно чверть світових запасів зосереджена в Азії, яка має найбільші оціночні запаси серед усіх регіонів. Разом з тим, немає однакових сланцевих басейнів — кожний має свої унікальні особливості.

Запаси сланцевої нафти і газу в КНР, які ще не одержали офіційного підтвердження їх оцінки, очевидно, одного порядку із запасами в США. За прогнозом Міжнародного енергетичного агентства, попит на природний газ в Китаї зросте більш, ніж у два рази до 2020 року. Прогнозоване збільшення п попиту на природний газ буде стимулювати розвиток його видобутку на вугільних та сланцевих родовищах, однак сьогодні кількісні і якісні показники родовищ залишаються невивченими. Буріння свердловин і видобуток природного газу та нафти на сланцевих родовищах Китаю знаходиться на початковому етапі. Оскільки Китай та інші азіатські країни планують розробку таких родовищ, вони цікавляться досвідом розвідки нетипових родовищ природного газу в США і інших країнах. Національні нафтові компанії (ННК) декількох азіатських країн уклали договори про придбання активів, пов'язаних з видобутком сланцевої нафти і газу в різних

регіонах світу. За умовами багатьох таких договорів ННК зобов'язуються фінансувати всю вартість буріння свердловин на сланцевих родовищах або на їх частини.

Прикладом може служити придбання в січні 2011 р. китайською державною компанією CNOOCInternationalLimited частки 33,33 % у ділянках Денвер-Джулісберг (Denver-Julesburg) і Паудер-Рівер (Powder-River) сланцевих нафтогазових родовищ (США), що належать компанії ChesapeakeEnergy. CNOOC погодилася заплатити американській корпорації Chesapeake \$570 млн за частку в родовищі Niobrara, де використовуються нові технології буріння. В жовтні 2010 року компанії уклали угоду на \$1 млрд про спільну розробку сланцевої нафти на родовищі Eagle Ford. Однією із умов договору є згода CNOOC фінансувати 66,7 % вартості буріння і облаштування свердловин компанією ChesapeakeEnergy на загальну суму до \$697 млн до кінця 2014 року.

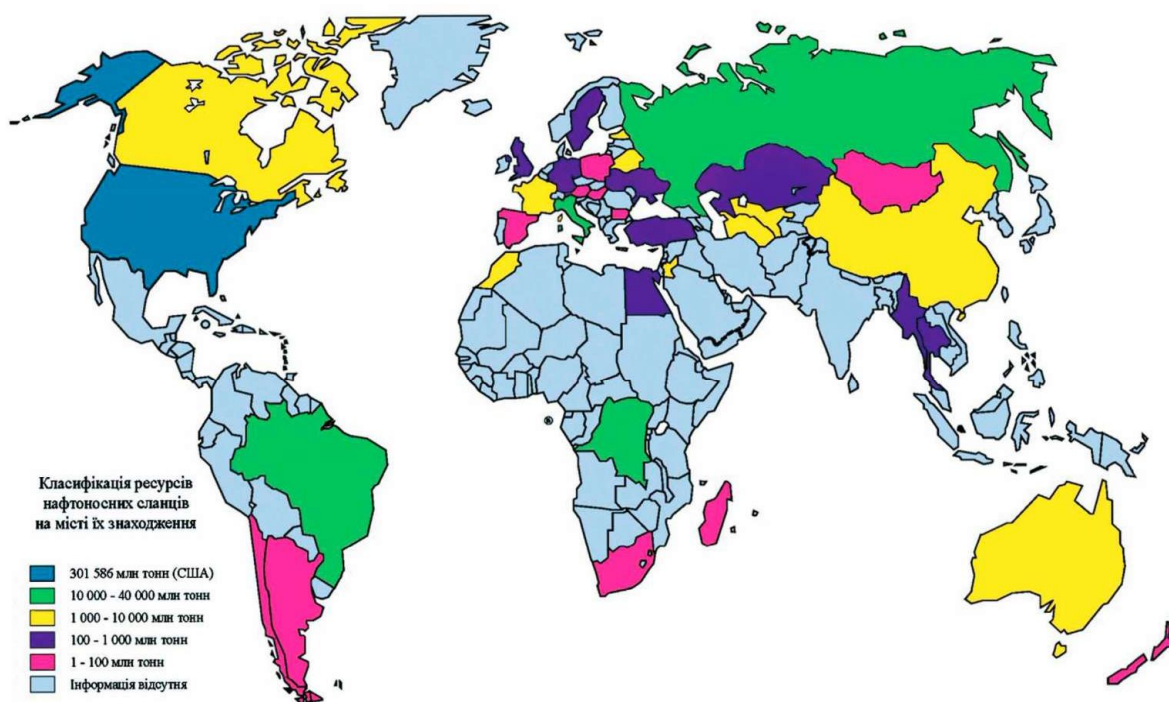


Рис. 43. Розподіл запасів нафтоносних сланців у світі [240]

Як вважають експерти, для розробки родовищ сланцевої нафти і газу в Китаї уряду варто дозволити більший обсяг іноземних інвестицій. Італійська компанія

Епі і китайська PetroChina підписали меморандум про співробітництво в галузі розвідки і видобутку нафти і природного газу, в першу чергу з нетрадиційних джерел, таких як родовища сланцевої нафти і газу в Китаї та за його межами. Розробка родовищ сланцевого газу в Китаї має великий потенціал, але, напевне, пройде 10, а може й 20 років, перш ніж об'єми видобутку на них досягнуть суттєвого рівня.

Іншим прикладом є придбання компанією KoreaNationalOilCorporation (KNOC) однієї третини активів AnadarkoPetroleum на ділянці Маверік (MaverickBasin) родовища Ігл Форд Шейл (EagleFordShale) в штаті Техас. За умовами договору, KNOC буде фінансувати 100 % витрат AnadarkoPetroleum на буріння свердловин в цьому році і по 90 % в наступні роки в обмін на отримання частини нафтоносного родовища Ігл Форд Шейл і розташованого під ним родовища Пірлсел Шейл (PearsallShale), яке містить переважно природний газ.

Незважаючи на гучні заяви російських офіційних представників Газпрому та урядових високопосадовців про безперспективність використання сланцевого газу і нафти, останнім часом з'явилися повідомлення про рух російського нафтогазового сектора в напрямку оволодіння технологіями вилучення сланцевого газу та нафти. Прикладом є підписання угоди про стратегічну співпрацю ОАО НК «Роснафта» і Exxon Mobil 31 серпня 2011 р. Крім шельфу, Exxon допоможе «Роснафті» в розробці важковидобувних запасів нафти у Західному Сибіру, для чого буде створено окреме спільне підприємство. Віддача від угоди буде набагато суттєвішою, ніж може видатися, оскільки вона сприяє зарубіжній експансії «Роснафти» і участі в діючих проектах у Північній Америці, запозиченню передових технологій в освоєнні сланцевих родовищ нафти і газу. Це вкрай важливо для освоєння важковидобувних запасів нафти в Західному Сибіру.

Цікавими є плани НХК «Узбекнафтогаз» розробляти родовища нафтоносного сланцю. У 2013 р. планують побудований НПЗ для виробництва нафтопродуктів із нафтоносного сланцю в Узбекистані. Проектна потужність НПЗ, який буде переробляти сланець із родовища Сангрунтау в Навої, — 1 млн т. З метою

підтримки НК уряд Узбекистану планує в період з 2011 по 2015 р. залучити інвестиції в сумі \$850 млн для розробки нафтоносних сланцевих родовищ. Непідтверджені запаси нафтоносних сланців в Узбекистані оцінюються в 40 млрд т. Уряд приділяє велику увагу розробці таких запасів для збільшення видобутку нафти.

8.3 Технології видобутку сланцевого газу

Той факт, що в сланцях, збагачених органікою, є газ, було відомо ще в XIX столітті. Перша свердловина, з якої було отримано промисловий приплив газу з формації девонських сланців, була пробурена у 1821 р. в місцевості Фредонія (Fredonia) в штаті Нью-Йорк. Вона виробляла газ 75 років. Газ з девонських сланців Аппалачів видобувався також у штатах Західна Вірджинія, Кентуккі та Пенсильванія. У 1880 р. газ добували з родовища Біг-Сенді-Філд (BigSandyField) з формації Огайо (Ohio Shale), де були пробурені тисячі неглибоких вертикальних свердловин, з яких отримували небагато продукції. Газ використовували на місцеві потреби з огляду на відсутність розвинутої промислової сітки. Часом застосовували інтенсифікацію припливу газу з допомогою вибухових матеріалів. Деякі з цих свердловин в Аппалачах діють до сьогодні.

Ініціатором масштабного виробництва сланцевого газу в США є Джордж П. Мітчелл, який в 1946 р. заснував найбільшу нафто- і газодобувну компанію «Mitchell Energy & Development», продану в 2001 р. компанії «Devon Energy» за \$3,5 млрд [502].

На межі 1950—1960-х рр. вперше було випробувано метод гідравлічної стимуляції тріщиноутворення в свердловинах, що видобували газ зі сланців. На початку 80-х рр. починається видобуток газу зі сланців формацій Антрим (Antrim Shale) в штаті Мічиган, Левіс (Lewis Shale) в Арізоні, Барнет (Barnett Shale) в басейні Форт-Ворт (Fort Worth) в Техасі та Нью-Олбані (New Albany Shale) в Кентуккі. Наприкінці минулого століття газ зі сланців видобувався з 5 родовищ (Огайо, Антрим, Барнет, Нью-Олбані, Левіс) у незначних обсягах за допомогою

вертикальних свердловин. В 2003 р. на родовищі Барнет була впроваджена технологія горизонтального буріння з покровою гідророзривом пласта. Зараз газ зі сланців видобувається із 40 000 свердловин з понад 20 покладів, а його видобуток в США досяг 57 млрд м³[234].

У 70-х роках ХХ століття в США були проведені розвідувальні роботи, в ході яких виявлено чотири величезні сланцеві структури — Барнет (Barnett), Хейнсвілл (Haynesville), Фейетвілл (Fayetteville) і Марселлус (Marcellus), що охоплюють десятки тисяч квадратних кілометрів і вміщують гігантські запаси природного газу. Новий етап у промисловому видобутку ПСГ почався в 1981 р. у Північному Техасі, Пенсильвані на родовищі Барнет. Буріння здійснювалося на шибину 750 м. Добовий дебіт становив близько 3000 м³, запаси сланцевого газу на піонерській свердловині — близько 8 млн м³. Однак на той момент ці ресурси виявилися технічно недосяжними, а розробка відповідних технологій видобутку була припинена після падіння цін на нафту в 80-х роках.

Проте в 90-ті роки декілька невеликих компаній, найбільшою і найактивнішою з яких була Chesapeake Energy, вирішили повернутися до ідеї вилучення газу зі сланцевих пластів. Корпорація Chesapeake Energy була заснована в 1989 р. Томом Л. Уордом (Tom L. Ward). Головною її стратегією було буріння горизонтальних свердловин для ПСГ. Уперше ця технологія була застосована ще в 40-х роках і полягала в тому, що вже усередині пласта бур поступово відхилявся від вертикалі, поки це відхилення не досягало 90°, а далі продовжував рух вже паралельно до земної поверхні (рис. 15). Потім від неї відмовилися через високу вартість. Завдяки розробкам 90-х і використанню нових матеріалів, зокрема для бурових труб, витрати вдалося знизити, хоча вартість горизонтальної свердловини залишалася вищою, ніж традиційної вертикальної, в середньому в 4 рази. В 2002 р. компанія «Шлюмберже» пробурила першу горизонтальну свердловину на ПСГ з використанням технології ддророзриву і отримала дуже позитивні результати [393—395].

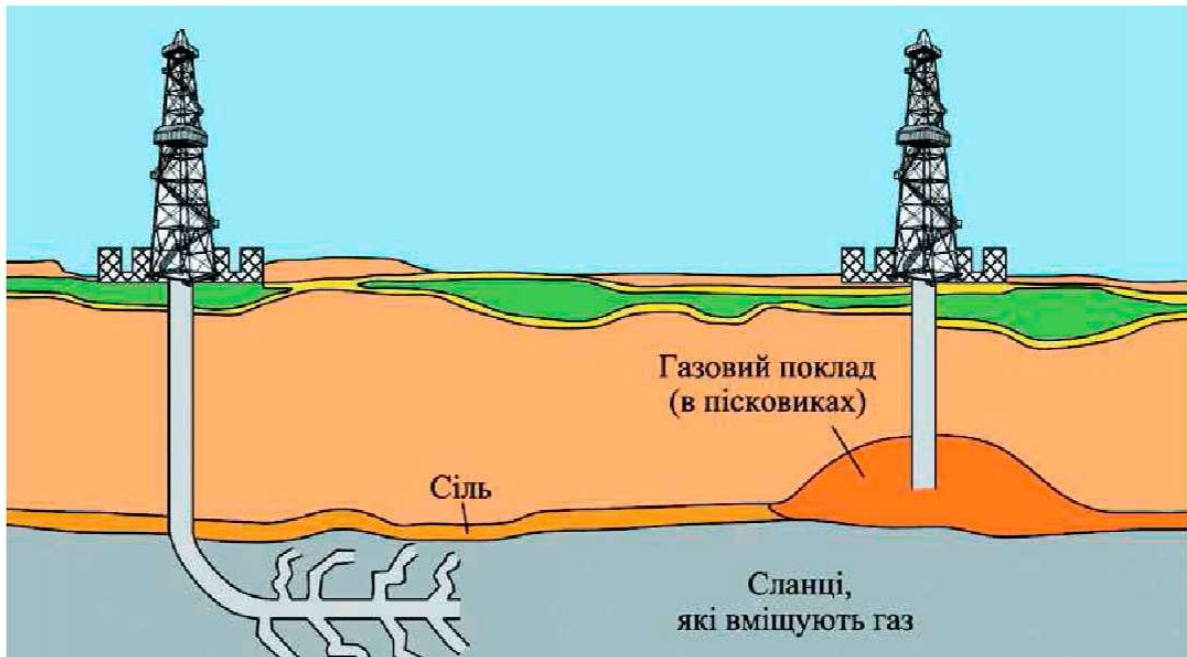


Рис. Схема видобутку газу горизонтальними і вертикальними свердловинами

Зараз корпорація Chesapeake Energy є провідною з видобутку природного газу в США. Вона видобуває ПСГ на чотирьох покладах сланців: Барнет, Фейет-вілл, Марселлус, Хейнсвілл [424, 493]. Найбільш розвинений регіон видобутку сланцевого газу — Барнет на півночі Техасу.

Для видобутку сланцевого газу використовують горизонтальне буріння (directional drilling), гідророзрив пласта (hydraulic fracturing) і сейсмічне моделювання 3D GEO (технологія запроваджена фахівцями компанії Chesapeake Energy). Теоретичні основи ддророзриву пласта в 1953 р. розробив академік С.А. Христіанович (за участі Ю.П. Желто в а). При видобутку ПСГ за новою технологією пробурюють одну свердловину і від неї потім на великій глибині розходяться горизонтальні свердловини, довжина яких може досягати 2—3 км. Після цього в пробурені свердловини закачується під тиском суміш піску, води і хімікатів (рис. 16).

Створення поперечних тріщин у горизонтальних свердловинах значно збільшує площу контакту з глинистим газоносним пластом. Поперечні тріщини орієнтовані перпендикулярно до стовбура свердловини. Вони виникають внаслідок буріння в

напрямку найменших горизонтальних напруг (рис.). Повздовжні тріщини паралельні до стовбура і утворюються в результаті гідророзриву свердловини, пробуреної в напрямку найбільших горизонтальних напруг.

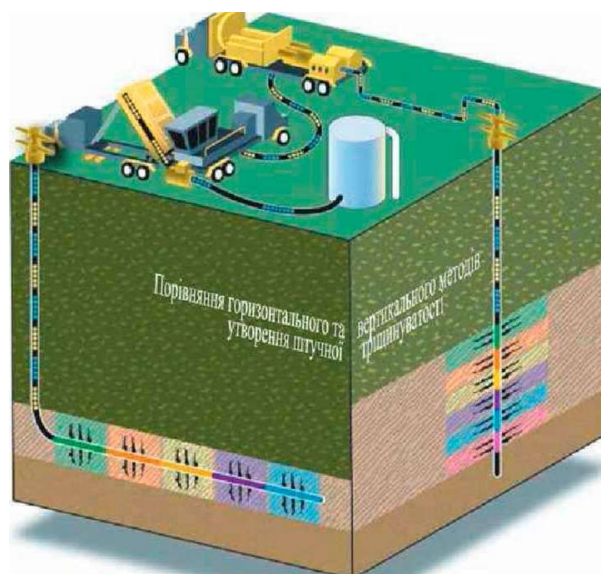


Рис. Технологічна схема видобутку природного сланцевого газу при вертикальному та горизонтальному бурінні

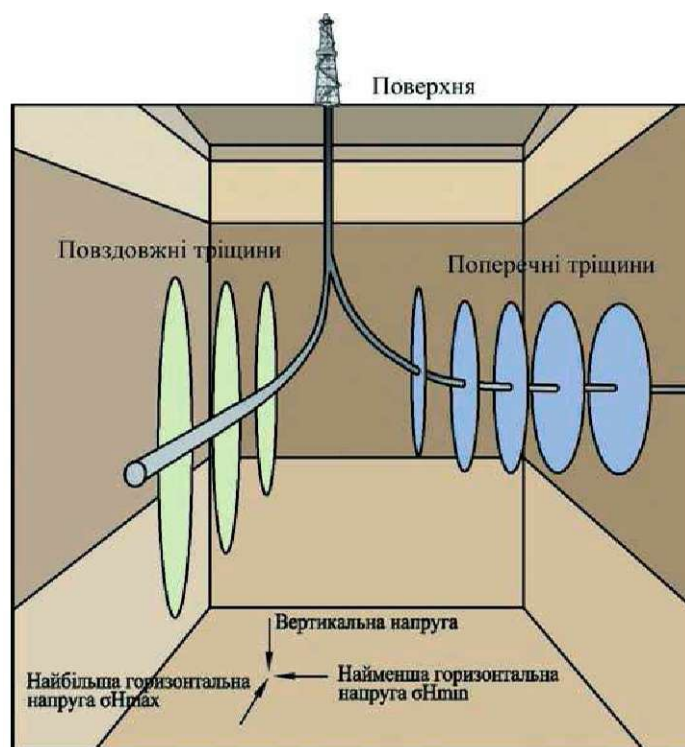


Рис. 17. Особливості процесу підвищення видобутку в газоносних глинах

Гідроударом руйнують перегородки газових кишень, що дозволяє зібрати запаси ПСГ і відкачати їх через вертикальний стовбур. За такої технології немає потреби у великій кількості внутрішньопромислових газопроводів. Оскільки в процесі буріння використовується сучасне сейсмічне моделювання 3D GEO, то воно точніше і оперативніше [461]. Аналогічна технологія видобутку застосовується і для отримання вугільного метану.

Порівняно з традиційними джерелами газу, родовища сланцевого газу поширені на значно більших площах. Наприклад, поклади сланцевого газу займають об'єми лише від 0,2 до 3,2 млрд м³(bcm) на км² території, порівняно з 2—5 млрд м³ на км² для традиційних покладів газу (IEA, 2009). Внаслідок цього поклади сланцевого газу потребують набагато більше свердловин для буріння і дослідження. Більше того, свердловини виснажуються також набагато швидше, ніж у покладах традиційного газу, і профіль їх виснаження після піку видобутку є дуже різким. Гідравлічний розрив — це процес закачування води, хімічних речовин чи піску під високим тиском, що проводиться з метою зруйнувати структуру породи і викликати інтенсивний вихід газу (чи нафти).

Однією з переваг цих покладів є те, що ризик отримати сухі свердловини набагато менший, аніж для басейнів традиційних джерел газу. Також, як вказувалось, багато потенційних сланцевих формацій покривають освоєні уже регіони із традиційними покладами газу, що сприяє наявності великої кількості матеріалу із пробурених уже свердловин, які можна використати для дослідних цілей.

Досвід освоєння родовища Барнет показує, що виснаження свердловин сягає 39 % у перший або другий рік, 50 % між першим і третім роком і 95 % між першим роком і десятим. Тобто свердловина в сланцевому полі має тривалість життя 8—12 років, на відміну від 30—40 років для родовища традиційного газу. Потрібно також зауважити, що коефіцієнт газовилучення в свердловинах на ділянках із сланцевим газом набагато менший (8—30 %), ніж для свердловин у традиційних джерелах газу (60—80 %). Внаслідок цього потрібно набагато більше свердловин, ніж для традиційних родовищ газу. Наприклад, за даними одного із джерел, у

північному Техасі на родовищі Барнет середня щільність свердловин сягає 12 на км². Крім того, виникає потреба з часом все частіше стимулювати поклади гідроударом (рис.).

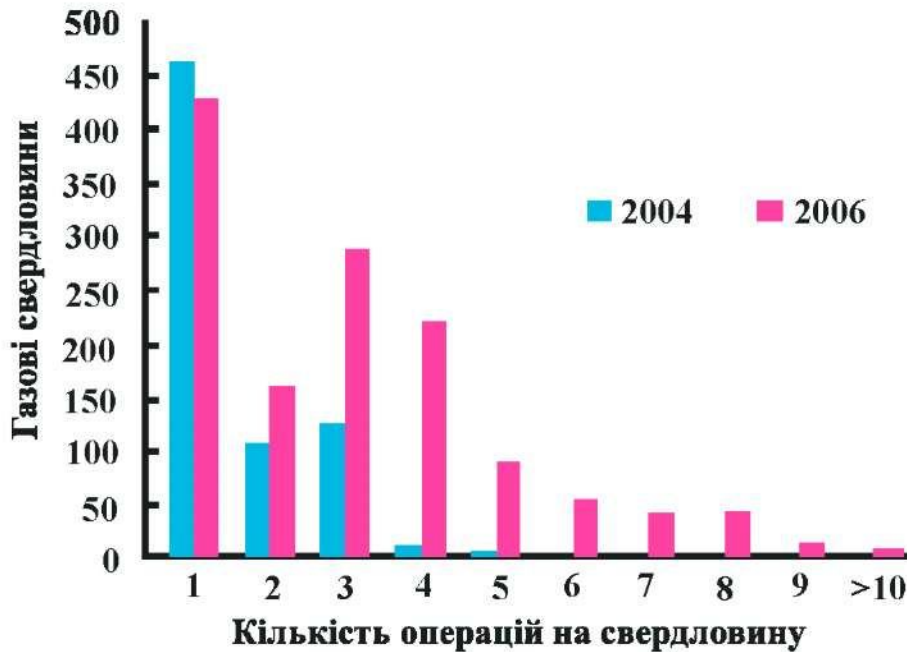


Рис. Кількість стимуляцій гідророзривом на газових свердловинах родовища Барнет

Технології видобутку сланцевого газу продовжують вдосконалюватися. Важливим в цьому сенсі є розробка спеціальних труб для буріння. Перераховані вище особливості підвищують вартість видобутку сланцевого газу, зменшуючи прибуток від розробки родовищ.

Існують різні оцінки собівартості видобутку сланцевого газу, що обумовлене як геологічними відмінностями його родовищ, так і технологією буріння свердловин навіть на одному родовищі. Різні оцінки собівартості його видобутку, зокрема зібрані на сайті Газпрому, коливаються від \$100—150 до \$144—188 за тис. м³. Натомість собівартість видобутку традиційних родовищ газу в Західному Сибіру становить \$20—42 за тис. м³. Проте треба зауважити, що сланцевий газ — це дуже серйозна загроза. Зауважимо, що в 2008 р. в Саудівській Аравії (площа 2 218 000

км²) функціонувало 2811 продуктивних свердловин; у Венесуелі (916 000 км²) — 14 651 свердловин; а на родовищі Барнет (13 000 км²) — 8960 свердловин.

Таким чином, як зазначено раніше, підґрунтям «газової революції» в США були податкові пільги, впровадження технології горизонтального буріння і гідроудару, лібералізація ринку газу та сервісних послуг у США, зростаючі ціни на газ. Щодо останніх, то вони з 2000 до 2008 р. зросли в 5,5 раза — з \$2 за 1 тис. cf (\$0,07 за 1 м³) до \$11 за 1 тис. cf (\$0,39 за 1 м³), що в часі збіглося зі стрімким розвитком видобутку сланцевого газу.

9. ГАЗОГІДРАТИ

9.1 Технології виявлення покладів газогідратів

Гігантські природні запаси газових гідратів роблять їх перспективним і важливим джерелом вуглеводнів в ХХІ столітті. Україна шукає нові джерела нетрадиційної енергії з моменту підняття цін на вуглеводневу сировину. Газогідрати – це джерело нової енергії, яке здатне збудувати майбутнє України без енергетичної залежності від інших країн. Гідрати вуглеводних газів у надрах викликають зацікавленість як потенційна корисна речовина і як нестабільний компонент техносфери, розкладання якої може мати небажані наслідки. Наявні теоретичні розробки українських вчених і фактичні дані, отримані ними в ході вивчення газогідратів Чорного моря, підтверджують доцільність проведення комплексних досліджень з метою запровадження технологій практичного видобутку метану із газогідратів Чорного моря для потреб економіки України. При розробці газогідратних родовищ і зміні термодинамічних умов, близьких до межі фазової стійкості газогідратів, можуть виникнути серйозні екологічні проблеми. Тому освоєння газогідратів Чорного моря може забезпечити енергетичну незалежність України лише за умови вибору ефективного та екологічно безпечного методу їх видобування. За попередніми оцінками провідних науковців, в українській економічній зоні Чорного моря запаси метану в газогідратах відповідають 100-річному традиційному видобуванню метану в Україні. Таким чином, якщо видобувати метан з моря в тому ж обсязі, в якому видобувають на суші, його вистачить на 1000-1500 років [1, 2]. Видобування природних гідратів в Чорно- му морі пов'язане з рядом економічних і екологічних проблем, які необхідно розв'язати. У більшості випадків перехід невикористовуваного нетрадиційного джерела в розряд використовуваних залежить від розміру інвестицій та рівня розвитку технологій. Газові гідрати можуть вважатися потенційним джерелом вуглеводнів тільки в тому випадку, коли отримана в результаті енергія буде перевищувати енергію, необхідну для виділення з них

метану. Слід зауважити, що видобування метану з газогідратів має ряд застережень: – порушення стійкості придонних відкладень на континентальних схилах; – подошва зони газових гідратів може бути місцем різкого зниження міцності товщі осадових порід; – присутність гідратів може перешкоджати нормальному ущільненню та консолідації донних відкладень. Таким чином, будь-яка з технологій розробки родовищ метанових газових гідратів (МГ) може виявитися успішною лише в тому випадку, якщо буде виключено додаткове зниження стійкості порід і забезпечена належна екологія навколишнього середовища. Аналіз останніх досліджень і публікацій. В останні роки цікавість до проблеми газових гідратів в усьому світі значно посилилася. Зростання активності досліджень можна пояснити наступними основними чинниками: – активізацією пошуків альтернативних джерел вуглеводневої сировини в країнах, що не володіють ресурсами енергоносіїв, оскільки газові гідрати є нетрадиційним джерелом вуглеводневої сировини, промислове освоєння якої може початися вже в найближчі роки; – необхідністю оцінки ролі газових гідратів в приповерхневих шарах геосфери, особливо у зв'язку з їх можливим впливом на глобальні зміни клімату; – вивченням закономірностей утворення і розкладання газових гідратів в земній корі в загальнотеоретичному плані з метою обґрунтування пошуків і розвідки традиційних родовищ вуглеводнів (природні гідратопроявлення можуть служити маркерами більш глибокозалягаючих традиційних родовищ нафти і газу); – активним освоєнням родовищ вуглеводнів, розташованих у складних природних умовах (глибоководний шельф, полярні регіони), де проблема техногенних газогідратів загострюється; – доцільністю скорочення експлуатаційних витрат на попередження гідратоутворення в промислових системах видобутку газу за рахунок переходу на ресурсозберігаючі та екологічно чисті технології; – можливістю використання газогідратних технологій при розробці, зберіганні та транспорті природного газу. Дослідження геологічних і технологічних проблем газових гідратів були розпочаті в середині 60-х років науковцями різних країн світу [3]. Спочатку ставилися і вирішувалися технологічні

питання попередження гідратоутворення, потім тематика поступово розширювалася: включалися в сферу інтересів кінетичні аспекти гідратоутворення, далі значну увагу було приділено геологічним аспектам, зокрема можливостям існування газогідратних покладів, теоретичним проблемам їх освоєння. У лютому 2011 року японське дослідницьке судно «Тікю», орендоване корпорацією «Japan Oil, Gas and Metals National Corp», почало пробне буріння свердловини під океанським дном в 70 км на південь від півострова Ацумі (поблизу міста Нагоя) з метою експериментів з видобутку газових гідратів. Передбачається пробурити три свердловини глибиною 260 м (глибина океану в цьому місці - близько кілометра) з метою перевірки можливості видобутку газових гідратів і проведення вимірювань. Очікується, що для переведення гідратів метану в газ буде використовуватися процес розгерметизації, розроблений корпорацією «Japan Oil, Gas and Metals National Corp». Повномасштабний пробний видобуток в даному районі було проведено в лютому - березні 2013 року, а промислова розробка запланована на 2018 рік. Станом на 14 березня 2013 року Японія стала першою країною, якій вдалося видобути природний газ з газогідратних покладів дна океану, що досі не вдавалося це зробити жодній країні світу [4]. Вчені Іркутського державного технічного університету вперше застосували новітню технологію для оцінки запасів газогідратів в озері Байкал. Ця подія відбулась 15 серпня 2013 року і стала суттєвим досягненням російських вчених в сфері пошуку та ідентифікації скупчень природних газових гідратів. Згідно з повідомленням, у розробці та виготовленні гідроакустичного комплексу брали участь вчені з Іркутська, Москви і Санкт-Петербурга. Комплекс успішно пройшов випробування на Байкалі: він може занурюватися на глибину до 1,6 тисячі метрів; здатний вивчати профіль придонних порід, морфологію, робити заміри температури, електропровідності, оцінювати вміст метану. У разі позитивної експертної оцінки фахівцями інших розвинутих країн, виробництво роботів - розвідників може набути масового характеру. Новітні технології, що стосуються розвідки та освоєння газогідратів загалом з'являються не тільки в сфері технологій, призначених для їх пошуку, але і для їх безпосереднього

видобування. Так, нещодавно було запропоновано нову технологію, яка відноситься до галузі газовидобутку, зокрема до видобутку газу з кристалогідратів. Технологію засновано на способі створення локальних перепадів тиску за рахунок застосування спеціальних гідродинамічних кавітаційних апаратів, які характеризуються мінімумом енергоспоживання, що робить в під сумку вирішення такого завдання економічно ефективним. Властивість газових гідратів при відносно невеликих тисках концентрувати значні запаси газу привертає увагу фахівців досить тривалий час, оскільки технологічні пропозиції щодо зберігання та транспорту природного газу в гідратному стані з'явилися ще в 40-х роках минулого століття, але справжньої актуальності вони набули саме сьогодні, тобто на початку 21-го століття. Розрахунки економістів стверджують, що найбільш ефективним є морське транспортування газу в гідратному стані, причому додатковий економічний ефект може бути досягнутим за одночасної реалізації споживачам газу, що транспортується і чистої води, що залишається після розкладання гідрату (при утворенні газогідратів вода очищається від домішок). Тому вчені передових країн світу активно працюють над цим питанням і вже досягли певних успіхів. Так, було створено проект з організації газогідратних сховищ газу в рівноважних умовах (під тиском) поблизу значних споживачів газу. Спорудження подібного сховища не є складним: сховище являє собою батарею газгольдерів, розміщених в котловані або ангарі, що сполучена з газовою трубою. У весняно-літній період сховище заповнюється газом, що формує гідрати, в осінньо-зимовий - віддає газ при розкладанні гідратів з використанням низькопотенційного джерела теплоти. Будівництво подібних сховищ поблизу теплоенергоцентралей може істотно в нормувати сезонну нерівномірність у виробництві газу і представляти собою реальну альтернативу будівництву ПСГ в деяких випадках. В даний час активно розробляються технології щодо видобування газогідратів, зокрема з використанням сучасних методів інтенсифікації технологічних процесів (добавки ПАР, які прискорюють тепломасоперенесення; використання гідрофобних нанопорошків; акустичний вплив різного діапазону, аж до отримання гідратів в ударних хвилях та

ін.) [5]. Виділення невирішених частин загальної проблеми. Дослідження умов утворення, стабільного існування і властивостей гідратів у природних умовах дають змогу впевнено прогнозувати їх наявність у різних регіонах суші, Світового океану та, зокрема, в межах Чорного моря. Цілеспрямовані пошукові роботи, що проводяться як на суші, так і в акваторіях, завжди виявляли газогідратні поклади. За результатами сейсмічних і геоакустичних досліджень у Чорному морі виділено аномалії (типу BSR, VAMP'S), які свідчать про наявність газогідратів (див. рис. 1, 2). Такі ділянки відомі у Західно-Чорноморській западині, Бар'єрній антиклінальній зоні, на піднятті Паласа, у прогині Сорокіна, на Анапському виступі, біля підніжжя Кавказького континентального схилу. Взагалі у Чорному морі виявлено більше десятка відкладень газогідратів у приповерхневій товщі донних відкладів, в інтервалі залягання від 0,6 до 2,85 м (на Кримському континентальному схилі, на піднятті Паласа тощо). У деяких районах Чорного моря на глибинах 300-1000 м виявлено газогідратні поклади метану товща шару яких коливається від 400 до 800 м під дном моря. Нижня межа існування гідратів метану і сірководню залежить від глибини моря і величини термічного градієнта в розрізі порід. Ресурси метану в покладах газогідратів навпроти Криму оцінюються в 20-25 трильйонів м³; кількість же метану у всьому Чорному морі за оцінками експедицій Української академії наук, а саме за результатами розбурювання і підйому зразків ґрунту морського дна більш, ніж у 400-х кернах – не менше 100 трильйонів м³. При цьому залишаються не дослідженими регіони інших шельфів, континентального схилу, Чорноморської западини, Азовського моря [6]. Основна маса газогідратів припадає на Україну та Румунію, в меншому обсязі припадає на Туреччину, Болгарію і Росію. Якщо вихід метану знаходиться досить глибоко під водою, газ пов'язується у складі «теплого льоду». Але іноді товщу газогідратів проривають вільні, дуже потужні викиди газу. Іноді такий «метановий фонтан» б'є днями, місяцями або навіть починає «працювати» періодично, то стихаючи, то знову прориваючись на поверхню моря. Такі феномени називають грязьовими вулканами, – адже газ, прямуючи з дна вгору, захоплює з собою маси донного

грунту, каменів, води. У багатьох місцях з дна піднімаються менші струмені метану, що розпливаються у вигляді хмар, їх називають сипами: одні з них викидають газ рівним, постійним потоком, інші – пульсують, нагадуючи трубку курця, як це відображено на рис. 3. У 2010 році німецько-українська експедиція виявила запаси газогідратів неподалік від м. Севастополя. Але для їх більш-менш точної оцінки потрібно провести широкомасштабні розвідувальні роботи. Втім, говорити про те, що Україна в найближчому майбутньому зможе досягти енергетичної незалежності завдяки розробці чорноморських газогідратів, ще рано. Проблема в тому, що газ, укладений у крижаній пастці, дуже складно вилучити. За прогнозами та оцінками багатьох вчених різних країн світу ми можемо стверджувати, що Україна дуже багата нетрадиційними джерелами природного газу. У неї є великі запаси шахтного метану, є сланцевий газ, доведено наявність родовищ газогідратів. Однак всіх їх об'єднує велика складність і висока вартість видобутку, а також відсутність ефективних та економічно обґрунтованих технологій. Щоб бути на передньому краю прогресу в цій галузі, українським спеціалістам потрібні значні інвестиції на розвиток і фінансування дослідницько-промислових програм стосовно розробки природних газогідратів дна Чорного моря.

На сьогоднішній день існує ряд методів видобування природних газових гідратів, кожен з яких має певні недоліки і переваги, і, в свою чергу включає багато варіантів реалізації процесу видобування з дна Чорного моря. Існують методи, які являють собою комбіноване поєднання деяких з них. Так, до загальних методів видобування природних газових гідратів відносять: термальні методи, які включають в себе циркуляцію гарячої рідини по стовбуру свердловини, пароциклічну обробку пласта, нагрівання стовбура свердловини електрообігрівачами, а також метод термозаводнення; метод зниження гідростатичного тиску, хімічні (інгібіторні) методи, а саме закачування в поклад газогідрату певних хімічних реагентів (діоксид вуглецю, метанол, нітроген тощо), і механічні методи видобування, які наразі вважаються малоперспективними. Як вже зазначено

вище, існують і комбіновані методи видобування газу з гідратних покладів. Так, наприклад, поєднання термальних методів із методом зниження гідростатичного тиску дає майже 100%-ий ефект. Ми пропонуємо провести розгляд існуючих методів видобування метану з природних газових гідратів на основі класифікаційної схеми, яка наводиться на рис. 5. З наведеної на рис. 5 схеми, окремі способи мають комплексний характер, тому можуть бути віднесені до різних методів. Наприклад, найбільш розповсюджений на даний час є спосіб зниження тиску у свердловині, який застосовується у районах вічного холоду Росії і Канади. Для видобування газу з газогідратів за допомогою зниження гідростатичного тиску [7] застосовують випуклий уловлювач продуктів розкладання газогідратів (УПРГ), який опускають на підвісному пристрої з борта плавзасобу на морське дно (див. рис. 6). Ізолюють внутрішній об'єм УПРГ від зовнішнього морського середовища. Електронасосом відкачують з уловлювача морську воду з донними осадами, знижуючи в ньому гідростатичний тиск, в результаті чого газогідрат під уловлювачем розкладається на прісну воду і газ. Газ відбирають по гнучкій трубі в ємності плавзасобу, або в плавучі газгольдери, або на берег для подальшого використання. Вироблену прісну воду при необхідності подальшого використання відкачують по іншій гнучкій трубі зі своїм електронасосом на плавзасіб або на берег. Під дією власної ваги УПРГ опускається в западину до тих пір, поки процес розкладу газогідратів не дійде до підшови його пласта. УПРГ піднімають до поверхні дна і переміщують на сусідню ділянку газогідратних покладів. Перевагами даного методу є: - практично реалізується принцип зниження тиску для розкладання газогідратів; - не потрібно дорогого громіздкого підводного буріння; - не вимагається штучного нагрівання води для термічного розкладання газогідратів; - не потрібно дорогого використання інгібіторів (метанолу та ін); - можливість одночасного використання багатьох уловлювачів в комплексі. Недоліками даного методу є: - великі енергозатрати та кількість електронасосів, які виконують певні операції; - не враховані умови впливу сірководню на ковпак уловлювача та труб, які до нього під'єднані; -

довготривалість процесу при проведенні операції. Методи теплової дії на пласт спрямовані на підвищення температури у привибійній зоні пласта (ПЗП). До них відносять метод циркуляції гарячої води по стовбуру свердловини для підвищення температури на вибої, метод обігріву стовбура свердловини нагрівачами, встановленими на вибої для підвищення температури в пристовбурній зоні і пароциклічна обробка свердловини, яка передбачає закачування гарячої води в продуктивний горизонт, з подальшим глушінням на період, необхідний для достатнього переміщення тепла в пласті, після чого відбувається видобуток газу та води з тієї ж свердловини, через яку нагнітали гарячу воду. З іншого боку, при термозаводненні, тепло від гарячої води, яка нагнітається, рухається в напрямку інших свердловин, підвищуючи температуру, що, в свою чергу, спричиняє дисоціацію метанового гідрату (МГ) між свердловинами (метод термозаводнення). При застосуванні методів циркуляції гарячої води та обігріву стовбура свердловини, в районі, де пластова температура досягає значення вищого за 3-фазову ідентичну температуру, відбувається дисоціація МГ і в той же час спостерігається підвищення тиску, яке пов'язане з газом, що виділяється з МГ. Дисоціація МГ припиняється в районі, де пластовий тиск стає рівним значенню 3-фазового ідентичного тиску. При застосуванні даних методів, процес збільшення зони з підвищеною температурою надзвичайно повільний, оскільки тепло переноситься завдяки теплопровідності. У 2002 році в районі родовища М'ялік (Канада) вперше в світі проведено дослідження, в результаті якого було досягнуто успіх з видобування метанового газу з покладів МГ, застосувавши метод циркуляції гарячої води. При застосуванні методів, які базуються на закачуванні гарячої води в пласт, як це відображено на рис. 7, таких як пароциклічна обробка і термозаводнення, поширення тепла відбувається набагато швидше в порівнянні з іншими тепловими методами, а, отже, і збільшення зони дисоціації МГ, за умови, що нагнітання гарячої води буде рівномірним, тобто без ускладнень. Насправді, закачування гарячої води є складним процесом. Більше того, при термозаводненні, метановий газ, що виділяється внаслідок дисоціації МГ біля нагнітальної

свердловини, охолоджується знову, в напрямку поширення видобувної свердловини і при цьому спостерігається вторинне утворення МГ між свердловинами, що, в свою чергу, миттєво знижує проникність і запобігає подальшому рівномірному нагнітання гарячої води. До переваг термальних методів слід віднести: – простоту застосовуваного обладнання; – відсутність шкідливих і небезпечних технологічних речовин. Недоліками даних методів є: – процес збільшення зони з підвищеною температурою надзвичайно повільний; – для застосування у поверхневих покладах необхідна наявність додаткових пристроїв; – складність процесу закачування води при високих тепловтратах. Якщо поклад газогідратів знаходиться на дні моря, тоді застосування термальних способів зводиться до використання додаткового пристрою (дзвону), опущеного з плавзасобу на дно

9.2 Перспективи видобутку газогідратів в Україні

Газогідрати являють собою дуже перспективне джерело природного газу для України. Слід зазначити, що це своєрідна “заначка на майбутнє”, коли традиційні запаси вуглеводнів будуть вичерпані, а на той час ми вже знайдемо способи і технології, що забезпечать нескладно і недорого видобувати такий газ. Постановка задачі. Останнім часом в Японії, США, Канаді, Росії та інших країнах, що володіють величезними ресурсами газових гідратів, активізувався пошук інженерних рішень проблеми видобутку вуглеводнів з газів гідратів. Складність і незвичайність цієї проблеми в тому, що газовий гідрат - твердий матеріал, який мимовільно газифікується при зниженні тиску або підвищенні температури. Але зниження тиску без підведення тепла призводить до ендотермічного охолодження, контактна поверхня покривається кіркою льоду, яка обмежує дифузю та подальше утворення газу (самоконсервація). У багатьох випадках це тепло необхідно підводити в ґрунт на велику глибину, для чого науковцями розроблено ряд методів. Слід зауважити, що в Чорному морі запаси донних газогідратів умовно можна віднести до двох критеріїв, не врахувавши які у нас можуть виникнути суттєві ускладнення при їх розробці: першим є те, що гідрати

розташовані переважно в глибинних зонах, морське дно яких насичене сірководнем; другим те, що газогідрати існують при тиску від $2 \cdot 10^{-8}$ до $2 \cdot 10^3$ МПа і температурі від 70 до 350 °К і для утворення гідрату необхідними є: наявність води, газу, певного тиску та температури одночасно; хімічні зв'язки між молекулами відсутні; молекули води з'єднані водневим зв'язком, який легко руйнується при зниженні тиску та збільшенні температури (див. рис. 4). Саме ці два критерії повинні нами бути враховані при виборі технологічних методів видобутку донних газогідратів у Чорному морі.

10. ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ ВИДОБУТКУ НЕКОНВЕКЦІЙНИХ ТИПІВ ВУГЛЕВОДНІВ

Екологічні небезпеки, які можуть виникати при розробці сланцевого газу, є одними з найбільш обговорюваними, особливо в густонаселеній Європі. Основну небезпеку для навколишнього середовища пов'язують з застосуванням технології гідророзриву пласта (hydraulic fracturing, tracking), яка передбачає витрати великої кількості води та створює небезпеку забруднення водоносних горизонтів при використанні високотоксичних хімічних речовин, забруднення повітря та збільшує ймовірність виникнення техногенних землетрусів. Крім того, необхідність буріння великої кількості свердловин в густонаселеній Європі викликає побоювання можливої зміни природних ландшафтів. Все це призвело до того, що розробка покладів сланцевого газу в Європі сприймається суспільством дуже критично, у зв'язку з чим уряди низки європейських країн (Франція, Румунія, Австрія, Англія) ввели на певний період мораторій на видобуток сланцевого газу з використанням методики гідророзриву.

Як зазначає Bloomberg, Франція стала першою країною, де законодавчо заборонено видобуток сланцевого газу, який останнім часом набрав значної популярності у енергетиків. Сенат Франції на засіданні 01 липня 2011 р. заборонив метод видобутку корисних копалин, який має назву «гідророзрив пласта». За ухвалення законопроекту проголосували 176 сенаторів, а проти — 151. Тепер у всіх компаній, що одержали у Франції дозвіл на видобуток сланцевого газу, ліцензії будуть ліквідовані. Якщо вони продовжать працювати на родовищах, їм загрожують штрафи, а менеджерам компаній — тюремні терміни. В Асоціації нафтовиків Франції (Union Francaise des Industries Petrolieres) вже заявили, що засуджують рішення сенаторів.

Гідророзрив пласта використовується не тільки при видобутку сланцевого газу, але й при «інтенсифікації» родовищ, де приплив нафти або газу незначний.

Гідророзрив призводить до створення в цільовому горизонті високопровідних тріщини, система яких і забезпечує приплив флюїду. Екологи вважають гідророзрив пласта дуже небезпечною техногенною операцією, оскільки при цьому використовується велика кількість хімікатів, що неконтрольовано потрапляють у воду та повітря.

Із екологічних міркувань в Австралії також введений мораторій на 20 років на видобуток сланцевого газу, щоб поглиблено оцінити можливі негативні екологічні наслідки його видобутку. Доцільність здійснення подібних заходів розглядають і в Канаді.

В Україні під час дискусій щодо перспектив розвитку видобування сланцевого газу згадують передусім про економічні передумови, питання енергетичної безпеки, технологічні та законодавчі обмеження. Разом з тим, видобування сланцевого газу пов'язане із значними екологічними ризиками. Британська дослідницька організація Tyndall Centre for Climate Change Research нещодавно оприлюднила результати дослідження про вплив на довкілля видобування сланцевого газу, у висновках якого рекомендує уряду своєї країни призупинити розвиток технології до більш детального дослідження екологічних ризиків.

Потрібно звернути увагу на поглиблене вивчення екологічних аспектів перспектив видобування сланцевого газу в Україні не для того, щоб залякати громадськість та збурити суспільну думку проти розвитку перспективної галузі, а з метою своєчасної розробки адекватних механізмів контролю та запобігання техногенних аварій в місцях розробки покладів сланцевого газу. І тут не обійтись без вивчення та підбору оптимального хімічного складу розчину, який використовується при гідророзриві. Найбільш технологічно поширений склад гідравлічного розчину становить: 98 % водопіскової суміші та 2 % високотоксичної хімічної речовини.

За розрахунками експертів, для підготовки одного кластера із 6 свердловин потреба у воді становить близько 54—174 тис. м³ (залежно від довжини вертикальної частини свердловини), потреба у хімічних реагентах — близько 1,0—

3,5 тис. м³. Згідно з існуючою в США практикою, після розриву пласта вдається викачати назад близько 1,3—23 тис. м³ гідравлічного розчину. Але його більша частина (майже 80 %) залишається у свердловині, що створює реальну загрозу його потрапляння у водоносні горизонти з подальшим отруєнням підземних водних резервуарів впродовж терміну експлуатації свердловин.

Для запобігання цих вкрай небажаних явищ у більшості штатів США органи місцевої влади законодавчо зобов'язали газовидобувні компанії застосовувати технологію бетонування вертикального стовбура свердловини для його надійної ізоляції від контакту з ґрунтовими водами. Та частина гідравлічного розчину, яка відкачується із свердловини, певний період часу зберігається у технічних резервуарах глибиною до 3 м, об'ємом близько 3 тис. м³, після чого підлягає вивезенню та утилізації. Як свідчить набутий досвід, інфраструктура утилізації цієї рідини повинна бути створена вже на підготовчому етапі розробки покладів сланцевого газу. Порушення правил роботи з технічною рідиною або неналежне зберігання створює загрозу її потрапляння у навколишнє середовище внаслідок техногенних аварій, інфільтрації і т.д., що потребує контролю з боку органів місцевої влади та уповноважених інстанцій.

Іншим аспектом видобування сланцевого газу, на який необхідно звернути увагу, є утилізація технічної породи, що утворюється на етапі бурових робіт. Порівняно із традиційною газовою свердловиною глибиною до 2 км, яка дає близько 85 м³ відвалу породи, кластерне буріння вертикальної частини свердловини сланцевого газу на глибину до 2 км та горизонтальної частини довжиною до 1,2 км дає у 10 разів більший об'єм виходу технічної породи — близько 840 м³ (6 свердловин по 140 м³ кожна). В Україні експерти прогнозують залягання газоносних пластів на глибинах близько 2,5—4 км, отже вихід технічної породи на одному кластері становитиме близько 1350 м³ або 4725 м³ на 1 км².

Досвід видобування сланцевого газу в США показує, що дебіт однієї свердловини сланцевого газу може становити близько 80 тис. м³/добу. Однак він суттєво скорочується впродовж перших 5 років експлуатації. Середній час

експлуатації одної свердловини становить близько 7 років, після чого продовження видобування газу стає економічно невиправданим. Тому, збереження та збільшення значних обсягів видобування сланцевого газу в США відбувається екстенсивним шляхом, тобто винятково за рахунок збільшення кількості свердловин.

Нещодавно британські вчені оприлюднили результати прогнозних оцінок ресурсного забезпечення та екологічних ризиків, пов'язаних із перспективою видобування 9 млрд м³ сланцевого газу у Великій Британії впродовж 20 років, очікувані результати.

За оцінками спеціалістів, показники викидів CO₂ під час експлуатації свердловин сланцевого газу суттєво не відрізнятимуться від показників при видобуванні традиційного газу. Водночас науковці звертають увагу, що на підготовчому етапі кількість викидів CO₂ залежатиме від глибини залягання продуктивного пласта та кількості машино-годин, необхідних для буріння свердловин (від 500 до 3000 машино-годин). За розрахунками експертів, викид CO₂ під час буріння як вертикальної, так і горизонтальної частини свердловини становитиме близько 49 кг CO₂ на один метр проходки. Так, обсяг викиду CO₂ при бурінні середньостатистичної свердловини довжиною 3 км (1,5 — вертикально; 1,5 — горизонтально) в районі родовища сланцевого газу Марселлус становив приблизно 73,5 т. Зважаючи на загрозу збільшення викидів CO₂, важливо також звернути увагу на існуючі розрахунки кругорейсів автотранспорту, що використовується на підготовчому етапі одного газовидобувного кластера. Їхня кількість становить близько 4,3—6 тис., при цьому 90 % рейсів транспорту здійснюється саме на етапі гідравлічного розриву газоносного пласта для доставки технічної води та інших хімічних сполук. Емісія CO₂ від роботи транспорту, задіяного у перевезеннях технічної води, хімічних реагентів, відкачаних обсягів гідравлічної рідини та технічного ґрунту після буріння становить близько 983,11 г. CO₂ на 1 км перевезення. Отже, за підрахунками британських вчених, при видобутку 150—300 млрд м³ впродовж 20 років, сукупні обсяги викиду CO₂

становитимуть близько 305—589 млн т. Іншим аспектом, який потребує посиленої уваги з боку органів влади та додаткового вивчення спеціалістами, є можливість міграції сланцевого газу від місця його розробки на значну відстань (в США відомі випадки міграції газу на відстань до 20 км) та неконтрольованого виходу на поверхню, потрапляння у резервуари питної води, в комунальні пункти водозабору тощо.

Отже, до головних екологічних загроз, пов'язаних з видобуванням сланцевого газу об'ємом 10 млрд м³ на рік, можна віднести:

- порушення правил роботи з хімічними речовинами та технологій виконання бурових робіт, що може спричинити потрапляння отруйних речовин у природні резервуари питної води, ґрунтові та поверхневі води навколо місць розробки газу;
- накопичення в ґрунтових водах важких металів та органічних хімікатів, природних радіоактивних матеріалів;
- зростання обсягів використання технічної води в районах розробки родовищ та відсутність інфраструктури утилізації значних об'ємів технічної рідини (5—10 млн м³ для 3000 свердловин), що відкачуватиметься із свердловин перед початком їх експлуатації;
- необхідність утилізації значних обсягів технічної породи в районах видобування сланцевого газу (близько 700 тис. м³);
- на підготовчому етапі під час облаштування близько 3000 свердловин, призначених для видобування 10 млрд м³ газу в Україні, сукупні викиди CO₂ від транспортних робіт в атмосферу становитимуть не менше 600 млн т;
- міграція та неконтрольовані викиди сланцевого газу після гідравлічного розриву породи, потрапляння газу у водозабірні системи комунального водогосподарства прилеглих територій.

Як бачимо, екологічні наслідки можуть бути доволі суттєвими, їх подолання потребуватиме значних фінансових витрат та організаційних зусиль усіх рівнів центральної і місцевої влади, широкого залучення та інформування громадськості.

За оцінками експертів, масштабне видобування сланцевого газу в Україні може розпочатись не раніше 2017—2022 рр. Отже, час для врахування усіх специфічних питань, пов'язаних з екологічною небезпекою розробки цього виду палива, є. Питання про екологічну безпеку при видобутку сланцевого газу виникають і в Україні. Зокрема, це питання було порушено 19 травня 2011 р. на спільному засіданні депутатських комісій Львівської, Тернопільської та Івано-Франківської обласних рад під час обговорення намірів уряду розпочати, за інвестиційної підтримки іноземних енергетичних компаній, видобуток газу зі сланців у так званій Одеській зоні, яка охоплює значну частину території західних областей. Отже, членами постійних депутатських комісій з екологічних питань всебічно розглянуто не тільки перспективи цієї справи, але й загострено увагу на можливих негативних наслідках для довкілля від видобування сланцевого газу і, в результаті, рекомендовано наразі утриматися від надання погодження щодо включення Олеської ділянки до Переліку надр, які можна надавати в користування, як про це просить Міністерство екології та природних ресурсів.

Мікроземлетруси (магнітудою менш, як 3 бали за шкалою Ріхтера) також є невід'ємною складовою гідророзриву. Вони несуть дуже невеликий ризик — візуально всі помічені мікросейсмічні події, пов'язані з гідророзривом, мають магнітуду — 0,5 бала, це набагато нижче відчутного без обладнання рівня. Невеликі землетруси в південній частині Техасу пов'язані зі збільшенням видобутку нафти і пластової води, але не пов'язані безпосередньо з процесом гідророзриву. Сейсмічні рухи в період 2009—2011 рр. в басейні р. Горн, Британська Колумбія, були викликані нагнітанням флюїду під час гідророзриву поблизу передових розломів, але тільки один з цих випадків можна було «відчути» на поверхні землі і ніякої шкоди це не принесло.

Більшість землетрусів, що приписуються гідророзриву, пов'язані з ін'єкцією відпрацьованої (стічної) води в свердловину глибоко під землею. Це може порушити флюїдний баланс в породах і напруження земної кори поблизу розлому. Загалом ці так звані свердловини для поглинання стічних вод несуть невеликий ризик індукованої сейсмічності і, порівняно з їхньою великою кількістю, було зафіксовано невелику кількість сейсмічних подій. Проте землетрус в Оклахомі магнітудою 5,7 бала в 2011 р. був пов'язаний зі спуском технічних вод від видобутку нафти. Очевидно, що деякі площі на середньому заході США схильні до процесу під назвою «динамічний пуск», за допомогою якого віддалені землетруси можуть викликати невеликі землетруси вздовж розлому, що «критично завантажені» свердловинами для поглинання стічних вод. Якщо стратегія розроблена для мінімізації впливу цих свердловин на баланс підземних флюїдів, то ризик індукованої сейсмічності буде зменшено.

Запаси Європи в 639 Tcf можна порівняти з запасами Америки, що нараховують 862 Tcf, але тут існують інші фактори. Європейська геологія складніша, з глибокозануреними сланцями, а отже видобуток газу тут витратніший. Згідно з даними Дойч-банку, вартість свердловини у Європі може перевищувати вартість свердловини у США в 3,5 рази.

У Великій Британії про застосування гідророзривів не було широкого розголосу, поки не сталося 2 невеликих землетруси (3,2 і 2,4 бали) в Ланкаширі у 2011 р. після проведення гідророзривів у свердловинах. Цей процес фактично розпочався у 70-х роках, всього було задіяно 200 свердловин на узбережжі і ще більше у Північному морі. Було застосовано різні експерименти: наприклад, Лідсейська нафтова свердловина зазнала розриву у вересні 1991 р. із використанням мікробіальної кислоти як агента для розриву (вона відома ще як марміт, дріжджовий і рослинний екстракт). Теоретично марміт (і меляси) є продуктом харчування для спеціальних бактерій, які виділяють кислоту для розчинення карбонатної породи. На жаль, ними також харчуються і природні бактерії, що

виробляють сірководень. Свердловина також розривалась типовим піщаним розривником до того, як застосовувався марміт.

Як приклад моніторингу еколого-геологічних небезпек можна навести свердловину, в якій вперше у Польщі був застосований гідророзрив на горизонтальній ділянці.

Ця свердловина була пробурена в рамках ліцензії на пошук і розвідку нетрадиційних покладів природного газу № 16 від 2007 р. Процес гідророзриву було проведено згідно з додатком № 1 до Плану дій, затвердженого директором Окружного гірничого управління в Познані.

В рамках пошукових робіт у 2010 р. пробурено вертикальну свердловину глибиною близько 3,5 км і позначено як LE-1. В ній проведено пробний гідророзрив невеликої сили. У червні 2011 р. завершено буріння другої свердловини з горизонтальною ділянкою LE-2H. Повна глибина свердловини становить 4 075 м, горизонтальна частина має довжину 1000 м.

Помічено підвищений рівень шуму під час розриву. Не зазначено впливу робіт, пов'язаних з гідророзривом, на якість поверхневих і підземних вод, а сам забір води не вплинув на зменшення запасів підземних вод в районі бурової. Проведення гідророзриву не викликало на поверхні жодних коливань або струсів, які могли б створити небезпеку для будинків чи інфраструктури.

Роботи не вплинули на стан чистоти атмосфери. Вивільнений газ знешкоджувався в похідні, де проходить окиснення вуглеводнів та інших супутніх газів. Активним джерелом забруднення були дизельні двигуни, які використовуються для приведення в дію обладнання. Однак заміри стану чистоти атмосфери з навітряного, потенційного напрямку поширення продуктів згоряння не виявили перевищення чинних стандартів.

Основним джерелом шуму під час гідророзриву була робота дизельних двигунів високої потужності. На межі підприємства біля огорожі зареєстровано короткотривалі шуми на рівні 77,5 дБ. Після врахування фону і тривалості роботи рівноважний рівень звуку досягав 76 дБ. Разом зі зростанням відстані він затухав.

При житловому будівництві досягав рівня 53,8 дБ, не перевищуючи допустимого рівня шуму в довкіллі для денного часу, встановленого на 55 дБ.

Гідророзрив не викликав жодних змін у складі ґрунтових газів, які досліджувались на предмет концентрації радіоактивних радону та метану. Не виявлено також метану в зоні аерації криниці на території бурової. Проведення гідророзриву не викликало розкриття шляхів міграції для газів із земних глибин ні в районі свердловини, ні у самій присвердловинній зоні.

Гірниче підприємство Лебень було елементом ландшафту району Нова Весь Лемборська багато місяців. На думку місцевої громади, воно не створювало помітного погіршення ландшафту. Вплив на поверхню території полягав, передусім, у збільшенні навантаження через встановлення обладнання і матеріалів на території підприємства. Був короткотерміновим і, здається, не спричинив суттєвих змін.

Проведення гідророзриву не викликало на поверхні жодних коливань та струсів, які могли б створити загрозу для будинків чи інфраструктури. В результаті проведення гідророзриву утворилась невелика кількість твердих відходів, які були використані на рекультивованому комунальному сміттєзвалищі. Велику частку в їх масі становив невикористаний кварцовий пісок. Зворотний розчин гідророзриву виявився субстанцією зі змінними властивостями, але, загалом, з великим вмістом хімічних і токсичних речовин.

Технологічні розчини знаходились під постійним контролем — їх витік у довкілля був неможливим. Завдяки застосуванню лінії для очистки велику частину зворотного розчину використано для проведення наступного процесу гідророзриву в іншій свердловині. Рідкі відходи були передані для здійснення спеціалізованої утилізації.

Також не виявлено впливу пов'язаних із гідророзривом робіт на якість поверхневих вод. Не зареєстровано скарг на викид забруднень у довкілля. Роботи на глибині не вплинули на гідрологічні умови навколо бурової.

Враховуючи завчасну заготівлю води для технологічних потреб у поверхневих збірниках, процес гідророзриву, попри використання майже 18 000 м³ води з водоносного горизонту, не вплинув на зменшення запасів підземних вод у районі бурової. Це стало можливим тому, що забір води проводився відповідно до водно-правового дозволу протягом кількох місяців. Враховуючи гідрогеологічні умови регіону, було рекомендовано виконання протягом 4 років контрольних замірів певних фізико-хімічних показників у пунктах досліджень, зосереджених у напрямках течії підземних вод.

Було проведено також сейсмічний моніторинг. Заміри, які проводились в період з 15 липня до 30 вересня 2011, дозволили визначити рівень сейсмічних збурень перед початком процесу гідророзриву, під час нього та зареєструвати сейсмічні випадки, що можуть проявлятися із запізненням. Використано 10 мобільних сейсмічних станцій, розташованих на віддалі від 1 до 25 км від свердловини.

В Великій Британії також існують серйозні побоювання щодо екологічних аспектів процесу видобутку сланцевого газу. Одним із побоювань тих хто виступають проти цього процесу є питання вивільнення газу та застосування хімікалії під час гідророзриву. Вони можуть потрапити як в атмосферу, так і в ґрунтові води, створюючи загрозу місцевим джерелам водопостачання. Як що правильно діяти, зокрема із застосування як слід зацементованих колон обсадних труб і захисту місць буріння від випадкового попадання рідини, то малоімовірно, що видобування сланцевого газу призведе до пошкодження навколишнього середовища. Багато таких випадків, зокрема у США, після дослідження вказують на неглибоко залеглий біогенний газ, який і відповідальний за забруднення.

Стосовно підвищення безпеки процесу видобутку сланцевого газу компанією Ground Gas Solution Ltd (GGS) зроблено висновок, що в промисловій практиці існують два ключових аспекти моніторингу навколишнього середовища, на які не звертали увагу. Перший аспект — це потреба у вивченні базової лінії показників забруднення, тобто виявлення змін у навколишньому середовищі як до процесу

гідророзриву, так і під час та після нього. Ця базова лінія повинна вимірюватись протягом тривалого часу з тим, щоб прийняти до уваги будь-які значні зміни навколишнього середовища. Іншою проблемою процесу моніторингу було те, що він відбувався періодично, тобто не на постійній основі. Тому компанія GGS вирішила розробити методи постійного моніторингу з метою вимірювання концентрації найважливіших газів. Це — метан, монооксид вуглецю, діоксид вуглецю, сірководень разом з леткими органічними сполуками. Також необхідний постійний замір атмосферного тиску та температури та тиску у свердловині. Ці вимірювання проводять зазвичай один раз за годину, проте за потреби можуть вимірюватись і що три хвилини.

Нещодавно видана за дорученням TNO, голландської незалежної науково-дослідної компанії, Європейська аргументаційна карта сланцевого газу має на меті надати інформацію як за, так і проти видобутку сланцевого газу. Цей аналіз було представлено в Європейському парламенті в лютому 2013 р. з метою проведення предметної дискусії.

Наприклад, в межах економічного розділу діаграми одним із про-аргументів є те, що «видобуток сланцевого газу підвищує регіональну зайнятість», тоді як одним з аргументів проти є те, що «не цілком зрозуміло, скільки газу можна видобувати прибутково і чи публічні інвестиції впливають на ціноутворення».

Європейська аргументаційна карта сланцевого газу була розроблена для сприяння «європейській ініціативі проведення досліджень щодо сланцевого газу через те, що знати більше про нього є дуже важливо» — сказав Март Дж. ван Брахт, директор з енергетики в TNO. Ван Брахт продовжив, що «природний газ є паливом, що на даний момент є дуже важливим для європейської економіки, але він також буде дуже важливим і в майбутньому».

Отже, зважаючи на те, що видобуток сланцевого газу є потенційно екологічно небезпечним процесом, створення коректного плану дій щодо його видобутку є передумовою запобігання багатьох проблем як соціального, так і техногенного характеру. Безумовно, таке геоecологічне планування потрібно проводити

одночасно з геолого-пошуковими роботами, що дасть змогу уникнути небажаних ризиків.

11. ПЕРЕВАГИ ТА РИЗИКИ ВИДОБУТКУ ЕНЕРГОНОСІВ ІЗ НЕТРАДИЦІЙНИХ ДЖЕРЕЛ

У світовому обсязі видобутку природного газу його нетрадиційні види становлять 12 %, причому лєвова частка припадає на США -10 %, або понад 85 % усього видобутку нетрадиційного газу. Зростання видобутку нетрадиційних видів газу в США в останні роки справляє все суттєвіший вплив на світові газові ринки. Особливо виразно це проявилось у 2009-2010 рр., коли незатребувані в Північній Америці обсяги скрапленого природного газу були спрямовані з Близького Сходу до ринків Європи, що призвело до істотного зниження цін.

Очікується, що видобуток нетрадиційного газу в світі до 2030 р. збільшиться майже удвічі — до 629 млрд куб. м, і він відіграватиме помітну роль на газових ринках Європи та Китаю.

Наразі в Україні дані щодо підтверджених запасів нетрадиційного газу існують лише для метану вугільних родовищ. Оцінка запасів і виявлення перспективних площ сланцевого та центрально-басейнового газу потребує проведення масштабних пошуково-геологічних робіт.

Собівартість розробки покладів нетрадиційного газу є значно вищою, ніж традиційних родовищ, внаслідок більших затрат на бурові роботи, придбання земельних ділянок і забезпечення дотримання екологічних норм.

НАК «Нафтогаз України» самостійно не здатен виконувати проекти з освоєння покладів нетрадиційного газу. Вони можуть бути реалізовані лише завдяки залученню інвестицій з боку провідних нафтогазових компаній світу на основі модернізованого законодавства у сфері надрокористування, яке спиратиметься на передовий світовий досвід.

Обов'язковою умовою залучення прямих іноземних інвестицій у розвідку, освоєння й промисловий видобуток нетрадиційного газу в Україні є лібералізація її внутрішнього ринку. Зокрема, має бути скасовано субсидування окремих

споживачів, а ціни на газ вирівняно й наближено до економічно обґрунтованого рівня. Видобувні підприємства не повинні висувати примусові зобов'язання стосовно постачання газу певними категоріями споживачів, крім того, настав час відмовитися від практики встановлення НКРЕ граничних цін.

За умови створення сприятливого інвестиційного клімату для реалізації проектів прогнозований обсяг видобутку нетрадиційного газу в Україні становитиме в 2020 р. близько 2, а в 2030 р. — 10 млрд куб.м.

11.1 Сланцевий і центрально-басейновий газ

Головною перевагою нетрадиційних видів газу є близькість його покладів до споживача та регіонів з розвинутою інфраструктурою (наявність доріг, електропостачання, газопроводів, ТЕС), але разом із цим, зважаючи на охоплене розробкою великих площ й інтенсивне порушення цілісності надр, освоєння його покладів пов'язано з певними обмеженнями.

Активне освоєння ресурсів сланцевого й центрально-басейнового газу в нашій країні гальмують:

- нестабільність законодавчої бази та порядку оподаткування (який в Україні в 2010-2012 рр. змінювався двічі). Досвід США свідчить, що «сланцева революція» в цій країні стала можливою завдяки довгостроковій стабільності нормативної бази (з 1980-х) та активному стимулюванню розвитку галузі на державному рівні (спеціальний податковий режим);
- несприятливий інвестиційний клімат, що ускладнює залучення значних інвестицій на 30 і більше років, притому що навіть за постійної технічної оптимізації й скорочення витрат період їх окупності становитиме 15...20 років;
- недостатня вивченість ресурсів з точки зору геологічних та економічних характеристик. При цьому великі глибини залягання нетрадиційних газових покладів в Україні (понад 3,0 км) і висока міцність порід (їхній

опір гідророзриву)можуть значно збільшити затрати на розвідку та дослідно-промислову розробку;

- відносно невисока концентрація газу в породі, що призводить до швидкого скорочення дебіту свердловин (до 30% щорічно). Тому термін їхньої експлуатації становить від кількох місяців до 15 років (свердловини для видобутку традиційного газу експлуатуються до 50 років). Близько 15 % свердловин, пробурених на сланцевий газ у 2003 р., протягом п'яти років вичерпали свій ресурс, і лише деякі зберігають рентабельність після 15 років експлуатації;
- необхідність розроблення оригінальних рішень для кожної свердловини і будівництва великої кількості свердловин (на великих родовищах Північної Америки — у 50...100 разів більше, ніж для традиційного газу) за недостатньої кількості бурових верстатів (щоправда, із розвитком буріння на ринку з'являтимуться все нові і нові сервісні компанії з додатковими пропозиціями бурових верстатів). Розробка покладів нетрадиційного газу в промислових масштабах вимагає значного обсягу геологорозвідувальних робіт і буріння десятків тисяч свердловин протягом 7...10 років (лише щоб довести економічну доцільність площі, потрібно пробурити 10...20 розвідувальних свердловин вартістю до \$4,3 млн кожна), тоді як в Україні за 60 років їх було споруджено менше 10 тис. (у 2009 р. підприємствами НАК «Нафтогаз України» здано в експлуатацію 57 свердловин). Разом з тим, діяльність іноземних інвесторів дасть колосальний поштовх для розвитку українських науково-дослідних інститутів та промислових центрів, які будуть залучені до унікальних проектів світового рівня;
- можливий дефіцит води, піску, цементу в районах розвідки і видобутку. Щоб забезпечити стабільний видобуток, слід час від часу бурити нові свердловини на нових ділянках землі, здійснюючи на кожній із діючих від 3 до 10 гідророзривів. Для будівництва кожної свердловини потрібно

600...800 т труб і 400...600 т цементу (залежно від довжини вертикального стовбура), для кожної операції гідророзриву на одному кластері (6 свердловин) — 60...120 тис. куб. м води і 1...3 тис.куб.м хімічних реагентів, а також 2700...6500 т пропанту (proppant)- гранульованого матеріалу, що є сумішшю очищеного і просіяного піску з алмо- і магній-силікатами, силікатами з полімерним покриттям, спеченими бокситами, високо-міцною керамікою тощо. Хоча Україна має розвинуту трубну й цементну індустрію та є задовільно забезпеченою водними ресурсами в основних районах нафто газовидобутку (тим більше що компанії переважно видобувають воду з горизонтів, непридатних для пиття, і повторно використовують до 60% її обсягів), в окремих випадках може виникнути ресурсне навантаження, що не вдається відразу задовольнити;

– відсутність розвиненої інфраструктури, що містить розгалужену систему доступних газопроводів, здатних відводити ресурс від кожного кластера свердловин і передавати його в трубопроводи високого тиску; парку тривісних цистерн і великовантажних самоскидів для транспортування труб, цементу, води, пропанту й реагентів до місць видобутку; під'їзних шляхів із твердим покриттям, яке витримуватиме вагу цих транспортних засобів. Саме зі створенням і експлуатацією згаданої інфраструктури, а не з малоімовірною у разі застосування сучасних технологій імовірністю забруднення водоносних горизонтів слід пов'язувати основні екологічні ризики видобутку нетрадиційного газу. Необхідно врахувати, що кількість рейсів дизельного вантажного автотранспорту, використовуваного лише на підготовчому етапі формування одного кластера свердловин, становить 4300...6000, причому 90 % рейсів здійснюється на етапі гідророзриву для завезення води, пропанту і хімічних сполук. З огляду на це, місцевим громадам варто звернути увагу на зобов'язання видобувних компаній щодо реконструкції та відновлення дорожньої інфраструктури;

- недостатня інформованість населення про масштаби пошукових робіт та пов'язаних з ними ризики, яка дозволяє маргінальним політичним силам впливати на місцеві громади, нагнітаючи страхи та поширюючи міфи про шкоди нафтогазовидобутку.

Попри безпечне застосування технології гідророзриву пласта в Україні з 1950-х, штучне нагнітання пристрастей навколо цього питання призвело до суттєвого перебільшення ризиків, пов'язаних з майтнім видобутком. Це може стати серйозною перешкодою для проектів, пов'язаних із розробкою нетрадиційних вуглеводнів, хоча, наприклад, у США аналогічні інструменти застосовують головним чином власники землі у боротьбі за рентний дохід з орендарями — буровими компаніями.

Українські екологи перебувають під гіпнозом «величезних запасів» нетрадиційного газу, який, на їхню думку, почнуть видобувати вже сьогодні, здійснюючи буріння десятків тисяч свердловин і закачуючи в надрах мільйони тонн води і хімікатів. Однак до 2017 р. мова може йти лише про декілька десятків розвідувальних свердловин, які не завдадуть шкоди довкіллю, якщо громадськість чітко контролюватиме дотримання чинних в Україні та розроблених інвесторами екологічних та технологічних стандартів і використання кращих міжнародних практик.

З огляду на це, під час розвідки та експлуатації покладів нетрадиційного газу необхідно:

- забезпечити непотрапляння розчинів, які використовують для гідророзриву пласта, у джерела води та екосистеми, кожен свердловину оснащувати сталевими обсадними колонами, що опускають нижче водоносних зон і відповідного водонепроникного шару;
- тиск при гідророзривах визначати індивідуально залежно від характеристик конкретного пласта з таким розрахунком, щоб тріщини в товщі сланців, а відповідно і рідина, що вводиться, поширювалися на відстань не більше 250 м від стовбура свердловини;

- рідину, що відкачують на поверхню разом із газом і пластовими водами, в обов'язковому порядку утилізувати чи використовувати для проведення наступних гідророзривів;
- у районах розвідки передбачити можливість утилізації значних обсягів технічної породи, що відбирається під час бурових робіт (близько 1350 куб. м на кожні шість свердловин);
- українському регуляторіві слід інформувати зацікавлені сторони про наявну систему застосування хімічних речовин, що використовують у рідинах для гідророзриву, їхнього перевезення і зберігання, а також здійснювані необхідні інспекційні перевірки, у тому числі на предмет герметичності контейнерів, у яких перевозять та зберігають хімічні речовини.

До слова, на відміну від модельних регуляторних актів США (наприклад, штату Колорадо, що були взяті за зразок «Золотими правилами для Золотої ери газу», виданого у 2012 р. Міжнародним енергетичним агентством), чинне українське законодавство вимагає розкриття складу хімічних речовин, що використовують у рідинах для гідророзриву, вже під час експертизи проектно-технічної документації, а також у «Заяві про наміри», що публікується у місцевих засобах інформації та є доступною не лише для органів державної влади, але й для місцевого населення. Між тим, у США повідомлення про склад використаної рідини для ГРП є добровільним. При цьому компанії можуть застосовувати право на комерційну таємницю.

Це обставина часто ігнорується представниками екологічних організацій в Україні, які не бажають звертати увагу на елементи національного регуляторного поля, які іноді кращі, за закордонні аналоги.

Це, зокрема:

Чітке встановлення земельних площ, відводяться під свердловини;

- наявність великої кількості нормативно-правових актів, що визначають практику використання води;

- надзвичайно регламентований порядок отримання дозволу на спеціальне водокористування;
- визначення граничних обсягів води, що дозволяється використовувати для господарсько-побутових потреб;
- обов'язкове страхування перевезення небезпечних вантажів;
- законодавчо закріплене право кожного громадянина на відшкодування екологічних збитків, незалежно від сплачуваних видобувною компанією екологічних зборів та платежів;
- наявність національного стандарту, що регламентує протиаварійний захист свердловин та інших об'єктів підвищеної небезпеки;
- встановлений Кодексом цивільного захисту України мінімальний розмір фінансування видобувними компаніями протиаварійних заходів;
- примусовий порядок укладання договорів із гірничорятувальними загонами про організацію системи цивільного захисту об'єктів підвищеної небезпеки.

11.2 Метан вугільних пластів

Україна має великі й майже не розроблені ресурси метану вугільних родовищ. Найперспективнішими для освоєння родовищ є Донецький та Львівсько-Волинський вугільні басейни завдяки великій кількості як теоретичних, так і практичних досліджень з цього напрямку. За оцінками Мінприроди України, за наявності інвестицій і державної підтримки уже до 2020 р. обсяги видобутку цього газу можуть досягти 6...9 млрд куб. м на рік, а загальна потужність ТЕЦ, що працюють на метані вугільних родовищ, — 1000 МВт.

Можливість і економічна доцільність масштабного видобутку метану з вугільних пластів підтверджуються досвідом низки країн. На думку американських експертів, цей напрям буде неухильно розвиватися, і світовий видобуток метану з вугільних пластів у 2010-2020 рр. може збільшитись з 90 до 150 млрд куб.м.

Особливо важливою є роль метану вугільних пластів для економічного розвитку вугледобувних регіонів. Це обумовлено:

- значним підвищенням рівня безпеки робіт у вугільних шахтах; найбільшою кількістю аварій, що часто призводить до загибелі гірників, відбувається через вибух метану. Промисловий видобуток цього газу багато скоротить ймовірність подібних трагедій;
- економічною вигодою, пов'язаною з незначними відстанями від родовищ до споживачів;
- покращенням екологічного стану у вуглевидобувних регіонах завдяки переведенню місцевих котелень з вугілля на газ й скороченню викидів газу в атмосферу засобами шахтної вентиляції та дегазації.

Проте розвиток ринку метану вугільних родовищ в Україні відбувався переважно стихійно. Формувати цілісну державну політику щодо нього почали відносно недавно. Зокрема, в 2008 р. Мінвуглепром України та ДП «Центр альтернативних видів палива» провели конкурс із залучення інвестицій для реалізації проектів реконструкції систем дегазації шахт та утилізації метану. За його підсумками було підписано угоди з інвесторами про реалізацію проектів на шахтах ДП «Шахтоуправління Донбас» і «Південнодонбаська № 3» ДП «Донецька вугільна енергетична компанія». Також заплановано підписання відповідних договорів із шахтами ім. Бажанова й «Холодна Балка» ДП «Макіїввугілля», ім. Стаханова ДП «Красноармійськвугілля» і ДП «ВК Краснолиманська». У ці проекти передбачається інвестувати понад 200 млн грн із терміном окупності 2...3 роки.

У свою чергу, в 2009 р. Державним агентством з енергоефективності та енергозбереження України розроблено концепцію програми «Видобуток і використання метану вугільних родовищ як альтернативного енергоресурсу», розраховану до 2014 р. Нею передбачено створення умов розробки промислових технологій видобутку й використання метану як альтернативного енергоресурсу, вирішення проблеми гарантування безпечного видобутку вугілля, збільшення до 1

млрд куб. м на рік частки метану в структурі енергетичного балансу країни та виключення його викидів.

Попри це, в 2010 р. в Україні було видобуто лише 52,3 млн куб. м метану вугільних родовищ. Лівову частку газу одержано на ОП «Шахта ім. О. Ф. Засядька» (майже половина української утилізації), на шахтоуправлінні «Покровське» (колишня шахта «Червоноармійська-Західна» і на ВАТ «Шахта Комсомолець Донбасу». Абсолютна більшість інших надрокористувачів не виконували ліцензійних умов, здійснюючи лише попутну дегазацію шахт, викидаючи атмосферу.

У 2010 р. тільки 45 шахт мали системи дегазації, лише 11 використовували метан як паливо для шахтних котелень. Із загального обсягу шахтного метану, що виділяється на вугільних підприємствах, тільки 13% відводиться дегазаційними системами, і 4 % утилізується. Це в 4...5 разів менше за європейські показники. В Україні, яка посідає четверте місце в світі за обсягами викидів газу вугільних родовищ (2,5 млрд куб. м на рік), є лише дві ділянки, на яких пробурено вертикальні свердловини для попередньої дегазації й уловлювання метану.

Запровадження технологій використання шахтного метану для вугільної галузі України є надзвичайно актуальним питанням як із і очки зору екології, так й забезпечення енергетичних потреб країни. Особливо важливе значення має відбір шахтного газу для створення безпечних умов роботи на шахтах.

Державні програми (зокрема, державна програма з енергозбереження та програма заходів щодо скорочення споживання природного газу) передбачали реалізацію проектів із видобутку метану вугільних пластів. Найбільш перспективними об'єктами для Промислової розробки ресурсів шахтного метану в Україні визначено 29 шахт Донецького басейну з річними обсягами видобутку вугілля на кожній понад 250 тис. т , питомим вмістом метану від 20 куб. м/т і запасами, достатніми для експлуатації шахт протягом 10 років й більше. Однак виконати завдання, визначені у програмах, вдалося лише частково. Проект комплексного використання газу метану вугільних родовищ в Україні повною

мірою впроваджено тільки на ОП «Шахта ім. О. Ф. Засядька» (газоносність вугільних пластів —19...23 куб. м/т; тиск газу у вміщаючих породах — 4... 10 МПа; ресурси метану: у вугільних пластах – 3,9, у пластах-супутниках — 0,8, у пісковиках – 12,9 млрд куб.м).

Основними причинами невдалого виконання завдань програм з видобутку метану вугільних родовищ стали:

- недостатня вивченість запасів;
- відсутність стимулів видобутку метану як у власників шахт, так й газовидобувних компаній, зокрема НАК «Нафтогаз України»;
- висока вартість проектів та відсутність спеціальної техніки, технологій та інфраструктури;
- особливості гірничо-геологічних умов залягання вугільних пластів;
- невизначеність щодо способів видобутку й застосовуваних технологій;
- відсутність активної підтримки держави на початкових стадіях реалізації видобувних проектів;
- розпорошена між центральними органами виконавчої влади відповідальність за розвиток ринку метану вугільних родовищ.

11.3 Газогідрати

Промислове розроблення газогідратних пластів ускладнює необхідність буріння під водою на великих глибинах та ймовірність некерованої деградації пласта з розсіянням метану в зовнішньому середовищі. Це може призвести до руйнування екосистему в місцях виходу метану та створення зсувонебезпечних зон в місцях освоєння.

У разі ж видобутку з дна існує небезпека підняття «метанового льоду» на поверхню. За однією з вірогідних версій, саме такий підйом газогідратного пласта став причиною вибуху й загибелі платформи Deepwater Horizon у квітні 2010 р. Деякі фахівці радять не розробляти газогідрати взагалі, оскільки це може призвести

до значних викидів метану, що є у 20 разів сильнішим парниковим газом, аніж двооксид вуглецю.

До того ж для руйнування структури газогідратів потрібно витратити значну кількість енергії, що суттєво збільшує вартість їхньої і освоєння. За оцінками US Geological Service, собівартість видобутку газу з газогідратів в Арктиці може становити до 200% від витрат піл час розробки традиційних родовищ, для морського газогідратного газу (у разі застосування депресивного методу на глибоководних ділянках) - \$430...1630 за 1000 куб. м.

Незважаючи на застереження, напрям газозабезпечення не вар то вважати неперспективним, адже активна робота наукових центрів у багатьох країнах (зокрема Японії, Південній Кореї, Капа ні протягом наступних десяти років може допомогти знайти рішення що зроблять видобуток газогідратів конкурентоспроможним за мінімально негативного впливу на довкілля (як це вже сталося зі сланцевим і центрально-басейновим газом). Проте ані в Загальнодержаній програмі розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року, затвердженій Законом України від 21 квітня №3268-VI, ані в проєкті оновленої редакції Енергетичної стратегії України на період до 2030 року згадування про газогідратні поклади Чорного моря відсутні.

Натепер дослідження можливостей видобутку метану з газогідратів здійснюється переважно за ініціативою окремих науковців галузевих інститутів НАН України (зокрема Інституту біології південних морів імені О.О. Ковалевського).

РЕКОМЕНДОВАНІ ДЖЕРЕЛА ІНФОРМАЦІЇ

1. Сучасні проблеми державної політики у сфері видобутку нетрадиційних вуглеводнів в Україні [Текст]: зб. наук. пр. / за ред. Г.Л. Рябцева і С.В. Санєгіна. – К.: Псіхея, 2013. – 240 с.

2. Рябцев Г.Л. Нетрадиційні вуглеводні: сьогодення та майбутнє [Текст]: монографія / Г.Л. Рябцев, С.В. Сапегін, М.И. Кривогуз. – К.: Псіхея, 2014. – 351 с.

3. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.

4. Нафта і газ України: Монографія / Заг. ред. І.О. Артемчука. – Київ: Наукова думка, 1997. – 382 с.

5. Довідник працівника газотранспортного підприємства / В.В. Розгонюк, А.А. Руднік, В.М. Коломєєв та ін. – Київ: Росток, 2001. – 1092 с.

6. Довідник з нафтогазової справи / Заг. ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – Київ: Львів, 1996. – 620 с.

7. Яремійчук Р.С., Возний В.Р. Основи гірничого виробництва: видобування нафти, газу та твердих корисних копалин: підручник. – Кондор, 2006 р. – 376 с.

8. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : монографія. у 8 кн. кн. 8. Теоретичне обґрунтування ресурсів нетрадиційних вуглеводнів осадових басейнів України / В.А. Михайлов та ін.; Нац. акціонерна компанія «Нафтогаз України» та ін. – К. : Ніка-Центр, 2014. – 280 с. http://www.geol.univ.kiev.ua/lib/mono_USHU/8_Thejretical_Substantiations.pdf

9. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : монографія. У 8 кн. Кн. 1. Нетрадиційні джерела вуглеводнів: огляд проблеми / Куровець І.М. та ін.; Нац. акціонерна компанія «Нафтогаз України» та ін. — К.: Ніка-Центр, 2014. – 208 с. http://www.geol.univ.kiev.ua/lib/mono_USHU/1_Problem_Review.pdf
147 10.Наказ Міністерства екології та природних ресурсі

10.Наказ Міністерства екології та природних ресурсів України «Про затвердження Правил розробки нафтових і газових родовищ» від 15.03.2017 № 118.

Навчальне видання

Євгеній Анатолійович **Коровяка**
Олена Олександрівна **Дмитрук**

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ З ДИСЦИПЛІНИ
«Технології видобутку нетрадиційних вуглеводнів»
для студентів спеціальностей
185 «Нафтогазова інженерія та технології»
183 «Технології захисту навколишнього середовища»

В редакції автора

Підготовлено до виходу в світ
у Національному технічному університеті
«Дніпровська політехніка».
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842
49005, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19