

**МІНІСТЕРСТВО ВНУТРІШНІХ СПРАВ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ВНУТРІШНІХ СПРАВ
КРЕМЕНЧУЦЬКИЙ ЛЬОТНИЙ КОЛЕДЖ**

Циклова комісія технічного обслуговування авіаційної техніки

ТЕКСТ ЛЕКЦІЇ

з навчальної дисципліни
«Технологія виробництва і переробки нафтопродуктів»
обов'язкових компонент
освітньо-професійної програми першого (бакалаврського) рівня вищої освіти

272 Авіаційний транспорт

(Технології робіт та технологічне обладнання аеропортів)

за темою № 3 – Нетрадиційні вуглеводні

Кременчук 2023

ЗАТВЕРДЖЕНО

Науково-методичною радою
Харківського національного
університету внутрішніх справ
Протокол від 22.02.2024 № 2

СХВАЛЕНО

Методичною радою
Кременчуцького льотного коледжу
Харківського національного
університету внутрішніх справ
Протокол від 17.01.2024 № 6

ПОГОДЖЕНО

Секцією науково-методичної ради
Харківського національного
університету внутрішніх
справ з технічних дисциплін
Протокол від 22.02.2024 № 2

Розглянуто на засіданні циклової комісії технічного обслуговування авіаційної техніки, протокол від 12.12.2023 № 8

Розробник:

Викладач циклової комісії технічного обслуговування авіаційної техніки, спеціаліст вищої категорії, викладач - методист Давітая О. В.

Рецензенти:

- 1. Доцент кафедри автомобілів та тракторів Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського, к.т.н., доцент Павленко О. В.;*
- 2. Професор навчального відділу КЛК ХНУВС, к.х.н., доцент Козловська Т. Ф.*

План лекції

1. Видобування нетрадиційної нафти. Нафтоносні (бітумінозні) піски.
2. Сланцева нафта. Важка нафта.
3. Видобування нетрадиційного газу. Сланцевий газ. Гази вугільних родовищ. Добування і використання газу вугільних родовищ.
4. Газові гідрати.

Рекомендована література:

Основна

1. Братичак М. М., Гринишин О. Б. Технологія нафти та газу. навчальний посібник. Львів: Львівська політехніка, 2013. 180 с.
URL :<https://vlp.com.ua/node/10089> (дата звернення: 10.07.2023).
2. Суярко В. Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів: підручник. Харків: Фоліо, 2015. 296 с. URL :<https://ekhnuir.karazin.ua/items/a82b8326-70c8-49bc-b0a0-a4599ad553c1> (дата звернення: 25.07.2023).
3. Властивості нафти та нафтопродуктів. Ч.1 : навч. посіб. / О.В. Давітая та ін. Кременчук, 2019. 74 с. URL:http://www.irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis_nbuv/cgiirbis_64.exe (дата звернення: 25.07.2023).
4. Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г. Основи нафтогазової інженерії : підручник. Полтава, 2018. 415 с.
URL:<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/8d67d6fa-2d73-4326-9156-6f0237f6c470/content> (дата звернення: 01.08.2023).

Додаткова

1. Чабанний В. Я., Магопець С. О., Мажейка О. Й. Паливо-мастильні матеріали, технічні рідини та системи їх забезпечення: навч. посібн. Кіровоград: Центрально-Українське видавництво, 2008. ч.1. 353 с.
URL : https://library.kr.ua/wp-content/elib/chabanniy/Chabanniy_Pal_mast_Mater_kn1.pdf (дата звернення: 25.07.2023).
2. Чабанний В. Я., Магопець С. О., Осипов І. М. Паливо-мастильні матеріали, технічні рідини та системи їх забезпечення : навч. посібн. Кіровоград: ЦентральноУкраїнське видавництво, 2008. ч.2. 500 с. URL : https://library.kr.ua/wp-content/elib/chabanniy/Chabanniy_Pal_mast_Mater_kn1.pdf (дата звернення: 13.07.2023).
3. Зеркалов Д. В. Довідник споживача нафтопродуктів : посібник. Київ : Науковий світ , 2000. 196 с.

Інформаційні ресурси в Інтернеті

1. Офіційний сайт Верховної Ради: URL:<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0594-19/> (дата звернення: 11.08.2023).

Текст лекції

1. Видобування нетрадиційної нафти. Нафтоносні (бітумінозні) піски.

Нетрадиційною вважають нафту (англ. *unconventional oil*), видобуту способом, який відрізняється від звичайного або традиційного. Промислове видобування нетрадиційної нафти до якої сьогодні зараховують, зокрема, нафтоносні (бітумінозні) піски, сланцеву нафту і важку нафту, почалось порівняно недавно.

Нафтоносні (бітумінозні) піски. Бітуми - природні похідні нафти, які утворюються при порушенні консервації її покладів внаслідок хімічного та біохімічного окиснення. Їх видобуток проводять з бітумінозних пісків головним чином кар'єрним або шахтним способом.

Бітуми були першим типом нафти в історії людства, що знайшов практичне застосування. Це підтверджують археологічні знахідки - кам'яні знаряддя зі слідами бітумів, якими користувалися ще неандертальці за часів палеоліту, понад 40000 років тому.

Найдавніші письмові згадки використання бітумів походять з Межиріччя: шумерський «Епос про Гільгамеша» і «Епос про Атрахасиса» (III - II тис. до н. д.). Згадки про бітум є також у Біблії. У Давньому світі бітуми застосовувалися в медицині, у будівництві (скріплюючі розчини), для гідроізоляції, а також як енергетична сировина. Рідкі бітуми, тобто нафтопродукти, Мертвого моря були добре відомі в давньому світі.

З родовищ важких нафт і бітумів, що виходять до земної поверхні, як правило, по берегах річок, вже в давні часи навчилися отримувати «смолу» для герметизації кораблів, спорудження будинків, в Стародавньому Єгипті - для муміфікації. Існує думка, що саме бітуми використовували в якості цементу при будівництві знаменитої Вавилонської вежі. А індіанці, які віками жили в Канаді в районі басейну річки Атабаска, природними бітумами смолили каное.

У XVIII ст. були відкриті великі родовища бітумінозних нафтоносних пісків на півночі провінції Альберта в Канаді. З трьох родовищ у Альберті (Атабаски, Піс-Рівер, Колд-Лейк), родовище Атабаски найбільше. Пробні розробки бітумінозних пісків тут проводились ще до 1778 року.

У 1788 році вперше нафтоносні піски Канади були описані європейцями.

У 1920-х роках хімік з Університету Альберти Карл Кларк відкрив, що за допомогою пари можна відокремити бітуми від піску. Перша корпорація, що займалася видобутком бітумів в Альберті, була заснована Робертом Фітцсінмонсом в 1927 році. Компанії вперше вдалося отримати бітуми в промислових масштабах, закачуючи в піски гарячу воду. Однак такий метод видобутку нафти виявився нерентабельним.

Плани видобутку нафти з бітумінозних пісків Альберти в значних масштабах, порівняно зі звичайними джерелами сирової нафти, почали розробляти в 1950 роки. Тоді підраховали, що такий видобуток буде економічно вигідним, якщо він перевищить 20 тис. барелів на день. Пропоновані технічні рішення

були різними, наприклад, у 1958 році корпорація «Річфілд Ойл» запропонувала ідею підірвати під землею дев'ятикілотонну атомну бомбу. Згідно з ідеєю, вибух повинен був розрізати підземні поклади важких вуглеводнів, миттєво перетворивши родовище в озеро нафти. Проект був сприйнятий, і навіть провели випробувальні підземні вибухи в пустелі Невада.

Проте, жоден з цих проектів не був реалізований аж до середини семидесятих років XX ст. через політику канадського уряду допомагати видобувникам традиційної нафти. Продаж нафти в країні був обмежений внаслідок низьких цін на неї, а поява альтернативного джерела могла б похитнути і так нестійкий ринок канадської нафти. Розробку бітумінозних пісків в Канаді дозволили лише на початку семидесятих років XX ст., коли змінився уряд, а ціни на нафту підскочили до такого рівня, що почали загрожувати економічній безпеці країни. З тих пір ця галузь розвивалася зі змінним успіхом, залежно від державної політики і світових цін на нафту.

Новітня стадія розробки бітумінозних пісків почалася в 2003 році, коли після чергового падіння ціни на нафту знову почали зростати. До 2006 року видобуток нафти з бітумінозних пісків зріс до 1,13 млн. барелів на день, а до 2010 року до 1,6 млн. барелів на день. Масштабні розробки цих пісків в Канаді здійснює фірма Suncor Energy.

Запаси бітумінозних пісків у світі обчислюються сотнями мільярдів барелів (1 барель - 159 літрів). За даними Міжнародної ради з енергетики (WEC), в світі виявлено близько шестисот родовищ бітумінозних пісків, найбільші з яких розташовуються в Канаді, Казахстані та Росії. Проте, понад 70% цих запасів, майже 180 млрд. барелів, знаходяться в трьох найбільших родовищах, розташованих на південному заході Канади в Альберті.

У 2008 році понад 40% всієї нафти, видобутої в Канаді, становила нафта, одержана з бітумінозних родовищ в Альберті. Сьогодні ці три родовища, Атабаска, Піс Рівер і Колд Лейк, - єдині бітумінозні піски в світі, які використовують для отримання нетрадиційної сирової нафти.

2.Сланцева нафта.

Термін «сланцева нафта» може вживатись до нафт двох видів.

Перший вид - це нафта, що складається з легких фракцій, яка має властивості звичайної нафти, але міститься в щільних низько-проникних низкопористих глинисто-алевритових осадових гірських породах-колекторах. У світовій практиці такі породи часто називають сланцями (shales). У США нафта, видобута з таких порід, має назву *light tight oil-LTO – tight shale – tight shale oil*. Синоніми *нафта щільних порід, малопроникна нафта*. Про запаси цієї нафти було відомо давно, але її видобуток довгий час вважався нерентабельним. За складом сланцева нафта не відрізняється від традиційної. Відмінність полягає у властивостях осадових порід, в яких вона залягає. Сланцева нафта міститься в порах пластів, які характеризуються низькою проникністю, тому нафта не може вільно пересуватися всередині пласта. Внаслідок цього приплив нафти до свердловини практично відсутній. Крім того, продуктивні пласти щільних

низькопроникних колекторів мають товщину від десяти до 100 метрів на глибині від тисячі до п'яти тисяч метрів і можуть розташовуватися як горизонтально, так і похило. Це зменшує площу зіткнення вертикальної свердловини з таким пластом і також зменшує ефективність видобутку. Оскільки сланцева нафта видобувається із порід, пори яких занадто дрібні, тому для вилучення нафти необхідно в породі зробити додаткові тріщини. Технологія видобутку сланцевої нафти мало чим відрізняється від технології видобування сланцевого газу. Однак при видобутку сланцевої нафти горизонтальну ділянку експлуатаційної колони розташовують дещо глибше - за рівень, де залягають більш важкий конденсат і нафта. Щоб нафта могла фільтруватись у привибійну зону свердловини, у горизонтальній ділянці свердловини проводять гідророзриви продуктивного пласта (рис. 1).

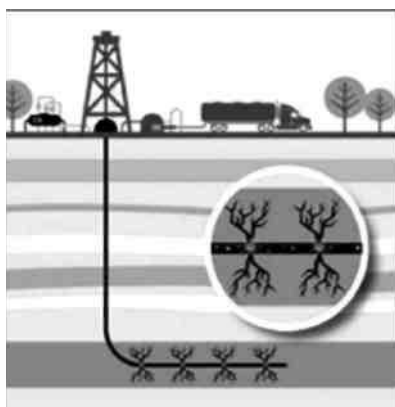


Рис.1 – Горизонтальне буріння і гідророзрив

Найдавніші свідчення про видобування сланцевої нафти датовані X століттям.

У 1684 році Велика Британія видала перший патент на технологію видобування нафти із сланців. Проте видобування сланцевої нафти набуло поширення лише в XIX столітті. Але після відкриття великих запасів традиційної нафти в середині XX ст. інтерес до видобування нафти із сланців суттєво зменшився.

На початку XXI ст., через високі світові ціни на нафту сланцева нафта знову привернула увагу промисловиків. Почали з'являтися нові технології її видобутку.

За даними журналу Тіте від 9 квітня 2012 року (дані ЕІА і ОПЕК) світові запаси сланцевої нафти становлять 300 млрд. барелів. Для порівняння - загальносвітові запаси традиційної нафти оцінюють в 1390 млрд. барелів.

Джордж Мітчел, власник компанії «Мітчел Енерджі» запропонував відносно прості способи видобутку сланцевої нафти, що підвищило рентабельність її видобутку.

У США до 2013 року виявлено близько 20 формацій сланцевої нафти. Основні її запаси зосереджені на півдні Техасу, в районі Скелястих гір, на західному узбережжі, а також на північному-сході США. Великі запаси цієї нафти знаходяться у східній частині Канади.

Активний розвиток індустрії сланцевої нафти в США відбувається кілька

останніх років, особливо, починаючи з 2010 року.

Пористість і проникність пласта, його товщина і глибина залягання, а також склад гірських порід, розташованих над пластом сланцю, можуть істотно відрізнятися навіть на сусідніх ділянках.

Слід відзначити, що видобування сланцевої нафти стало комерційно вигідним завдяки технологіям горизонтального буріння і гідравлічного розриву пласта. При цьому свердловина пробурюється вертикально вниз до глибини залягання пласта сланцю і повертає горизонтально або під нахилом, залежно від розташування геологічних порід. На сьогодні найбільш поширена технологія багатостовбурного горизонтального буріння, при якій одна вертикальна свердловина розгалужується на декілька (до 30) горизонтальних свердловин. Цей метод буріння в багато разів збільшує площу зіткнення сланцевої породи із свердловиною, проте в силу низької проникності породи не дозволяє зібрати достатню кількість нафти. Для забезпечення припливу нафти до свердловини в породі створюється мережа тріщин за допомогою гідророзриву пласта (ГРП). Сьогодні поширене застосування багатоступінчастого гідророзриву пласта.

Сланцева нафта також поступається традиційній нафті за собівартістю видобутку, оскільки видобуток обох видів сланцевої нафти дуже трудозатратний і дорогий. Як горизонтальне буріння, так і застосування гідророзриву пластів у декілька разів збільшують вартість буріння окремої свердловини, і чим глибше залягає пласт сланцю та нижча його проникність, тим дорожче обходиться застосування цих технологій. Крім того, такий видобуток на даний час є великою небезпекою для регіонів, оскільки метан і нафта потрапляють у ґрунтові води, а потім у водозабірні системи питної води.

Другий вид - це сланцева нафта, одержувана з горючих сланців - твердої горючої осадової породи органічного походження (залишки тваринного і рослинного походження), які піддалися впливу часу та геологічних факторів. Цю нафту одержують з розташованої в сланцевій породі особливої речовини - керогену. Така нафта за своїми властивостями (густина, в'язкість) значно відрізняється від легкої традиційної нафти.

Кероген - це геохімічно перетворений залишок органічної речовини, органічна частина горючих сланців. Щоб прискорити процес перетворення керогену в нафту, його термічно обробляють. При термічній обробці кероген розкладається на складові. Технологія видобування такої нафти досить затратна.

На даний час існує технологія, за якою добування сланцевої нафти відбувається на поверхні землі. Спочатку видобувають горючий сланець, який потім відправляють на переробні фабрики. Інші технології видобування сланцевої нафти передбачають нагрівання сланців під землею і відбирання нафти через свердловини.

Горючі сланці використовували ще у стародавні часи.

У 1694 році в Шотландії почалося промислове використання горючих сланців, там було споруджено фабрику для отримання сланцевого мастила.

У 1771 році почали досліджувати естонські горючі сланці.

У 1832 році у Франції було розроблено ефективну технологію отримання сланцевого освітлювального мастила.

У 1837 році у Франції на рудниках Аутум розпочалося промислове видобування горючого сланцю за участі Шотландії та Німеччини.

Значного розвитку сланцева промисловість досягла в XIX ст. у Великій Британії.

Сланцева промисловість активно розвивалася перед Першою світовою війною. Під час Першої світової війни у 1918 році на території Естонії почався промисловий видобуток горючих сланців для постачання Петроградського промислового району Росії. У 1924 році у Талліні стала до ладу перша тепла електростанція (ТЕС), яка працювала на горючому сланці. Проте в подальшому традиційна нафта створювала конкурентні труднощі для сланцевої промисловості. Її розвиток відбувався лише у Естонії, Росії й Китаї.

Початковою точкою відліку в розвитку сланцевої промисловості в Росії можна вважати 1918 рік (часи СРСР), коли було прийнято постанову про видобування й переробку горючих сланців, організовано систематичне вивчення, розвідку і промислову розробку їх запасів.

Після Другої світової війни газ, одержаний з горючих сланців Прибалтійських родовищ використовувався в Ленінграді і містах Північної Естонії.

Найбільш активно сланцева промисловість розвивалася в 1960 -1990 роках в СРСР. В цей час велася активна розробка родовищ Прибалтійського (Естонське, Ленінградське родовища) та Волзького (Кашпирське, Общесиртовське родовища) сланцевих басейнів. Сланець видобувався і потім перероблявся.

Світова енергетична криза 1973 року тимчасово пожвавила цікавість до горючих сланців. У 1974 році в СРСР в експлуатації знаходилося 10 шахт і 4 розрізи. На розрізах застосовувалася безтранспортна система розкривання покладів горючих сланців з використанням потужних екскаваторів. Найбільші шахти мали фабрики, що збагачували видобутий сланець мокрою відсадкою і у важких середовищах. Сланці використовувалися для енергетичних і технологічних цілей. На сланцевому паливі в кінці XX ст. працювали всі електростанції Естонії, ТЕЦ у м. Сланці і в м. Сизрані (Росія). У Естонії, Ленінградській і Куйбишевській областях Росії діяли сланцепереробні комбінати, які виробляли паливне мастило, побутовий газ, бензин, сірку, дубильні речовини, отрутохімікати, бітуми, карбамідні смоли, антисептики, барвники тощо. На базі рідких фракцій перегонки сланців було організоване виробництво бензолу, іхтіолу, толуолу, сланцевого сольвенту, лаків, клеїв, електродного коксу тощо. З горючих сланців виробляли близько 1 млрд. м³ побутового газу на рік.

Світовий видобуток горючих сланців досяг піку в 1980 році і становив 47 млн. т, з них більше 70% в Естонії (решта в Росії, Китаї, Бразилії, Австралії).

В Україні передбачається почати переробку Бовтиського родовища горючих сланців спільно з Естонією.

Важка нафта - нафта з високою в'язкістю та густиною (понад 885 кг/м³ при 20°C). Характерна підвищеним вмістом асфальтено-смолистих речовин, переважанням у її складі циклічних вуглеводнів та низьким вмістом легкокиплячих фракцій. Часто включає вуглеводневі сполуки, які містять сірку, кисень, азот, а також сполуки металів (в основному ванадію, нікелю, заліза, хрому). Температура кипіння такої нафти іноді перевищує 200°C. Важка нафта залягає в пісковиках, карбонатних або теригенних колекторах.

Розробка покладів аномально в'язких нафт ускладнюється утворенням застійних зон, нафтовіддача при традиційних способах розробки низька, витіснення нафти водою призводить до швидкого обводнення видобувних свердловин. Підвищення нафтовилучення покладів аномально в'язких нафт досягається термічним впливом на пласт шляхом закачування розчинників, вуглекислоти, полімерних розчинів, створенням підвищених градієнтів тиску, вирівнюванням профілів приймальності. Для неглибоко залягаючих покладів можуть бути застосовані кар'єрний, шахтний і шахтно-свердловинний способи розробки. Для транспортування трубопроводами аномально в'язких нафт їх підігрівають на проміжних перекачувальних станціях, а також у нафту вводять диспергатори парафіну.

За оцінками вчених легка нафта скінчиться вже в першій половині цього століття. У країнах, вона скінчиться ще раніше - через 20 - 25 років. Але в цілому нафтові запаси ще далекі від виснаження. У надрах залягають величезні запаси важкої або, як її ще називають, бітумної нафти (рис. 2).

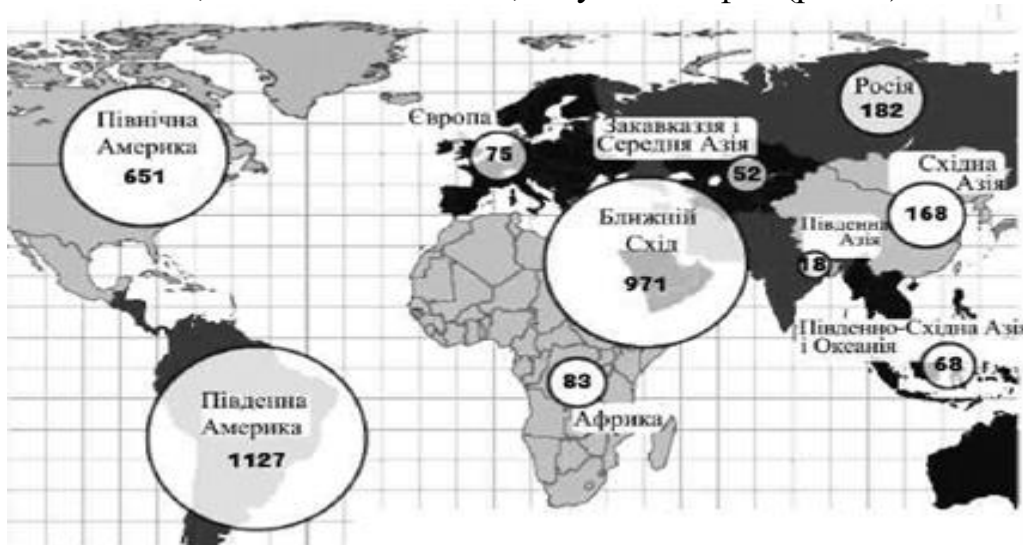


Рис.2 – Світові запаси важкої нафти

Поняття «важка нафта» не має однозначного визначення. У різних країнах до цієї групи входять нафти, що характеризуються різною густиною і в'язкістю. До важкої нафти відносяться арабська нафта густиною 0,8927 г/см³ й іранська нафта густиною 0,8703 г/см³. У Канаді термін «важка нафта» вживається звичайно для позначення малорухомої і в'язкої нафти густиною понад 0,934 г/см³.

У 1987 році на XII Світовому нафтовому конгресі в м. Х'юстон була прийнята загальна схема класифікації нафт і природних бітумів:

- легкі нафти з густиною менш $870,3 \text{ кг / м}^3$;
- середні нафти з густиною $870,3 - 920,0 \text{ кг / м}^3$;
- важкі нафти з густиною $920,0 - 1000 \text{ кг / м}^3$;
- надважкі нафти з густиною більше 1000 кг/м^3 при в'язкості менш $10 \text{ 000 мПа}\cdot\text{с}$
- природні бітуми з густиною більше 1000 кг/м^3 при в'язкості понад $10000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

За даними експертів, світові запаси важкої нафти становлять понад 810 млрд тонн. Коефіцієнт вилучення такої нафти при використанні первинних методів рідко досягає 10%, тому ефективна розробка її можлива лише з використанням теплоти або гарячих реагентів, тобто термічними методами.

Спроби видобувати важку нафту сьогодні ще поодинокі. Для прикладу, це - нафтова шахта в Республіці Комі (Росія), де нафту добувають шахтним способом з глибини 220 м. Або експериментальний видобуток важкої нафти свердловинами, що йдуть під землю під кутом 45° в Татарстані (Росія).

При такій технології одні свердловини нагнітають в нафтонасичений пласт пару температурою 200°C , інші, розташовані в пласті нижче, відкачують розігріту таким чином нафту на поверхню.

3. Видобування нетрадиційного газу

Сланцевий газ - це природний газ, що міститься в низькопористих і погано проникних глинисто-алевритових осадових гірських породах, які у світовій практиці часто називають сланцями, і складається на 95% з метану.

Поклади «сланцевого газу» знаходяться у низькопористих породах змішаної літології, які є одночасно і нафтогазоматеринською породою і резервуаром. Вуглеводні утворились всередині цієї товщі і не мали можливості мігрувати.

Сланцевий газ міститься в невеликих кількостях ($0,2 - 3,2$ млрд. $\text{м}^3/\text{км}^2$), але за рахунок розтину великих площ можна одержувати значні об'єми такого газу.

Перша комерційна свердловина на сланцевий газ була пробурена в США у Фредонії, Нью-Йорк в 1821 році Вільямом Хартом, який в США вважається «батьком природного газу».

Але щоб добути цей газ, потрібно пробурити велику кількість вертикальних свердловин, кожна з яких дасть лише обмежений обсяг газу. Тому довгий час розробляти такі родовища було нерентабельно.

Технологія видобутку сланцевого газу. Для видобутку сланцевого газу використовують горизонтальне буріння, гідророзрив пласта та сейсмічне моделювання. Аналогічна технологія видобутку застосовується і для отримання вугільного метану.

Хоча сланцевий газ міститься у гірських породах в невеликих кількостях ($0,2 - 3,2$ млрд $\text{м}^3/\text{км}^2$), але за рахунок розтину великих площ можна одержувати значну кількість такого газу.

Географія, оцінка запасів і перспективи видобутку сланцевого газу. Ресурси сланцевого газу у світі становлять 200 трлн м^3 . На сьогодні сланцевий газ є не

тільки потужним регіональним фактором, який суттєво впливає на ринок країн Північної Америки, але і глобальним, який змінює світовий ринок газу.

Серед факторів, що позитивно впливають на перспективи видобутку сланцевого газу: близькість родовищ до ринків збуту; значні запаси; зацікавленість влади низки країн у зниженні залежності від імпорту паливно-енергетичних ресурсів. У той же час у сланцевого газу є ряд недоліків, які негативно впливають на перспективи його видобутку у світі. Серед таких недоліків: відносно висока собівартість; непридатність для транспортування на великі відстані; швидке виснаження родовищ; низький рівень доведених запасів у загальній структурі запасів; значні екологічні ризики при видобутку.

За оцінкою IHS SEKA, видобуток сланцевого газу у світі до 2018 року може скласти 180 млрд. кубометрів на рік.

Україна. Згідно з даними агенції EIA 2011 року, обсяг досліджених і оцінених обсягів сланцевого газу в Україні становить 1,2 трлн. м³, що ставить Україну на четверте місце в Європі за обсягами резервів цього типу після Польщі, Франції і Норвегії.

Влітку 2013 року розвідувальне буріння на свердловині «Біляївська-400» в Харківській області, яке вела компанія Shell в рамках договору про спільну діяльність з ПАТ «Укргазвидобування», підтвердило наявність запасів сланцевого газу. У грудні 2013 року розпочато буріння другої свердловини в Харківській області – «Ново-Мечебилівська-100».

У березні 2015 року компанії «Shell» та «Укргазвидобування» повідомили про намір припинити дію договору про спільну діяльність, який передбачає пошук, розвідку та видобуток вуглеводнів на території Харківської області у зв'язку з тим, що у процесі пошуково-розвідувального етапу робіт було встановлено, що подальша робота не є економічно доцільною.

Перспективними для видобування сланцевого газу є Юзівська та Одеська площі.

Екологічні аспекти видобутку сланцевого газу. Щодо впливу на довкілля сучасної технології видобутку сланцевого газу, зокрема гідророзриву пласта (ГРП), існують різні думки фахівців.

Аргументи про наявність негативного впливу. Частина вчених висловлює думку, що видобуток і використання сланцевого газу може негативно вплинути на навколишнє середовище.

По-перше, для технології гідророзриву пласта-колектора можуть застосовуватися сотні хімічних речовин, які можуть проникати у водоносні шари, річки та атмосферу (час такого проникнення більшістю експертів оцінюється в межах 10 - 100 років). У період 2005 -2009 років чотирнадцять провідних нафтогазових компаній США використовували понад 2500 різних продуктів для гідророзриву. Деякі з них були звичні й загалом безпечні, такі як сіль чи лимонна кислота. Але також було понад 750 різноманітних хімічних речовин та інших компонентів. Серед цих хімічних речовин 29 видів, включаючи бензол, толуол, ксилол, формальдегід тощо, є відомими канцерогенами. Для підвищення густини води як рідини глушіння свердловин

застосовують також хлорид цинку, який є небезпечним для довкілля. Велика частина води, котру використовували для гідророзриву, потім повертається на поверхню. Вона містить хімічні речовини зі сланцевих порід: важкі метали, природні радіоактивні матеріали та різноманітні забруднюючі речовини, що використовуються при закачуванні, включаючи токсичні речовини.

По-друге, потенційну небезпеку для видобутку сланцевого газу становить також виснаження запасів прісних підземних і поверхневих вод, які забираються в процесі буріння й експлуатації свердловин. Під час виконання гідравлічних розривів лише для однієї свердловини використовується від 9 000 до 29000 м³ води. Велика частина води (1300 - 23000 м³ води з однієї свердловини) потім повертається на поверхню. Окрема проблема - утилізація забруднених вод, що використовувались для гідравлічних розривів.

У вересні 2012 року Конгрес Міжнародного союзу охорони природи (МСОП), до якого входять понад 78 країн, 112 урядових та 735 неурядових експертних організацій, прийняв резолюцію № 118, у якій закликав держави призупинити видачу ліцензій на видобуток газу методом гідророзриву, а також заборонити його застосування поблизу родовищ питної води, у сейсмонебезпечних районах, у районах з дефіцитом води, поблизу сейсмічних розломів і на природоохоронних територіях.

26 квітня 2012 року Асахі Сімбун повідомила результати досліджень учених Геологічної служби США, котрі дійшли висновку, що відбулося збільшення кількості землетрусів 3-ох і вище балів у США. Починаючи з 2001 року середня кількість землетрусів, які сталися за рік, магнітудою 3-ох і вище балів значно збільшилася, і досягла свого апогею у 2011 році, що є рекордним за минуле століття. Учені пов'язують це зі збільшенням обсягу видобутку вуглеводнів із застосуванням гідророзриву продуктивних пластів.

Аргументи про відсутність негативного впливу. Науковці Лондонського королівського товариства та Королівська академія технічних наук Великобританії у липні 2012 року оприлюднили звіт, у котрому стверджують, що фрекінг може бути застосований безпечно, якщо будуть використовуватися найкращі виробничі практики та ефективна регуляторна база. Професор Роберт Мейр, голова робочої групи, яка складала звіт, зауважив: *«Навколо безпеки видобування сланцевого газу було багато спекуляцій, ілюстрованих прикладами з неприйнятної виробничої практики, що подекуди застосовувалася в США. Ми з'ясували, що герметичність свердловини є критично важливим компонентом безпеки, але інші поширені приводи для занепокоєння, як то виникнення землетрусів, скільки-небудь істотний вплив розповсюдження тріщин у породі чи забруднення питної води, мають надзвичайно низький ступінь ризику».*

Європарламент у 2012 році дозволив видобування сланцевого газу на території країн ЄС. Розвідка та видобування дозволені у Румунії, Польщі, Литві, Великобританії, Австралії, США, Канаді, Китаї й інших країнах світу. Болгарія в червні 2012 року частково зняла мораторій на застосування технології гідравлічного розриву пластів для видобування природного газу та нафти.

Гази вугільних родовищ. Метан вугільних пластів, або шахтний метан

впродовж багатьох років розглядався виключно як джерело вибухів і раптових викидів в шахтах у процесі видобутку вугілля. Проте це попутна корисна копалина, яка міститься у вугільних пластах і частково вмісних породах.

Метан у вугіллі знаходиться в сорбованому на поверхні вугільних частинок стані, а також у розчиненому в органіці вугільної речовини і вільному стані в транспортних і закритих каналах і порах. Вміст газу у вугіллі залежить від глибини залягання пластів, ступеня метаморфізації вугілля, умов залягання (структури) та багатьох інших чинників.

Як супутня корисна копалина шахтний метан використовується протягом останніх понад 50 років, переважно для енергетичних потреб шахт. На метан вугільних родовищ як самостійну корисну копалину звернули увагу лише після нафтової кризи 1973 року.

Фільтрація метану на великих глибинах відбувається за рахунок нерівнокомпонентності поля чи напруг, коли утворюється додаткова тріщинуватість, рівнозначна максимальній головній напрузі, що сприяє метановидаленню. Для поліпшення метановидалення з вугілля масив необхідно обробляти хімічно-активними речовинами чи витіснити адсорбований метан поверхнево-активними речовинами.

Порівнюючи з традиційним природним газом собівартість метану вугільних родовищ більша на 35-40%.

Наприкінці ХХ століття оцінені запаси метану вугільних родовищ ряду країн. Зокрема ресурси метану вугільних родовищ України становлять 2,5-3,0 трлн. м³.

Добування і використання газу вугільних родовищ. Незважаючи на значні запаси метану у вуглегазових родовищах, добування його з використанням традиційних технологій видобутку, застосовуваних у газовидобувній галузі, практично неможливе через особливий характер зв'язку метану з вугільною речовиною порівняно зі зв'язками природного газу з газовмісними породами.

До останнього часу ставлення до метану, котрий виділяється при розробці вуглегазових родовищ, було як до шкідливого і небезпечного компонента вугільних пластів, його вилучення, за невеликими винятками, визначається вимогами техніки безпеки. Аналіз діяльності об'єднання «Донецьквугілля» за останні 10 років ХХ ст. показав, що з 4,5 млрд. м³ метану, який виділився при видобуванні вугілля, 80% було викинуто в атмосферу, 18% кооптовано системами підземної дегазації, 2% вилучено через свердловини, пробурені з поверхні. Метан, який міститься у вентиляційній суміші, поки що не знайшов застосування як паливо для енергетики. У кооптованій метаноповітряній суміші його концентрація досягає в деяких шахтах 60%, але частіше нижча 25%, через що використання такого метану в енергетиці не перевищує 9% загальної кількості. Збільшення його частки в найближчій перспективі пов'язане з технологіями, що дозволяють одержати газ з великою концентрацією метану.

Найперспективнішим вважається видобування метану вугільних родовищ із застосуванням свердловин, пробурених з поверхні. Залежно від стану перебування метану в газовому колекторі застосовуються три технології

добування метану вугільних родовищ:

1. Для дегазації масиву, який містить вугільні пласти, породи з розсіяною вугільною речовиною і газоносні пісковики, використовують технологію із частковим розвантаженням масиву в результаті його підробки та відводом газу через спрямовані дегазаційні свердловини. Суть способу полягає в просторовому розташуванні активного стовбура свердловини згідно з особливостями формування зони повного зрушення вуглепородного масиву при його підробці. Нижню частину свердловини бурять паралельно одній з границь зони повного зрушення.

2. Попередня дегазація шахтних полів до будівництва шахти застосовується за наявності геологічних структур, що включають антиклінальні, купольні та флексурні системи, які мають газоносні пісковики, вкриті шаром герметизуючих порід, так звані газові пастки. Дегазаційну свердловину бурять у найпродуктивнішій точці пастки з проходженням продуктивних газових горизонтів. Свердловину закріплюють експлуатаційною колоною, яку перфорують в інтервалі продуктивних горизонтів.

3. Технологія попередньої дегазації вуглепородного масиву із застосуванням гідродинамічного способу обробки вугільних пластів і газоносних порід. Суть її полягає в закачуванні робочої рідини в пласт при витратах, котрі перевищують приймальну здатність пласта. Це призводить до багатократного підвищення проникності пласта за рахунок розкриття й розширення природних тріщин, об'єднаних у єдину гідравлічну систему, орієнтовану до свердловини, по якій після видалення робочої рідини газ поступає з пласта до свердловини.

Здатність метану вугільних пластів скласти економічну конкуренцію природному газу залежить від чотирьох основних взаємозалежних критеріїв: дебіту і продуктивного життя свердловини; низьких капітальних та експлуатаційних витрат; наявності надійного і конкурентноспроможного ринку для збуту видобутого газу; обсягів видобутку. Для успішної розробки метанових покладів, перш ніж говорити про економічну привабливість проекту видобутку метану, необхідно враховувати й оцінювати на Задача концентрування метану у вихідній структурі може бути вирішена шляхом переведення його у твердий стан у вигляді кристалогідратів, оскільки гідратна технологія дешевша порівняно з іншими технологіями. Існують розробки на рівні лабораторних і напівпромислових установок, для Донбасу підготовлений проект «Метан» з утилізації шахтного метану.

4. Газові гідрати.

Газові гідрати (гідрати природних газів), або клатрати - це кристалічні сполуки, що утворюються за певних термобаричних умов з води і газу, які за зовнішніми ознаками подібні на звичайний лід.

Історія. Історичні відомості, які наводить в своїх роботах Є. Ф. Шнюков свідчать, що в Чорному морі в 20 - 30-х роках XX ст. спостерігалися виділення великої кількості горючих газів, які супроводжувалися спалахами та вибухами.

Найбільш потужні спалахи були зафіксовані під час Кримського землетрусу (12.08.1927 р.) на відстані 55,5 км між Севастополем і мисом Лукул. Болгарські дослідники також стверджують, що викиди газу в Чорному морі відомі ще з часів Римської імперії.

Вперше газогідрати були відкриті англійським хіміком Хемфрі Деві в 1810 році. У 1888 році французький фізик і хімік Поль Віллар вперше в лабораторних умовах отримав гідрати вуглеводнів CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 .

Газогідрати довгий час лишалися мало вивченими. У 1934 році Гаммершмідт опублікував результати дослідження газопроводів США, робота яких ускладнювалася формуванням пробок в зимовий час. Передбачалося, що утворюються крижані пробки з конденсатної води. Гаммершмідт, спираючись на лабораторні дослідження, показав, що тверді пробки складаються не з льоду, а з гідрат-газу, який транспортується. Інтерес до газогідратів різко зріс. Потрібно було детально дослідити умови утворення газогідратів, створити ефективні засоби виключення ускладнень при транспорті. Дослідження тривають і до сьогодні.

Наступний період в історії дослідження газогідратів пов'язаний з відкриттям існування природних газогідратів, які відігравали одну з провідних ролей при формуванні планет, атмосфери та гідросфери Землі, але були не відомі.

Перше припущення про існування газогідратних покладів в районах вічної мерзлоти Канади в 1943 році зробив Д. Катц, професор Мічиганського Університету, проте довести їх наявність бурінням свердловин тоді не вдалося. У 1946 році аналогічне припущення було висловлено професором Московського нафтового інституту ім. Губкіна Стрижовим І.М., проте доказової бази не було наведено. У 1963 році, коли в Росії (Якутія) була пробурена Мархинська свердловина глибиною 1850 м, яка на глибині 1450 м розкрила розріз порід з температурою 0°C , також було висловлено припущення про існування газогідратних скупчень в охолоджених пластах. На той час висунута гіпотеза у багатьох викликала сумніви. Були потрібні докази можливості утворення гідратів в реальних пористих середовищах та формування газогідратних покладів.

Перші експериментальні дослідження умов утворення гідратів природного газу в пористому середовищі були виконані на кафедрі розробки газових родовищ Московського інституту нафтохімічної і газової промисловості ім. Губкіна. Отримані результати, які було викладено на науковій конференції молодих нафтовиків в Москві в квітні 1965 року, показали можливість утворення гідратів в пористих середовищах в реальних ядрах і стали обґрунтуванням існування газогідратних покладів в надрах землі.

Характеристика газогідратів. Гідратоутворюючими газами можуть бути метан, етан, пропан, ізобутан, азот, аргон, діоксид вуглеводню, кисень, криптон, ксенон, озон, сірководень і хлор. Найпоширенішими газогідратами є гідрати метану - сполуки води з метаном, поклади яких в донних осадових породах морів та океанів є досить значними в різних частинах світу. Кристалічна ґратка

клатрату вміщує до 8 молекул газу на 46 молекул води. Найчастіше ця ґратка природного «горючого льоду» складається із шести молекул води й однієї молекули метану, який знаходиться там у стисненому вигляді (до 25 МПа).

Молекули газу зв'язані з каркасом з молекулами води силами Ван-дер-Ваальса. Каркас утворюється молекулами води, які пов'язані між собою водневими зв'язками.

Така структура гідратів дозволяє утримувати в одному його об'ємі до 164 об'ємів газу. У загальному вигляді хімічний склад газових гідратів можна записати формулою $M \times nH_2O$, де M - молекула газу.

Назву «клатрати» - «закритий ґратами, посаджений в клітку», було дано дослідником Пауеллом в 1948 році. Клатратна природа газових гідратів, в яких молекули газу укладені в окремі осередки, утворені молекулами води за рахунок водневого зв'язку, підтверджена в 1950-ті роки після рентгеноструктурних досліджень.

Газогідрати представлені переважно кригоподібною масою у вигляді пластин завдовжки до 7 см, дрібними сірими кристалами розміром до 1 - 3 см.

За зовнішнім виглядом гідрати схожі на пухкий сніг з жовтуватим відтінком.

Вони мають такі хімічні формули:

- для метану й етану $CH_4 \times H_2O$ і $C_2H_6 \times 8H_2O$;

- для пропану та бутану $C_3H_8 \times 17H_2O$ і $C_4H_{10} \times 17H_2O$.

Гідрати належать до нестійких сполук, які за деяких термобаричних умов швидко розкладаються на газ і воду.

Газогідрати утворюються при температурі $0^\circ C$ та тиску 25 атмосфер. Такий тиск має місце на глибині океану близько 250 м. Якщо температура води вища, то для утворення газогідрату потрібне збільшення тиску. Саме тому газогідрати залягають в основному в океанах і морях на глибинах від 300 до 1200 метрів. Поклади газогідратів виявлені як на дні моря, так і придонних гірських породах кількома прошарками завтовшки від 0,5 до 500 м. При цьому 98% світових запасів газогідратів зосереджено в морях та океанах, і лише 2% на суходолі в зоні вічної мерзлоти. При атмосферному тиску гідрат метану зберігає стійкість при температурі порядку $80 - 90^\circ C$. У випадку «консервації» гідрату плівкою льоду гідрат метану при атмосферному тиску може існувати тривалий час і при температурах $-3 - 5^\circ C$.

При підвищенні температури та зменшенні тиску газогідрати розкладаються на газ і воду з поглинанням великої кількості тепла. За прогнозами фахівців, кількості метану в газогідратах може вистачити для всього людства на 6 тисяч років.

Типи відкладів газових гідратів. Розрізняють такі типи газових гідратів (Національний гірничий університет, Е. А. Максимова):

I тип: масивні поклади газових гідратів, зцементованих піщано-глинистими і глинистими мулами.

II тип: жильні структури, що містять гідрати в тріщинах.

III тип: лінзовий-шаруватий поклад.

IV тип: поріроподібний поклад.

V тип: брекчієва структура.

VI тип: газовий гідрат залягає суцільним масивом, що виступає як самостійний породотвірний мінерал.

Технології видобутку метану з газогідратів. На сьогоднішній день відомі такі технології видобутку метану з газогідратів:

- депресивний спосіб полягає в штучному зниженні тиску або розгерметизації пласту газогідрату нижче рівноважного за допомогою відкачування води зі свердловини. На це доводиться витрачати багато енергії, через що значна частина газу, що добувається, використовується на місці, а сам газ виходить досить дорогим. Метод зниження тиску придатний для гідратних пластів, де насиченість гідратами невелика. Інший недолік методу зниження тиску пов'язаний з утворенням гідратів у привибійній зоні, що ускладнює процес видобутку газу;

- тепловий метод полягає в нагріванні газогідратного пласта за допомогою закачування пари чи гарячої води, але витрата енергії в цьому випадку порівняна з енергоємністю отриманого метану. Застосування теплових методів виправдане лише в тому випадку, якщо сумарні витрати енергії на розкладання гідратів у пласті не перевищують кількості енергії, яка може бути одержана з добутого газу. Тепловий метод розробки газогідратних родовищ може бути застосований для пластів, що мають високий вміст гідратів;

- технологія заміщення полягає у витісненні метану з «клітин»-клатратів шляхом заповнення їх іншим газом, наприклад, вуглекислим. Однак ця технологія поки що знаходиться на стадії лабораторних досліджень і в промислових масштабах буде реалізована ще не скоро;

- запатентовано технологію розчинення газогідратів соляним розчином, яка полягає в закачуванні під тиском у газогідратні пласти концентрованого соляного розчину або теплої морської води в літній час. Автором цієї технології є д.т.н., професор Одеської державної академії холоду, директор науково-дослідної й упродовжувальної фірми «Крига-Газогідрат» Л.Ф. Смірнов.

Очевидно, найбільші перспективи має комбінований метод, який полягає в одночасному зниженні тиску і підведенні тепла до свердловини. Основне розкладання гідрату відбувається за рахунок зниження тиску, а тепла солеконцентратна суспензія морської води, яка підводиться до вибою, дозволяє скоротити зону вторинного гідратуутворення, що позитивно позначається на дебіті газу.

Інші методи вилучення метану з газогідратів, зокрема електромагнітний та акустичний, поки що мало вивчені. Норвежці пропонують вирізати газогідратні брили з дна, транспортувати їх по морю до берега, і вже там розплавляти, отримуючи метан. Проте цей метод також ще не опрацьований достатньою мірою.

В Україні висунута ідея переробки (попереднього збагачення) гідратовмісної гірської породи безпосередньо на дні моря (океану) з виділенням гідратовмісного концентрату.

