

2. Нетрадиційна нафта

2.1. Види нетрадиційної нафти

Традиційна нафта (англ. – conventional crude oil) являє природну суміш вуглеводневих з домішкою неуглеводневих сполук, які в пластових і стандартних умовах (0,1 МПа при 20° С) перебувають в рідкій фазі. Традиційна нафта утворює природні скупчення – поклади, в яких вона насичує високопроникні пластові колектори в межах пасток різного типу, обумовлених певним співвідношенням проникних пластів-колекторів і непроникних (або слабопроникних) пластів-покришок. У високопрониклих колекторах нафта здатна переміщуватись шляхом фільтрації під дією градієнта пластового тиску.

Видобуток традиційної нафти відбувається зазвичай за допомогою вертикальних свердловин шляхом розкриття продуктивного пласта установкою фільтрів або перфорацією колони обсадних труб. Надходження рідини в свердловину і на поверхню спричинено депресією тиску в умовах достатньо високої проникності колектора, невисокої густини та в'язкості нафти.

Нетрадиційною нафтою (англ. – unconventional oil) називають нафту, видобуту або вироблену способом, який відрізняється від звичайного. Основними джерелами нетрадиційної нафти за термінологією Міжнародного енергетичного агентства (International Energy Agency) вважаються:

- нафтоносні (бітумінозні) піски (oil sands, bituminous sands), що містять сиру густу нафту і бітуми;
- нафтові сланці (oil shales, bituminous shales).

До них відносять також:

- технології перетворення вугілля на рідину Ctl (coal conversion, coal to liquid);
- технології перетворення біомаси на рідину Btl (biomass to liquid);
- рідини, що утворюються під час перероблення природного газу (gas conversion).

Одержання трьох останніх із зазначених видів нетрадиційної нафти

пов'язано виключно з технологічними процесами і не має відношення до геології, тому в даному посібнику вони не розглядаються.

2.2. Нафтоносні піски

Нафтоносними (бітумінозними) пісками (англ. – oil sands, tar sands, bituminous sands) називають насичені густою й високов'язкою нафтою або природними бітумами («смолою») сипкі піски або частково консолідовані пісковики.

Відомо близько 600 покладів нафтоносних пісків у 23 країнах. Найбільші родовища знаходяться в Канаді, Венесуелі, Казахстані, США та Росії. Вони містять щонайменше 520 млрд т нафти. Розвідано 40 млрд т, з яких близько 28 млрд т припадає на Канаду (в провінції Альберта ресурсів більше, ніж запасів традиційної нафти в Саудівській Аравії), 6,6 млрд т знаходиться у Казахстані (Північно-Каспійський басейн), 5 млрд т у США (штат Юта) і 4,4 млрд т – у Росії (Тунгуський, Тимано-Печорський та Волго-Уральський басейни). Великі поклади нафтоносних пісків наявні також у Венесуелі, Австралії, Мадагаскарі, Китаї та інших країнах.

Найбільші в світі родовища нафтоносних (бітумінозних) пісків розташовані в канадській провінції Альберта і знаходяться в межах Західно-Канадської нафтогазоносною провінції в районі Атабаска-Ллойдмінстер, що наближений до Канадського щита (рис. 2.1). Тут родовища важкої нафти і бітумів пов'язані з базальними пісковиками нижньої крейди, які залягають на невеликій глибині і навіть виходять на поверхню.

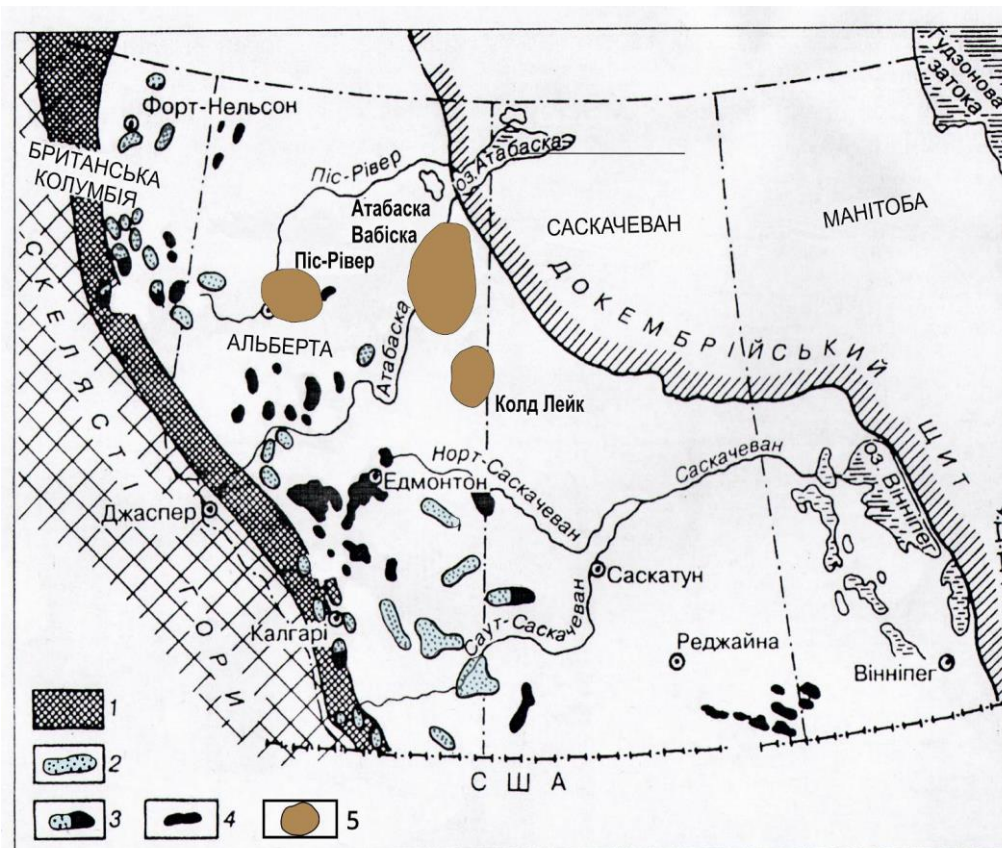


Рис. 2.1. Схема розташування нафтових, газових і бітумних родовищ в Західній Канаді: 1 – зона лускових деформацій шарів у передгір'ях; родовища: 2 – газові, 3 – нафтогазові, 4 – нафтові, 5 – бітумні

На схилі палеосклепіння Піс-Рівер родовища важкої нафти приурочені до літологічних пасток, а в районі Ллойдмінстер (родовище Колд-Лейк) – до локальних піднять на північно-західному схилі склепіння Суїтграс. Поклади важкої нафти і бітуму пов'язані із зонами виклинювання крейдових пісковиків.

Найбільше родовище бітумів Атабаска (Athabasca-Wabiskaw), розташоване в долині р. Атабаска. Воно відкрите в 1778 р. Поклади пов'язані із зоною виклинювання нижньокрейдових пісковиків світи мак-мерей (рис. 2.2) на моноклінальному схилі великого підняття (280×145 км).

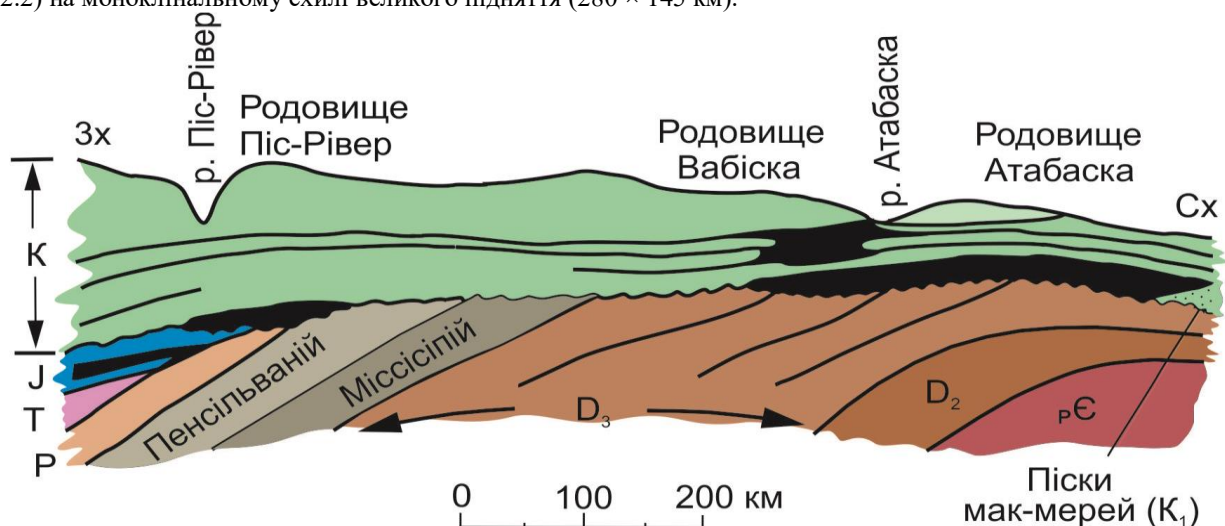


Рис. 2.2. Геологічний розріз родовищ бітумінозних пісків Атабаска-Вабіска – Піс-Рівер

Пісковики, що залягають в інтервалі глибин від 0 до 610 м, відслонюються в долині р. Атабаска на відстані 60 км. Товщина бітумінозних пісковиків зменшується в східному напрямку від 90 м до часток метра. Це грубі слабкосцементовані кварцеві пісковики і гравеліти озерного і дельтового походження базальної

формації нижньої крейди, які залягають на розмитій поверхні девонських відкладів, що зім'яті тут у невелику антикліналь. Породи відзначаються дуже високою пористістю 30–40 %. У пісковиках міститься до 20 % важкої асфальтової нафти з високим (4–5 %) вмістом сірки. Густина нафти близько 1000 кг/м³. Насиченість піщаної товщі мак-мерей нафтовими бітумами нерівномірна. Місцями в ній трапляються прошарки майже чистого твердого бітуму товщиною до 4–6 м. Площа покладу досягає 32 тис. км². Геологічні запаси цього родовища унікальні й становлять близько 138 млрд т, з яких видобувні запаси оцінюються від 20 до 40 млрд т.

У південно-західному напрямку від бітумних родовищ девонські відклади занурюються, і в них на глибинах 1,5–3,5 км розташовані численні родовища звичайної нафти. Вважають, що бітумні родовища сформувалися внаслідок міграції нафти з занурених частин басейну і її окислення на невеликих глибинах.

Перші спроби комерційної розробки родовища належать до кінця XVIII ст. Нині видобувається близько 0,20 млн бар/добу. Видобуток здійснюють компанії Suncor Energy (із 1967 р.), консорціум Suncrud (із 1978 р.) та консорціуми Shell Canada, Chevron Corporation, Marathon Oil (із 2003 р.).

Розробка нафтоносних пісків, що залягають на глибині 40–60 м здійснюється відкритим (кар'єрним) способом з екскаваторним видобутком піску і подальшим відділенням бітуму від породи гарячою водою або водяною парою. Передбачено комплексне використання бітумінозних порід: крім синтетичних нафтопродуктів (лігроїн, гас, газойль), одержують елементарну сірку (до 900 т/рік), кокс (2 тис. т/добу), а також титанові мінерали (94 тис. т/рік), циркон (41 тис. т/рік) та інші важкі мінерали з дебїтумінованого піску. Середній коефіцієнт вилучення бітумів 51 %, вихід синтетичної нафти 35 %. Собівартість розробки нафтоносних пісків не перевищує 30 американських доларів за барель.

Для розроблення більш глибоких покладів нафтоносних пісків застосовується дренавання з парою (steam assisted gravity drainage-SAGD). Відповідно до цієї технології в пласті бурять одну 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.

Уздовж південної межі Орінокської нафтогазоносної провінції в Південній Америці (Венесуела) простягається бітумінозний пояс Оріноко. Він пов'язаний з континентальними палеоген-неогеновими і крейдовими пісковиками. Тут відомі поклади, що «запечатані» з поверхні асфальтом. Ресурси природних бітумів в Орінокській провінції досягають 100 млрд т. Розвідане родовище бітумінозних пісків Карабобо з запасами 8 млрд т.

На Мадагаскарі виявлене родовище бітумінозних пісків Бемоланга, запаси якого оцінюються в 2,6 млрд т.

Видобуток асфальту давно вже ведеться з найбільшого асфальтового «озера» світу Ла-Бреа на о. Трінідад. Товщина шару асфальту тут досягає 50 м, а площа «озера» близько 92 га. Запаси асфальту оцінюються в 15 - 25 млн т, а щорічний видобуток становить понад 100 тис. т. Асфальтове «озеро» Ла-Бреа розташоване над звичайним нафтовим родовищем, приуроченим до пісків верхнього міоцену. Вважають, що воно підживлюється нафтою з цього родовища.

Перехідними між традиційними і нетрадиційними покладами нафти можна вважати поклади густих високов'язких нафт (важковидобувні нафти). При відносно неглибокому заляганні можливий їх видобуток за допомогою шахт.

Видобуток важкої високов'язкої нафти шахтним методом у промислових масштабах вперше було розпочато у Франції (Ельзас). Тут на родовищі Пешельброн в 1917 році почали видобувати нафту із дренажних штреків. На початок 1920 р. у такий спосіб було добуто 295 т нафти. В 1930 р. в цьому районі було побудовано три шахти глибиною 150–250 м із довжиною гірничих виробок близько 100 км.

У 20–30 роках XX ст. шахтний видобуток високов'язких нафт практикувався на деяких родовищах Німеччини і Румунії. Видобуток важкої високов'язкої нафти за допомогою шахт глибиною 120–200 м ведеться на Ярегському родовищі в Тімано-Печорській нафтогазоносній провінції в Росії.

В Україні у Передкарпатському прогині на Бориславському родовищі за допомогою шахт глибиною до 140 м з піщано-глинистих відкладів воротищенської світи міоцену видобувають озокерит, що являє собою суміш переважно твердих парафінових вуглеводнів і асфальтено-смолистих сполук. Озокерит використовується в електротехнічній промисловості, парфумерній і фармацевтичній галузях, в медицині.

Зрозуміло, що видобуток високов'язких нафт і бітумів дуже затратним шахтним способом не міг набути скільки-небудь значного розвитку. Він застосовується тільки в особливих випадках, пов'язаних із неможливістю одержати сировину в інший спосіб, або винятковою її цінністю, як це має місце з озокеритом. При глибокому заляганні важковидобувних нафт шахтний спосіб взагалі не може бути рентабельним. У той же час у цих випадках можливий їх рентабельний видобуток за допомогою свердловин у разі застосування таких технологій, як горизонтальне буріння, термічна обробка, закачування в пласт газу або розчинників.

2.3. Нафтові сланці

До нафтових сланців (англ. – petroliferous shales, oil shales, bituminous shales) часто відносять два різних типи гірських порід, з яких в різний спосіб можна одержати нафтопродукти або нафту. Перший тип – це горючі сланці, другий тип – нафтонасичені сланці.

2.3.1. Горючі сланці

Горючі сланці – це осадові гірські породи глинистого, карбонатно-глинистого або карбонатно-глинисто-кременистого складу пелітоморфної структури, що містять 10–50 % органічної речовини (в

основному керогену). Як правило, це рештки найпростіших водоростей. Високий вміст органічної речовини обумовлює здатність сланців горіти.

Розроблення горючих сланців зазвичай відбувається на поверхні землі з подальшим переробленням керогену на збагачувальних фабриках. Деякі технології передбачають підземний видобуток, що полягає в нагріванні сланців під землею та відбиранні утвореної рідини через свердловини.

Найдавніший опис розроблення сланців датований X ст. Перший патент на видобуток і переробку сланців був виданий у Великій Британії в 1684 р. Найбільшого поширення розроблення горючих сланців набуло в XIX ст., однак після відкриття великих запасів традиційної більш дешевої нафти в середині XX ст. воно 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 горючих сланців у світі становлять близько 410 млрд т (2,8 - 3,3 млрд барелів сланцевої смоли). Найбільше в світі родовище горючих сланців Грін-Рівер в США утворилось шляхом накопичення органічної речовини у засолонених еоценових озерах Уінта та Госюїт (штати Колорадо, Юта, Вайомінг). Загальна товщина горючих сланців в центральній частині басейна Грін-Рівер сягає 600 м. Мінеральна частина сланців грін рівер складає 86,2 %, вміст органічної речовини – 13 %. Склад органічних компонентів для різних пластів горючих сланців цієї потужної серії змінюється. Вихід «сланцевої нафти» становить в середньому 102 л/т. Загальні запаси сланців складають не менше 318 млрд т.

Великі поклади горючих сланців наявні в Росії (35,5 млрд т). Це Оленекське родовище в Якутії (кембрій), родовище в Ленінградській області (силур-ордовік), Приволзьке родовище (юра). Значні ресурси горючих сланців виявлено також в ДР Конго (14,3 млрд т), Бразилії (11,7 млрд т), Італії (10,4 млрд т), дещо менші – в Марокко, Йорданії, Австралії, Естонії, Китаї, Великій Британії, Канаді та інших країнах.

Попри досить великі ресурси, розроблення горючих сланців здійснюють у небагатьох країнах, головним чином в Естонії (кукерсити ордовіку), Бразилії (сланці пермської формації іраті) та Китаї. Із них щорічно виробляють близько 1 млн т нафтохімічних продуктів, у тому числі в Китаї – 375 тис. т, в Естонії – 355 тис. т, у Бразилії – 200 тис. т. В Бразилії велике родовище горючих сланців виявлено в світі іраті пермської системи. Воно представлене двома пластами товщиною 6,4 та 3,2 м, розвинутими на великій площі. Прошарок між пластами горючих сланців містить нафту. Горючі сланці світи іраті складаються на 60–70 % з глинистих мінералів і на 1–8 % з карбонатів і силікатів. Вміст органічної речовини 20–30 %. Органічна речовина характеризується високим вмістом водню (11,4 %). Показник вилучення нафти при нагріванні – 79 л/т. Вважають, що органічна речовина сланців іраті відкладалась у внутрішньоконтинентальному слабосолоному морському басейні.

В Естонії розробляються кукерсити середнього ордовіку. Вони утворюють прошарки товщиною 0,05–0,5 м, розділені мергелями і вапняками. Загальна товщина прошарків у пачці до 2,5 м. Кукерсити відзначаються високим вмістом органічної речовини (від 20 до 66 % від маси породи) і значною долею в ній водню (близько 10 %), що обумовлює високий вихід «сланцевої нафти» – більше ніж 220 л/т. В Естонії видобуток сланців проводиться з 1919 р., а переробка – з 1924 р., і це є важливою галуззю національної економіки. У 2009 р. введено в експлуатацію новий завод сланцевого масла в Кохтла-Ярве. Плануються роботи з розширення переробки сланців.

Незначні в цілому масштаби видобування цієї сировини у світі пояснюється тим, що видобуток і збагачення горючих сланців до сирої нафти вимагає великих за масштабом гірничих робіт: із 1 т сланцю одержують від 0,5 до 2 барелів нафти, при цьому залишається понад 700 кг порожньої породи (обсяг якої перевищує обсяг вихідних сланців) і відбувається забруднення довкілля важкими металами (ртуттю, кадмієм, свинцем), які містяться в сланцях.

Технології збагачення горючих сланців полягають у піролізі, гідрогенізації або термічному обробленні керогену. Одержану рідину (сланцеву нафту) використовують як котельне паливо (мазут) або (після очищення від сірчастих та азотних сполук і додавання водню) як сировину для нафтопереробки. Одержують також синтетичний сланцевий газ.

Економічна ефективність розроблення горючих сланців істотно залежить від вартості використаної в процесі видобутку енергії. У середньому собівартість отримання 1 т сланцевої смоли становить 220–280 американських доларів, але в разі комплексного використання всіх продуктів переробки (газу, мінеральної частини) позитивний економічний ефект може бути більшим.

При цьому за параметром «повернення енергії на вкладену енергію» нетрадиційні види нафти поступаються традиційним в 4,5 рази.