

СЛАНЦЕВА НАФТА І ТЕХНОЛОГІЇ ЇЇ ВИДОБУТКУ

В. МИХАЙЛОВ Доктор геологічних наук, професор, декан геологічного факультету Київського національного університету імені Тараса Шевченка

В. ГУЛІЙ Доктор геолого-мінералогічних наук, завідувач кафедри петрографії Львівського національного університету імені Івана Франка

М. ГЛАДУН Інженер 3-ї категорії ДП «Науканафтогаз»

В статье приведена общая характеристика сланцевой нефти, сообщается о распространении нефтяных сланцев в мире, технологии извлечения нефти из нефтеносного сланца, экологических проблемах, связанных с извлечением сланцевой нефти.

General characteristics of shale oil, distribution of oil-bearing shale in the world, technologies of oil extraction from oil-bearing shale, ecological problems which are connected with shale oil mining, are discussed in this article.

Ключові слова: сланцева нафта, родовища вуглеводнів, технології вилучення нафти, екологія.

Ключевые слова: сланцевая нефть, месторождения углеводородов, технологии извлечения нефти, экология.

Keywords: shale oil, deposits of hydrocarbons, technologies of oil extraction, ecology.

Постановка проблеми

Вже декілька років США здійснюють широко-масштабний видобуток сланцевого газу, що призвело до збільшення різниці між цінами на нафту і газ (рис. 1). Це, з одного боку, обумовило неможливість прив'язки ціни газу до ціни нафти, а з іншого – необхідність пошуків нетрадиційних джерел нафти. Наразі стоїть питання початку розробки родовищ сланцевої нафти, технологія видобутку якої майже не відрізняється від технології видобутку сланцевого газу.

Поки що у світі відоме тільки одне родовище сланцевої нафти, а саме сланцевий басейн Виллістон (США), де розвинена формація Баккен, з якої цілий ряд американських компаній вже почали видобуток нафти за допомогою горизонтального буріння і гідророзриву пласта [3, 4, 10–12, 14, 15, 17, 18, 20, 21, 23].

Останнім часом з'являються відомості про те, що компанії, які займалися видобутком сланцевого газу, масово переорієнтовуються на видобуток сланцевої нафти, який починають у традиційних районах розробки сланцевого газу, таких як Ігл Форд, Барнетт, Марселлус, Вудфорд (США). За оцінкою експертів, до 2015 р. видобуток сланцевої нафти збільшиться до 2 млн барелів на день, що буде перевищувати загальний видобуток на родовищах нафти Мексиканської затоки.

Безумовно, питання виявлення подібних нетрадиційних джерел нафти в Україні є надзвичайно

актуальним і важливим, враховуючи те, що наша країна тільки на 6–10% забезпечена власними джерелами нафти. Реальні запаси вуглеводнів у нашій країні, які можуть розглядатися як ресурсна база видобутку, складають близько 600 млрд куб. м газу та близько 100 млн т нафти, що не може забезпечити стабільний розвиток власного видобутку вуглеводнів [1, 2]. Тому приріст розвіданих запасів вуглеводнів є стратегічним завданням нафтогазової промисловості України. Одним із можливих напрямків такого приросту є пошук нетрадиційних джерел вуглеводнів, зокрема покладів нафти, приурочених до ущільнених порід (сланцевої нафти).

Аналіз попередніх досліджень

Поступове залучення для пошуків родовищ вуглеводнів низькопористих колекторів у Канаді та США привело в 1970-х рр. до відкриття гігантських та унікальних за запасами родовищ нафти і газу. У випадках недостатньої кількості притоків нафти чи газу у відкритих продуктивних горизонтах стандартною процедурою було використання гідророзриву продуктивного пласта з піском, скляними кульками та водою [8, 9]. Сучасне бачення проблеми розвідки та видобутку сланцевої нафти у світі та попереднє обговорення перспектив України відносно відкриття покладів такого типу викладене В.А. Михайловим і співавт.

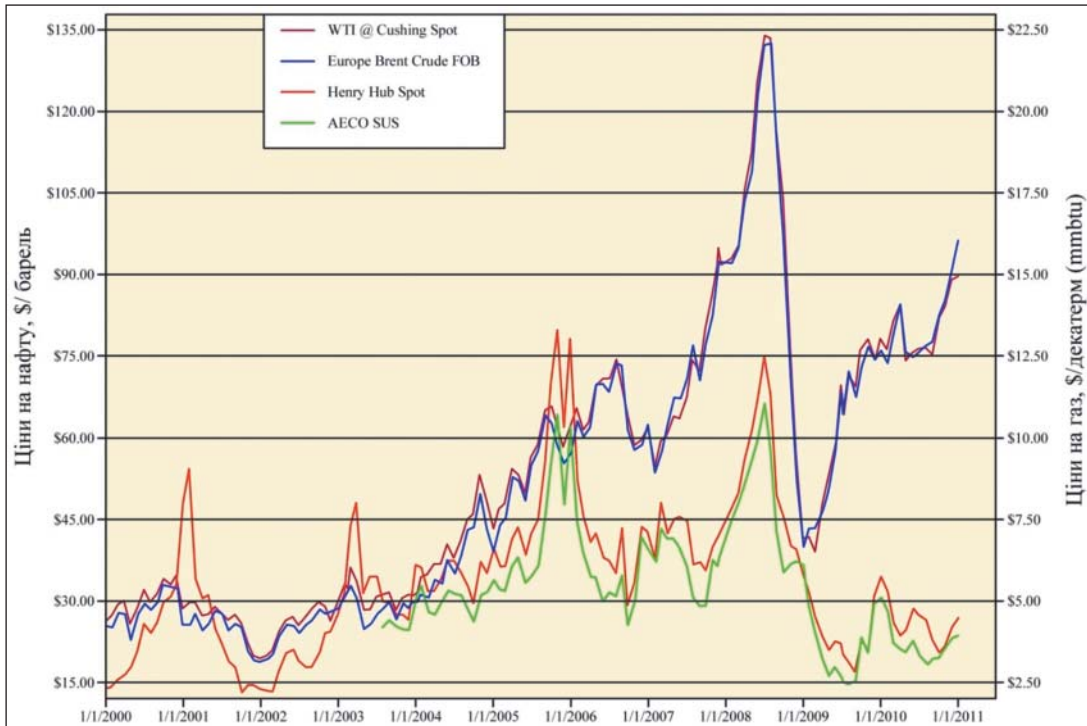


Рис. 1. Зміна співвідношення ціни на нафту і газ упродовж 2000–2011 рр. [39]

(2012) [6]. Разом із тим, уже після появи тої статті на замовлення НАК «Нафтогаз України», було проведено тематичні дослідження цієї проблеми, матеріали яких лягли в основу цієї статті.

Формулювання мети

Проблема розвідки та видобутку сланцевої нафти має багатогранний характер і не може бути повністю викладеною в рамках однієї статті. Тому тут розглянуто тільки одне питання, а саме: технологічні особливості видобутку сланцевої нафти і екологічні наслідки, пов'язані з ним, що, безумовно, має велике значення для оцінки можливості розробки покладів сланцевої нафти в Україні. Перспективи відкриття родовищ сланцевої нафти в різних нафтогазоносних регіонах нашої країни буде розглянуто в наступних публікаціях.

Розповсюдження нафтоносних сланців у світі

Загальні ресурси сланцевої нафти у світі оцінюються в 3 трлн барелів, що понад удвічі перевищує доведені запаси традиційної нафти (1,3 трлн барелів). Найбільші ресурси зосереджені у США, зокрема, Геологічна служба США оцінює запаси сланцевої нафти у формації Баккен, яку можна вилучити за сучасною технологією, в 3,65 млрд барелів; ресурси розчиненого газу – 51,8 млрд куб. м і природного зрідженого газу – 148 млн барелів. Загальні ресурси сланцевої нафти (у тому числі такі, які неможливо вилучити за допомогою сучасних технологій)

сягають 18–24 млрд барелів з 2008 р. здійснюється видобуток сланцевої нафти, який наприкінці 2010 р. сягнув 458 тис. барелів/день.

За останніми оцінками Адміністрації енергетичної інформації США (EIA), 14 регіонів за межами США володіють сукупними видобувними запасами сланцевих нафти і газу в об'ємі 5760 трлн куб. футів (163 трлн куб. м) (рис. 2). Приблизно чверть ресурсів зосереджено в Азії. Ресурси сланцевих нафти і газу в Китаї, які ще не одержали офіційного підтвердження їх оцінки, очевидно, одного порядку із запасами в США. За прогнозом Міжнародної енергетичної агенції, попит на природний газ у Китаї зросте понад у 2 рази до 2020 р. Прогнозоване збільшення попиту на природний газ буде стимулювати розвиток його видобутку на вугільних та сланцевих родовищах. Однак на сьогоднішні кількісні і якісні показники родовищ залишаються невивченими. Буріння свердловин і видобуток природного газу та нафти на сланцевих родовищах Китаю знаходиться в зародковому стані. Китай та інші азійські країни планують розробку таких родовищ, цікавляться досвідом розвідки нетипових родовищ природного газу в США та інших країнах. Національні нафтові компанії (ННК) декількох азійських країн заключили договори про придбання активів, пов'язаних із видобутком сланцевих 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 частині.

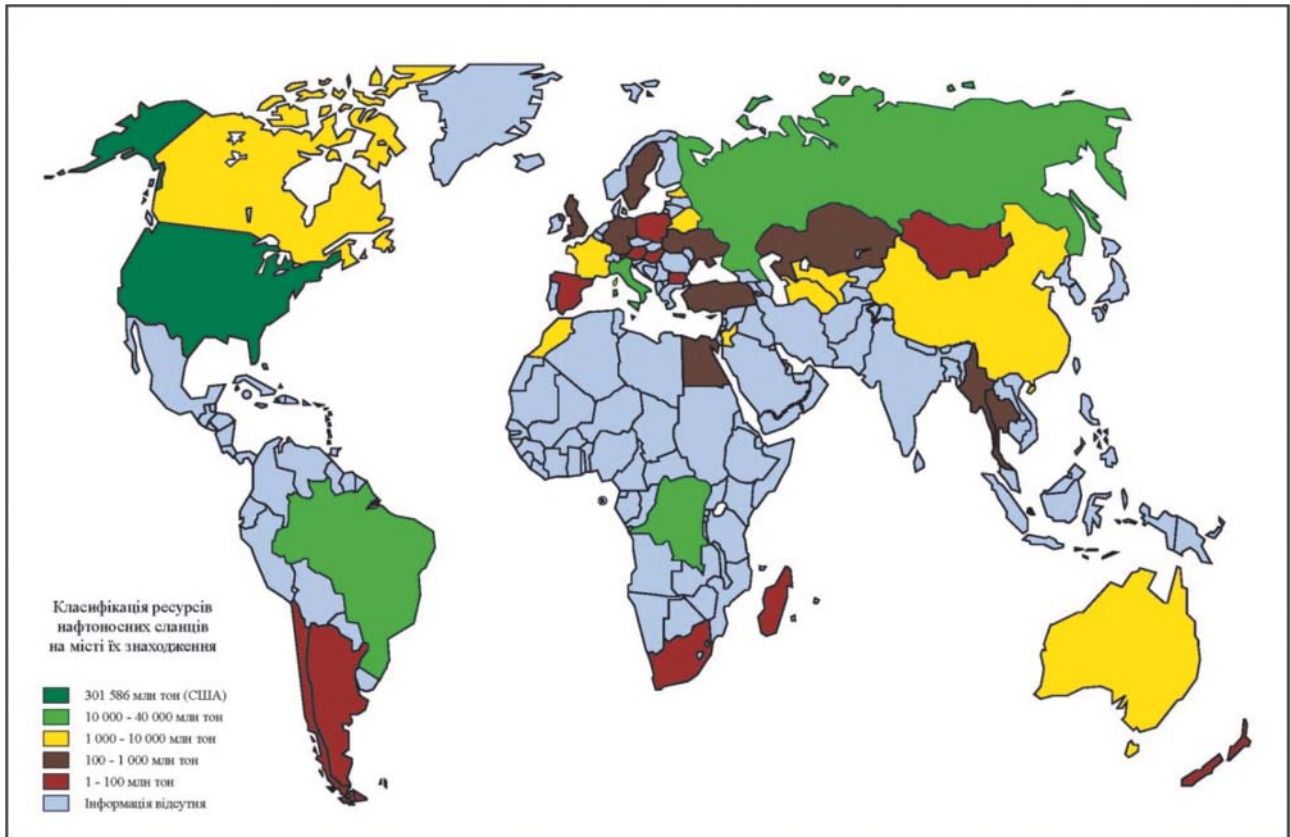


Рис. 2. Розподіл запасів нафтоносних сланців у світі

Незважаючи на гучні заяви російських офіційних представників «Газпрому» та урядових високопосадовців про безперспективність використання сланцевих газу і нафти, останнім часом з'явилися повідомлення про рух російського нафтогазового сектору в напрямку оволодіння технологіями вилучення сланцевого газу та нафти. Прикладом є підписання угоди про стратегічну співпрацю ОАО НК «Роснефть» і Exxon Mobil 31 серпня 2011 р. Крім шельфу Exxon допоможе ОАО НК «Роснефть» у розробці важковидобувних запасів нафти в Західному Сибіру, з цією метою буде створено окреме спільне підприємство. Нафтова «дочка» «Газпрому» «Газпромнефть» спільно з Shell спрямовані на освоєння зосередженої в баженівській світі сланцевої нафти, яка разом із породами з наднизькою проникністю абалакської та фролівської світі, але з високою нафтонасиченістю буде економічно привабливим об'єктом за умови реального пільгового оподаткування.

Цікавими є плани НХК «Узбекнефтегаз» розробки родовища нафтоносного сланцю. У 2013 р. буде побудовано нафтопереробний завод (НПЗ) для виробництва нафтопродуктів із нафтоносного сланцю в Узбекистані. Проектна потужність НПЗ, який буде переробляти сланець із родовища Сангрунтау в м. Навої (Узбекистан), складає 1 млн т. З метою підтримки ННК уряд Узбекистану планує в період з 2011 р. до 2015 р. залучити інвестиції на суму \$850 млн для

розробки нафтоносних сланцевих покладів. Непідтвержені запаси нафтоносних сланців в Узбекистані оцінюються в 40 млрд т. Уряд приділяє велику увагу розробці таких запасів для збільшення видобутку нафти.

Технологія видобутку сланцевої нафти

Крім вугілля, нафти і природного газу до викопних видів палива відноситься також нафтоносний сланець, який представляє собою осадову породу із значним вмістом керогену, здатного при нагріванні до певної температури трансформуватися в нафту або природний газ. Такий нетрадиційний вид нафти може в подальшому використовуватися шляхом безпосереднього спалювання, але зазвичай її піддають перегонці й рафінуванню на НПЗ до отримання дизельного або авіаційного палива [5, 7, 19, 22, 24–27, 36].

Наразі нафту зі сланців вилучають в Естонії, Бразилії, Китаї, що зумовлено нестачею сирової традиційної нафти в цих країнах. Національна енергетична безпека також стимулює розвиток цього напрямку. Негативне ставлення до методів вилучення сланцевої нафти базується на відсутності гарантій забезпечення чистоти навколишнього середовища, яке може зазнавати негативного впливу через накопичення відходів, часто агресивних і токсичних; інтенсивному використанні водних ресурсів; необхідності переробки відпрацьованої води і забрудненого повітря.

Вилучення нафти з нафтоносного сланцю. Нафтоносний сланець містить кероген, попередник нафти. Відомо, що з 1 т насиченого нафтою сланцю можна вилучити лише 0,5–1,25 бареля нафти. Джерелом сланцевої нафти є кероген. Щоб пришвидшити його перетворення на нафту, здійснюється термічне нагрівання пласта. Вилучення нафти з нафтоносних сланців передбачає нагрівання породи до температури 900 °F, при цьому кероген переводиться в рідину – нафту, це, так би мовити, прискорений процес того, що природа робить за мільйони років. Використання ринкового терміну «нафтоносний сланець» є неправильним, відноситься зазвичай до комерційного кінцевого продукту, можливого після переробки, а не власне до породи.

Нафту з нафтоносних сланців можна отримати двома шляхами. Перший – вилучення нафти зі сланців відбувається, як правило, на поверхні (поверхнєве вилучення) під час розробки нафтоносних сланців і подальшої переробки у відповідних установках. Другий, традиційний метод, – видобування сланцю у відкритих виробках або при підземній розробці з наступним дробленням матеріалу до певного однорідного розміру, а потім нагрівання цього матеріалу в поверхневій реторті (колоні для перегонки). Головні технології або процеси, які наразі застосовуються у цій сфері, – Kiviter, Galoter, Petrosix, Fushun, Shell ICP.

Інші сучасні технології використовують для підземного вилучення нафти (in situ технології) за рахунок використання тепла і екстракції нафти за допомогою нафтових свердловин. Ці методи спрямовані на продукування нафти на місці залягання сланцю на глибині за допомогою нагрівання його, а потім екстрагування рідини з пластів за допомогою традиційних свердловинних технологій (рис. 3).

Головне питання розробки сланцевої нафти полягає в тому, щоб визначити економічно доцільні умови вилучення. Різні спроби освоєння родовищ сланцевої нафти вважаються успішними лише тоді, коли вартість її виробництва в даному регіоні є нижчою, ніж ціна сирової нафти або інших її похідних.

Вилучення нафти зі сланців є індустріальним процесом виробництва нетрадиційної нафти. Під час вилучення сланцевої нафти руйнується нафтоносний сланець, і його кероген перетворюється на нафтоподібну субстанцію – синтетичну сирову нафту. Цей процес здійснюється трьома шляхами: піролізом, гідрогенізацією і термальним розчиненням.

Ефективність процесу екстракції оцінюється при порівнянні об'ємів нафти з результатами випробувань по Фішеру на зразку сланцю. Найдавніший і найбільш звичний метод екстракції включає піроліз (відомий як ретортінг, або руйнуюча дистиляція). У цьому процесі нагрівання відбувається в присутності

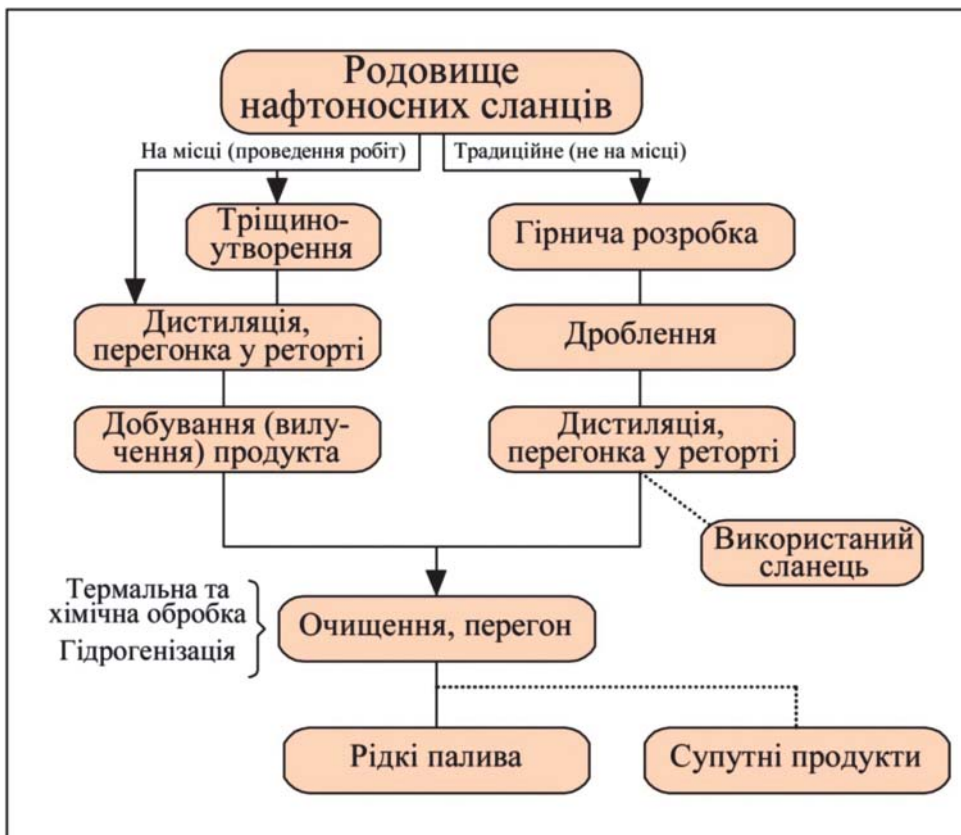


Рис. 3. Принципи виробництва нафти з нафтоносного сланцю

кисню доти, доки кероген у сланці зруйнується до конденсованої пари сланцевої нафти і неконденсованого горючого газу нафтоносних сланців. Пари нафти і газу нафтоносних сланців збираються і охолоджуються, що призводить до конденсації сланцевої нафти. Окрім того, в результаті переробки нафтового сланцю утворюється твердий залишок (осад).

Для процесів із видобуванням і переміщенням нафтового сланцю його дроблять до дрібних шматочків з метою збільшення поверхні реакції для покращення екстракції. Температура, за якої відбувається руйнування нафтоносного сланцю, залежить від часового інтервалу процесу. Він починається від 300 °C (570 °F) і здійснюється більш різко, швидко і повно при вищих температурах. Кількість нафти, яка продукується, збільшується, коли температура коливається між 480 і 520 °C (900 і 970 °F). Співвідношення газу нафтового сланцю до сланцевої нафти зазвичай зростає разом із температурою ретортування. Для сучасних процесів одержання сланцевої нафти на місці залягання, які можуть тривати кілька місяців, нагрівання і руйнування можуть проводитися при температурах від 250 °C (480 °F). Температури нижче 600 °C (1110 °F) є більш сприятливими, оскільки це запобігає руйнуванню вапняку й доломіту в породі, а тому обмежує виділення CO₂ і витрату енергії.

Гідрогенізація і термальне розчинення (реактивні флюїдні процеси) вилучають нафту, використовуючи водневий вклад, розчинники або їх комбінацію. Термальне розчинення включає використання розчинників при підвищенні температур і тисків, збільшуючи вихід нафти завдяки крекінгу розчиненого органічного матеріалу.

Існує декілька класифікацій технологій, що використовують для екстрагування сланцевої нафти з нафтоносного сланцю, основними є такі: за принципами процесів, за місцем збагачення, за методом нагрівання, за видом теплоносія, за розміром частинок вихідного нафтового сланцю, за орієнтацією реторти, за комплексом технологій [13, 16, 28–35, 37–40].

Технології за принципами процесів. Базуючись на збагаченні сирової нафти теплом і реагентами, методи поділяються на піроліз, гідрогенізацію і термальне розчинення.

Технології за місцем збагачення. Процес вилучення нафти зі сланцю може здійснюватися на поверхні або під поверхнею землі. Тоді кажуть про технології з переміщенням вихідного матеріалу або вилученням на місці його залягання. При переробці з переміщенням (такий процес називають також ретортним) нафтові сланці видобувають наземним чи підземним способом і потім транспортують до установок, які їх переробляють. Навпаки, при вилученні нафти на місці відбувається перетворення керогену в такий його формі, в якій він знаходиться в покладі нафтоносного сланцю, з якого потім продукти

перетворення екстрагуються за допомогою нафтових свердловин, по яких піднімаються таким же шляхом, як і традиційна сира нафта. На відміну від розробки з переміщенням вихідного матеріалу сланців такий процес не передбачає рудорозробки або витрати на переміщення нафтоносних сланців вище земної поверхні, тому збіднені нафтоносні сланці залишаються під землею.

Технології за методом нагрівання. Методи передачі тепла від продуктів спалювання до нафтового сланцю можуть бути прямими і непрямими. Прямими називають методи, якими передбачено контакт продуктів спалювання і нафтового сланцю всередині реторти. Непрямі методи передбачають розміщення продуктів горіння ззовні по відношенню до реторти. До того ж вони представлені іншим матеріалом.

Технології за видом теплоносія. За видом матеріалів, що використовуються для постачання теплової енергії до нафтоносного сланцю, технології переробки поділяються на методи газових носіїв тепла, твердих носіїв тепла, трубної передачі, реактивного флюїду, об'ємного нагрівання. Методи носіїв тепла можуть поділятися на прямі і непрямі.

Наведена нижче таблиця 1 ілюструє особливості технологій вилучення і переробки за методами нагрівання, теплоносія, за місцем переробки.

Технології за розміром частинок вихідного нафтового сланцю. Різні технології вилучення з поверхневим переміщенням можуть бути поділені за розміром часток нафтоносного сланцю, які занурюються в реторту. Як правило, технології газового теплоносія передбачають варіації діаметра частинок від 10 до 100 мм (від 0,4 до 3,9 дюйма), тоді як при твердому теплоносії і теплопередаючих технологіях через стінку діаметр частинок має бути менше 10 мм (0,4 дюйма).

Технології за орієнтацією реторти. Технології поверхневої переробки нафтоносних сланців часто поділяють на вертикальні або горизонтальні. У вертикальних ретортах сланець рухається зверху донизу за рахунок власної ваги, тоді як у горизонтальних ретортах потрібні додаткові зусилля перемішування або перекичування, за рахунок чого частинки сланцю рухаються з одного кінця колони до іншого. Найчастіше вертикальні реторти використовують газовий, а горизонтальні – твердий теплоносії.

Комплексні технології. Технології переробки сланців на місці залягання зазвичай класифікуються як процеси, що здійснюються без змін первинних компонентів, та процеси модифікування на місці залягання. Перші не передбачають рудорозробки або дроблення нафтоносних сланців, тоді як модифіковані на місці залягання технології включають буріння і тріщиноутворення в блоці покладу нафтоносного сланцю, для того щоб створити порожнечу в покладі. Порожнечі сприяють кращому потоку газів і флюїдів через поклад, таким чином збільшуючи об'єм і якість продукування сланцевої нафти.

Таблиця 1. Технології вилучення нафти за методом нагрівання і розташуванням [38]

Метод нагрівання	На земній поверхні	Під землею (in situ)
Зовнішня подача тепла	Gas combustion, NTU, Kiviter, Fushun, Union A, Paraho Direct, Superior Direct	Occidental Petroleum MIS, LLNL RISE, Geokinetics Horizontal, Rio Blanco
Тверде поновлюване тепло (інертні або горілі сланці)	Alberta Taciuk, Galoter, Enefit, Lurgi-Ruhrgas, TOSCO II, Chevron STB, LLNL HRS, Shell Spher, KENTORT II	–
Підведення через стінку (різне паливо)	Pumpherstons, Fischer Assay, Oil-Tech, EcoShale In-Capsule, Combustion Resources	Shell ICP (primary method), American Shale Oil CCR, IEP Geothermic Fuel Cell
Гарячий газ, що генерується ззовні	PetroSIX, Union B, Paraho Indirect, Superior Indirect, Syntec (процес Смітта)	Chevron CRUSH, Omnishale, MWE IGE
Реактивні флюїди	IGT Hytort (високий тиск H ₂), процеси донорних розчинників, Chattanooga флюїдний реактор	Shell ICP (деякі об'єднання)
Об'ємний нагрів	–	Процеси радіохвиль, мікрохвиль та електричного струму

Технології вилучення нафти при переробці нафтоносного сланцю з переміщенням вихідного матеріалу на поверхню. Головною особливістю використання таких технологій є отримання нафтоносного сланцю з відкритих гірничих розробок або при підземному видобуванні; транспортування вилученого матеріалу для дроблення, ситунання та подача на переробку в спеціальні колони (рис. 4). Лише 4 технологічні процеси отримали розвиток і мають комерційне значення: Ківітер, Галотер, Фушун і Петросікс.

Технологія Ківітер відноситься до методики із зовнішнім підігрівом матеріалу для проведення підготовчих реакцій і самого процесу вилучення нафти. Колона в процесі Ківітер розташована вертикально, де відбувається нагрів грубих частинок нафтоносного сланцю з рецикуючими газами, парами і повітрям. Для підтримки поступання тепла газу, у тому числі ті, що утворилися при переробці нафтового сланцю, і вуглецевий залишок (кокс) спалюють всередині колони. Свіжий нафтовий сланець попадає у верхню частину колони й нагрівається газами, які піднімаються, проходячи по латералі, що обумовлює розкладання сланцю. Піроліз завершується в нижній частині колони, де залишки сланцю контактують із більш гарячим газом, парами і повітрям, завдяки чому вони нагріваються до температури приблизно 900 °С, що призводить до їх газифікації і випалювання залишкового вуглецю (коксу). Далі пари сланцевої нафти і залучений газ попадають у конденсаційну систему, у якій конденсована нафта збирається, тоді як неконденсовані газу повертаються назад у колону. Для використання методу Ківітер потрібна велика кількість води, яка забруднюється під час процесу, а тверді відходи містять водорозчинні токсичні компоненти, які вилуговуються в суміжній території.

Технологія Галотер базується на поверхневій переробці матеріалу з використанням гарячої циклічної твердофазної методики. У цьому процесі використовується горизонтальна циліндрична колона, злегка згладженої форми. Є певна подібність до процесу ТОСКО2, але перед вилученням сланець дробиться

до частинок, менших ніж 25 мм у діаметрі. Дроблений матеріал підсушується у флюїдизованому середовищі, за рахунок контакту з гарячими газами. Після сушки та попереднього нагрівання до 135 °С частинки сланцю відділяються від газів сепарацією в циклотроні. Сланець транспортується до камер змішування, де перемішується з гарячим попелом при 800 °С. Співвідношення нафтового сланцевого попелу до свіжого нафтового сланцю складає 2,8–3 до 1. Суміш поступає в герметичний простір, у якому вона перемішується. Піроліз відбувається в умовах дефіциту кисню. Температура піролізу підтримується на рівні 800 °С. Отримані нафтові пари і газу очищуються в циклоні і транспортуються до конденсаційної системи (колони ректифікації), там сланцева нафта конденсується, а сланцевий газ відділяється. В очищеному вигляді він повертається для нагрівання і сушки нафтового сланцю. Процес має високий вихід продукту, який сягає 85–90%, складаючи 48 куб. м на 1 т сланцю. Якість нафти є відносно доброю, але устаткування є специфічним і малопродуктивним. При використанні цього методу кількість забруднень менша, ніж при технологіях із зовнішнім нагрівом компонентів, оскільки використовується менше води, але все ще продукується вуглекислий газ, кальцієві сульфіді і вуглецеві дисульфіді.

Методика Фушун передбачає використання внутрішніх технологій, хоча може включати і зовнішнє газове нагрівання. При цьому методі використовується вертикальна циліндричного типу колона із сталеву зовнішньою оболонкою, яка викладена зсередини вогнетривкою цеглою. Колона має висоту понад 10 м, її внутрішній діаметр дорівнює 3 м. Вихідні частинки нафтоносного сланцю розміром від 10 до 75 мм загрузаються зверху колони. У верхній частині сланець підсушується і нагрівається гарячим газом, який проходить через нього, викликаючи розклад породи. Піроліз відбувається при 500 °С (930 °F). Утворені нафтові пари і газу виходять зверху колони, оскільки гарячі газу і пари нафти рухаються знизу вгору прямо, а не по діагоналі, як в процесі

технології Ківітер. Під час піролізу нафтовий сланець розкладається до сланцевого коксу, який разом із повітряно-паровою сумішшю локалізується в нижній частині колони, щоб нагріти газ, необхідні для піролізу. Гази рециркулюють, після виходу з колони охолоджуються в системах, де конденсується сланцева нафта. Недоліком процесу є використання великої кількості води, що у співвідношенні до отриманого виходу нафти становить 6–7 до 1. Ще одним недоліком є велика кількість відходів. Ця технологія мало придатна для об'єктів невеликого масштабу за вмісту нафти менше 5%.

Технологія Петросікс є одним із методів сучасного комерційного вилучення нафти зі сланцевих утворень. Вона використовує зовнішньо генерований гарячий газ для піролізу нафтоносних сланців і переміщенні продуктів поверхневої розробки. Після видобутку сланці транспортуються, дробляться до розмірів від 12 до 75 мм. Після дроблення частинки мають переважно вигляд паралелепіпедів. Вони транспортуються конвеєром у вертикальні циліндричні колони, де сланець нагрівається приблизно до 500 °С для піролізу. Нафтоносний сланець засипається через верх колони, тоді як гарячий газ подається в її середню частину. Нафтоносний сланець нагрівається газом, коли рухається вниз. У результаті кероген сланцю перетворюється на пари нафти і додатковий газ. За допомогою електростатичного осаджувача нафта виділяється і вилучається з колони. Газ ділиться на три частини, які використовуються для повторного нагрівання і передачі тепла на свіжі сланцеві частини, а також для охолодження і виділення фракцій світлої нафти, видалення води, отримання зрідженого газу і вилучення сірки. Недоліками технології є неможливість утилізації тепла, виділення якого супроводжує процес, а також використання при вилученні нафти лише таких частинок сланцю, розмір яких більше 12 мм, у той час, як дрібніші частинки сланцю можуть становити від 10 до 30% дробленого матеріалу.

Цікавим є досвід удосконалення технологічного процесу вилучення нафти зі сланців компанією Outotec. Після створення спільного підприємства з Eesti Energia в березні 2009 р. з метою відкриття нових джерел енергії компанія Outotec додала до свого портфелю пропонувані технології проектування заводів із виробництва сланцевих масел. Врахувавши багаторічний досвід по збагаченню руди, компанія Outotec адаптувала технологічний процес збагачення для переробки нафтоносного сланцю. У загальному вигляді ця технологія передбачає, що після подрібнення і грохочення очищений нафтоносний сланець просушується, а потім подається на установку перегонки масел, відому як ретортна піч. Нафтоносний сланець підігрівається в ретортній печі до необхідної для проходження реакції температури. Органічний матеріал, що міститься в нафтоносному сланці, розкладається, збіднюючи вуглеводневі газу

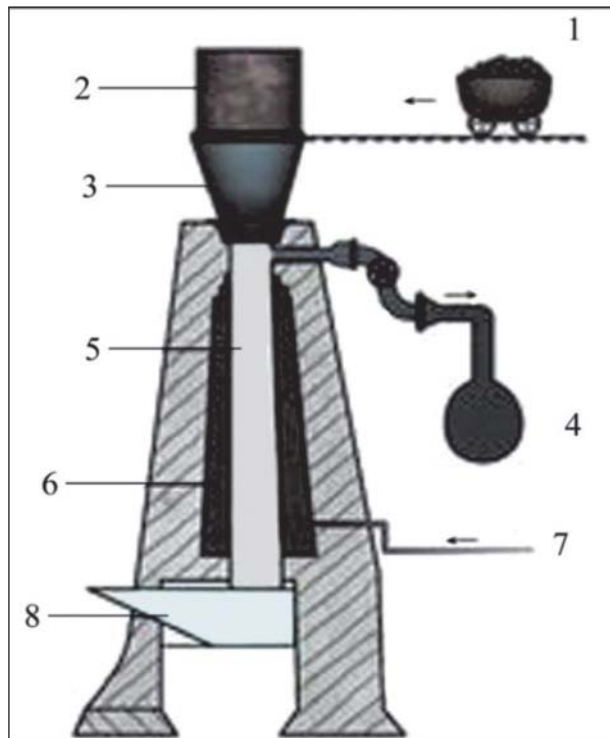


Рис. 4. Загальна схема технології переробки нафтоносного сланцю при переміщенні матеріалу на поверхню
Умовні позначення: 1 – система доставки породи; 2 – приймач із системою клапанів; 3 – бункер; 4 – накопичення парів нафти і газу; 5 – чавунна реторта; 6 – піч для спалювання вугілля; 7 – паровий інжектор; 8 – лоток для стоку води

й нафтові випари. Після того, як газоподібні речовини відділилися від твердого матеріалу, отриманий газ подається в конденсаційний блок для вилучення масел і газоподібного пального. Масло, яке отримується при цьому, можна очищувати на нафтопереробних заводах до досягнення ним необхідної якості, щоб у подальшому замінити сиру нафту.

Технології вилучення нафти на місці залягання. Використання технологій вилучення нафти на місці залягання нафтоносних сланців передбачає нагрівання останніх на глибині за рахунок впровадження гарячих флюїдів у породи формації або ж за рахунок використання лінійних чи площинних джерел нагрівання. Ці процеси супроводжуються теплопередачею і конвекцією для розподілу тепла по потрібній площі. Тоді сланцева нафта вилучається за допомогою вертикальних свердловин, пройдених у формації. Ці технології здатні забезпечити більш повне екстрагування сланцевої нафти з цієї ділянки землі, ніж технології переміщення сланців на поверхню, оскільки за допомогою свердловин можна охопити більший об'єм простору, ніж при поверхневому вилученні. Крім того, за допомогою таких технологій можна вилучати сланцеву нафту з низько кондиційних покладів, із порівняно низьким вмістом керогену, які є непридатними для використання традиційної технології поверхневої рудорозробки.

До 1980-х рр. у США було досліджено багато різновидів процесу вилучення нафти на місці залягання сланців. Перший модифікований експеримент із вилучення нафти на місці залягання сланців у США був здійснений Occidental Petroleum у 1972 р. у штаті Колорадо, США (Logan Wash). Найновіші технології досліджують різні варіації методу зі зміною джерел тепла та тепловими передаючими системами.

Прикладом використання такого методу є так звана технологія замороження стінки, яка розроблялася компанією Shell для вилучення нафти зі сланців на місці. Головною метою використання такої технології є відокремлення ділянок, де відбуваються процеси відділення нафти, від оточуючих їх блоків гірських порід (рис. 5).

Метод провідності стінки. За цієї технології використовуються нагрівні елементи або гарячі труби, розташовані всередині формації нафтового сланцю. Процес перетворення компанії Шелл (Shell ICP) передбачає використання електричних нагрівних

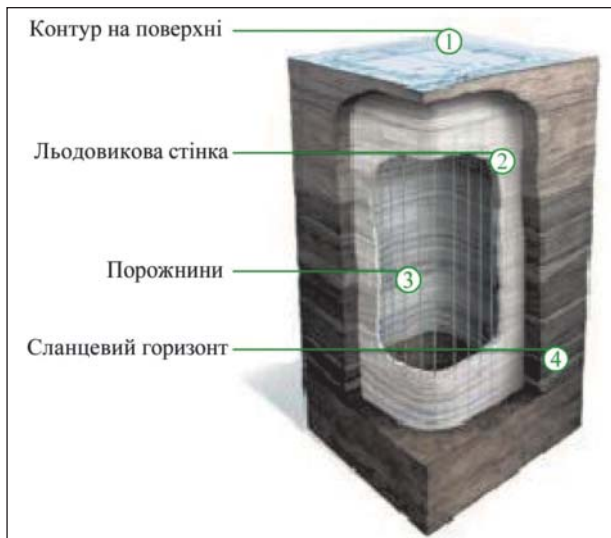


Рис. 5. Схема технології замороження стінки

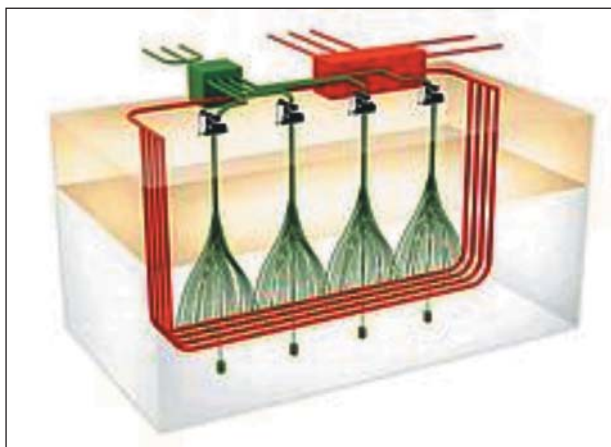


Рис. 6. Схема технології American Shale Oil CCR Process

елементів для нагрівання шару нафтоносних сланців від 650 до 700 °F (340–370 °C) приблизно за 4 роки. Ділянка, в якій відбувається процес, ізолюється від оточуючих ґрунтових вод замороженими стінками шляхом заповнення свердловин циркулюючим суперхолодним флюїдом. Недоліками цього процесу є великі затрати електроенергії, використання великого об'єму водних ресурсів і ризик забруднення ґрунтових вод. Метод розвивається з 1980-х рр., перевірявся на експериментальній ділянці Махогані (Piceance Basin). У результаті досліджень у 2004 р. видобуто 1,7 барелів (270 куб. м) нафти на експериментальній ділянці розміром 30×40 футів (9,1×12,0 м).

Метод American Shale Oil CCR Process. У цьому методі використовується перегріта пара або інший теплопередаючий носій, який циркулює через серію труб, які розташовані нижче шару нафтоносного сланцю, з якого відбувається екстракція. Система включає горизонтальні свердловини, через які проходить пара, і вертикальні свердловини, через які здійснюють вертикальну теплову передачу за допомогою відливу перетвореної сланцевої нафти і використовують як засіб збирання відпрацьованих вуглеводнів (рис. 6). Нагрівання забезпечується шляхом горіння природного газу чи пропану в початковій фазі, або газу нафтоносного сланцю на наступній стадії.

Метод Geothermic Fuels Cells Process (IEP GFC), який розроблений компанією Independent Energy Partners, передбачає вилучення сланцевої нафти завдяки використанню скупчення високотемпературних паливних комірок. Комірки, які розміщені в межах формації нафтоносних сланців, живляться природним газом під час періоду нагрівання, а потім газом нафтоносного сланцю, що утворюється як супровідне тепло.

Метод Chevron CRUSH із використанням ззовні генерованого гарячого газу. У ході цього процесу використовується гарячий газ, який нагрівається на поверхні землі, а потім подається до формації нафтоносних сланців. Цей метод розроблено корпорацією Chevron Corporation спільно з Лос-Аламоською національною лабораторією (Los Alamos National Laboratory, США). Він передбачає впровадження нагрітого оксиду вуглецю в формацію по свердловинах і нагрівання формації через серію горизонтальних тріщин, по яких газ циркулює (рис. 7).

Компанія General Synfuels International розробила метод Omnishale process, за яким відбувається впровадження суперперегрітого повітря в формацію нафтоносних сланців. Компанія Mountain West Energy, використовуючи подібні підходи, розробила методи парової екстракції, в яких передбачено застосування впровадження в нафтоносні сланці високотемпературного газу.

Метод ExxonMobil Electrofrac. За цим методом, розробленим компанією ExxonMobil, передбачається вилучення нафти на місці залягання

сланців за допомогою використання електричного нагрівання з поєднанням елементів та технологій провідності стінки і об'ємного нагрівання. Під час використання цієї технології матеріал, що є електропровідником (наприклад, кальцинований нафтовий кокс), впроваджується в гідравлічні тріщини, створені в формації нафтоносних сланців, які потім формують нагрівний елемент. Нагрівні свердловини розміщують у вигляді паралельних горизонтальних стволів, які відходять від центральної вертикальної свердловини (рис. 8).

Цікавим і сучасним розвитком методу об'ємного нагрівання є розробка, яка базується на використанні радіохвиль в установках з вилучення нафти. Зокрема, Іллінойський технологічний інститут (Illinois Institute of Technology) в кінці 1970-х рр. розвиває концепцію об'ємного нагрівання нафтоносних сланців із використанням радіохвиль (радіочастотне вилучення). Ця технологія була згодом вдосконалена Ліверморською національною лабораторією ім. Е. Лоуренса (Lawrence Livermore National Laboratory, США). Нафтоносний сланець нагрівається вертикальними електродними антенами. Глибші горизонти могли б розроблятися при менших швидкостях нагрівання за рахунок встановлення антен, розділених десятками метрів. Концепція допускає радіочастоти, при яких глибина покриву сягає багато десятків метрів, а тому необхідний час для зворотної термальної дифузії і, відповідно, для проведення тепла. Недоліком цієї технології є використання значного об'єму електроенергії та її втрати за рахунок очищення ґрунтових вод і переробки відходів вилучення.

Радіочастотна методика в поєднанні з критичними флюїдами розвивається компанією Raytheon спільно з CF Technologies і перевірялася компанією Шлюмберже (Schlumberger).

Технології мікрохвильового нагрівання базуються на таких самих принципах, що і технології радіочастотного нагрівання, хоча здається, що радіочастотне нагрівання є більш вдосконалим методом, ніж мікрохвильове, оскільки його енергія може проникати глибше в формацію нафтоносних сланців. Метод мікрохвильового нагрівання досліджується корпорацією Global Resource Corporation. Компанія Electro-Petroleum пропонує електрично стимульоване вилучення нафти шляхом прямого переходу між катодами в продукуючих свердловинах і анодах, розташованих або на поверхні, або на глибині в інших свердловинах. Перехід потоку через формацію нафтоносних сланців залежить від електроопору (Joule heating).

Експериментальні методи з вилучення сланцевої нафти на місці залягання сланцю, які запропоновані на федеральному дослідницькому рівні в Колорадо (США), включають нагрівання сланцю електричними опорними нагрівачами, що збільшує тріщинуватість сланцю перед його нагріванням

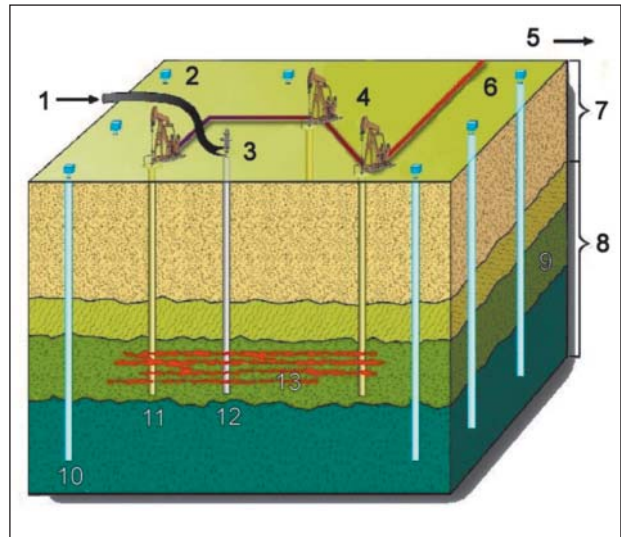


Рис. 7. Схема технології Chevron CRUSH із використанням ззовні генерованого гарячого газу

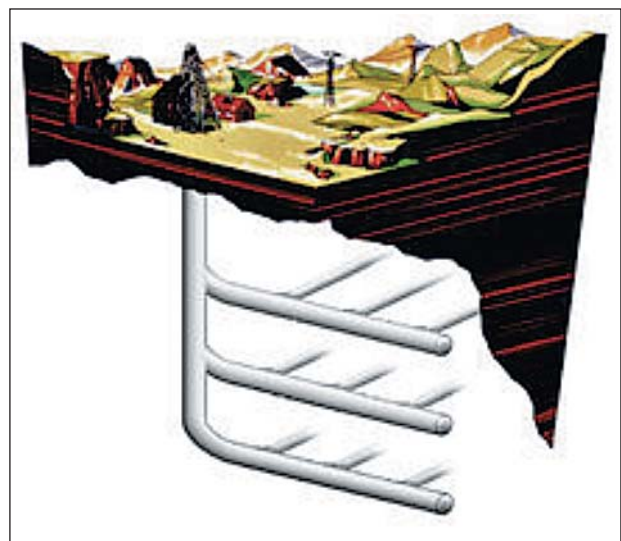


Рис. 8. Схема об'ємного нагрівання

циркулюючим гарячим газом (CO₂) або циркулюючою перегрітою парою через закрито-петлеву систему для створення «загального горизонтального шару киплячої нафти» глибоко під землею. Жоден із цих методів in situ не був повністю обґрунтований із технологічної та економічної точок зору, тому вони є досить ризикованими.

Інтенсивна розробка прогресивного методу термосвердловинної розробки сланців з одержанням у подальшому нафти, супутнього газу та інших компонентів передбачає використання підземного піролізу, особливо під час розробки нафтоносних і металоносних сланців. При цьому вирішується завдання не тільки рентабельного отримання відповідних об'ємів нафти і газу, але й підготовки об'єктів до можливого наступного підземного вилучування.

Екологічні проблеми процесів вилучення нафти зі сланців

Розробка покладів сланцевої нафти може по-різному впливати на навколишнє середовище. Інтенсивність цього впливу змінюється в залежності від технологій, які використовуються для вилучення нафти. Залежно від геологічної обстановки і технології видобутку нафти ефект поверхневої розробки може включати кислотний дренаж, який викликаний швидким відслоненням порід і супутнім окисненням мінералів; попадання металів в поверхневі і ґрунтові води; підвищення ерозії; виділення сірководню; забруднення повітря, до якого призвело пилоутворення під час збагачення, переробки, транспортування і супутньої активності. Крім того, проведення поверхневої розробки під час відкритої експлуатації покладів, у тому числі при розробці на місці залягання, передбачає інтенсивне використання земель, а внаслідок термальної переробки сланців з'являються відходи, які потребують складування і захоронення. Рудорозробка, збагачення та супровідні процеси збереження відходів вимагають відчуження земель від традиційного використання в сільському господарстві. Залежно від вибраних методів вилучення нафти зі сланців матеріали відходів можуть містити сульфати, важкі метали, поліциклічні ароматичні вуглеводні, деякі з них є токсичними та канцерогенними.

Розробка нафтоносних сланців на місці їх залягання може зменшити зазначені вище ризики, але може й збільшити вплив інших факторів, що призведе до інших проблем, наприклад, забруднення підземних вод. При цьому небезпечна ситуація може виникнути під час нестандартних і незапланованих ситуацій, а також при усвідомленому використанні тих чи інших реагентів, що передбачено технологіями вилучення нафти. Зокрема, це справедливо у випадку використання одного з необхідних елементів стимуляції нафтовіддачі пласта – при горизонтальному бурінні та гідророзриві пласта.

За сучасними технологіями при гідророзриві в сланець закачується велика кількість води і хімреагентів, включаючи високотоксичний бензол. Це створює ризик попадання у ґрунтові води різних хімічних сполук, в тому числі токсичних і канцерогенних. Більшість нафтогазових розробників сланцевих родовищ приховують інформацію про склад хімічних компонентів, які використовують, посилюючись на комерційну таємницю. Однак ці заяви вступають у протиріччя з численними нормативними актами, що приймають, зокрема, уряди різних штатів США, а також інших країн світу для забезпечення достатнього рівня екологічної безпеки територій, що передбачає оприлюднення ймовірних ризиків. Однією з таких умов є інформованість про це населення.

Висновки

Після похваллення видобутку сланцевого газу у світі різко зростає зацікавленість у можливостях видобутку так званої сланцевої нафти, що пов'язана у першу чергу з початком розробки таких родовищ у

формації Баккен, в басейні Віллістон (США). Вважається, що ресурси сланцевої нафти у світі можуть сягати 2–3 трлн барелів, тобто вдвічі перевищувати наявні світові запаси нафти.

Видобуток сланцевої нафти забезпечується завдяки використанню сучасних технологій, головними з яких є гідророзрив і термічне нагрівання пласта; технологій, пов'язаних із переміщенням вихідного матеріалу на поверхню (технології Квітер, Галотер, Фушун, Петросікс), та вилучення нафти зі сланців на місці їх залягання (метод провідності стінки, метод American Shale Oil CCR Process, метод Geothermic Fuels Cells Process, метод Geothermic Fuels Cells Process, метод Omnishale process, метод ExxonMobil Electrofrac та ін.). За різними оцінками коефіцієнт вилучення нафти складає від 1 до 50%. Так, за даними геологічної служби штату Монтана, з 167 млрд барелів геологічних ресурсів, зосереджених у цьому штаті, можна вилучити 2,1 млрд барелів нафти (1,25%). Вважається, що з 1 т сланцю можна отримати 0,5–1,25 барелів нафти (70–140 л).

Безсумнівно, після виснаження традиційних родовищ нафти та для поповнення вітчизняних запасів наявних нафтових ресурсів постане необхідність у пошуку та залученні до використання інших джерел вуглеводнів, що буде можливим лише за умови вивчення уже відкритих родовищ у інших країнах та засвоєння технологій їх використання.

1. Горючі корисні копалини України: Підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – К. – «КНТ». – 2009. – 376 с.
2. Гурський Д.С. Концептуальні засади державної мінерально-сировинної політики щодо використання стратегічно важливих для економіки країни корисних копалин // Львів. – ЗУКЦ. – 2008. – 192 с.
3. Инновационные геотехнологии разработки месторождений горючего сланца и высоковязкой нефти / Воробьев А.Е., Разоренов Ю.И., Игнатов В.Н., Джимиева Р.Б. – Новочеркасск. – НПИ. – 2008. – 214 с.
4. Новые технологии переработки высокосернистых сланцев / Блохин А.И., Зарецкий М.Н., Стельмах Г.П. и др. – М. – Светлый стан. – 2001. – 246 с.
5. Опыт разработки месторождений с плотными низкопроницаемыми коллекторами. ВНИИЭ Газпром / Коротаев Ю.П., Грзделова К.П., Жиденко Г.Г. и др. // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Обзор. – М. – ВНИИЭ Газпром. – 1998. – Вып. 11. – 34 с.
6. Перспективи відкриття в Україні нетрадиційних родовищ нафти, пов'язаних зі сланцевими і флішевіми відкладами / Михайлов В.А., Гладун В.В., Зейкан О.Ю., Чепіль П.М. // Нафтогазова промисловість. – 2012. – № 1. – С. 55–59.
7. Санакулов К.С., Воробьев А.Е., Джимиева Р.Б. Современные методы термодеструкции горючего сланца в пластах // Горный вестник Узбекистана. – 2011. – № 1 (44). – С. 11–17.
8. Созанский В.И. Локализация нефтяных углеводородов в структуре продуктивных горизонтов Днепровско-Донецкой впадины // Киев. – Наукова думка. – 1986. – 156 с.
9. Созанский В.И. Теория и практика поиска залежей нефти и газа с позиций их абиогенного синтеза // Киев. – Наукова думка. – 1990. – 84 с.

10. *A study on the EU oil shale industry viewed in the light of the Estonian experience* / Francu J., Harvie B., Laenen B. et al. A report by EASAC to the Committee on Industry, Research and Energy of the European Parliament // European Academies Science Advisory Council, May 2007.
11. *Andrews A.* Oil Shale: History, Incentives, and Policy // Congressional Research Service. – 2006.
12. *Annual Energy Outlook 2006* // Energy Information Administration. – February. – 2006.
13. *Bakken: Making waves from Bismarck to Brisbane* // Reservoir Solutions. – March-May 2011. – Vol. 14, № 1. – P. 1–8.
14. *Bartis J.T., LaTourrette T., Dixon L. et al.* Oil Shale Development in the United States. Prospects and Policy Issues. Prepared for the National Energy Technology Laboratory of the U.S. Department of Energy // The RAND Corporation. – 2005.
15. *Brendow K.* Global oil shale issues and perspectives // Synthesis of the Symposium on Oil Shale. 18–19 November, Tallinn / Oil Shale. A Scientific-Technical Journal (Estonian Academy Publishers). – 2003. – 20 (1). – P. 81–92.
16. *Burnham A.K., McConaghy J.R.* Comparison of the acceptability of various oil shale processes // 26th Oil shale symposium. Golden: Lawrence Livermore National Laboratory. – 2006. – P. 17.
17. *Dyni J.R.* Geology and resources of some world oil shale deposits. Scientific Investigations Report 2005–5294 // United States Department of the Interior, United States Geological Survey. T– 2006.
18. *Environmentally sustainable use of energy and chemical potential of oil shale* / Soone J., Riisalu H., Kekisheva L. et al. // International Oil Shale Conference. – Amman, Jordan: Jordanian Natural Resources Authority. – 2006. – P. 2–3.
19. *Exshaw* / Bakken Shale Oil Resource Play // Vecta Oil & Gas Ltd. – March. – 2011.
20. *Farkas T.* The Investor's Guide to the Energy Revolution // Lulu.com. – 2008. – 85 p.
21. *Future Policies and Strategies for Oil Shale Development in Jordan* / Jaber J.O., Sladek T.A., Mernitz S. et al. // Jordan Journal of Mechanical and Industrial Engineering. – 2008. – 2 (1). – P. 31–44.
22. *Ground Water Protection Council.* Modern Shale Gas. Development in the United States. – 2009.
23. *Johnson H.R., Crawford P.M., Bunger J.W.* Strategic significance of America's oil shale resource. Volume II: Oil shale resources, technology and economics // Office of Deputy Assistant Secretary for Petroleum Reserves; Office of Naval Petroleum and Oil Shale Reserves; United States Department of Energy. – 2004.
24. *Koel M.* Estonian oil shale // Oil Shale. A Scientific-Technical Journal (Estonian Academy Publishers) (Extra). – 1999.
25. *Laherrère J.* Review on oil shale data. – Hubbert Peak, 2005.
26. *Lee S., Speight J.G., Loyalka S.K.* Handbook of Alternative Fuel Technologies. – CRC Press, 2007. – 290 p.
27. *Luik H.* Alternative technologies for oil shale liquefaction and upgrading // International Oil Shale Symposium. – Tallinn, Estonia: Tallinn University of Technology. – 2009.
28. *NEPA approval DOI-BLM-CO-110-2011-0042-DNA.* – Bureau of Land Management. – 2011. – 2 p.
29. *NPR's National Strategic Unconventional Resource Model.* – United States Department of Energy. – April 2006.
30. *Oil Shale Update* // National Oil Shale Association. – June. – 2011. – 4. – 2 p.
31. *Porto P.S.S., Lisbôa A.C.L.* Modelling the drying of a parallelepipedic oil shale particle // Brazilian Journal of Chemical Engineering. – 2006. – 22 (2). – P. 233–238.
32. *Qian J., Wang J.* World oil shale retorting technologies // International Oil Shale Conference. – Amman, Jordan: Jordanian Natural Resources Authority. – 2006.
33. *Secure Fuels from Domestic Resources: The Continuing Evolution of America's Oil Shale and Tar Sands Industries.* – United States Department of Energy. – 2007. – P. 1–68.
34. *Speight J.G.* Synthetic Fuels Handbook: Properties, Process, and Performance. – McGraw-Hill Professional. – 2008. – 186 p.
35. *Survey of energy resources.* – World Energy Council (WEC). – 2007. – P. 93–115.
36. *The Alberta Bakken Petroleum System (ABPS) is an Emerging Unconventional Tight Oil Resource Play* // BMO Capital Markets. Oil & Gas. – April. – 2011 / www.bmocm.com
37. *The fuel gas or another fuel is used to heat the external furnace* // The Petrosix Process. – Petrobras. – 2007.
38. *Väli E., Valgma I., Reinsalu E.* Usage of Estonian oil shale // Oil Shale. A Scientific-Technical Journal (Estonian Academy Publishers). – 2008. – 5 (2). – P. 101–114.
39. *World Energy Outlook 2001: Assessing Today's Supplies to Fuel Tomorrow's Growth* // Organisation for Economic Cooperation and Development. International Energy Agency. – 2001.
40. *Yin L.* Current status of oil shale industry in Fushun, China // Amman, Jordan: International Oil Shale Conference. – 2006.