

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

В. С. БІЛЕЦЬКИЙ, Г. І. ГАЙКО, В. М. ОРЛОВСЬКИЙ

ІСТОРІЯ ТА ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОВИДОБУВАННЯ

Видання друге, виправлене та доповнене

«Новий Світ-2000»

Львів

2019

УДК 622.323

Рекомендовано до друку Методичною радою НТУУ «КПІ імені Ігоря Сікорського» як навчальний посібник для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою «Геоінженерія» (протокол № 4 від 20.12.2018 р.).

Рекомендовано до друку Вченою радою Навчально-наукового інституту хімічних технологій та інженерії НТУ «Харківський політехнічний інститут» як навчальний посібник для студентів спеціальності 185. «Нафтогазова інженерія та технології» (протокол № 1 від 21.09.2018 р.).

Рекомендовано до друку Вченою радою Харківського національного університету міського господарства імені О.М.Бекетова (протокол № 9 від 29 березня 2019 р.)

Рецензенти:

В. С. Бойко – доктор технічних наук, професор Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу;

В. Г. Суярко – доктор геол.-мін. наук, професор Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна;

М. Я. Бучинський – кандидат технічних наук, головний інженер ТОВ «Експертнафтогаз».

Б61 Білецький В. С., Гайко Г. І., Орловський В. М.

Історія та перспективи нафтогазовидобування : навчальний посібник / Білецький В. С., Гайко Г. І., Орловський В. М. - Львів: Видавництво «Новий Світ - 2000», 2019. - 302 с.

У навчальному виданні розкрито світову історію пошуків, видобування, транспортування й застосування нафти, газу та нетрадиційних вуглеводнів. Наведені давні історичні свідчення про нафту і газ, показане становлення й подальший розвиток у ХХ ст. світових центрів нафтогазової промисловості. Освоєння паливних ресурсів України вписане у світовий контекст нафтогазовидобування. Розкрита еволюція видобувної техніки та технологій, показані перспективи їх розвитку.

Рекомендовано студентам спеціальностей 184. «Гірництво» та 185. «Нафтогазова інженерія та технології».

ISBN 978-617-7519-33-0

Харків, НТУ «ХПІ»; Київ, НТУУ «КПІ імені Ігоря Сікорського»,
Харків, ХНУМГ імені О. М. Бекетова

УДК 622.323

© Білецький В.С., Гайко Г.І., Орловський В.М., 2019
© «Новий Світ-2000», ФОП Піча С.В., 2019

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГІЯ ТА ГЕОГРАФІЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ	10
1.1. Гіпотези походження нафти і газу	10
1.2. Географія світових запасів та обсяги видобування	21
РОЗДІЛ 2. ДАВНІ ІСТОРИЧНІ СВІДЧЕННЯ ПРО НАФТУ І ГАЗ	30
РОЗДІЛ 3. ПЕРШІ ЦЕНТРИ ПРОМИСЛОВОГО ВИДОБУТКУ НАФТИ	40
3.1. Карпатський регіон (Україна, Румунія)	40
3.2. Пенсильванія та Огайо (США)	54
3.3. Апшерон (Азербайджан)	65
РОЗДІЛ 4. РОЗРОБКА НАФТОВИХ РОДОВИЩ У ХХ ст.	80
4.1. Середній Схід	80
4.2. Північна й Південна Америка	97
4.3. Росія	120
4.4. Україна	134
РОЗДІЛ 5. РОЗВИТОК ТЕХНІКИ ПОШУКІВ, БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН І ВИДОБУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ	161
5.1. Способи пошуку корисних копалин	161
5.2. Розвиток технології буріння свердловин	170
5.3. Техніка свердловинного нафтовидобутку	185

РОЗДІЛ 6. ВИДОБУТОК НАФТИ І ГАЗУ У СВІТОВОМУ ОКЕАНІ	195
6.1. Особливості морського нафтогазовидобування.....	195
6.2. Хронологія морського нафтовидобування до середини ХХ ст.	19.
6.3. Розвиток техніки і технології розробки морських родовищ вуглеводнів у другій половині ХХ ст.	203
6.4. Динаміка світового морського видобутку нафти і газу	218
РОЗДІЛ 7. НЕТРАДИЦІЙНІ ВУГЛЕВОДНІ	223
7.1. Видобування нетрадиційної нафти	223
7.2. Видобування сланцевого газу	234
7.3. Розробка родовищ газогідратів	245
7.4. Видобування метану вугільних пластів	264
7.5. Підземна газифікація вугілля	267
7.6. Біогаз	277
ІСТОРИЧНА ХРОНОЛОГІЯ РОЗВИТКУ СВІТОВОЇ НАФТОВОЇ ТА ГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ	283
ЛІТЕРАТУРА	296

ВСТУП

Нафта і природний газ, а також продукти їх переробки мають дуже давню історію застосування людством, проте історія світової нафтовидобувної промисловості налічує всього лише близько 150 років, газової – менше 100 років. Незважаючи на цей відносно «молодий» вік, нафта і газ стали одним з визначальних факторів розвитку світової економіки, фінансових ринків, а також політичних процесів у багатьох країнах світу (часом у латентній формі). Тому «інформаційне поле» навколо нафтової та газової промисловості постійно знаходиться в центрі уваги широкого суспільного загалу і вимагає від фахівців глибокого розуміння питань історичного розвитку та перспектив своєї професії.

Нафтова і газова промисловість відіграла важливу роль у розвитку індустріальної епохи, забезпечивши саму можливість виникнення «віку моторів» (гас, бензин, солярка, мастила). У другій половині ХХ ст. питома вага нафти і газу в паливно-енергетичному балансі світу перевищила 50%: генерація електроенергії, опалювання будинків, широке промислове використання. Сьогодні нафтопродукти та газ залишаються практично безальтернативним паливом для автомобільного, повітряного та водного транспорту¹.

Слід зазначити, що світові нафтогазові ресурси біогенного походження істотно обмежені. За поточними даними British Petroleum Statistical Review (2016 р.) світових запасів природного газу при збереженні видобутку на рівні 2015 р. повинно вистачити на 52 роки й 6 місяців (сам порядок прогнозного значення, який почав включати вже й місяці, свідчить сам за себе). Прогнозований «пік нафти», тобто найбільший обсяг світового видобутку, за яким буде спостерігатися лише спад, більшість експертів відносять на 2030 р., хоча існують припущення, що він вже перейдений у 2004 р. (за математичною моделлю К. Хабберта припадав на 2000 р.).

Британський філософ Дж. Стюарт Мілль (XIX ст.), досліджуючи проблему майбутнього вичерпання мінеральних ресурсів, зазначав: «Первісні продукти землі, кількість яких обмежена й повністю незалежна від людини, надані їй природою так само, як молодій людині надається невелика сума грошей з тією метою, щоб вивести її на шлях корисної праці та успішного розвитку». Нажаль, світові війни, марнотратство «суспільства споживання», запізніла політика

¹ Концепція електромобіля та початок масового виробництва його моделей можуть у перспективі змінити ситуацію, але на сьогодні сумарні обсяги продажів електромобілів не перевищують 1% від загальних продажів автомашин. Відкриття провідною компанією Tesla Motors патентів на винаходи для вільного використання лише незначно прискорило темпи виробництва електромобілів, хоча за прогнозами компанії через 20 років їх обсяги можуть сягнути понад 50% усього авторинку.

енергозаощадження не збігаються з оптимістичним баченням розвитку за Міллем. Проте усвідомлення ситуації вже присутнє не тільки в експертному й науковому середовищі, але й серед провідних урядових, фінансових і суспільних організацій, формується загальне розуміння шляхів і дій, як скористатися обмеженим часом для запобігання глобальній енергетичній кризі. Збільшення ресурсної бази вуглеводнів, зокрема можливе відкриття нових потужних родовищ (що узгоджується з ідеями прихильників абіогенного походження нафти), а також перспективи видобутку нетрадиційного газу із сланцевих покладів і донних газогідратів можуть продовжити еру нафти й газу ще мінімум на декілька сторіч, даючи людству час на освоєння принципово нових джерел енергії та соціальний поступ. Цей «шлях успішного розвитку» потребує інтенсивного освоєння нових геотехнологій і відповідних інвестицій у систему наукових досліджень і фахову інженерну освіту, у тому числі – в Україні.

Для нашої країни це особливо актуально, оскільки землі Західної України були ядром нафтового регіону, що започаткував світову нафтову індустрію. Першими районами масштабного промислового видобутку нафти стали Східні й Південні Карпати, де нафтопродукти були відомі здавна. У Галичині нафту почали використовувати вже в пізньому середньовіччі. Першу письмову згадку про «чорне золото» Карпат знайдено у «Хроніці Длугоша» (XV ст.), про використання галицької нафти в медицині зазначається у «Книзі Фалінера» (1534 р.), найдавніша інформація про організований видобуток нафти на Прикарпатті датована 1617 р. і належить вона львівському медику та мандрівнику Еразму Сиксту.

У 1853 р. у Львові вперше був винайдений гас і гасова світильна лампа (Й. Зег, І. Лукасевич), що сформувало нові масштабні потреби в нафтопродуктах для освітлення осель і міських вулиць, спричинивши світовий промисловий бум нафтовидобутку (Галичина й Румунія були піонерами газового освітлення міст). Борислав, Тустановичі, Дрогобич, Слобода Рунгурська, Печеніжин стали широко знаними в Європі центрами видобутку й переробки нафти. За обсягами нафтовидобутку карпатський регіон тримав світову першість до початку 1870-х років, поступившись згодом США та Азербайджану (в складі Російської імперії).

Варте уваги, що відтворений за реальними подіями у повісті І. Франка «Борислав сміється» робітничий страйк нафтовиків датується 1873 р., що свідчить про пріоритетність промислових форм нафтової індустрії Галичини та відповідний розвиток робітничого руху. Прикметно, що українська література дала світові перший яскравий образ нафтового магната (Герман Гольдкремер, повість І. Франка «Воа

constrictor», 1878 р.), який з часом стане однією з провідних фігур літератури й кінематографа США.

Серед газових родовищ Передкарпатської нафтогазової області слід виділити славнозвісне Дашавське родовище (Стрийський район Львівщини), початок експлуатації якого в 1924 р. знаменує народження газової промисловості України. З Дашавського родовища починається утворення газотранспортної системи України, яка будувалася із заходу на схід і північ (зі Львівщини – на Київ і Москву) і тривалий час забезпечувала газом колишній СРСР та інші сусідні країни, чому значною мірою сприяло відкриття в 1950 р. Шебелинського газового родовища на Харківщині (найбільшого на той час родовища Європи).

Проте нафтогазова промисловість України, це не тільки багата історія, але й важливий «день сьогоднішній» та амбітні проекти близької перспективи (розробка чорноморського шельфу, покладів сланцевого газу, освоєння родовищ значних глибин). Тенденція зменшення видобутку газу буда подолана в 2014-2015 роках, не останнім чином з причини російської агресії проти України. На 2020 р. передбачено підвищити показники видобутку нафти та газового конденсату до 5,3 млн. т, а природного газу до 28 млрд. м³. Таким чином, Україна зберігає вагомий потенціал розвитку нафтогазової галузі, особливо з урахуванням розгалуженої газотранспортної системи (довжиною понад 37 тис. км) та потужних підземних сховищ (обсягом понад 32 млрд. м³).

Сучасний фахівець повинен знати історію справи, якій він служить. Новий «Стандарт вищої освіти України» у загальних компетентностях зокрема передбачає: «Здатність зберігати та примножувати моральні, культурні, наукові цінності й досягнення суспільства на основі розуміння історії та закономірностей розвитку предметної області, її місця у загальній системі знань про природу і суспільство та у розвитку суспільства, техніки і технологій». Метою навчального посібника є реалізація цих вимог шляхом поєднання наукового розуміння історії й кращих технічних досягнень минулого й сучасного в нафтогазовій галузі задля перспектив її розвитку й забезпечення енергетичної незалежності й добробуту України.

Стисло охарактеризуємо тематичні розділи посібника.

Перший розділ присвячено геології та географії нафти і газу, а також науковим гіпотезам походження й розповсюдження цих вуглеводнів, що впливають на географію розміщення, перспективи й обсяги родовищ. Наведені також дані щодо запасів і видобутку нафтогазових ресурсів у країнах світу.

У другому розділі подані давні історичні свідчення про нафту й нафтопродукти, сфери їх первісного застосування, способи видобутку.

Розглянуті пов'язані з нафтою і газом відомості з Межиріччя, Давнього Єгипту, Індії, Китаю, країн античного світу, Візантії, Азербайджану.

Третій розділ розкриває становлення нафтової промисловості світу в другій половині XIX ст., зосереджуючись на перших центрах промислового розвитку в карпатському регіоні (Західна Україна, Румунія), бакинському районі (Азербайджан), на американському континенті – штати Пенсільванія та Огайо (США). Розглядається історична хронологія, техніка і технологія ведення робіт, а також питання організації й розвитку промислів.

Четвертий розділ присвячено розробці нафти й газу в XX ст. Розкрито історію відкриття й початки промислового освоєння потужних родовищ на Близькому й Середньому Сході, у Північній і Південній Америці, в Росії та Україні. Стисло охарактеризовано найбільш впливові компанії та значимі персоналії.

П'ятий розділ описує розвиток техніки нафтогазовидобування. Вольтер уважав, що «історія механічних мистецтв є, імовірно, найкориснішою з усіх». У цьому сенсі розділ є одним з найбільш важливих, оскільки систематизує й розкриває розвиток техніки розвідки, видобування, транспортування та переробки нафти та газу.

Шостий і сьомий розділи присвячені «історії майбутнього» вуглеводнів, зокрема становленню перспективних напрямків геотехнологій морського видобутку та освоєння нетрадиційних мінеральних ресурсів, зокрема «сланцевій революції» у США, видобутку важкої та сланцевої нафти, газу морських метаногідратів тощо. Книгу завершує узагальнена хронологія розвитку світової нафтогазової промисловості.

Навчальний посібник є першою вітчизняною спробою тематичної систематизації відповідних інженерних, історичних, економічних та природничих відомостей у навчальній формі, рамки якої визначені програмами підготовки студентів нафтогазових і гірничих спеціальностей. Виходячи з цих обмежень, посібник майже не торкається питань фінансової, політичної та військової боротьби за паливні ресурси світу й шляхи їх транспортування. Читачам, які цікавляться суспільно-політичними аспектами нафтогазової проблематики, ми радимо скористатися джерелами з представленого списку літератури, зокрема – з ґрунтовних праць Данієля Єргіна (США), Івана Діяка та Михайла Гончара (Україна)².

² Д. Єргін «Приз: Всесвітня історія боротьби за нафту, гроші та владу»;

І. Діак «Енергетична безпека України», «Енергетичні ресурси як інструмент геополітики»;

М. Гончар «Енергетична складова війн нового покоління. Російська гібридна агресія проти України» (Центр глобальних досліджень «Стратегія XXI»).

Автори висловлюють подяку Науковому товариству ім. Т. Шевченка в США за підтримку дослідного проекту «Історія гірництва в Україні: від первісних спільнот до здобутків індустріальної епохи», результати якого були використані при підготовці книги.

РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГІЯ ТА ГЕОГРАФІЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

1.1. Гіпотези походження нафти і газу

Надра землі, зокрема та їх частина, яку ми використовуємо як корисні копалини, настільки різнопланові кількісно і якісно, настільки різнобічні в своєму генезисі, що наукові знання поки що не осягнули усієї їхньої повноти. Реальність тут виявляється часом наближеною до фантастичних гіпотез, а розвиток наукових ідей іноді нагадує детективну канву.

На цьому тлі походження нафти і газу – це захоплююча царина набуття знань, одна з таємниць геології, яка й до сьогодні не дає однозначної відповіді – як і коли виникли рідкі та газоподібні вуглеводні в надрах Землі. Тут ще й до сьогодні панують тільки гіпотези – і кожна з них не є універсальною (тобто, не охоплює всього розмаїття виявлених фактів).

Основними труднощами, що стоять перед дослідниками питання про походження «природної нафти» (розуміємо під цією назвою широкий комплекс рідких, газоподібних і твердих вуглеводневих сполук) є вторинний характер залягання нафтових продуктів і відсутність у самій нафті залишків вихідної органічної тканини. Позбавлений прямих і переконливих фактів, що належать безпосередньо до досліджуваного об'єкта, науковець змушений оперувати непрямими міркуваннями і фактами, що допускають різне тлумачення. У зв'язку з цим немає єдності думок навіть у такому кардинальному питанні, як гіпотези про органічне чи неорганічне походження нафти. Частина геологів підтримують думку про утворення нафти із залишків живої матерії, але переконання це аж ніяк не може вважатися однозначно аргументованим і безперечним. На захист концепції неорганічного походження нафти також можна навести вагомі міркування як геологічного, так і хімічного плану.

Проблема походження нафти, міграції та акумуляції вуглеводнів є фундаментальною проблемою нафтогазової геології. Її вирішення має виключне значення, оскільки тільки на основі вивчення генезису вуглеводнів і шляхів їх міграції можливе обґрунтоване прогнозування місць знаходження родовищ нафти і газу. Отже – зробимо невелику наукову екскурсію з метою відповіді на питання: «звідки на нашій планеті нафта і газ?»

Гіпотеза органічного походження нафти (біогенна гіпотеза)

Тривалий час (і до сьогодні) була розповсюджена теза, що нафта – це перероджена в особливих умовах органіка Землі. Але! Прихильникам цієї теорії важко пояснити виявлену невідповідність між кількістю земної органіки та обсягами нафтових родовищ. На це вказують багато дослідників. Зокрема геолог В. Полеванов стверджує, що всієї органіки на планеті не вистачає, щоб утворилися відомі нам запаси нафти й газу: «Найвідоміші розрахунки – по покладах нафти на Аравійському півострові. Там навіть якби вся органіка перетворилася в нафту, чого не буває, то це склало б не більше 7 – 10 % запасів, а 90 % запасів зависли б у повітрі. Теорія (*органічна* – прим. авт.) практично ніяк не може пояснити ні сланцеву нафту, ні сланцевий газ».

Зупинимося на розвитку органічної гіпотези більш послідовно і докладно. Ідея органічного походження нафти вперше була викладена М. Ломоносовим у 1763 р. Відома подальша низка гіпотез органічного походження нафти, які по-різному трактують склад вихідного матеріалу, умови і форму його нагромадження і поховання, баланс процесу, умови і фактори перетворення органіки на нафту, фактори і види її міграції. Усі вони базуються на тезах про органічний характер вихідного матеріалу, генетичний зв'язок його нагромадження і перетворення з осадовими породами, сприятливою фаціальною обстановкою і перетворенням на нафту похованого матеріалу в осадовій оболонці Землі. У зв'язку з цим відомий геолог М. Вассоевич назвав гіпотезу про походження нафти «органічною осадово-міграційною». Джерелом утворення нафти за цією гіпотезою є органічні залишки переважно нижчих рослинних і тваринних організмів, що жили в товщі води (планктон) і на дні водойм (бентос). Розпад відмерлих організмів – одна зі стадій їх перетворення на нафту, причому ступінь участі різних хімічних компонентів відмерлих організмів неоднакова.

Перетворення вуглеводів, що входять до складу відмерлих організмів, починається ще у водному середовищі. Гумусо-лігнінові речовини, принесені річками в морські басейни, багатьма розглядаються як одне з джерел материнської субстанції для нафти, однак самі вони, знаходячись у вигляді гумінових кислот і окиснених елементів рослин, безпосередньо не здатні бути джерелом нафтових вуглеводнів. Вони можуть утворювати комплексні сполуки з високомолекулярними алканами нормальної побудови та

ізопреноїдними вуглеводнями й у такий спосіб бути переносниками їх з суші у водойми. Білки легко засвоюються бактеріями і можуть служити джерелами азотистих і сірчистих сполук нафт. Ліпіди за хімічним складом і молекулярною побудовою стоять близько до деяких вуглеводнів нафти.

Розрізняють стадії: а) діагенетичну – анаеробно-бактеріальні процеси; б) катагенетичну – фізико-хімічні перетворення, зумовлені температурою і тиском у надрах. Процес утворення нафти протікав на глибині, при температурі 100-200 °С, можливо, термічно-каталітично, під впливом глин, що є природними алюмосилікатними каталізаторами і стимулюють реакції дегідратації спиртів та декарбокислування кислот у вуглеводні, ізомеризації і полімеризації алкенів, деструкції і перерозподілу (диспропорціонування) водню й ін. Нафта являє собою поєднання двох груп сполук: з успадкованою структурою молекул вихідної органічної речовини і сполук, що утворилися в результаті глибоких перетворень.

На сьогодні найбільше поширення одержала гіпотеза парагенезису горючих копалин, відповідно до якої шляхи перетворення органічних залишків обумовлюються материнською речовиною й умовами перетворення. Прийнято, що органічні речовини (ОР) гумусового ряду генерують переважно газ, у той час як ОР планктогенного (сапротелевого) типу генерують і нафту, і газ, причому після того, як ОР планктогенного типу вичерпає свій нафтоматеринський потенціал (зона перетворення жирного і пісного вугілля), вона мало відрізняється за своїми властивостями від гумусової і при подальшому зануренні генерує газоподібні речовини. На стадії діагенезу ОР обох типів генерують багато біогенного метану. Звичайно цей метан розсіюється, але в умовах окраїнних шельфів, поблизу континентального рівня, на глибинах понад 250 м, у зоні низьких температур можуть утворюватися гідрати метану, здатні дати початок родовищам природного газу (ПГ).

Нерівномірність процесу катагенетичного перетворення ОР дозволила виділити головну фазу нафтоутворення як етапу максимальної реалізації нафтоматеринського потенціалу порід, що відповідає певному ступеню метаморфізму (градації літогенезу) порід. У зв'язку з тим, що газоутворення супроводжує всі етапи перетворення ОР, незрозуміло, чи існує головна зона газоутворення. Деякі дослідники вважають, що гумусова органіка має єдиний ранній максимум, що припадає на торф'яну, буровугільну і початок вугільної довгополуменевої стадії катагенезу, інші відносять зону максималь-

ного газоутворення до великих глибин, тобто до більш жорстких термобаричних умов, ніж при нафтоутворенні, а треті вважають, що при перетворенні ОР гумусового типу має місце два максимуми газоутворення.

Розраховано масштаби газоутворення при катагенезі двох крайніх типів ОР – гумусового і сапропелевого й виявлені три фази збільшення виходу метану: 1) на стадії Б-Д (буре-довгополум'яне вугілля) – до 0,9% від вихідної маси; 2) на стадії Ж-П (жирне-пісне) – до 1,3-1,4% від вихідної маси і 3) на стадії А1–А2 (антрацити) – до 0,9% є й два мінімуми метаноутворення: різкий посередині зони катагенезу Г (газове) і менш різкий – у зоні П. Доведено, що гумусова ОР генерує майже чистий метан, а сапропелєві – також його газоподібні і рідкі гомологи. З огляду на поширеність процесу газоутворення, можна вважати, що були б пастки газу (йдеться про частини пласта-колектора, умови залягання якого і взаємовідношення з екрануючими породами забезпечують можливість накопичення і тривалого збереження флюїду), а гази завжди знайдуться. Такі пастки практично відсутні у вугленосних басейнах, але коли вугленосні відклади перекриті надійними покривками (тобто породами з низькими значеннями проникності, які перекривають продуктивний колектор), то у випадку досягнення вугленосними відкладами головної зони газоутворення (П-А) утворюються великі скупчення газу (Гронінген, Слохтерен у Північноморському регіоні, родовища півночі Тюменської області тощо).

Для збереження родовищ природного газу за інших однакових умов величезне значення має тривалість часу, що відділяє етап його формування від наших днів, у зв'язку з чим у давніх відкладеннях газові скупчення не збереглися – вуглеводні з них розсіялися внаслідок багатолітньої дифузії й ефузії, тобто геологічний час на збереженість газових скупчень впливає негативно. Утворення газу в процесі перетворення ОР відбувається безупинно унаслідок біохімічних, термолітичних, термокаталітичних і пірогідрогенізаційних процесів, кожний з яких діє на різних рівнях у межах всієї осадової оболонки земної кори, у той час як нафта утворюється в чітко визначеному інтервалі, якому властива зміна порід і ОР довгополумєнево-коксової стадії. Таким чином, нафту можна вважати лише побічним продуктом газоутворення й вуглефікації, більш обмеженим у своєму утворенні просторово й фізико-хімічно, який потребує спеціальних умов стосовно первинної і вторинної міграцій.

Однак, незважаючи на це, кількості нафти в скупченнях переважають над газовими, що зумовлено наступними причинами:

1) швидкість утворення й міграції газу нерідко більша за швидкість формування пасток і покришок, у результаті чого значні маси біохімічного і ранньотермокаталітичного газу розсіюються до появи пасток;

2) здатність газу створювати високі пластові тиски обмежує можливість скупчення газу в пастках під малопотужними шарами;

3) висока здатність газу розчинятися в нафті обмежує утворення вільних газів у нафтогазогенній зоні;

4) збільшення розчинності газу у воді з підвищенням температури ускладнює виділення його у вільну фазу на великих глибинах без значного збільшення мінералізації води чи насичення її неуглецевими газами;

5) висока дифузійна здатність газу обмежує можливість тривалої збереженості його родовищ.

Виявлені на сьогодні запаси газу сконцентровані в основному в мезозойських (насамперед, крейдових) відкладах. Роздільне формування великих зон газо- і нафтонакопичення зумовлене, насамперед, генетичними причинами, що відображають особливості генерації, міграції, консервації й акумуляції газоподібних і рідких вуглеводнів. Фундаментальні розходження у властивостях, характерних для газів і нафт, виявляються скрізь, де вони знаходяться. Саме розходження у вихідній органіці обумовлює те, що окремі літологічні комплекси в межах великих басейнів містять вуглеводневі флюїди переважно одного типу.

Прикладом зон газонакопичення, що утворилися за рахунок перетворення ОР гумусового типу, є газonosні райони півночі Західного Сибіру. У мезозойських відкладах Перської затоки, що мають морське походження і містять ОР сапропелевого типу, знаходиться найбільша на Землі зона переважаючого нафтонакопичення.

На підставі виявлених закономірностей зміни ОР у процесі катагенезу і генетичних зв'язків усіх видів горючих копалин (горючі сланці, вугілля, нафта, газ) прихильники органічної гіпотези припускають, що в природі відбувається єдиний процес вуглеутворення в широкому розумінні, в якому нафта і газ є побічними продуктами, а основна маса ОР перетворюється шляхом вуглефікації.

Гіпотези неорганічного походження нафти (абіогенні гіпотези)

Сьогодні ці гіпотези не тільки переживають свій ренесанс, але багато в чому заперечують першу – органічну гіпотезу. Ось які аргументи з цього приводу наводить В. Полеванов: «Геохіміки довели, що органіка не може перетворюватися в нафту за загально-визнаною гіпотезою. Проведено численні експерименти, але це активно замовчується прихильниками органічної гіпотези. Вона не може пояснити вже більше тисячі родовищ, які знаходяться на глибині понад 6 кілометрів, не може пояснити родовища в гранітах, яких теж уже багато сотень. Органічна теорія збожеволіє, якщо почне пояснювати родовище нафти Тібер в Мексиканській затоці на глибині аж 10,5 кілометрів. Це взагалі сама по собі жахлива глибина, а щоб там ще гігантське родовище нафти знаходилося – це немислимо».

Звернемося до історії питання. Засновник гірничої науки Георг Агрікола ще в 1546 р. умоглядно зазначав, що нафта має неорганічне походження. У 1866 р. французький хімік М. Бертло висловив припущення, що нафта утворюється в надрах Землі при впливі вуглекислоти на лужні метали. У 1871 р. французький хімік Г. Біассон виступив з ідеєю про походження нафти шляхом взаємодії води, CO_2 , H_2S з розпеченим залізом.

У 1892 В. Соколов виклав гіпотезу космічного походження нафти. За цією гіпотезою вихідним матеріалом для виникнення нафти служили вуглеводні, що містилися в газовій оболонці Землі ще під час її зоряного стану. При остиганні Землі вуглеводні поглинулися розплавленою магмою. Потім, з формуванням земної кори, вуглеводні проникли в осадові породи в газоподібному стані, конденсувалися і утворили нафту. На підтвердження цієї гіпотези свідчить декілька фактів.

Присутність вуглецьвмісних речовин у неземному просторі, в туманностях, головах і хвостах комет встановлена спектроскопічними спостереженнями, зокрема, радикалів CH , CN , OH , NH . Спектроскопічні спостереження показали, що в атмосфері Юпітера, Сатурна, Урана, Нептуна є метан і аміак. Непрямі дані говорять, що планети Уран і Нептун цілком складаються з метану, аміаку, вуглекислого газу. Не виключено і присутність більш складних молекул, до складу яких входять вуглець, водень, азот і кисень. Органічні сполуки виявлені у метеоритах: вуглеводні, амінокислоти, гетероциклічні сполуки. Виділені з метеоритної речовини парафінові речовини складаються в основному з нормальних вуглеводнів.

Наведені дані говорять на користь можливого утворення вуглеводнів Землі зі сполук, що містяться в складі уламків батьківських космічних тіл. Ця органічна речовина в надрах Землі могла зазнати змін, які перетворили її на нафту.

1877 р. Д. Менделєєв висунув карбідну гіпотезу, за якою вуглеводні утворюються при дії води на деякі карбіди металів. Процес протікає при проникненні води по тріщинах на великі глибини – так там утворювалися вуглеводні, що випаровувалися й підіймалися в холодну оболонку Землі. Д. Менделєєв експериментально підтвердив можливість протікання хімічних реакцій, що приводять до утворення суміші вуглеводнів. Це ніким не спростовується. Однак ця гіпотеза не пояснює причини різноманіття складу нафт, що зустрічаються в різних і навіть у тому самому родовищі. Висловлювалися заперечення проти мінеральних гіпотез і в зв'язку з тим, що майже всі нафти здатні обертати площину поляризації світла, а цю властивість мають лише речовини органічного походження. Геологи заперечували можливість присутності карбідів металів у надрах Землі на глибинах менше 70 км, де температура досягає 2000 °С, однак туди не може проникнути вода. Мінеральні гіпотези не дають відповіді на питання – чому нафту виявляють в осадових породах, що містять залишки живих організмів.

Біля витоків концепції абіогенного походження нафти в другій половині ХХ ст. стояли відомі геологи В. Порфір'єв, С. Суботін, Е. Чекалюк, М. Кудрявцев та ін. Відповідно до теорії М. Кудрявцева, нафта та інші вуглеводневі копалини утворюються з небіологічних джерел вуглецю і водню, розташованих в глибині земної кори і мантії. Нафта утворюється в магмі у невеликих кількостях, а потім піднімається нагору по тріщинах і розломах, заповнюючи пористі пісковики.

У сучасних зарубіжних наукових оглядах виділяють гіпотезу Томаса Голда про походження нафти з глибинного метану, що виходить з мантії Землі (розроблялася в 1979-1998 рр.). Голд допускав, що цей метан може частково перероблятися за участю мікроорганізмів (глибока гаряча біосфера), що, на його думку, має пояснювати наявність біомаркерів в нафті. Однак, для існування бактерій потрібна температура не вище 110-150⁰С на глибинах не більше 5-10 км, але перетворення метану в більш складні вуглеводні

відбувається лише при тисках понад 30 кілобар, що відповідає глибині близько сотні кілометрів.

Виконаний українським геологом О. Лукіним аналіз геолого-геофізичних і геохімічних даних по різних нафтогазоносним басейнам світу свідчить про те, що головним фактором формування нафтових і газових родовищ є глибинна дегазація землі. Процеси утворення вуглеводнів пов'язують з плюмтектонікою сучасні українські геологи В. Коболев, В. Суярко, зокрема розкриваючи вплив рифтогенних вузлів Землі на скупчення вуглеводнів.

Осадово-неорганічна гіпотеза формування нафтових і газових родовищ

Останнім часом в Інституті геологічних наук НАН України вченими під керівництвом І. Чебаненка запропонована нова, осадово-неорганічна, гіпотеза формування нафтових і газових родовищ. Вона побудована на основі теоретичних уявлень про нафту як продукт синтезу водню і вуглецю в приповерхневих ділянках Землі. Згідно з цією гіпотезою, нафтові вуглеводні формуються у верхніх ділянках земної кори, де глибинний водень взаємодіє із седиментогенним вуглецем.

Щоб повніше розкрити суть нової нафтової гіпотези, треба порівняти її з двома вже існуючими. З цією метою складені принципові схеми формування нафтових і газових родовищ окремо за кожною з них (рис. 1.1).

На рис. 1.1, *a* наведено принципову геологічну схему утворення нафтових і газових родовищ стосовно вихідного положення органічної теорії. Її основні теоретичні принципи такі:

1. Нафтова речовина має виключно біогенне походження.
2. Нафта виникла внаслідок деструктивного перетворення (метаморфізму) залишків рослин і тварин, які були захороненні в товщах осадових порід (піски, глини, вапняки та ін.).
3. Перетворення решток рослин і тварин відбувалося не в усіх осадових породах, а лише в окремих, які були найбільш збагачені біогенною органікою і мають назву нафтоматеринських, або нафтотвірних, шарів.
4. У нафтоматеринських шарах нафта утворювалася вже в «готовому» вигляді у формі дисперсно-розсіяних нафтових краплинок, які в цій теорії мають назву частинок мікронафти.

5. Після завершення формування дисперсні краплинки мікронафти виходять з нафтовірних осадових шарів і рухаються в товщах сусідніх осадових порід доти, доки не потраплять до пасток, в яких нагромаджуються й перетворюються на нафтові або газові родовища.

Зазначимо уразливі місця деяких положень органічної теорії: 1) недоведеність лабораторними експериментальними дослідженнями можливостей перетворення решток похованих рослин і тварин безпосередньо на вже готову нафтову речовину; 2) відсутність у "материнських" осадових породах залишків рослин і тварин, які не могли повністю перетворитися на нафту (целюлоза, хітин, кістки тощо); 3) відсутність у тих самих нафтовірних шарах осадових порід не тільки залишкових краплинок мікронафти, які нібито утворювалися там, а й слідів перебування в них нафтової речовини; 4) фізична неможливість повного виходу дисперсно-розсіяних краплинок нафтової речовини із нафтовірних шарів (без залишку в них слідів їх колишнього там знаходження); 5) відсутність родовищ нафти і газу в самих нафтоматеринських породах.

Ці та інші невідповідності органічної теорії законам фізико-хімії та фактичним даним змусили деяких теоретиків нафтової геології шукати інші можливі геолого-геохімічні процеси, які могли б зумовлювати виникнення нафтової речовини та формування родовищ.

На рис. 1.1, б наведено принципову схему утворення нафтових і газових родовищ, що складена на основі гіпотези про неорганічне походження нафти. Її основні засади такі:

- нафтова речовина виникає в процесі сполучення водню і вуглецю, які мають неорганічну природу;
- нафтові вуглеводні (метан, етан та більш складні модифікації, включаючи нафту) утворюються всередині Землі;
- із глибин Землі метан, етан та інші нафтові вуглеводні підіймаються по тріщинах розривних порушень під час її дегазації, а досягнувши верхніх частин земної кори, перетворюються на нафтові та газові родовища.

Уразливі місця глибинної, або магматичної гіпотези про неорганічне походження нафти такі:

- 1) недостатня вивченість якісного та кількісного складу нафтових вуглеводнів, які підіймаються із надр Землі під час дегазації, що стримує розвиток погляду на їх достатність для формування родовищ;

2) невизначеність закономірностей надходження (суцільними потоками або вибірковими) нафтових вуглеводнів з внутрішніх частин Землі;

3) відсутність пояснення переважної концентрації нафтових і газових родовищ у місцях нагромадження осадових порід (геосинкліналі, рифтогени, синеклізи тощо) та їх випадкові знаходження в районах поширення кристалічних порід (щити, масиви та інші брили).

На рис. 1.1, в показано принципову схему формування нафтових і газових родовищ, яку побудовано на основі теоретичних уявлень про нафту як продукт синтезу водню і вуглецю, що відбувається не в глибинних, а в приповерхневих ділянках Землі. Ця гіпотеза є компромісною між двома попередніми – органічною та магматично-неорганічною. У ній немає ні нафтоматеринських шарів, ні готових нафтових вуглеводнів, що підіймаються з глибинних частин Землі. Ця гіпотеза ґрунтується на уявленні, що нафтові вуглеводні формуються у верхніх ділянках земної кори, де глибинний водень (а не готові нафтові вуглеводні!) сполучається з седиментогенним вуглецем.

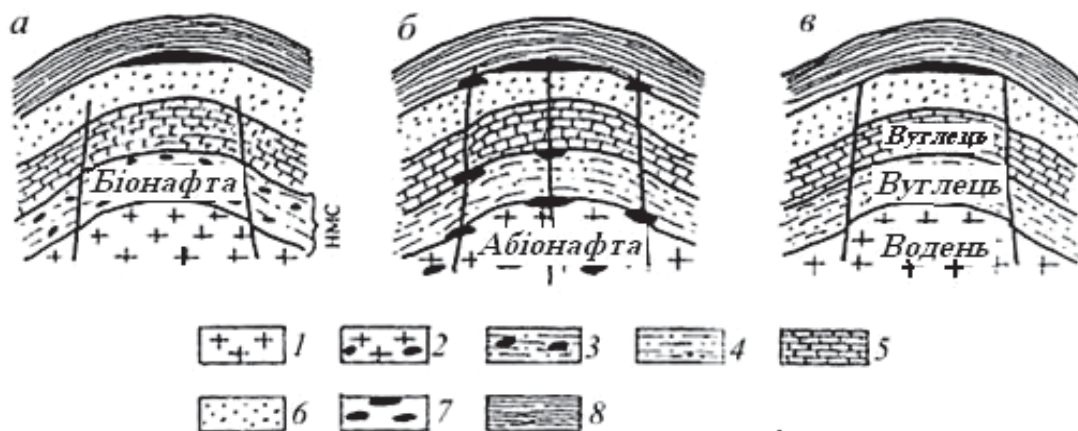


Рис. 1.1 – Принципові схеми формування нафтових і газових родовищ за різними теоретичними уявленнями
а – за органічною теорією; б – за магматично-неорганічною теорією; в – за осадово-неорганічною теорією; 1 – кристалічні породи; 2 – те саме з включеннями нагромаджень абіогенної нафти; 3 – піщано-глинисті породи з включеннями біогенної нафти; 4 – те саме без включень біонафти; 5 – вапнякові породи; 6 – породи-колектори; 7 – нагромадження нафти в промислових розмірах; 8 – глинисті та інші щільні породи-покришки; (НМС – нафтоматеринська, або нафтовірна світа)

Ця гіпотеза дає відповідь на запитання, чому переважна більшість нафтових і газових родовищ світу розміщена в місцях великих нагромаджень осадових порід, тобто в геосинкліналях, рифтогенах та інших западинах земної кори. По-перше, тому, що саме в цих геоструктурах зосереджені великі маси вуглецю, необхідного для з'єднання з воднем. По-друге, саме до цих геологічних регіонів по зонах глибинних розломів надходять найбільші кількості ювенільного водню.

Перевагою осадово-неорганічної гіпотези перед магматично-неорганічною є те, що в ній використовується лише водень, тоді як механізм «магматичної» гіпотези працює лише за умов надходження із надр Землі вже готових нафтових вуглеводнів. Це ще раз потребує підтвердження, особливо в їх якісному та кількісному відношенні.

Гіпотеза осадово-неорганічного утворення нафти має більш значну ресурсну базу, ніж органічна. Геологи-нафтовики сьогодні вже встановили, що якщо обчислення ресурсів вуглеводнів виконувати на основі органічної теорії, то висновок буде такий: нафта вичерпається в ХХ ст. З позицій осадово-неорганічної гіпотези ресурси вуглеводнів є значно більшими, а можливо, й взагалі виявляться невичерпними. Процес сполучення водню з вуглецем, що є основою цієї гіпотези, відбувається на нашій планеті постійно.

У нафтовій геології давно помічено таке цікаве явище, як часткове, а можливо, й повне «відновлення» нафтових і газових родовищ, що були колись використані й залишені. Так, зокрема, сталося на Грозненських родовищах в Чечні, які суттєво відновилися за час військового конфлікту. Виникає запитання: звідки з'являються нові порції нафти та газу в «старих», тобто вже відпрацьованих родовищах? Можливо, що існуючі родовища нафти і газу є постійно діючими геолого-геохімічними генераторами нових порцій нафтових вуглеводнів. З позицій цієї наукової ідеї можна дійти висновку, що людству не загрожує швидкий «нафтовий голод», як це впливає із обмежених можливостей нафтоутворення за органічною гіпотезою.

Виходячи з доведених геологічних фактів, що ювенільний водень надходить із глибин Землі в найбільших кількостях по зонах глибинних розломів земної кори, а найбільші обсяги вуглецю є в потужних товщах осадових формацій, зроблено висновок, що найперспективнішими для виявлення нафтових і газових родовищ є зони глибинних розломів (та їх розгалуження), геосинкліналей (орогенів), рифтогенів, синекліз, крайових частин платформ, щитів, масивів та інших великих брил земної кори.

Отже, світ сьогодні є свідком продовження захоплюючої боротьби ідей «органістів» і «неорганістів» у питанні походження нафти. А Істина, можливо, десь посередині. Можна припустити, що мають місце обидва механізми утворення вуглеводнів нафти і газу – як органічні так і неорганічні. І так само є різні родовища, а також комплексні родовища – де діють процеси як біогенного так і абіогенного утворення вуглеводнів. Початком зближення цих двох гіпотез може слугувати продуктивна ідея одного із засновників і першого президента Української академії наук В. Вернадського щодо глобального геохімічного кругообігу речовини на нашій планеті. У світлі сучасних результатів геологічних досліджень розподілу вуглеводнів в осадових басейнах і кристалічному фундаменті поєднання цих двох гіпотез доцільно розглядати як взаємодоповнюючу систему уявлень, яка відображує два основних механізми формування вуглеводнів у процесі глобального геохімічного кругообігу. Такий підхід дозволяє більш оптимістично ставитися до строків вичерпання світових промислових запасів вуглеводнів й очікувати відкриття нових потужних родовищ, які продовжать «нафтогазову еру» людства.

1.2. Географія світових запасів та обсяги видобутку

Сьогодні нафта і природний газ є основою світового паливно-енергетичного балансу, «кров'ю та повітрям» глобальної економічної системи. Понад 85% енергії в світі отримують з паливних мінеральних ресурсів (рис. 1.2), при цьому розподіл за основними енергоносіями виглядає наступним чином: нафта – 32,6%, газ – 23,7%, вугілля – 30,0%, атомна електроенергія – 4,4%, гідроелектроенергія – 6,8%, відновлювальні джерела енергії – 2,5% (за даними British Petroleum Corp., 2014 р.). Продукти переробки нафти і горючих газів широко використовуються у всіх галузях промисловості, сільського господарства, на транспорті й забезпечують комунально-побутові потреби мільярдів людей. Саме тому стрімке скорочення запасів рідких і газоподібних вуглеводнів на планеті сприймається як один з найжорсткіших викликів людству, яке повинно шляхом політики енергозбереження, освоєння нетрадиційних вуглеводнів та інших енергетичних джерел вийти зі скрутного становища без загрози світових війн і соціальних потрясінь.

Аналізуючи розвиток енергетичного балансу в ХХ ст., слід зазначити постійне зростання частки нафти і газу: 1900 р. – 4 %, 1950 р. – 33 %, 1980 р. – 65 % (майже без змін до кінця ХХ ст.), лише в 2007 р. розвинені економіки світу зламали тенденцію зростання споживання первинної енергії за рахунок широкого впровадження нових енергоощадних технологій, що разом з ціновою політикою скоротило частку нафти та газу в енергетичному балансі до 56%.

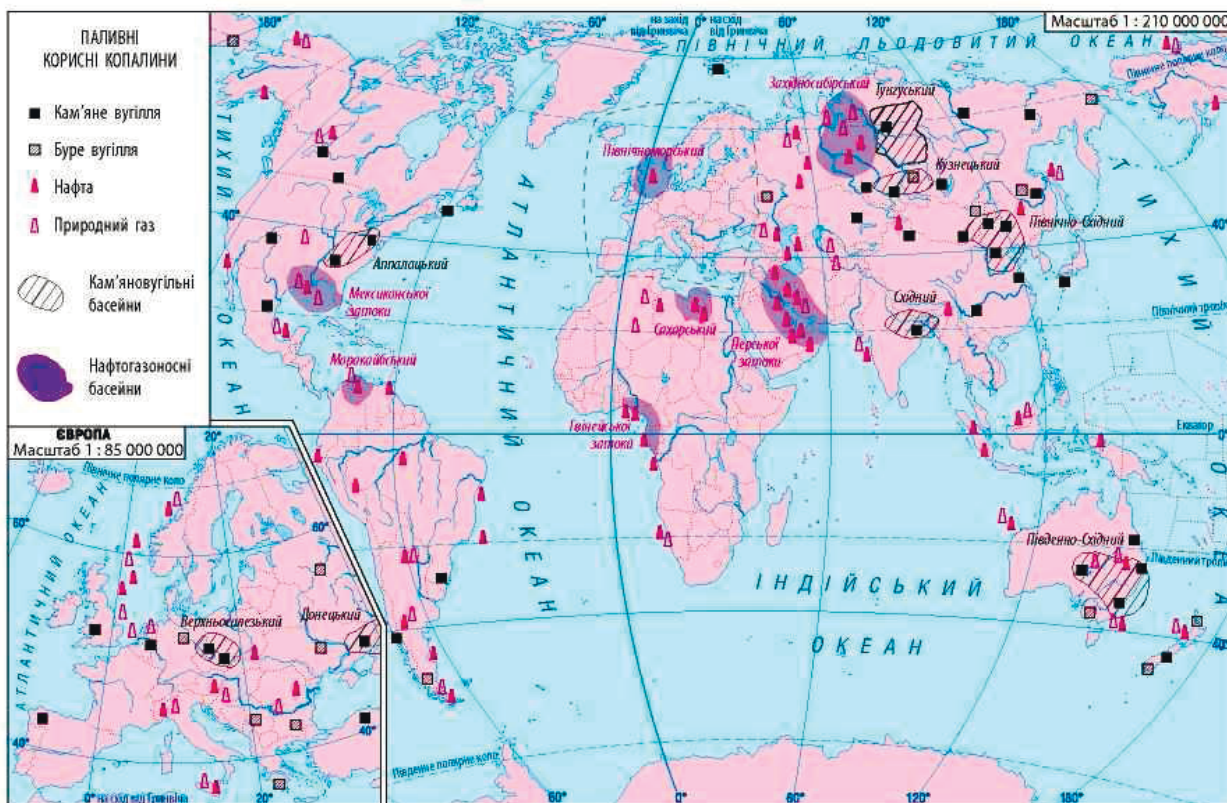


Рис. 1.2 – Паливні ресурси світу

До 1860 р. видобуток нафти в світі складав лише 2 – 5 тис. т на рік, а її використання здебільшого було пов’язано з виготовленням мастил для машин, механізмів і гужового транспорту. Після винаходу й масового розповсюдження газової лампи попит на нафту почав зростати швидкими темпами. У 1862 р. її було видобуто 30 тис. т, у 1900 р. – вже 12 млн. т, а в 1912 р., коли нафтопродукти почали широко застосовувати не тільки для освітлення приміщень, а також у хімічній галузі та в новому автомобільному транспорті, видобуток досяг 40 млн. т. Стрімкий розвиток автомобільного транспорту призвів до нового рівня потреб і масштабного збільшення видобутку. На рівень 1 млрд. т нафти на рік світ вийшов у 1960 р., а вже в 1965 р.

світовий видобуток склав близько 1,5 млрд. т, через 11 років він подвоївся (3 млрд. т), наступні чотири десятиріччя поступово зростав і досяг у 2016 році кількості 4,38 млрд. т.

За даними British Petroleum Corp. (2014 р.) доведені запаси нафти у світі оцінюються близько 240 млрд. т, прогнозні – до 270 млрд. т. (у разі «перемоги» неорганічної гіпотези походження нафти, це прогнозне значення може бути суттєво збільшене). Родовища нафти знаходяться в різних частинах світу, проте розподіляються по регіонах вкрай нерівномірно. Найбільші нафтові родовища зосереджені в країнах Близького й Середнього Сходу (Саудівська Аравія, Іран, Ірак, Кувейт, ОАЕ), Західному Сибіру (Росія), Південній і Центральній Америці (Венесуела, Бразилія, Мексика), Північній і Західній Африці (Лівія, Алжир, Нігерія), в Індонезії та ін. (рис. 1.2). Сьогодні понад 85% нафти видобувається з велетенських родовищ, частка яких не перевищує 5% від загальної кількості. Кількість родовищ-гігантів, запаси яких перевищують 0,5 млрд. т, складає близько 30, серед яких зазначимо найбільші: арабійські – Аль-Гавар (первинні запаси – 10,1 млрд. т), Сафанія-Хафджі (4,1 млрд. т); кувейтське – Великий Бурган (9,9 млрд. т); іракські – Ер-Румайла (2,7 млрд. т), Кірчук (2,2 млрд. т), іранські – Ахвас (2,4 млрд. т), Марун (2,2 млрд. т), Гечсаран (2,1 млрд.т), венесуельське – Шельф Болівар (4,8 млрд. т); російські – Ромашкінське (3,0 млрд. т), Самотлор (2,7 млрд. т), Приобське (2,4 млрд. т).

Загалом геологорозвідувальні роботи на нафту і газ здійснюють понад 100 країн світу. Ці вуглеводні сьогодні добувають не лише на континентах, а й на морських і океанічних просторах. Початок масштабного опанування морського шельфу був пов'язаний зі світовою нафтовою кризою 1970-х років, причому вже у 1981 р. на шельфах морів і океанів було видобуто близько 600 млн. т нафти, у 2015 р. обсяги морського видобутку сягають 29% від загальних (лідери – Саудівська Аравія, Бразилія, Норвегія, США та Мексика).

Головні центри світового видобутку нафти наприкінці ХХ ст. зосередились у країнах Близького Сходу (Саудівська Аравія, Іран, Ірак, Кувейт, Катар, ОАЕ) – тут у 2000 р. видобувалося 1078 млн. т. нафти і 205 млрд. м³ природного газу, а також у США, Росії та Канаді. Світові розвідані запаси нафти на 2001 р. становили 140,9 млрд. т., газу – 149,5 трлн. м³.

За станом на 2014 рік близько 80% світових нафтових запасів сконцентровано у восьми країнах (табл. 1.1, рис. 1.3). Більша частина

з них припадає на країни, що входять до ОПЕК (The Organization of the Petroleum Exporting Countries) – організації країн-експортерів нафти. Винятком є Канада та Росія, які не взяли на себе спільні зобов'язання організації нафтовидобувних країн.

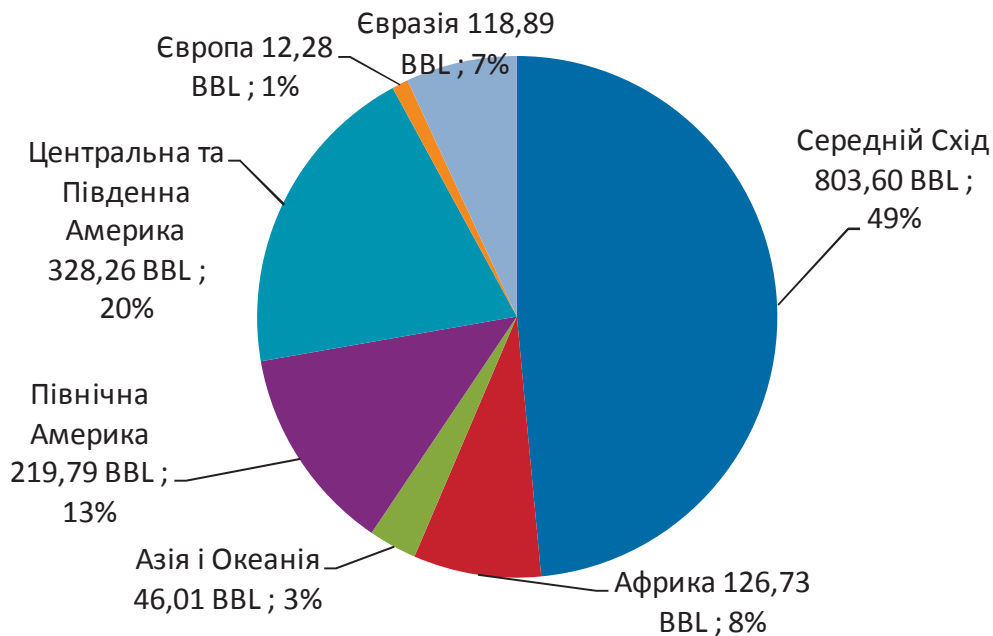


Рис. 1.3 – Світові запаси нафти (2014 р.)

Таблиця 1.1 – Список країн-лідерів за запасами нафти (2014 р.)

Країна	Запаси, млрд. барелів	Частка у світових запасах, %
Венесуела	298,3	17,7
Саудівська Аравія	265,9	15,8
Канада	174,3	10,3
Іран	157,0	9,3
Ірак	150,0	8,9
Кувейт	101,5	6,0
ОАЕ	97,8	5,8
Росія	93,0	5,5
Лівія	48,5	2,9
США	44,2	2,6
Нігерія	37,1	2,2
Казахстан	30,0	1,8
Катар	25,1	1,5
Китай	18,1	1,1
Бразилія	15,6	0,9

Зазначені запаси відображають лише ту частину ресурсів, яку можна отримати сьогодні з урахуванням поточної економічної ситуації та існуючих технологій видобутку. Країну можна віднести до числа найбільших нафтовидобувних держав не лише за розвіданими запасами, але й за інтенсивністю нафтовидобутку (табл. 1.2).

**Таблиця 1.2 – Список країн за видобутком нафти в 2016 р.
(за даними British Petroleum Corp.)**

Країна	Млн. т/рік	%
Саудівська Аравія	585,7	13,4
Росія	554,3	12,6
США	543,0	12,4
Ірак	218,9	5,0
Канада	218,2	5,0
Іран	216,4	4,9
КНР	199,7	4,6
ОАЕ	182,4	4,2
Кувейт	152,7	3,5
Бразилія	136,7	3,1
Венесуела	124,1	2,8
Мексика	121,4	2,8
Нігерія	98,8	2,3
Норвегія	90,4	2,1
Ангола	87,9	2,0
Катар	79,4	1,8
Казахстан	79,3	1,8
Алжир	68,5	1,6
Оман	49,3	1,1
Колумбія	48,8	1,1
Великобританія	47,5	1,1
Індонезія	43,0	1,0
Азербайджан	41,0	0,9
Індія	40,2	0,9
Єгипет	33,8	0,8
Малайзія	32,7	0,7
Еквадор	29,3	0,7
Аргентина	28,8	0,7
Лівія	20,0	0,5
Таїланд	17,6	0,4
В'єтнам	16,0	0,4
Австралія	15,5	0,4

Продовження табл. 1.2

Країна	Млн. т/рік	%
Екваторіальна Гвінея	13,1	0,3
Туркменія	12,7	0,3
Конго	11,9	0,3
Габон	11,4	0,3
Данія	6,9	0,2
Бруней	5,9	0,1
Південний Судан	5,8	0,1
Перу	5,8	0,1
Судан	5,1	0,1
Тринідад і Тобаго	4,3	0,1
Італія	3,8	0,1
Чад	3,8	0,1
Румунія	3,8	0,1
Туніс	2,9	0,1
Узбекистан	2,6	0,1
Сирія	1,1	
Ємен	0,8	
Інші країни	62,7	1,4
Всього в світі	4382,4	100

За даними ОПЕК видобуток нафти в Україні в 2016 р. склав 32,3 тис. барелів на добу (близько 0,04% світового видобутку).

Практичне використання природного газу розпочалося значно пізніше, ніж нафтопродуктів, хоча з виходом природного горючого газу на поверхню землі люди стикалися з давніх часів. Важко повірити, але ще чотири сторіччя тому не існувало навіть слова «газ». Поняття «газ» було введено голландським натуралістом і теософом-містиком Яном Баптистою ван Гельмонтом у 1620 р. при дослідженні процесу утворення деревного вугілля. За Гельмонтом, газ (від грецького «хаос») це речовина, яка в звичайних умовах може заповнювати весь доступний йому простір без стрибкоподібної зміни властивостей.

Подиву гідним є факт, що в Європі штучний газ, отриманий шляхом переробки вугілля на газових заводах, знайшов застосування майже на сторіччя раніше, ніж газ природний. Уже наприкінці XVIII ст. у Лондоні вулиці освітлювались пальниками на штучному газі. З часом було висунуто ідею освітлення міст газом, підведеним з природних родовищ. Цікаво, що практичне використання газу для

опалення й освітлення приміщень почали в деяких районах Китаю ще в пізньому середньовіччі (про що згадує Марко Поло). У Європі природний газ виявили в другій половині XIX ст. під час буріння нафтових свердловин.

З 1872 р. газ почали практично використовувати як побічний продукт нафтовидобутку. У 1870-ті роки розпочалося будівництво перших протяжних газопроводів у США, що відкрило можливість транспортування газу на великі відстані в інші регіони країни. Перше європейське суто газове родовище було відкрите лише в 1910 р. у передмістях Гамбурга, перше українське (Дашавське) – було виявлене в 1912 р. у районі м.Стрий на Львівщині. Широке енергетичне й промислове застосування газу розпочалося з 1920-х років, а в другій його половині додалося масове комунально-побутове споживання газу й потреби в ньому різко зросли. Залежно від родовищ розрізняють «природний» і «попутний» або «нафтовий» газ. Різниця між ними полягає в кількості у їх складі важких вуглеводнів. У «природному» газі вуглеводень метан становить понад 80% від загального складу газу, в «попутному» газі – не більше 40%, а решта – етан, пропан, бутан і інші гази. Запаси і сучасний видобуток газу в країнах світу представлений у табл. 1.3, 1.4.

Таблиця 1.3 – Список країн-лідерів за запасами природного газу (за даними British Petroleum Corp., 2014 р.)

Країна	Запаси, трлн. м³	Частка у світових запасах, %
Іран	34,0	18,2
Росія	32,6	17,4
Катар	24,5	13,1
Туркменістан	17,5	9,3
США	9,8	5,2
Саудівська Аравія	8,2	4,4
ОАЕ	6,2	3,3
Венесуела	5,6	3,0
Нігерія	5,1	2,7
Алжир	4,5	2,4
Австралія	3,7	2,0
Ірак	3,6	1,9
КНР	3,5	1,8
Індонезія	2,5	1,5
Норвегія	1,9	1,0

**Таблиця 1.4 – Список країн за видобутком природного газу в 2016 р.
(за даними British Petroleum Corp.)**

Країна	млрд. м³/рік	%
США	749,2	21,1
Росія	579,4	16,3
Іран	202,4	5,7
Катар	181,2	5,1
Канада	152,0	4,3
КНР	138,4	3,9
Норвегія	116,6	3,3
Саудівська Аравія	109,4	3,1
Алжир	91,3	2,6
Австралія	91,2	2,6
Малайзія	73,8	2,1
Індонезія	69,7	2,0
Туркменістан	66,8	1,9
Узбекистан	62,8	1,8
ОАЕ	61,9	1,7
Мексика	47,2	1,3
Нігерія	44,9	1,3
Єгипет	41,8	1,2
Пакистан	41,5	1,2
Великобританія	41,0	1,2
Нідерланди	40,2	1,1
Таїланд	38,6	1,1
Аргентина	38,3	1,1
Оман	35,4	1,0
Тринідад і Тобаго	34,5	1,0
Венесуела	34,3	1,0
Індія	27,6	0,8
Бангладеш	27,5	0,8
Бразилія	23,5	0,7
Казахстан	19,9	0,6
Болівія	19,7	0,6
М'янма	18,9	0,5
Україна	17,8	0,5
Азербайджан	17,5	0,5
Кувейт	17,1	0,5
Бахрейн	15,5	0,4
Перу	14,0	0,4

Продовження табл. 1.4

Країна	млрд. м3/рік	%
Бруней	11,2	0,3
В'єтнам	10,7	0,3
Колумбія	10,4	0,3
Лівія	10,1	0,3
Румунія	9,2	0,3
Німеччина	6,6	0,2
Італія	5,3	0,1
Данія	4,5	0,1
Польща	3,9	0,1
Сирія	3,6	0,1
Ірак	1,1	
Ємен	0,7	
Всього у світі	3551,6	100

Наведені дані, щодо запасів і обсягів видобутку вуглеводнів у різних країнах світу безпосередньо пов'язані з історією відкриття та становлення промислового нафтовидобування. Саме райони значного накопичення нафти в надрах з виходами її на поверхню відкривали можливості першого знайомства людей з нафтопродуктами та їх властивостями. Але незалежно від давнього знання й традицій обмеженого використання нафтопродуктів на багатому вуглеводнями Середньому Сході, епіцентрами розвитку нафтової, а потім і газової промисловості стали регіони, де не тільки були знайдені багаті родовища цих корисних копалин, але й сформувалися нові масштабні потреби їх побутового й промислового використання. Такими першими центрами промислового нафтовидобутку, які повели за собою нафтову промисловість світу, стали орієнтовані на Середню Європу території Західної України (тоді в складі Австро-Угорщини) та Румунії; спрямовані на швидке промислове зростання США родовища Пенсильванії та Огайо (пізніше і в інших штатах); а також скерований на розвиток Російської імперії потужний центр в Азербайджані.

РОЗДІЛ 2. ДАВНІ ІСТОРИЧНІ СВІДЧЕННЯ ПРО НАФТУ І ГАЗ

Нафта¹ є чи не найдивовижнішою корисною копалиною, яку люди виявили й почали використовувати ще в VI – V тис. до н.д. Проте тільки зовсім недавно – у другій половині XIX ст. – її видобуток досяг промислових масштабів, а в XX ст. разом з природним газом склав основу паливно-енергетичного балансу світу.

Імовірно біля витоків «нафтової ріки» стояли давні народи Межиріччя, оскільки найдавніші ознаки використання нафтопродуктів були виявлені археологами в середній і нижній течії Тигру та Євфрату (території сучасного Іраку, Ірану й Кувейту). Шумери використовували загустілі продукти нафтового вивітрювання (бітум, асфальт), що виступали на поверхні землі, здебільшого як будівельний матеріал. Його додавали до суміші глини, піску й гравію, з якої робили цеглу підвищеної міцності. Ним же скріплювали кам'яні мури (бітумна в'язка), покривали дороги (по суті це були перші асфальтові дороги в історії людства), укріплювали береги штучних водойм, а також обмазували днища човнів, забезпечуючи таким чином їх водонепроникність. Рідку нафту (як паливо для світильників) широко застосовували для освітлення приміщень (рис. 2.1). Нафту жителі Межиріччя вважали цілющою – бітумними мазями лікували нариви, коросту, ваннами у нафтових купелях намагалися позбутися болів у суглобах.

¹ Слово нафта радше за все має перське походження (naft). В українську мову воно потрапило через грецьку (nafta), у російську – через турецьку (neft). У походженні перського слова naft вирізняють дві версії: за однією – воно означає „вологий” (тобто нафта – це якась вологість, рідина), за іншою – походить від акадського дієслова „вивергнути” (тобто, це щось вивергнуте землею). Інші етимологічні гіпотези пов'язані з акадським „naratum” – „запалення” (що могло відображати паливні властивості нафти) або мідійським „nafata” – „просочуватися” (з надр землі). У середньовічній латині для позначення нафти використовували слово „петролеум” (Petroleum) – „кам'яна олива”. У германських мовах, менш схильних до прямих запозичень, використовували напівкальку з латини, наприклад, німецьке Erdöl – „земляна олива”. У слов'янських мовах поруч із запозиченою формою (нафта) використовували самобутню назву „ропа”, яка означала не тільки нафту та бітум, але й соляний розчин (походження терміну „ропа” пов'язане з використанням цих речовин у медицині, зокрема для загоєння ран). Не випадково в Західній Україні в районах нафтових родовищ натрапляємо на значну кількість топонімів, пов'язаних зі словом „ропа”. Галицькі гірники, що видобували нафту, звалися „ріпниками”, що назавжди закарбувалося в яскравих творах І. Франка „Борислав”, „Борислав сміється”, „Воа constrictor” та ін. Термін „ропа” є в українських писемних джерелах з XVI ст. Крім того, у Західній Україні нафту називали „скельним олієм”.

Найдавніші письмові згадки про використання нафтопродуктів у Месопотамії спостерігаємо у шумерському «Епосі про Гільгамеша» й «Епосі про Атрахасиса», створених у III – II тис. до н.д. На глиняних табличках викладена історія всесвітнього потопу й порятунку людей у дерев'яному човні-ковчезі, обсмоленому асфальтом. Будівництво величезного корабля перетворилося на спільну справу підданих царя-рятивника Зіусудри. Найбільш ушлюбилось «невичерпне» джерело бітуму, що містилось у районі селища Хіт поблизу Вавілона, на місці сучасного Багдада. Давньогрецький історик Діодор так написав про нього: «Чимало дивовижних речей можна зустріти у Вавілонії, проте жодне з них не порівняти з виявленим тут джерелом нескінченної кількості бітуму».

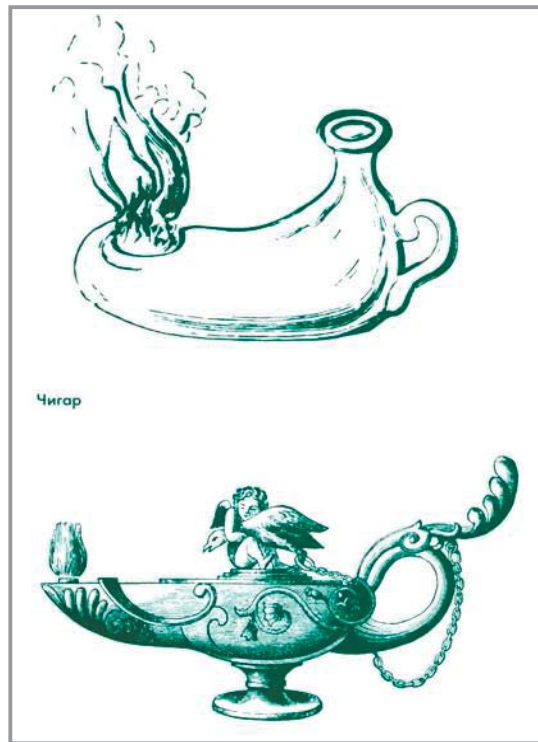


Рис. 2.1 – Давні нафтові світильники для освітлення приміщень

Згадки про нафту й близькі до неї продукти спостерігаємо також у Біблії. Свідчення про потоп повторюють шумерську версію про корабель спасіння: «І рече Бог Ною: Зроби собі ковчег із соснового дерева; гнізда поробиш у ковчезі та й посмолиш його зсередини й назовні смолою» («Перша книга Мойсея», 6:14). Як бачимо, подібне застосування асфальту практикувалося в Давньому світі дуже широко. Навіть кошик, у якому мати Мойсея відправила сина-немовля по водах Нілу, вона попередньо осмолила асфальтом, забезпечивши тим його водонепроникність. Під час зведення

Вавилонської вежі (й багатьох інших споруд міста Вавилону, у перекладі – «Брама Бога») застосовувалися бітумні в'язучі матеріали: «І стала в них цегла замість каменів, а земляна смола замість вапна» («Перша книга Мойсея», 11:3). За свідченням «Книги пророка Даниїла» вавилонський цар Навуходоносор опалював нафтою гігантську піч, у яку кидали всіх, хто не вклонявся золотому ідоліві.

Археологічні артефакти Давнього Єгипту також свідчать про використання нафтопродуктів, хоча в менших, ніж у Месопотамії, обсягах. Здебільшого це осмолення човнів, освітлення будинків (знайдена значна кількість глиняних ламп, заповнених твердим бітумом, тобто висохлою нафтою), мастильні матеріали, ліки, складова сумішей для бальзамування.

До сьогодні збереглися артефакти, що підтверджують використання нафти у Стародавній Індії. На руїнах давньоіндійського міста Мохенджо-Даро був виявлений величезний басейн, побудований у III тис. до н.д., дно і стіни якого були вкриті шаром асфальту.

У Давньому Китаї (із середини II тис. до н.д.) нафту застосовували для освітлення, як ліки, мастило й у військових цілях. Під час правління династії Хань (з кінця III ст. до н.д. до III ст. н.д.) були відкриті славетні нафтові родовища на півночі Шеньсі (Центральний Китай). У тогочасних китайських літописах (зокрема в «Історії другої Ханської династії», написаної в V ст. н.д.) нафта названа «палаючою водою». Серед іншого тут повідомляється, що в повіті Янчан нафта прорвалася в озеро й збирали її з човнів, черпаючи з водної поверхні; у провінції Ганьсу фонтанувало джерело жирної як олій води, яка горіла яскравим полум'ям.

Воїни Давнього Китаю готували спеціальні «палаючі бомби» – горщики із запаленою нафтою, які кидали на ворога. У середньовічному «Історико-географічному описі» Лі Цзи-Пу описана облога тюркськими племенами одного з китайських центрів нафтового промислу міста Цзюцюань. Перемога городян була отримана, завдяки спаленню облогових знарядь тюрків за допомогою нафтових «палаючих бомб». Відоме також успішне застосування китайцями нафти в середньовічних баталіях на воді (для підпалення ворожих човнів).

Здебільшого видобуток нафти в Китаї (як і в інших регіонах світу) здійснювали колодязним способом. Знаменно, що саме в Китаї в ранньому Середньовіччі, використовуючи досвід буріння свердловин на соляних промислах, вперше почали видобуток нафти із

свердловин. Нафту використовували також як паливо при випарюванні солі з природних розсолів. Крім того, асфальт широко застосовували під час будівництва Великої китайської стіни.

Античний світ був добре знайомий з корисними властивостями нафтопродуктів, завозив їх із країн Сходу й застосовував у промислах, медицині, побуті та на війні. Античні мислителі Геродот, Теофраст, Пліній, Плутарх, Діоскорид у своїх творах описували родовища нафтопродуктів, їх властивості й застосування. Зокрема, Геродот описав родовища бітуму на острові Занті, а Діоскорид – родовища Сицилії, нафта з яких називалася «сицилійським маслом» і широко застосовувалася в освітлювальних лампах. З праць Вітрувія ми дізнаємося про родовища рідкісних бітумів-нафт в Індії, Ефіопії, Карфагені, Аполлонії та Сирії. Давньогрецький лікар Гіппократ залишив багато медичних рецептів, у яких нафта змішувалася із салом, сіркою, вином і іншими речовинами. Пліній зазначав, що під час облоги давнього міста Лукулла його мешканці для свого захисту виливали з кріпосних стін палаючу нафту на загарбників.

Вельми цікаві описи Геродота колодязних способів видобутку нафти, занотовані ним на Євфраті: «Із цього колодязя вичерпують асфальт, сіль (тобто пісок) і олій наступним чином. Асфальт вичерпують за допомогою колодязного журавля, а замість відра причіпляють до нього підлогу винного бурдюка. Зануривши бурдюк, зачерпують ним рідину і виливають у посудину. Потім рідину переливають в іншу посудину, де вона розкладається на три складові частини. Асфальт та сіль негайно ж осідають» («Історія», Кн. VI). Ось що Геродот пише про загадковий «олій» (*нафту* – авт.): «Перси називають його «раданак», він чорного кольору з неприємним запахом».

Нафту зберігали у звичайних земляних ямах, а перевозили в шкіряних бурдюках на верблюжих горбах. Описані Геродотом способи видобутку, зберігання й транспортування нафти майже не змінилися протягом двох тисячоліть.

Пліній писав, що під час облоги міст на Сході жителі скидали на нападників зі стін міста горщики з палаючою сумішшю нафти і сірки. Перси в ті часи занурювали свої стріли в цю суміш, щоб запалити їх. Нафту й бітум змішували із сіркою, наповнювали цією сумішшю маленькі чаші та отримували запальні «снаряди». Мистецтво застосування нафти у військовій справі було настільки розвинене, що рецепт для виготовлення самозаймистого вогню, до складу якого входив «гірський рідкий дьоготь» наводиться в енциклопедії Юлія

Африканця (III ст. до н.д.). Плутарх у хроніці завоювань Олександра Македонського (IV ст. до н.д.) описав, як воїни цього полководця вперше побачили в Прикаспії нафту. Це була, за словами літописця, густа й жирна рідина. Коли вичерпали поверхневий шар, із джерела забив світлий і чистий струмінь, що ні за смаком, ні за запахом не відрізнявся від оливкової олії. У цьому «диві» Олександр Македонський побачив знак, отриманий ним від вищих сил. Ця легенда – історичний приклад сакралізації надр і їх дарів у давні часи. Використання нафти для підпалу військових кораблів «невгасимим полум'ям» згадує Гомер в «Іліаді».

Нафту видобували й широко застосовували в Боспорській державі (це найдавніше застосування нафти на землях України). За даними проф. В.П. Обручева керченські нафтові джерела були відомі вже в перші століття нашої доби, що підтверджують амфори з висохлою нафтою, знайдені поблизу сучасної Керчі.

Візантійські джерела зберегли багато прикладів застосування нафти у військовій справі. Так, згідно з історичними хроніками, у 673 р. під час арабської облоги Царгорода (Константинополя), коли флот арабів підійшов до міста, візантійці вилили в море величезну кількість горючої нафтовмісної суміші й запалили її. Вогонь швидко розповсюдився по поверхні моря та охопив судна ворога. У такий спосіб візантійці знищили флот арабів і здобули перемогу.

Значимим винаходом Візантії, що визначив наслідок цілого ряду битв і навіть воєн, був «грецький вогонь» («oleum incendarium»), до складу якого входили нафта й негашене вапно. Його застосовували за допомогою особливих вогнеметів (рис. 2.2), або метанням посудин з палаючою сумішшю. Київський літопис «Повість временних літ» в описі невдалого морського походу князя Ігоря на Царгород (941 р.) відзначає обстріл «грецьким вогнем» (посудинами з палаючою сумішшю) киево-руського флоту. Одиниці киян, що врятувалися, порівнювали у своїх оповідях цю зброю з «блискавками, що на небесах».

Ось як описує Жан де Жуанвіль, хронікер сьомого хрестового походу, здійсненого французьким королем Людовиком IX у 1248 – 1254 рр., дію «грецького вогню»: «...Його снаряд величезний, як посудина для оцту, і хвіст, що тягнеться позаду, схожий на гігантський спис. Політ його супроводжувався страшним шумом, подібним до гromу небесного. «Грецький вогонь» у повітрі був подібний до дракона, що летить у небі. Од нього виходило таке

яскраве світло, що, здавалося, над табором зійшло сонце. Причиною того були величезна вогненна маса і блиск, що знаходились у ньому».

Один із численних рецептів «грецького вогню», які греки зберігали в найглибшій таємниці, містив рекомендацію: «Візьми чисту сірку, нафту, винний камінь, смолу, кухонну сіль, деревну олію, добре провари всі вкупі, просочи цим складом клоччя і підпали – такий вогонь можна погасити лише піском або винним оцтом».



Рис. 2.2 – Використання «грецького вогню»:

а, б – сучасні реконструкції,

в – середньовічна мініатюра мадридського списку «Хроніки» Іоанна Скилиці

Багаті поклади нафти в Азербайджані були відомі давно, їх розробки розпочалися за кілька сторіч до н.д. У перші століття нашої доби населення Азербайджану вже мало уявлення про очищення нафти. У ранньому середньовіччі в історичній області Ширван, нафта

добувалася у великій кількості, особливо на Апшеронському півострові. Про це свідчать перські джерела III–IV ст., які зазначають експорт ширванської нафти до Персії (як лікувальний засіб і світильне пальне), звідки вона розповсюджувалася в інші країни Сходу.

У часи високого Середньовіччя (з VIII до XIII ст.) спостерігаємо численні письмові згадки бакинської нафти в працях арабських учених (Баладзорі, Масуді, Істахрі-Абу, Абу-Дулаф, Бекран та ін.), які описували самовилив нафти на поверхню та ранній колодязний видобуток на Апшеронському півострові. Так, Масуді у своєму трактаті «Середня книга» (перша половина X ст.) відзначає, що «...в Баку було два головних джерела: з одного добувалася жовта і біла нафта, а з іншого – чорна і синя. Прибуток з кожного джерела становив понад тисячу дирхемів на рік». Масуді та Істахрі, котрі відвідали район Баку в X ст., зазначали, що нафта й газ використовувалися для нагрівання води, приготування їжі, обпалення вапна, у військових та медичних цілях.

У X – XIII ст. в селі Балахани добувалася «легка нафта», а в Сурахани – «важка». Географ XIII століття Ібн Бекран пише, що нафту в Баку очищали, щоб позбутися від її поганого запаху і зробити нафту більш придатною для лікування.

У 1264 р. під час подорожі через Баку до Персії венеційський купець і мандрівник Марко Поло став свідком видобутку нафти, що просочується на поверхню. На берегах Каспійського моря на території сучасного Азербайджану він бачив як збирали цю нафту. Марко Поло писав у своїй «Книзі про різноманітність світу» про великі ставки, заповнені нафтою, якими, як він писав, можна було б заповнити сто суден. Він також відзначав, що нафту застосовували для освітлення будинків і лікування шкірних захворювань. Він також згадує про спорудження нафтових колодязів і черпання з них нафти (рис. 2.3).

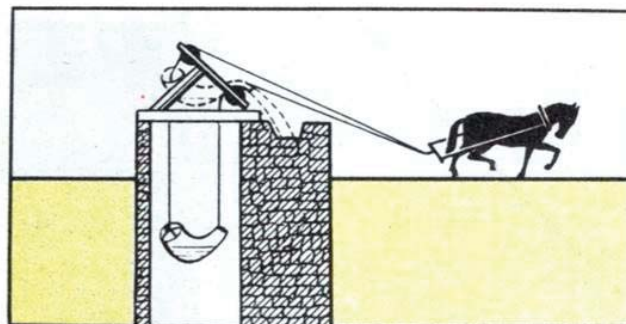


Рис. 2.3 – Добування нафти з нафтового колодязя

Зустрічаються у Марко Поло і згадки про грязьові вулкани, виходи газу і палаючі пагорби (газ, вириваючись назовні, стикається з киснем і загоряється). З цим феноменом були пов'язані релігійні

уявлення вогнепоклонників. Так, на околиці селища Сурахани (поблизу Баку) розташований індуїстський храм кінця XVIII століття Атешгях (Місце вогню), де палаючий газ виходить з давніх часів (рис. 2.4, 2.5).



Рис. 2.4 – Палаючі газові факели у храмі вогнепоклонників (стара поштівка)



Рис. 2.5 – Поклоніння вогню в храмі Атешгях поблизу Баку, малюнок Г. Гагаріна

Такі «вічні» вогні, котрі набули широкого розповсюдження в Месопотамії, Прикаспії, Персії, Індії, Китаї. Плутарх вказував на роками палаючі світочі поблизу давнього Екбатана (сучасний Хамадан в Ірані), Пліній описував полум'я, що виривається з-під землі, в багатьох місцевостях Сходу, давні китайські автори згадували вогняні колодязі в горах Південно-Західного Сичуаня. Незбагнена природа цих вогнів сприяла сакральним уявленням щодо їхнього походження. Вогнепоклонники (прихильники зороастризму) вшановували їх як божественні прояви, будували поряд з ними свої храми. Особливості цієї релігійної культури пов'язані передусім з Індією (у найдавніших гімнах Рігведи оспівувався бог вогню Агні) та Персією, де шанування вогню, поєднане з поклонінням сонцю, отримало розвиток у вченні Зороастра. Варто уваги, що на початку ХХ ст. храми вогнепоклонників Середнього Сходу слугували пошуковими орієнтирами для європейських розвідників нафти.

Найдавніші свідоцтва застосування природного газу як палива походять з Китаю й датуються початком нової ери. У трактаті «Хоу хань шу» повідомляється, що в Лінцуні (провінція Сичуань, нині повіт Цюнлай) задля пошуку газу був споруджений колодязь глибиною 23 чжана (74 м), у якому десятиріччями палав вогонь. Місцеві жителі зрозуміли природні властивості газу й видобували його поруч з вогняними колодязями (або безпосередньо з них). Учений Чжан Хуа в трактаті «Боу чжи» («Опис царства природи») і поет Цзо Си в «Шу ду фу» («Ода столиці Шу») свідчать про використання природного газу для випарювання солі (ці твори написані в III ст. н.д.). До пальників печей газ подавався від джерел бамбуковим трубопроводом. Із часом ці технології були втрачені. Сичуаньські вогняні колодязі були знов «відкриті» в XVII ст. і використовувалися на місцевих солеварнях аж до нашого часу.

Проте природний горючий газ більше ніде в світі не застосовували до початку ХІХ ст., коли ним почали освітлювати міські вулиці та майдани. Перші освітлювальні пальники з'явилися в Лондоні, але вони використовували не природний, а штучний газ, отриманий з вугілля. Щодо природного газу, то показовою ілюстрацією його використання в ХІХ ст. може слугувати вогняний колодязь у центрі Астрахані, який було обнесено огорожею й демонстровано як місцеву пам'ятку (лише сторож використовував його з утилітарною метою – готував на вогні сніданок). У Європі

природний газ було виявлено в другій половині XIX ст. під час буріння свердловин на нафту. З 1872 року він почав використовуватися в промисловості, залишаючись побічним продуктом нафтовидобутку. Тоді ж розпочалося й будівництво газопроводів.

Перше європейське газове родовище було відкрите лише 1910 р., коли в передмістях Гамбурга була пробурена глибинна свердловина в пошуках питної води. Газ, що піднявся на поверхню з глибини близько 250 м, запалав і вирвався назовні у вигляді вогненних фонтанів, на які люди, що спостерігали за бурінням, зачаровано дивилися, як на унікальне диво природи. За період 1913 – 1930 роках на цьому родовищі було видобуто 250 млн. м³ газу. Загалом з 1920-х роках природний газ приходить на великі промислові підприємства як хімічна сировина й розпочинає поступове сходження на вершину паливно-енергетичного Олімпу.

Таким чином, слід зауважити, що незважаючи на давнє знайомство людини з нафтопродуктами та природним газом, їх видобуток і розповсюдження тривалий час були суттєво обмежені відносно вузькою сферою застосування, яка ще більше скоротилася після винаходу пороху й заміни ним нафтопродуктів для військових потреб. Зосередження найбільших і легкодоступних родовищ нафти й газу на віддалених землях Південного Каспію й Середнього Сходу призвело до більш пізнього знайомства й використання цих мінеральних речовин у європейських країнах, тим більше, що для заміщення їх лікувальних чи мастильних властивостей тривалий час використовували рослинні чи тваринні складники. Проте, породжена Європою індустріальна епоха відкрила нові форми застосування цих продуктів, радикально змінивши потреби в рідких і газоподібних вуглеводнях.

РОЗДІЛ 3. ПЕРШІ ЦЕНТРИ ПРОМИСЛОВОГО ВИДОБУТКУ НАФТИ

3.1. Карпатський регіон (Україна, Румунія)

Виникнення і первинний розвиток світової нафтової промисловості значною мірою завдячують родовищам Карпат, де вперше сформувалася нафтова індустрія як сировинна база для газового освітлення помешкань і міст.

Нафтопрояви в Українських і Польських Карпатах місцеве населення спостерігало з давніх-давен, що позначилося на топонімах, які походять від автохтонної назви нафти – «ропа»: Роп'янка, Ріпне, Ропиця та ін. На землях України в Прикарпатті нафту почали видобувати принаймні з XVI ст., з цього часу зберігся привілей на освітлення вулиць Дрогобича «скельною олією». Першу письмову згадку про «чорне золото» Карпат знайдено у «Хроніці Длугоша» (XV ст.), про використання галицької нафти в медицині зазначається у «Книзі Фалінера» (1534 р.), найдавніша інформація про організований видобуток нафти на Прикарпатті датована 1617 р. і належить вона львівському медику та мандрівнику Еразму Сиксту. У XVII ст. видано офіційний урядовий документ – «Декрет Дворової палати» до Гірничого суду в Дрогобичі, що визнавав ропу (нафту) за мінерал, що пов'язувало її видобуток з регламентом гірничих статутів. На старовинному промислі Слобода Рунгурська (Коломийщина) нафту добували принаймні з 1711 р. На початку XIX ст. багаті нафтові поклади було відкрито в смузі від Добромиля через Дрогобич до Кут і далі до Румунії. Найбільший тогочасний промисел з'явився 1800 р. поблизу села Погар у Сколівщині, поблизу потоку Роп'янка. За описами австрійського геолога Еміля Тітца тут з колодязів (рис. 3.1) глибиною від 5-7 до 70 м отримували до 260 т нафти на рік. Відомі поодинокі спроби промислового використання Бориславського родовища в 1810 – 1817 рр., які не дістали сталого розвитку з причин відсутності значного попиту на нафтопродукти.

Найдавніші свідчення про розробки нафтових родовищ у Молдовському князівстві з'являються 1440 р. (зокрема, опис родовища Лукечешті). 1517 р. датовані згадки про видобуток асфальту та мазуту в долині Прахови (Волощина). Господар Молдови Дмитро Кантемир у географічному описі Молдови «*Descriptio Moldaviae*» (1716 р.) зазначав, що поблизу Мойнешті є джерело «мінеральної смоли», змішаної з водою. Сталий розвиток нафто-

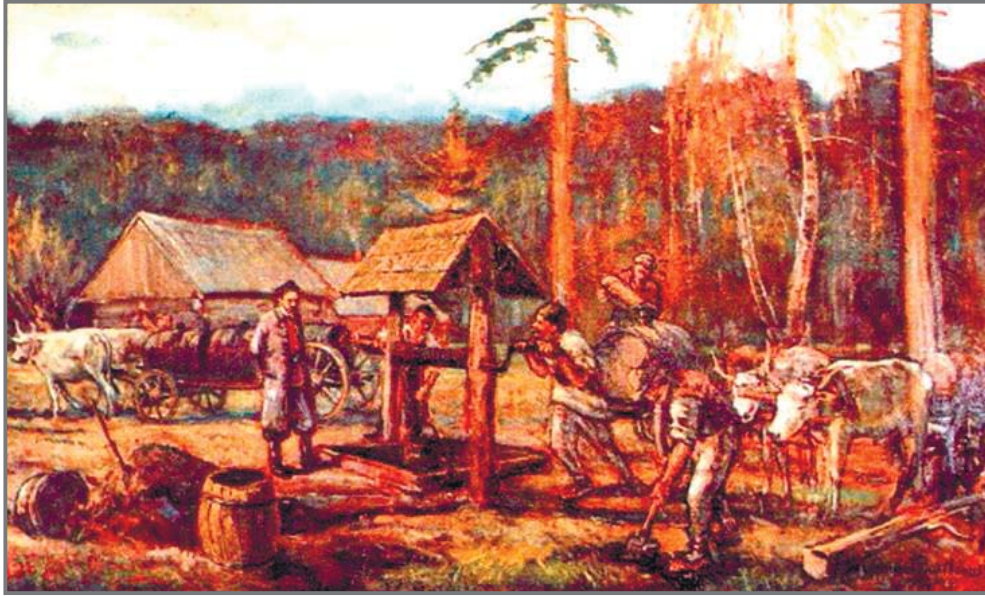


Рис. 3.1. – Колодязний видобуток нафти в Карпатах

видобутку спостерігався в Румунії вже на початку ХІХ ст. 1821 р. у Мосоарелі (поблизу Тиргу-Окна) була пробурена перша нафтова свердловина (проте, місце її розташування не було вдалим і не виправдало витрат). Основний район первинного румунського нафтовидобутку зосередився в Пекуреці, де в 1830-х роках щорічно видобували до 225 т мазуту (кожен колодязь давав щодоби від 15 до 80 кг сировини).

Нафтові скарби довго чекали свого часу, оскільки попит на нафтопродукти обмежувався виготовленням лише мастил чи ліків, доба нафти як палива ще не настала. Першим революційним кроком, який сформував масштабні суспільні потреби в нафті був винахід гасу й гасової світильної лампи, яка «витіснила» свічки й олійні лампи для освітлення помешкань і навіть газові світильники з вулиць міст. Це помітно змінило на краще загальний побут, здоров'я, продуктивність праці й комфорт мільйонів людей. *«Гас, у деякому розумінні, збільшив тривалість життя сільського населення, тих, хто з причин дорожнечі або неефективності китового жиру був змушений після заходу сонця лягати в постіль і проводити там майже половину свого життя. Тепер вони могли присвятити частину ночі читанню та іншим розвагам, що особливо актуально, якщо говорити про зимову пору»* (з книги Д. Єрґіна «Приз»).

Уперше технологія дистиляції та хімічного очищення сирової нафти була розроблена в 1853 р. у Львові хіміком-фармацевтом Йоганном Зегом (рис. 3.2).

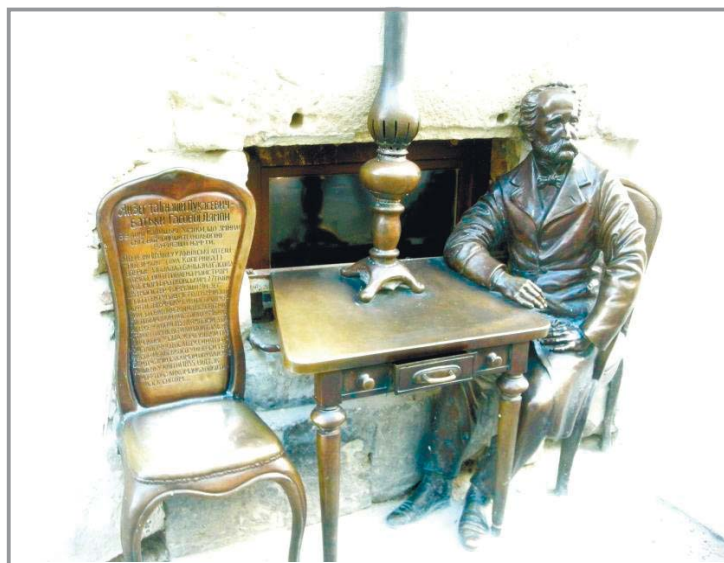


Рис. 3.2. – Винахідник гасу львівський фармацевт Йоган Зег (світлина 1867 р. і сучасний пам'ятник у Львові)

Слід зазначити, що недосконала перегонка нафти була відома з давніх часів, її використовували ще античні лікарі (зокрема Кассій Фелікс) й середньовічні арабські алхіміки. Серед промисловців, що відзначились упровадженням первинних технологій нафтопереробки, слід назвати архангельського рудознавця Федора Прядунова, який 1746 р. спорудив промисловий нафтоперегінний пристрій на Ухтинських розробках; братів Дубиніних, що винайшли нафтоперегінний куб і використали його 1823 р. на промислах у Моздоці; гірничого інженера Миколу Воскобойникова, під керівництвом якого було збудовано перший нафтоперегінний завод на Апшероні (1837 р.). Аптекарьську переробку нафти до рівня «скельної олії» успішно здійснювали в Італії. Промислова переробка й очищення нафти розпочалися 1851 р. в Англії. Але всі ці технології не забезпечували чистого дистилляту. Отримані речовини під час спалювання у світильниках (так само, як рослинні олії й тваринні жири) давали тьмяне світло, сморід і багато кіптяви, яка швидко забруднювала лампу, зменшуючи прозорість слюди чи скла.

Майбутній винахідник гасу Й. Зег працював у львівській аптеці «Під зіркою» (рис. 3.3), назва якої виявилася пророчою. Її власник Петро Міколяш у 1852 р. створив при аптеці хіміко-фармацевтичну лабораторію (дистилярню), закупив у дрогобицького підприємця А. Шрайнера центнер бориславського недосконалого дистилляту гірської нафти і доручив Й. Зегу здійснити дистиляцію

(ректифікацію) цього продукту до ступеня так званого «Oleum petrae album» («скельна олія»), що доставлялася в аптеку з Італії. Після довгих тижнів численних лабораторних експериментів, у яких також брав участь фармацевт І. Лукасевич, була вперше здійснена повна дистиляція та поділ нафти на окремі фракції. Для очищення нафти Й. Зег використав концентровану сірчану кислоту та содовий розчин. У травні 1853 р. Зег подав матеріали заявки на винахід («привілей») на очищення нафти хімічним шляхом і отримав його в грудні того ж року у Відні. 1854 р. на Всесвітній господарській виставці в Мюнхені Й. Зег одержав «похвальне визнання за повну дистиляцію скельної олії».

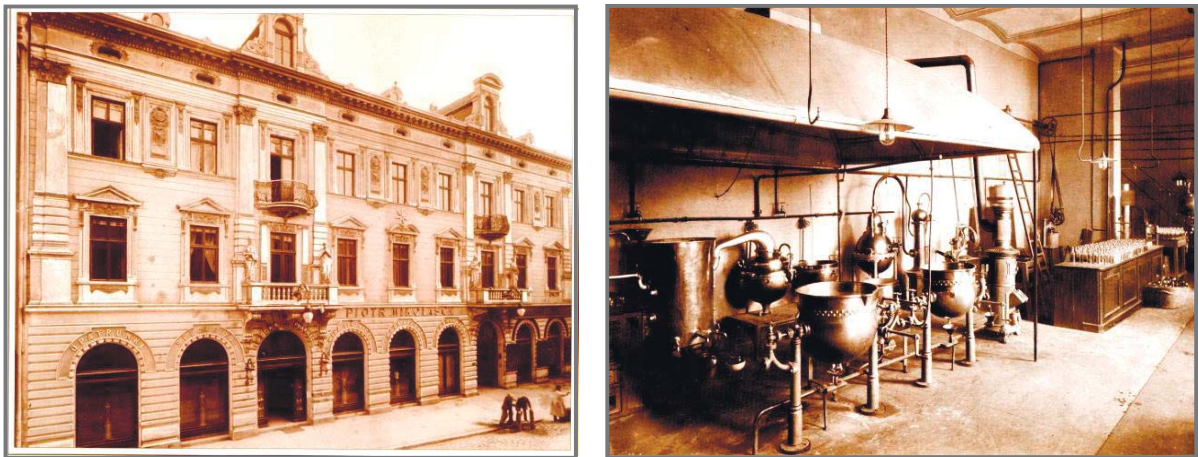


Рис. 3.3 – Аптека Петра Міколяша у Львові на вул. Коперника і дистилярня-лабораторія де Й. Зег та І. Лукасевич уперше в світі отримали чистий нафтовий дистилят - гас (світлини ХІХ ст.)

Величезною заслугою Й. Зега та І. Лукасевича було розуміння перспектив нового використання отриманого дистиляту – вже не як традиційної фармацевтичної сировини, а як універсального засобу для масового освітлення помешкань і міських вулиць, що заклало підвалини для створення потужної нафтової промисловості й закріпило за ними звання піонерів світової нафтової індустрії. Цьому сприяла добра обізнаність винахідників з існуючим нафтовидобутком у Карпатах і використання сприятливих обставин для швидкого практичного втілення своїх ідей.

Виготовлена за конструктивними вимогами Й. Зега та І. Лукасевича бляхарем А. Братковським перша гасова лампа (рис. 3.4) публічно «засвітилася» 30 березня 1853 р. у львівській аптеці «Під зіркою» (в хімічній лабораторії якої й був отриманий новий



Рис. 3.4. – Перша газова лампа Адама Братковського (зліва) та її подальші різновиди, що відкрили потребу розвитку нафтової промисловості світу

нафтопродукт – газ). Наприкінці липня цього ж року за допомогою цих ламп уже освітлювали приміщення (зокрема операційну) в головній львівській лікарні. У 1854 р. на газові лампи перейшла Північна австрійська залізниця. Так розпочалась тріумфальна хода газу Львовом, Галичиною, усім світом. Спочатку лампа з'явилася в оселях, потім нею почали освітлювати й вулиці міст. Перша в світі вулична газова лампа була змонтована в одному з центрів нафтовидобутку Галичини – місті Горлиці (Лемківщина, сучасна Південна Польща), де певний час працював І. Лукасевич. Галичина й Румунія (зокрема місто Бухарест) були піонерами газового освітлення міських вулиць.

Усе це дало поштовх для започаткування масштабних нафтових розробок і спричинило справжній бум нафтовидобутку на родовищах Карпат (рис. 3.5), а в подальшому – і в інших багатих на нафту регіонах світу. Важливу роль у лавиноподібному поширенні розробок нафти в Галичині відіграв Гірничий статут, виданий 23 травня 1854 р. австрійським урядом, згідно з яким видобуток нафти дозволяли вести приватним особам.

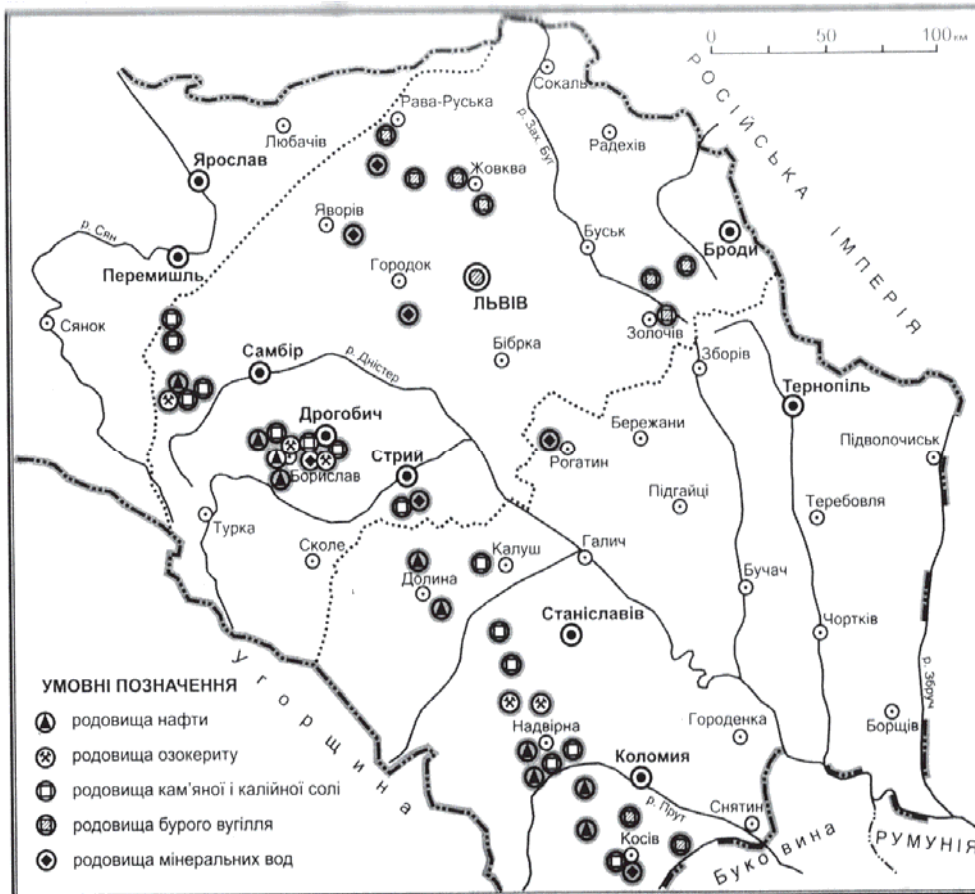


Рис. 3.5 – Найбільші родовища корисних копалин Східної Галичини другої половини XIX – початку XX ст. (за Є. Івановим)

Ігнасій Лукасевич (рис. 3.6), якого справедливо вважають фундатором нафтової справи Карпат, був засновником першого в світі нафтового товариства і до кінця життя не припиняв дослідів з нафтою та технологіями її видобутку.

У 1854 р. І. Лукасевич власним коштом пробурих першу в Галичині нафтову свердловину в селі Полянка біля Коросно (зараз Підкарпатське воєводство Польщі). Того ж року поблизу Коросно ним була закладена нафтова копальня (нині Музей нафтогазової промисловості). Свердловина Лукасевича поклала початок упровадженню прогресивного свердловинного способу видобутку нафти в Галичині, який поступово (здебільшого у 1880-х рр.) почав витісняти колодязну технологію.

1853 р. починають розробляти потужне Бориславське нафтогазове родовище (Дрогобицький район Львівщини). Його відкриття пов'язують із діяльністю львівського підприємця Роберта Домса. Ось як згадує про це Іван Франко в повісті «Воа constrictor»:



Рис. 3.6 – Піонер нафтопромислу Карпат І. Лукасевич і фото триноти для ударного буріння свердловин, яку він використовував з 1854 р.

«Домс, знаменитий прусський капіталіст, котрому наша Галичина майже в кожній галузі промислу винна перший товчок, проїжджаючи раз через Дрогобич, звернув увагу на дивну мазь, котру жиди в коновках розносили на продаж селянам по ринку. Переконавшись, що се нафта, занечисчена земляними і другими мінеральними примішками, він забажав побачити те місце, де добувають ту мазь. Йому сейчас вказали бориславські мочари. Селяни розповіли йому, як вона підходить наверх води, як випалює траву і всяку рости́нність, – а деякі заговорили навіть про підземних заклятих бойовників, котрих перегнила кров впливає наверх. Домс, практичний чоловік, розуміється, небагато там зважав на такі казки, але швидко покмітив, що нафтові жили мусять бути неглибоко, коли нафта сама підходить догори, і що мусять вони бути неабиякі багаті. Він поїхав до Борислава, звидів місцевість і рішив сейчас зачати першу пробу. У кількох бідніших він позакупляв за безцінок частки поля і, нанявши бориславських-таки парубків, почав копати вузьенькі «дучки». По трьох-чотирьох сажнях показалася нафта. Домс тріумфував. Він швидко кинувся будувати дестиллярні, почав радитися з ученими, інженерами та гутниками».

1853 р. Домс відкрив у Бориславі перше нафтоперегінне підприємство, де використовувався патент Й. Зега. Спершу виходи нафти на поверхню озер чи джерел збирали (либали) квачами з кінського волосся, або трав'яними віниками (рис. 3.7).

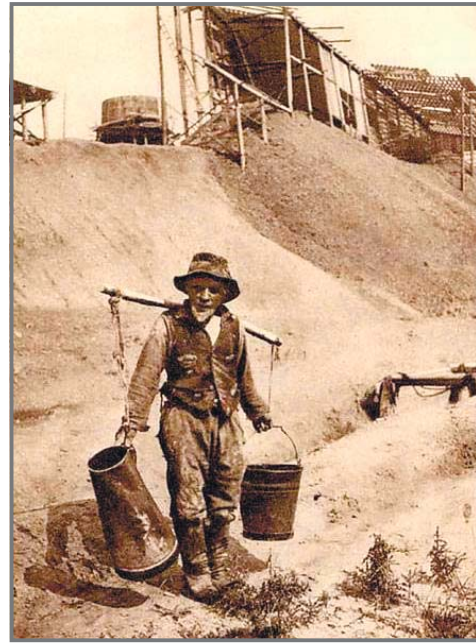


Рис. 3.7 – Галицькі либаки й колодязники

Основною технологією видобутку на довгий час став колодязний спосіб. Нафтові ями розміщували переважно вздовж ріки Тисмениці. 1865 р. тут функціонувало близько 5 тис. колодязів глибиною до 35–40 м. Додова продуктивність однієї копанки доходила до 130–140 кг. Підприємець Р. Домс одним із перших у Галичині впровадив для видобутку нафти славнозвісні бурові вежі (рис. 3.8), що стали характерною ознакою нафтових промислів. Перша бурова вежа Домса («шиба») для ударного буріння нафтових свердловин була споруджена в Бориславі 1861 р. Крім свердловин, видобуток нафти вели колодязним способом на численних копальнях. 1855–1865 рр. вартість щорічного видобутку нафтопродуктів у Галичині оцінювалася 15 мільйонами золотих. 1870 р. видобуток нафти у Бориславі досяг 10,6 тис. т, тут діяло близько 800 дрібних підприємств, на яких працювало більше 10 тис. робітників.

Значний технологічний прорив і різке збільшення обсягів видобутку були пов'язані з упровадженням канатного буріння свердловин у 1890-ті роки (рис. 3.9), коли їх глибина перевищила 800 м, причому деякі нафтові фонтани давали до 3 тис. т на добу, але іноді загорялися чи вибухали (рис. 3.10).

У Надвірній на пам'ятнику вказана дата першого буріння – 1860 р. Спочатку бурили ручним способом, за допомогою триног ударного буріння, а далі з'явилися і перші механічні машини. Цікаво, що свердловинам давали жіночі імена. Уславились «Ванда» та «Марія» на Битківському родовищі, «Бабетта» у Бориславі та багато ін.

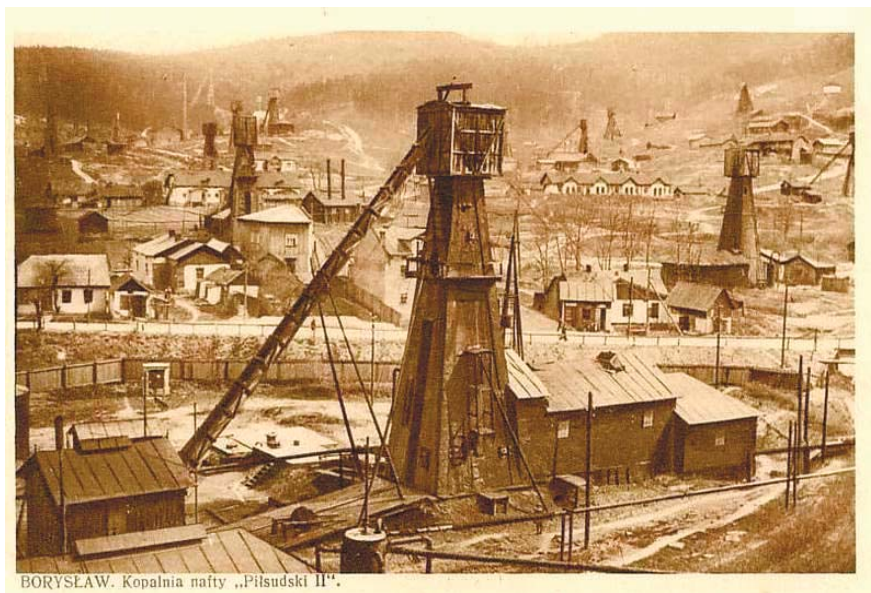


Рис. 3.8 – Нафтові вежі Борислава (світлини другої половини ХІХ ст.)

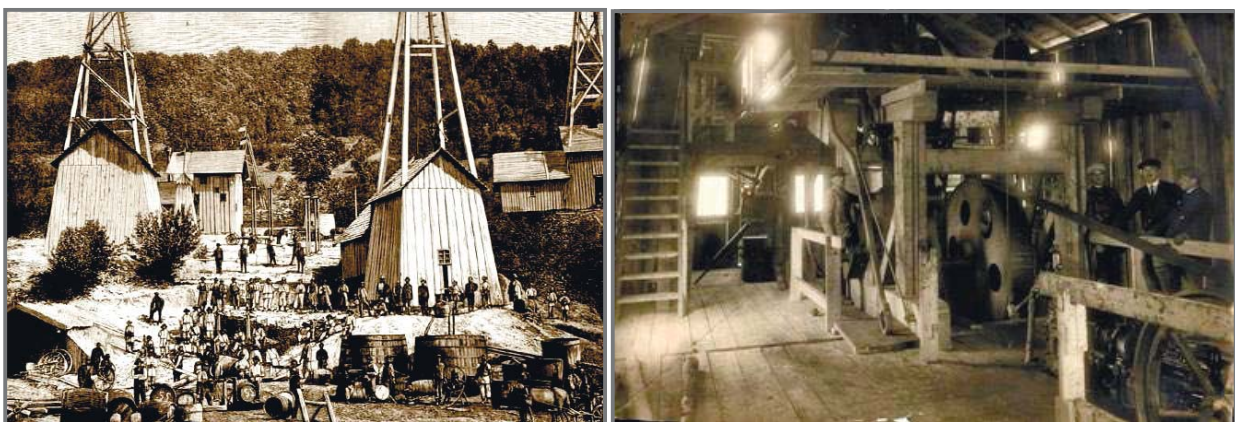


Рис. 3.9 – Будівництво нафтових веж у Галичині та «шиба» в середині (світлини кінця ХІХ ст.)

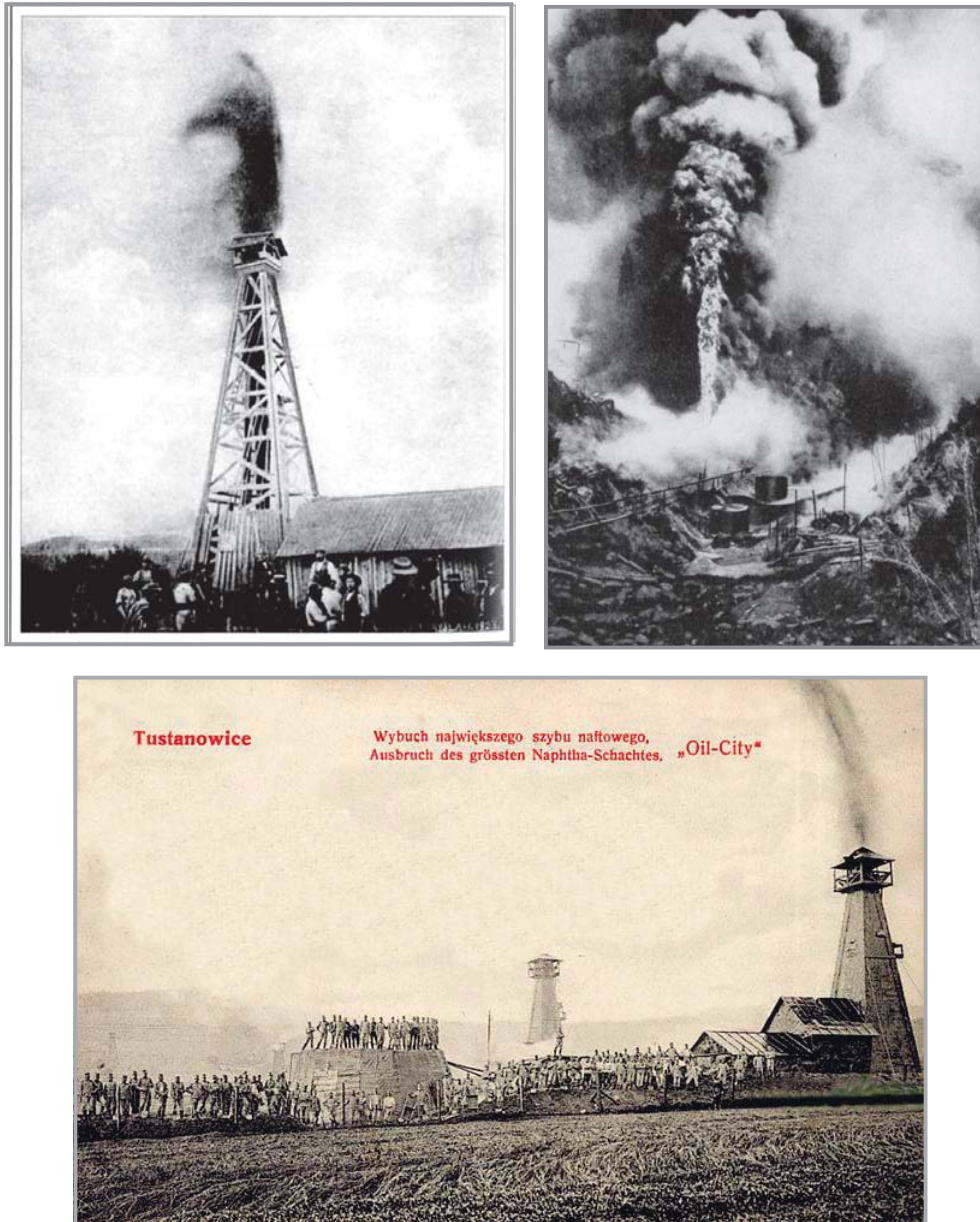


Рис. 3.10 – Фонтануючі свердловини й пожежа на потужній «Ойл-Сіті» у Тустановичах Дрогобицького повіту

1858 р. було відкрито нафтове родовище в Східниці (10 км південно-західніше Борислава) й розпочато видобуток нафти й озокериту. Можливість швидкого збагачення привела сюди капітали й численних спеціалістів із Західної Європи та США. Наприкінці ХІХ ст. тут діяло близько 400 свердловин, і Східниця посіла перше місце за обсягами видобутку нафти в Галичині (лише в першій чверті ХХ ст. вона поступилася Бориславу й Биткову).

Промислові нафтові розвідки поблизу давніх нафтових розробок у Слободі Рунгурській (Коломийський район) почалися 1862 р., а перша свердловина («шиба») з'явилася тут 1872 р. (рис. 3.11). Хоча

спорудження свердловин здійснювалось швидкими темпами, проте збирання ропи вручну (в колодязях або шахтах) не припинялося. Праця була нелегкою і небезпечною. Унаслідок вибухів газу та обривання канатів траплялися смертельні випадки, особливо багато робітників загинуло під час вибуху 1874 р. Виявлення додаткових великих запасів нафти пов'язано тут з розвідками С. Щепановського (проведені 1879 р.), який вважається піонером промислового нафтовидобутку на Коломийщині. У 1880-ті роки. Слобода Рунгурська, Печеніжин і Коломия стали центрами потужного промислу й торгівлі нафтою, притягуючи до себе відомих гірничих спеціалістів із Англії, США, Канади (у широко знаному вислові «англієць із Коломій» спочатку справді йшлося саме про прибулих іноземних спеціалістів).

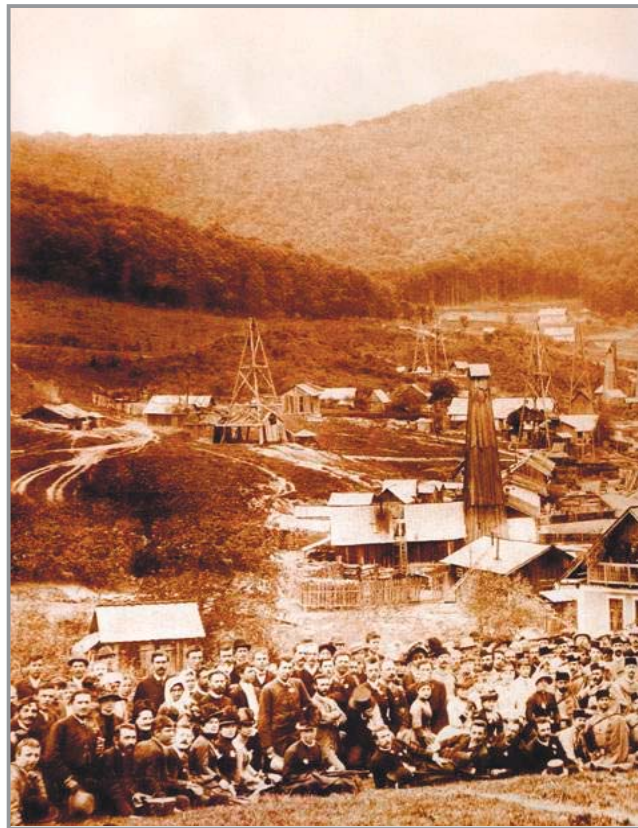


Рис. 3.11 – Слобода Рунгурська, її нафтовики та їх родини (1880-ті роки)

Священик Ян Бадені у своїй книзі «Поміж слов'янами» так описував Слободу Рунгурську: *«...трохи звертаємо і, прихована досі, постає в цілій своїй красі галицька Пенсільванія, галицьке Баку, говорячи без перебільшення, славна Слобода Рунгурська. Оригінальне поселення... Мимоволі вже на перший погляд на думку спадає*

Америка, її міста, що виростають з блискавичною швидкістю серед недоторканих лісів і складаються більшою мірою з фабричних труб, ніж з житлових будинків. Долиною біжить потік, що перетинається кількома кладками, бо думати про мости немає часу, немає вигоди. До потоку з обох боків ледь схиляються численні безіменні, неначе вирізьблені, пагорби, що займають величезний простір. На них – ліс сочень бурильних веж. Пробиваючись між ними, ще не рушений людсьми бір, що простягається далеко-далеко, поки сягає око, ніби пробує змагатися з шумом машин та зі скреготом пилок».

У 1872 р. у Слободі Рунгурській видобували близько 20 т нафти. У 1885 р. тут діяло 300 свердловин, які давали понад 75 тис. т нафти. *«Нафта була фонтаном, лилася потоками, здавалося (не всім, але багатьом), що так литися буде без перерви та кінця. Отже, навіщо збирати, навіщо економити, навіщо рахуватися з вимогами будь-якого раціонального господарювання: пливе золото, нехай відпливає»,* – так описував ситуацію тих років Я. Бадені. На жаль цей «галицький Клондайк» був майже повністю вичерпаний до 1911 р.

Оцінюючи обсяги й технології видобутку, слід пам'ятати про тих, хто забезпечував ці нафтові багатства. Іван Франко у передньому слові до свого славнозвісного «Борислава» відзначав: *«Борислав звісний на цілу Галичину, ба й на цілу Європу, яко копальня нафти і земного воску, – та звісний, певно, лиш з імені. Не знаю, чи приходило й на думку тисячам а тисячам образованих людей, що там рік-річно з'їздять задля інтересів, хоть поглянути на життя тої незлічимої сили «ріпників», що для них видобувають скарби земні... Довгі літа мав я спосібність придивлятися тій страшенній експлуатації, що, мов зараза, шириться щораз дальше, росте ураз із зростом нужди і недостатку в народі, і мав я спосібність оглядати й немало сумних-сумних наслідків її...».*

Поступ нафтової промисловості в Румунії був схожим на розвиток у Галичині. 1857 р. у центрі нафтовидобутку Румунії м. Плоєшті (повіт Прахова, 60 км північніше Бухареста) був збудований нафтопереробний завод братів Мехединцяну, а офіційно зареєстрований видобуток нафти в цьому році склав 275 т. Авторитетний журнал «The Science of Petroleum» («Наука про нафту») відзначив, що Румунія була першою країною в світі, яка започаткувала офіційну реєстрацію щорічного нафтовидобутку (з 1857 р.). Тривалий час для видобування нафти крім колодязного способу використовували оригінальний спосіб «лекерит»: у

передгір'ях Карпат, нижче тих місць, де нафта виходила на поверхню, викопували неглибокі рови, за якими нафта стікала в спеціальні накопичувальні ями. Із ям її діставали за допомогою особливих черпаків циліндричної форми.

У 1861 р. у районі Плоєшті розпочала роботу перша бурова установка, буріння свердловин почало поступово витіснити колодязний видобуток (рис. 3.12). Цікаво, що перша в Середній Європі наукова монографія про нафту та її видобуток «Петролеул» була написана румуном Куку Старостеску й видана 1881 р.

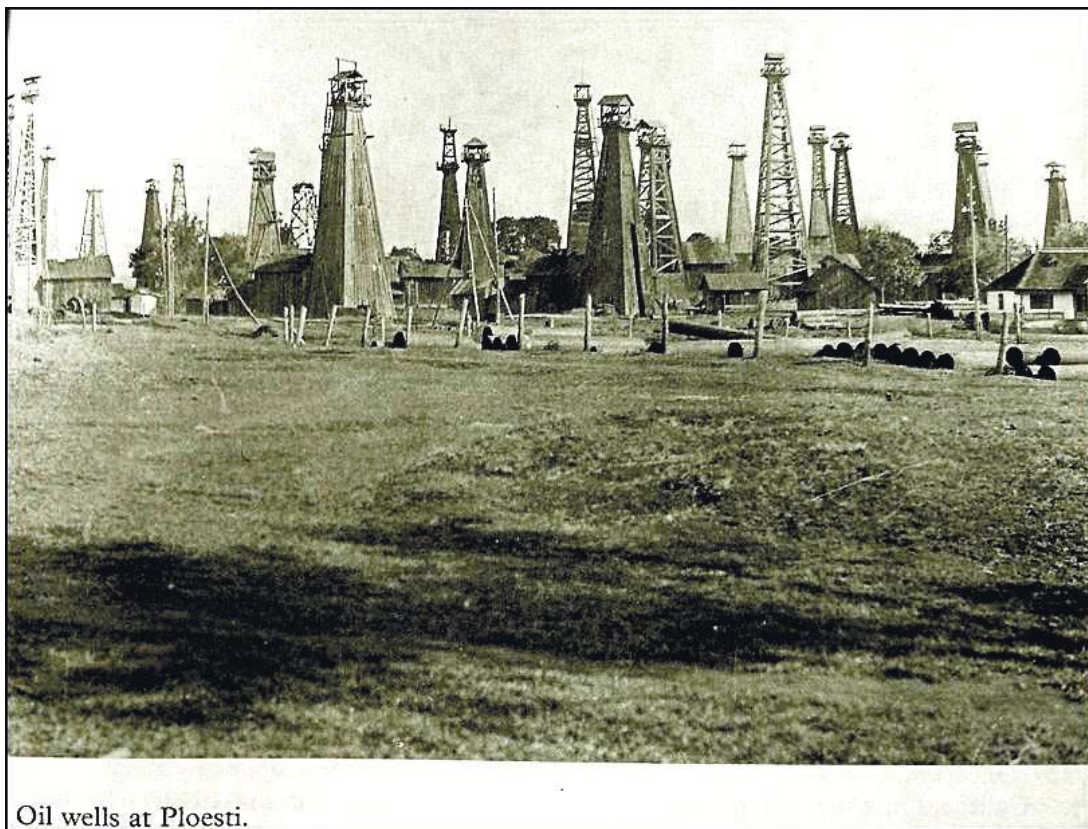


Рис. 3.12 – Бурові вежі в Плоєшті (Румунія), кінець XIX ст.

Не применшуючи значення інших нафтодобувних регіонів світу, про які мова попереду, зазначимо, що родовища Галичини та Румунії, які розташовувались у географічному центрі Європи, мали найкоротший шлях до європейських споживачів, формували новітні потреби застосування нафтопродуктів й були полігоном для впровадження нових технічних ідей і наукових розробок.

Проте, народжена в карпатському регіоні й орієнтована на продукування гасу світова нафтова промисловість вже в 1890-х рр. могла почати своє згортання. Ще 1879 р. Томас Едісон запатентував лампу накаливання з вугільною ниткою та запропонував різьбову

систему патрон-цоколь, яка майже без змін дійшла до наших днів. У 1890 р. Олександр Лодигін замінив вугільну нитку розжарення на металеву й запропонував виготовляти її з тугоплавкого вольфраму, чим наблизив лампу розжарення до сучасного рівня. Гасовий світильник не міг конкурувати з електричною лампою. Здавалося, час існування молоді нафтової промисловості залежить лише від швидкості електрифікації міст і селищ. Але інший винахід заперечив ці невтішні для нафти прогнози. У 1885 р. німецький інженер Карл Бенц створив свій перший (ще дуже недосконалий) автомобіль, який мав бензиновий двигун (рис. 3.13).



Рис. 3.13 – Перший бензиновий автомобіль К. Бенца (1886 р.), що відкрив «вік моторів» і дав нове призначення нафтової промисловості

Спершу здавалося, що це черговий технічний курйоз на кшталт безрейкового парового транспорту. Проте вже на початку ХХ ст. автомобілі починають свою вікопомну безупинну ходу дорогами світу, відкриваючи бензиновий «вік моторів» і небачені масштаби розвитку нафтової промисловості.

Колись у львівській крамниці Йогана Зега поруч із гасом й іншими побічними продуктами переробки нафти продавалася (як «рідина для виведення плям з одягу») її легка фракція – бензин. За кілька десятиріч ця «рідина» радикально змінила світ техніки й навіть хід історії.

3.2. Пенсильванія та Огайо (США)

Індіанці Північної Америки, зокрема плем'я сенека, здавна знали про таємничі місця виходу нафти на земну поверхню та визнавали ці місця сакральними. Вони облаштовували їх спеціальними колодязями (рис. 3.14) і збирали з поверхні води нафту ковдрами, відтискаючи її в посудини.

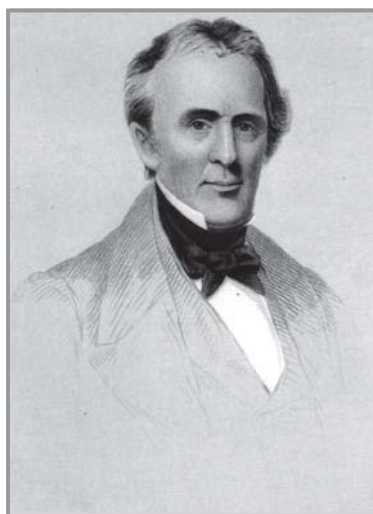


Рис. 3.14 – Давні нафтові колодязі індіанців племені Сенека на південному заході штату Нью-Йорк

У 1627 р. індіанці племені Сенека показали французькому католицькому місіонеру Джозефу де Ла Рош д'Айлону свої священні колодязі й розповіли про властивості цієї таємничої рідини, зокрема про її силу підтримувати горіння факелів. Священик благословив ці дивні місця й написав про них і про «олію Сенека» церковній владі у Франції. Виходи нафти на поверхню були знайдені індіанцями на землях сучасних округів Каттарогус і Аллегені на південному заході штату Нью-Йорк (до XVIII ст. входили до Колонії Пенсильванія). Ця подія була першим зареєстрованим відкриттям нафти на всьому північноамериканському континенті. Проте до початку промислової розробки родовищ залишалося близько двох з половиною сторіч.

У 1854 р. канадський лікар і геолог А. Геснер запатентував у США спосіб отримання освітлювальної олії з кам'яного вугілля, яку він назвав «керосин» (у перекладі з грецької – «воскова олія», українською – «гас»). Якість цього продукту була невисокою, але дорожняча китового жиру для світильних ламп сприяла поширенню нового палива на ринку. У тому ж 1854 р. нью-йоркський юрист

Дж. Біссел і банкір Дж. Таунсенд розробили амбітний проект створення нафтової промисловості в США з метою заміни вугільного гасу та органічних світильних олій на продукти нафтопереробки. Вони ж утворили і першу американську компанію з видобутку нафти «Пенсильванія рок ойл компані» (Pennsylvania Rock Oil Company), яка з часом змінила назву на «Сенека ойл» (Seneca Oil). Засновники та перші інвестори знали про численні виходи «гірської олії» (нафти) вздовж ріки Ойл-Крік на північному заході Пенсильванії, де нафту збирали в невеликій кількості з поверхні струмків і використовували як лікарську сировину. Природно було очікувати знайти тут нафту у великих кількостях. Але чи можливо отримати з нафти якісну світильну олію? Підприємці звернулись до викладача хімії Єльського університету Б. Сіллімана (молодшого) із замовленням дослідити нафту та продукти її переробки як світильного та мастильного матеріалів (історія зберегла навіть суму гонорару – 526 доларів). Звіт ученого, датований 16 квітня 1855 р. був наданий компанії-замовнику з констатацією можливості отримання високоякісної світильної олії. Це було першим кроком розвитку нафтового бізнесу в США, який завдяки небаченій динаміці свого розвитку вплинув на хід світової історії.



**Рис. 3.15 – Ідеолог створення нафтової промисловості США
Дж. Біссел і хімік Б. Сілліман, який отримав у 1855 р. чистий нафтовий
дистилят (гас)**

Немає жодних достеменних свідоцтв про те, чи знали зачинателі нафтової справи в Америці про винахід Й. Зега та використання гасу в Австрійській імперії. На думку авторів – могли знати, оскільки після кількох невдалих спроб виготовити власну гасову лампу,

світильники почали імпортувати з Відня (ті самі – Лукасевича-Братковського, див. рис. 3.4), а після внесення незначних, здебільшого дизайнерських змін – ці лампи розпочали масово виготовляти в США й експортувати по всьому світу. Незважаючи на європейський (львівський) пріоритет газу та газової лампи, вже з другої половини 1860-х років не Австрія, а США домінували на світовому ринку газу, пропонуючи його в усі країни (це навіть ставилось в обов'язки державних послів), що сформувало суспільну думку про Америку як країну-винахідника газу й одноосібного творця нафтової індустрії (ця, значною мірою упереджена теза, використовується деякими авторами і зараз).

Перші кроки американського нафтовидобування сповнені драматичного протистояння піонерів нової справи та «великого невідомого» у надрах землі, а також традиційного скепсису суспільної думки до справи початківців. Влітку 1856 р. Дж. Біссел прийняв рішення застосувати свердловинні способи видобутку розсолів для пошуку й видобутку нафти. Спроб свердловинного нафтовидобування в Америці й Канаді на той час було обмаль, успіхів вони не мали, існували великі сумніви, чи свердловинна технологія взагалі є придатною в цій справі. Помпувати нафту з під землі як воду, інвестори вважали безумством і відмовлялися фінансувати такі проекти (нафта тоді вважалася особливими в'язкими виділеннями вугільних пластів).

У 1857 р. «Пенсильванія рок ойл компані» найняла одного зі своїх дрібних акціонерів залізничника Едвіна Дрейка для пошуків перспективних ділянок нафтовидобутку (рис. 3.16). Для збільшення авторитету компанії й сприяння місцевої влади у супровідних документах він був названий полковником Дрейком (з цим «міфічним» званням він увійшов у світову історію нафтовидобутку). У грудні він прибув у невеличке селище лісорубів Тайтусвіль, що на північному заході Пенсильванії, дослідив місцеві околиці й зареєстрував на ім'я компанії ділянку в двох милях від селища вниз за течією Ойл-Крік.

Навесні 1858 р. Дрейк як генеральний представник вже «Сенека ойл» (перезаснована «Пенсильванія рок ойл компані») прибув у Тайтусвіль і розпочав пошукові роботи. Спершу копали розвідувальні шурфи (колодязі), які не дали бажаних результатів. На отримані від інвесторів гроші за досвідом соляних промислів було змонтовано паровий двигун і бурове обладнання. Буріння розпочали лише



Рис. 3.16 – Піонер американського нафтовидобутку Едвін Дрейк і художнє втілення першої нафти на його свердловині 27 серпня 1859 р.

наступної весни. Досвіду не було, довго шукали спеціаліста-бурильника (найняли слюсаря А. Сміта), довіра до справи була мінімальна, впертого Дрейка робітники вважали божевільним. Буріння йшло важко, на глибині близько 5 м стінки свердловини почали змикатися і для їх утримання Дрейк вирішив забивати труби (чим винайшов і вперше успішно застосував спосіб буріння з обсадними трубами). Наприкінці серпня 1859 р. керівництво компанії втратило останню надію й відправило листа й грошовий чек для закриття робіт. Цей лист надійшов на другий день після того, як велика нафта Америки була відкрита! 27 серпня бур провалився в пустий простір на глибині близько 21 м, а наступного ранку на поверхню почала прибувати нафта. Прилаштувавши до свердловини ручну помпу робітники почали викачувати нафту, наповнюючи різноманітні бочки, бутилі та інші ємності. Те, що багатьом здавалося фантастикою, виявилось можливим. Новина майже миттєво розійшлася округою й спричинила початок нафтової лихоманки, багато в чому схожої на золоту лихоманку в Каліфорнії. Маленький Тайтусвіль почав швидко зростання, утворюючи перший американський центр нафтовидобутку (рис. 3.17).

Едвін Дрейк став визнаним авторитетом у нафтовидобувній галузі, пізніше – першим маклером на Нью-Йоркській фондовій біржі, що спеціалізувалася на акціях нафтовидобувних компаній, проте збанкрутував і закінчив життя майже жебраком.

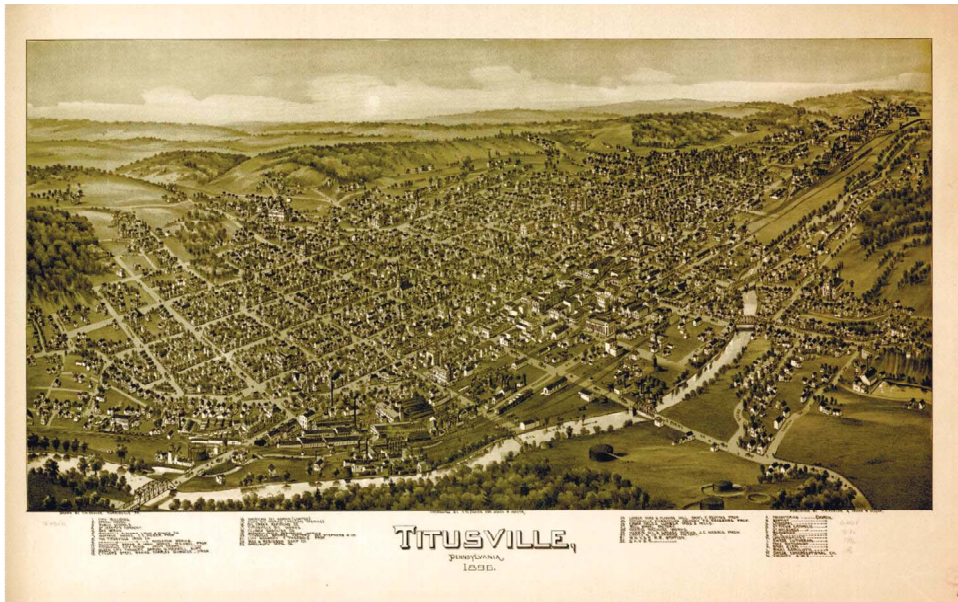


Рис. 3.17 – Місто Тайтусвіль – центр нафтової промисловості в Західній Пенсильванії (1896 р.)

Організатор і «двигун» справи Дж. Біссел, взявши великі позики, зміг скупити найбільші ділянки навколо Тайтусвіля і виграв, став одним з найбагатших людей Америки. Банкір Дж. Таунсенд, який ризиковано фінансував проект у найбільш важкі часи, не отримав такої щасливої вдачі й вважав себе несправедливо обділеним.

Вже 1860 р. вздовж Ойл-Крік утворився Нафтовий район де діяло 75 свердловин і 15 установок для переробки сирової нафти на гас, загальний видобуток у цьому році склав 450 тис. барелів. У 1861 р. бурильники вперше натрапили на геологічні умови нафтових «фонтанів» (фонтануючих свердловин), що різко збільшило масштаби видобутку. У 1862 р. він досяг 3 млн. барелів (рис. 3.18, 3.19, 3.20).

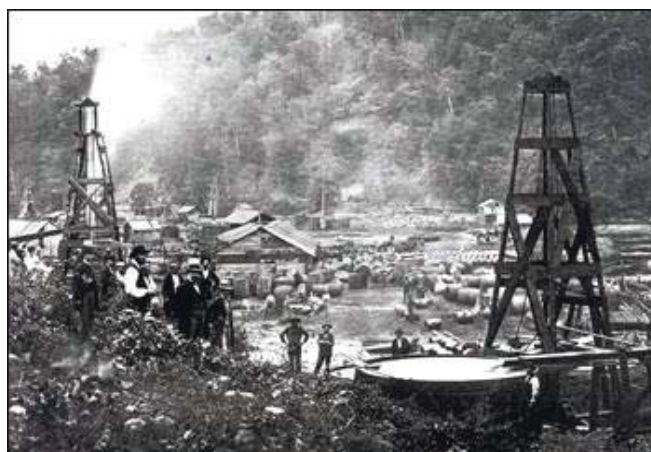


Рис. 3.18 – Видобуток нафти в Нафтовому районі на березі Ойл-Крік



Рис. 3.19 – Бурові вежі в Західній Пенсильванії (1865 р.)

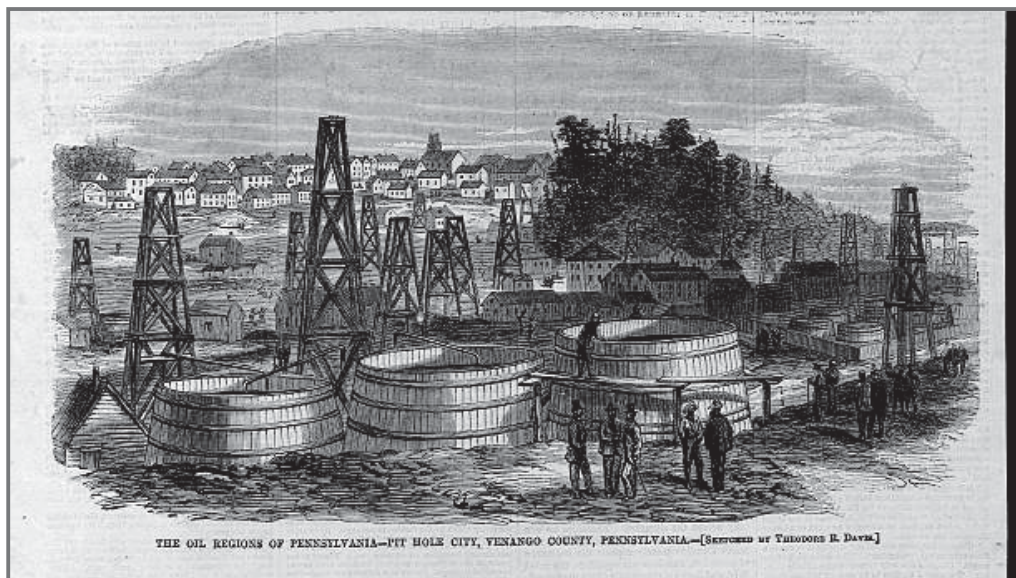


Рис. 3.20 – Типовий вигляд містечок у нафтовому районі Пенсильванії

Зростання видобутку у вісім разів за два роки призвело до різкого падіння ціни на нафту і поставило гас поза конкуренцією в порівнянні з іншими світільними оліями, які швидко зникли з ринку. Гас забезпечив «світло нової ери», а його розповсюджувачі (рис. 3.21) стали звичним атрибутом американських міст.

Під час громадянської війни у США (1861 – 1865 рр.) північні штати були позбавлені валютних надходжень з продажу бавовни (традиційний експорт південних штатів) і швидко розвинули експорт гасу в різні країни світу, навіть у Європу, де на базі карпатської нафти вироблявся свій гас.



Рис. 3.21 – Перші цистерни для міської доставки гасу

Дика жага видобувати якомога більше, призводила до нерационального користування надрами, масових спекуляцій нафтоносними земельними ділянками, численних фінансових злетів і банкрутств, частих міграцій населення, транспортних проблем, що закінчилось депресією галузі в 1866-1867 рр. Далі слідували підйоми і спади, черговий – на початку 1870-х років.

Основний центр промислової переробки нафти сформувався у місті Клівленді (рис. 3.22) штат Огайо (близько 120 км на захід від кордону з Пенсильванією). У лютому 1865 р. найбільша нафтопереробна компанія Клівленда перейшла в одноосібну власність Джона Рокфеллера (він відкупив частину фірми у свого партнера М. Кларка). Цим був покладений початок монополізації американського нафтовидобутку і створення світових корпорацій сучасного типу. У 1866 р. Дж. Рокфеллер організував у Нью-Йорку ще одну компанію для експорту гасу та торгівлі ним на атлантичному узбережжі.

У 1870 р. на базі фірми «Рокфеллер, Андрюс і Флаглер» була створена славнозвісна акціонерна компанія «Стандарт ойл» (Standard Oil) з початковим капіталом в 1 млн. доларів (рис. 3.23), яка зосереджувалась на переробці, транспортуванні та торгівлі нафтою та продуктами її переробки (видобуток спершу не входив у її пріоритети). Назва компанії означала стандартну якість продукту. Рокфеллер і Флаглер розробили концепцію перемоги над конкурентами шляхом контролю над залізничним постачанням нафти. Вони зацікавили залізниці картельною угодою, за якою лише члени картелю (здебільшого – підприємства «Стандарт ойл») отримували знижки на транспортування, більш того, в разі перевезення нафти інших компаній, залізниці сплачували Рокфеллеру

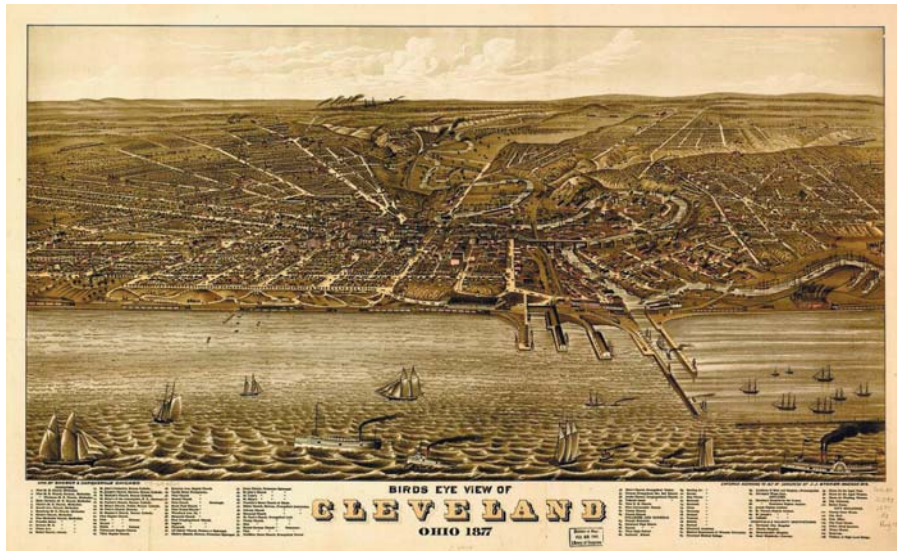


Рис. 3.22 – Місто Клівленд – перший Центр нафтопереробки у США



Рис. 3.23 – Засновник компанії «Стандарт ойл» Джон Рокфеллер (фото 1885 р.) і вигляд акційного купону цього товариства

відступні (чверть від вартості перевезень). Швидко стало зрозуміло, що невдовзі залишиться лише один покупець на весь Нафтовий район. «З усіх способів придушення конкуренції, будь-коли спланованих групою американських промисловців, цей був найжорстокіший», – писав біограф Дж. Рокфеллера. Почалася перша «нафтова війна».

Численні видобувні артілі, маленькі компанії, буровики свердловин об'єдналися і почали бойкотувати переробників і транспортні компанії, багато з них збанкрутували, а їх підприємства скуповувала «Стандарт ойл». Перший етап «нафтової війни» закінчилася перемогою нафтовидобувників, втримати транспортну монополію не вдалося. Але Дж. Рокфеллер у 1872 р. вже володів більшістю переробних заводів Клівленда та Нью-Йорка, створивши

найбільшу нафтопереробну корпорацію (рис. 3.24). У 1879 р. він контролював вже 90% американських нафтопереробних потужностей і ставив задачу очолити світову нафтову промисловість.

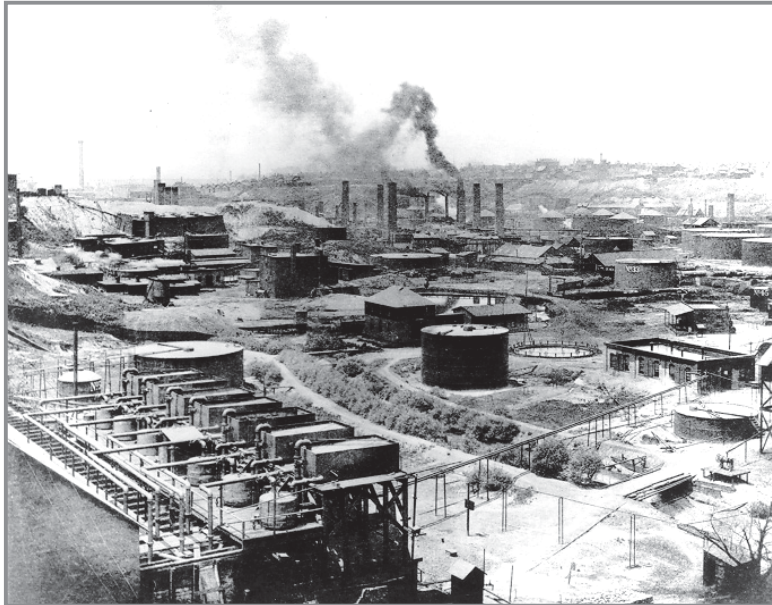


Рис. 3.24 – Нафтопереробні заводи компанії «Стандарт ойл» у Клівленді (кінець XIX ст.)

Таким чином, вольниця американського нафтовидобутку була поставлена перед фактом монополії нафтопереробки. Проте численні нафтовики, які ще й досі нагадували старателів часів золотих лихоманок, спробували вирватися із «обіймів» «Стандарт ойл» через будівництво першого трубопроводу великої довжини (невеликі споруджувались з 1860-х років), який підтримала адміністрація Пенсильванії. Проект «Прибережний трубопровід» (Riverside pipeline) довжиною 110 миль повинен був поєднати Нафтовий район з Редінгською залізницею (рис. 3.25). Звісно, що люди Дж. Рокфеллера робили все можливе, щоб будівництво не відбулося (не гребуючи, навіть, організацією бандитських акцій проти будівельників). Незважаючи на це, у травні 1879 р. нафтопроводом пішла перша нафта. Це стало видатним технологічним досягненням (відкрило принципово новий етап у транспортуванні нафти) і одночасно поставило під загрозу монопольне становище «Стандарт ойл».

Для запобігання поразки, «Стандарт ойл» у стислі строки збудувала чотири свої нафтопроводи з Нафтового району до Клівленда, Нью-Йорка, Філадельфії та Буффало, створивши першу



Рис. 3.25 – Будівництво перших протяжних нафтопроводів у Пенсильванії (1870-ті роки)

систему нафтопроводів США. Судові звинувачення у монополізації ринку та недоброчинній конкуренції змусили компанію перейти до вдосконаленої форми тресту, нормалізувавши це трастовою угодою 1882 р. До тресту приєдналося чимало компаній, які колись були конкурентами, а стали частиною єдиної ефективної системи. У 1885 р. штаб-квартира «Стандарт ойл» перебралася до Нью-Йорка, на Нижній Мангеттен у адміністративну будівлю на Бродвеї 26, яка стала символом «нової Америки».

У тому ж році геологічна служба штату Пенсильванія попередила про суттєве скорочення (вичерпання) наявних запасів нафти та близькі перспективи згорання нафтовидобутку. Окремі акціонери «Стандарт ойл» почали розпродавати акції компанії нижче номіналу, здавалося, крах компанії могло відвернути лише диво... І воно сталося. На північному заході Огайо була знайдена нова багата нафта (нафтовий район Лайма-Індіана). У 1886 р. нафтовидобувна галузь вперше вийшла за межі штату Пенсильванія, а за рік експлуатації родовища Лайма (рис. 3.26) дали такі обсяги видобутку, що ціна нафти в США впала майже в три рази.

Усі ці обставини, зокрема нестабільність обсягів видобутку, стрибки та падіння цін, недостатня технічна оснащеність та організованість розробок навернули Дж. Рокфеллера на думку, змінити концепцію компанії та увійти у сферу нафтовидобутку. Його девіз «скуповуємо все, що можливо» призвів до швидкої реорганізації видобувної галузі. У 1891 р. «Стандарт ойл» володіла вже 25% видобутку сирової нафти США. «У всіх речах відкривається перевага роботи у великому масштабі», – зазначав Дж. Рокфеллер, створюючи

й скеровуючи в майбутнє свою вертикально інтегровану компанію. Її історія відкрила першу главу розвитку нафтової промисловості США – створення гігантського світового підприємства, що значною мірою трансформувала тогочасне американське життя.



Рис. 3.26 – Бурильники свердловин у нафтовому районі Лайма, штат Огайо (кінець 1880-х років)

Порівнюючи становлення нафтової індустрії США з хронологічно першим карпатським регіоном промислового нафтовидобування, зазначимо, що незважаючи на відсутність сталих традицій розробки і відомих родовищ з кустарним колодязним видобутком (які слугували українським і румунським нафтовикам дороговказом для промислового нарощування видобутку), американські нафтові «старателі» та особливо нафтопереробна галузь (що контролювала ринок гасу) забезпечили швидкий, випереджаючий напівфеодальну Австрійську імперію розвиток промисловості. Це було зумовлене не тільки перевагами геологічних умов (фонтануючі свердловини) та швидким масовим впровадженням буріння свердловин із застосуванням відповідної техніки, але й більш сприятливими суспільними умовами ведення бізнесу, торгівлі, зведеного до мінімуму бюрократичного свавілля тощо. Належне слід віддати й ідеологам та творцям перших нафтових компаній США – Дж. Бісселу («Пенсильванія рок ойл компанії») та особливо Дж. Рокфеллеру («Стандарт ойл»), масштабність мислення й організації справи в яких були значно більшого «калібру», ніж у їх колег із Центрально-Східної Європи. Ці переваги виявляться ще більш переконливими в ХХ ст.

3.3. Апшерон (Азербайджан)

Сталий видобуток нафтопродуктів у Прикаспії розпочався вже за кілька сторіч до нашої доби, причому, за свідченнями перських і арабських джерел, кустарні промисли на Апшеронському півострові майже не припинялися протягом усього середньовіччя. Недаремно сама назва країни Азербайджан означає «земля вогню» або «захищена вогнем» (походить від вогнищ на стародавніх виходах нафти та газу й сакралізації цього полум'я общинами вогнепоклонників, див. рис. 2.4, 2.5). Карти Каспійського моря з'являються в Європі, починаючи з XVI ст., зокрема карта англійця Е. Дженкінсона (1562 р.) та голландця Я. Стрейса (1668 р.), який у книзі «Три подорожі» згадував каспійські розробки нафти (рис. 3.27). Турецький вчений і мандрівник другої половини XVI ст. Катиб Челебі повідомляє, що «навколо фортеці Баку знаходиться близько 500 колодязів, з яких видобувають білу й чорну нафтову олію». Вперше бакинський нафтовий промисел описано в 1683 р. німецьким натуралістом Е. Кемпфером, секретарем шведського посольства в Персії (в цей час видобуток сягав близько 700 пудів нафти за добу). Перша карта Апшеронського півострова з докладними позначками нафтових колодязів була створена військовими картографами російської армії в 1729 р.



Рис. 3.27 – Мапа Каспійського моря із зарисом Баку з «Трьох подорожей» Я. Стрейса (1668 р.)

Після укладення Гюлістанського миру з Персією (1813 р.) більша частина Азербайджану відійшла до складу Російської імперії, що спричинило поступове залучення бакинської нафти в процеси промислового розвитку Росії.

У 1813 р. майже всі нафтові колодязі належали бакинському ханові Гусейну. У 1825 р. їх було залучено до російської скарбниці й надано у платне використання відкупнику Тарумову (в цей рік 102 колодязі дали 240 тис. пудів нафти). Пізніше основними орендарями стають промисловці А. Мамедов, брати Мірзоєви, В. Кокорев, П. Губонін та ін. При цьому державна Дирекція бакинських і ширванських нафтових та соляних промислів зберігала контроль за *«належним утриманням нафтових колодязів, за видобутком нафти, доставлянням її в Баку та продажем у місцях, для того призначених»*. Казенна одкупна система проіснувала до 1872 р. і за імператорським наказом Олександра II була замінена «Правилами нафтового промислу», які відповідали завданню створення сучасної нафтової індустрії за досвідом Австро-Угорщини та США і впровадили приватну власність на ділянки родовищ і видобувні виробки. У 1873 р. проведено перший аукціон з продажу ділянок нафтових родовищ на Апшероні.

До останньої чверті XIX ст. основну частину видобутку давали нафтові колодязі (рис. 3.28), які не припиняли експлуатувати й під час широкого впровадження свердловин. Здебільшого колодязі – це відносно неглибокі ями, стінки яких не кріпили. Старі колодязі мали діаметр близько 80 см і глибину до 10–11 м. Поглиблення їх (іноді до 35 – 40 м) потребувало забезпечення стійкості бокових порід за допомогою дерев'яних окладів або кам'яного мурування. Конструкція колодязів мала розширення виробки в донній частині задля збільшення припливів нафти. Пізніше спорудження колодязів починали з котловану, у донній частині якого робили вертикальну виробку (дерев'яний оклад виводили на рівень поверхні). Для вичерпування нафти використовували звичайний ручний коловорот і баранячі бурдюки. Іноді застосовували кінський рушій і великі за розмірами бурдюки зі шкури биків, а на початку XX ст. – парові машини та желонки.

Технологія передбачала періодичне очищення нафтових колодязів від зсувів ґрунту, згущених (затужавілих) нафтопродуктів і мінеральних домішок, які засмічували шляхи витоку нафти. Важкою й небезпечною була фізична праця чистильників колодязів, адже

роботи вони вели в обмеженому просторі виробки, серед нафтового бруду й випарів, за помітної нестачі кисню (рис. 3.29).



Рис. 3.28 – Колодязний видобуток каспійської нафти (друга половина XIX ст.)



Рис. 3.29 – Чистильник нафтового колодязя спускається до місця праці

Початок технічного вдосконалення видобутку, переробки й транспортування бакинської нафти пов'язаний з ім'ям першого директора бакинських і ширванських нафтових і соляних промислів, гірничого інженера Миколи Воскобойникова. Він розробив проект і 1837 р. збудував перший нафтопереробний завод на Апшероні (в Балаханах), удосконалив систему зберігання й випускання нафти, запропонував відкачку нафти з колодязів помпами (до речі, останнє не було впроваджене через відсутність поршневих пристроїв відповідної потужності), винайшов вентилятори й «дихальний снаряд»

для чистильників колодязів. Перспективним проектом Воскобойникова, що випередив свій час, було створення нафтового терміналу на узбережжі Каспійського моря, який передбачав пристань на палях і підведено до неї залізницю (на час створення цього проекту залізничного транспорту в Російській імперії ще не існувало взагалі). Але найбільшою інженерною заслугою Воскобойникова вважають ідею буріння свердловин для поглиблення нафтових колодязів і пошуку нафтових покладів. Його пропозиції підтримав російський уряд і 1845 р. були спрямовані кошти для придбання необхідних бурів. Протягом майже трьох років проводилися бурильні роботи в районі Бібі-Ейбата (керував бурінням свердловини вже новий директор промислів Алексєєв). У липні 1848 р. намісник Кавказу князь М. Воронцов повідомив, що на Бібі-Ейбаті пробурена перша свердловина, яка вийшла на нафту. На жаль, так само як і у випадку з румунською нафтовою свердловиною 1821 р., приплив нафти був незначним і не мав промислового значення, що на певний час призупинило розвиток свердловинного способу видобутку на бакинських родовищах.

Нова хвиля зацікавленості свердловинними технологіями з'явилася у 1860-х роках після успішного досвіду буріння в Галичині (починаючи з 1854 р.) і особливо в Пенсильванії (з 1859 р.). Друга російська нафтова свердловина глибиною 198 м була пройдена ударно-канатним способом на Кубані (1864 р., інженер А. Новосельцев). Свердловинні роботи на Апшероні почали впроваджувати приватні промисловці-відкупники Василь Кокорев і брати Мірзєєви. У 1868 р. інженери Л. де Бур та О. Бурмейстер почали перші буріння нафтових свердловин «ленцівським способом», розробленим механіком товариства «Кавказ і Меркурій» Отто Ленцем. Інженер-полковник німецького походження Олександр фон Бурмейстер, застосовуючи штангове буріння, досяг високої ефективності та широкого розповсюдження свердловинного способу на бакинських промислах. Його дивовижна здатність «влучати» свердловиною в багатий нафтовий поклад (часто з фонтануванням нафти) уславили його таке підходяще до справи прізвище новим прізвиськом – «фонтанмейстер».

Один із найуспішніших російських нафтопромисловців, фактичний голова першої акційної нафтової компанії «Бакинське нафтове товариство» Василь Кокорев (рис. 3.30) скупив значну кількість багатих нафтових ділянок і, запросивши найкращих спеціалістів у галузі бурильних технологій, розпочав застосування



**Рис. 3.30 – Засновник «Бакинського нафтового товариства»
В. Кокорев і запрошений ним для дослідження перспектив
апшеронської нафти Д. Менделєєв**

свердловинного видобутку. Деякі свердловини давали непогані результати, але американські надпотужні «фонтани» не траплялися. Кокореву було притаманно прагнення впроваджувати у видобувний та переробний процеси останні науково-технічні новації, для ознайомлення з якими він посилав своїх інженерів на стажування до Галичини та США. До слова, саме Кокорев запросив Дмитра Менделєєва для наукового обґрунтування подальшого розвитку нафтової справи на Апшероні й удосконалення способів переробки нафти (наслідком чого з'явилися праці Менделєєва «Нафтова промисловість у Північно-Американському штаті Пенсильванія та на Кавказі» і «Бакинська нафтова промисловість у 1886 р.»).

В. Кокорев вів масштабний видобуток і переробку бакинської нафти й збудував декілька великих перегінних заводів (рис. 3.31). Транспортування нафти з місць видобутку на заводи й торгівля освітлювальною олією стала прибутковою справою, яка залучала велику кількість працівників. Його освітлювальна олія «фотонафтіль» успішно конкурувала з австрійською (галицькою) та американською продукцією, що значною мірою скоротило імпорт гасу до Російської імперії.

Справжній нафтовий бум на бакинських промислах розпочався після появи нафтових фонтанів на свердловинах «Товариства братів Мірзєєвих» (рис. 3.32). Їхня перша свердловина була закладена 1869 р. на балаханському родовищі й могла відразу дати велику нафту. Але під час пробного черпання желонкою із свердловини прорвалися водяні струмені, полетіло каміння й пісок, супро-

воджувані нестерпним гулом. Перелякані бурильники забили стовбур свердловини камінням, глиною, піском, чим перекрыли... «вихід нечистої сили» (для надійності над свердловиною встановили дерев'яний хрест).

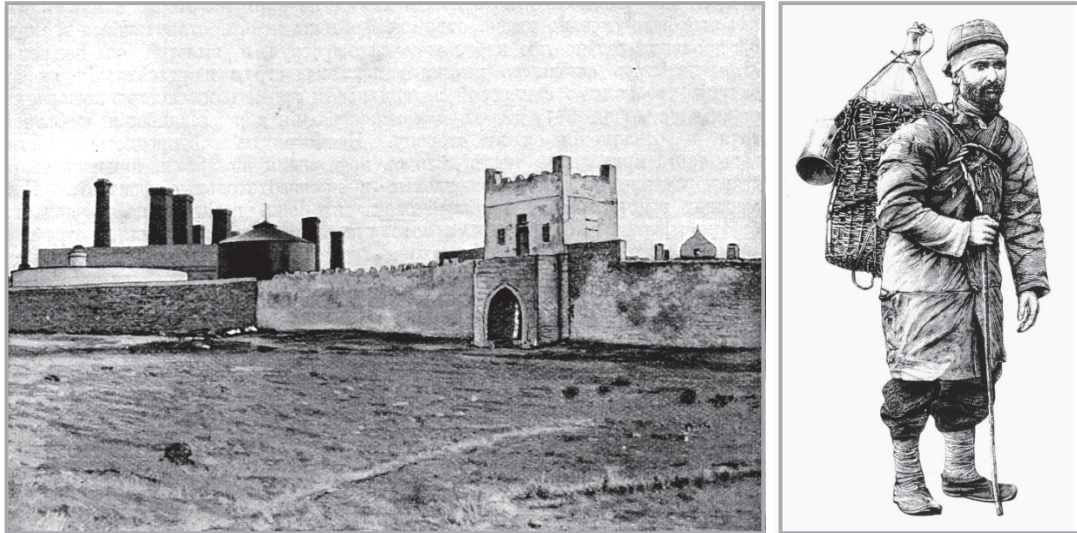


Рис. 3.31 – Нафтопереробний завод В. Кокорева в Сабунчі та бакинський торговець освітлювальною олією

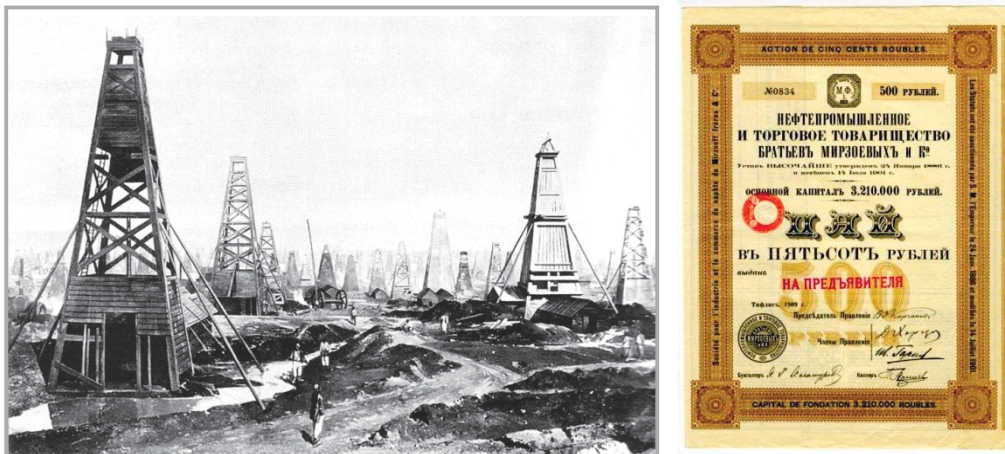


Рис. 3.32 – Нафтові вежі «Товариства братів Мірзоевих» у Балаханах та акційний пай їх товариства

Друга свердловина Мірзоевих була пробурена в Балаханах 1871 р. і на глибині близько 45 м почала давати небачені припливи нафти: перша доба – 11,2 т, друга – 32 т, і так щодень – дедалі більше й більше. Розпочався небачений ажітаж у справі буріння нафтових свердловин. На промисли посунув потік робітників з Росії, Кавказу, Туреччини й Персії. Краєвиди Апшерону «прикрасилися» сотнями бурильних веж і фонтанами зі свердловин (рис. 3.33). Слід зазначити,

що приборкувати нафтові фонтани навчилися не відразу, катастрофічні наслідки мало загоряння таких викидів. Здебільшого буріння свердловин вели «всліпу», без будь-яких геологічних розвідок, граючи у своєрідну лотерею (проте, багаті нафтові поля часто тішили омріяними успіхами, особливо «щастило» інженеру О. Бурмейстеру). Перша штатна одиниця «геолог-нафтовик» з'явилася в компанії братів Нобелів лише наприкінці 1870-х років.

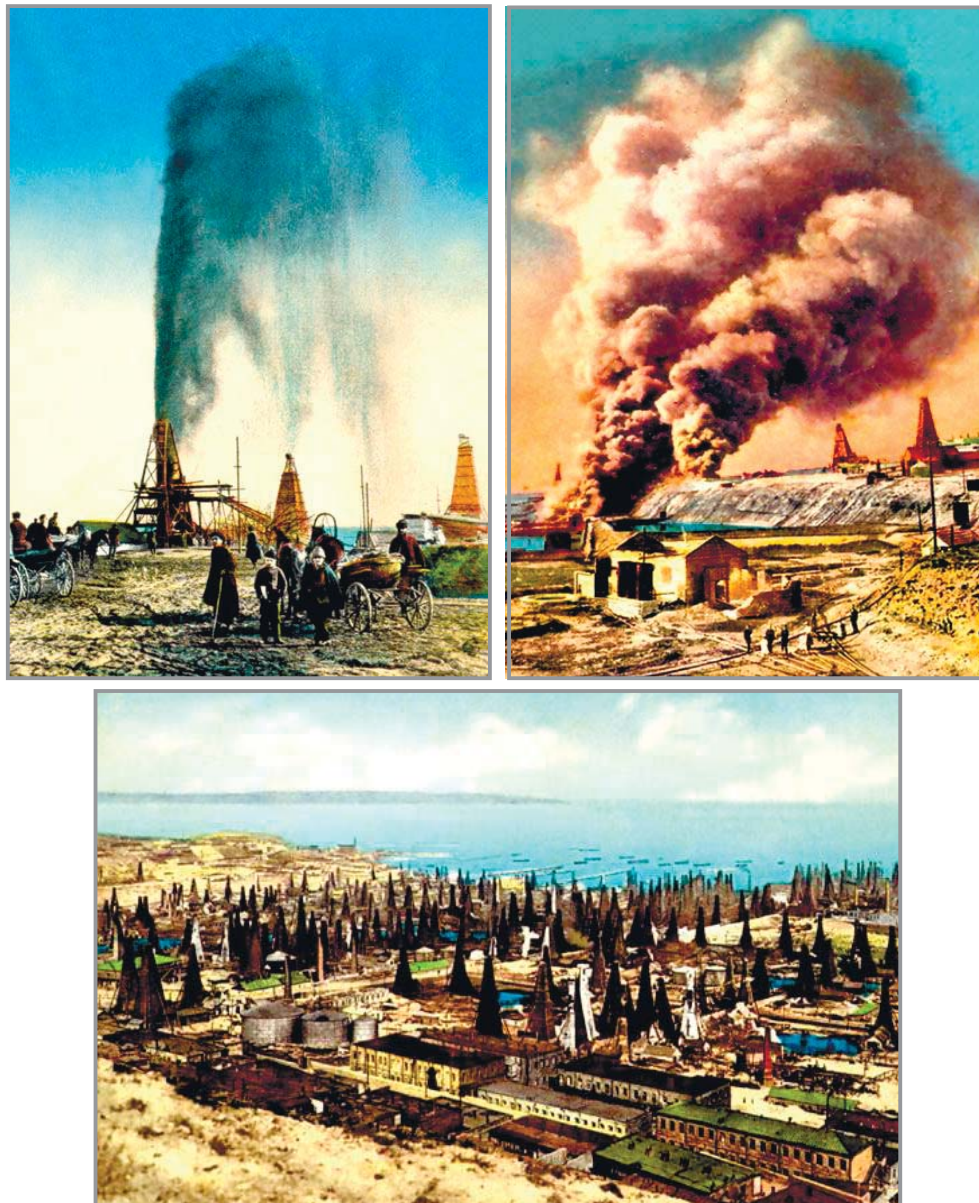


Рис. 3.33 – Свердловинні нафтопромисли поблизу Баку (1880-90 рр.)

Нафтова імперія Нобелів (рис. 3.34) бере початок у 1873 р., коли Роберт Нобель у пошуках горіхової деревини (для виробництва оснащення стрілецької зброї) прибув на Кавказ. Тогочасний спад цін на нафту («що вище бив нафтовий фонтан на черговій свердловині, то

нижчими ставали ціни») й добрі можливості для купівлі ділянок надихнули його на думку заснувати нафтовидобувну компанію. Разом із братом Людвігом він придбав нафтопереробний завод у «Чорному місті» (на околицях Баку) й кілька нафтових ділянок. Аналізуючи тогочасний стан виробництва, зберігання й транспортування нафти, Нобелі дійшли висновку про необхідність докорінних перетворень майже на всіх організаційних і технологічних етапах. У 1879 р. було засновано «Товариство нафтового виробництва «Брати Нобель» (скорочено «БраНобель») з достатньо потужним капіталом – 3 млн. карбованців, значна частина якого отримана за посередництвом Альфреда Нобеля в західних банках (зокрема в банку «Ліонський кредит»).



Рис. 3.34 – Засновники «Товариства нафтового виробництва «Брати Нобель»: Людвіг, Роберт і Альфред Нобелі та Петро Більдерлінг (поштова марка Азербайджана) та емблема товариства

Розпочалася багатогранна робота з модернізації промислів (рис. 3.35, 3.36). Перевезення нафти на гарбах у глиняних посудинах (від місць видобутку до переробних заводів) було замінено транспортуванням нафтогонами, оснащеними паровими помпами (перший упроваджено 1878 р. між Балаханськими промислами і заводом Нобелів у Чорному місті). Замість земляних ям для зберігання нафтопродуктів були впроваджені надземні й вкопані металеві циліндричні резервуари конструкції В. Шухова, які стали зразком нафтоховищ у всьому світі. Для перевезення нафти на далекі відстані залізницею були спроектовані вагони-цистерни (див. рис. 3.35). У 1877 р. на шведській судноверфі брати Нобелі збудували перший у світі залізний танкер-пароплав «Зороастр», який започаткував наливний спосіб перевезення гасу й нафти (рис. 3.37).

Важливим кроком у техніці буріння стало застосування штанг, що поєднало іноземні й бакинські інженерні розробки. Парова машина на розробках Нобелів стала основним рушієм буріння свердловин, тут з'явилося й перше електричне обладнання. Слід зауважити, що деякі з цих новацій були запропоновані вченими Дмитром Менделєєвим і Кононом Лисенком ще наприкінці 1860-х років, але тільки товариство «БраНобель» зуміло втілити ці проекти в життя, залучивши численних закордонних спеціалістів із Галичини й Пенсильванії.

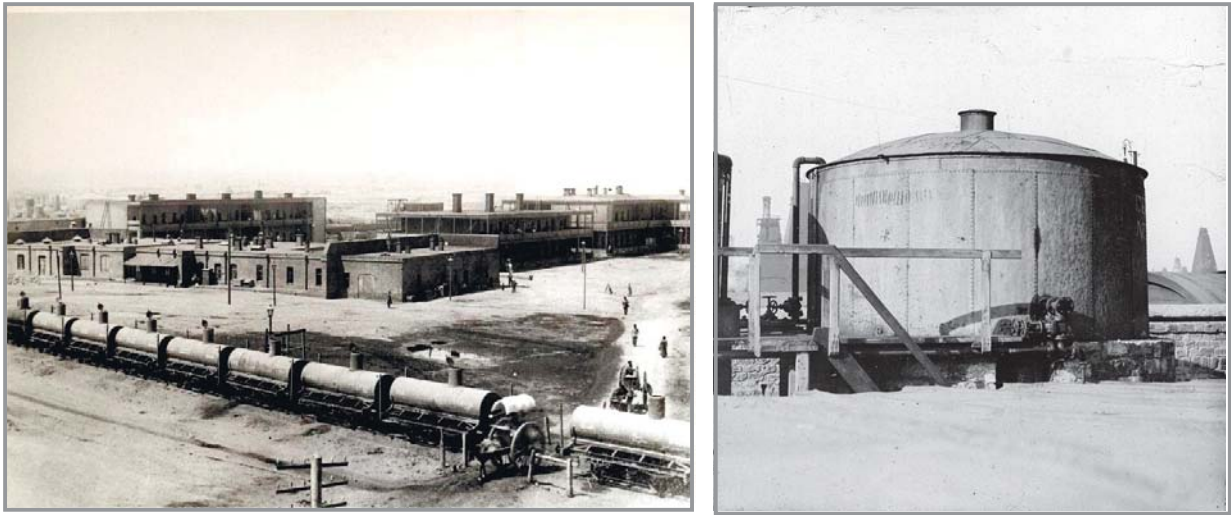


Рис. 3.35 – Вагони-цистерни та циліндричні сховища В. Шухова, розроблені для компанії «БраНобель»

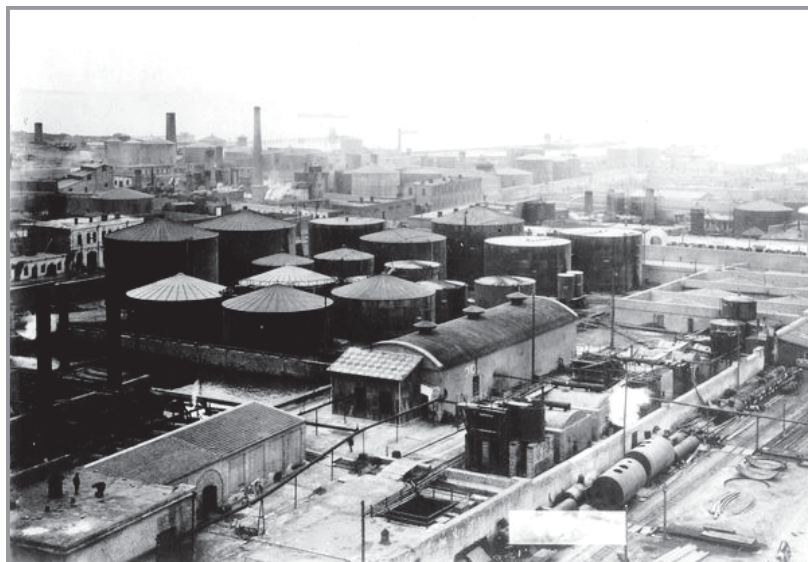


Рис. 3.36. – Панорама нафтоперегінного заводу братів Нобелів у Баку



Рис. 3.37 – Перший нафтовий танкер «Зороастр» компанії «БраНобель»

Окремо слід сказати про нові можливості використання нафтопродуктів і стимулювання зростання попиту на них. Вони стали можливими завдяки винаходам талановитих інженерів, партнерів товариства «БраНобель» і стратегічному мисленню його власників. Так, винайдення інженером Володимиром Шуховим особливої конструкції форсунки (так звана «нобелівська форсунка»), дозволило ефективно спалювати мазут, який раніше вважався відходом нафтопереробки. Розробка й удосконалення паливних форсунок за безпечного використання нафти й нафтопродуктів для опалення котлів обумовило технічний переворот у пароплавстві й на залізниці. Першим на форсунки, що розбризкували нафту струменем пари під тиском, перейшов танкерний флот братів Нобелів. Починаючи з 1890-х років, нафтова промисловість поступово перетворюється з газової на мазутну. Основну увагу в цей час приділяють не тільки нафтопродуктам для освітлення, а й нафтовому енергетичному паливу, яке успішно використовувалося за допомогою «нобелівських форсунок».

Відкриття нових перспективних можливостей застосування нафтопродуктів як палива (мазут, а пізніше – бензин) ще більше посилило стратегічне значення нафти й примножило величезні прибутки провідних видобувних і переробних компаній. У 1890-ті роки лідером на бакинських промислах стає товариство «БраНобель», головними конкурентами якого були «Каспійсько-Чорноморське нафтопромислове й торгівельне товариство» Паризького банкірського

дому Ротшильдів (на Апшероні з 1886 р.), компанії Г. Тагієва й О. Монташева. Розпочинається запекла боротьба за світовий розподіл нафтового ринку й володіння перспективними родовищами. На зламі сторіч (рис. 3.38) бакинська нафта грала в цьому розподілі «першу скрипку» (у 1901 р. Бакинський район дав понад 49 % світового видобутку нафти, що склало близько 11 млн. т). До початку ХХ століття в Баку в цілому діяло 167 нафтових підприємств. І хоча вже 1902 р. Апшерон поступився за обсягами видобутку США, розробки в Бакинському регіоні тривалий час зберігали світове стратегічне значення (у тому числі – за темпами впровадження технічних новацій). З цього приводу В. Черчілль вельми красномовно завважував: «Якщо нафта королева, то Баку її трон».

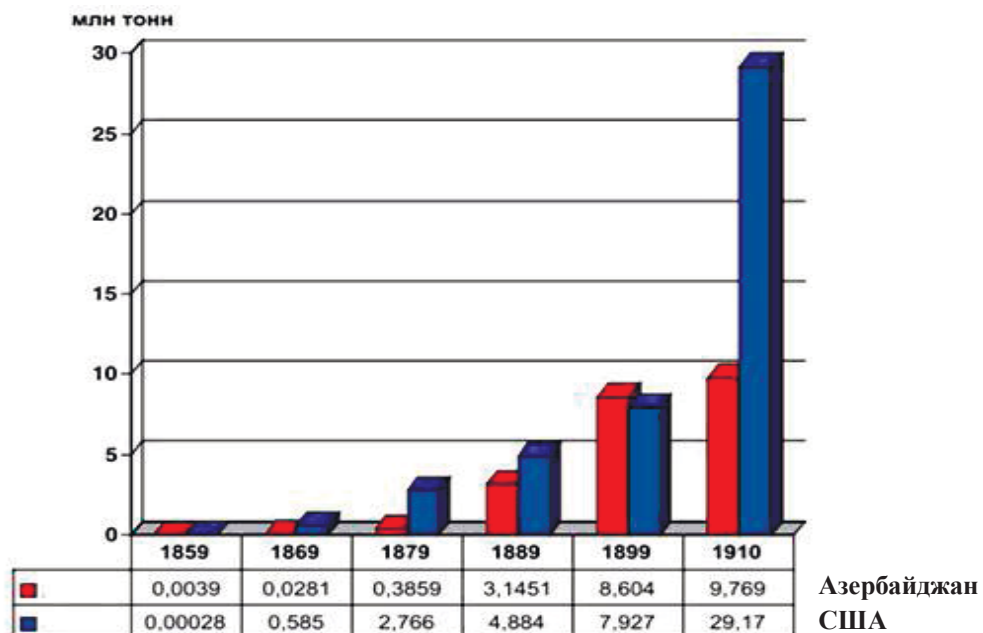


Рис. 3.38 – Порівняння темпів зростання нафтововидобування в Азербайджані (у складі Російської імперії) та США (за І. Дьяконовою)

Слід підкреслити, що в розробці нафтових скарбів Апшерону брали участь представники різних народів – у середовищі гірничих інженерів певний час переважали росіяни, зокрема випускники Санкт-Петербурзького гірничого інституту; інвестували й розвивали промисли азербайджанські відкупники й підприємці А. Мамедов, Г. Тагієв, М. Нагієв, М. Мухтаров, Ш. Асадулаєв та ін., російські промисловці В. Кокорев, П. Губонін, К. Зубалов, а також брати Нобелі, родини Ротшильдів, Рильських, Вішау, вірменські фінансисти й підприємці О. Манташев, М. Арамянц, С. Ліаносян (Ліанозов) та ін. Проте основний тягар величезної й різноманітної праці щодо ство-

рення найпотужнішого у світі нафтопромислу дістався азербайджанському народові, який мав віковічні традиції видобутку, переробки й застосування нафти. Одночасно індустріальний розвиток бакинських промислів значною мірою вплинув на подальшу долю азербайджанського народу, забезпечивши його вихід на новий культурно-історичний рівень розвитку, на процвітання столиці – міста-красеня Баку. Невипадково Азербайджанська Демократична республіка, проголошена 1918 р., стала першою демократичною світською республікою мусульманського світу.

Стисло зупинимось на здобутках представників азербайджанського нафтового істеблішменту (рис. 3.39).

Гаджі Зейналабдін Тагієв – один з найбагатших підприємців і філантропів Баку. У 1873 р. першим почав розробку нафтоносних ділянок у Бібі-Ейбаті, які видавалися багатьом малоперспективними й збитковими. Проте наполегливість і організаційний талант підприємця довели до успішного освоєння цього багатого району, придбаного Тагієвим (у 1878 р. тут зі свердловини забив перший фонтан «чорного золота»). Володів нафтопереробними заводами та транспортними компаніями з перевезення нафти і нафтопродуктів пароплавами по Каспію та Закавказькою залізницею (був власником парку вагонів-цистерн).



Рис. 3.39 – Азербайджанські нафтопромисловці кінця XIX ст. – Гаджі Тагієв, Муртуза Мухтаров, Муса Нагієв

У зв'язку зі створенням фірми «Мазут» – торгового підприємства ротшільдовського Каспійсько-Чорноморського товариства, за порадою Гаджі Тагієва, азербайджанськими підприємцями на чолі

з Агабалою Гулієвим було створено акціонерне товариство «Нафтопровід Баку–Батум» для будівництва цього надважливого нафтогону. Трубопровід, що вважався в той час грандіозною спорудою, повинен був простягнутися від Баку на 800 кілометрів – через Куринську низовину, схили Малою Кавказу, підніжжя Сурамської фортеці і Ріонську низовину, з'єднавши берег Каспію з берегом Чорного моря. З введенням в дію нафтопроводу бакинська нафта відкривала собі широку дорогу на міжнародні нафтові ринки. Будівництво унікального трубопроводу Баку – Батум почалося в 1897 р., а завершили його через десять років у 1907 р.

Статистичні дані кінця ХІХ ст. підтверджують, що нафтова компанія Тагієва входила в коло найбільших у Баку, а в окремі роки – випереджала багатьох інших. За загальним нафтовидобутком у 1892 р. Вона поступалася тільки фірмі Рильських, але випереджала Манташева, Ліанозова, Нобелів, Ротшильдів та ін. Середній видобуток на одну свердловину в більшості компаній не перевищував 1 млн. пудів на рік, а в Тагієва склав понад 1,4 млн. пудів. У 1896 р. випереджаючи за нафтовидобутком найбільшу компанію «БраНобель» (28,6 млн. пудів) фірма Тагієва за середньорічним видобутком нафти на одну свердловину сягнула рекорду – 3 млн. пудів.

Підприємець і винахідник Муртуза Мухтаров відкрив у 1890 р. приватну бурильну контору, яка виконувала найскладніші замовлення. Саме він успішно пробував найглибшу на той час на Кавказі свердловину глибиною 1100 м. У 1891 р. у Сабунчі було відкрито механічний завод Мухтарова, де згодом працювали близько тисячі робітників. Мухтаров був акціонером товариства Московсько-Волзького нафтового товариства, адміністратором у справах бакинського товариства російської нафти. У 1895 р. Мухтаров створює модернізований верстат ударного-штангового способу буріння, на який отримує державний патент. Бурильний верстат Мухтарова, який отримав назву «бакинської бурильної системи» суттєво переважав тогочасні аналоги, що дозволило підприємцю наприкінці ХІХ ст. відкрити в Бібі-Ейбаті перший у Російській Імперії завод бурового обладнання. Він був автором й ряду інших винаходів. Бурильні станки й нафтове обладнання із заводів Мухтарова забезпечувало бакинські промисли й експортувалося в інші країни. Знавець видобувної техніки Мухтаров виписував і привозив у Баку найсучасніші машини й механізми (переважно із США), впроваджуючи їх у виробництво.

Значна кількість видобувних колодязів і продуктивних свердловин, а також переробних підприємств була зосереджена в руках нафтопромисловця Муси Нагієва. Активи Нагієва у бакинських промислах на початку 1890-х років оцінювались другими після капіталу братів Нобелів. Починав він з освоєння родовища поблизу селища Біганді. Разом з Гаджі Тагієвим, Емануїлом Нобелем і Давидом Ландау (батьком славетного фізика) Муса Нагієв входив до вищого органу бакинських нафтопромисловців – Ради з'їзду. Його фінансовий внесок в будівництво архітектурних шедеврів Баку (збудував 98 будинків) і благодійна підтримка лікарень і навчальних закладів залишили добру пам'ять бакинців.

Шамсі Асадуллаєв був власником знаменитих фонтануючих свердловин, зображення яких стали візиткою бакинських нафтопромислів і численних поштівок. У 1874 р. він заснував в Баку контору з видобутку нафти, а в 1893 р. збудував нафтопереробний завод, який оснастив новітнім обладнанням. До 1913 р. його особистий статок оцінювався в 10 млн. російських рублів.

Іса-бек Гаджинський був власником великих земельних угідь, на яких були виявлені значні поклади нафти (переважно в селах Балахани і Рамана). Гаджинський на початку ХХ ст. розвиває бурхливу підприємницьку діяльність в сфері нафтової індустрії. У 1903 р. він заснував компанію, яка протягом перших двох років свого існування вийшла на рівень видобутку в півмільйона пудів нафти на рік. У 1910 році компанія мала 11 свердловин, 5 парових котлів і 5 парових машин загальною потужністю 145 кінських сил. Підприємство обслуговувало 30 кваліфікованих робітників. Крім балаханських промислів, Іса бек Гаджинський став одним з піонерів нафтовидобутку на острові Челекен біля туркменського узбережжя, володів гасовим заводом в Чорному місті в Баку. У 1912 році нафтопромислова фірма «Іса-бек Гаджинський» мала один повний голос у раді З'їзду бакинських нафтопромисловців. Ще одним голосом володіла фірма «Іса-бек Гаджинський і брати Гадімови».

Завершуючи ретроспективний огляд історії бакинської нафти, слід згадати українців, які сприяли технічному поступу бакинських нафтопромислів. Серед багатьох достойників назвемо лише три прізвища – Лисенко, Дорошенко, Квітка.

Професор Санкт-Петербурзького гірничого інституту Конон Лисенко, що походив з полтавської шляхти, кількаразово відвідував бакинські промисли, консультував провідних нафтових промисловців та інженерів (був ревнителем свердловинної технології видобутку),

написав одну з перших у світовій науковій літературі монографію «Нафтове виробництво» (СПб., 1876 р.), яка слугувала практичним довідником високої інженерної культури, провідником нових прогресивних ідей у нафтовій галузі (це перша монографія про нафтовидобуток російською мовою).

Гірничий інженер Олексій Дорошенко керував технічними роботами на першому нафтопереробному заводі братів Нобелів, пізніше на запрошення промисловця Василя Кокорева очолив найбільший Сураханський нафтоперегінний завод, створив першу на Апшероні технологічну лінію з отримання мастил із залишків і відходів виробництва, збудував лабораторію для дослідження нафтопродуктів і розробив оригінальні методики оцінювання їхньої якості. У 1890-х роках був обраний головою Бакинського відділення Імператорського російського технічного товариства.

«Апшеронський козак» Семен Квітка походив зі славнозвісного козацького полковничого роду, закоріненого на Полтавщині й Слобожанщині. Серед його родичів були засновник міста Харкова полковник Андрій Квітка, видатний письменник Григорій Квітка-Основ'яненко, історик Іван Квітка (автор «Стислого опису Малої Росії»), професор Климент Квітка (один із засновників української музичної етнографії). Семен Кузьмич Квітка успішно продовжив культурні й наукові досягнення свого роду, але в іншій сфері діяльності – як гірничий інженер і винахідник. Спочатку працював на Сураханському заводі у Кокорева, але невдовзі обійняв посаду управителя нафтових промислів братів Мірзоевих і завдяки впровадженню нових технологій у стислий термін підняв продуктивність промислів майже в 3 рази. Квітка перебудував старий перегінний завод Мірзоевих на газово-мастильний, який уславився якістю своєї продукції. На початку 1890-х за власними конструкторськими рішеннями розробив проект і збудував нафтоперегінний завод для «Товариства Отто і К^о». Найбільшим досягненням інженера С.Квітки був винахід нового способу термічного крекінг-процесу, який дозволяв отримувати бензин з нафти або мазуту (патентний пріоритет з 1911 р.). Ця крекінг-установка була збудована в Баку 1925 р. (вже після кончини автора) й успішно працювала протягом тривалого часу, що дало можливість утворити в колишньому СРСР першу практичну школу у сфері термічного крекінгу.

РОЗДІЛ 4. РОЗРОБКА НАФТОВИХ РОДОВИЩ У ХХ ст.

4.1. Середній Схід

Величезні прибутки, які давала нафтова галузь і зростання перспектив застосування нафтопродуктів на транспорті, в промисловості, армії та флоті стимулювали інтенсивні пошуки нових потужних родовищ. Особливий інтерес являють країни, де є свідчення про давній видобуток і застосування нафти. Серед територій, потенційно багатих на нафту, найбільшу увагу привертає Середній Схід, зокрема Персія (Іран), межиріччя Тигру і Євфрату (Ірак і Кувейт), а також Аравійський півострів. Пошукові роботи на Середньому Сході розпочалися ще в 1853 р., але протягом досить тривалого періоду геологічні експедиції (здебільшого англійські) не мали успіху.

Іран. Британська імперія використовувала наприкінці ХІХ ст. здебільшого американську та азербайджанську нафту й наполегливо шукала багаті нафтові ресурси, які могла б контролювати самостійно. Маючи економічні й політичні сфери впливу в Персії, англійці вели пошуки нафти в цьому геологічно перспективному регіоні. Серед піонерів розвідки нафти на Середньому Сході слід згадати барона Пола фон Ройтера (Paul Julius Reuter), засновника славнозвісної британської агенції новин «Ройтерз» або «Рейтер» (Reuters), який першим отримав від перського шаха дві концесії на розвідку та експлуатацію корисних копалин (рис. 4.1). На початку 1890-х років він організував буріння трьох свердловин, але нафти не знайшов. Наприкінці ХІХ ст. концесії були скасовані, а ім'я Ройтера серед нафтовиків стало символом втрачених можливостей. Майже в той самий час до Персії прибула група французьких геологів, яким вдалося знайти ознаки нафти в районі Чіях-Сурха (Північно-Західна Персія), але в Парижі на їх доповідь не звернули достатньої уваги.

Відкриття великої перської (іранської) нафти пов'язано з ім'ям щасливого золотошукача Вільяма д'Арсі (див. рис. 4.1). Його капітали виникли на золотих рудниках Австралії. У 1882 р. австралійські старателі брати Моргани відкрили золоте родовище у штаті Квінсленд, давши йому ім'я Маунт-Морган. Задля з'ясування глибини розповсюдження золотої жили Моргани заклали на схилі «золотої гори» штольню, яка не перетнулася із золотим покладом (довжину штольні помилково прийняли недостатньою, оскільки вважали, що жила йде майже вертикально). Упевнені в наявності

лише обмежених поверхневих покладів, брати Моргани в 1886 р. продали родовище золотошукачеві д'Арсі, який уже за три роки став найбагатшою людиною континенту. Він виїхав з Австралії й оселився в Лондоні.



Рис. 4.1 – Власники перших концесій на видобуток перської нафти – Пол Ройтер і Вільям д'Арсі

Важко пояснити, з яких міркувань Вільям д'Арсі, замість спокійного й розкішного життя серед фінансової еліти Британії, обрав ризиковані пошуки нафти в Персії й уклав у них усі свої капітали. У 1900 р. д'Арсі розпочав геологічні розвідки (район Шуштера), а в 1901 р. за посередництва Кітабчі-хана (європейці звали його Антуан Кітабджі) отримав від перського шаха Музафара аль-Діна з династії Каджарів монопольну концесію «на видобуток, розвідку, переробку, експорт і продаж природного газу та нафти... протягом 60 років». Усі підприємства концесії діяли згідно з британським законодавством і користувалися екстериторіальністю. Крім одноразової концесійної виплати (40 тис. фунтів стерлінгів) Персія отримувала 16% прибутку концесії чи підприємств, створених на її основі. Багато років по тому історики назвуть цей договір несправедливим і навіть зрадницьким, проте слід пам'ятати, що підписували його тоді, коли жодних багатих родовищ у Персії ще не було відкрито, а майже 50-річні геологічні пошуки, що велися тут європейцями, так і не дали певних результатів.

Основні пошукові роботи в компанії д'Арсі вів досвідчений гірничий інженер Джордж Рейнолдс, який почав з Чіях-Сурх, проте перська нафта, ніби зачарована, не давалася людям. Довгих сім років

буріння свердловин в перспективних (на думку геологів) районах фатально не давали нічого. Фінанси д'Арсі вичерпувалися, місцеві хани постійно вимагали грошей і подарунків, натякаючи, що буріння йде на їхніх землях, а концесія підписана без попередніх з ними узгоджень. У 1904 р. стан справ д'Арсі став критичним і він за підтримки Британського Адміралтейства залучив до фінансування шотландську компанію «Burmah Oil». Незважаючи на велику зацікавленість Франції (банк Ротшильдів) та політичні впливи Росії на Тегеран, концесія залишилась у Британії.

Навесні 1908 р. було прийнято принципове рішення припинити пошуки, в успіх справи більше ніхто не вірив. Керівнику пошуків Рейнолдсу, який у цей час бурив свердловину неподалік давнього храму вогню, а нині – Мечеті Сулеймана (Месджеде-Солейман), відправили відповідну телеграму, але він вирішив не припиняти робіт до отримання завіреного підписом листа. Мечеть Сулеймана знаходилася в районі з назвою Майдане-Нафтан (дослівно «нафтовий майдан») у південно-західній Персії, гірські породи тут були просякнуті нафтою, але на її великі скупчення потрапити ніяк не вдавалось. Вперше про цей район Рейнолдс довідався від Луїса Дейна, який укладав «Географічний довідник Перської затоки й навколишніх земель» і супроводжував лорда Керзона в подорожах Персією. Рейнолдс уперше побував тут у 1904 р., а в 1906 заклав тут свердловину.

26 травня 1908 р. у районі Месджеде-Солейман свердловина на глибині близько 1000 м розкрила потужний нафтовий поклад і почала фонтанувати на висоту до 15 м (рис. 4.2). Рейнолдс сповістив керівництво компанії про успіх лаконічною телеграмою: «Дивись псалом 103, вірш 15» (у Біблії там «і елей від якого виблискує обличчя його...»). У Лондоні зрозуміли – це перемога.

З Месджеде-Солейман починається новітня історія багатієї нафти Західної Азії. Вільям д'Арсі повністю окупив свої фінансові вкладення й залишився в історії людиною, якій двічі нечувано поталанило – він став власником найбагатшого австралійського золотого рудника й найперспективнішого нафтового родовища світу, причому в обох випадках йому довелося йти на величезні ризики.

У 1909 р. за ініціативи Британського адміралтейства на базі концесії д'Арсі була створена «Англо-Перська нафтова компанія» (Anglo-Persian Oil Company), яка з 1954 р. отримала назву «Брітіш Петроліум» (British Petroleum Company). Основні активи належали

«Burmah Oil», яка з 1905 р. фінансувала пошуки нафти, а д'Арсі став директором новоствореної компанії. Через п'ять років після заснування (напередодні Першої світової війни) 51% акцій компанії викупив британський уряд (компанія стала державною), чому активно сприяв Перший Лорд Адміралтейства Вінстон Черчилль.

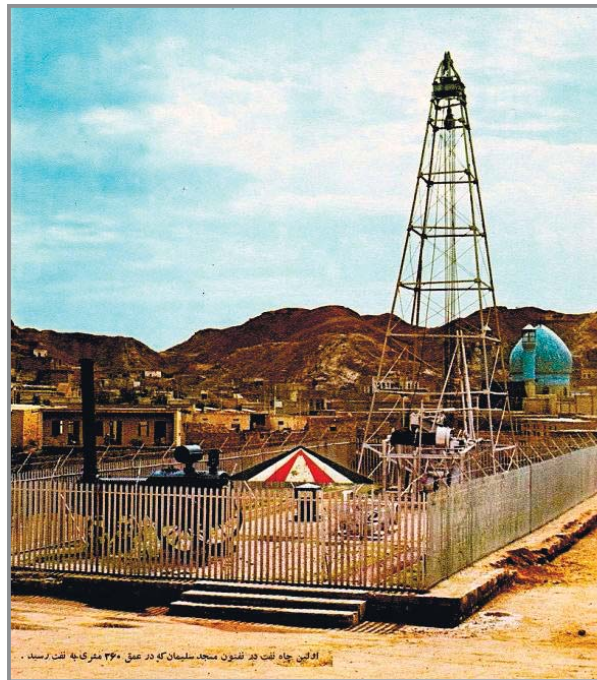


Рис. 4.2 – Музейна експозиція на місці першої на Середньому Сході фонтануючої свердловини в місті Месджеде-Солейман (Іран)

Перські нафтопродукти відразу були орієнтовані на експорт до Британії, тому ключовими факторами становлення нафтової індустрії стало прокладення трубопроводів від виявлених родовищ до найближчого порту в Перській затоці – міста Абадан (рис. 4.3), а також будівництво там нафтопереробного заводу (морські перевезення нафтопродуктів вочевидь більш вигідні, ніж сирової нафти). У 1913 р. розпочав роботу завод в Абадані, який з часом став найбільшим нафтопереробним заводом світу (рис. 4.4). Наступного 1914 р. розпочався експорт перських нафтопродуктів до Британії.

Проблеми морського транспортування нафти та продуктів її переробки потребували свого вирішення. Бочки, в яких вона перевозилась, займали багато місця, вимагали дуже ретельного закріплення, іноді розбивалися й давали течу. Саме тому для перевезення бакинської нафти на замовлення компанії «БраНобель» був створений перший залізний танкер-пароплав «Зороастр» (див. рис. 3.37).



Рис. 4.3 – Доставка труб та монтаж нафтогону в південно-західній Персії (1910-ті роки)

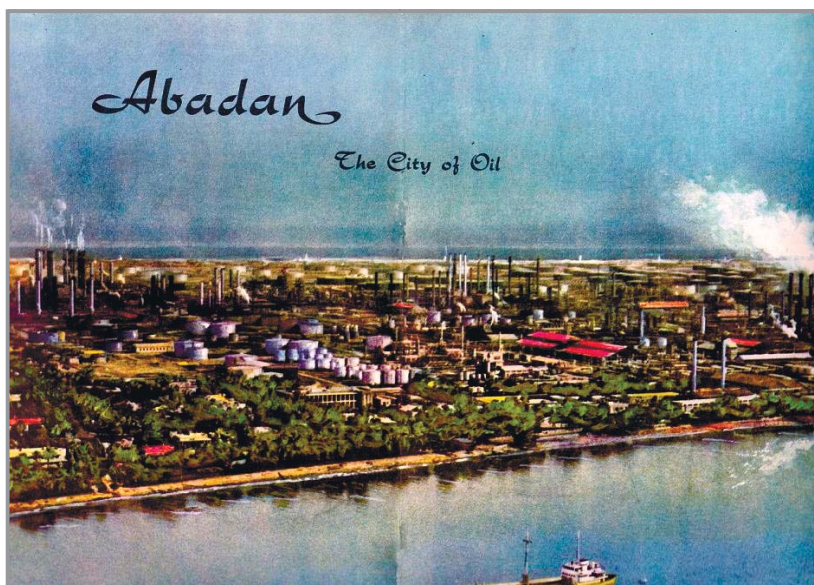


Рис. 4.4 – Нафтопереробний завод в Абадані (стара поштівка)

Цю ідею плідно розвинули англійські підприємці брати Маркус і Сем Самуель. Розуміючи потреби і масштаби світового руху нафтопродуктів вони створили цілий флот танкерів-пароплавів для транспортування нафти й гасу наливним способом. Серед інших перевезень компанія здійснювала й транспорт бакинського гасу Суецьким каналом в Азію (з 1892 р.). Перший великий танкер компанії, славнозвісний «Мюрекс» (рис. 4.5) розпочав революцію в світовому бізнесі нафтоперевезень, оскільки радикально зменшив їх вартість за рахунок збільшення об'ємів.

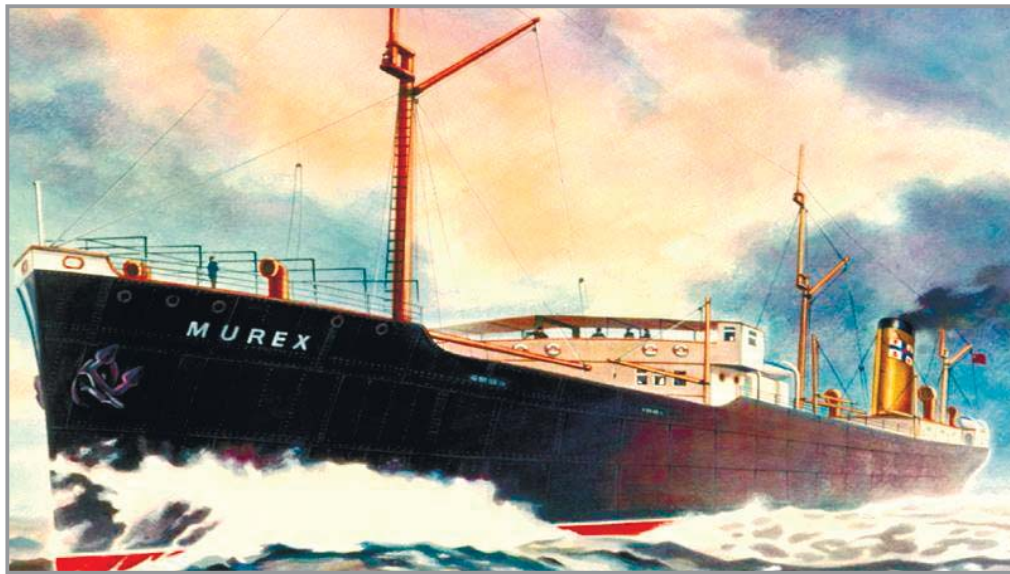


Рис. 4.5 – Танкер-пароплав «Мюрекс» компанії «Ройял Датч Шелл»

«Танкерний синдикат» Самуелів у 1897 р. перейменували в «Шелл Транспорт енд Трейдінг», а після злиття з голландською нафтовою компанією «Ройял Датч Петролеум» (займалася нафтовидобутком на Борнео і Суматрі і була нагороджена почесним королівським титулом «Koninklijk», що й пояснює в назві «Royal») у 1907 р. утворилася славнозвісна «Ройял Датч Шелл» (Royal Dutch Shell). Значною мірою саме завдяки її діяльності нафтові скарби Середнього Сходу вдалося зв'язати ефективним морським сполученням із споживачами в різних частинах світу. Крім того, помітна роль цієї компанії в історії розвитку нафтопереробки (бензин, моторні мастила й перші системи автозаправок) та в освоєнні нафтових родовищ Східної Азії та Месопотамії (Межиріччя).

Ірак. Наприкінці XIX ст. територія Межиріччя входила до складу Османської імперії. Молодий інженер-нафтовик, випускник Лондонського королівського коледжу і дослідник бакинських нафтових промислів Галуст Гюльбенкян (який у 1891 р. опублікував «Історію розвитку нафтовидобування на Кавказі») був запрошений урядом Туреччини для дослідження нафтових родовищ Межиріччя. Позитивні прогнози щодо іракської нафти дав ще в 1901 р. Вільям д'Арсі, який у пошуках нафти вивчав місця розташування храмів бога вогню Ормузда. Вогнепоклонники підпальовали поверхневі виходи нафти й газу і саме в цих місцевостях «вічних вогнів» споруджували свої храми. Є свідчення, що д'Арсі знаходив виходи нафти в районі Мосула (Північний Ірак). У 1902 р. геологічні пошуки підтвердили наявність нафти між Мосулом і Багдадом, проте точні місця розташування й потужність родовищ не були визначені. Апологетом і рушієм пошуків та видобутку іракської нафти став Г. Гюльбенкян (рис. 4.6), який за негласної підтримки бакинського нафтового магната О. Манташева, придбав близько 30% акцій Турецького національного банку.

У 1907 р. він прийняв участь у створенні «Ройял Датч Шелл», орієнтуючу цю потужну компанію на розробки нафти в Османській імперії (у долині Тигру та Євфрату). За ініціативою Гюльбенкяна в 1911 р. була створена «Турецька нафтова компанія» (акції поділені між Турецьким національним банком, «Англо-Перською нафтовою компанією», «Ройял Датч Шелл» і «Німецьким Банком» (Deutsche Bank)). Г. Гюльбенкян отримав 5% і своє уславлене прізвисько – «містер 5%».

Проте в розподіл близько-східної нафти втрутився ще один потужний гравець. У 1899 р. османський уряд дав німецькій групі фінансистів і промисловців (під проводом Deutsche Bank) концесію на будівництво території імперії залізниці Берлін – Багдад, перша ділянка якої (Стамбул – Анатолія) була ще раніше збудована німцями (рис. 4.7, 4.8). У 1912 р.

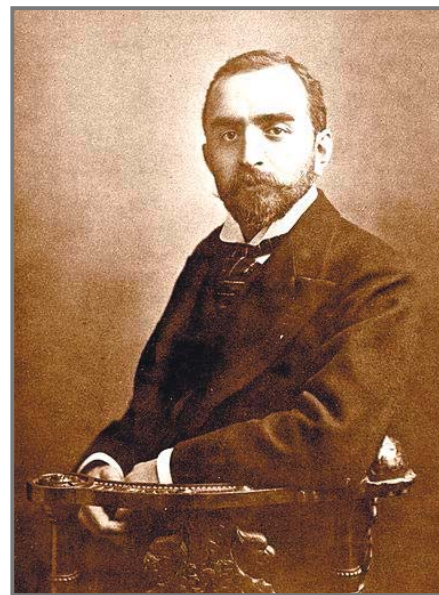


Рис. 4.6 – Турецький і британський фінансист, нафтовий підприємець, ідеолог освоєння нафтових родовищ Межиріччя Г. Гюльбенкян

«Німецький Банк» домовився про концесію, що надавала «Багдадській залізничній компанії» повні права на всю нафту та інші корисні копалини у смузі відчуження шириною 20 км з обох боків вздовж залізниці. Вона досягла на той час Мосула й спрямовувалась на Багдад по потенційно найбагатшим нафтовим районам. Ефективно працююча німецька залізниця ставала суходільною альтернативою морським перевезенням багатії нафти Середнього Сходу, а Німеччина – провідним економічним партнером величезних територій мусульманського світу. Цього не могла допустити Британія без втрати свого світового домінування. Російська імперія інтригувала одночасно і проти Німеччини, і проти Британії.

Крім того, технічний прогрес у військовому суднобудуванні майже повністю перевів флот на мазут, що забезпечувало збільшення швидкісних характеристик та військової потуги кораблів при менших розмірах і витратах. Таким чином, контроль нафтопродуктів ставав не тільки питанням великого прибуткового бізнесу, але значною мірою визначав обороноздатність країн.

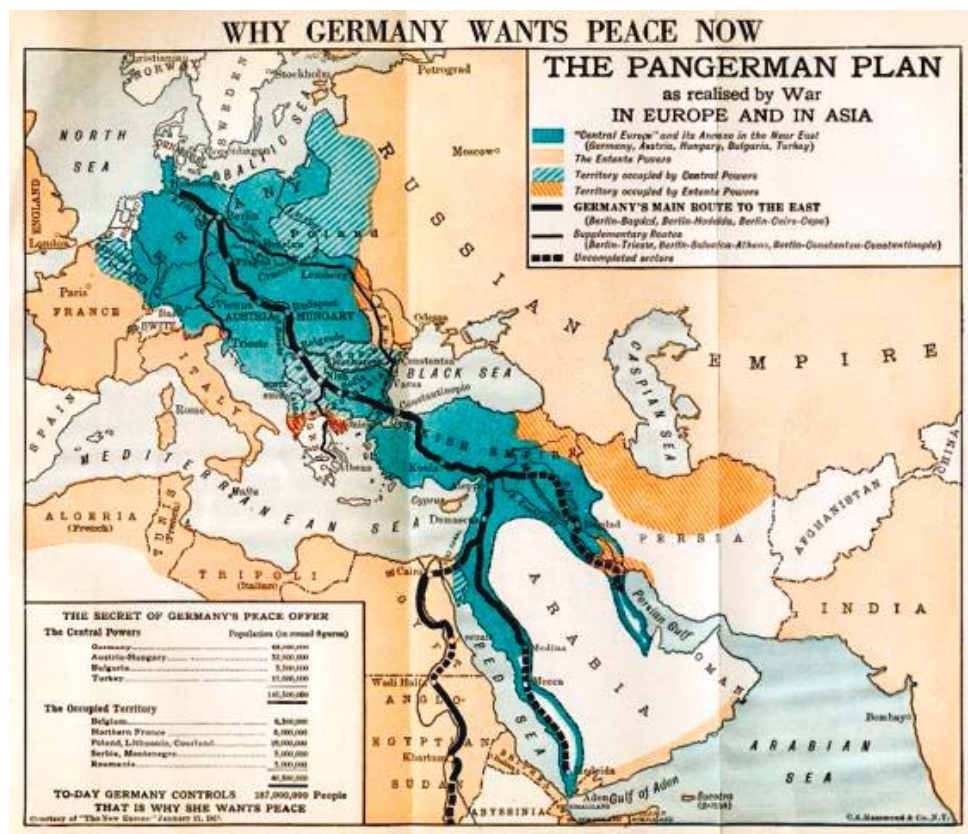


Рис. 4.7 – Перспективний план залізниці Берлін – Багдад, однією з функцій якої було транспортування близькосхідної нафти в Європу (1917 р.)

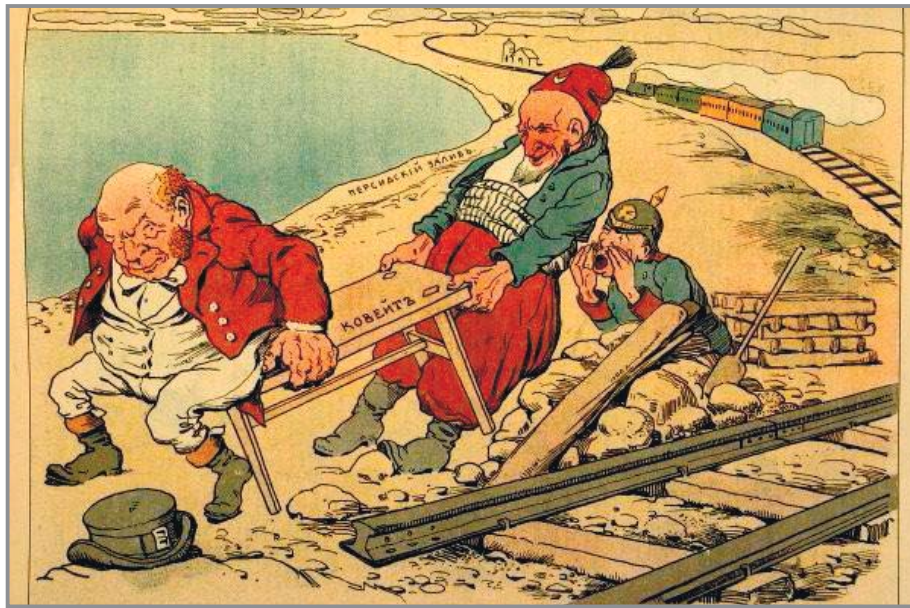


Рис. 4.8 – Політична карикатура 1910-х років: Туреччина й Німеччина висмикують Кувейт з-під Британії завдяки залізниці Берлін – Багдад

Перша світова війна призвела до значних територіальних і економічних змін у близькосхідному регіоні. Поразка Німеччини, Австро-Угорщини й Османської імперії забезпечила Великобританії повне домінування на Середньому сході. Велика залізнична магістраль, збудована Німеччиною, активно нищилась диверсійними загонами Антанти в роки війни, а пізніше її південно-східна частина була повністю занедбана й зруйнована. У 1917 р. англійські війська ввійшли в Багдад і Мосул, у 1921 р. під протекторатом Британії були утворені королівства Ірак і Кувейт, які надали англійцям вагомі преференції в нафтовидобуванні. За ініціативою «Галейрана нафтової дипломатії» Г. Гюльбенкяна була заснована «Іракська нафтова компанія» (Iraq Petroleum Company), яка взяла на себе контроль за пошуками, видобутком і переробкою іракської нафти. Акції отримали Anglo-Persian Oil Company, Royal Dutch Shell Group, Compagnie Francaise des Petroles и Near East Development Corporation (Гюльбенкян отримав незмінні 5%). Таким чином німецьку частину колишньої «Турецької нафтової компанії» отримала Франція. У 1925 р. англійські й американські геологи розпочали системні пошукові роботи в Іраку. У 1927 р. було відкрите величезне нафтове родовище в районі Баба-Гур-Гур (рис. 4.9) у шести милях від міста Кіркук (Північний Ірак). З давніх часів це місце називали «палаючими вогневими печами», оскільки з під землі тут виходив газ, який час від часу палав. У 1934 р. розпочався експорт нафти з Кіркука, а «Іракська

нафтова компанія» перевела свою штаб-квартиру в це місто. Нафтовидобування забезпечило десятки тисяч нових робочих місць і активне заселення Кіркука та прилеглих територій.



Рис. 4.9 – Нафтовий фонтан на свердловині «Баба-Гур-Гур №1» поблизу Кіркука – відкриття одного з найбільших нафтових родовищ світу (1927)

Кувейт. У 1934 р. шейх Кувейту Ахмад аль-Джабер ас-Салах видав концесію на видобуток і переробку поки що не знайденої нафти «Англо-Перській нафтовій компанії» та американській «Галф Ойл» (Gulf Oil), які на паритетних засадах (по 50% акцій) утворили «Кувейтську нафтову компанію» (рис. 4.10, а). У 1936 р. почалися пошукові буріння свердловин, а 22 лютого 1938 р. у південній частині Кувейту в 20 км від Перської затоки було відкрито потужне родовище Бурган (нафтовий фонтан сягав висоти 18 м). У 1940-х роках у продовження Бурганської нафтової структури було виявлено ще два родовища – Ахмаді та Магва, що утворюють Великий Бурган (рис. 4.10, б). Загальні запаси оцінюються в 10 млрд. т. Нафта Кувейту – найдешевша в світі. Середня продуктивність нафтових свердловин у Кувейті виявилася в сотні разів більшою, ніж на родовищах США. Крім того близькість до порту мінімізувала транспортні видатки. Протягом тридцяти років (1946 – 1976) з Кувейту до Європи було вивезено понад 1,7 млрд. тонн нафти.

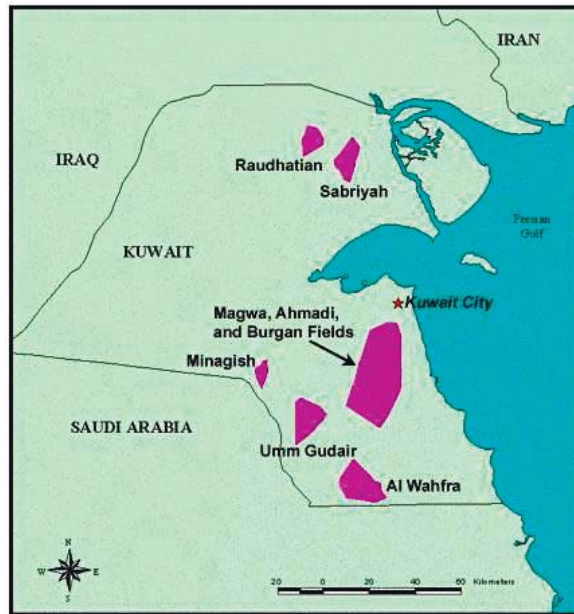


Рис. 4.10 – Емблема «Кувейтської нафтової компанії» та карта-схема нафтових родовищ Кувейту (стрілкою вказано на Великий Бурган)

Саудівська Аравія. Вражаючими за кількістю та продуктивністю нафтових родовищ виявилися надра Аравійського півострова. У 1923 р. Абдул Азіз аль Сауд, перший король аравійської держави, яка ще тільки формувалася, віддячуючи Британії за поміч у боротьбі з Османською імперією та її ставлениками, надав концесію на пошуки та експлуатацію корисних копалин Лондонському синдикату в особі новозеландського гірничого інженера й підприємця Френка Холмса, який «фанатично вірував» у багату нафту Аравії й брався довести її існування своїм життям. Нажаль, при всіх заохоченнях і преференціях не вдалося знайти жодної нафтової компанії, яка б ризикнула інвестувати в системні пошуки нафти в неспокійній аравійській пустелі тих років.

Проте Френк Холмс не здавався. Він оселився на острові Бахрейн, оскільки чув про «нафтові калюжі», які іноді знаходили там. Підприємець звернувся до багатьох британських і американських кампаній, зацікавивши лише «Галф Ойл» (Gulf Oil), яка поступилася правами на недосліджений Бахрейн компанії Standard Oil of California («дочці» славнозвісної «Стандарт ойл»). Після складних міждержавних перемовин, Британія дозволила пошуки нафти американській компанії в зоні свого контролю. У 1931 р. американські геологи Фред Девіс, Берт Міллер і Крег Генрі розпочали розвідки, а наступного року було відкрите перше родовище Бахрейну. За

наполегливим підприємцем Френком Холмсом закріпилося арабське прізвисько «Абу аль-Нафт» – «Батько нафти», яке він багато разів підтвердив як представник шейха Кувейту в «Кувейтській нафтовій компанії». За іронією долі аравійська нафта була відкрита не на фантастично багатих материкових територіях, прилеглих до Перської затоки, а на островах архіпелагу Бахрейн, де родовища були не такі значні.

Перші обґрунтовані прогнози щодо можливих нафтових родовищ в аравійській Ель-Хасі дав американський гірничий інженер Твітчелл, який на запрошення короля шукав у піщаній пустелі в північно-східній частині Аравійського півострова підземні води. У 1933 р. після тривалих неогоціцій король Абдул Азіз аль Сауд надав концесію «Стандарт ойл Каліфорнія» на пошуки й розробку нафти в Саудівській Аравії (строк дії концесії – 60 років, територія – 360 тис. кв. миль).

Геологи Б. Міллер і К. Генрі перенесли свої роботи з островів Бахрейну на материк. Із США були запрошені спеціалісти, доставлене необхідне обладнання. Але умови роботи геологів були складними – місця розвідок не мали доріг, транспорту, електрики і навіть води, пошуки якої спершу ставились за мету. Базувалася геологічна партія в Ель-Джубейлі, мешканці якого заробляли на життя добуванням перлів. Рибальське селище Даммам, поблизу пагорба Джебель Дахран було другою «базою» нафтошукачів. Перша свердловина «Даммам-1» була закладена в квітні 1935 р. і через сім місяців на глибині близько 600 м (аналогічно з бахрейнськими родовищами) дала газ і ознаки нафти. Вихід з ладу обладнання призвів до цементації свердловини й початку буріння нової. На глибині 663 м (рівень бахрейнської зони) «Даммам-2» дала першу нафту, про що повідомила Standard Oil of California у своєму бюлетені за 1936 р. (рис. 4.11).

Обнадійливі результати призвели до рішення компанії бурити ще три свердловини. Із Сан-Франциско надійшло нове бурове обладнання та збірні будинки для геологів і буровиків. Було прийняте історичне рішення бурити на значні глибини (понад 1000 м). Незважаючи на усі заходи, свердловини одна за одною терпіли невдачі: давали незначну кількість нафти з водою, або саму тільки воду, або були повністю сухі. Поховані в аравійській пустелі мільйони доларів ставили американську компанію на межу банкрутства, надія знайти багату нафту зникла навіть у найбільших оптимістів.

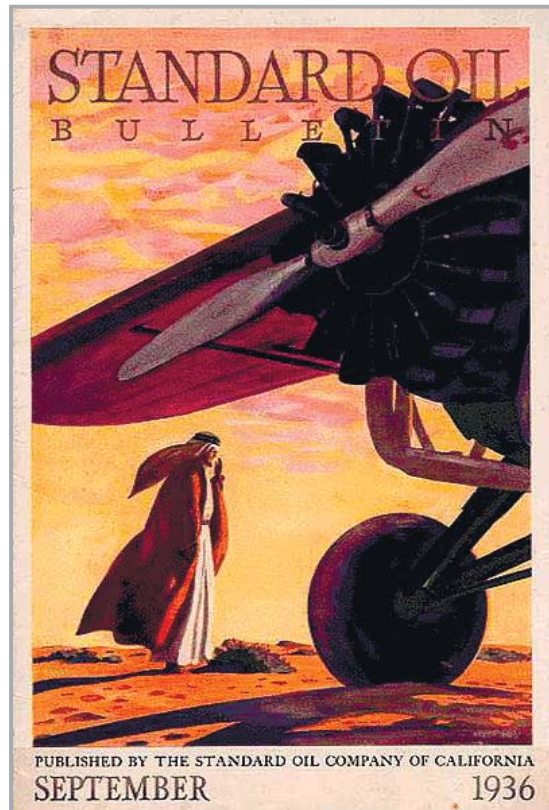


Рис. 4.11 – Бюлетень Standard Oil of California за вересень 1936 р. у якому було вперше повідомлено про знахідку нафти в Саудівській Аравії

Сьома свердловина «Даммам-7», закладена в грудні 1936 р., постійно втрачала обладнання, йшла з простоями й ремонтами. На рівні 600-700 м (бахрейнський шар) нафти не виявили. На глибині понад 1000 м з'явилися перші ознаки нафти, проте керівника робіт Макса Штейнеке відізнали до Сан-Франциско з наміром завершувати безплідні пошуки. Треба віддати належне інженеру М.Штейнеке, який зумів переконати керівництво в необхідності більш глибокого буріння. На глибині 1440 м свердловина «Д-7» дала нафту, яка з часом стала активно прибувати (рис. 4.12). Ця свердловина виявилася унікальною, оскільки давала багату нафту протягом кількох десятиріч (нафта в цьому місці повністю не вичерпана й зараз). «Мати свердловин» (так звать її в Аравії) дала понад 32 млн. барелів нафти. Перші свердловини (Даммам 1–6), поглиблені на новий продуктивний рівень (названий аравійським), теж дали «багатий врожай». Таким чином у 1938 р. велика нафта Саудівської Аравії була відкрита на родовищі Даммам, а для її розробки створена California Arabian Standard Oil Company (Casoc), яка в наслідок багатьох угод з американськими партнерами трансформувалася в 1944 р. в Arabian-

American Oil Company (Aramco), а пізніше, шляхом поступового викупу акцій урядом Саудівської Аравії перетворилася на державну компанію Saudi Aramco (1988 р.).

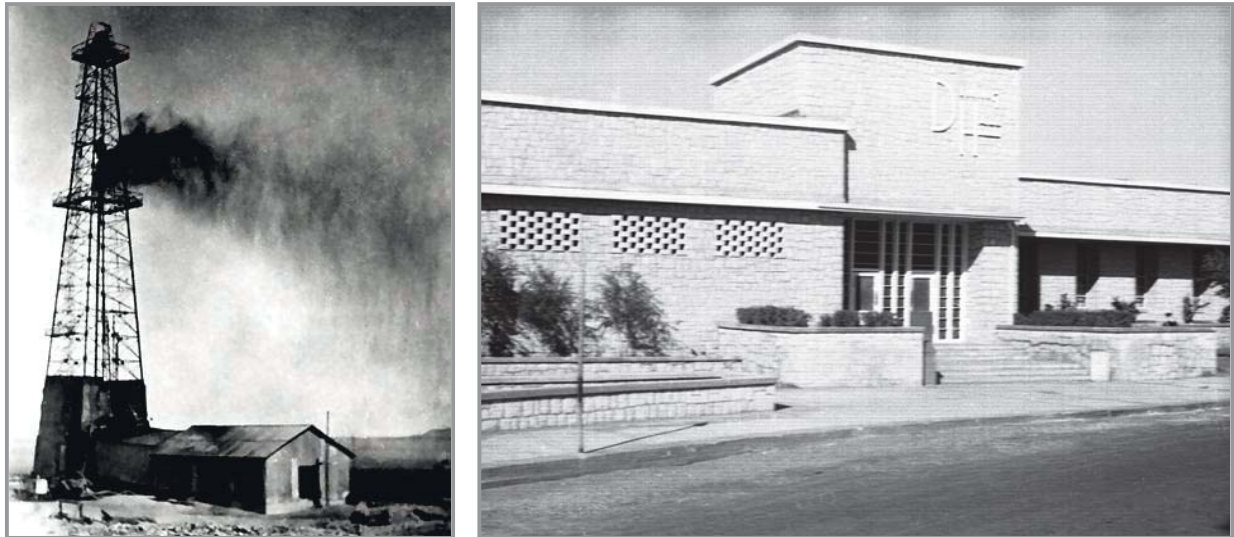


Рис. 4.12 – Славнозвісна свердловина «Даммам-7» у 1938 р. і штаб-квартира компанії Aramco в місті Дахран (1950-ті роки)

Навесні 1939 р. Король Абдул Азіз аль Сауд у супроводі двотисячного почету прибув у Дахран (тоді в основному наметове містечко), з якого вже був прокладений нафтогін до мису Таннура, де першу нафту очікував американський танкер. Як зазначав очевидець урочистого відкриття родовища: *«Король впевнено протягнув свою руку до вентиля нафтопровода й рішуче його обернув»*. Цим був започаткований експорт арабської нафти і майбутня могутність Саудівської Аравії.

Друга світова війна показала справжню «ціну нафти», як найважливішого стратегічного ресурсу ведення ефективних бойових дій. Наприкінці 1943 р. американський уряд відрядив до Саудівської Аравії славнозвісного вченого, винахідника і підприємця, «геолога від Бога» – Еверетта Лі Де Гольєра (рис. 4.13). Це він у 1910 р. вказав місце легендарної свердловини «Потреро дель Ляно», що давала 110 тис. барелів на добу й відкрила «золоту еру» мексиканської нафти. Він був піонером застосування геофізичних методів у геології й винахідником багатьох із них. Він наприкінці 1930-х років заклав першу консалтингову фірму з оцінки запасів і вартості нафтових родовищ, що було конче потрібне фінансовому світу. Його завданням було оцінити нафтовий потенціал Аравійського півострова та інших країн Перської затоки.

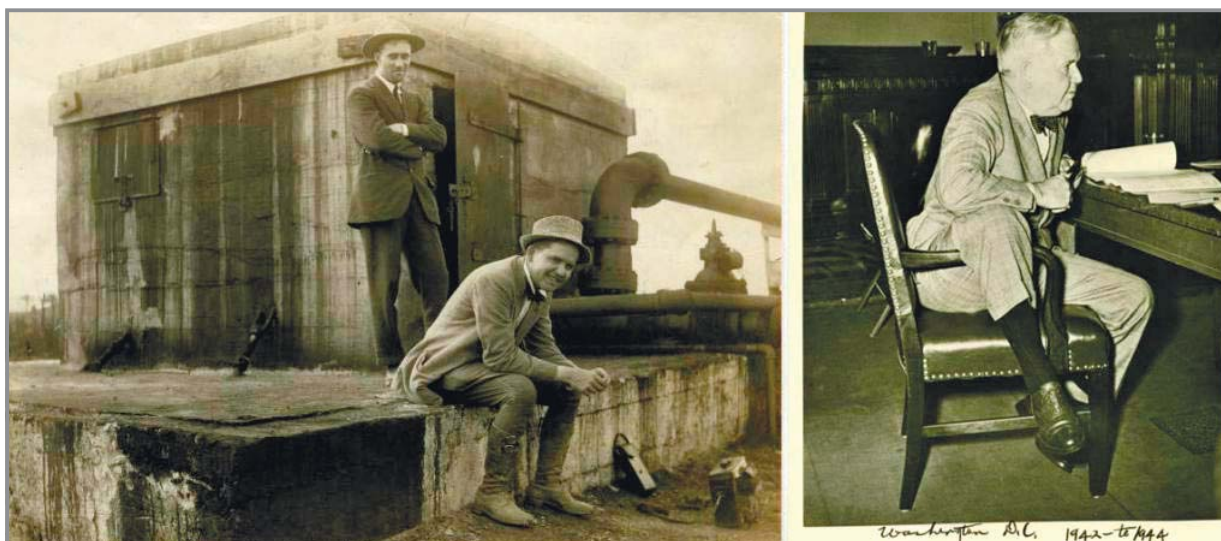


Рис. 4.13 – Славний американський геолог-нафтовик Де Гольєр, який першим оцінив колосальні запаси і значення нафти Середнього Сходу

Місяць натхненної роботи з сейсмографами й іншими приладами на вже відкритих і прогнозованих родовищах дозволили вченому зробити відкриття надзвичайної геополітичної ваги. Після складної й небезпечної зворотної дороги у Вашингтон, прямо з літака Де Гольєра запросили до Білого Дому, де він повідомив наступне: *«Ви чекаєте від мене оцінки і я дам вам її. І дам вам оцінку найбільш скромну, оцінку по нижній межі. Під пісками Саудівської Аравії лежить щонайменш 25 мільярдів барелів нафти»* (до цього прогнозували 70 млн. барелів). Але геолог розкрив не тільки мінімальний потенціал, а й найбільш імовірний – 300 млрд. барелів у регіоні та 100 млрд. у Саудівській Аравії. *«Світовий центр видобутку нафти переміщується з Карибського басейну і США на Близький Схід, у район Перської затоки»*, – зробив невтішний (для американської еліти) висновок Де Гольєр. Час підтвердив правильність цього висновку, а виявлені з часом запаси нафти країн Перської затоки навіть перевершили сміливі прогнози Де Гольєра.

На мові нафтовиків гігантське нафтове родовище називають «слоном». Саудівська Аравія подарувала світу найбільшого «слона» в історії нафтовидобування – родовище Аль-Гавар (Al-Ghawar). У 1948 р. у північній частині антикліналі Харад свердловиною компанії «Арамко» (Arabian-American Oil Company) була отримана нафта з глибини 1860 м. Південна частина родовища була відкрита за результатами геологічної зйомки американським геологом Ернстом Бергом у 1949 р. Родовище розробляється з 1951 р. Його гігантські

розміри – 280 на 30 км (рис. 4.14) призвели до поділу на 6 продуктивних зон з півночі на південь: Fazran, Ain Dar, Shedgum, Uthmaniyah, Haradh й Hawiyah (Фазран, Аін-Дар, Шедгум, Утманія, Гарад, Гавія). Запаси нафти оцінюють до 12 млрд. т, пік видобутку досягнуто в 1981 р. – 5,7 млн. барелів у день.



Рис. 4.14 – Нафтогазові скарби Саудівської Аравії (у центрі – Аль-Гавар)

У 1950-1960-ті роки нові відкриття ще більш зміцнили позиції Саудівської Аравії. Найбільші родовища отримали символічні назви, пов'язані з правлячою династією: Ghawar (Король), Abqaiq (Королева), Safaniya (Друга дружина), Berri (Великий візир) і ще з десяток вельможних осіб нижче рангом. Проте ця улеслива політика не змінила зростаючих вимог саудитів і 30 грудня 1950 р. після складних перемовин «Арамко» і Саудівська Аравія підписали нову угоду з розподілом прибутків «50 на 50».

Для стабілізації цін на нафту й узгодження інтересів нафтових держав і видобувних корпорацій у 1960 р. на Багдадській конференції була створена Організація країн-експортерів нафти – ОПЕК (The

Organization of the Petroleum Exporting Countries) до якої спешу увійшли Іран, Ірак, Кувейт, Саудівська Аравія й Венесуела (остання першою домоглася розподілу прибутків між державою та корпораціями «50 на 50»). У 2018 р. організація включає 15 країн.

17 жовтня 1973 р. розпочалася сумнозвісна світова нафтова криза, коли ОПЕК впровадив ембарго на поставки нафти до США та їх європейських союзників, які підтримали Ізраїль у війні з Сирією та Єгиптом. Упродовж наступного року ціна на нафту збільшилась із трьох до дванадцяти доларів за барель. Країнам Спільного ринку прийшлося шукати компроміс з арабським світом, йти на поступки й одночасно посилювати експорт нафти з ворожого СРСР. Нафтова криза розкрила істинні масштаби залежності розвинених країн від нафти, посилила позиції ОПЕК і сприяла збагаченню країн-експортерів. Боротьба великих комерційних інтересів, геополітичних стратегій і світоглядних ідей протягом ХХ ст. значною мірою спиралися на фактор нафти Середнього Сходу (рис. 4.15).



Рис. 4.15 – Перманентна «нафтова криза» поглядом карикатуриста

4.2. Північна й Південна Америка

США. Початок ХХ ст. у нафтовій промисловості США позначився впевненим домінуванням компанії «Стандард Ойл» у межах країни та початком міжнародної корпоративної конкуренції в першу чергу зі створеною в 1907 р. британсько-голландською компанією «Ройял Датч Шелл». У 1911 р. за рішенням Верховного Суду США компанія «Стандард Ойл» з метою усунення монопольного становища була розділена на 34 менші компанії, які між тим латентними зв'язками продовжували єднання з Джоном Рокфеллером. Такі «уламки» «Стандард Ойл» як майбутні «Еххон», «Сокопу», «Мобіл», «Севрон» та ін. тільки підтвердили великий потенціал корпорації¹, який відповідав новим викликам «автомобільної революції» в США (рис. 4.16). «Стара домівка» – так нафтовики США називали «Стандард Ойл».

У 1910-ті роки нова автомобільна галузь США, яка динамічно розвивалася, обумовила значне збільшення обсягів нафтовидобування для виробництва бензину, причому прогнозовані темпи зростання випуску автомобілів визначали критичну межу запасів нафти на розвіданих родовищах США. Починалася «автомобільна революція» або «ера моторизації американського народу», яка змінила стиль життя Америки, а пізніше – усього світу. «Людським фактором» цих змін виступили організаційний талант і візіонерство Генрі Форда, який не тільки першим впровадив автоскладальний конвеєр і повний цикл виробництва, але створив мрію й нові можливості для мільйонів американців. Вже наприкінці 20-х років у США було 3,4 млн. зареєстрованих автомобілів (78% від світової кількості). За десятиріччя (з 1919 по 1929 рр.) обсяг споживання нафти в країні збільшився в 2,5 рази, причому бензин у 1929 р. складав 85% від загального споживання нафти². Перша бензоколонка світу з'явилася в 1907 р. у Сент-Луїсі (до цього бензин продавали у магазинах з бідонів), у 1921 р. кількість АЗС вже сягала у США 12 тис., а в 1929 р. – 143 тис. (рис. 4.17). Масштаби й динаміка зростання автомобільної галузі США вимагали адекватної відповіді галузі нафтовидобування.

¹ Основними наступниками «Standard Oil» після розділення стали «Standard Oil Company of New Jersey» і «Standard Oil Company of New York», які зараз поєднані в «Еххон Мобіл» – першій інтегрованій енергетичній компанії США. Наступником «Standard Oil of California» стала «Chevron Corporation».

² виробництво освітлювального гасу поступилося першістю новому пальному – бензину, проте роль гасу з часом знов зросла, вже як пального для літаків

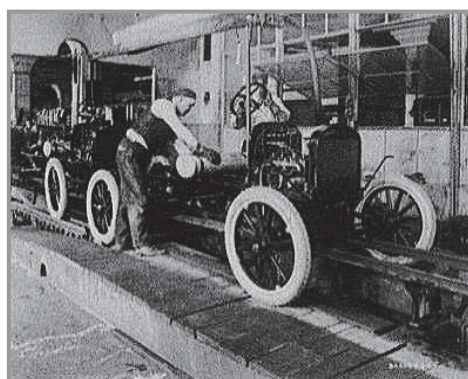


Рис. 4.16 – «Стандард Ойл» Дж. Рокфеллера приймає виклик автомобільного «конвеєра Форда» (на фото: центральний офіс компанії «Стандард ойл» у Нью-Йорку, 1903 р. і «конвеєр Форда» у «Хайленд парку», 1913 р.)

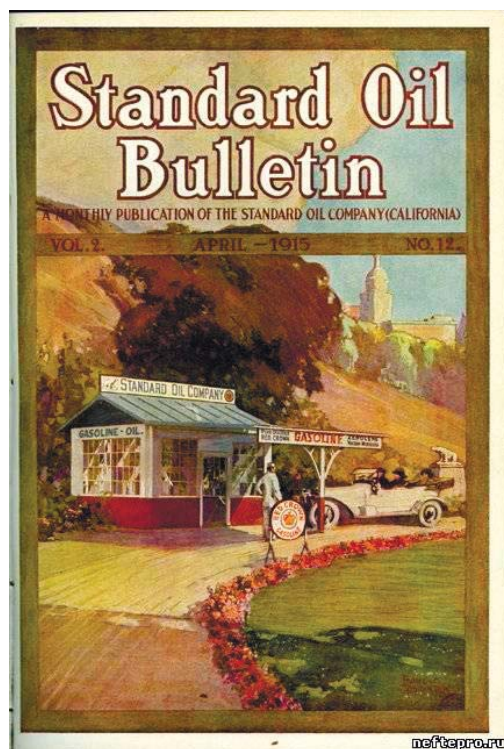


Рис. 4.17 – Автозаправна станція компанії «Стандард Ойл оф Каліфорнія» на обкладинці бюлетеня компанії за квітень 1915 р.

Директор Геологічної служби США в 1910-ті роки Джордж Отіс Сміт попереджав про можливість «бензинового голоду» і необхідність масштабних геологічних розвідок як в середині, так і за межами країни. Певна надія покладалася на знайдені в горах Колорадо, Юти та Невади великі запаси сланцевої нафти, але її собівартість виявилась на той час економічно неприйнятною. Уряд США надавав допомогу нафтовим компаніям і підприємцям, що інвестували в пошуки й розробку нових родовищ, у т.ч. підтримував їх у «поході» за нафтою інших країн. У 1912 р. був створений «недоторканий нафтовий запас» США на випадок війни або гострої економічної кризи.

Попит на нафту стимулював рух геологів, нафтовиків і численних, здебільшого дрібних підприємців на пошуки нових нафтових скарбів. Поруч зі «старим» нафтовим районом (Пенсильванія, Огайо) на початку ХХ ст. почали формуватися нові райони на півдні й заході країни: Оклахома, Каліфорнія, Техас.

Геологи вказували на Оклахому як на штат з дуже високим нафтовим потенціалом. Пошукові артілі й окремі старателі почали скуповувати землі індіанських резервацій і бурити, часом «на вдачу», численні свердловини. Більшість з цих людей не збиралися створювати нафтові компанії й видобувати нафту. Їх мрією було знайти на придбаних ділянках «чорне золото» й продати ці ділянки потужним компаніям за «грубі гроші». Успіх прийшов 22 листопада 1905 р. Роберту Галбрейту та Френку Чеслі, які бурили поблизу міста Талса на землях індіанки Іди Гленн, ім'ям якої й було назване відкрите потужне родовище «Гленн-Пул» (Glenn Pool, рис. 4.18). Відкриття багатой нафти викликало черговий нафтовий бум і навалу тисяч старателів, робітників і шукачів пригод (протягом 1906 р. прибуло понад 3 тис. осіб). Численні фонтануючі свердловини району викидали сумарно понад 100 тис. барелів нафти за добу, але при відсутності нафтогону, ця сировина майже нічого не коштувала. Цим скористався спритний ділець Гаррі Сінклер, який займався в Оклахомі купівлею-продажем дрібних нафтових ділянок. Він за безцінь скуповував усю нафту, яку буровики відводили у вириті запруди (бо дівати не було куди), спорудив велику кількість сталевих цистерн і зберігав там сировину до завершення будівництва нафтопроводу, після чого продав нафту в середньому у 12 разів дорожче, ніж купував. Утворена Сінклером на цій обладдці нафтова компанія невдовзі стала одним з лідерів нафтовидобутку штату. У 1907 р. Оклахома видобула найбільшу кількість нафти серед штатів

США, а містечко Талса, де розпочалося будівництво десятків нафтопереробних заводів, стало на деякий час нафтовою столицею Америки. «Гленн-Пул» дав 340 млн. барелів. Подальший розвиток нафтовидобутку в Оклахомі був пов'язаний з освоєнням берегів ріки Сімаррон, де також знайшли велику нафту (рис. 4.19).

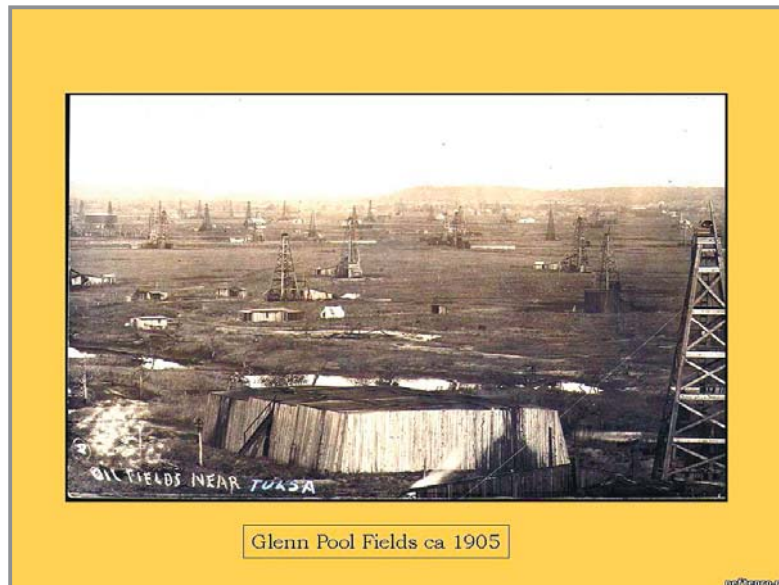


Рис. 4.18 – Бурові вежі родовища «Гленн-Пул» в Оклахомі, після 1905 р.



Рис. 4.19 – Вигляд нафтових веж уздовж ріки Сімаррон, 1914 р.

Один з перших художніх фільмів Голівуду з умовного циклу «Нафта править світом» закономірно отримав назву «Нафта Оклахоми» (режисер Стенлі Крамер, 1973 р.), що свідчить про ототожнення цього штату в суспільній думці американців з великою нафтою.

Справжнім «нафтовим ельдорадо» виявилась Південна Каліфорнія. За іронією долі іспанці, які першими з європейців відкрили й колонізували ці землі, не змогли віднайти величезні й різноманітні скарби місцевих надр. Ще 1776 р. іспанці заснували форт у затоці Золоті ворота, назвавши його на честь святого Франциска Ассізького. Місто Сан-Франциско стало одним із важливих центрів освоєння земель Нової Іспанії (Каліфорнії), хоча Північна Америка тривалий час розглядалася іспанцями як безперспективна територія саме з погляду на відсутність корисних копалин (у першу чергу – благородних металів). На географічних картах вона позначалася «Tierras de ningun provecho», тобто «землі, які не обіцяють пожитку». Фатальну помилку іспанців, які першими дійшли до найбагатших золотих і нафтових територій Америки, але не розпізнали свого жаданого Ельдорадо, пояснюють тим, що шукали вони «вогнем і мечем», а не «киркою й лопатою».

Перша нафта в Каліфорнії була виявлена ще 1876 р. розвідниками компанії «Star Oil» (родовище Піко-Каньйон північніше Лос-Анджелеса), але видобуток нафти з однієї свердловини не перебільшував 25 барелів за добу, що лише вказувало на доцільність подальших пошуків (їх вели геологи-нафтовики, які вперше з'явилися саме в Каліфорнії). Подібні знахідки дали підстави утворити в 1879 р. місцевим підприємцям Ч. Фелтону, Л. Тевісу та Дж. Лумісу «Тихоокеанську берегову нафтову компанію» («Pacific Coast Oil»), яку в 1900 р. придбала «Стандард Ойл», утворивши в 1906 р. «Каліфорнійський Стандард» («Standard Oil of California»), чим ще більше розширила домінування імперії Дж. Рокфеллера в США (рис. 4.20). Ще раніше частина нафтовиків-підприємців Каліфорнії, зокрема Л. Стюарт, Т. Бард, В. Хардісон вирішили протистояти нафтовому гіганту та об'єдналися в альтернативний союз, утворивши в Сан-Паулу компанію «Union Oil».

Вона спромоглася побудувати свої нафтопроводи від родовищ округу Керн до нафтопереробних заво-

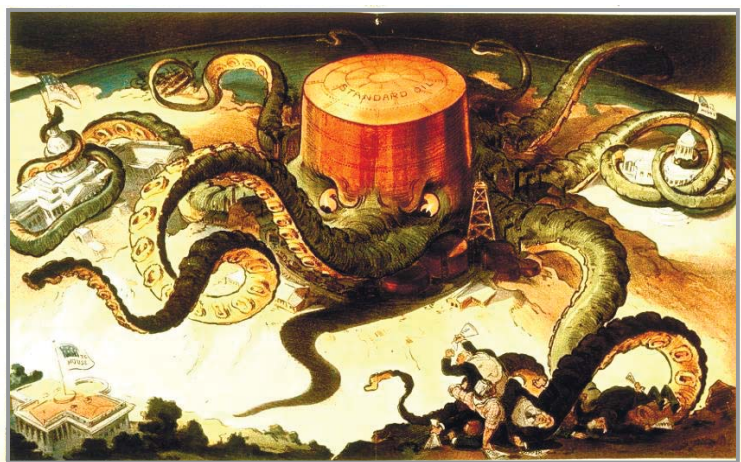


Рис. 4.20 – Спрут «Стандард Ойл» поглинає інституції країни (американська карикатура 1900-х років)

дів на узбережжі Тихого океану і вистояла в складній конкурентній боротьбі. Варто також зазначити компанію Едварда Доені, яка пробурила першу успішну свердловину біля міста Лос-Анджелес (1892 р.), розпочавши каліфорнійський нафтовий бум.

Специфіка освоєння нафтових родовищ Каліфорнії полягала в тому, що її територія знаходилась на значному віддаленні від основного споживчого ринку – сходу США, що стримувало значні капіталовкладення. З іншого боку розкривалися тихоокеанські ринки Азії і саме західне узбережжя з часом ставало значним споживачем. Відкриті в 1890-х роках потужні нафтові родовища підтвердили перспективність регіону – розпочалася ера каліфорнійської нафти. Основний нафтогазоносний район Каліфорнії – долина ріки Сан-Хоакін, яка включає найбільш потужні родовища Мідвей-Сансет (відкрите в 1894 р.), Нафтове родовище ріки Піхотинця (1899 р.), Південний Белрідж (1911 р.), що в окрузі Керн (рис. 4.21). Значні родовища були відкриті також в басейні ріки Лос-Анджелес – Вілмінгтон (1932 р.), Санта-Фе-Спрінгс, Лонг-Біч. У 1914 р. в окрузі Вентура свердловина Ральфа Ллойда і Джозефа Дебні на глибині 780 м дала нафтовий фонтан руйнівної сили. За кілька років округ Вентура і навколишні території були щільно заповнені нафтовими вежами.

Дивним чином виглядають на старих світлинах курортні райони та славетні пляжі Каліфорнії, які в 1920-1930-х рр. були вщент заповнені буровими вежами, що утворювали сюрреалістичні пейзажі (рис. 4.22). Нафту видобували навіть у середмісті зіркового Беверлі-Гілз.

Невдовзі естафета знахідок від Каліфорнії перейшла до сусіднього Техасу. Відкриття техаської нафти певною мірою пов'язано з ім'ям шкільного вчителя П. Хіггінса, який разом з учнями часто відвідував пагорб Спіндлтоп поблизу міста Бамонт на південному сході Техасу. Місцеві водні джерела, що виділяли газ, навели вчителя на думку про можливу наявність тут нафти. У цьому районі вже були невдалі буріння свердловин, тому ідеї Хіггінса нафтовики зустріли вельми скептично. Проведені поблизу Бамонта попередні геологічні дослідження теж давали негативний прогноз щодо наявності нафтових родовищ. Проте Хіггінс, простудіювавши всю наявну нафтову літературу, впевнено, часом нав'язливо доводив усім перспективність пагорба Спіндлтоп (за що отримав від містян прізвисько «лунастика», навіженого «міфічною техаською нафтою»).

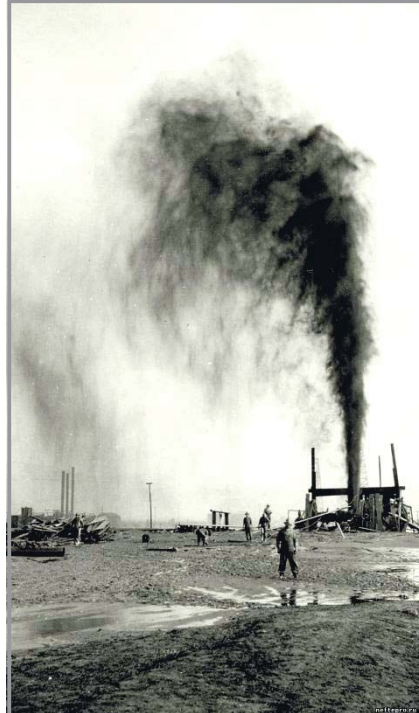
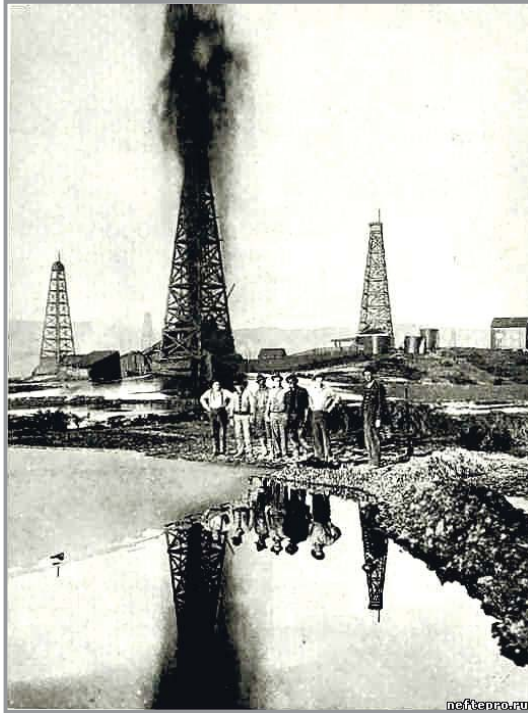


Рис. 4.21 – Нафтові фонтани та нафтовий кратер на свердловинах в окрузі Керн, Каліфорнія, 1910-ті роки

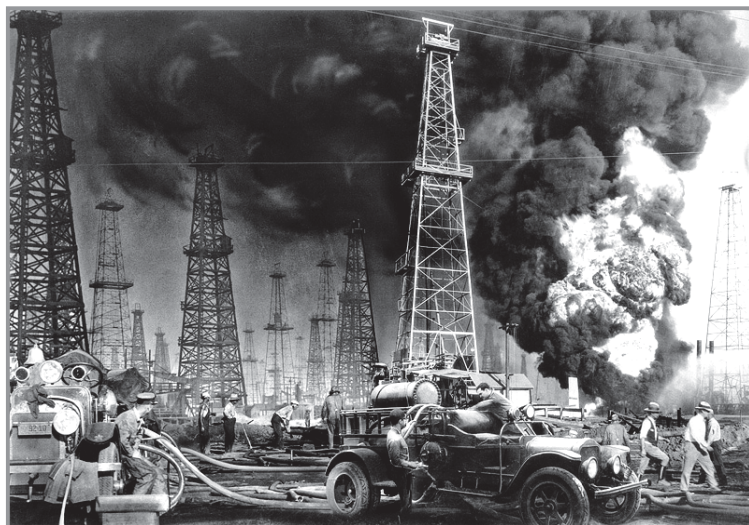


Рис. 4.22 – Курортні райони Каліфорнії в часи нафтового буму (1920-1930-ті рр.)

Хіггінсу вдалося зібрати невеликі інвестиції та зацікавити своїм «нафтовим районом» гірничого інженера, вихідця з Австро-Угорщини Ентоні Лукаса (Антоні Лючича), приятеля уславленого винахідника Ніколи Тесли, з яким вони разом вчилися в Політехніці Гарца. Лукас працював на соляних рудниках Луїзіани, вів на узбережжі Мексиканської затоки успішні геологічні розвідки солі, іноді знаходив і прояви нафти. У 1899 р. він погодився на пропозицію Хіггінса зайняти місце інженера-буровика в спільній компанії. У 1900 р. Лукас заклав свердловину поблизу підніжжя пагорба Спіндлтоп, справедливо вгледівши у його формі соляний купол, під яким могла бути нафта. Буріння йшло по міцних пісковиках. На глибині 275 м гідравлічний бур вийшов з ладу, грошей на оновлення обладнання не було й компаньйони звернулися «по допомогу» до Дж. Рокфеллера, але «Стандард Ойл» цього разу «дала осічку», не відчувши техаської перспективи. Партнерів підтримала бурова кампанія Дж. Гейлі та Дж. Гаффі з Пітсбурга. 10 січня 1901 р., коли свердловина сягнула глибини 370 м відбувся викид газу і забив нафтовий фонтан висотою понад 60 м (рис. 4.23).

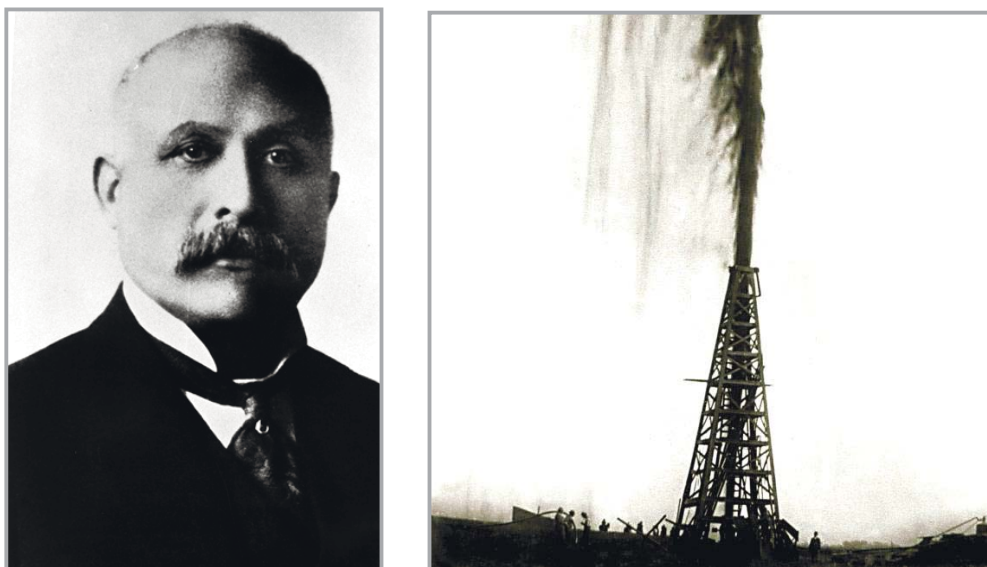


Рис. 4.23 – Першовідкривач техаської нафти Ентоні Лукас і славнозвісний «фонтан Лукаса» (свердловина поблизу пагорба Спіндлтоп)

«Фонтан Лукаса» розпочав масштабне явище, відоме як «Техаський нафтовий бум», що призвів до бурхливого розвитку економіки штату. Тільки подивитись на фонтануючу свердловину, яка давала 75 тис. барелів на добу, прибуло понад 50 тис. осіб. На місці буріння утворилося ціле нафтове озеро площею 40 га.

Населення Бамонта за рік зросло з 8 тис. до 60 тис. осіб, причому на початок 1902 р. у місті вже було зареєстровано 600 нафтових компаній, а в околицях діяло (або бурилося) 285 свердловин (рис. 4.24), які з часом перейшли до новоствореної потужної компанії «Галф Ойл» («Gulf Oil»), що належала фінансовій групі Меллонів. Утворилася також досить агресивна компанія «Тексако» (власник – Дж. Каллінан), яка з часом відійшла «Стандард Ойл». Першовідкривачі Хіггінс, Лукас, Гейлі та Гаффі отримали мізерні (у порівнянні з «Галф Ойл») прибутки зі Спіндлтопського родовища, але зробили вагомий внесок у відкриття техаської нафти, яка на думку багатьох експертів «допомогла США стати наддержавою». Американський комітет з нафти і газу призначив Ентоні Лукаса своїм довічним почесним головою, а в місті Бамонт в 1941 р. йому встановили 15-метровий гранітний постамент. Спіндлтопське родовище дало понад 50 млн. барелів нафти, видобуток продовжується до сьогодні.

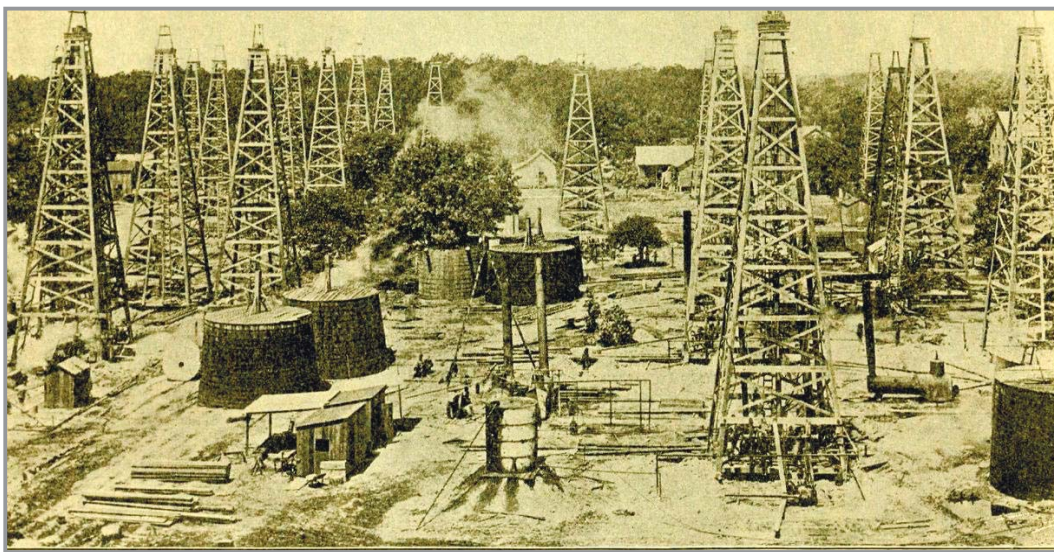


Рис. 4.24 – Масове будівництво свердловин на Спіндлтопському родовищі в Техасі, 1905 р.

Техас зумів здивувати нафтовий світ ще раз у 1930 р., коли було відкрите велетенське родовище Іст-Тексас (East Texas) на сході штату (160 км на схід від Далласа). Воно займає гігантську площу 570 км² і нараховує понад 30,3 тис. старих і діючих свердловин (це друге за запасами та перше за кількістю видобутої нафти з моменту відкриття родовище США).

Перші спроби свердловинних пошуків нафти велись тут ще з 1911 р., але буріння сягало лише на кілька сотень метрів (існуюча

техніка здебільшого «буксувала» на більших глибинах). Такі свердловини утворювали лише сухі отвори та призводили до банкрутств компаній-інвесторів та бурових артілей. Найбільшу завзятість і наполегливість виявили буровик Колумбус Маріон Джойнер і геолог-нафтовик А.Д. Ллойд, які відкрили нафту на колишніх землях фермерки Дейзі Бредфорд (на честь якої називали свої свердловини). 3 жовтня 1930 р. свердловина «Daisy Bradford № 3» на глибині 1078 м дала потужну нафту (рис. 4.25).



Рис. 4.25 – Щаслива свердловина «Дейзі Бредфорд №3», яка відкрила найбільшого нафтового «слона» – родовище Іст-Тексас: першовідкривачі Джойнер і Ллойд тиснуть один одному руку; майбутній нафтовий магнат і засновник компанії «Hunt Oil» Гарольдсон Хант (третій праворуч) приглядається до нової інвестиції

Свердловина Джойнера вцілила майже в південно-східну границю родовища, невдовзі в 14 км на північний захід від неї була пробурена ще одна успішна свердловина, яка забезпечувала добовий видобуток понад 22 тис. барелів нафти, а на початку 1931 р. ще одна свердловина в 40 км на північ від «Дейзі Бредфорд №3» дала багату нафту, причому всі три свердловини були майже однакової глибини (1070 – 1100 м). Деякий час ці свердловини вважали щасливими знахідками трьох різних родовищ, проте між нафтовиками побутувала майже фантастична думка, що все це єдине велетенське родовище. Одним з перших, хто «зробив ставку» на цю сміливу ідею був Гарольдсон Хант. У листопаді 1930 р. він зустрівся з Джойнером

у готелі «Baker» в Далласі й купив його свердловину та ділянку в 5580 акрів за нечувану в ті часи суму в 1,34 млн. доларів. Активне скуповування Хантом ділянок в межах розвіданого трикутника та масове буріння свердловин забезпечили йому базу для створення в 1934 р. власної нафтової компанії «Hunt Oil Company», яка завдяки масштабам родовища Іст-Тексас достатньо швидко перехопила лідерство за обсягами видобутку нафти в США.

У роки Другої світової війни «Hunt Oil Company» надійно забезпечувала армії США та союзників нафтою та нафтопродуктами. Для транспортування нафти на переробні заводи у Філадельфію компанія спорудила найбільший на той час нафтопровід у світі (будувався в 1942-1944 рр.), так званий «Великий дюйм» довжиною 2300 км і діаметром 24 дюйми (610 мм). Транспортування танкерами було дуже ризикованим, оскільки німецькі підводні човни постійно полювали на танкери в Мексиканській затоці. У післявоєнні роки компанія Ханта щорічно вводила понад 300 нових свердловин, а сам нафтовий магнат у 1948 р. був визнаний найбагатшою людиною Америки. Управління багатьма нафтовими корпораціями зосередились у Далласі та Хьюстоні, які стали важливими нафтовими центрами США.

У другій половині ХХ ст. у США було відкрито чимало нафтових родовищ середньої та великої продуктивності (рис. 4.26) і лише один велетенський нафтовий «слон», який перебільшив Іст-Тексас – родовище Прадхо-Бей на Алясці (1968 р.). У США на початку ХХІ ст. близько 24% сумарного нафтовидобутку видобувалося в Техасі, 23% – на Алясці, 14% – в Луїзіані, 13% – в Каліфорнії, 4% – в Оклахомі, 3,5% – у Вайомінгу, 3% – у Нью-Мексико, 2% – у Канзасі і 1,4% – у Північній Дакоті (інші штати – менше 1%). У ХХІ ст. Аляска і Техас відкрили найбільшу кількість нових родовищ великої продуктивності, які суттєво збільшили нафтовий потенціал країни.

Одним з головних «секретів» великого успіху США в освоєнні нафтогазових родовищ було й залишається масове буріння свердловин, причому рівний доступ до ділянок призводив до «нафтових бумів» із залученням на кожному потужному родовищі сотень бурових артілей і окремих старателів, що інвестували в пошуки й видобуток нафти. Одночасно діяли й великі компанії, які конкурували між собою та об'єднаннями дрібних підприємців, проте частка «старателів» (дрібних підприємців) у відкритті нових родовищ завжди складала від 2/3 до 3/4.

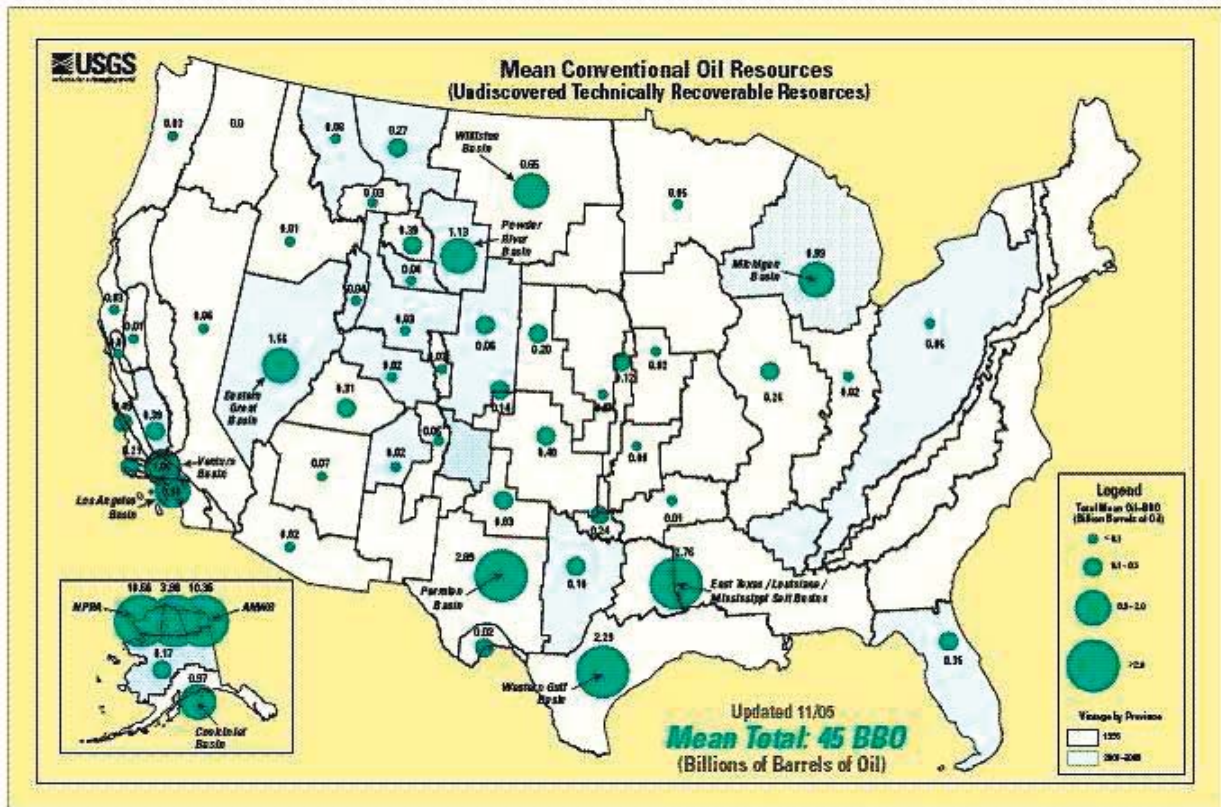


Рис. 4.26 – Розташування найбільших нафтових родовищ на території США

Починаючи з 1939 р. щорічно в США бурилося 3 – 5 тис. розвідувальних свердловин, а з 1947 р. – близько 7 тис. При цьому одна розвідувальна свердловина припадала в США на 31 км² перспективної нафтоносної території, тоді як середній показник інших нафтовидобувних країн складав у середньому 1259 км² (тобто був гірший майже в 40 разів). Таким чином, імовірні запаси нафти в інших країнах з причин недостатньої вивченості не використовувались у таких масштабах, як у США. Загальна кількість свердловин (розвідувальні та видобувні) у 1930-40 рр. складала 28 – 33 тис. на рік, а в 1948 р. – 40 тис. (це понад 40 млн. погонних метрів у рік), причому 16% з них були «дикими кішками», тобто не були пов'язані з існуючими родовищами й бурилися «на вдачу». У тому ж 1948 р. нафту давали 443 тис. свердловин. У другій половині ХХ ст., незважаючи на збільшення ролі великих компаній, зазначені тенденції залучення дрібного й середнього бізнесу в буріння свердловин збереглися (рис. 4.27).



Рис. 4.27 – Панорама тисяч видобувних свердловин на родовищі Південний Белрідж, Каліфорнія, кінець ХХ ст.

Мексика. Відкриття нафтових родовищ у Каліфорнії та Техасі давало надію знайти багату нафту також у Мексиці, східна частина якої формує значну частину Мексиканської затоки (з нею пов'язували природу виникнення місцевих родовищ). Американські компанії, геологи-нафтовики та дрібні підприємці рушили на південь, несучи свій досвід, знання й наполегливість розвідників надр. Нафтопродукти в Мексиці були знайомі ще давнім ацтекам (осмолення човнів, покриття підлог осель тощо), а виходи нафти на поверхню багаторазово фіксували дослідники в ХІХ ст. У 1880 р. по таких виходах навіть пройшли штольні й промислово видобували нафту поблизу міста Папантла-де-Оларте в штаті Веракрус.

На початку ХХ ст. провідними пошуковими компаніями в Мексиці були «Пан-Амерікен петролеум» («Pan American Petroleum and Transport Company») Едварда Л. Доені¹ та «Мексікен ігл» («Mexican Eagle Petroleum Company») англійського інженера Вітмана Пірсона (рис. 4.28), запрошеного мексиканським президентом Порфіріо Діасом у 1889 р. для реалізації великих інфраструктурних проектів. Пірсон прославився будівництвом грандіозних підводних тунелів в Англії та США, облаштуванням гаваней Дувра та Веракруса, а також спорудженням мексиканської залізниці на перешийку Теуантепек, що поєднала Тихий і Атлантичний океани.

¹ Е. Доен став прообразом Дж. Арнольда Росса в романі Ептона Сінклера «Нафта!», екранізованого в 2007 р. Полом Андерсоном як «There Will Be Blood» (фільм здобув престижну премію «Оскар» 2008 р. у кількох номінаціях).

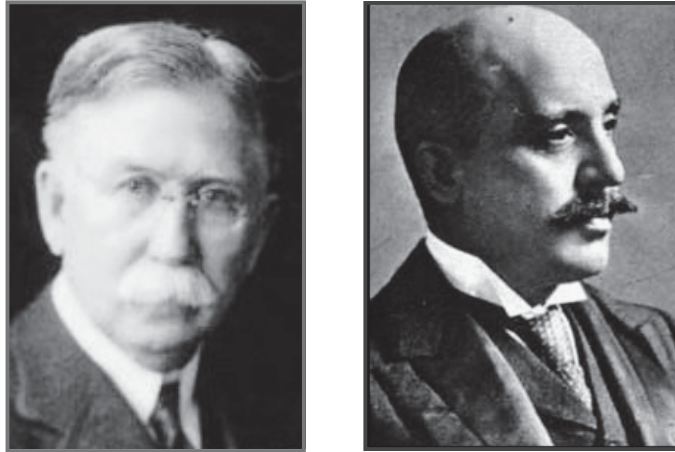


Рис. 4.28 – Едвард Л. Доені та Вітман Д. Пірсон (віконт Ковдрей) – організатори відкриття та розробки мексиканських нафтових родовищ

У 1901 р. Пірсон, запізнившись на потяг, змушений був провести день у містечку Ларедо на кордоні з Техасом, яке було охоплене «нафтовою лихоманкою» у зв'язку з відкриттям Спіндлтопського родовища в США. Згадавши звіти своїх мексиканських підлеглих про місця виходу нафти на поверхню, він дав телеграму своєму заступнику терміново проводити розвідки й скуповувати всі перспективні на нафту ділянки на території Мексики (лихоманка, як відомо, річ дуже заразлива). Нафта могла стати чудовим паливом для його залізниці Теуантепек (будувалася з 1896 р.). Пірсон найняв для пошуків першовідкривача Спіндлтопського нафтового родовища Ентоні Лукаса, запросив уславленого англійського геолога сера Томаса Редвуда, вклав значні кошти в сучасне обладнання, але йшли роки за роками, а знайти багату нафту не вдавалося. Дошкульним для Пірсона було й те, що «Пан-Амерікен петролеум» Е. Доені майже відразу (у 1901 р.) відкрила й почала розвивати західніше міста Тампіко багате родовище Ебано (Північний нафтовий район). Місто Тампіко швидкими темпами перетворювалось на нафтову столицю Мексики (рис. 4. 29).

У листах сину й дружині від 1908 р. Пірсон зазначав: *«Я з легкістю взявся за це починання (пошуки нафти – авт.), не розуміючи багатьох проблем, тільки відчуваючи, що нафта знаменує успіх і що важка робота, що вимагає напруження усіх сил, мусить принести плоди»; «Не можу не думати, яким я виявився жадібним авантюристом у порівнянні з людьми минулого... Наразі успіх не є очевидним, я продовжую нервувати й іноді відчуваю себе пригніченим».* Щоб змінити ситуацію Пірсон залучає для пошуків

нафти американських спеціалістів, зокрема одного з перших геологів-геофізиків США Еверетта Лі Де Гольєра.

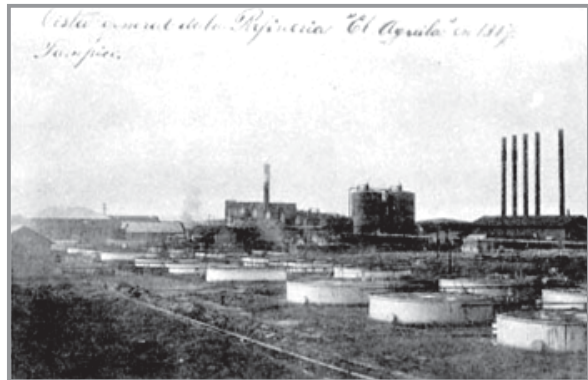
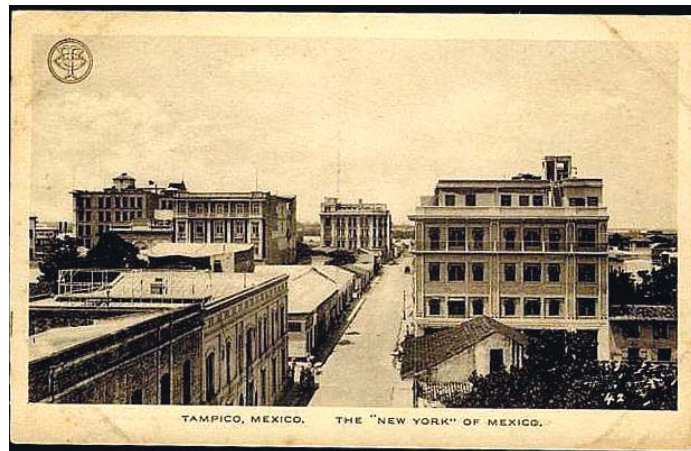


Рис. 4.29 – Місто Тампіко – «мексиканський Нью-Йорк», породжений багатом нафтою Північного та Південного районів (поштівка 1900-х рр. і фото нафтопромислів 1910-х рр.)

У 1910 р. Де Гольєр на ділянці Потреро дель Ляно (поблизу Туспана, штат Веракрус) вказав на місце для свердловини №4, яка без перебільшення змінила долю Мексики. Нафтовий фонтан у 110 тис. барелів на добу (в перший період експлуатації – до 200 тис. барелів) зробив свердловину «Потреро дель Ляно №4» (рис. 4.30) нафтовою легендою, відкрите родовище – найбільшим на той час у світі, а компанію «Мексікен ігл» лише за одну ніч перетворив на одну з провідних нафтових потуг світу. Назву небувалої свердловини отримав мексиканський танкер «Потреро дель Ляно», споруджений у 1912 р. У 1942 р. при транспортуванні нафти з Тампіко до Нью-Йорка він був розстріляний німецьким підводним човном поблизу Флориди, що стало приводом для вступу Мексики у Другу світову війну на боці антигітлерівської коаліції.

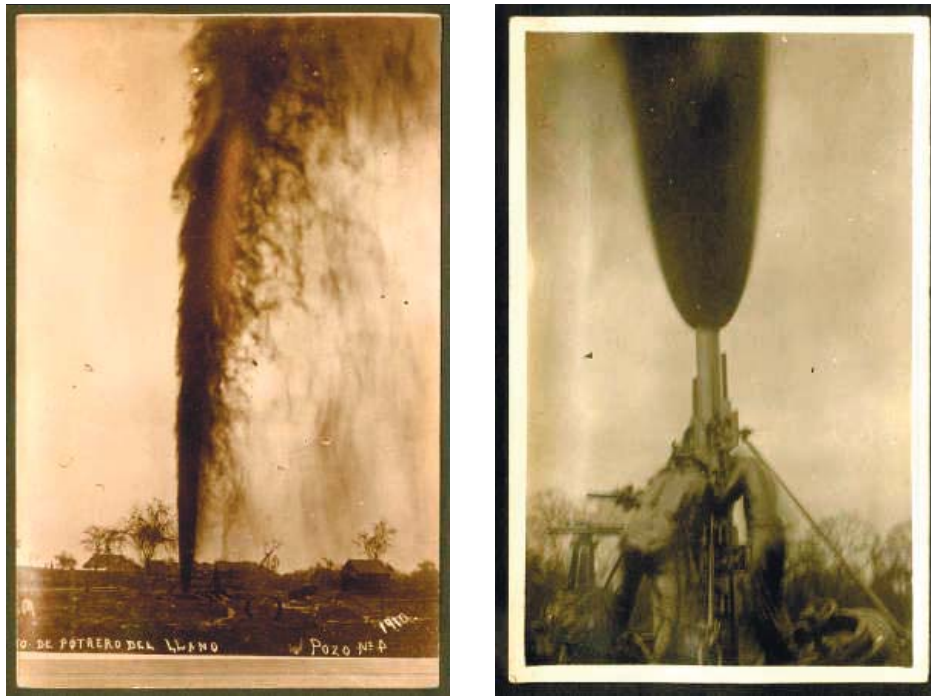


Рис. 4.30 – Легендарна фонтануюча свердловина «Потреро дель Льяно №4» у 1910 р. (штат Веракрус, Мексика)

Подальші відкриття зосередились вздовж так званої «Гольденлейн» («Золотої дороги») з поблизу порту Тампіко, утворивши Південний нафтовий район. У лютому 1916 р. Гербертом Вайлі була пробурена свердловина «Серро-Асуль № 4», яка «вибухнула» фонтаном у висотою 182 м, причому шум «вибуху» чули в радіусі 26 км (свердловина давала в перший період експлуатації рекордні 220 тис. барелів за добу). Невдовзі був відкритий третій подібний гігант. Для розуміння масштабів унікальних знахідок наведемо факт, що на початку 1920-х років ці три свердловини давали чверть мексиканського нафтовидобутку (другого в світі після США з 1918 р.), а інші три чверті давали понад 500 свердловин узяті разом. Якість сирової мексиканської нафти виявилась такою, що її використовували як пальне для залізниць (ідея Пірсона виявилась пророчою), причому в багатьох країнах світу, навіть у Російській імперії. Мексика стала країною-експортером нафти в 1911 р., основним експортним портом став Тампіко. У 1920 р. Мексика забезпечувала 20% нафтових потреб США.

Політичні обставини значно ускладнили подальший розвиток мексиканської нафтової промисловості. У 1911 р. розпочалася Мексиканська революція, владу генерала Діаса було повалено. Тривалий період нестабільності нівелював здобутки нафтової галузі. За Конституцією Мексики 1917 р. надра повернулися у власність

держави (стаття 27), яка реально не була спроможна їх освоїти без іноземного капіталу та фахівців. Почалися складні неогоціації нафтових компаній з урядом, значно зросли ризики для інвесторів. У цих умовах Вітман Пірсон за посередництвом Галуста Гюльбенкяна продав компанію «Мексікен ігл» на умовах, запропонованих «Роял Датч-Шелл», яка навряд чи багато виграла в цій складній ситуації. Власник «Пан-Амерікен петролеум» Едвард Доен пробував навіть організувати військову експансію США в Мексику, але фінансовий істеблїшмент Америки не підтримав тут «нафтовиків», оскільки очікував від Мексики повернення великих державних боргів саме за рахунок мексиканської нафти.

У 1938 р. президент Мексики Ласаро Карденас у розвиток ідей революції 1910–1917 рр. націоналізував закордонні нафтові компанії, утворивши державну монополію «Петролеос Мексіканос» («Petroleos Mexicanos»), скорочено – «Pemex»). Більш того, закритий для іноземних компаній статус мексиканської нафтогазової галузі окремо закріпили в Конституції. Це призвело до ще більшого спаду мексиканської нафтової промисловості, який спостерігався з середини 20-х років. Нарощування видобутку спостерігалось в часи Другої світової війни, що було пов'язане з потребами антигітлерівської коалїції. У післявоєнний час чергувалися періоди підйомів і спадів до Нафтової кризи 1970-х років, наслідки якої принесли різке зростання компанії «Pemex» і помітне збільшення державного бюджету Мексики (арабське нафтове ембарго США частково компенсували мексиканською нафтою). Державна монополія «Pemex» входить до десяти найбільших нафтових компаній світу, сучасні запаси нафти складають понад 7,8 млрд. т, газу (в перерахунку на рідке паливо) – 2,2 млрд. т. Річний видобуток нафти – близько 150 млн. т (значна частина видобувається морськими платформами в Мексиканській затоці), газу – 40 млрд. м³, чисельність робочого штату – близько 140 тис. осіб.

Венесуела. Мексиканська революція та її наслідки в нафтовій галузі змусили нафтові компанії та інвесторів шукати більш стабільні регіони капіталовкладень. Список перспективних регіонів відкривала Венесуела, де нафту використовували ще до Колумба. Перші розробки нафти нових часів відносять до 1878 р., коли в штаті Тачіра (на заході Венесуели) в місцях виходу важкої нафти на поверхню було пробурені кілька свердловин глибиною близько 20 м, загальною продуктивністю до 15 барелів за добу (нафту переробляли на світильну олію).

Президент Венесуели Хуан Гомес¹ (керував країною з 1908 по 1935 рр.), вбачаючи в нафті вірний спосіб особистого збагачення й можливість поповнення бідного бюджету аграрної країни, надав іноземним нафтовим компаніям та дрібним артілям і підприємцям найвигідніші умови для пошуку та розробки венесуельської нафти. Коли багата нафта була знайдена, він навіть видав спеціальний «Нафтовий закон» (умови концесій, податки, орендна плата тощо), яким юридично закріплював вигідні інвесторам умови.

У 1910 р. американська компанія «Нью-Йорк енд Бермудес» розпочала розробку великого асфальтового озера Гуаноко в Східній Венесуелі. Одночасно вона пробурила декілька пошукових свердловин і знайшла в 1913 р. невелике родовище важкої нафти, що давало підстави для подальших пошуків.

Першою з великих нафтових компаній Венесуелою зацікавилась британсько-нідерландська «Ройял Датч Шелл», придбавши результати геологічних досліджень в американській компанії «General Asphalt Co». Пошукові роботи в 1912 р. почала дочірня компанія «Шелл» – «Карібіен петролеум компані» в східній частині найбільшого в Південній Америці озера Маракайбо, відомого зі славнозвісної «Одіссеї капітана Блада» Р. Сабатіні. Комерційний видобуток (спершу – доволі скромний) розпочався з 1914 р. з відкриттям родовища Мене-Гранде.

Керівництво «Шелл» орієнтувалося на світове домінування в нафтовидобуванні: *«Ми не можемо програти боротьбу за нові території... Наші геологи є всюди, де зберігається хоч якийсь шанс на успіх»*. Умови ведення пошукових робіт у Венесуелі були ще більш важкими й небезпечними, ніж на Середньому Сході. Малярія та інші інфекційні хвороби, майже повне бездоріжжя та відсутність електрифікації, ненадійні географічні карти, вороже ставлення індіанських племен. Останній фактор обумовив жорстке правило – вирубувати джунглі навколо робочої ділянки на відстань льоту індіанських стріл. Дослідження, які провели американські картографи та геологи на замовлення «Стандард Ойл оф Нью-Джерсі», свідчили, що бурити свердловини в умовах Венесуели обійдеться дорожче, ніж розробляти сланцеву нафту в США, але керівництво «Стандард Ойл»

¹ Президенти-генерали у Венесуелі (як і в інших країнах Латинської Америки) здебільшого були типовими диктаторами як за способами приходу до влади, так і за авторитарним стилем правління (генерал Гомес не був виключенням). Британський амбасадор у Каракасі характеризував президента Гомеса як «абсолютного монарха в найбільш середньовічному сенсі слова».

вирішило зайти у Венесуелу, незважаючи на очікуване загострення конкуренції з «Ройял Датч Шелл».

До 1922 р. залишалися під сумнівом потенціал венесуельської нафти та доцільність великих інвестицій. 14 грудня 1922 р. свердловина «El Barrosos 2» компанії «Ройял Датч Шелл» на ділянці Ла-Росса в басейні озера Маракайбо дала фонтан продуктивністю 100 тис. барелів на добу. Цікаво, що вибрав цю ділянку й керував буровими роботами славнозвісний інженер-нафтовик Джордж Рейнолдс (рис. 4.31), той самий, який півтора десятиріччя тому відкрив першу нафту Персії поблизу Месджеде-Солейман (див. п. 4.1). Після епохального відкриття нафти Середнього Сходу «Англо-Перська нафтова компанія» відправила Рейнолдса у відставку («Мавр виконав свою роботу, мавр може йти»¹). Компанія «Шелл» запропонувала досвідченому нафтовику «ще раз здивувати світ». Це може здаватися містиккою, бо у Венесуелі на той час працювали десятки нафтових компаній (три з них – з першого десятка), сотні кваліфікованих спеціалістів – інженерів, геологів, буровиків, дрібних підприємців, але перше гігантське родовище країни відкрив саме Рейнолдс, причому ділянка Ла-Росса вважалася геологами й керівництвом «Шелл» малоперспективною, а прихильність до неї Рейнолдса – дивацтвом. Якщо слово «геній» придатне для характеристики шукача нафти, то це найбільш підходящий випадок в історії, оскільки одна людина відкрила світу дві нафтові «наддержави» в Західній Азії та Південній Америці.

Відкриття родовища Ла-Росса зробило Венесуелу нафтовою країною світового значення. «Нафтова лихоманка» вибухнула з небувалою силою. Понад сто американських і англійських нафтових груп почали активні розвідки й полювання за ділянками. Нафтовий бум вміло використав для збагачення диктатор Хуан Гомес та його найближчі підлеглі, які отримували концесії на розробку ділянок і вигідно перепродавали їх іноземним компаніям. Для монополізації цієї прибуткової справи була створена фіктивна компанія «Compania-Venezolana de Petroleo», через яку фактично йшла торгівля концесіями. Але треба віддати належне генералові – «торгівля» йшла без обману і загальні умови нафтовики вважали прийнятними.

¹ нім. «Der Mohr hat seine Arbeit getan, der Mohr kann gehen» – фраза-символ споживацького ставлення до людини, яку використали, а потім відвернулися від неї. Походить з п'єси «Змова Фієско в Генуї» (1783 р.) німецького поета Фрідріха Шиллера (помилково приписується шекспірівському Отелло).



Рис. 4.31 – Піонер перського та венесуельського нафтовидобування Джордж Рейнолдс і його свердловина «Ель Барросо 2», 1922 р.



Рис. 4.32 – Монумент на місці свердловини «Ель Барросо 2», що відкрила велику нафту Венесуели

Щасливі знахідки йшли одна за одною. У цей період були відкриті потужні родовища: Лагунільяс, Ла-Пас і Кірікіре. Новим успіхом, який завдяки прогресивним технологіям підводного буріння отримала компанія «Стандард Ойл оф Нью-Джерсі» у 1928 р. стала розробка донної частини озера Маракайбо, яка виявилася вельми перспективною (рис. 4.33). Якщо в 1921 р. Венесуела видобула близько 1,4 млн. барелів нафти, то в 1928 р. – 137 млн. барелів (за сім років видобуток зріс майже в сто разів) і країна вийшла на друге місце в світі після США. У 1937 р. з відкриттям промислових скупчень нафти в еоценових відкладеннях родовища Лагунільяс (нижче продуктивних пластів міоцену) розпочалася розробка глибоких горизонтів.

Для запобігання можливості націоналізації нафтової промисловості за прикладом Мексики провідні нафтові компанії будували потужні нафтопереробні заводи не в самій Венесуелі, а на прилеглих Антильських островах, що належали Нідерландам, зокрема на Арубі, Кюрасао та ін., які повністю контролювалися власниками нафти.



Рис. 4.33 – Видобуток нафти на західному березі озера Маракайбо, 1940-ві роки

Венесуела стала найбільшим постачальником для компанії «Ройял Датч Шелл» і загалом для Великобританії. Не зважаючи на велику кількість діючих видобувних підприємств, близько 80% видобутку отримували чотири компанії – британсько-нідерландська «Ройял Датч Шелл» та американські «Галф Ойл», «Стандард Ойл оф Нью-Джерсі» і «Пан-Амерікен Петролеум» (остання в 1925 р. була придбана «Стандард Ойл оф Індіана» й працювала через дочірню компанію «Лаго петролеум», а в 1932 р. передала свої зарубіжні активи «Стандард Ойл оф Нью-Джерсі»).

Домінування «Ройял Датч Шелл» у Венесуелі ще більше загострило протистояння з групою «Стандард Ойл», апогеєм якого можна вважати Чацьку війну 1932-1935 рр. У 1928 р. з'явилися припущення, що район Чако на кордоні між Болівією та Парагваєм може містити великі запаси нафти. Його територіальна приналежність завжди викликала міждержавну суперечку (кордон між провінціями колишньої Іспанської Америки в цих місцях не був чітко визначений). Оскільки цей район з географічних і природних причин був, можливо, один з найменш сприятливих для життя людини, то тривалий час протиріччя згладжувалися еволюційним шляхом. Проте в нових умовах, коли уряди Болівії та Парагваю вже очікували (кожний для себе) майбутні нафтові надходження – розпочалися військові дії. Можливо до великої війни й не дійшло б, оскільки бідність фінансовими й людськими ресурсами обох країн не сприяли веденню тривалої виснажливої війни, але американська «Стандард

Ойл» почала підтримувати Болівію, а британсько-голландська «Ройял Датч Шелл» – Парагвай (звісно, робилося це за майбутні нафтові концесії). Результатом стала повномасштабна війна у якій загинуло понад 60 тис. болівійців і 32 тис. парагвайців, з обох боків було близько 30 тис. полонених, економіка обох країн була доведена до руйнівного стану (рис. 4.34). Формальну «перемогу» здобув Парагвай (він отримав 3/4 спірних територій, Болівія – 1/4). «Усмішка диявола» проявилась тоді, коли після довгоочікуваної «перемоги» всі зусилля знайти нафту в районі Чако виявилися марними, її не знайшли ні великої, ні малої...

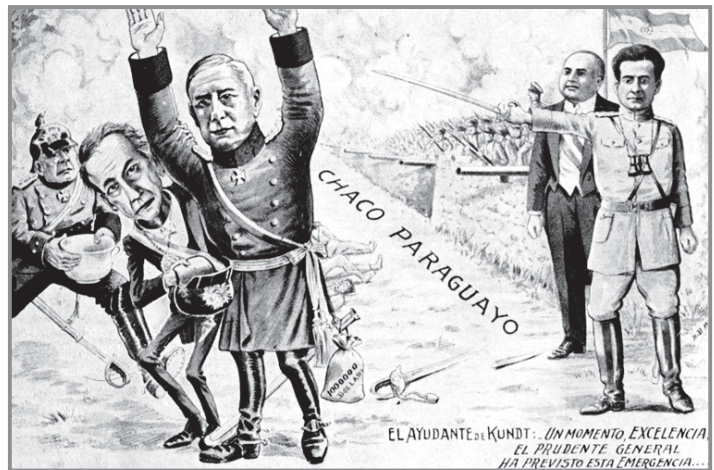


Рис. 4.34 – Карикатура часів війни за «нафтовий район» Чако

У роки Другої світової війни попит на венесуельську нафту різко зріс, що сприяло подальшим пошукам та освоєнню багатих родовищ. У другій половині ХХ ст. сформувалися контури потужного нафтогазоносного басейну Маракайбо, пов'язаного з міжгірною западиною між грядями Східної Кордильєри. У басейні відкрито 80 родовищ, 5 з яких – вельми потужні: Шельф-Болівар, Ла-Пас, Лама, Ламар, Мене-Гранде. Група родовищ Шельф-Болівар розробляє донну та прибережну північно-східну частину озера Маракайбо й простягається на 35 миль уздовж берега. Загальні запаси нафти тут складають 4,7 млрд. т, з них родовище Тіа-Хуана – 2 млрд. т, Бачакеро – 1,6 млрд. т і Лагунільяс – 1 млрд. т. Експлуатується близько 7 тис. свердловин (глибина 190–1500 м). На штучних насипних островах розміщені заводи з переробки нафти й зрідженню газу, численні резервуари нафтосховищ. Шельф-Болівар належить і управляється державною «Венесуельською нафтовою компанією» («Petroleum of Venezuela»). Її утворення та одночасна націоналізація венесуельської нафти відбулися наприкінці 1975 р. Компанія займала 7-ме місце в світі за обсягами видобутку нафти (на початку ХХІ ст. ці позиції погіршилися з політичних причин).

4.3. Росія

Перша згадка про виявлення нафти в тогочасній Московії з'явилась у 1684 р., коли іркутський писемний голова Леонтій Кислянський знайшов «гірську олію» в районі Іркутського острогу (місцеві мешканці збирали нафту з поверхні річки й використовували як мастило). Перший кустарний нафтовий промисел на річці Ухта (басейн Печори) розпочав архангельський рудознавець Федір Прядунов у 1745 р., який доставив зібрану «гірську олію» до Бергколегії, де здійснив її грубу первинну перегонку. Отримавши розпорядження «завести нафтовий завод», Прядунов спорудив над знайденим нафтовим джерелом колодязь і в невеликих кількостях поставляв нафту до Москви, Тули та інших міст (за роки існування заводу тут було видобуто 220 пудів нафти). У 1752 р. за несплату «десятинного податку» з нафтового промислу рудознавця посадили в боргову в'язницю, де наступного року він пішов з життя. За декілька років видобуток нафти занепав.

Експансія Російської імперії на Кавказ сприяла знайомству з місцевими нафтовими промислами. У декількох районах Північного Кавказу мешканці традиційно видобували нафту з численних неглибоких колодязів. У 1823 р. брати Дубініни відкрили в Моздоці (Північна Осетія) нафтопереробний завод, причому нафту видобували колодязним способом з ближнього Воскресенського родовища. У 1864 р. у долині ріки Кудако на Кубані було розпочате буріння свердловин ударно-канатним способом, а в лютому 1866 р. з глибини 198 м отримано перший нафтовий фонтан із дебітом близько 200 т на добу (бурові роботи проводив інженер А. Новосельцев). Незважаючи на відносно невеликі обсяги видобутку нафти на Кубані, відкриття цих родовищ свердловинним способом можна вважати початком нафтової промисловості Російської імперії.

Багатий досвід освоєння азербайджанських нафтових родовищ, у яких Росія брала активну участь (фінансовими ресурсами, підприємницькою діяльністю, науковими та інженерними кадрами), дозволив упровадити передові технології пошуку й розробки нафти в інших регіонах Кавказу – Грозному, Майкопі, на Тамані. Найзначнішим з них став Грозненський нафтовий район. Багата нафта була офіційно «відкрита» тут у 1833 р., хоча нафтові джерела були відомі чеченцям здавна. Промисловий колодязний видобуток розпочався в 1860-х роках і був пов'язаний з будівництвом

нафтоперегінного заводу бакинського промисловця І. Мірзоева. Однією з провідних видобувних компаній стала «Нітабух, Фінкельштейн і К^о», яка на початку 1890-х років передала свої активи нафтовому підприємцю Йосипу Ахвердову. Він перший впровадив у Чечні буріння нафтових свердловин. У 1893 р. йому вдалося пробурити на Єрмолинській ділянці свердловину глибиною 132 м, з якої почав бити потужний нафтовий фонтан. Кожна наступна свердловина давала нові багаті фонтани, провокуючи чеченську «нафтову лихоманку», але відсутність необхідної інфраструктури (резервуарів для зберігання, транспортних можливостей, відповідних переробних потужностей) потребувала дедалі більших капіталовкладень. У 1895 р. в Брюсселі за участю І. Ахвердова була заснована міжнародна компанія «Петроль де Грозні» і бельгійський капітал (антверпенський банк «Креді насьональ ендустріель») зайшов на родовища Північного Кавказу. Багату Єрмолинську ділянку викупила й розробляла німецька компанія «Шпіс, Стукен і К^о». Ще одним потужним гравцем у Грозному стала компанія «Руський стандарт» (поєднання активів «Каспійсько-Чорноморської нафтової компанії» французького банкірського дому Ротшильдів з англійсько-нідерландською «Роял Датч Шелл»). Чеченська нафта експортувалася через Новоросійськ залізницею, а з часом – збудованим нафтогоном. На початок 1914 р. Грозненський нафтовий район став одним із найбільш значних нафтовидобувних центрів Російської імперії.



Рис. 4.35 – Початок промислового освоєння Грозненського нафтового району, 1900-ті роки

Перша світова війна, а особливо Російська революція 1917 р. і громадянська війна призвели до значного зниження нафтовидобування. У червні 1918 р. був підписаний Декрет Ради народних комісарів «Про націоналізацію нафтової промисловості», який припинив діяльність провідних нафтовидобувних компаній. Ситуація погіршилася з окупацією більшовицькою Росією Азербайджанської демократичної республіки в 1920 р., коли була захоплена власність бакинських нафтових кампаній, а управління промислами перейшло до більшовицьких комісарів.

Потреби у пошуках власної російської нафти сприяли відкриттю вже в 1920 р. у Московській гірничій академії нафтової кафедри, яка трансформувалася в окремий факультет, на базі якого в 1930 р. був створений Московський нафтовий інститут (ректор – «червоний академік» Іван Губкін). Науковцями цих інституцій були продовжені геологічні дослідження величезних територій між Волгою та Уралом, розпочаті численними заходами геологів царської Росії (про що радянська пропаганда ніколи не згадувала). Ще на початку ХХ ст. геолог Микола Тихонович, досліджуючи родовища Казанської губернії, дійшов висновку про перспективність нафтовидобування в Поволжі. У 1912 р. тут було створене нафтове товариство «Казань Ойл Філдс лімітед» із залученням британського капіталу, проведене розвідувальне буріння, яке показало добрі перспективи району (зокрема Сюкеєвського нафтового родовища), але Перша світова війна обірвала плани освоєння цих покладів.



Рис. 4.36 – Керівник нафторозвідувальних робіт Волго-Уральського регіону академік Іван Губкін та першовідкривач Ішимбайського нафтового родовища гірничий інженер Олексій Блохін

У 1920-1930-х рр. Геологічний комітет під керівництвом І. Губкіна (рис. 4.36) почав широкі дослідження в Татарії, Башкирії, Куйбишевській і Пермській областях, де з часом були розвідані багаті нафтові родовища. У 1929 р. професор Павло Преображенський відкрив пермську нафту, зокрема в Чусовських Городках Пермської області (рис. 4.37).



Рис. 4.37 – «На штурм нафтових родовищ!» (селище Верхні Городки на річці Чусовій, Пермська область), 1930-ті роки

У 1932 р. експедицією геолога-нафтовика Олексія Блохіна (див. рис. 4.36, 4.38) були отримані перші нафтові фонтани велетенського Ішимбайського родовища (Башкирія). Невеличке село Ішимбай швидко перетворилося в місто нафтовиків, з якого була збудована залізниця (а з часом і нафтопровід) до Уфи, де постали потужні нафтопереробні заводи. Слід зазначити, що численні свідчення проявів нафти в цьому районі науково фіксувалися, починаючи з другої половини XVIII ст., а в 1911-1914 рр. приватний підприємець А. Срослов, пробуривши свердловини глибиною від 20 до 90 м, виявив тут великі скупчення асфальту та густої нафти. Де-факто Ішимбайське родовище було відкрите, хоча його потенціал залишався невідомим. Для вивчення цього важливого питання до Геологічного комітету Російської імперії декілька разів надсилалися клопотання, щоб провести глибоке буріння відкритих нафтових територій, проте до війни це не відбулося, а під час Першої світової війни такої можливості вже не було.

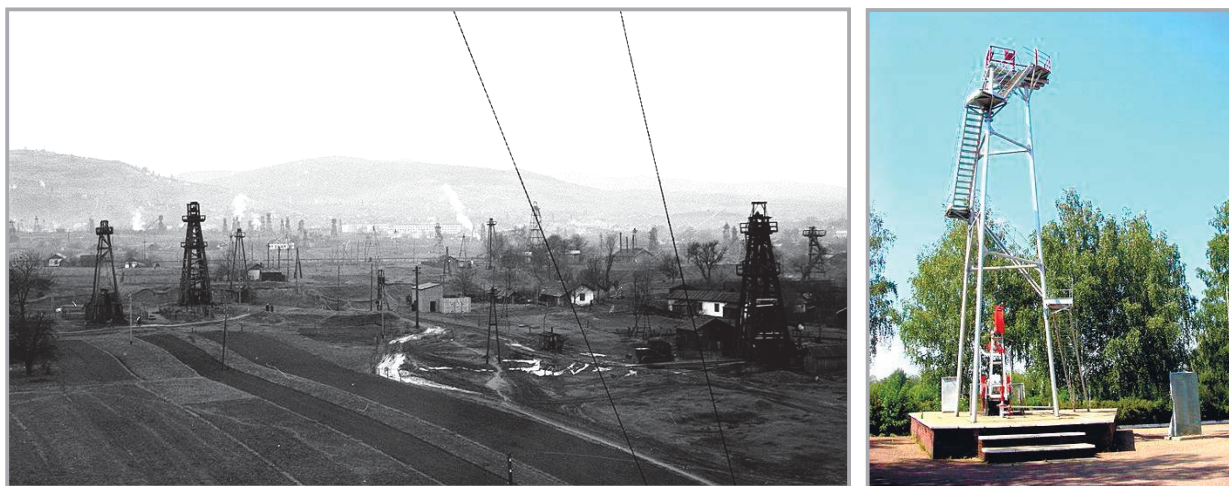


Рис. 4.38 – Освоєння Ішимбайського родовища в Башкирії (1935 р.) та монумент на місці першої свердловини з нафтовим фонтаном (свердловина №2-1/702)

Нагальні потреби в новій багатій нафті виникли вже в інших умовах 1930-х років і були зумовлені двома основними факторами – швидким розвитком автомобільного транспорту та необхідністю диверсифікації нафтопостачання на випадок війни. Геологам ставилася задача відкрити «другий Баку» і вона, певною мірою, почала вирішуватись на базі Волзько-Уральської нафтогазоносної області (що мало велике значення в роки війни). Значну допомогу в пошуку родовищ здійснила французька геофізична компанія «Шлюмберже», яка вела підготовку кадрів радянських геофізиків, передала дослідне обладнання й допомогла поставити його на серійне виробництво в колишньому СРСР. У будівництві нафтопереробних заводів, організаційних і логістичних розв'язаннях величезну роль відіграло американське проектне бюро Альберта Кана, яке спроектувало в СРСР понад 500 найбільших підприємств (зокрема, більшість «гігантів перших п'ятирічок»). У 1940 р. видобуток нафти в Росії склав понад 7 млн. т (з них близько 5 млн. т припадало на Чечню та 1,8 млн. т на Башкирію), загальний видобуток в СРСР склав близько 33 млн. т, з них Азербайджан дав понад 23,5 млн. т.

На початку 1930-х років на півночі Росії почала формуватися нова нафтогазоносна область. Ще далекого 1868 р. підприємець і рудознавець Михайло Сидоров розпочав буріння неглибоких свердловин в басейні Печори (там, де починав Федір Прядунов) і отримав близько 32 т нафти. Свердловинна розвідка нафтових родовищ в Ухтинському районі Печорського краю продовжилася в

першій чверті ХХ ст. (Російське товариство «Нафта», Варваринський промисел Гансберга та ін.).

Початок радянського освоєння нафтових ресурсів Печорського краю (як пізніше й усіх інших ресурсів Арктики) базувався на праці ув'язнених зі створеної системи концентраційних виправно-трудова таборів. Влітку 1929 р. була сформована спеціальна структура «Північні табори особливого призначення» («СЕВЛОН»), яка й почала нафтові розвідки в районі Ухти. Перша експедиція з 139 осіб запустила свердловину №1 і протягом 1929 р. видобула лише 5 т нафти (кількість людських жертв, відданих за одну тонну, у звітах не уточнювалась). У 1930 р. розвідувально-експлуатаційна свердловина №5 на глибині 390 м дала легку нафту з дебітом близько 4 т на добу. Таким чином силами ув'язнених було відкрите Чиб'юське промислове родовище девонської нафти (рис. 4.39), з якого бере початок нафтогазова промисловість Республіки Комі. У 1932 р. було відкрито велике Ярегське родовище. Його важка, в'язка нафта вперше видобувалася шахтним способом. Табірне поселення нафтовиків-невільників Чиб'ю з 1939 р. стало називатися Ухтою. Через табори «Ухтпечлагу» пройшли понад 90 тис. осіб¹, переважна більшість з яких не дожила до строку звільнення. У 1930 р. створенням виправно-трудова табору в Республіці Комі керував провідний ідеолог і творець системи сталінського ГУЛАГу Нафталій Френкель.



Рис. 4.39 – Ув'язнені Північних таборів особливого призначення, які під проводом бурового майстра О. Романенка в 1930 р. відкрили перше арктичне нафтове родовище на річці Чиб'ю (Республіка Комі)

У роки Другої світової війни геологічні пошуки в арктичних районах Західного Сибіру проводив В. Сакс, який вперше обґрун-

¹ За даними книги А. Шеренаса «Воркутинские лагеря смерти».

тував пониззя ріки Надим як найбільш перспективний район пошуків (у 1967 р. там буде відкрите велике газоконденсатне родовище Ведмеже).

Найважливіші події історії російського нафтогазовидобування припадають на 1960-ті роки і пов'язані з відкриттям і освоєнням велетенських родовищ Західного Сибіру, значну перспективу яких передбачав І. Губкін ще в середині 1920-х років. Геологічні партії почали пошуки нафти в цьому величезному районі в 1939 р., але їх діяльність (подібно до перших розвідок в Югрі на початку ХХ ст.) була безуспішною. Отримані натурні дані й теоретичні міркування деяких тогочасних геологів давали вельми скептичні оцінки наявності нафти в Західному Сибіру (чимало провідних талановитих геологів постраждали від сфабрикованих НКВС «Справи Геолкому», «Справи про шкідництво в нафтовій промисловості» тощо). Незважаючи на відкриття в 1948 р. у Татарстані велетенського Ромашкінського родовища (доведені запаси оцінені в 3 млрд. т) інтенсивна повоєнна експлуатація родовищ Волзько-Уральського регіону (а також Азербайджану та України) загрожувала різким зменшенням розвіданих запасів і пошук нових нафтових родовищ ставав питанням величезної державної ваги.

У 1948 р. розпочала роботу Тюменська нафторозвідувальна експедиція, яку в 1952 р. очолив Рауль Ерв'є, рис. 4.40 (родина Ерв'є походила із Франції, геологічну освіту Рауль отримав у Києві, понад десять років працював у геологорозвідувальних експедиціях в Україні). Під його керівництвом був створений трест «Тюмень-нафтогеологія», де спільно працювали геологи, геофізики й буровики, що дало синергетичний ефект.

В умовах скептичного ставлення впливової частини тогочасної радянської геологічної науки до нафтогазового потенціалу Тюменської області великою заслугою Р. Ерв'є було обґрунтування перспектив нафтогазоносності Західно-Сибірської низовини та практичне доведення цієї істини (25 червня 1960 р. свердловина № 6 Шаїмської нафторозвідувальної експедиції дала перший у Західному Сибіру нафтовий фонтан). Тривалий час успішного керівництва Р. Ерв'є пошуковими роботами в Тюмені створив цілу «епоху Ерв'є», яка дозволила Росії стати однією з найбільших нафтогазових держав світу, проте до 1962 р. (відкриття Мегіонського та Усть-Баликського родовищ) за ідею великої тюменської нафти доводилося «героїчно боротися».

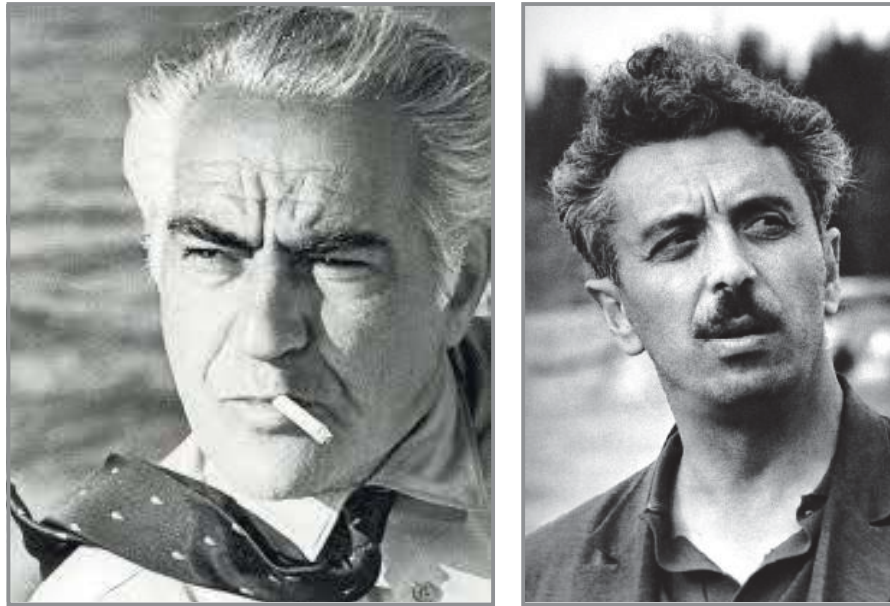


Рис. 4.40 – Керівник «Тюменьнафтогеології» в 1956-1977 рр. Рауль Ервєс та першовідкривач найбільших нафтових родовищ Західного Сибіру – Фарман Салманов

У колишньому СРСР великі відкриття мислились лише категоріями колективних досягнень, а здобутки окремих видатних особистостей традиційно нівелювалися. Проте відкриття найбільших родовищ Західного Сибіру має дивовижний виняток, ім'я якого – Фарман Салманов (див. рис. 4.40). Молодий азербайджанський інженер-геолог (випускник Бакинського індустріального інституту¹) очолив у 1955 р. Плотниковську нафторозвідувальну експедицію в Кемеровській області.

Деякі академіки, прихильники органічного походження нафти (див. розділ 1) вбачали можливість знайти нафту саме в Кузбасі, виходячи з виявлених там потужних вугільних пластів. Салманов доводив повну безперспективність пошуків нафти в Кузбасі, але його думка для кабінетних учених нічого не вартувала. У серпні 1957 р. Фарман переконав найближчих колег і самовільно вивіз свою геологічну партію (30 спеціалістів разом з родинами) в Сургут. Незважаючи на категоричні накази повернутися й погрози кримінальною справою, геологи облаштувалися на новому місці й розпочали буріння свердловин. Салманов згадував: «Галасу було багато, але ми відімкнули зв'язок. З посади мене хотіли зняти, але врешті-решт дозволили залишитись. Спершу тулилися на вокзалі разом з дружинами й дітьми. А 21 березня 1961 року, на моє

¹ Зараз – Азербайджанський державний університет нафти і промисловості.

улюблене азербайджанське свято Новруз байрам, перша свердловина в районі селища Мегіон дала фонтан нафти. Я стрибав і кричав: «Ми перемогли!».

Проте відкриття сибірської нафти опоненти Салманова зустріли критично. Вони пояснили, що радити нема чому, що це лише природна аномалія, яка вичерпається за кілька тижнів, а великої нафти в Західному Сибіру «просто не може бути». Тоді ще ніхто не уявляв, що свердловина Салманова в Мегіоні потрапила на границю нафтового «слона» першої величини – майбутнього гігантського родовища Самотлор. Коли пішов фонтан з другої свердловини в районі Усть-Балика Салманов направив керівництву повідомлення, що «свердловина б'є за всіма правилами» (тобто – нічого аномального), а Голові Ради Міністрів Микиті Хрущову дав славнозвісну телеграму: «Я знайшов нафту. Ось так. Салманов».

Говорячи про роль особистості в історії (в нашому випадку – в історії нафтогазової справи), слід зазначити традиційний спротив системи діяльності талановитих «одинаків». Одне з найбільших геологічних відкриттів (за економічними і політичними наслідками) робила на свій «страх і ризик» купка відчайдухів, спираючись на віру в успіх і ентузіазм свого провідника. Геологи з сім'ями жили практично в польових умовах в регіоні з екстремальними морозами. Пересувались здебільшого кіньми (перший трактор отримали в 1960 р., за рік до відкриття першого родовища). Кожен метр буріння давався на межі можливостей. Але перемога була за ними (рис. 4.41). На місці Усть-Баликських юрт повстав Нефтеюганськ.



Рис. 4.41 – Пуск першої нафти Усть-Баликського родовища (в центрі – геолог Фарман Салманов і оператор промислу Олександр Пономарьов)

Перші відкриття нафтових родовищ поставили питання транспортування видобутої нафти. Рішення були за річковими танкерами (рис. 4.42) та стаціонарними нафтопроводами, перший з яких у Західному Сибіру був прокладений між Шаїмом та Тюменню в 1963 р. (рис. 4.43).



Рис. 4.42 – Урочисті проводи першого річкового танкера з нафтою Усть-Баликського родовища

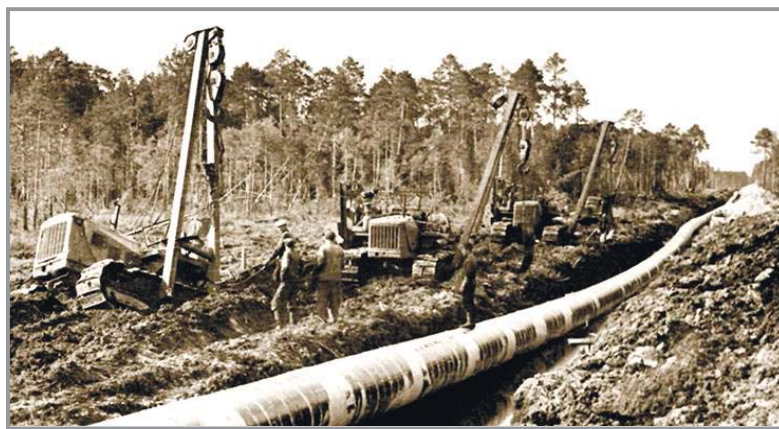


Рис. 4.43 – Будівництво першого сибірського газопроводу Шаїм-Тюмень

Зірка Фармана Салманова продовжувала небачене сходження «небосхилом» сибірської нафти. Феноменальні відкриття великих родовищ йшли одне за одним: Усть-Баликське, Мегіонське, Мамонтовське, Правдинське, Федорівське, Сургутське, Уренгойське, Ямбурзьке та інші. З 1977 р. Салманов очолив «Головтюменьгеологію», причому за часів його керівництва розвідані запаси нафти збільшилися більше ніж вдвічі. Фарман підкреслював: *«Хочу застерегти вас від помилки, що Салманов самотійно підкорив Західний Сибір і видобув для нашого народу тепло та світло. Я мало*

схожий на Прометей. Усі ці роки поруч мене працювали тисячі й тисячі геологів, нафтовиків, газовиків, будівельників, які не шкодуючи сил і здоров'я видобували нафту і газ. Я щасливий, що був поруч з цими великими людьми. Я – геолог. І геологію вважаю найбільш цікавою, найкращою професією. У всі часи нас називали першопрохідцями. Це дуже високе звання, яким пишалися покоління розвідників надр».

Прориви Салманова розвивали інші геологічні партії, на рахунок яких було також чимало славетних відкриттів. Зазначимо успіх Мегіонської нафторозвідувальної експедиції під керівництвом Володимира Абазарова (родина Абазарових походила з Ірану, Володимир – випускник Грозненського нафтового інституту). Саме в Мегіоні Салмановим у 1961 р. була отримана перша велика сибірська нафта¹. Дослідити район поблизу Нижньовартовська біля «мертвого



Рис. 4.44 – Перший фонтан Самотлорського нафтового гіганта (22 червня 1965 р.)

озера» Самотлор і виявити потенціал імовірного родовища була направлена експедиція Абазарова. 22 червня 1965 р. розвідувальна свердловина бурового майстра Г. Норкіна на глибині 1700 м розкрила нафтогазовий поклад і вибухнула фонтаном великої сили – понад тисячу кубометрів нафти на добу (рис. 4.44).

Як виявилось пізніше – було відкрите найбільше в Росії й шосте в світі Самотлорське нафтове родовище, геологічні запаси якого оцінюються в 7,1 млрд. т (доведені – в 2,7 млрд. т). Видобування нафти в цьому районі було ускладнене тим, що більша частина території родовища була вкрита величезними торфовими болотами. Перший проект розробки родовища базувався на будівництві спеціальних естакад, на яких планувалось розміщувати бурове обладнання (подібно до бакинських

¹ Слід зазначити, що відносно невелике Шаїмське родовище в Кондинському районі Ханті-Мансійського автономного округу було відкрите в 1960 р. нафторозвідувальною експедицією М. Шалавіна (район пошуків обґрунтував Рауль Ерв'є), але його локальний характер не сприймали як доказ «великої нафти».

естакад на Каспії). Але вартість зведення такої системи в умовах наявних транспортних проблем, особливостей клімату та геологічного середовища виходила за межі доцільності. За другим проектом планували осушити болота на великій території, але загрози загоряння зневодненого торфу зупинили реалізацію цієї ідеї. Тоді прийняли інноваційне (на той час) рішення створювати насипні острови, на яких зводили бурові вежі (рис. 4.45).



**Рис. 4.45 – Насипні острови й «шляхи сполучення»
Самотлорського родовища**

З 1969 р. розпочалася промислова експлуатація Самотлорського родовища. У перші роки розробки пластовий тиск був такий високий, що труби за лічені секунди нагрівалися до високих температур і створювали характерне гудіння (дехто із забобонних місцевих мешканців вважав, що це виють демони землі). Розбурювала Самотлорське родовище бригада легендарного майстра-буровика Анатолія Шакшина, який за численні рекорди швидкісного буріння отримав прізвисько – «скороходець». Саме він першим опанував метод буріння на болотах зі штучних насипів.

У 1970-х роках основним засобом пошуку родовищ стають геофізичні методи. У Ханті-Мансійську було створене об'єднання «Ханті-Мансійськгеофізика», яке в зимовий сезон 1978-1979 рр. дослідило під керівництвом В'ячеслава Мухлініна приобський район в 200 км західніше Нефтеюганська. Обробка даних сейсмозв'язки виявила наявність нафтової структури великих розмірів, що простягалася на обох берегах Обі. Прибулий у Ханті-Мансійськ Ф. Салманов запропонував назву родовища – Приобське. У 1982 р. перші свердловини Приобського дали багату нафту. Родовище

виявилось гігантським, доведені запаси – понад 2,4 млрд. т, хоча умови розробки були теж дуже складні.

Особливої уваги заслуговує нафтогазовий потенціал Російської Арктики, зокрема південна частина Карського моря. У 1936 р. було створене Головне управління Північного морського шляху, в завдання якого входило не тільки забезпечення судноплавства від Баренцового моря до Берингової протоки, але й освоєння багатих родовищ корисних копалин Крайньої Півночі (для цього було засноване спеціальне гірничо-геологічне управління). У 1948 р. був створений НДІ геології Арктики. У 1950 р. новосибірськими й томськими геологами була проведена геологічна зйомка півночі Західного Сибіру, що дало перші підстави для наукового пошуку нафтогазових ресурсів. У середині 1950-х років новосибірський вчений Микола Ростовцев теоретично довів наявність на півночі Тюменської області величезних родовищ природного газу. Він зі своїми учнями переїхав у Тюмень і багато зробив для розвідки та освоєння нафтогазових родовищ Західного Сибіру (одне з відкритих у 1986 р. газових родовищ континентальної Арктики на честь вченого було назване – Ростовцевське).

У 1962 р. було відкрите перше в арктичній частині Західно-Сибірської нафтогазоносною провінції родовище – Тазовське, далі – низка унікальних за обсягами нафтогазоконденсатних і газових родовищ: Заполярне (1965 р.), Уренгойське (1966 р.), Ведмеже (1967 р.), Арктичне (1968 р.), Ямбурзьке (1969 р.). У 1970-ті роки була відкрита низка потужних родовищ на півострові Ямал. У 1980-х рр. розвідувальні роботи просунулись ще далі на північ (Ненецький автономний округ) та на острови Баренцового й Карського морів. У другій половині 1980-х років досліджувався шельф цих морів і було відкрито декілька газових і нафтових родовищ, серед яких унікальні газоконденсатні – Русанівське і Штокманівське. Останнє – одне з найбільших у світі (запаси категорії С1 – 3,94 трлн. м³ газу та 56,1 млн. т. конденсату). Складні арктичні умови Штокманівського родовища, значна віддаленість від берега (550 км на північний схід від Мурманська), велика глибина морського дна (320-340 м) вимагали унікальних технологій видобутку й транспортування, якими Росія не володіє. З 2002 р. велися спроби залучити провідні західні компанії, але освоєння родовища з різних причин не розпочалося.

Нафта Східного Сибіру також має свій чималий потенціал. У 1960 р. один із засновників Сибірського відділення АН СРСР

академік Андрій Трофимук дав наукове обґрунтування нафтогазоносності Сибірської платформи, особливо Лено-Тунгуської провінції. Зі своїми учнями він довів промислову продуктивність найдавніших на планеті докембрійських нафтогазоносних товщ і запропонував масштабну програму пошуків і освоєння східно-сибірських родовищ. Серед перспективних районів слід виділити продуктивні нафтогазові родовища Ванкорської (відкрита в 1988 р.) та Юрубчено-Тохомської зон (1982 р.) Красноярського краю.

Далекий Схід Росії дав низку багатих нафтогазових родовищ острова Сахалін і прилеглого шельфу (відкриті в другій половині 1980-х рр.), які розробляються в рамках міжнародних проектів «Сахалін-1» та «Сахалін-2».

Нарис історії освоєння російських нафтогазових родовищ не може бути завершеним без згадки про значний внесок українських нафтовиків, буровиків, геологів в освоєння Західного Сибіру. Обмежена затребуваність великого кадрового потенціалу нафтогазовидобувної галузі України при поступовому скороченні видобутку (вичерпанні) її нафтових і газових родовищ, а також система матеріальних стимулів призвели до масштабного виїзду спеціалістів у Тюменську область. Здійснювався цей рух (у відповідності до наших ментальних особливостей) здебільшого вахтовим методом – спеціальні «чартерні» рейси регулярно курсували між сибірськими й українськими містами. У 1980-х роках у Ханті-Мансійському окрузі виникло навіть вахтове селище – Полтавське (хоча велика кількість вахтовиків була з Івано-Франківщини, Львівщини, Харківщини, але переважали саме полтавчани)¹. Серед бригад буровиків в багатьох випадках українці склали від 50% до 100%. Українським «Підприємством з буріння свердловин на газ і нафту «Укрбургаз» були виконані великі обсяги бурових робіт на родовищах в Уренгої та Новому Уренгої. Крім вахтовиків, значна кількість інженерних кадрів (особливо середньої ланки) були вихідцями з України. Івано-Франківський інститут нафти і газу був по справжньому своїм у Тюменській області.

Нажаль російські нафтогазові корпорації ХХІ сторіччя швидко забули про український внесок в освоєння найбільших російських родовищ і «віддячили» використанням енергетичних ресурсів як одного з факторів гібридної війни з Українською Державою.

¹ Ханті-Мансійській автономній округ місцеві мешканці жартома називали «Хохло-Мансійським», бо, мовляв, українців тут було чи не більше, ніж місцевих.

4.4. Україна

Хоча запаси родовищ і темпи розвитку нафтогазового комплексу в Україні в ХХ ст. значно поступалися своїми масштабами країнам, окресленим у попередніх підрозділах, проте інтерес українського читача до становлення вітчизняного нафтогазової галузі потребує принаймні стислого опису основних подій. У п. 3.1 надана характеристика першого етапу становлення нафтової промисловості в Західній Україні (у складі Австро-Угорщини), де народжувалась перша в світі нафтова індустрія орієнтована на отримання гасу. Варто звернути увагу, що описаний у славнозвісній повісті І. Франка «Борислав сміється» робітничий страйк нафтовиків (відтворений за реальними подіями) датується 1873 р., що також свідчить про пріоритетність Галичини в започаткуванні промислових форм нафтової індустрії і відповідного розвитку робітничого руху.

У ХХ ст. на території України було відкрито 127 нафтових родовищ з промисловими запасами, які розташовані в трьох нафтогазоносних провінціях (рис. 4.46):

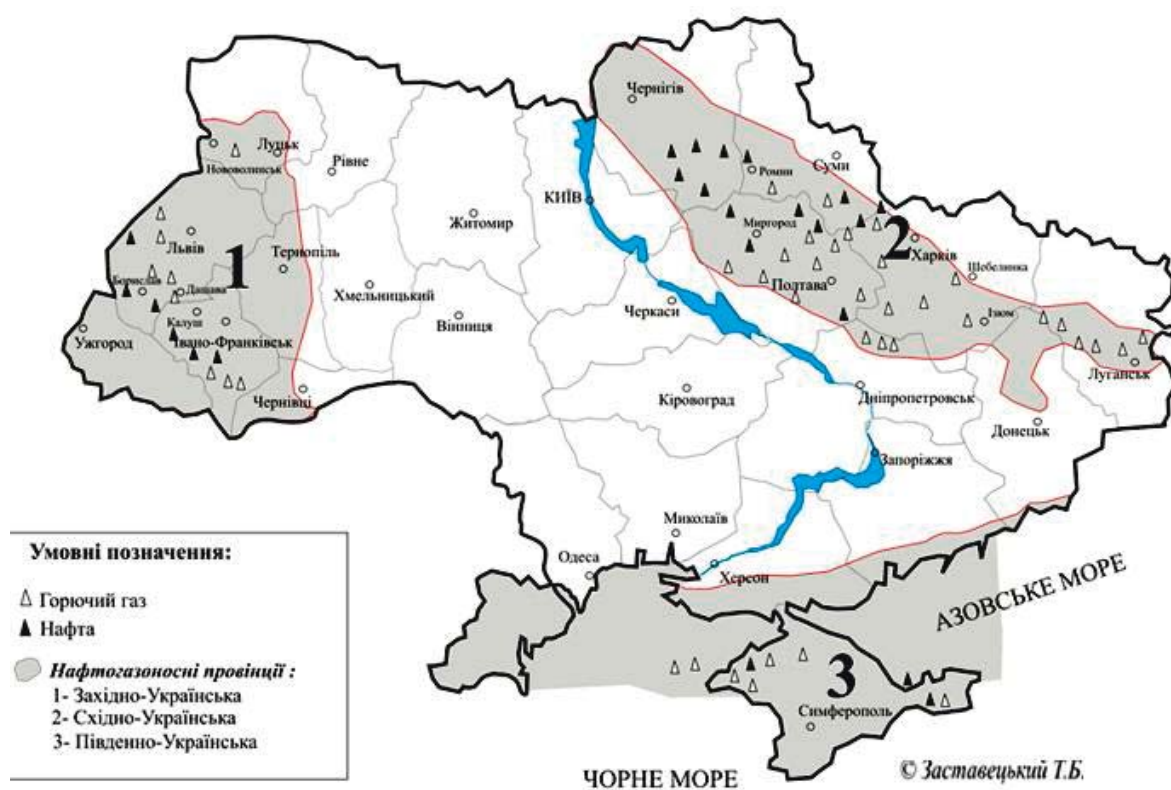


Рис. 4.46 – Нафтогазоносні провінції України:
1 – Західно-Українська; 2 – Східно-Українська; 3 – Південно-Українська

1) Прикарпатський прогин, або Західно-Українська провінція (Івано-Франківська, Львівська, Чернівецька області) – 41 родовище;

2) Дніпровсько-Донецька западина, або Східно-Українська провінція (Чернігівська, Сумська, Полтавська, Харківська, Дніпропетровська, частково Луганська області) – 76 родовищ;

3) Причорноморсько-Кримський район, або Південно-Українська провінція (Одеська область і АР Крим) – 10 родовищ.

Західно-Українська провінція. На початку ХХ ст. основний видобуток давали родовища Борислава, Дрогобича, Східниці, Слободи Рунгурської, а також Битківського нафтопромислу, який у 1899 р. дав свердловинну нафту. У 1905 р. у Станіславі і Бориславі кількість нафтових веж збільшилась до 1709. Свердловини давали щорічно близько 902 тис. т. нафти. У той час Борислав називали «Клондайком Галичини», оскільки тут видобували близько 2/3 нафтової продукції краю (рис. 4.47).



Рис. 4.47 – Панорама Борислава на початку ХХ ст.

У 1893 р. до Борислава з Канади приїхав відомий нафтопромисловець Вільям-Генрі Мак Гарві. Він привіз із собою так званий канадський спосіб глибинного буріння, із застосуванням парових машин і верстатів, що значно вплинуло на розвиток промислів (глибина свердловин сягнула 1000–1500 м). Поблизу Борислава була пробурена ударним способом найглибша тогочасна свердловина Європи «Піонер Орів» глибиною 2274 м. У 1908 р. із свердловини «Ойл Сіті» («Нафтове місто») у Тустановичах поблизу Борислава, з глибини 1016 м отримали потужний фонтан нафти з великою

кількістю розчиненого газу. Дебіт нафти зростав і за приблизними оцінками доходив до 3 тис. т на добу, а пізніше знизився до 1–1,2 тис. т на добу. Помпи не встигали відкачувати нафту і вона розлилась навколо, досягнувши приток Дністра та забруднивши його на велику відстань, що спричинило екологічну катастрофу. Через кілька днів фонтанування під час грози виникла пожежа, яка тривала близько трьох тижнів (рис. 4.48). Про пожежу на «Ойл Сіті» газета «Нью-Йорк Таймс» писала, що «у Європі вибухнув новий Везувій», пожежа потрапила до «Книги рекордів Гіннеса» й трималася там кілька десятиріч аж до виникнення подібних пожеж нафтових свердловин в арабських країнах.



Рис. 4.48 – Найбільша в світі нафтова пожежа на свердловині «Ойл Сіті» в Тустановичах, (світлини 1908 р. і віденський «Цікавий листок»)

Промислові дива Борислава викликали широке зацікавлення не тільки підприємців різних країн, але й туристів з усього світу. У Бориславі працювало британське консульство, а нічне місто з підсвіченими 1,5 тис. свердловин отримало назву «карпатський Лас-Вегас» й було зною туристичною «Меккою». У 1912 р. у Бориславі

була заснована геологічна станція (рис. 4.49), яка в 1932 р. була реорганізована в дослідний інститут.

У 1907 р. польський інженер і нафтовий підприємець Вацлав Вольський і канадець Вільям-Генрі Мак Гарві, діяльність яких пов'язана з прикарпатською нафтою, спільно запатентували технологію гідравлічного буріння.

Використовуючи кінетичну енергію бурового розчину, рух якого різко зупинявся клапаном, долото вдаряло в породу з подвійною енергією, що суттєво пришвидшило проведення свердловин. Нову технологію Вольський використав при розробці багатого родовища «Вільно» у Бориславському районі.

Перехід на більші глибини розробки й швидкісне буріння свердловин призвели до різкого збільшення видобутку. У 1909 р. на Прикарпатті річний видобуток нафти становив 2 млн. т, що склало близько 5 % від світового видобутку нафти і поставило Галичину на третю сходинку в світі після США і Азербайджану (у складі Російської імперії). Такий видобуток значно перебільшив існуючий попит, що виклало цінову кризу. Американської ділової хватки в боротьбі за світові ринки підприємці Австро-Угорщини, а серед них і українці, не мали. Приміром, щоб не віддавати нафту за безцінь інженер Вольський зробив великий штучний став і на довгий час заповнив його нафтою зі своїх свердловин. Патент на «таран Вольського» викупили німецькі компанії й притримали цю прогресивну технологію до «кращих часів».

Успіх нафтової торгівлі, просування продуктів нафтопереробки на зарубіжні ринки значною мірою залежали від діяльності великих нафтопереробних підприємств. Незважаючи на те, що Галичина першою в світі отримала технологію виробництва гасу, проте розвиток виробництва пішов шляхом утворення численних малих підприємств, які змагалися лише за ринки місцевого значення й не ставили завдань світової торгової експансії. Хоча Австрійська імперія й мала у своєму складі кілька морських портів, між інших – славетну Венецію, але була по-суті континентальною державою і, незважаючи

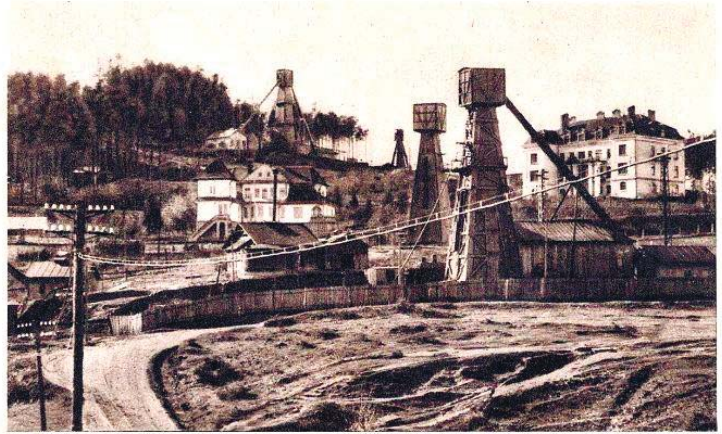


Рис. 4.49 – Державна геологічна станція в Бориславі

на кілька спроб, так і не увійшла до пулу морських країн, орієнтованих на широку світову торгівлю. Це також вплинуло на «замкнення» молоді нафтової промисловості здебільшого на внутрішньому ринку.

Перший великий нафтопереробний завод у Галичині виник лише у 1884 р., коли піонер нафтової промисловості Коломийщини польський інженер Станіслав Щепановський заснував у Печеніжині свою славнозвісну галицьку рафінерію (рис. 4.50) і провів нафтопровід Слобода Рунгурська – Печеніжин. Наприкінці ХІХ ст. розпочалася широка промислова переробка нафти в Бориславі (рис. 4.51), який став основним центром нафтової промисловості Прикарпаття. Бориславським гасом освітлювали Відень і Прагу, станції та вагони австрійської залізниці. З часом нафтопереробні заводи почали будувати в інших землях імперії – в Моравії, Сілезії, Угорщині (ближче до споживачів), проте на 1905 р. понад 3/4 рафінерій зосереджувались у Галичині, поблизу нафтовидобутку. У 1910 р. розпочав роботу нафтопереробний завод у Дрогобичі потужністю 0,5 млн. т нафти на рік. У цьому місті протягом десятиріччя було збудовано декілька великих рафінерій, зокрема «Австрія», «Галичина», «Нафта» (рис. 4.52), що вивело Дрогобич у 1920-х рр. на позиції лідера нафтопереробки Прикарпаття. Тут діяла ціла низка акційних товариств «Малопольське нафтове товариство», «Борислав», «Вакуум», «Карпати», «Франко-Полонія» та ін. у яких переважав західний капітал (здебільшого – французький, який витіснив після поразки в Першій світовій війні австрійських і німецьких власників).



Рисунок 4.50 – Печеніжин. Перша велика галицька рафінерія, споруджена С. Щепановським. Поштівка 1885 р.



Рисунок 4.51 – Потужна рафінерія в Бориславі (фото 1920-х років)



Рис. 4.52 – Великі рафінерії Дрогобича: «Австрія» (фото 1911 р.) та «Галичина» (фото 1930 р.)

Загалом у Галичині діяло 64 рафінерії, в т.ч. у повітах: Дрогобич – 27; Новий Сонч – 11; Коломия – 7; Сянок – 6; Станіславів – 5; Горлице і Самбір – по 3; Стрий і Львів – по 1. До найбільших нафтопереробних заводів належали: «Державна фабрика мінеральних олив» (250 тис. т нафти на рік), «Галичина» – 100 тис., «Тшебінія» – 95 тис.; «Дідичі» – 70 тис.; «Гліннік Маріямпольський» – 50–80 тис.; «Ясло» – 60 тис.; «Дрос» – 50 тис.; «Став'ярські» – 30 тис.; «Устеріки» – 30 тис.; «Єдліче» – 24 тис.; «Печеніжин» – 20 тис.; «Лібуша» – 15 тис.; «Нафта» – 10 тис.

У першій чверті ХХ ст. у галицьких рафінеріях вироблялось три сорти гасу: імперський безбарвний з питомою вагою $0,810 \text{ г/см}^3$ і температурою випаровування $23\text{--}26^\circ\text{C}$; гас-салон (стандарт) з вагою $0,815\text{--}0,820 \text{ г/см}^3$ і температурою випаровування 21°C ; паливний, жовтий, з нижчою температурою випаровування, який використовувався в дуже малих кількостях лише в Галичині та Угорщині. На початку ХХ ст. з нафти, видобутої в Бориславсько-Тустановицькому родовищі, виробляли 5–19 % бензину, 38–45 % гасу та газоліну, 5–13 % парафіну, 15–25 % мастильних масел, 3–6 % асфальту чи мазуту, решта (близько 15 %) втрачалася. Спостерігалася тенденція до збільшення асортименту одержуваних на рафінеріях нафтопродуктів: бензин, гас, легкі масла, мазут, парафін, мастильні масла, асфальт тощо. З часом кількість одержуваного бензину зростала, а гасу – навпаки зменшувалася, що пояснюється розвитком автомобільної індустрії та поступовою заміною гасових ламп на електричні. У 1910 р. світові обсяги продажів бензину вперше перебільшили продаж гасу. У 1930-х рр. на Галичині діяло близько 40 нафтопромислів і експлуатувалось близько 4100 нафтових свердловин. У розробці нафтових родовищ велике значення мали іноземні інвестиції, зокрема капітали таких країн: Франція – 53 %; Галичина (місцеві підприємці) – 18 %; Швейцарія – 10 %; Австрія – 7 %; Англія – 4,4 %; Голландія – 4,3 %; решта країн – 3,3 %.

У 1939 р. до Галичини увійшли радянські війська й усі нафтогазові підприємства були націоналізовані та підпорядковані тресту «Укрнафтавидобування» з управлінням у Бориславі. Після Другої світової війни попит на нафту постійно зростає, розширюється коло способів і засобів нафторозвідки. У 1950 р. Долинське родовище (Івано-Франківщина) вийшло на перше місце в Україні за видобутком нафти (фонтануючі свердловини). Розвиток цього нафтового родовища розпочався в середині 1930-х рр. після того, як розвідувальна свердловина в районі селища Долина після кілько-

місячного буріння дала потужний нафтовий фонтан. У 1951 р. почалась промислова розробка нововідкритого нафтового горизонту в Биткові (Івано-Франківщина). Пробурена в 1951 р. свердловина № 256 на глибині 1745 м розкрила менілітові шари нової нафтової структури, так званої Глибинної складки, з великими запасами нафти. Ця подія стала початком другого відродження Битківського нафтового промислу.

У 1950 рр. усі підприємства галузі ввійшли до об'єднання «Укрнафта». Починає активно розвиватися нафтовидобуток у Долині, Битківському районі тощо. Так за 1950 – 1955 рр. видобуток нафти в Долинському нафтовому районі зріс у 20 разів. У середині 1960-х рр. видобуток нафти на Прикарпатті досяг максимуму. У цей час були відкриті нові потужні родовища: Долинське, Північно-Долинське, Старосамбірське, Гвіздецьке, Пнівське, Пасічнянське, Спаське, Струтинське, Орів-Уличнянське, Стинавське, що дозволило довести видобуток нафти в Передкарпатській нафтогазоносній області в 1963–1967 рр. до 2,6–2,7 млн. т. Пізніше спостерігається поступовий спад виробництва, викликаний вичерпанням основних нафтових родовищ Галичини.

З 1970-х років починається розвідка і видобування нафти на глибоких (4 – 6 тис. м) і надглибоких (понад 6 тис. м) горизонтах. У 1975 р. шляхом надглибокого буріння відкрито Новосхідницьке нафтогазове родовище. Свердловина №3 Новосхідниця з глибини 4350 м дала нафту з дебітом понад 300 т за добу. Сумарно на початок 2000 р. свердловина видала 730 тис. т нафти і 284 млн. м³ газу. Це найкращий показник з видобутку нафти на одну свердловину на Прикарпатті. У 1981 р. було введено в експлуатацію свердловину «Монастирець-1» глибиною 5218 м, яка до початку 1993 р. була найглибшою видобувною свердловиною в Україні.

В жовтні 1992 р. на Прикарпатті видобуто стомільйонну тонну нафти від початку обліку в 1886 р. Разом з тим на межі ХХ – ХХІ ст. запаси вуглеводневої сировини в Західному нафтогазоносному регіоні України суттєво вичерпались. Так відпрацювання основних запасів нафти по Бориславському родовищу становить 73%, по Східницькому – 99,5%, у решти родовищ ситуація дещо краща, але значно змінити сучасний видобуток у 0,4 млн. т найближчим часом проблематично.

За початок промислового використання природного газу на території Галичини можна вважати 1896 р., коли газ із нафтових свердловин на родовищі Східниця по трубі перевели прямо до топки парового котла. Проте у процесі видобутку нафти природний газ

довго вважався небажаним продуктом, якого намагались уникати, бо він ускладнював буріння, призводив до пожеж. На Прикарпатті протягом перших двадцяти років ХХ ст. було спалено і випущено в повітря близько 6 млрд. м³ газу. Інженер Вацлав Вольський навіть винайшов спосіб збільшувати приплив нафти, закачуючи в поклад непотрібний природний газ. Але з часом метан навчилися ефективно використовувати як паливо й хімічну сировину, а досвід свердловинного нафтовидобування допоміг швидко опанувати технології видобутку й транспортування газу.

Перший газопереробний завод у Європі був збудований у Бориславі в 1911 р., де згодом збудували ще дев'ять заводів. Вони виробляли газолін, який додавали до бензину, а сухий газ йшов на спалювання. Оскільки метан не має запаху і є небезпечним, то щоб люди його чули, газ одорують – додають меркаптани. І вперше це почали робити в 1911 р. у Дрогобичі. У 1912 р. у Бориславі було побудовано перший на території України газопровід протяжністю 700 м, який сполучав свердловину «Клаудіуш» та газолінову установку на березі річки Тисмениця. Того ж року споруджено ще два газопроводи від Борислава до Дрогобича довжиною 12 км кожен. Один з цих газопроводів мав діаметр 175 мм і був призначений для подавання газу на нафтопереробний завод. Інший, діаметром 225 мм, з побудованою на ньому компресорною станцією з приводом від парових машин застосовувався для транспортування газу на газолінову установку для підтримання робочого тиску 0,2 – 0,3 МПа. Варто зазначити, що ці газопроводи входили в десятку перших магістральних газопроводів Європи.

Напередодні Першої світової війни було розвідане перше родовище природного газу в районі села Дашави недалеко від Стрия (Львівщина), проте військові дії та формування нової мапи Європи не дали можливості розпочати розробку родовища. Лише 18 квітня 1921 р. пошуковою свердловиною фірми «Gazolina» на глибині 395 м був розкритий перший газовий поклад Дашавського родовища. У 1922 р. був збудований газопровід «Дашава – Стрий» (діаметром 225 мм і довжиною 14,4 км), який спрямовував газ на потреби великого залізничного вузла міста Стрий, а потім газопровід подовжили на газопереробні заводи Дрогобича.

Перші оцінки газового потенціалу нового родовища були досить суперечливими й лише подальше розвідування Дашавської газоносної площі (зокрема дані 1924 р.) підтвердило відкриття велетенського (найбільшого в Європі на той час) перспективного родовища

природного газу, початкові запаси якого з часом було оцінено в 13,2 млрд. кубічних метрів. У 1928 р. споруджено і введено в експлуатацію ще один газопровід «Дашава – Стрий – Дрогобич» діаметром 175 мм і довжиною 40 км. Згодом був споруджений газопровід «Дашава – Жидачів – Ходорів», а в 1929 р. – «Дашава – Микоїв – Львів» загальною довжиною 81 км і діаметром 175 мм (рис. 4.54). Незважаючи на перспективність відкриття та освоєння нових газових родовищ на Прикарпатті, розвідувальне та експлуатаційне буріння в передвоєнні роки велось дуже повільними темпами у зв'язку із обмеженими можливостями споживання газу. Наприклад, у 1934 р. видобувні можливості Дашавського родовища перевищували споживання газу втричі. У 1938 р. одержано промисловий приплив газу із глибини майже 400 м на новій Опарській площі. З введенням у експлуатацію Дашавського родовища (офіційно – 1924 р.) практично розпочалось становлення газової промисловості України, а розвиток регіональної системи газопроводів Прикарпаття дало поштовх для створення майбутньої газотранспортної системи України.



Рис. 4.54 – Річковий перехід ділянки газопроводу «Дашава – Львів» (фото 1932 р.)

У 1940 р. розпочато будівництво нового газопроводу «Дашава – Львів», протяжністю 65,5 км і діаметром 327 мм (будівництво завершено під час німецької окупації). Під окупацією також був збудований найбільший галицький трубопровід «Опари – Перемишль – Сталева Воля» діаметром 327 мм і загальною протяжністю 210 км,

який у Сталевій Волі був з'єднаний із системою місцевих газопроводів.

Після Другої світової війни Дашавське родовище стає (майже на два десятиріччя) основним джерелом газопостачання не тільки для України, але й Білорусі, Литви, Латвії та Росії (разом із Саратовським родовищем). З «Дашави» розпочався також перший експорт радянського газу у Європу (у 1945 р. до Польщі, а пізніше – до Чехословаччини та Австрії).

Ще в 1940 р. був розроблений проект найбільшого на той час у Європі магістрального газопроводу «Дашава – Київ». Протягом 1946–1948 рр., за проектом інституту «Укрдіпрогазпаливпром»¹, трестом «Укргазнафтобуд» був збудований магістральний газопровід «Дашава – Київ» діаметром 508 мм, довжиною 512,6 км, з робочим тиском 5,5 МПа і пропускною здатністю – 1,5 млн. м³ за добу.

При його проектуванні використали наукові розробки Академії наук України у сфері металургії, електрозварювання, ізоляції, надійності, які виконувалися під керівництвом учених Є.О. Патона, Б.Є. Патона, Д.А. Дудка, С.Л. Мандельберга, І.М. Францевича. У подальшому розробки Інституту електрозварювання АН УРСР відігравали провідну роль у науковому забезпеченні будівництва трубопроводів в СРСР та інших країнах. Труби нової якості постачав Маріупольський металургійний комбінат. У 1948 р. укладання в траншею зварених секцій труб було повністю механізовано, проте земельні роботи значною мірою виконувались вручну із широким залученням населення, що мешкало вздовж траси газопроводу.

Газопровід «Дашава – Київ» на той час був найпотужнішим у Європі. Він налічував 230 переходів через природні та штучні перепони (24 річки, 36 залізниць, 46 шосейних доріг, 139 боліт і балок). Трасу обслуговували 573 км повітряної лінії зв'язку з 57 селекторними пунктами. Було збудовано 49 будинків лінійних обхідників, створено аварійно-ремонтні пункти (АРП). Будівництвом газопроводу «Дашава – Київ» було започатковано в Україні еру магістрального транспортування газу на великі відстані, а 1948 р. вважається роком заснування газотранспортної галузі України.

У 1951 р. газопровід «Дашава – Київ» було продовжено через Брянськ до Москви, загальна довжина газопроводу при цьому склала 1301 км (рис. 4.55). Насправді цей газопровід первісно був запроектований від Дашави до Москви (його потужність значно

¹ Нині ВАТ «Інжинірингово-виробниче підприємство «ВНПТрансгаз»

перебільшувала потреби Києва), проте про секретну постанову уряду СРСР №3466 про газопровід «Дашава – Київ – Москва» знало вельми обмежене коло керівників країни. У 1950 р. було відкрите унікальне Шебелинське газоконденсатне родовище в Харківській області – найбільше на той час у Європі (таким чином Україна виявилась володаркою двох найбільших газових родовищ континенту – Дашавського й Шебелинського). Невдовзі газ з цього гіганта також пішов у газопровід «Дашава – Київ – Москва» й забезпечував до середини 1970-х років добробут населення не тільки України, але й Москви й Російської Федерації. У 1959 р., після пуску компресорних станцій у Тернополі, Красиліві, Бердичеві й Боярці, досягнуто максимальної пропускної здатності газопроводу 5 млн. м³ газу на добу. Було також прокладено систему відгалужень для газифікації обласних центрів та інших населених пунктів України та Росії, розташованих неподалік від траси трубопроводу. Варто уваги, що існуюча розгалужена система українських газопроводів, первинно створених для транспортування газу із заходу на схід України (а також до Москви, Риги, Криму), коли з'явилися можливості потужного експорту сибірського газу в Європу, визначила основний напрямок транспортування сибірських вуглеводнів через Україну (стала працювати в реверсному режимі – зі сходу на захід), рис. 4.56.



Рис. 4.55 – Секретна схема газопроводу «Дашава – Київ – Москва»

На 1950 р. довжина магістральних газопроводів в Україні становила близько 1 тис. км, а на 1970 рік – вже 10,9 тис. км. Сьогодні газотранспортна система України є однією з найбільших у світі (її сумарна протяжність – 37 тис. км), вона виконує функції забезпечення природним газом внутрішніх споживачів, а також транзит російського природного газу через територію України до країн Середньої та Західної Європи (рис. 4.56, 4.57).

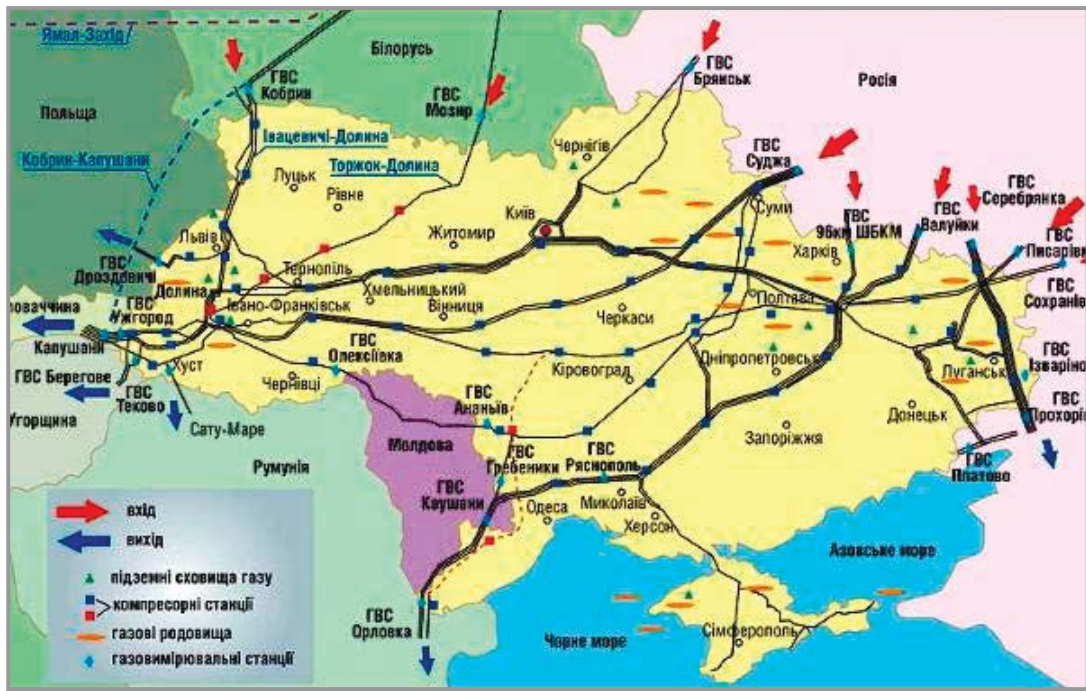


Рис. 4.56 – Сучасна газотранспортна система України



Рис. 4.57 – Існуючі та проєктні газопроводи Росія – Європа

Для надійного забезпечення газом споживачів в умовах нерівномірного відбору та в екстремальних ситуаціях в Україні (головним чином у Прикарпатті) було споруджено одну з найбільших у світі мережу підземних сховищ газу, яка за своєю потужністю поступається лише сховищам США та Росії. Цей комплекс вважають своєрідним мостом між газодобувними регіонами Росії і Середньої Азії та споживачами газу в Європі. Автором системи ПСГ і розробником проектної документації на її будівництво був інститут УкрНДІгаз, який і зараз вирішує широке коло питань по підземному збереженню газу.

Вперше підземні газосховища (ПГС) були збудовані в Канаді в 1915 р., в Україні вони з'явилися на пів сторіччя пізніше. Перші – Олишівське і Червонопартизанське були створені у водоносних пластах локальних структур і призначені для надійного газопостачання м. Києва. Дослідне закачування газу в Олишівське ПГС розпочалося у 1964 р., а в Червонопартизанське – у 1968 р.

Подальший розвиток підземного зберігання газу базувався переважно на використанні відпрацьованих газових родовищ Прикарпаття, пізніше також родовищ східного й південного районів. ПГС виконували не лише функцію надійного забезпечення внутрішніх споживачів, а й стали запорукою стабільного експортного постачання газу в європейські країни. У 1969 р. уперше проведено дослідно-промислове закачування газу у відпрацьовані горизонти Угерського родовища. У 1973 р. для регулювання газопостачання м. Львова розпочалося спорудження Дашавського ПГС. При спорудженні підземного сховища газу було використано відпрацьовані горизонти Дашавського родовища, для закачування супутнього газу розташованого неподалік Долинського нафтового родовища.

У 1979 р. почалося дослідно-промислове закачування газу в Опарське та Богородчанське ПГС. Протягом 1983–1992 рр. на основі двох взаємодіючих покладів XVI горизонту створено одне з найбільших у світі Більче-Волицько-Угерське підземне газове сховище. У 1973 р. розпочато будівництво у водоносній структурі Краснопопівського ПГС. У 1987 р. на базі відпрацьованого родовища споруджено Вергунське ПГС на Донеччині. На вироблених газових родовищах у 1983 р. створено Глібівське ПГС у Криму, та в 1986 р. – Пролетарське ПГС у Дніпропетровській області. У 1987 р. споруджено ПГС у відпрацьованих газових родовищах Солохівського

родовища на Полтавщині, а в 1988 р. – Кегічівського ПГС на Харківщині.

Загальна потужність мережі (13 ПГС) підземного зберігання газу в Україні перевищує 32 млрд. м³, який не лише повністю забезпечує потреби держави, а й використовується для газопостачання в інші європейські країни, а також (в умовах «гібридної» агресії Росії проти України) – з європейських країн в Україну. ПГС відіграють важливу роль при виникненні екстремальних ситуацій. Так, у січні 2009 р. при повному припиненні подавання газу з Росії вдалося забезпечити газопостачання споживачів східних і південних регіонів нашої держави зі сховищ Прикарпаття при реверсній роботі газопостачальної системи.

Завершуючи характеристику освоєння Західно-Української нафтоносною провінції, стисло зупинимось на розвитку фахової освіти й науки в регіоні. Ще в 1885 р. у Львівській політехніці при машинобудівному факультеті було відкрито курси для підготовки спеціалістів гірничої справи (у т.ч. нафтовидобування), з 1886 р. функціонувала дослідна станція з проблем нафтової промисловості. У 1890-х роках технологію нафти і спорідненого з нею озокериту викладали на факультеті технічної хімії Львівської політехніки. Тут виділяється яскрава постать члена НТШ професора Романа Залозецького, який перший проклав шлях новій галузі науки – геохімії нафти. Він очолював Українське технічне товариство і керував вирішенням різних стратегічних питань розвитку галицького нафтового промислу. Польський хімік Францішек Дорант усе життя працював на нафтопереробну промисловість Галичини. У Львові він зробив відкриття у сфері соляних масел, помітно покращуючи рафінування нафти. З 1920-х років у Львівській політехніці на механічному факультеті діяв нафтопромисловий відділ, на якому викладав піонер у царині впровадження нових методів буріння і промислової розробки нафти професор Юліан Фабіанський (ректор у 1922–1924 рр.).

У 1912 р. у Бориславі було відкрито першу науково-дослідну установу – Карпатську геологічну станцію, яка в 1933 р. була перетворена на Карпатський геологічно-нафтовий інститут, згодом переведений у Львів (зараз – Український державний геолого-розвідувальний інститут, м. Київ).

Слід зазначити вагомий внесок у розвиток галузі Івано-Франківського інституту нафти і газу (рис. 4.58), який був і

залишається провідною навчально-науковою установою підготовки фахових інженерних кадрів не тільки для України, а й для колишнього СРСР. Заснований у 1967 р. на базі загальнотехнічного факультету Львівського політехнічного інституту (у витоків стояли Є. Шелепін, Б. Локотош та ін.), у 1994 р. перетворений на технічний університет (перший ректор – академік Євстахій Крижанівський), зараз включає 9 інститутів де навчається понад 10 тис. студентів.



Рис. 4.58 – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу – базовий університет нафтогазовидобувної галузі України

Східно-Українська нафтогазоносна провінція. Представлена Дніпровсько-Донецькою западиною, яка є найбільшою нафтогазоносною областю України. Вона заповнена багатокілометровими переважно осадовими відкладеннями девонського (потужність понад 4000 м), карбонового (3700 м), пермського (1900 м), тріасового (450 м), юрського (650 м), крейдового (650 м), палеогенового (250 м) і неогенового (30 м) періодів історії розвитку Землі. Родовища нафти і газу тут приурочені до палеозойських (девонських, карбонових і пермських) і мезозойських (тріасових) порід, що утворилися 410 – 245 млн. років тому.

Для розвитку нафтовидобутку в Україні у післявоєнний період виняткове значення мало відкриття нового Східного нафтогазового регіону, який став основним за запасами і видобутком нафти та газу (що особливо актуально в умовах поступового вичерпання нафтогазових родовищ Галичини). Східний нафтогазоносний регіон охоплює лівобережжя Дніпра і включає Чернігівську, Сумську, Полтавську, Дніпропетровську, Харківську, Луганську та частково

Донецьку області. У цьому регіоні міститься близько 85% запасів природного газу та близько 61% видобувних запасів нафти України. Початкові видобувні запаси регіону становили близько 3,41 млрд. т умовного палива.

У Східно-Українській нафтогазоносній провінції нафту вперше одержано у 1936 р. на Роменській солянокупольній структурі в Сумській області. Під час буріння опорної свердловини на глибинах 200–400 м там було виявлено просякнуту нафтою брекчію, яка перекривала соляний шток. При випробуванні свердловини з цих відкладів одержали приплив нафти дебітом близько 2 т на добу. Видобування нафти на Роменській структурі розпочалося в 1940 р. і становило 10 тис. т. У зв'язку з низькими дебітами свердловин та нерентабельністю їх експлуатації в 1948 р. видобування нафти на цій структурі було припинено.

У промислових масштабах нафтовидобування на території Східного нафтогазоносного регіону відновилося у 1951 р. після введення в експлуатацію свердловини №5 на розвіданому Радченківському нафтогазовому родовищі в Полтавській області. Для проведення всього комплексу робіт у с. Гоголеве була створена дільниця з видобування нафти тресту «Бориславнафта» об'єднання «Укрнафта» (що свідчить про вагомий внесок нафтовиків західного регіону в освоєння східного).

У 1949 р. на Шебелинській дільниці (поблизу м. Балаклія на Харківщині) була закладена свердловина №1 (рис. 4.59). Місце її



Рис. 4.59 – Пам'ятна стела на місці легендарної свердловини №1 Шебелинського газового родовища (5 км від м. Балаклія)

розташування визначили геологи С. Черпак і Л. Палець, за матеріалами досліджень Б. Воробйова та В. Литвинова. Буріння було складним, геологічні умови значно відрізнялися від умов Прикарпаття, на які була орієнтована бурова техніка (зокрема буровий розчин). Свердловина просувалась повільно, з численними ремонтами й простоями. Але результати буріння випередили всі очікування. 3 травня 1950 р. на глибині 1654 м стався потужний викид глинистого розчину й газу, від утвореного газового фонтану годинами трусилася земля, обладнання бурової розлетілося на сотні метрів.

Із відкриттям Шебелинського газоконденсатного родовища, первісні запаси якого були оцінені в 650 млрд. кубометрів, Україна стала одноосібним лідером газовидобування в колишньому СРСР, а розвідане родовище понад 20 років залишалось найбільшим у Європі за запасами й рівнем видобутку. Уже в перший рік експлуатації (1956 р.) з нього видобуто 333 млн. кубометрів газу, за п'ять років 1956–1960 рр. – майже 23 млрд. кубометрів. Навіть у середині 1960-х років одне Шебелинське родовище давало понад 30% усього видобутку газу в СРСР (найбільший рівень видобутку був досягнутий у 1971 р. – 31,3 млрд. кубометрів). Природно, що такі інтенсивні темпи експлуатації родовища призвели до поступового вичерпання його запасів (на сьогодні сумарні запаси оцінюються приблизно в 100 млрд. кубометрів).

Незабаром до Харківщини були прокладені магістральні трубопроводи з Києва, Херсона, Кишинєва, два газопроводи з Москви. Україна забезпечувала газом значну територію колишнього СРСР, значною мірою Російську Федерацію. Обсяги експорту зросли настільки, що виникають проблеми з газозабезпеченням промислових центрів самої України.

Завдяки успіхам української геологорозвідки в східному регіоні були значно розширені пошуково-розвідувальні роботи на нафту і газ. В результаті цього в другій половині 1950-х та на початку 1960-х рр. на території від Чернігівської до Луганської областей було відкрито 34 родовища, серед них такий гігант, як уже згадуване Шебелинське, та великі нафтогазоконденсатні родовища – Качанівське, Глинсько-Розбишівське, Прилуцьке, Гнідинцівське, Леляківське та ін. Упродовж 1969–1964 рр. вони були введені в промислову розробку, що сприяло інтенсивному зростанню обсягів видобутку нафти в Україні з 250 тис. т у 1950 р. до 7,3 млн. т у 1965 р. (рис. 4.60).



Рис. 4.60 – Верстат-гойдалка – символ нафтогазовидобування, став звичним явищем українського степу вже в середині 1960-х років

Уже у 1962 р. Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область дала більшу частину видобутої в Україні нафти, а в 1964 р. – і газу. З цього часу Східний регіон залишається провідним в Україні за запасами і видобутком вуглеводнів. Наприкінці 1960-х рр. річні обсяги видобутку нафти із цих родовищ досягли свого максимуму (Качанівське – 1,7 млн. т у 1969 р., Глинсько-Розбишівське – 1 млн. т у 1969 р., Гнідинцівське – 3,7 млн. т у 1971 р., Прилуцьке – 0,48 млн. т у 1973 р., Лесяківське – 4,3 млн. т у 1974 р.) і в подальшому у зв'язку зі значним виснаженням видобувних запасів почали інтенсивно знижуватися. Це вплинуло на динаміку річних обсягів видобутку нафти в Україні в цілому.

Хрестищенське родовище друге за запасами в Україні після Шебелинського, відкрите в 1968 р. і введене в дослідно-промислову експлуатацію в 1970 р. Максимальний річний обсяг видобутку нафти в Україні – 13,3 млн. т (із газовим конденсатом – 14,5 млн. т) – був досягнутий у 1972 р. Надалі він повільно знижувався, незважаючи на відкриття нових (середніх за запасами) нафтових і нафтогазових родовищ на території Східного нафтогазового регіону: Богданівське, Малодівицьке, Монастирищенське, Талалаївське, Скороходівське, Чижівське, Новогригорівське, Рибальське, Бугруватівське, Анастасівське, Перекопівське, Південно-Афанасівське, Коржівське та ін.

Обсяги глибокого буріння постійно зростали. Максимального значення вони досягли у 1967 р. – 359 тис. погонних метрів). В цей час пошуково-розвідувальні роботи переходять на глибини 3000 – 5000 м. Стрімко збільшувалися обсяги сейсмозвідувальних робіт з

використанням методу спільної глибинної точки (МСГТ). Вивчення та промислове оцінювання похованих структур і насамперед міжкупольних складок Машівсько-Шебелинського газоносного району привели до численних відкриттів, у тому числі великих Єфремівського, Західно-Хрестищенського, Яблунівського, Котелевського та Березівського родовищ.

З 1970 р. було успішно розпочато промислове оцінювання малоамплітудних піднять на малих і середніх глибинах. У результаті чого було відкрито рентабельні для видобутку вуглеводнів Суходолівське, Юр'ївське, Виноградівське та ін. родовища.

Відкрите в 1966 р. Мелихівське газове родовище (Харківщина) здивувало фонтаном із загоранням газу, який виник з геологічних причин на свердловині № 80 Мелихівка в 1976 р. і був, мабуть, найпотужнішим в Україні. Дебіт газу під час фонтанування склав 44 млн. кубометрів на добу. Фонтан був ліквідований за 2 тижні, в його ліквідації брали участь усі бурові підрозділи «Укргазпрому».

Досвід пошуків покладів вуглеводнів у пастках неантиклінального типу набувався переважно шляхом побіжного вивчення цих об'єктів. Із середини 1980-х рр. почалася їх цілеспрямована підготовка та введення шляхом глибокого буріння. Відкриття Волошківського й інших родовищ підтвердило ефективність цього напрямку робіт. З кінця 1990-х рр. розпочато освоєння нової перспективної території – північного борту Дніпровсько-Донецької западини. Розробка, вдосконалення і впровадження в практику нових технологій сейсмозвідки, вибір оптимальних напрямів пошуково-розвідувальних робіт на різних етапах вивчення й оцінки нафтогазоносності Східного регіону увінчалися відкриттям за порівняно короткий проміжок часу 205 родовищ нафти і газу станом на 1994 р.

На Дніпровсько-Донецькій западині нафтогазовидобувні управління функціонували у Сумській (Охтирське і Качанівське родовища), Чернігівській (Гнідинцівське, Прилуцьке родовища та ін.) і Полтавській (Сагайдацьке, Зачепилівське, Радченківське родовища та ін.) областях.

У 1977 р. за ініціативою заступника директора «Укргазпрому» Івана Діяка було створене «Підприємство з буріння свердловин на газ і нафту «Укрбургаз» (на базі Красноградського управління бурових робіт). Створення такого підприємства було обумовлено необхідністю об'єднання зусиль багатьох колективів, які займалися бурінням газових та нафтових свердловин на родовищах України для

зміни тенденції зниження обсягів видобутку вуглеводнів в Україні. Були створені засади й накопичений великий досвід глибокого та надглибокого буріння свердловин, швидкого розбурювання відкритих родовищ, виконані великі обсяги бурових робіт на родовищах Західного Сибіру (зокрема – в Уренгої та Новому Уренгої).

Основні наукові центри наукового забезпечення освоєння Східно-Української нафтогазоносною провінції були зосереджені в Полтавському й Чернігівському відділеннях Українського науково-дослідного геологорозвідувального інституту (УкрНДГІ), Українському науково-дослідному інституті газу (УкрНДІгаз) та Державному науково-дослідному і проектному інституті нафтової промисловості (УкрНДПНД).

Південна нафтогазоносна провінція. Охоплює Західне та Північне Причорномор'я, Північне Приазов'я, Крим, українські зони Чорного й Азовського морів. Адміністративно включає Одеську, Миколаївську, Херсонську, Запорізьку і частково Донецьку області та Автономну Республіку Крим. Площа – 290,6 тис. км², у тому числі акваторій морів – 123, 5 тис. км². Станом на 2000 р. виявлено 39 родовищ: 10 нафтових, 7 газоконденсатних, 22 газових.

Надра півдня України здавна відомі як умістилище природних вуглеводнів. Про це свідчать, зокрема, амфори з нафтою в могильниках Боспорського царства (IV – II тис. до н. д.), знайдені на Керченському півострові.

Буріння перших неглибоких свердловин поблизу природних виходів нафти на земну поверхню на Керченському півострові значних результатів не дало, однак на інших площах було створено невеликі нафтопромисли. У 1920-х роках під керівництвом А. Д. Архангельського виконані науково-дослідні роботи по вивченню стратиграфії і тектоніки Керченського півострова, оцінці його нафтогазоносності. У 1935–1937 рр. В. В. Колюбинською, Г. О. Личагіним та М. В. Муратовим узагальнено геологічний матеріал по всьому Кримському півострову і складено геологічну карту масштабу 1:100000. Визначено головні напрямки пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ на Керченському півострові і рекомендовані структури, перспективні у відкладах міоцену і майкопської серії. Бурові роботи велися створеним у 1933 р. трестом «Кримнафтогаз».

У 1944 р., відразу після звільнення Криму від окупації був створений трест «Кримнафтогазрозвідка», що дозволило збільшити обсяги пошукового буріння, охопити нові райони, включаючи

Рівнинний Крим і Північне Причорномор'я, а також розширити стратиграфічний діапазон досліджуваних відкладів. У цей період комплексні геофізичні роботи стають основою для нових геологічних побудов. За даними гравіметричної зйомки (1946–1952 рр.) складено зведену карту аномалій сили тяжіння для Рівнинного Криму. У 1947–1949 рр. проведена геомагнітна зйомка. Значну роль у розвитку нафтогазопошукових робіт відіграли сейсмічні дослідження методом відбитих хвиль (МВХ), які є обов'язковою і достатньою підставою для постановки пошукового буріння на нафту і газ на локальних об'єктах.

У 1944–1960 рр. пошуки родовищ вуглеводнів поширюються й на інші регіони Криму і Присивашся, зростає їх стратиграфічний обсяг до відкладів нижньої крейди включно та глибина буріння. Однак родовищ, які б мали промислове значення, не виявлено.

Перший фонтан газу в Рівнинному Криму отримано на Задорненській площі з утворень палеоцену у 1960 р. Згодом були відкриті Октябрське нафтове та Глібовське і Карлавське газові родовища (1961 р.).

Протягом 1960-х рр. геофізичними роботами виявлені пастки не лише в палеоценових, але і в майкопських відкладах. Глибоким бурінням відкрито ще ряд родовищ газу. Промисловий видобуток газу в регіоні розпочато у 1966 р. на Глібовському родовищі. В наступні роки введені у розробку Задорненське (1967 р.) і Джанкойське (1970 р.) родовища, що уможливило довести видобуток у 1972 р. до 853,5 млн м³. Далі він поступово зменшувався до 215,8 млн. м³ у 1981 р. У Криму були проведені газопроводи з Глібовського родовища до Євпаторії, Сак, Сімферополя, Бахчисарая і Севастополя (1966–1967 рр.). Пізніше були підключені інші газові родовища і вся система газопостачання Криму з'єднана з загальноукраїнською (1976 р.)

З 1970 по 1990 рр. у північно-західній частині шельфу Чорного моря геофізичними методами було виявлено близько 46, а в акваторії Азовського моря – 22 перспективних структури. Починаючи з середини 2012 р. дві самопідйомні бурові установки «Чорноморнафтогазу» «Петро Годованець» і «Україна» успішно розробляли Одеське шельфове родовище газу (рис. 4.61). Завдяки освоєнню шельфу видобуток газу в Криму за два роки збільшився в 2,5 рази. У 2014 р. українські бурові платформи на шельфі Чорного моря були злочинно захоплені Росією під час анексії Криму й переправлені ближче до півострова.



Рис. 4.61 – Морська бурова установка української компанії «Чорноморнафтогаз» на шельфі Чорного моря, 2014 р.

На теренах Західного Причорномор'я пошукові роботи проводились починаючи з 1946 р., однак пошуки нафти і газу не дали позитивних результатів і з 1954 р. їх припинили. Принципово важливим для стратегії пошуків вуглеводнів у Західному Причорномор'ї стало відкриття у 1983 р. Східно-Саратського нафтового родовища в карбонатних середньодевонських породах. Ця подія змінила думку багатьох дослідників щодо перспективності цього регіону.

ХРОНОЛОГІЯ РОЗВИТКУ НАФТОГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ

XV ст. – першу письмову згадку про карпатську нафту наведено в історичній хроніці «*Annales seu cronicae incliti Regni Poloniae*» архієпископа Львова Яна Длугоша;

1534 р. – свідчення про використання галицької нафти в медицині розміщене в «Книзі Фалінера»;

1617 р. – перша інформація про організований видобуток нафти на Прикарпатті, що належить львівському медику та мандрівнику Еразму Сиксту;

1771 р. – початок промислового видобутку нафти на промислі Слобода-Рунгурська (Коломийщина, Івано-Франківська область);

1792 р. – початок нафтовидобутку на Бориславському родовищі (Дрогобицький район Львівщини), коли в поблизу Нагуєвичів з колодязів добули перші 7 т нафти;

1800 р. – перший нафтовий промисел поблизу села Погар у Сколівщині, поблизу потоку Роп'янка (за описами австрійського

геолога Еміля Тітца тут з колодязів глибиною від 5-7 до 70 м отримували до 260 т нафти на рік);

1810 р. – видано офіційний урядовий документ – «Декрет Дворової палати» до Гірничого суду в Дрогобичі, який визнавав ропу (нафту) за мінерал, що пов'язувало її видобуток з регламентом гірничих статутів;

1853 р. – у Львові хіміками-фармацевтами Йоганном Зегом та Ігнатієм Лукасевичем в аптечній лабораторії Петра Миколяша вперше був отриманий гас (чистий нафтовий дистиллят) і виготовлена вдала конструкція першої гасової лампи (розробники – Зег і Лукасевич, виконав бляхар А. Братковський). Ці винаходи зініціювали справжню «побутову революцію», замінивши свічки й олійні світильники гасовим освітленням помешкань і одночасно відкрили світову потребу у потужній нафтовій промисловості;

1853 р. – початок промислового освоєння Бориславського нафтового родовища за участю львівського підприємця Роберта Домса, спорудження рафінерії за патентом Й. Зега, свердловинний видобуток нафти (з 1861 р.);

1854 р. – Ігнатієм Лукасевичем пробурена перша нафтова свердловина Галичини (село Полянка поблизу Коросно на Лемківщині);

1877 р. – у Львові за ініціативою І. Лукасевича відбувся Перший світовий нафтовий конгрес;

1882 р. – у Львові вийшов перший у світі фаховий журнал з проблем нафтової промисловості – «Гірник»;

1884 р. – інженер Станіслав Щепановський збудував у Печеніжині перший великий нафтопереробний завод Галичини;

1893 р. – початок впровадження канадського (польсько-канадського) способу глибокого буріння свердловин під керівництвом інженера Вільяма Мак Гарві (спорудження найглибшої свердловини Європи «Піонер Орів» на Бойківщині глибиною 2274 м);

1896 р. – початок промислового використання природного газу на території Галичини, попутний газ із нафтових свердловин на родовищі Східниця по трубі перевели до топки парового котла;

1907 р. – бориславські нафтові підприємці інженери Вацлав Вольський і Вільям-Генрі Мак Гарві спільно запатентували й впровадили технологію швидкісного гідравлічного буріння свердловин;

1908 р. – зі свердловини «Ойл Сіті» («Нафтове місто») у Тустановичах поблизу Борислава, з глибини 1016 м отримали рекордний фонтан нафти з дебітом близько 3 тис. т на добу;

1911 р. – у Бориславі збудований перший газопереробний завод у Європі;

1912 р. – збудовані перші в Україні протяжні газопроводи від Борислава до Дрогобича довжиною 12 км.

1921 р. – пошуковою свердловиною фірми «Gazolina» на глибині 395 м був розкритий перший газовий поклад Дашавського газового родовища, найбільшого на той час родовища Європи;

1929 р. – споруджено газопровід «Дашава – Львів» загальною протяжністю 81 км;

1936 р. – відкрито перші поклади нафти в Східно-Українській нафтогазоносній провінції (Роменська структура, Сумська область);

1937 р. – введено в експлуатацію першу в СРСР Приазовську газонаповнювальну станцію (Запорізька область) для заправки автомобілів стиснутим природним газом;

1939 р. – радянська націоналізація нафтогазових підприємств Галичини та підпорядкування тресту «Укрнафтавидобування» з управлінням у Бориславі;

1945 р. – перші експортні поставки українського газу (Дашавське та Опарське родовища) в Польщу;

1946 р. – розпочалось будівництво першого магістрального (найбільшого в Європі) газопроводу «Дашава – Київ – Москва», у 1948 р. – завершена перша черга будівництва «Дашава – Київ» (512 км), 1951 р. – друга черга – «Київ – Москва» (790 км).

1950 р. – відкрите унікальне Шебелинське газоконденсатне родовище, яке понад 20 років залишалось найбільшим у Європі за запасами й рівнем видобутку (первісні запаси оцінені в 650 млрд. м³), введене в експлуатацію в 1956 р., у 1960 р. введений в експлуатацію Шебелинський газопереробний завод;

1954 р. – вперше в СРСР впроваджено технологію заводнення на Бориславському нафтовому родовищі (Львівська обл.);

1964 р. – почали закачування газу до першого в Україні Олишівського підземного газосховища в Чернігівській області (цей рік вважається початком підземного зберігання газу в Україні);

1967 р. – заснований Івано-Франківський інститут нафти і газу (з 1994 р. – технічний університет);

1968 р. – відкрите Хрестищенське газове родовище друге за запасами в Україні після Шебелинського (введене в дослідно-промислову експлуатацію в 1970 р.);

1971 р. – відкрите перше на шельфі Чорного моря газоконденсатне родовище Голіцинське;

1972 р. – досягнутий максимальний рівень видобутку нафти й конденсату в Україні – 14,5 млн. т;

1975 р. – досягнутий максимальний рівень видобутку газу в Україні – 68,7 млрд. т;

1977 р. – створене «Підприємство з буріння свердловин на газ і нафту «Укрбургаз» для поширення досвіду глибокого та надглибокого буріння свердловин;

1978 р. – введено в експлуатацію трансконтинентальний газопровід «Союз»;

1983 р. – введено в експлуатацію одне з найбільших у світі підземних сховищ газу Більче-Волицьке (Львівська область). Побудовано трансконтинентальний газопровід «Уренгой – Ужгород»;

1996 р. – почалось впровадження на газотранспортній системі України внутрішньотрубної діагностики газопроводів;

1998 р. – створено Національну акціонерну компанію «Нафтогаз України», яка об'єднала державні активи нафтогазової промисловості України. Досягнуто максимального обсягу транзиту природного газу через територію України – 141 млрд. м³;

2000 р. – відкрито Східно-Казантипське газове родовище в Азовському морі. Досягнуто максимального обсягу транзиту нафти територією України – 56,4 млн. т;

2001 р. – завершено будівництво нафтопроводу «Одеса – Броди» (експлуатація з 2004 р. велась у реверсному режимі);

2009 р. – вперше здійснено (тимчасово) роботу газотранспортної системи України у автономному режимі та впроваджено схему реверсу для забезпечення потреб вітчизняних споживачів у природному газі в умовах припинення зовнішніх поставок;

2012 р. – розпочато розробку шельфового Одеського родовища газу морськими самопідйомними буровими установками «Петро Годованець» і «Україна» «Чорноморнафтогазу»;

2013 р. – на Юзівському родовищі компанією «Royal Dutch Shell» і ПАТ «Укргазвидобування» були пробурені перші дві свердловини для розвідки сланцевого газу – Біляєвська-400 і Ново-Мечebilівська-100 (у Первомайському та Близнюківському районах Харківщини).

РОЗДІЛ 5. РОЗВИТОК ТЕХНІКИ ПОШУКІВ, БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН І ВИДОБУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

5.1. Способи пошуку корисних копалин

Усі корисні копалини планети незалежно від їх стану і походження так чи інакше є частиною геологічного середовища. Ця фундаментальна ознака обумовлює загальну спільність методологічних підходів до їх пошуку. В цьому контексті слід розглядати і методи пошуку нафти і газу.

Спершу зупинимось на тому, як шукали корисні копалини в давнину. Загальний поступ технологічної цивілізації людства – це постійне вдосконалення, перехід від одного якісного стану до іншого, технологічно вищого. Проте в методах пошуку корисних копалин – не все було так прямолінійно.

Якщо говорити про первісних гірників (неоліт – епоха міді), то точні дані про їх методи пошуку корисних копалин у нас відсутні. Значна кількість сакральних (у т.ч. гадальних) предметів, знайдених археологами в найдавніших кременевих і мідних копальнях дає можливість припустити, що пошуки скарбів надр супроводжувались певними прото-релігійними ритуалами і були в перших сталих спільнотах гірників справою жрецької верхівки (підпорядковувались групі виокремлених особливих людей – відунів, віщунів, магів), які за допомогою певних ритуалів і магічних предметів «знаходили» або «викликали», «творили», «просили у богів» корисні предмети – камені, воду, метал тощо. Сьогодні це простежується у старовинних міфах, легендах, казках. Логічно припустити, що перші геологічні й гірничо-металургійні знання, які сприймалися як магічні, могли зберігатися й розвиватися найдавнішими кастами жерців, пов'язаних зі сталими гірничими спільнотами, і передавалися ними з покоління в покоління. Авторитет жерців і їхня обрядова діяльність створювали ефективні стимули консолідації гірничої громади для виснажливих пошуків корисних копалин і ведення вельми трудомістких і небезпечних підземних робіт.

Цікаво, що давні храми вогнепоклонників, які зводилися на Середньому Сході в місцях сталих виходів на земну поверхню нафти чи газу, факели яких палали сторіччями, стали пошуковими ознаками для експедицій нафтошукачів ХХ ст. Варто уваги, що перша нафта в

Персії була відкрита в місті Месджеде-Солейман поблизу мечеті, збудованої на місці давнього храму вогнепоклонників.

Серед найдавніших принципів пошуків корисних копалин було: «тримайся жили» і «шукай нову жилу поблизу старої жили». З найдавніших і до нових часів вірною ознакою багатих родовищ були також сліди їх розробки більш ранніх часів (іноді між періодами експлуатації великих родовищ були сотні, іноді – тисячі років). Оскільки давні покоління гірників мали більш обмежені технічні можливості, то розробляли родовища лише на малих глибинах, брали найбагатші руди, часом кидали багаті поклади, бо не могли протидіяти гірському тиску, водопритокам, виходу небезпечних газів. Тому гірники нових (більш технічно озброєних) поколінь мали давні рудники за дороговказ до скарбів надр.

Середньовічний досвід розвідувальних робіт дійшов до нас завдяки фундаментальній праці Георгіуса Агріколи «De Re Metallica»¹ («Про гірничу справу»), яка вийшла в Базелі в 1556 р. (рис. 5.1).

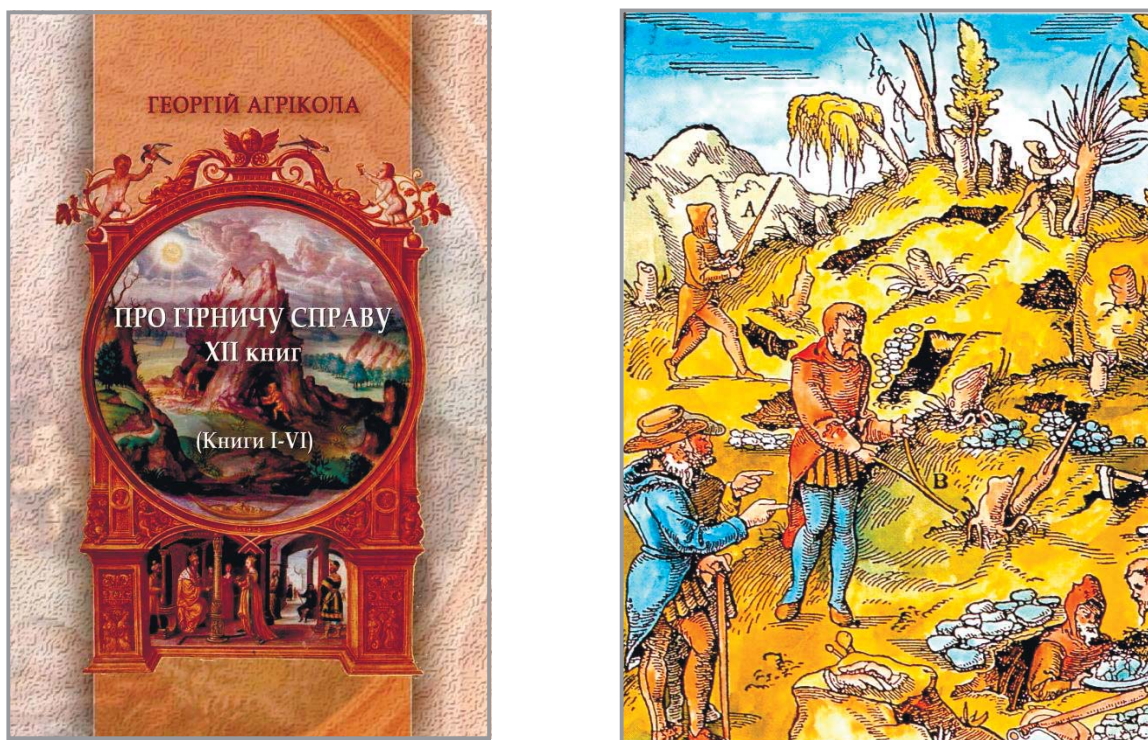


Рис. 5.1 – Книга Г. Агріколи «Про гірничу справу» (український переклад 2014 року) та ілюстрація пошуків корисних копалин за допомогою «лозохідства» і пошукових виробок

¹ У 2014 р. вийшов український переклад цієї літературно-наукової пам'ятки: Агрікола Г. Про гірничу справу XII книг (книги I – VI) / Переклад і редакція В. С. Білецького та Г. І. Гайка. – Донецьк: Східний видавничий дім, 2014. – 232 с.

Г. Агрікола виділяє чотири групи ознак (способів) для пошуку руд: аналіз винесених частинок корисної копалини на земній поверхні, особливий вигляд рослинності над покладом, застосування пошукової лози та проведення пошукових виробок. Ось як подає він це в своїй книзі:

1. «Уламки руди, що виносяться потоком (води) із землі». Цілком по-сучасному звучать міркування: «Якщо такі уламки розкидані на поверхні землі і притому гладенькі, то рудні жили в більшості випадків відстоять від них на далекій відстані, бо потік, що захопив винесені ним частинки руд далеко від їх жил, встиг їх обточити доки штовхав все далі. Якщо ж ці уламки застряли в землі і шорсткі, це означає, що вони знаходяться поблизу від рудних жил». Використовують цей досвід пошуку рудних жил і сучасні старателі.

2. Характер рослинності над рудними жилами (рудним тілом): «...іній, який трохи біліє часом на всіх травах, за винятком тих, що ростуть над жилами» – ця цікава, але вже дещо призабута пошукова ознака ще зберігається в арсеналі польових геологів. Агрікола пояснює: «...жили випускають з себе тепло і сухість, що перешкоджає згущенню вологи... отже, там, де мокрі трави не вкриваються інеєм, під ними криється жила. Якщо вона сильно виділяє тепло, то земля народжує трави низькі і неприродного кольору». На переконання середньовічних гірників «жили виділяють випаровування», тому якщо «в якому-небудь місці дерева, зростаючі довгим рядом, раптом втрачають свою свіжість і чорніють або рябіють або одне за одним валяться вітром, там криється жила. Іноді також довгою смугою над місцем, де простягається жила, росте яка-небудь трава або який-небудь рід грибів, причому їх немає над породними прошарками».

Докладно описані дерева, які ростуть над рудними жилами. Їх листя «весною має голубуватий або синюватий колір, гілки, особливо верхні, чорнуваті або забарвлені яким-небудь іншим неприродним кольором, стовбури розщеплені і деревина стовбурів і гілок також чорнувата або строката». Ці явища викликаються, – на думку Г. Агріколи, – «дуже теплим і висушуваним випаровуванням, яке, не щадячи коріння дерев, сушить їх і знесилює».

3. Чи не найбільшого авторитету і водночас навіть слави надприродної сили у гірничому мистецтві зажила «рудопошукова лоза» або «чародійна лоза» (див. рис. 5.1). Про неї згадують ряд давніх авторів. Водночас, одні стверджують, що цей метод приносить їм найбільшу користь в знаходженні руд, інші це заперечують.

Для пошуку різних металів користувалися різними рудопошуковими лозами, а саме: горіховими для срібних руд, ясеневими для мідних, сосновими для свинцевих і особливо для олов'яних і, нарешті, залізними прутиками для знаходження золота. Спосіб користування такими лозами доволі простий: «беруть рогатку з лози за її ріжки, стискаючи руки в кулаки; при цьому, однак, вважається обов'язковим, щоб стислі в кулак пальці були звернені до неба і щоб лоза тим кінцем, до якого сходяться обидві ріжки, була піднята догори. Потім шукачі руд з цими прутиками йдуть бродити по гірській місцевості. Як вони запевняють, лише тільки вони наступлять на жилу, їх лоза повертається донизу, вказуючи їм на родовище, а лише тільки вони відійдуть від місця цієї жили, вона знову стає в їх руках нерухомою».

У праці «De Re Metallica» сформульовано п'ять умов необхідних для того, щоб лоза виконувала своє призначення: «перша з них – це величина прутика, бо сила руд не в змозі повернути дуже велику палицю; друга – форма лози, бо якщо вона не вилоподібна, то сила, мовляв, не може повернути її; третя – сила руд, що мають властивість цього притягнення; четверта – правильне поводження з лозою; і, нарешті, п'ята – відсутність у лозошукачів яких-небудь прихованих властивостей, що заважають впливу руд на неї».

Водночас, лозоходство не було беззастережно прийнятим методом пошуку руд у давнину й залишається до сьогодні предметом суперечок. Сучасна наука дає лише непрямі пояснення біофізичного методу пошуків, проте тривале й широке застосування цього методу майже в усьому світі свідчить про наявність випадків успішного застосування «рудопошукової лози». Основний інструмент лозоходства – «чародійна лоза» («чарівна паличка» або «чарівничий жезл») фігурує в дуже давніх оповідях. Коли народ Ізраїлю став сваритися у безводній пустелі, Господь наказав Мойсею взяти свою палицю та йти до скелі в Горобі: «...і вдариш ти по скелі, і рине з неї вода, щоб напились люде» (Друга книга Мойсея, 17:6).

Висновок самого Г. Аґріколи стосовно «рудопошукової лози» однозначно скептичний: «справжній гірник, в якому ми хочемо бачити ґрунтовну і серйозну людину, не стане користуватися чарівною паличкою, бо хоч трохи досвідчена в природі речей і розсудлива людина розуміє, що «рогатка» їй у цій справі ніякої користі не принесе, але що вона має у своєму розпорядженні, як я вже указав вище, – це природні ознаки руд, якими вона і повинна керуватися».

Цікаво, що сьогодні теж є спроби використання наукоподібно оформленого лозоходства для створення пошукових детекторів. Але створені на основі ефекту «пошукової лози» сучасні детектори ADE 651, Sniffex, GT200, Quadro Tracker, Alphaб призводили до скандалів і навіть серйозних тюремних термінів для організаторів виробництва. Це було пов'язане не тільки з обманом покупців, але і з реальною шкодою, в разі їх застосування, наприклад, для виявлення вибухових речовин в Іраку.

Логічно припустити, що випадки використання «лози» для пошуків родовищ нафти і природного газу не були поодинокі. На цю думку наводить такий факт, що навіть у наш час при визначенні місця копання колодязя або буріння свердловини на воду в сільській місцевості люди часом застосовують метод «лозоходства» (іноді замінюючи лозу металевую рамкою). Проте становлення нафтогазової промисловості спиралося на зовсім інші методи розвідки родовищ.

4. Нарешті, серед способів виявлення родовищ Г. Агрікола називає розвідувальні гірничі виробки: «гірник закладає шурфи; якщо ж він руди тут не виявляє, то він близькими один до одного шурфами доти розвідує це місце, поки не наштовхується на вихід рудної жили».

Остання група способів була притаманна і для пошуків нафти. Шурфи на нафту (у звичній назві – колодязі) закладали в місцях поверхневих нафтопроявів, або в безпосередній близькості від існуючих нафтових колодязів (рис. 5.2).

У ХІХ ст. для пошуків і видобутку нафти почали застосовувати здавна відомий у соляній справі (видобуток розсолів) і вельми перспективний спосіб розвідувального буріння (див. рис. 5.2). За даними авторів, першу нафтову свердловину нових часів¹ пробурили в Румунії в 1821 р. у Мосоарелі (поблизу Тиргу-Окна), у 1845 р. розпочали буріння свердловин в Азербайджані у Бібі-Ейбаті (поблизу Баку), у 1854 р. пробурена перша свердловина в Галичині (поблизу Коросно), у 1858 р. – в Канаді (Онтаріо), у 1859 р. – в США (біля Тайтусвіля, Пенсильванія). Слід зауважити, що вказані дати – це перший, не завжди успішний досвід буріння на нафту. Широке застосування в нафтовій промисловості (яку вони значною мірою й формували) свердловинні технології посіли лише в 1860-х роках, але нафтові колодязі ще кілька десятиріч продовжували використовувати

¹ Нафту і газ почали видобувати свердловинами в Китаї ще в ранньому середньовіччі (з часом ці технології були втрачені).

як пошукові й видобувні виробки (часом, поруч із свердловинами). Прикметно, що в нафтових районах пошукові свердловини стали закладали на прямій, що з'єднує дві вже існуючі продуктивні свердловини (які вже давали нафту).

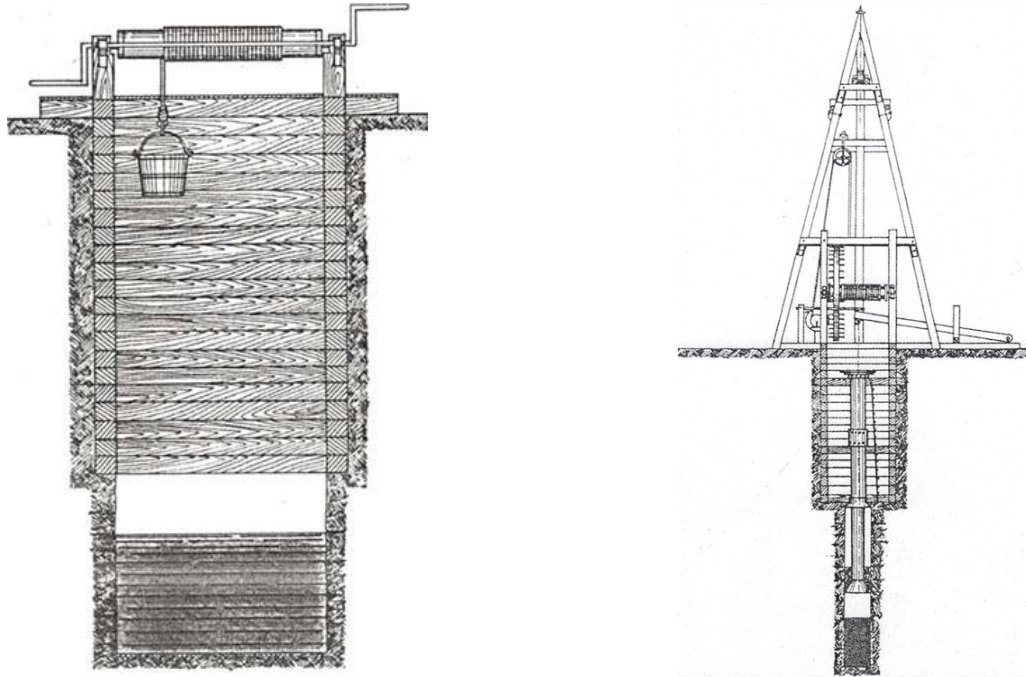


Рис. 5.2 – Основні виробки для пошуку й видобування нафти в другій половині XIX ст. – колодязь і свердловина

Отже тривалий час до набуття певного розвитку нафтової геології пошук родовищ нафти й газу у нових районах вівся практично наосліп (найбільш певними ознаками слугували нафтопрояви на земній поверхні чи найближчих річках). Цікаві спогади про закладання свердловини залишив англійський геолог К. Крег: *«Для вибору місця з'їхалися завідувачі бурінням і керуючі промислами та спільно визначили ту площу, в межах якої повинна бути закладена свердловина. Однак із звичайною в таких випадках обережністю ніхто не наважувався вказати ту точку, де слід було починати буріння. Тоді один з присутніх, що відрізнявся великою сміливістю, сказав, указуючи на ворону, що кружляла над ними: «Панове, якщо вам все одно, давайте почнемо бурити там, де сяде ворона...» Пропозицію було прийнято. Свердловина виявилася незвичайно вдалою. Але якби ворона пролетіла на сотню ярдів далі на схід, то зустріти нафту не було б ніякої надії...»*

Зростаюча потреба в нафті у другій половині XIX ст. призвела до бурхливого розвитку знань про земні надра і процеси, що відбувалися в них протягом мільйонів років. Розвиток геології

дозволив успішно виявляти найбільш перспективні райони пошуків нафти і визначати геологічні структури, в яких можливе утворення нафтових родовищ. Певним проривним етапом у методах пошуку нафти і газу стало геологічне картографування кінця XIX – початку XX ст. Геолог, академік Олексій Борисяк зазначав, що «вінцем геологічного дослідження є складання геологічної карти». Особливе значення для пошуків нафти і газу при геологічному картографуванні мало виявлення зв'язку нафтових скупчень з антиклінальними перегинами пластів.

З 1920-х років розвиток геології вже оснований на структурній (антиклінальній) теорії нафтогазонакопичення і характеризується вивченням структурних форм перегинів пластів з метою виділення площ, сприятливих для буріння на нафту. У 1930-х роках глибини буріння свердловин виростили до 2000 м. У цей час геологічне картування вже ведеться інструментально із застосуванням картувального буріння, в тому числі колонкового.

При колонковому бурінні руйнування порід йде не по всій площі вибою свердловини, а по кільцю. Внутрішня частина породи у вигляді колонки (керн) зберігається й дає можливість оцінити тип і геологічні властивості порід по глибині проникнення свердловини (рис. 5.3). Завдяки цьому колонкове обертальне буріння стало одним з основних засобів геологічної розвідки. Застосування пустотілої бурильної труби з різцями на кромці (відоме ще давнім єгиптянам) на новому етапі технічного розвитку використав Ж. Лешо в 1862 р. для збільшення швидкості буріння шпурів у вибої тунелю (він також першим оснастив кільцевий робочий орган найміцнішими алмазними різцями). Спершу основною метою нового способу було збільшення швидкості буріння, але згодом метою стає сам керн («буріння заради знань»), який надавав важливу й різноманітну інформацію для ефективного пошуку корисних копалин (зокрема – нафти та газу).

З 1920-х років для пошуків нафти починають застосовувати геофізичні методи досліджень. Хоча їх історія сягає кількох сторіч, зокрема, магніторозвідка рудних родовищ із використанням компасу розпочалась у Швеції в 1640 р., а вивчення швидкості розповсюдження пружних коливань у земній корі бере відлік з дослідів Р. Маллета в 1846 р. Нафтогазова сейсмозрозвідка почала формуватися лише на початку XX ст. у Німеччині та США. Перші успішні досліді були проведені в Оклахомі в 1923 р. (рис. 5.4), а перше широке застосування – при відкритті нафтових родовищ у соляних куполах Техасу.



Рис. 5.3 – Набір кернів по глибині свердловини, отриманих колонковим бурінням

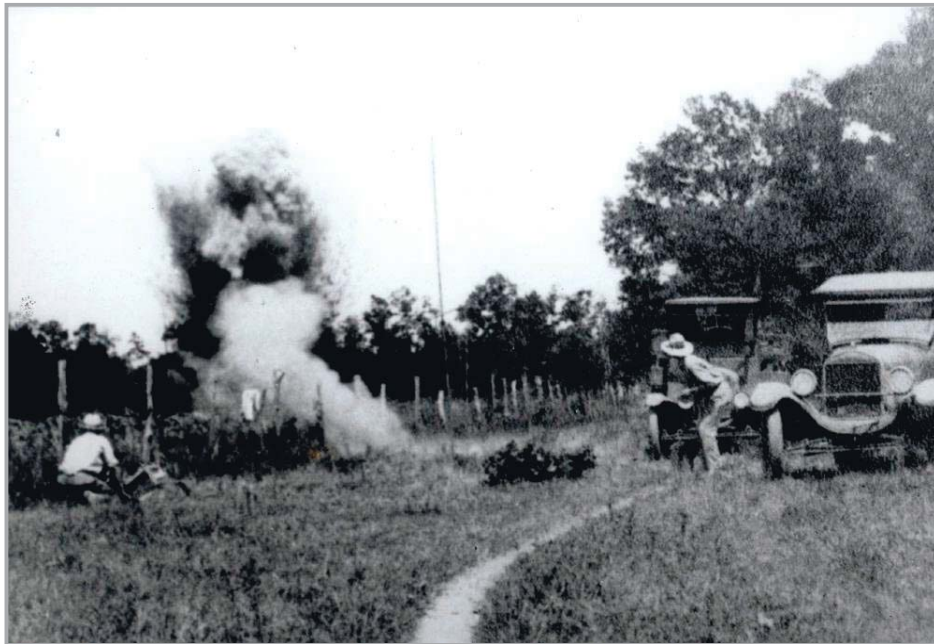


Рис. 5.4. – Сейсмозв'язка методом заломлених хвиль у штаті Оклахома, США (компанія «Сейсмос», 1923 р.)

Основні етапи розвитку нафтової сейсмозв'язки в залежності від еволюції провідних ідей і вдосконалення сейсмотехніки такі:

1. Використання методу заломлених хвиль (1919 – 1960 рр.). Метод орієнтований на заломлені хвилі, які утворюються при падінні пружної хвилі на границю двох пластів під певним кутом. При цьому забезпечується можливість визначати швидкість розповсюдження пружних хвиль вздовж глибинних сейсмічних границь, якою можна характеризувати фізичні властивості заломлюючих горизонтів та їх літологічний склад. У 1919 р. німецький геофізик Л. Мінтроп

вирізнив заломлені хвилі й подав патент на «Метод визначення геологічних структур». У 1921 р. він заснував славнозвісну компанію «Сейсмос». Незалежно від Мінтропа американський геолог-нафтовик Еверетт Де Гольєр з 1919 р. успішно застосовував сейсмозв'язку й саме він вважається у США піонером геофізичного пошуку нафтових родовищ. Де Гольєр заснував (крім інших) вельми авторитетну компанію «Де Гольєр енд Мак Нотон», яка широко консультує нафтовий світ і сьогодні.

2. Використання методу відбитих хвиль (1922 – 1975 рр.). Метод засновано на виділенні пружних хвиль, однократно-відбитих від геологічної границі двох середовищ, що значно підвищувало достовірність прогнозів. У 1922 р. інженер-геофізик В. Воюцький (СРСР) вперше запропонував оригінальний метод сейсмозв'язки, що використовує не заломлені (ментропівські), а відбиті хвилі (патент 1923 р.). Широке практичне застосування (майже в усьому світі) методу відбитих хвиль при пошуку нафтових родовищ, конструювання та виготовлення відповідних приладів та обладнання забезпечувала в 1930-х роках французька геофізична компанія «Шлюмберже» братів Конрада й Марселя Шлюмберже (на сьогодні – найбільша нафтосервісна компанія). Саме ця компанія суттєво допомогла СРСР в пошуках нафтових родовищ Волзько-Уральського району (зокрема досліджувала Ішимбаївське родовище), вела підготовку кадрів радянських геофізиків, передала дослідне обладнання й допомога поставити його на серійне виробництво в колишньому СРСР. Сейсмічна лабораторія акад. Г. Гамбурцева, яка тісно співпрацювала зі «Шлюмберже», створила наукову школу радянської геофізики (зокрема, провела першу морську сейсмозв'язку нафтових родовищ поблизу Баку).

3. Використання методу загальної глибинної точки (1950 р. – дотепер). Метод також пов'язаний з використанням відбитих хвиль, але на базі нової технології, розробленої в США У. Мейном у 1950 р. Основою методу є багаторазове отримання сейсмічних відбитків від кожного елемента геологічної границі та наступне їх сумування. Широке застосування методу розпочалося в колишньому СРСР у 1965 р. (у Західному Сибіру). Метод загальної глибинної точки (скорочено – МЗГТ-2D) у всьому світі дав найефективніші (на свій час) результати і широко застосовується до сьогодні.

4. Використання методу просторової (тримірної) сейсмозв'язки МЗГТ-3D (1990 р. – дотепер). Для нього є характерним використання багатолінійних просторових приймальних апертур, велика щільність

розташування пунктів збудження коливань на території досліджень, досконала телеметрична цифрова реєстраційна апаратура та обладнання. За отриманими ефектами дає результати принципово нової якості й визначає основний тренд подальшого розвитку сейсмотехніки в ХХІ ст.

Наш час, ХХІ століття, характеризується комплексними геологічними, геофізичними і геохімічними дослідженнями значних територій з детальним вивченням окремих площ. Залучаються новітні наукові досягнення для прогнозу перспектив нафтогазоносності регіонів і локальних структур. Освоюються нові напрямки нафтогазопошукових робіт (неструктурні пастки, рифогенні тіла, глибокозанурені горизонти, акваторії морів, кора вивітрювання фундаменту тощо). Розробляються нові методичні прийоми пошуків та розвідки родовищ нафти і газу. Використовується сучасна техніка і технологія буріння та дослідження свердловин. Флюїд піддають фізико-хімічним дослідженням, в останній час починають застосовувати ізотопний аналіз для встановлення його походження, а відтак – і зон локалізації абіогенних вуглеводнів.

5.2. Розвиток технології буріння свердловин

Техніка й технології розвивалися і ускладнювалися з розвитком людського суспільства й наукових знань, причому тривалі поступові, еволюційні періоди іноді розривалися технологічними революціями (від неолітичної – до промислової та інформаційної). Тому доцільно простежити два аспекти технічного розвитку – темпоральний (хронологічний) і присутній, техніко-технологічний. Крім того, історія людства, в т.ч. технологічних устроїв суспільства неоднорідна по географічній і географічно-політичній мапі планети – скажімо, коли в одних регіонах відбувалася промислова революція, в інших, ще тривалий час панував старий аграрний уклад. Це неспівпадіння устроїв і темпів розвитку спостерігається і сьогодні (технологічний прогрес у різних країнах різний), тому доцільно в нашому викладі також торкатися географічного аспекту історії нафтогазовидобувної техніки і технологій.

Отже, маємо висвітлити хронологічний, техніко-технологічний і географічний (територіальний) аспекти проблеми.

З давньоєгипетських і біблійних писемних джерел можна відновити події буріння однієї з перших у світі артезіанських

свердловин на воду, яка була пройдена в Давньому Єгипті (поблизу сучасного Каїра) 3,5 тис. років тому. З деяких джерел, що дійшли до наших днів, відома версія, що свердловина була побудована за особистим проектом і за особистої участі радника фараона, родоначальника одного з ізраїльських колін – Йосипа. Сталося це в період жорстокої посухи в Єгипті, коли навіть Ніл зневоднився в своїй нижній течії. Цікаво, що в місці знаходження свердловини артезіанський горизонт знаходиться на мінімальній глибині, на відміну від інших місць в цій частині Єгипту. Глибина свердловини сягає 88 м. За припущеннями стародавні єгиптяни для буріння, найімовірніше, використовували гнучкий стовбур дерева з одним кінцем, укріпленим на землі, й іншим – з прикріпленим до нього кам'яним буром, що опускається в свердловину. Буріння забезпечувалося за рахунок ефекту відпружинювання деревини. При цьому для утримання стовбура дерева в нахиленому положенні могли використовувати силу тяглових тварин.

Відомо, що в будівництві «свердловини Йосипа» брало участь близько 100 рабів і ремісників, причому на її спорудження пішло близько двох років. У давньоєгипетських писемних джерелах зазначено, що свердловина дала першу воду якраз на третій рік посухи (згідно з текстом Біблії, цей період склав сім років), забезпечуючи при цьому потребу в питній воді практично всіх єгиптян в цьому регіоні. Відзначається, що за водою зі «свердловини Йосипа» приїжджали люди навіть з середньої течії Нілу. Зараз «свердловина Йосипа» є пам'ятником культури і охороняється владою Єгипту.

Археологічні розкопки в Єгипті, у долині ріки Ніл виявили велику кількість давніх свердловин, які датують II – I тис. до н.д. В окремих випадках на прилеглих каменях зберігся навіть висічений текст з датами буріння свердловини та іменами керівників буріння. Цікаво, що деякі свердловини, пробурені в пустелі двадцять і більше сторіч тому, оновлені й використовуються місцевими мешканцями сьогодні. Знайдені при розкопках бурові інструменти різних періодів дають можливість оцінити технологію буріння. У найдавніший період робота виконувалась кам'яними долотами, закріпленими на жердинах. Пізніше кам'яні долота змінилися бронзовими свердлами-зубилами. Розвинена техніка свердління застосовувалась не тільки для буріння артезіанських свердловин, але й для створення отворів під клини для відділення великих кам'яних брил у каменоломнях. Невипадково символом об'єднання Верхнього і Нижнього Єгипту був обраний процес буріння свердловини (рис. 5.5).



Рис. 5.5 – Стела із зображенням процесу буріння в Давньому Єгипті

У Давньому Китаї буріння свердловин застосовували вже в середині першого тисячоліття до нашої доби, причому бурильні технології мали тут значно більш досконалий рівень, ніж у Єгипті. У Китаї вперше почали бурити свердловини для видобування соляних розчинів діаметром до 15 см і глибиною кілька сотень метрів. Буровий інструмент, важке металеве долото й бамбукові штанги, підвішувався над свердловиною на канатах завтовшки 1–4 см, звитих з прядива (здебільшого – з індійського очерету), і скидався з висоти вниз. Важке долото подрібнювало гірську породу в отворі. Після кількох ударів долота свердловину заповнювали водою, яка змішувалася з подрібненою породою. Воду з породною сумішшю вичерпували відром малого діаметру з відкидним днищем. Перші свердловини в Китаї, пробурені на розсіл, часом обсаджували бамбуком (рис. 5.6). Іноді в літературі канатне буріння називають «китайським методом буріння», його автором вважають уславленого давнього інженера Лі Пена. Ця технологія лежить в основі способу ударно-канатного буріння.

У роботах китайського філософа Конфуція описані китайські свердловини для видобутку води і соляних розсолів, споруджені за часів династії Чоу. Свердловини бурились в області Чун-Канг, поблизу кордону з Тибетом. Деякі свердловини сягали глибини 500 м, а найглибша – понад 1000 м. Ці глибини в нові часи було досягнуто бурінням тільки в кінці XIX – на початку XX ст. Один із центрів видобутку солі в Південно-Західній провінції Давнього Китаю мав назву Цу-Ліу-Чинг, що в перекладі означало «свердловини, що фонтанують самі по собі».

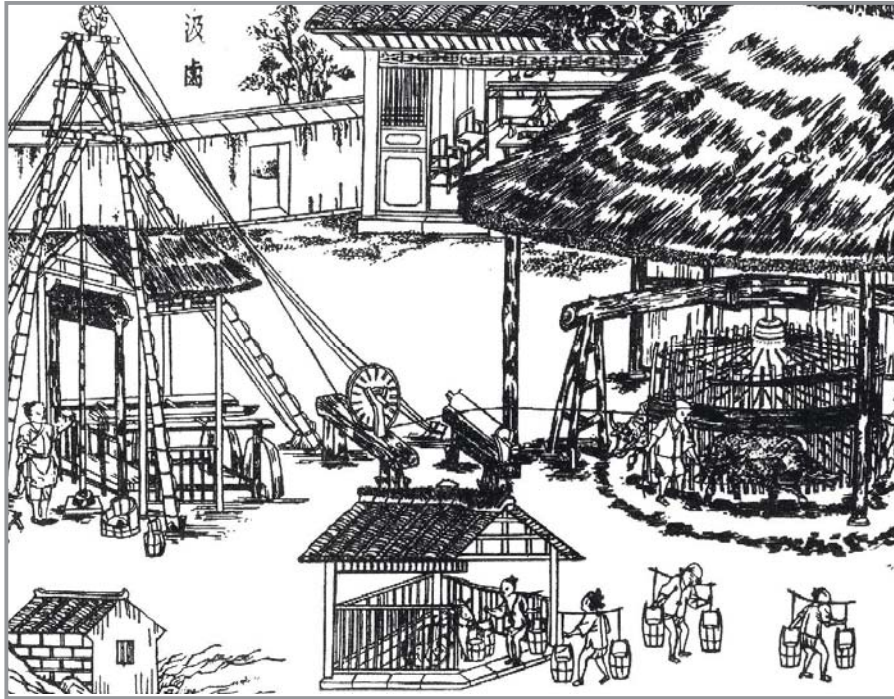


Рис. 5.6 – Буріння свердловин у середньовічному Китаї (гравюра з енциклопедії «Тянь гун кай у», 1637 р.)

На відміну від повсюдного колодязного способу свердловинна технологія довгий час використовувалась лише на Сході, в Європі вона з'явилася лише в XII ст. Перша з відомих європейських свердловин була пробурена на північному сході Франції в провінції Артуа (зараз входить у департамент Па-Де-Кале) у 1126 р. Свердловина розкрила водонапірний горизонт і почала фонтанувати. За назвою провінції Артуа (латиною – «Artesia») артезіанські свердловини отримали свою широко відому назву.

Значних успіхів буріння артезіанських і соляних свердловин набуло в Московії XVI–XVII ст. (рис. 5.7). Особливої уваги з цього приводу заслуговує літературно-наукова пам'ятка XVII ст. «Роспись как зачать делать новую трубу на новом месте». Варто уваги, що вона не тільки узагальнювала досвід і технічні рішення буріння свого часу, але й використовувала питомо слов'янську термінологію (близько 130 термінів, зокрема «труба» в розумінні свердловини), яка через півтора-два століття майже повністю зникне (заміниться іншомовними термінами) в російській технічній літературі.

У XIX ст. буріння свердловин стає головним засобом пошуку, розвідки й видобування нафти. Основні етапи розвитку цієї технології розглянемо за напрямками вдосконалення бурових станків і їх приводів та породоруйнуючого інструменту.

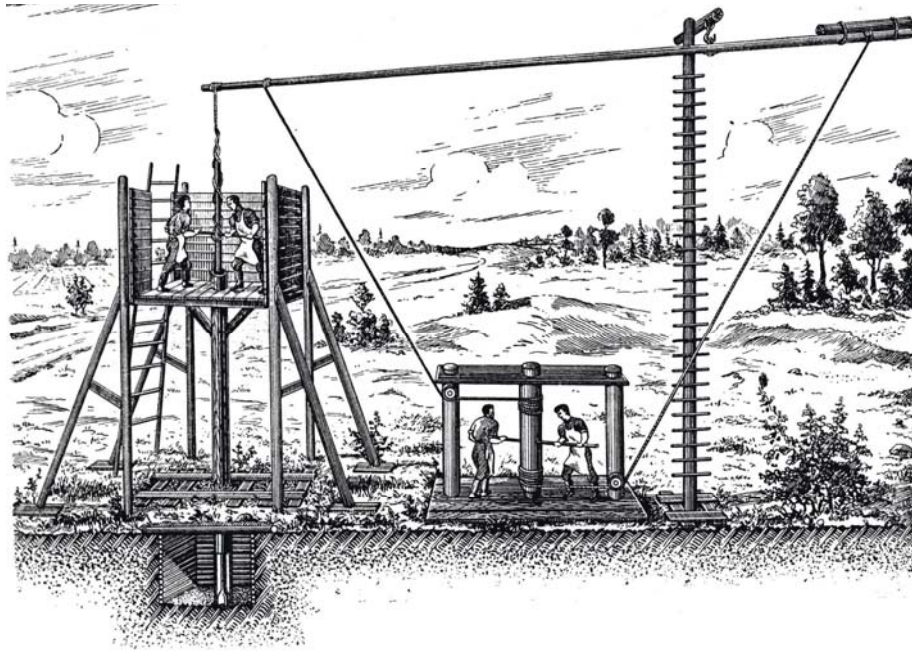


Рис. 5.7 – Буріння свердловин на пермських соляних промислах

Перші бурові станки для спорудження нафтових свердловин являли собою саморобні механічні системи ударного буріння що застосовувалися ще на соляних промислах. Кінь обертав велике дерев'яне колесо, за допомогою якого піднімали вгору і скидали вниз штанги з прикріпленим знизу стальним долотом (загальна схема подібна до рис. 5.6). Технічні вдосконалення середини ХІХ ст. у першу чергу стосувалися впровадження ідеї скидання поєднаного зі штангами долота, що призвело до винаходу вільно падаючого інструменту – «фрейфала» (т. зв. «німецький спосіб» Кінда та Фабіана, 1849 р.). Механізм фрейфала виконаний таким чином, що коли буровий інструмент ударявся об вибій свердловини гільза приладу Фабіана разом зі штангами продовжувала спускатися вниз і завдяки внутрішньому клину сідала й зчіплювалась з долотом таким чином, що весь буровий інструмент з усією силою своєї ваги, вільно падаючи руйнував вибій свердловини. Еволюція ударного буріння свердловин охоплює декілька періодів: ручне ударне буріння; механічне ударне буріння; буріння за канадською системою; ударно-канатне буріння; буріння за пенсільванською системою, а також перехідні періоди.

Конструкція установки для **ударного буріння з ручним приводом** (див. рис. 5.2) включала дерев'яну балку – «вахач», укріплену на стояку. На одному кінці вахача встановлювали систему елементів – «верстат», який складався з обкутих з обох кінців

дерев'яних штанг, вантажу над долотом і долота. На іншому кінці «вахача» знаходилися рукоятки (держак), які полегшували працю робітників. Для зменшення віддачі удару під час зворотного руху служив відбійник – балка, що біла по задній частині «вахача» в кінці коливального руху. Пізніше цей «верстат» обладнали ножицями Фабіана, які оберігали штанги від ударів, а також механізмом, що надавав штангам обертового руху. Для утримання напрямку долота було запроваджено «кондуктор». Над свердловиною встановлювали дерев'яну вежу – тринogu. Через блок на вершині вежі протягували трос з «ложкою», за допомогою якої із вибою свердловини коловоротом піднімали вибурену породу. Ударно-канатне та ударно-штангове буріння (рис. 5.8) тривалий час мали ручний або кінний привод.

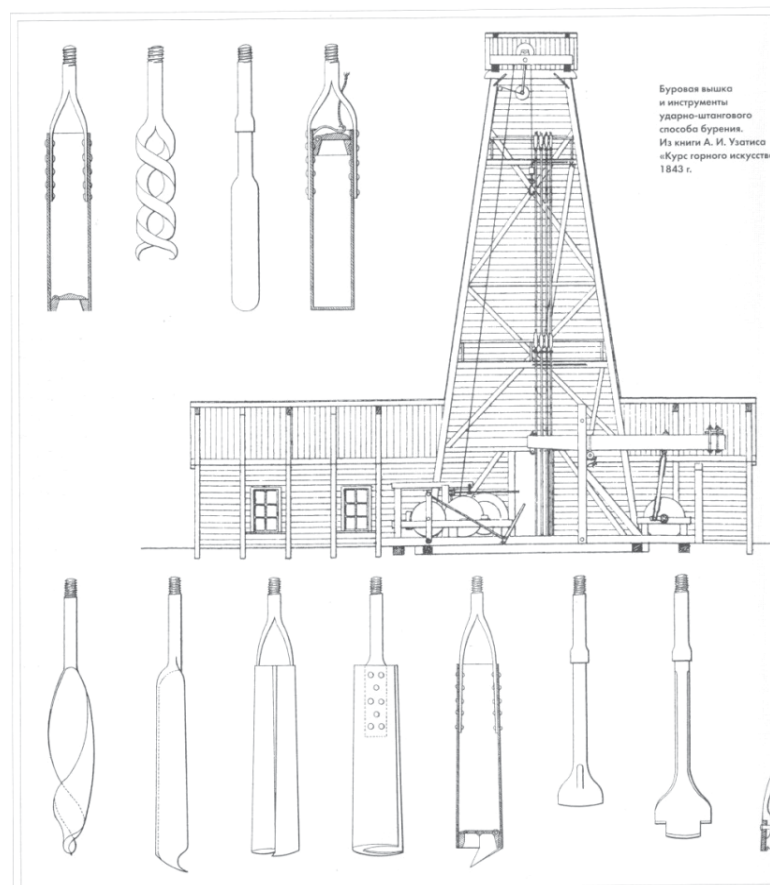


Рис. 5.8 – Буровий станок та інструменти для ударно-штангового буріння (О. Узатиц «Курс гірничого мистецтва», 1843 р.)

У 1858 р. американський інженер Д. Поуелл винайшов **бурову машину, що застосовувала паровий двигун** (рис. 5.9) і в тому ж році славнозвісний Е. Дрейк застосував його при бурінні першої американської свердловини.

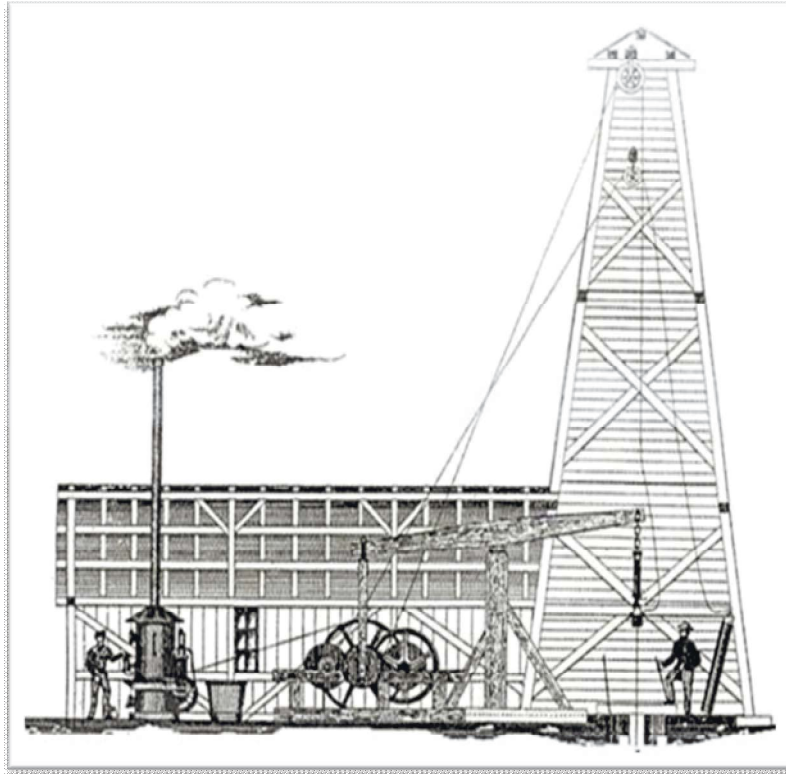


Рис. 5.9 – Бурова установка з використанням парової машини

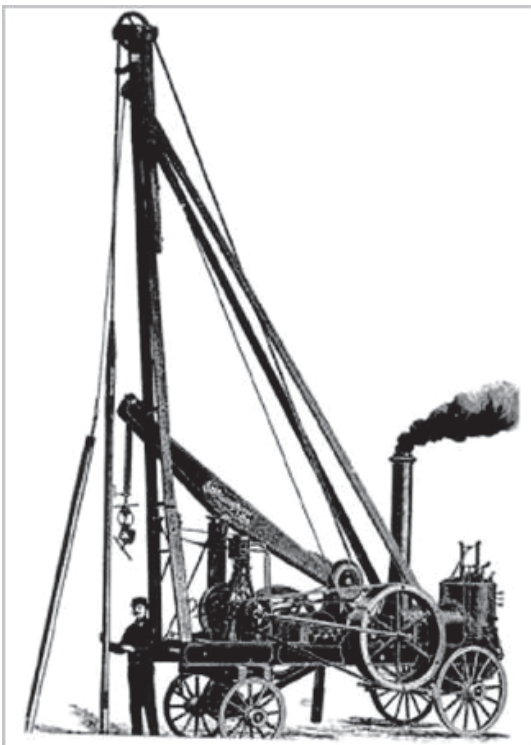


Рис. 5.10 – Буровий верстат, у якому для привода «вахача» використано локомотив

У 1859 р. інженер Д. Романовський вперше випробував паровий привід на бурових установках в Російській імперії (поблизу м.Подольська).

У 1873 р. перші парові машини з'явилися на нафтових промислах Баку, причому протягом десятиріччя вони повністю витіснили кінську тягу. З 1883 р. механічний (паровий) привід став використовуватись майже повсюдно, при цьому в буровому верстаті для привода «вахача» почали використовувати локомотив, тобто пересувний паровий двигун (рис. 5.10).

Таке обладнання застосовувалось упродовж тривалого часу і давало добрі результати. Проте в ньому існувала суттєва небезпека внаслідок близького розміщення

топки локомотива від свердловини. Ця бурова машина робила 20–25 ударів на хвилину й зазвичай забезпечувала проходку стовбура 3–5 м за добу. У процесі еволюції було суттєво полегшено деякі технологічні операції: «ложкування», опускання та підняття бурових жердин, спускання обсадних труб у свердловину. Подальший розвиток техніки дав можливість розміщувати привод бурового верстата («вахача» й канатних барабанів) – парові машини – на деякій безпечній відстані від свердловини.

Ударне буріння канадської та польсько-канадської системи, а також ударно-канатне буріння розглянемо на прикладі застосування цих технологій на Прикарпатті.

У 1884 р. до Прикарпаття з Канади приїхав інженер Вільям Гарвей, який працював над упровадженням способу механічного буріння штангами, названого канадським бурінням.

Нову «канадську» систему машинного буріння, яка давала можливість досягнути глибини, у 600 м і більше застосував вчений-економіст і нафтовий підприємець С. Щепановський при бурінні свердловин на промислах у с. Слобода-Рунгурська поблизу Коломиї. У 1886 р. в районі Борислава, на Потоці, розпочато буріння свердловини «Карпатський Раточин-1» механічним ударним споробом канадською машиною. Проте виявилось, що її конструкція не відповідає геологічним умовам прикарпатських родовищ. Верстат та інструменти, які застосовували в процесі буріння, для проходки більш глибоких свердловин було вдосконалено. Зокрема, було створено польсько-канадську бурову машину (рис. 5.11), котру довгий час використовували на нафтових площах Прикарпаття.

На початку ХХ сторіччя бурова справа на Прикарпатті одержала новий розвиток. Було вдосконалено конструкції машин ударно-штангового буріння, скорочено час буріння свердловин, а самі вони стали більш глибокими. У 1910 році термін буріння свердловин глибиною 1000–1800 м становив 3–5 років. На той час було створено бурові ударні машини, які можна було перевозити, були впорядковані різні операції будівельного й монтажного призначення для спорудження веж, гірничих і машинних навісів, котельних тощо. У 1912 році у Глініку (Польща) було виготовлено першу мобільну бурову машину з «вахачем».

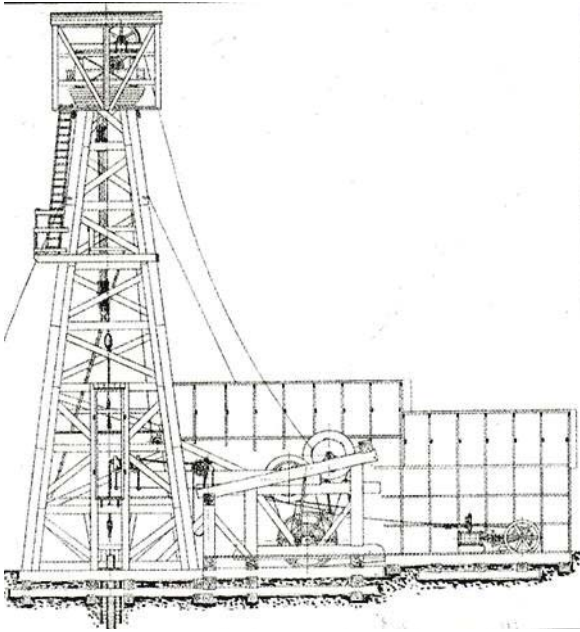
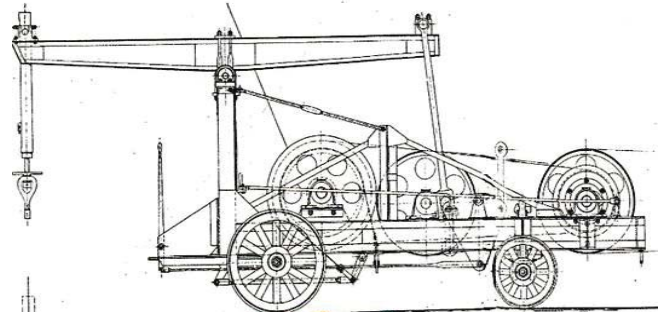


Рис. 5.11 – Польсько-канадська бурова машина



Ударно-канатне буріння було одним із найдавніших, проте в нафтовій промисловості йшло за більш звичним для бурильників ударно-штанговим. Як зазначалося, перші свердловини в давньому Китаї споруджувалися за допомогою методу, який згодом назовуть ударно-канатним бурінням. Дослідник зі США К.С. Том так описує процес буріння: *«Китайський метод глибокого буріння використовував групу чоловіків, які стрибали по брусу бурового долота, в той час, як буровий інструмент обертався буйволами і биками»*. Цікаво, що, як повідомляє К.С. Том, цей же метод використовувався для видобутку нафти в Каліфорнії в 1860-і роки (процес називали «копати ногами вниз» – англ. «Kicking Her Down»).

У 1870 р. в Бориславі уже застосовували ударно-канатне буріння, яке відрізняється від канадського способу застосуванням тросів замість штанг. Відсутність устаткування й досвіду загальмувала поширення канадського способу на Прикарпатті у ХІХ ст.

Після Першої світової війни деякий час застосовували ударно-штангові бурові машини й обладнання, що збереглися з передвоєнної пори. Перелом на користь канатної системи відбувся у 1920-х роках, коли на Прикарпатті з'явилися фахівці нової генерації – випускники Краківської гірничо-металургійної академії та нафтового факультету Львівського політехнічного інституту, які почали запроваджувати новий, ударно-канатний спосіб буріння.

У міжвоєнний період відбувалася суттєва модернізація технології буріння: були механізовані деякі важкі й небезпечні операції, вдосконалено техніку й ефективність ізоляції припливу

глибинних вод, удосконалено технологію спуску обсадних труб у свердловину, а також вимірювання відхилення осі свердловини від вертикалі, впроваджено використання «шурфу» під час виконання операції нарощування інструменту й заміни долота, опрацьовані робочі інструкції.

Перехід на ударно-канатний спосіб буріння швидше відбувався у великих фірмах. Невеликі фірми із застарілим канадським устаткуванням і дешевою робочою силою лише чинили опір упровадженню цього способу.

У 1930-ті роки із застосуванням ударного механічного буріння була пробурена найглибша свердловина в Україні і Польщі, можливо й у Європі, «Піонер-1» на Орові у Бориславі глибиною 2274 м¹.

Обертове (роторне) буріння суцільним вибоєм сьогодні є основним способом, який використовується в практиці, на його частку припадає понад 90% всього виконуваного обсягу робіт. Тому простежимо хронологію його «народження» і розвитку більш детально. Зупинимось також на забезпечувальних системах, зокрема циркуляційній – бурового розчину і цементувальній.

Зі збільшенням середньої глибини нафтових свердловин, яка в 1900 р. сягнула близько 300 м, стають відчутнішими вади ударного способу буріння. Інженерні розрахунки й практика показували, що на великих глибинах, через великі механічні втрати в системі «долото – бурильна колона – поверхнєве обладнання» втрачається ефективність ударного буріння. Також із збільшенням глибини свердловин різко збільшуються пластові тиски, що унеможлиблює застосування ударного буріння.

Тому на зміну ударному способу прийшло обертове буріння, при якому одночасно відбувається руйнування гірської породи і винос її на поверхню потоком промивальної рідини. У 1846 р. французький інженер Фовель винайшов спосіб очистки бурових свердловин водним струменем, що подавався насосом з поверхні в порожнисту штангу (перший успішний досвід буріння з промивкою Фовель здійснив при бурінні артезіанської свердловини в монастирі Св. Домініка у Перпіньяні, Франція). Наприкінці 1880-х років у Новому Орлеані (Луїзіана, США) починає впроваджуватися роторне буріння на нафту із застосуванням лопатних доліт і промиванням

¹ За даними Євгена Іваницького і Володимира Михалевича “Історія Бориславського нафтопромислового району в датах, подіях і фактах.” – Дрогобич. Видавництво “Добре серце”, 1995 – 127с.

глинистим розчином. У 1902 р. першу нафтову свердловину пройшли обертальним (роторним) способом на Кавказі в районі Грозного (глибина 345 м).

Для успішного впровадження обертового способу буріння першорядне значення мало винайдення ефективного бурового долота. У 1908 р. американський інженер Говард Хьюз (рис. 5.12) винайшов триконусне шарошкове долото «Шарп-Хьюз», чим створив справжню революцію в техніці й технології буріння, відкривши нову еру обертового буріння свердловин. Створений ним механізм перетворював обертовий рух корпусу долота в ударну дію на вибій свердловини робочих елементів (зубків шарошок) з високою частотою, що давало небачений раніше ефект руйнування гірської породи. Швидкість руйнування при застосуванні вже перших двоконусних конструкцій шарошки Хьюза в 10 разів перевищила найкращий буровий інструмент свого часу. Крім того шарошка Хьюза відкрила можливість свердлити особливо міцні породи, які до того вважалися неприступними (у 1909 р. Хьюз забезпечив перше морське буріння в Техасі по надміцних породах). Одним з найбільш відомих жартів Хьюза була «тверда обіцянка» пробурити свердловину до центру Землі.

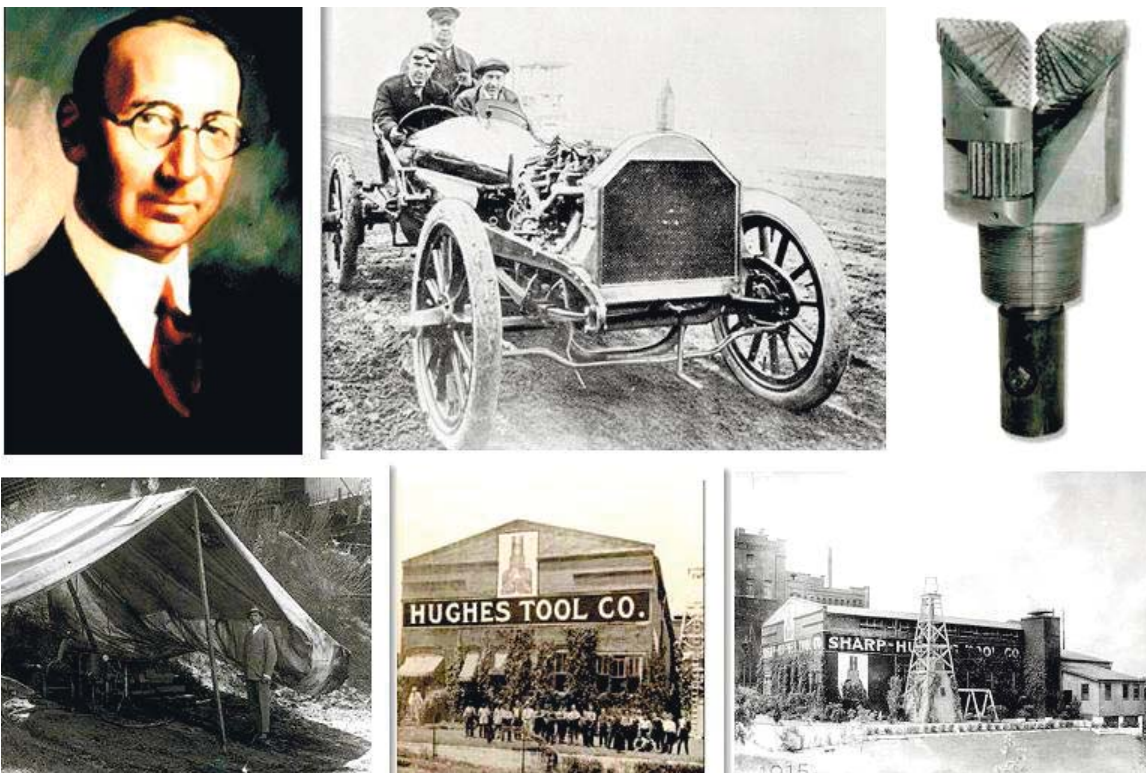


Рис. 5.12 – Винахідник і підприємець Говард Хьюз і його досягнення (праворуч угорі – перше шарошкове долото «Шарп-Хьюз»)



Рис. 5.13 – Сучасні шорошкові долота з твердосплавними різцями та алмазними коронками

У 1920-ті роки були створені кільцеві бурові коронки, армовані твердосплавними різцями (ідея німецького інженера Ломана), а в 1940 рр. – дрібноалмазні бурові коронки й долота (робоча частина інструменту – м'яка металокерамічна матриця, в яку впресовані дрібні кристали алмазів, що можуть руйнувати гірські породи будь-якої міцності). Це відобразилось на сучасних конструкціях шарошок (рис. 5.13).

Однією із складних проблем, які виникали при бурінні свердловини, особливо при роторному способі, була проблема герметизації затрубного простору між обсадними трубами і стінкою свердловини. Першу ізоляційну операцію із застосуванням портландцементу було виконано у США у 1903 р. на свердловині площі Лаптос (Каліфорнія). Технічно цю ж проблему було вирішено в 1906 р. інженером А. Богусевським закачуванням цементного розчину в обсадну колону з подальшим витісненням його через низ колони в затрубний простір. У 1910 р. аналогічний спосіб цементування шляхом застосування двох роздільних пробок запропонував американський інженер А. Перкінс з Каліфорнії.

У 1918 р. на Прикарпатті започатковано тампонування свердловин за методом А. Перкінса (назва свердловини не збереглась). Цей спосіб і донині залишається основним при будівництві свердловин.

У 1920 р. у Прикарпатті фірма «Газоліна» вперше запровадила роторне буріння на глинистій промивальній рідині.

У 1922 р. бакинський інженер Матвій Капелюшников розробив перший успішний гідравлічний вибійний двигун – турбобур (рис. 5.14).

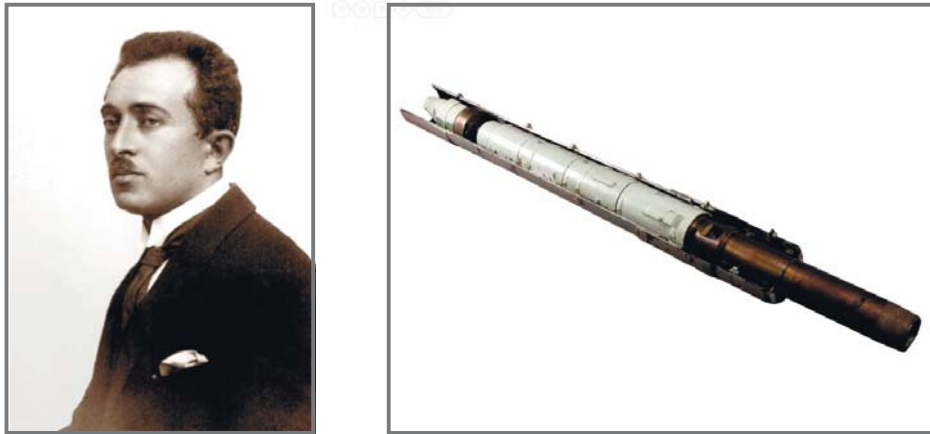


Рис. 5.14 – Винахідник вибійного свердловинного двигуна Матвій Капелюшников і його турбобур (Баку, 1923 р.)

Історія турбобура (двигуна, розміщеного безпосередньо над буровим долотом) починається з патенту американського інженера Х. Кросса 1873 р., який запропонував гідравлічну бурову одноступінчасту турбіну. У 1883 р. американець Дж. Вестингауз сконструював турбінний вибійний двигун. У 1890 р. український інженер К. Сімченко, працюючи у Баку, запатентував ротаційний вибійний двигун, а на початку ХХ ст. польський інженер В. Вольський сконструював швидкісний вибійний гідравлічний двигун («таран Вольського»), який став прототипом сучасних гідровідбійників. Але саме завдяки двигуну Капелюшнікова у 1924 р. в Азербайджані в Суруханах була пробурена перша в світі свердловина за допомогою турбобура, що започаткувало історію турбінного буріння. Протягом десятиріччя трест «Азнафта» широко застосовував турбобур Капелюшнікова, а в подальшому він слугував прототипом для нових прогресивних конструкцій, які стали основним засобом буріння нафтових і газових свердловин. Значною перевагою вибійного двигуна є те, що промивна рідина, яка закачується в свердловину, одночасно обертає турбіну двигуна. При цьому не потрібно обертати всю бурову колону (як це робилося раніше), що дало великий економічний ефект при бурінні на значній глибині.

Протягом 1933–1940 рр. було створено багатоступінчасті безредукторні турбобури різних типів (керівник розробки – П. Шумілов). У 1930-х роках у США пройшов успішне випробування електробур, який опускали в свердловину на кабелі-канаті. У 1937–1940 рр. російськими винахідниками А. Островським, Н. Григоряном, А. Богдановим було розроблено конструкцію вибійного електричного двигуна – електробура.

У 1943 р. у Прикарпатті почали освоювати обертове буріння з використанням промивальних глинистих рідин.

З 1944 р. турбінний спосіб буріння почали широко застосовувати в нафгазотоносних районах Росії.

У 1947 р. було впроваджено коронку-фрез для відбору керна, а також уперше в Україні застосовано турбінне буріння на свердловині у Бориславі.

Високі техніко-економічні показники буріння турбобуром сприяли тому, що з 1952 р. в Україні і в СРСР роторний спосіб поступився турбінному способу.

У 1957 р. у Прикарпатті пробурено першу розгалужено-горизонтальну свердловину, яка мала п'ять стовбурів з різними азимутами, з відстанню між вибоями від 40 до 120 м.

У 1958 р. в Україні на Прикарпатті розроблено гідромішалку для приготування промивального глинистого розчину гідромоніторним способом, яка дала можливість збільшити продуктивність праці у 20 разів.

У 1961 р. на Прикарпатті було вперше застосовано алмазні долота діаметром 188 мм у свердловині «Орив-21».

У 1962 р. при бурінні свердловин поблизу Борислава у зонах поглинання почали використовувати соляну і парафінову нафту для підвищення густини промивального глинистого розчину.

У 1966 р. на Прикарпатті у свердловині «Уличне-31» вперше застосували буріння з продуванням вибою повітрям, що значно збільшило проходку на долото та механічну швидкість; вперше у свердловині «Попелі-4» застосували долото з надтвердого сплаву ІНМ, а у свердловинах «Північний Борислав-15» і «Іваники-9» – газотурбінний двигун.

У 1966 р. російськими винахідниками М. Гусманом, С. Нікомаровим, Ю. Захаровим та іншими було розроблено гвинтовий вибійний двигун.

У 1969 – 1975 рр. у Долинському нафтопромисловому районі вперше пробурили свердловину «Шевченкове-1» глибиною 7510 м, у якій пластовий тиск сягав 135 МПа, а температура 185⁰С.

У 1973 р. на Прикарпатті було запроваджено турбінно-роторне буріння у поєднанні з алмазними долотами ЦСМ-292 та ЦСМ-267.

У 1974 р. на Прикарпатті вперше застосовано безперебійне обважнення глинистого розчину при газопроявах свердловин.

У 1977 р. на Прикарпатті для буріння похило спрямованих свердловин були застосовані електробури з телеметричними системами СТЕ-164.

Зазначимо ефективні розробки Українського науково-дослідного геологорозвідувального інституту (УкрНДГРІ) (пізніше УкрДГРІ), зокрема, Полтавського відділення в другій половині ХХ ст.:

– У кінці 1960-х років розроблено термостійкі безусадочні золоцементні тампонажні розчини для цементування обсадних колон в інтервалі температур 20 – 150 °С. Відтоді нові тампонажні розчини почали широко застосовуватись в усіх регіонах тодішнього СРСР.

– У кінці 1970-х років розроблено нові промивальні рідини з малим вмістом твердої фази, на початку 1980-х років – інгібовані промивальні рідини, потім полімерні хлоркалієві промивальні рідини. Нові промивальні рідини одержали широке застосування в геологічних об'єднаннях України.

– У 1980-х роках створено пересувні комплексні дефектоскопічні лабораторії (ПКДЛ) неруйнівних методів контролю труб і бурового обладнання, які одержали широке застосування майже в усіх нафтогазоносних регіонах колишнього СРСР, Пакистані, Афганістані, Болгарії, Польщі, В'єтнамі, Ємені, Ефіопії та Кубі.

– У кінці 1980-х на початку 1990-х рр. розроблено безклінкерні термостійкі тампонажні суміші, що розширюються при твердінні, які почали масово застосовуватись на бурових підприємствах України та за її межами. У цей же час розроблено технологію біохімічної ліквідації нафтових забруднень із поверхні шламових амбарів і ґрунтів із застосуванням спеціальних бактерій.

Таким чином, можна констатувати, що сучасні способи й засоби механічного роторного буріння складають ціле «дерево», яке й надалі розростається. Основні сучасні механічні способи буріння за методом впливу інструмента на вибір поділяють на: обертальне, ударне, ударно-поворотне і обертально-ударне, а також вібраційне буріння. За типом породоруйнівного інструменту розрізняють шарошкове, алмазне, дробове, а також шнекове буріння, за типом бурової машини – роторне, турбінне, електричне, а також перфораторне, пневмоударне, гідроударне тощо. За напрямком і методом проведення свердловин – вертикальне, похило-скероване, горизонтальне, а також багатовибійне і куцове. І кожний з різновидів має вже свою історію, яка обмежується, як видно з наведеного хронологічного ряду, в основному ХХ століттям. Надалі очікується як екстенсивний, так і інтенсивний за характером розвиток цього способу розкриття родовищ вуглеводнів і продуктивних пластів-колекторів.

Тема історії буріння свердловин така багатогранна, об'ємна, що вартує окремого ширшого дослідження.

5.3. Нафтовидобуток із колодязів і свердловин

Колодязний видобуток був першим промисловим способом освоєння нафтових родовищ. За обсягами видобутку неглибокі колодязі (див. рис. 3.28, 3.29, 5.2) не могли конкурувати з майбутніми свердловинами, проте їх велика кількість створювала достатньо потужні (на свій час) виробництва. Так у 1865 р. у Галичині в Бориславі й на Волянці, на обох берегах Тисмениці, на площі близько десяти гектарів було понад 5 тис. нафтових колодязів і їх кількість постійно зростала. Глибина цих гірничих виробок доходила до 35 – 40 м і більше. На початку експлуатації вони давали в середньому по 100 – 150 кг, а в окремих колодязях – до 1600 кг ропи на добу. Коли притік нафти припинявся, гірничі виробки поглиблювали. Нафту з колодязів піднімали бурдюками зшитими зі шкур тварин і металевими або дерев'яними циліндричними посудинами (відрами, цебрами), у деяких посудинах дно відкидалося на шарнірі. Піднімання відер здійснювали коловоротами (мускульною силою робітників).

З другої половини 1860-х років у Галичині та на Апшероні починається широке застосування видобувних свердловин, яке майже повністю витіснило колодязне видобування наприкінці 1880-х років. У США, де не було давніх нафтових промислів, єдиними видобувними виробками від самого початку були свердловини. В окремих випадках свердловини були фонтануючими (під дією пластового тиску, напору пластових вод або газів), що дозволяло відразу отримувати виливну нафту, регулюючи її надходження встановленою над свердловиною фонтанною арматурою (рис. 5.15).

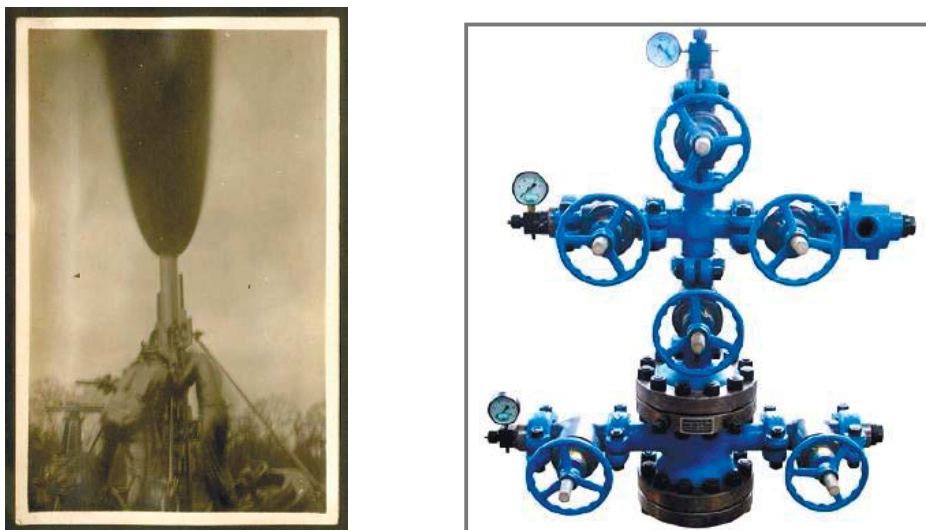


Рис. 5.15 – Фонтанна арматура (початок ХХ ст. і сучасна)

Проте здебільшого припливи нафти були обмежені і її необхідно було піднімати із свердловин тим чи іншим способом. Важливо, що після вичерпання нафти із свердловини вибійний тиск у свердловині зменшувався, що сприяло фільтрації і надходженню нової нафти до свердловини.

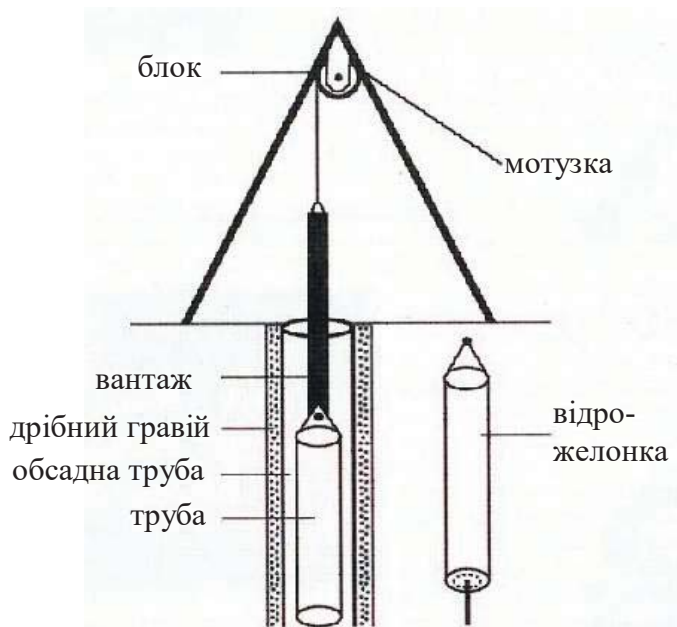


Рис. 5.16 – Схема черпання нафти в свердловині желонкою

Першим і найбільш розповсюдженим способом видобутку нафти із свердловин було тартання (черпання желонками, рис. 5.16). Желонка – це металева посудина циліндричної форми невеликого діаметру (для проходження в свердловину) з донним клапаном, який відкривався усередину. Нею вичерпували із свердловини на поверхню нафту, а також (в разі потреби) уламки породи, пісок, бруд. Під час опускання в свердловину донний клапан відкривався

і желонка наповнювалась нафтою, а під час піднімання желонки він опускався й закривав отвір. За допомоги тартання на початку ХХ ст. в Галичині, а також в Бакинському районі видобували 95% нафти.

Поступово старий желонковий спосіб видобування нафти у Галичині був майже витіснений методом свабування (поршнювання), який набув найбільшого поширення в Бориславському районі. Цей метод для видобутку нафти на території Прикарпаття застосовувався до 1930-х років. У 1904 р. для видобутку нафти було запроваджено метод свабування. Поршень (сваб), що оснащений зворотним клапаном, вантажною штангою та ущільнювальними манжетами, опускають в насосно-компресорні труби свердловини. При опусканні поршня зворотний клапан відкритий, що дає змогу поршню вільно занурюватися в рідину. При підйманні поршня клапан закривається і стовп рідини, що знаходиться над поршнем, виноситься на поверхню. Свабування забезпечувало зниження рівня рідини у свердловині й зниження тиску на вибої, а це викликало новий приплив нафти у виробку. Кількість рідини, що вилучається за один цикл свабування,

глибина занурювання поршня, тривалість поршнювання або кількість циклів залежать від продуктивності освоєваної свердловини, ступеня забрудненості її привибійної зони. Перед Другою світовою війною на переважній більшості промислів Прикарпаття видобуток нафти здійснювався шляхом тартання і свабування. У 1939 р. на Бориславських промислах із загальної кількості діючих нафтових свердловин 525 експлуатували цими способами і лише 100 – насосами. На промислах Румунії до 1909 р. свердловини експлуатували головним чином желонками, пізніше – поршнюванням, з 1940-х – насосами.

Вперше ідею ерліфта (піднімання рідини на певну висоту за допомогою стисненого газу, рис. 5.17) обґрунтував німецький гірничий інженер Карл Лошер у 1797 р. Для викачування нафти зі свердловин цю ідею розвинув російський інженер В. Шухов і в 1897 р. здійснив викачування нафти методом ерліфта на Бакинських родовищах. На Прикарпатті у Східниці перші спроби видобування нафти газліфтным способом здійснив В. Вольський на початку 1900-х років. За допомогою цього методу видобували нафту також у Биткові, де В. Лозинський розробив технологію з подаванням газу із газового пласта. На початку ХХ ст. газліфт впровадили в Техасі, Луїзіані й Каліфорнії, проте домінантного розповсюдження він не набув.

У США перша ж свердловина Едвіна Дрейка (1858 р.) вже мала помпу. Нефонтануючі глибокі свердловини з 1865 р. експлуатували глибинними насосами. Подібні насоси були розроблені в Німеччині. Поршень насоса приводився в рух штангою, з'єднаною з тим же балансиrom, який використовувався для проведення свердловини ударним бурінням. Цікаво, що верстати-гойдалки конструктивно були пов'язані з ранніми буровими верстатами ударної дії (рис. 5.9 – 5.11), а насос мав привод від парової машини (рис. 5.18). «Класичний» верстат-гойдалку (індивідуальний балансовий механічний привод штангового насоса) створив у техаській компанії «Люфкін Індастрі» винахідник Вальтер Траут на початку 1920-х років (рис. 5.19).

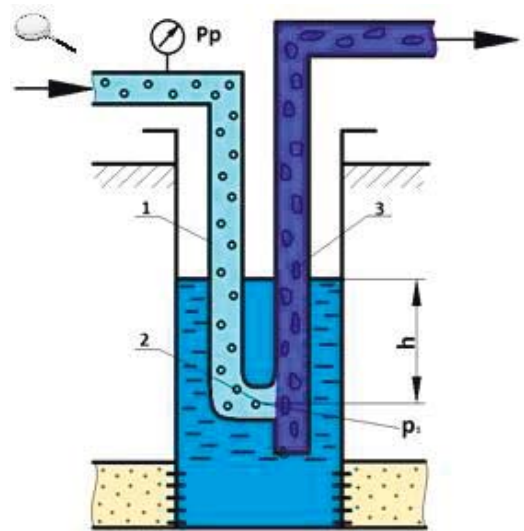


Рис. 5.17 – Принципова схема газліфту
 1 – труба для подавання стиснутого газу (повітря);
 2 – підшва (башмак);
 3 – підйомна колона труб



Рис. 5.18 – Штанговий насос з «гойдалкою» і приводом від парової машини на експлуатаційній свердловині в Пенсильванії, 1868 р. (світлина з Музею свердловини Дрейка)

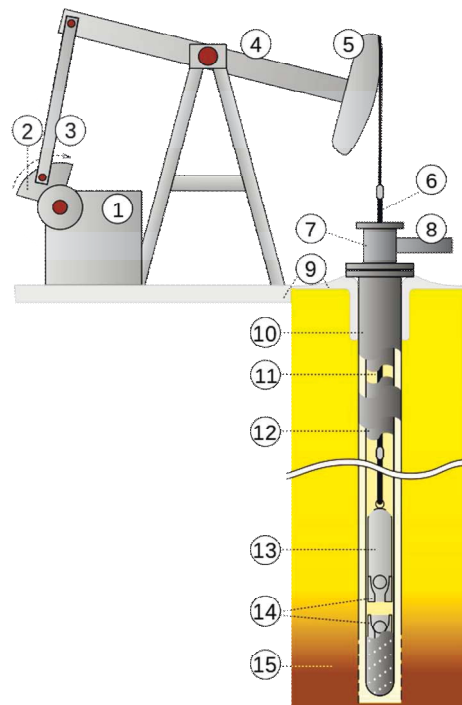
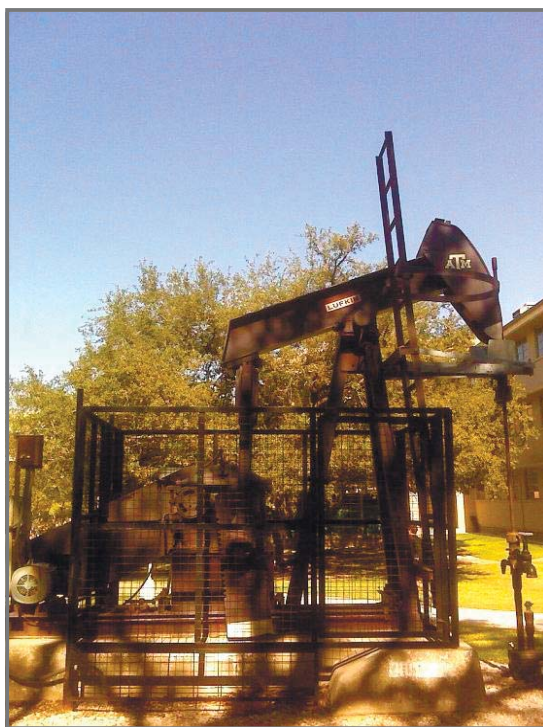


Рис. 5.19 – Перша «класична» конструкція верстата-гойдалки В. Траута (геологічний факультет Техаського університету) і принципова схема цього приводу при помпуванні нафти із свердловин

1 – привод двигуна з коробкою передач; 2 – противага; 3 – з'єднувальний стрижень; 4 – балансір; 5 – головка шатуна; 6 – поршневий стрижень; 7 – ущільнення; 8 – вихідний патрубок; 9 – цементация свердловини й основи верстату; 10 – внутрішній трубний тунель; 11 – з'єднання насоса; 12 – свердловинні трубопроводи; 13 – глибинний насос; 14 – насосні клапани; 15 – гірський масив

У 1867 р. на промислах Галичини для видобутку нафти з колодязів і свердловин почали застосовувати помпування, але впровадження насосів йшло невисокими темпами, до кінця 1930-х років домінував метод свабування. Перші насоси приводили в дію вручну, пізніше використовували парові машини, газові двигуни, двигуни внутрішнього згоряння та електричні двигуни. У 1865 р. бакинський інженер Іваницький створив глибинний насос для викачування нафти, його впровадження відбулося тільки в 1876 р. на промислі Вермишева в Баку, але значного поширення в Азербайджані він не знайшов і більшу частину флюїдів видобутку до 1925 р. отримували старим методом тартання. Американську насосну установку балансірного верстата-гойдалки зрівноваженого контрвантажами вперше на Прикарпатті застосували в 1924 р., що дозволило піднімати навіть парафіністу нафту з глибоких свердловин (рис. 5.20). Сьогодні 2/3 усіх видобувних нафтових свердловин у світі використовують штангові насоси і в переважній більшості приводом в них слугує «класичний» або модернізований верстат-гойдалка (рис. 5.21). З цієї причини зображення верстата-гойдалки стало поруч з нафтовою бурильною вежею загальноновизнаним символом нафтовидобування, увійшло в численні логотипи й чітко асоціюється з нафтовими компаніями.

Перехід на значні глибини вимагав при помпуванні усе більш потужних глибинних двигунів малих розмірів, зумовлених діаметром свердловини. Проблему створення надпотужного двигуна для помпування свердловин вирішив у Дніпрі (колишньому Катеринославі) винахідник Армаїс Арутюнов, який у 1911 р. винайшов



Рис. 5.20 – Залишки верстата-гойдалки та філіального колеса для групового приводу насосних установок, Східниця, кінець 1920-х рр.



Рис. 5.21 – Сучасні верстати-гойдалки та основна нафтова символіка

швидкообертний компактний електричний двигун, що міг працювати повністю занурений у воду. У 1916 р. він вдало поєднав створений двигун і відцентровий насос на одному валу, при цьому потужний двигун був розміщений нижче насоса і охолоджувався рухом потоку рідини (нафти). У 1919 р. Арутюнов емігрував з України в Німеччину, а пізніше переїхав до США, де запропонував свій насос нафтовим компаніям, але безуспішно. Тоді разом з партнером Френком Філіпсом Арутюнов заснував в Оклахомі славнозвісну компанію REDA й почав продукувати нафтові електричні відцентрові насоси, які зробили переворот у помпуванні свердловин. У 1928 р. на свердловині «Ельдорадо» поблизу м. Бернс у Канзасі був вперше успішно випробуваний насос Арутюнова. Новина про вдале випробування насоса викликала чималий переполох в нафтовому співтоваристві. Навіть газета The New York Times послала йому телеграму: "Будь ласка вишліть хороші фотографії вашого насоса який працює догори ногами".

Для збільшення припливу нафти в свердловини й інтенсифікації видобутку застосовують декілька ефективних технічних ідей, які сформувалися в другій половині XIX – початку XX ст. Так у 1865 р. відставний американський полковник Е. Робертс отримав патент на «вибухову торпеду» (метод «торпедування» навколовибійної зони свердловини), який передбачав підривання на дні свердловини нітрогліциринового заряду ВР для утворення тріщин-колекторів і більш швидкого надходження нафти. Практичне застосування винайденого способу перебільшило всілякі очікування, торпедовані свердловини без перебільшення отримували «друге життя», крім того, після вибуху значно збільшилися притоки нафти і в сусідніх свердловинах. Пояснюється це не тільки ефектом утворення тріщин

навколо ініційованої свердловини, але й струсом гірського масиву, внаслідок чого рідина (нафта) насичена газом виділяє газ із розчину, чим збільшує навколишній тиск і видобуток зростає. Тобто струс масиву переводить газ з розчиненого в газоподібний стан і робить його активним агентом тиску.

Цікаво, що полковник Робертс установив тверду таксу за користування патентом, яку знала й поважала вся нафтова Америка: з кожної свердловини \$100 – 200 і роялті в розмірі 1/15 майбутнього видобутку. Проте його технічне рішення було настільки популярним, що знайшлися охочі скористатися патентом безкоштовно. Робертс найняв детективів агенції Пінкертон і витратив понад \$250 тис. на судові справи, організувавши найбільший в історії США судовий захист винахідницького патенту, який мав повний успіх. У 1922 – 1927 рр. у районі Борислава вперше в Галичині було виконано 57 спроб торпедування з яких 23 були успішними. Метод торпедування Робертса припинив своє застосування 5 травня 1990 р. з причини вичерпання запасів знятого з виробництва вибухового нітрогліцерину (іншими ВР здійснюється дотепер).

Ще однією ефективною ідеєю збільшення припливу нафти було опускання обсадної колони нижче продуктивної зони з розкриттям продуктивного пласта на всю глибину. Для запобігання перекриття обсадною колоною продуктивної зони проводили перфорування обсадної труби за допомоги багатозарядного перфоратора. Провідною компанією в цьому напрямку була американська «Ira McCullough», яка вже з 1930 р. забезпечувала цю прогресивну технологію.

Вже на початку ХХ ст. для інтенсифікації припливу нафти у виснажених покладах застосовували вакуум-процес, який передбачає відсмоктування газу із герметичних свердловин, причому розчинений у нафті газ виділяється і, рухаючись до вибою свердловини, «підтягує» за собою нафту. У 1923 р. на 52-х видобувних свердловинах Східницького родовища Прикарпаття був застосований вакуум-процес, внаслідок чого видобуток нафти збільшився з 2480 до 3750 т на рік. У 1931 р. у Східниці на Прикарпатті уперше в промислових масштабах було застосовано нагнітання газу в пласт внаслідок чого дебіт нафти збільшився у середньому на 50 %, а на деяких свердловинах – на 100 %.

Подальшим розвитком ідеї «торпедування» став гідравлічний розрив пласта («фрекінг»), який передбачає створення тріщин високої провідності в цільовому пласті для забезпечення припливу видобувного флюїду (нафти, газу, конденсату). Для створення

гідророзриву необхідно було підняти тиск рідини на вибій вище міцності порід і тримати тріщину відкритою кілька годин, доки пропант (розклинювальний агент, зазвичай – річковий пісок), що закачується в свердловину разом з рідиною, займе своє місце й насоси можна буде відімкнути. Ініціаторами вирішення цієї задачі були Ф. Фарріс та Й. Кларк, які найняли компанію «Halliburton» (заснована Ерлом Холлібартоном у 1924 р. і спеціалізувалася на цементації свердловин) для створення в пласті штучної тріщини. Розробку способу та його перше практичне втілення здійснили Гарольд Хамм, Обрі Мак Клендон, Том Ворд і Джордж Мітчелл у 1947 р. на газовому родовищі «Hugoton» у Канзасі. Глибина свердловини – 730 м, тиск на гирлі – 50 – 100 атм., на вибої – 130 – 180 атм., обсяг закачаного гелю (дизельне пальне з піском) – кільканадцять кубометрів. Гідророзрив відбувся, проте вельми обмежений (зміна припливу газу була незначною). Процес був запатентований і переданий «Halliburton», перші промислові впровадження відбулися 17 березня 1949 р. одночасно в Оклахомі й Техасі. Метод вдосконалювався й широко застосовувався як в традиційному нафтогазовидобуванні, так і при розробці сланцевого газу. На 1980 р. на 500 тис. свердловин у США було проведено понад 150 тис. операцій гідророзриву, причому 35% свердловин використали метод двічі. Загальна кількість операцій фрекінгу на сьогодні відбулася в понад мільйоні свердловин.

У колишньому СРСР перший промисловий експеримент гідророзриву пласта відбувся в 1952 р. Перший у світі гідророзрив вугільного пласта відбувся в Україні в Донецькому басейні в 1954 р. у рамках робіт по підземній газифікації вугілля (створення реакційного каналу підземного газогенератора на Лисичанській станції «Підземгаз»). У тому ж 1954 р. у Бориславі вперше в Україні впроваджено нову технологію інтенсифікації припливу нафти за допомогою гідравлічного розриву пласта. У 1953–1955 рр. російськими вченими С. Христиановичем і Ю. Желтовим була розроблена теорія гідравлічного розриву нафтоносного пласта й створена перша двомірна модель процесу (KGD). Незважаючи на певні загрози навколишньому середовищу, фрекінг широко застосовують під час видобутку нафти в сучасній Росії (приміром у компанії «Роснафта» робиться понад 2 тис. гідророзривів на рік, більшість нових свердловин вводиться в експлуатацію із використанням цього методу).

Таким чином, процес вдосконалення техніки і технології видобування традиційної нафти протікав за наступною схемою:

збирання у місцях виходу на поверхню – ямний спосіб – колодязний – свердловинний. Техніка і технологія промислового видобування нафти та газу розпочинається із застосуванням свердловинного методу. Вельми значущою подією стало перше успішне буріння нафтової свердловини в США (1858 р.), де Е. Дрейк вперше поєднав три інноваційних складові – обсадні труби, парову машину для буріння та насос для помпування нафти, заклавши тренд прогресивних інновацій при бурінні свердловин. У цей час традиційні нафтовидобувні регіони (Галичина, Азербайджан) ще в основному використовували колодязний видобуток, а процес тартання нафти із свердловин затримався тут майже на пів сторіччя.

На початку ХХ ст. у техніці видобування нафти було вже закладено і значно розвинуто принципи, що значною мірою застосовуються і сьогодні.

Станом на 2015 р. обсяг світового видобутку нафти суттєво зріс – до 12 млн. т на добу. Таке підвищення обумовлено, зокрема, тим, що сьогодні застосовують первинні, вторинні і третинні методи видобування нафти, що дозволяє суттєво збільшити коефіцієнт вилучення нафти (КВН). Первинні методи використовують тільки природну енергію пласта, досягають КВН не більше 20-30%. Вторинні методи пов'язані з підтриманням внутрішньопластової енергії шляхом закачування в пласт води і природного газу. Вони досягають типових КВН не більше 30 – 50%. Підвищення нафтовіддачі в третинних методах досягається завдяки нагнітання газу, закачуванню хімічних реагентів, використанню теплового методу збільшення нафтовіддачі, зокрема, за рахунок циклічного нагнітання пари в нафтоносний пласт або створення внутрішньопластового горіння. Найбільш широко застосовуються теплові і газові (CO₂) методи. За даними Міністерства енергетики США, серед третинних методів, що застосовуються в США, теплові методи складають 40%, а 60% – газові. Ще близько 1% припадає на хімічні технології (полімери, ПАР). Особливу роль відіграє гідравлічний розрив пластів, як один з найефективніших способів збільшення припливу нафти.

За способами вилучення зі свердловини рідини сучасні методи нафтовидобутку поділяються на: фонтанний, газліфтний (ерліфтний), помповий з використанням різних видів насосів (електровідцентрового, гвинтового та ін.). У США 8% свердловин експлуатуються фонтанним способом і 92% – механізованим.

Сьогодні розвинені і широко застосовуються різноманітні методи геофізичного дослідження (каротажу) свердловин різного

призначення електричними, магнітними, радіоактивними, акустичними та іншими методами з метою вивчення геологічної будови продуктивних та інш. пластів та виявлення корисних копалин. На практиці застосовують ряд методів проведення каротажу. Їх численність обумовлена різноманіттям методів наземної геофізики, для кожного з яких розроблено аналогічний «підземний» варіант. Більш того, існують і спеціальні види каротажу, що не мають аналогів в наземній геофізиці.

Окремою сторінкою історії нафтогазовидобування є боротьба з відкритими нафтовими та газовими фонтанами, що часом супроводжують процеси розвідки та експлуатації покладів вуглеводнів. Традиційно з цією проблемою боролися буровики та нафтогазовидобувники. У першій третині ХХ ст. великі нафтогазовидобувні компанії створюють спеціалізовані служби для ліквідації відкритих фонтанів, які базуються у центрах нафтогазовидобутку. Вперше у 1930-х роках такі структури створені у США (Хьюстон, Техас), в Азербайджані та Грозненському нафтовому районі. Пізніше, у 1960-х роках, спеціалізовані служби ліквідації фонтанів створені в Канаді та Україні, у 1980-х роках – у Румунії, Китаї та ін.

Сучасна «Спеціалізована аварійно-рятувальна (газорятувальна) служба «ЛКВО» АТ «Укргазвидобування» є правонаступницею української воєнізованої частини з попередження виникнення та ліквідації відкритих нафтових і газових фонтанів, що була утворена у грудні 1971 р. Спеціалісти української аварійно-рятувальної служби тривалий час забезпечували фонтанну безпеку на всій європейській території колишнього СРСР (включно шельфи Баренцевого, Карського, Білого морів та підземні сховища газу в РФ). Під керівництвом та за участі українських фахівців ліквідовано понад 100 відкритих нафтових та газових фонтанів та проведено понад 200 складних аварійно-рятувальних робіт на свердловинах. Крім того, створено повний комплекс обладнання для ліквідації відкритих фонтанів, який використано для укомплектування технічного парку газовидобувних підприємств ряду країн, зокрема, В'єтнаму, Казахстану, Польщі, Росії, Туркменістану, Узбекистану.

РОЗДІЛ 6. ВИДОБУТОК НАФТИ І ГАЗУ У СВІТОВОМУ ОКЕАНІ

6.1. Особливості морського нафтогазовидобування

Виснаження найбільш доступних і багатих родовищ вуглеводнів на суші, труднощі пов'язані з їх видобуванням у віддалених і неосвоєних районах та постійно зростаючі потреби в паливі зумовили необхідність освоєння морських надр. ХХ ст., особливо його друга половина, – це час інтенсивного розвитку дослідження надр Світового океану на наявність корисних копалин і можливість видобутку нафти і газу в його акваторіях¹.

Площа водної поверхні земної кулі перевищує 2/3 від загальної. Передбачувані геологічні нафтові запаси вуглеводнів дна морів і океанів переважають запаси вуглеводнів на суші. Так, запаси нафти в морських і океанічних просторах можуть сягати 70% від сукупних світових обсягів і оцінюються в понад сто мільярдів тонн. З цих запасів близько 60% припадають на шельфові ділянки, площа яких складає 27 млн. км². Із близько 400 нафтогазоносних басейнів світу половина зосереджені на шельфі. Сьогодні розробляються близько 350 родовищ в різних зонах Світового океану. При цьому переважна більшість розміщується в межах шельфових районів, а видобуток проводиться, як правило, на глибині до 200 м.

Освоєння нафтових і газових родовищ на морі значно відрізняється від їх розвідки і розробки на суші. Велика складність і специфічні особливості на морі обумовлені навколишнім середовищем, природними перешкодами інженерно-геологічним пошукам, унікальністю технічних засобів і їх великою вартістю², технологією і організацією будівництва та експлуатації об'єктів на морі, обслуговуванням робіт, а також медико-біологічними проблемами, які викликані необхідністю проведення робіт під водою. Видобуток нафти на морських ділянках пов'язаний також з низкою зовнішніх

¹ Термін «Світовий океан» як спільність усіх морів і океанів Землі ввів до наукового обігу в середині XVII ст. нідерландський географ Бернхард Варен, на початку ХХ ст. океанограф Юлій Шокальський розробив сучасну концепцію поняття Світового океану.

² Експлуатаційні витрати визначаються глибиною видобутку, міцністю порід шельфу, віддаленістю промислу від узбережжя, рельєфом дна між зоною вилучення і берегом, де прокладаються трубопроводи. Значні витрати пов'язані із заходами щодо запобігання витоків нафти.

несприятливих чинників. Додатковими ускладненнями для ефективної роботи на морі є високий показник сейсмічності, айсберги, льодові поля, цунамі, урагани і смерчі, заледеніння, сильні течії та великі глибини.

Протягом ХХ ст. морський промисел зробив величезний крок вперед у своєму розвитку. Були відкриті значні запаси вуглеводнів і розроблені ефективні технології які стали основою для проведення робіт у ХХІ ст. Розвідка і експлуатація підводних родовищ нафти і газу – одна з найзнаменніших подій в світі техніки, що продовжує «великий час океанів». Місце, де морське буріння досягло найбільшого розмаху – це Північне море, холодне і туманне. Розробка родовищ в північних широтах, де потрібні льодостійкі платформи, обумовила використання кесонних основ, які фактично є штучними островами. Кесон заповнюється баластом, зазвичай – піском. Своєю вагою основа притискається до дна моря.

Сьогодні морське буріння ведеться майже в 70 країнах і охоплює шельфи усіх континентів. Загалом до 2000 р. на шельфі Світового океану було відкрито понад 3 тис. родовищ нафти і газу.

У наш час продовжують бурхливо розвиватися галузі морської технології, які пов'язані з освоєнням морських нафтових і газових родовищ. Загальна нафтогазоносна площа в межах континентального шельфу оцінюється в 13 млн. км², а сумарні видобувні запаси нафти можуть сягати (за оптимістичних прогнозів) до 100 млрд. т. На початку ХХІ ст. 88% видобувних запасів нафти і газу припадало на сім ділянок Світового океану: Перська затока, Мексиканська затока, Морська затока Маракайбо (Венесуела), Північне море, Море Бофорта в Арктиці, Гвінейська затока, Моря Південно-Східної Азії.

Сьогодні накопичений значний досвід освоєння шельфових родовищ Каспійського, Середземного, Північного морів, Мексиканської і Перської заток. За останні роки почалось інтенсивне освоєння морських родовищ Анголи, Китаю, Індії, В'єтнаму, Аргентини, Бразилії та ін. Подальший розвиток технічних засобів і технологій дозволив почати пошуки і видобування нафти і газу на більш глибоких водах континентального шельфу, а також на морях, що замерзають.

На сучасному етапі розвитку галузі при невеликих відстанях від місця видобутку до узбережжя буряться похилі свердловини з берега. При цьому іноді застосовується передова технологія – телеметричне відстеження траєкторії буріння горизонтальної частини свердловини,

що забезпечує високу точність контролю і дає можливість керувати буровим устаткуванням на відстані в кілька кілометрів.

Глибини на морському кордоні шельфу як правило складають близько двохсот метрів, проте іноді доходять до півкілометра. Залежно від глибин і віддаленості від узбережжя при бурінні і вилученні флюїдів застосовуються різні технології. На мілководних ділянках споруджуються укріплені основи, своєрідні штучні острови для установки бурового обладнання. Іноді компанії-оператори окантовують дамбами ділянку роботи, після чого з отриманого котлована відкачується вода.

Якщо відстань до берега вимірюється багатьма кілометрами, то будують нафтові платформи. Стаціонарні платформи, найбільш прості в конструкції, але їх можна використовувати лише на глибинах в кілька десятків метрів, мілководдя дозволяє закріпити конструкцію за допомогою бетонних блоків або паль.

При глибинах близько 80 м застосовуються плавучі платформи з опорами. На більш глибоких ділянках (до 200 м), де закріплення платформи проблематичне, застосовують напівзаглиблені бурові установки. Утримання таких комплексів в заданій точці здійснюється за допомогою системи позиціонування, яка складається з підводних рухливих систем та якорів. Коли мова йде про надвеликі глибини, то в цьому випадку використовують бурові судна.

Після завершення буріння на дні встановлюють противикидну систему (багатотонний превентор) і гирлову арматуру, що дозволяє не допустити виток нафти зі свердловини. Також встановлюється обладнання для контролю стану свердловини. Подача нафти на поверхню здійснюється гнучкими трубопроводами.

Великий прогрес у створенні нових спеціалізованих технічних засобів і технологій в області освоєння шельфу є результатом конкурентної боротьби між великими транснаціональними компаніями та пільгової податкової політики розвинутих країн світу. Нині нафтогазові компанії світу здійснюють:

- морське неглибоке буріння (до 500 м нижче рівня морського дна) для пошуку твердих корисних копалин, інженерно-геологічних і структурно-картувальних досліджень, наукових досліджень;
- морське глибоководне буріння переважно для пошуку і освоєння нафтогазових ресурсів Світового океану.

Морське буріння здійснюється зі стаціонарних гідротехнічних споруд і плавучих бурових установок. Буріння на нафту і газ ведеться

зі штучних основ, естакад, пересувних плавучих суден і платформ з висувними опорами.

Проблема освоєння нафтових і газових родовищ на морі має технологічні (буріння, видобування, транспорт) і географічні (морське середовище, шельф і глибоководні зони) аспекти, для кожного з яких прослідковується своя динаміка розвитку. При цьому розвиток технологічних процесів буріння і видобування флюїдів протікає паралельно з геологічними і географічними дослідженнями. Освоєння прибережної зони і шельфу передувало освоєнню глибоководних полів нафти, газу і конденсату.

6.2. Хронологія морського нафтовидобутку до середини ХХ ст.

Найдавніші свідчення про видобуток нафти з морського дна походять з Азербайджану і датовані 1803 р., коли мешканець Баку

Гаджи Касумбек Мансурбеков спорудив на дні Бібі-Ейбатської бухти два колодязі на відстані 18 і 30 м від берега, обсадивши їх дерев'яними цямринами. Колодязі успішно експлуатувалися до 1825 р., коли були зруйновані штормом. Таким чином, Каспійське море було першим «стривожене» нафтовиками.

Перші науково-технологічні обґрунтування та конструкторські рішення сучасних стаціонарних бурових платформ для морського нафтовидобування були розроблені (запатентовані) Томасом Роуландсом у 1869 р. (рис. 6.1). Розроблена установка була призначена для буріння на мілководді, а її зовнішній вигляд – з чотирма телескопічними ногами, що стоять на дні моря нагадував сучасну стаціонарну бурову установку. Платформу обслуговували тендерним судном. Беручи до уваги реалії освоєння морських родовищ, значимо, що винахід Роуландса випередив свій час приблизно на півсторіччя.

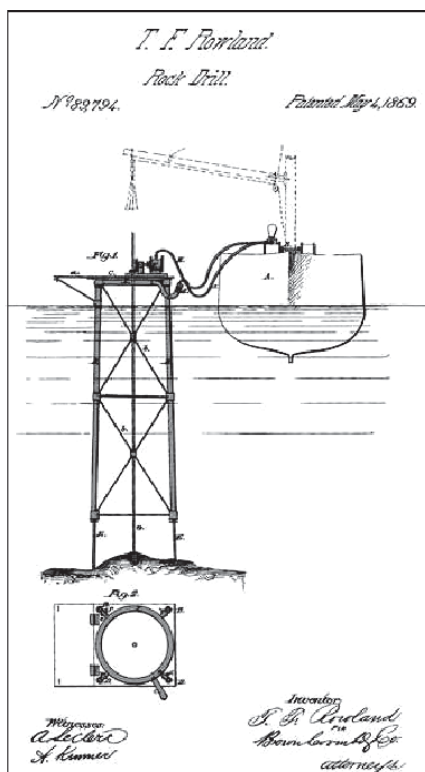


Рис. 6.1. Установка Томаса Роуландса 1869 р. для підводного буріння на нафту («submarine oil drill»)

У 1874 р. нафтопромисловці Р. Нобель, Р. Міллер, Б. де Бур і К. Ірецький запропонували проект розробки ділянки дна Бібі-Ейбатської бухти бурінням свердловин і звернулись до Гірничого управління для виділення ділянки, проте їм було відмовлено. Подібне клопотання подав у 1896 р. гірничий інженер В. Згленицький. За його проектом буріння свердловин передбачалося з окремих водонепроникних помостів (4 м над поверхнею моря), що споруджувались на дерев'яних палях, забитих у дно бухти. Передбачалася наявність ємності на 3 тис. т для зберігання нафти і експлуатація нафтоналивної баржі для її транспорту. Цей проект був також відхилений. У 1905 р. інженер М. Заковенко висунув новаторський проект буріння свердловин з плавучої бурильної установки, розміщеної на кесон-понтоні. Проте Гірничий департамент погодився освоювати Бібі-Ейбатську бухту лише шляхом засипання прибережних морських ділянок ґрунтом і розміщення бурового обладнання на «штучному суходолі». Для керівництва робіт з України запросили інженера П. Потоцького, який керував будівництвом каналу Херсон-Очаків в гирлі Дніпра. У 1910 р. розпочалось будівництво огорожувального молу, а потім засипання понад 211 га морського дна, яке тривало 8,5 років. Масштабні здобутки приватних нафтових компаній були «націоналізовані» після окупації Азербайджану Червоною армією. Буріння перших десяти свердловин на «штучному суходолі» розпочалося лише в 1923 р.

У США буріння з поверхні води розпочали в кінці 1880-х рр. на озерах і болотах штату Луїзіана, де перші бурові установки були змонтовані на помостах, підтримуваних дерев'яними палями.

У 1891 р. перші нафтові свердловини були пробурені з помостів, побудованих на штабелях у прісних водах Великого озера Сен-Марис, штат Огайо. Свердловини бурили невеликі місцеві компанії Bryson, Riley Oil, German-American та Banker's Oil.

Підводне буріння здійснене також на канадській стороні озера Ері у 1900-х роках та на озері Каддо у штаті Луїзіана в 1910-х роках. У 1920-х роках розпочались бурові роботи з дерев'яних платформ на озері Маракайбо у Венесуелі, які розкрили одне з найбільших нафтових родовищ світу.

У 1894 р. у Каліфорнії між пірсами та берегом Санта-Барбари¹ вперше була видобута нафта з морських свердловин. Перше буріння у

¹ Вельми символічно, що початок морського видобутку нафти стався саме в Санта-Барбарі, оскільки Свята Варвара за традицією є покровителькою та захисницею гірників. День її вшанування 4 (17) грудня святкують як міжнародний День гірника.

відкритому морі розпочато в 1897 р. у приливній смузі в Самерланді, Каліфорнія (рис. 6.2). Бурові шибби встановлювали на дерев'яні палі й поєднували з берегом легкими дерев'яними помостами. Під час потужного шторму в 1899 р. частина нафтових веж була зруйнована, морська вода потрапила в свердловини. Оскільки морський видобуток кінця ХІХ ст. не міг конкурувати з інтенсивним і менш ризикованим видобутком на суходолі, каліфорнійські нафтовики на деякий час відмовились від нього.

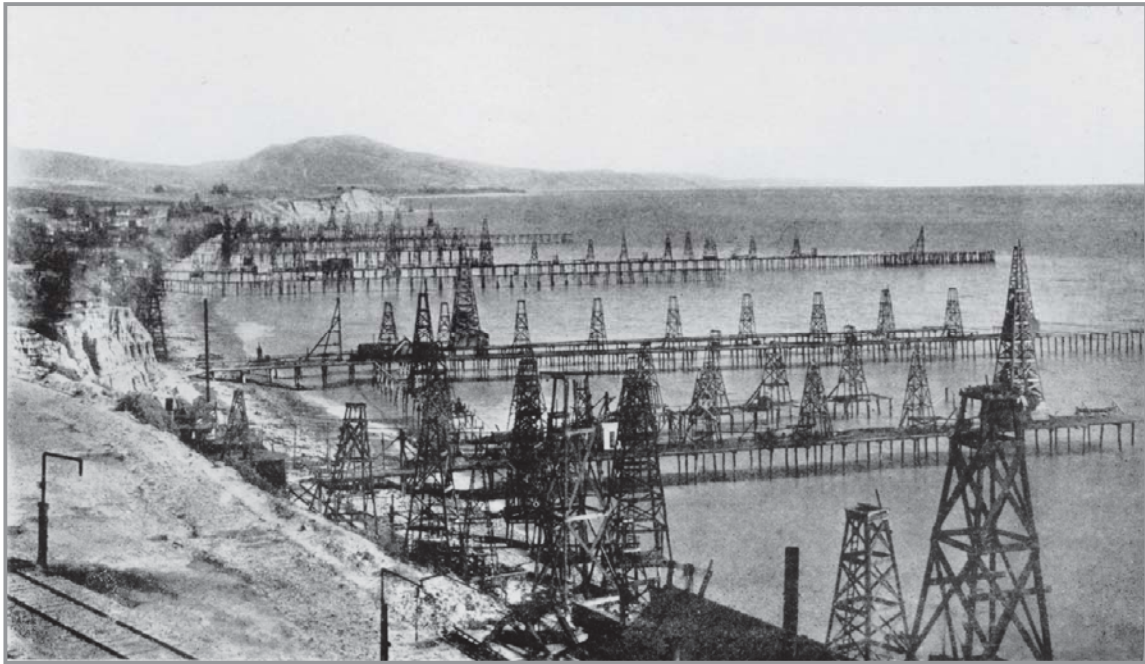


Рис. 6.2 – Перша в світі морська свердловинна розробка нафти в Самерланді, Каліфорнія (світлина 1906 р.)

Лише в 1929 р. розпочалася розробка морських ділянок на родовищі «Елвуд» поблизу Санта-Барбари. Засновником морського нафтового промислу в США вважається каліфорнійський нафтовик Генрі Л. Вільямс, який починав буріння зі штучних насипів та естакад у прибережній зоні в Самерланді (1890-ті роки).

Якщо початок морського свердловинного видобутку відбувся на Тихому океані (Каліфорнія), то найбільш інтенсивний розвиток був пов'язаний з атлантичним узбережжям США і в першу чергу – з Мексиканською затокою. Її узбережжя в штатах Техас і Луїзіана увійшло в історію нафтовидобування як полігон освоєння геофізичних методів геологорозвідки та способів морського буріння

Прах Святої Варвари покоїться в Кафедральному Володимирському соборі міста Києва, де гірники з усього світу вшановують свою патронку.

свердловин. Один з таких прикладів – нафтове поле Гус-Крік поблизу міста Бейтаун, Техас. За допомогою геофізичних методів за 9 років (1925 – 1934 рр.) у Мексиканській затоці було відкрито 69 беззаперечних і 40 імовірних родовищ.

На початку 1930-х років компанія «Техас Ко», пізніше «Тексако» (нині «Chevron») розробила перші мобільні сталеві баржі для буріння в солоних прибережних районах Мексиканської затоки. У 1937 р. нафтові компанії Pure Oil (зараз Chevron) та її партнер Superior Oil (зараз ExxonMobil) на прибережному шельфі в окрузі Калкасьє, штат Луїзіана, США для розробки нафтоносної підводної ділянки використали стаціонарну платформу.

Першою в світі стаціонарною морською платформою, що була споруджена у відкритому морі (за межами прибережної смуги), за даними «Книги рекордів Гіннеса», є платформа «Нефт-Дашлари» («Нафтові камені», Азербайджан), розташована в 42 км від берега Каспію. Дослідження акваторії «Нафтових каменів» і відкриття величезного нафтового родовища (на той час – найбільшого морського родовища в світі) було здійснене нафтовою експедицією Академії наук Азербайджану в 1946 р. У 1948 р. на маленький кам'яний острівець висадився перший десант геологів і нафтовиків (Сабіт Оруджев, Ага Курбан Алієв, Юсиф Сафаров, а також Міністр нафтової промисловості Микола Байбаков), а в 1949 р. тут була отримана перша нафта. У 1958 р. розпочалось будівництво на металевих естакадах навколо платформи «селища на воді» й утворення унікальної морської нафтової бази (рис. 6.3).

У 1947 р. американська нафтова компанія «Керр-Макджи» у 10,5 милях від берегу (штат Луїзіана) відкрила нафтове родовище і розпочала його розробку за допомоги невеликої основи та тендерного судна. Це було перше тендерне судно за допомоги якого здійснювали буріння на значній відстані від берега.

Отже, на початок 1950-х років світова нафтова практика використовувала наступні методи освоєння морських родовищ:

- 1) метод суцільного засипання з огорожувальним молотом (буріння зі штучно утвореного суходолу);
- 2) розробка свердловинами, пробуреними зі спеціальних помостів або платформ на палях, пов'язаних з берегом естакадами;
- 3) буріння донної морської ділянки з берега чи морських помостів похилими свердловинами;

- 4) буріння зі спеціально обладнаних плавучих барж і понтонів, які транспортували на місця буріння окремими суднами;
- 5) буріння зі штучних основ із використанням тендерних суден.



Рис. 6.3 – Морська нафтовидобувна база і селище Нефт-Дашлари («Нафтові камені», Азербайджан). Сучасні фото

6.3. Розвиток техніки і технології розробки морських родовищ вуглеводнів у другій половині ХХ ст.

Промислове освоєння континентального шельфу розпочалося в 1960-х роках. У 1958 р. роботи на морських нафтопромислах проводили лише 4 країни світу, у 1960 р. пошуки нафти і газу на континентальному шельфі здійснювали 15 країн, а у 1973 р. – близько 100 країн проводили пошуково-розвідувальні роботи і 25 з них уже видобували нафту та газ на морі, що було пов'язане з нафтовим ембарго арабських країн (так звана «світова нафтова криза»). Уже в середині 1970-х років тисячі нафтових свердловин були розсіяні по Атлантичному океану, від Північного моря до Мексиканської затоки, зокрема у водах Західної Африки, Аргентини, Бразилії, Колумбії. Розташовувались вони по краю континентального шельфу на глибині до 200 м, зрідка дещо більшій. Підводні розробки на фаховому сленгу називають англійським словом *offshore*. Станом на 2010 р. в світі працювало понад 620 мобільних офшорних бурових установок.

У 1967 р. свердловини відкритого моря дали 16 % усієї видобутої на Землі нафти, у 1972 р. – 25 %, а на початку 1980-х ця частка складала приблизно 30 %. Прогнозувалось, що до 2000 р. вона наблизиться до 50 %, проте фактична кількість склала лише 28 %, що свідчить про підвищені ризики і більш високу собівартість морського видобутку. Не зважаючи на це, деякі країни (Великобританія, Нідерланди, Норвегія) повністю задовольняють свої потреби в нафті за рахунок нафтопромислів у північних морях (рис. 6.4), які мають великі перспективи розвитку нафтогазовидобування.



Рис. 6.4 – Видобуток нафти з морської платформи в Північному морі

Ще одним перспективним районом вважається Індійський океан, зокрема північно-західне узбережжя Австралії, де за прогнозами зосередженні надпотужні родовища природного газу, а також узбережжя Аравійського півострова (рис. 6.5).



Рис. 6.5 – Штучні острови для розробки морського родовища Маніфа у Перській затоці

Проте й «стара» Мексиканська затока (рис. 6.6) не перестає вражати новими відкриттями. Її глибоководна частина найбільш перспективна для пошуків вуглеводнів. У ХХІ ст. тут було відкрито кілька потужних родовищ, зокрема в 2018 р. компаніями Chevron і Total на структурі Vallymore (глибина – 2 км).



Рис. 6.6 – Видобуток нафти за допомогою платформ у Мексиканській затоці

Основу успіху морської розробки склали нові інженерні рішення, які розширили технологічні можливості для буріння свердловин і добування нафти й газу в акваторіях морів.

Видобувні комплекси складаються з:

- бурових платформ, з яких бурять свердловини;
- трубопроводів, що зв'язують свердловину із сушею;
- суден, для обслуговування платформи;
- наземних об'єктів для переробки та зберігання нафти.

Спосіб буріння й тип платформи, як правило, вибирають залежно від глибини морської акваторії (рис. 6.7, 6.8).

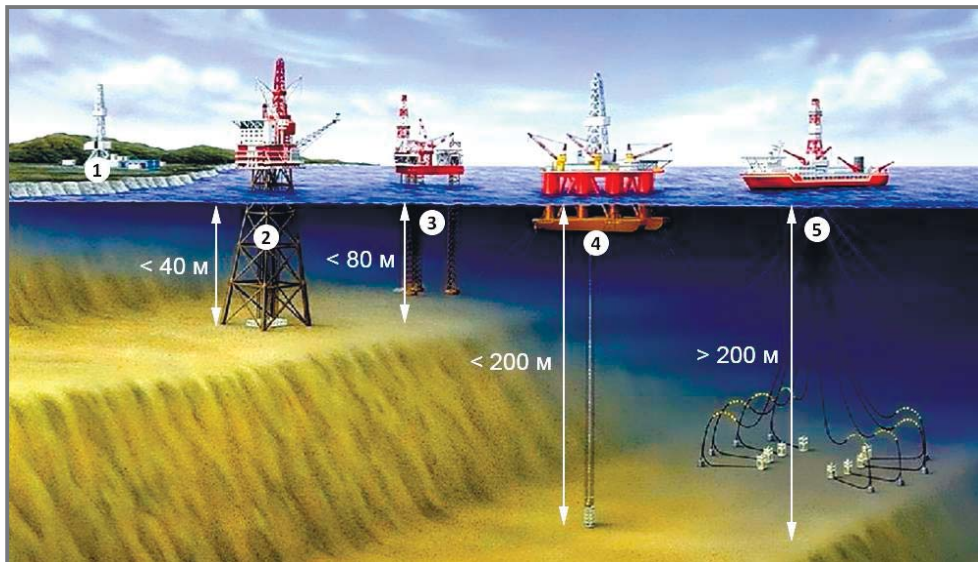


Рис. 6.7 – Бурові платформи для буріння на морському шельфі

1 – похило-спрямовані свердловини; 2 – стаціонарні платформи; 3 – плавучі платформи з опорами; 4 – напівзанурені платформи; 5 – бурові судна

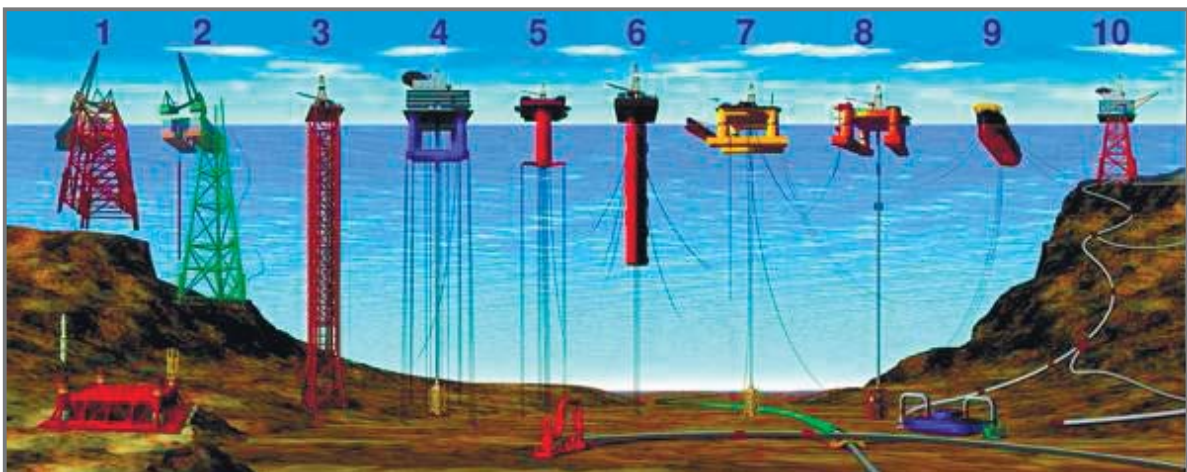


Рис. 6.8 – Морські бурові та видобувні платформи

1, 2 – звичайні стаціонарні платформи, 3 – глибоководна вежа; 4, 5 – вертикально пришвартована натяжна опора й платформа з мінімальним натягом (вільно закріплена); 6 – платформа-лонжерон (з розтягненими опорами); 7, 8 – напівзанурені платформи; 9 – судно з функціями видобутку, зберігання й розвантаження нафти (плавуче нафтоховище), 10 – кінцеве оснащення видобувної свердловини

При глибинах моря від 80 до 300 м бурять з плавучих бурових установок, які стабілізуються якірною системою, що утримує судно над гирлом свердловини при будь-якій силі й напрямку вітру і морської течії. При глибинах моря більших 250–300 метрів, коли якірна система стабілізації плавучих бурових установок неприйнятна, застосовують динамічну систему стабілізації.

Нафтовидобувні платформи бувають наступних типів: стаціонарного, вільно закріпленого, напівзануреного (підтипи: розвідувальний, бурильний, видобувний), самопідіймального бурильного, з розтягненими опорами та бурові судна (плавучі нафтоховища) (див. рис. 6.8).

На сучасних платформах можна переміщувати бурові установки для буріння максимальної кількості свердловин з мінімальними витратами. Завдання інженерів при проектуванні полягає в розміщенні максимальної кількості високотехнологічного обладнання на мінімальній площі. Для того, щоб уникнути впливу різних природних умов, таких як морози, крига або хвилі, бурове обладнання можна встановлювати на морському дні.

Гравітаційна морська бурова платформа будується в глибоководних затоках і буксирується до місця експлуатації. Крім буріння, вона призначена також і для видобутку та зберігання нафти й транспортування її танкерами до місць переробки. На морському дні платформа утримується завдяки своїй великій масі. Коли родовище розроблене, всі свердловини консервують, пристрої від'єднують від гирла свердловини, гравітаційну платформу відривають від морського дна і буксирують до нової точки. Це суттєва перевага порівняно з морськими стаціонарними платформами, що залишаються на місці розробки родовища назавжди.

Самопіднімальні плавучі бурові установки (СПБУ) відрізняються достатнім запасом плавучості, що дозволяє їх транспортування разом з буровим обладнанням, інструментом і необхідним запасом витратних матеріалів. На дно таку платформу встановлюють за допомогою спеціальних механізмів і опор. Корпус піднімають вище рівня води так, щоб виключити вплив хвиль. Способи монтажу превенторних пристроїв і з'єднання гирла свердловини з платформою аналогічні морським стаціонарним платформам. Обсадні колони, підвішені під столом ротора, забезпечують більш надійну експлуатацію. Після того, як буріння та освоєння розвідувальної свердловини завершено, встановлюють

ліквідаційні мости і обрізають всі обсадні колони нижче рівня дна моря.

Напівзанурені плавучі бурові установки (НЗБУ) доставляють на місце буріння буксирними суднами і утримують якірною системою протягом усього періоду буріння і випробування свердловини. На місці понтони, з'єднані з корпусом стабілізуючими колонами, заповнюють необхідною кількістю води для затоплення установки на розраховану глибину. Таким чином, знижується вплив хвиль на установку. Відсутність жорсткого кріплення до дна і, як наслідок, схильність до хитавиці унеможливорює використання водовідділюючої колони (направлення). Тому для зв'язування гирла з НЗБУ використовують телескопічне з'єднання з герметизуючим вузлом і герметичні шарнірні з'єднання.



Рис. 6.9 – Сучасна напівзанурена бурова платформа

Коли свердловина побудована і готова до експлуатації, НЗБУ знімають з якорів і буксирують на нове місце.

СПБУ для невеликих глибин (шельф) будувалися в кінці 1970-х – початку 1980-х рр. і протягом останніх 35–40 років не створювалися у зв'язку зі зміщенням районів потенційного морського нафтовидобутку і, відповідно, пошуково-розвідувального буріння, в глибоководні райони. Так як СПБУ для невеликих глибин виконували роботи в прибережних районах на невеликій відстані від берегових баз постачання, то вони мають відносно малі запаси та змінне навантаження.

На СПБУ споруджених в останні роки для великих глибин, щоб не здорожувати транспортну систему постачання установок, величина змінного навантаження та кількість запасів, що визначають автономність установки, приймають в 2,5–3,5 рази більшими, порівняно з СПБУ для невеликих глибин.

Бурове судно (БС) – найбільш мобільна бурова установка, що дозволяє проводити буріння в найбільш глибоководних місцях. БС включає в себе все необхідне бурове і допоміжне обладнання та необхідний запас витратних матеріалів. На точку буріння судно йде своїм ходом, розвиваючи швидкість до 15 вузлів на годину. Для утримання над точкою буріння використовують динамічну систему позиціонування. Вона складається з декількох (п'яти) підрулюючих гвинтів і двох ходових, які постійно перебувають в роботі.

Превенторне обладнання кріпиться до морського дна, коли БС вже зафіксоване на точці буріння. Воно пов'язане з гирлом свердловини за допомогою водовідділюючої колони, двох шарнірних з'єднань і телескопічного з'єднання для компенсації зміщень судна в процесі буріння.

Судна, призначені для буріння нафтових свердловин на дні океанів, являють собою плавучу платформу з усім арсеналом інженерного обладнання. Першим офшорним буровим судном став "CUSS 1" (1962 р.), розроблений для проекту Mohole, щоб пробурити земну кору. Одне з перших таких суден – "Іль-де-Франс" – має довжину 50 метрів і водотоннажність 500 т. Судно "Іль-де-Франс" стало до ладу з січня 1966 р. Це судно з коротким і широким корпусом, приблизно трикутної форми, нафтовидобувники називають баржею. Платформа розміщується на чотирьох металевих опорах (ґратчасті конструкції типу Ейфелевої вежі) висотою до 60 метрів та ще приблизно такої ж висоти досягає бурова вежа.

Одними з найбільш сучасних і технічно досконалих бурових суден є серія «Океан», збудована на замовлення американської компанії DIAMOND Offshore у 2013–2014 рр. Флагман цієї групи корабель Ocean BlackHawk (рис. 6.10) має водотоннажність – 70455 т,



Рис. 6.10 – Бурове судно глибинного буріння Ocean BlackHawk, 2014 р.

довжину – 229 м, ширину – 36 м, висоту бурової вежі – 64 м, має екіпаж – 210 осіб, забезпечує глибину буріння – 12000 м. Варто звернути увагу на перевагу цих суден у мобільності. Приміром, переміщення судна із Мексиканської затоки до узбережжя Анголи займає близько 20 діб, тоді як буксирування напівзануреної бурової установки – 70 діб.

Різні бурові установки виникли внаслідок різноманітних умов та використання різних технологій на різних глибинах акваторій. Так, наприклад, плавучі установки напівзаглиблювального типу використовуються для буріння на глибинах до 300 м, у той час як самопіднімальні бурові установки – лише до 120 м. При глибинах до 1500 метрів використовують бурові судна (БС), що відрізняються більшою маневреністю і швидкістю переміщення, а головне, більшою автономністю. Запас необхідних витратних матеріалів дозволяє проводити буріння свердловин без довантаження. А висока швидкість забезпечує можливість швидкого перебазування.

Однак на відміну від НЗБУ, БС більше схильні до хитавиці, що дещо обмежує їх працездатність. Допустимі значення вертикальної качки для БС – 3,6 м, а для НЗБУ – 5 м. Так як завдяки частковому зануренню нижніх понтонів НЗБУ їх вертикальне відхилення становить лише 20 – 30% від висоти хвилі, буріння з них можна здійснювати при значно більшому хвилюванні моря, ніж при бурінні з БС.

Як показав досвід розробки морських родовищ, з моменту відкриття родовища до початку його експлуатації проходить зазвичай не менше семи років. Для скорочення цього терміну компанією «Флюр сабсі сервіз» був запропонований принцип використання для буріння та експлуатації свердловин однієї платформи. Після вичерпання ділянки платформа переміщувалась на нову структуру. Перша спеціально побудована напівзанурена бурова платформа Ocean Driller була запущена в 1963 р. Одна з найстаріших американських компаній «Коноко» (Conoco Inc.), заснована в 1875 р., першою на початку 1970-х років передбачила майбутні потреби широкого видобутку нафти на глибинах понад 1000 м. На значних глибинах стаціонарні металеві платформи не могли бути рентабельні. За 14 років «Коноко» розробила і випробувала новий тип напівзанурених платформ, які сприяли перспективі глибоководних розробок.

Концепція опорної, стабільної плавучої глибоководної платформи була розроблена та перевірена ще в 1920-х роках Еду-

ардом Армстронгом з метою експлуатації літальних апаратів (винахід відомий як «seadrome»). Проте з часом розміри морських плавучих платформ почали значно збільшуватися, що вимагало перегляду їх конструктивних рішень. У зв'язку з цим американською компанією Kerr-McGee був створений проект плавучого об'єкту, що мав форму навігаційної віхи (поплавка). Конструкція платформи була циліндром, нижня частина якого заповнювалась баластом. Дно цього циліндра кріпилося за допомогою донних анкерів. Це дозволило будувати платформи гігантських розмірів (рис. 6.11) і видобувати нафтогазову сировину на надвеликих глибинах.



Рис. 6.11 – Нафтова платформа «Perdido» (з іспанської «Загублена») рекордсмен надглибокого буріння

У цих умовах визначальним технічним фактором є система динамічної стабілізації, яка хоч і не забезпечує нерухомість плавучої бурової установки, але обмежує її дрейф від свердловини в радіусі, при якому вигин бурильної колони не викликає появи небезпечних для її міцності напружень. При великих глибинах також використовують бурові судна. Рекорд буріння в глибоких водах із судна був встановлений компанією Transocean і ChevronTexaco на судні Discoverer Deel Seas в 2004 р., коли було розпочато буріння в Мексиканській затоці при глибині моря 3053 м. Найбільша глибина, що розроблялася з операційної платформи, сягала 2600 м (компанія Petrosbras America Cascade FPSO на ділянці Walker Ridge у Мексиканській затоці).

Новітні розробки в галузі підводного видобутку нафти представлені підводними експлуатаційними комплексами, що мають

нормальні атмосферні умови для роботи операторів. Всі необхідні матеріали та обладнання доставляються суднами постачання.

Північні моря відрізняються складними умовами, тому там частіше використовуються стаціонарні бурові платформи, які утримуються під водою завдяки важким основам. Сьогодні існує три способи буріння в умовах арктичних морів: з плавучого судна, з крижини, з встановленої на дні платформи, здатної протистояти дії льоду. При відсутності потужної льодової основи, з якої можна було б здійснити буріння, і значних глибинах використовуються масивні плавучі кесонні конструкції, здатні функціонувати тривалий час без людини і протистояти дії хвиль, течій, льоду і вітру. Для розколювання великих крижин і айсбергів використовують допоміжні судна. Якщо відведення айсберга утруднено, конструкція від'єднується від дна і відводиться вбік за допомогою підрулюючих пристроїв.

Ведення бурових робіт у глибоководних районах моря є надзвичайно складною проблемою. Разом з тим саме в цих зонах розташовані найбільш перспективні у геологічному відношенні структури. Перша спроба буріння в цих районах за допомогою звичайного якірного бурового судна була здійснена в 1971 р. і виявилась невдалою. В 1973 р. французька нафтова компанія спільно зі своєю канадською філією зробила успішну спробу буріння розвідувальних свердловин між півостровом Лабрадор і Гренландією при глибині моря 183 метри. Було використано судно «Пелікан», обладнане системою динамічного позиціонування над точкою робіт. Судно довжиною 149 метрів і водотоннажністю 15,5 тис. т було побудоване в 1972 р. голландською фірмою «ІНС» спеціально для робіт в суворих умовах Північного моря. Воно спроможне вести буріння при глибинах моря до 300 метрів, силі вітру до 100 м/год і амплітуді бортової качки 10°.

Перспективи освоєння глибоководних родовищ вуглеводнів до глибин 600 – 900 м пов'язані з використанням платформ на натяжних опорах, які кріпляться до забитих в дно моря паль за допомогою пучка труб (ланцюгів або тросів). За 1997–1998 рр. на світовий ринок поставлені 54 мобільні морські бурові установки. У 2000 р. кількість установок для буріння на шельфі становила 153.

Платформа «Гібернія» (стала до ладу у 1997 р.) неподалік від узбережжя Ньюфаундленда (Канада) видобуває нафту з глибини 80 м. Її фундамент побудовано з 450 тис. т залізобетону і здатний

витримати натиск айсберга вагою в 1 млн т. Запланований термін роботи «Гібернії» 18 років закінчився в 2015 р.

Платформа Рам-Пауелл, збудована фірмами Shell Oil, Amoco і Exxon, веде видобуток нафти у Мексиканській затоці. Платформа має 46 ярусів, встановлена на палях, вбитих у морське дно на глибині 980 м. Вона здатна протистояти 22-метровим хвилям і ураганним вітрам швидкістю до 225 км/год.

На родовищі Марлім біля узбережжя Кампос (Бразилія) розташована одна з найглибших нафтових свердловин на дні моря – 1709 м. Використані підводні човни з дистанційним керуванням для встановлення видобувного устаткування на дні моря. Нафту можна перекачувати на шельфову платформу або на транспортний танкер, який утримується над свердловиною на «мертвому якорі». Ця технологія має перспективи застосування на глибинах до 3 тис. метрів.

Сучасні бурові платформи в основному несамохідні, допустима швидкість їх буксирування 4–6 вузлів (при хвилюванні моря до 3 балів, вітру 4–5 балів). У робочому стані на точці буріння витримують сумісну дію при висоті хвиль до 15 м і вітру із швидкістю до 45 м/с. Експлуатаційна маса плавучих бурових платформ (з технологічними запасами до 3 тис. т) сягає 11–18 тис. т, автономність роботи по суднових і технологічних запасах 30–90 діб. Потужність енергетичного устаткування бурових платформ 4–12 МВт.

Один з найглибших світових проєктів з морського буріння здійснюється з бурової платформи «*Perdido*» (з ісп. «Загублена») в Мексиканській затоці – 2438 м (рис. 6.11). Він управляється Royal Dutch Shell і обійшовся понад \$ 3 млрд. Найглибша операційна платформа – це Petcobras America Cascade FPSO на полі Волкар-Рідж, глибина з поверхні до дна сягає 2600 м.

У кінці ХХ ст. першість належала буровій платформі «*Troll A*» («Троль А», рис. 6.12) розташованій на газовому родовищі Troll поблизу західних берегів Норвегії. Вона вражає своїми масштабами та інженерними досягненнями: платформа встановлена на бетонній основі з чотирьох опор висотою 369 м, які в свою чергу спираються на основу з 19 збірних бетонних блоків. Загальна висота конструкції 483 м, вага – 656 тис. т. Глибина моря на місці встановлення платформи – 303 м. Товщина металобетонних опор складає 1 м. Вони зафіксовані на дні за допомогою шести 40-метрових вакуумних якорів. У одній з чотирьох опор споруджений ліфт. Видобуток газу почато

тут у 1996 р. На платформі розміщений хімічний завод по його переробці. Загальна проектна кількість свердловин – 39, глибина буріння в морському дні – близько 1,5 км (рис. 6.13).

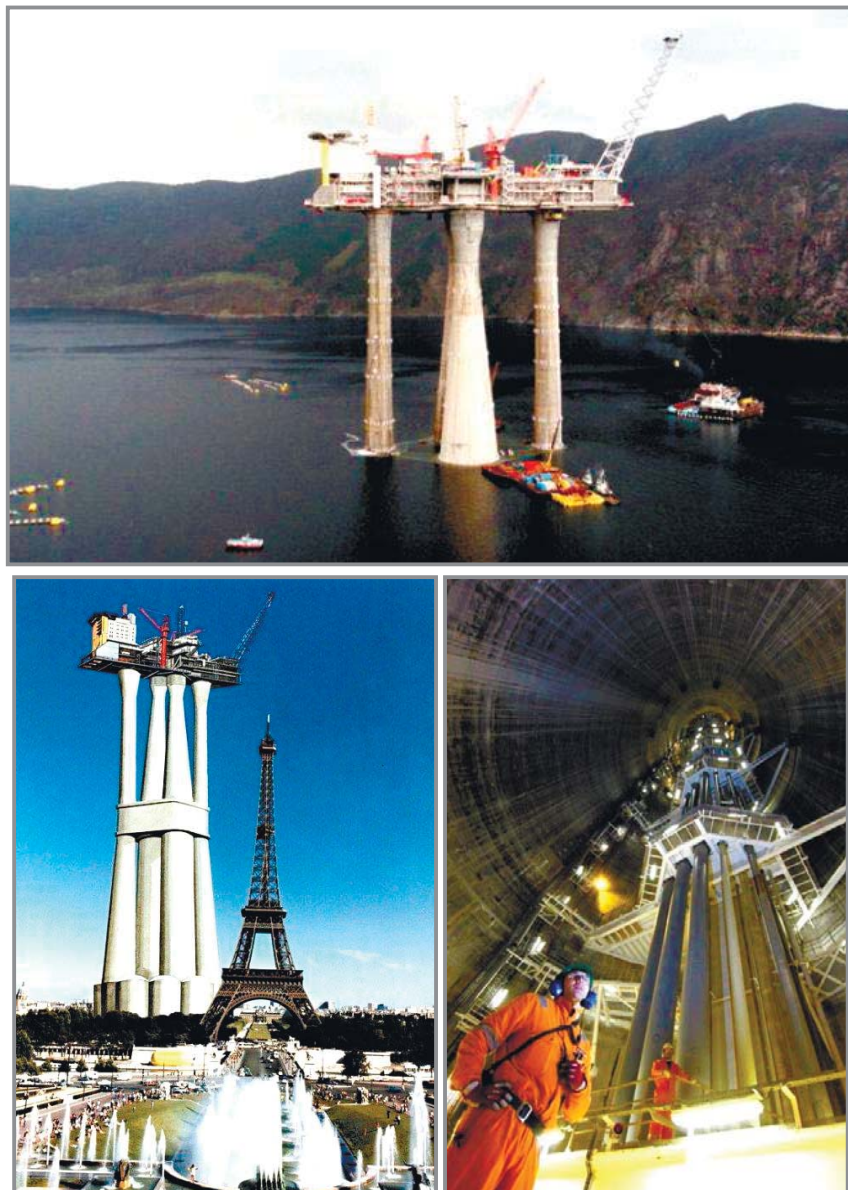


Рис. 6.12 – Унікальна наймасивніша морська платформа «Troll A» поблизу узбережжя Норвегії

а – загальний вигляд; б – умовне порівняння з Ейфелевою вежею в Парижі (висота 324 м); в – усередині опори

На сьогодні найбільшою морською платформою за розмірами є «Петроніус», висота якої сягає 610 м (надводна частина – 75 м), вага конструкції – 43 тис. т. Платформа працює в Мексиканській затоці в 210 км від Нового Орлеану. Платформа збудована в 2000 р. і підпорядкована компаніям Chevron та Marathon Oil Corporation.

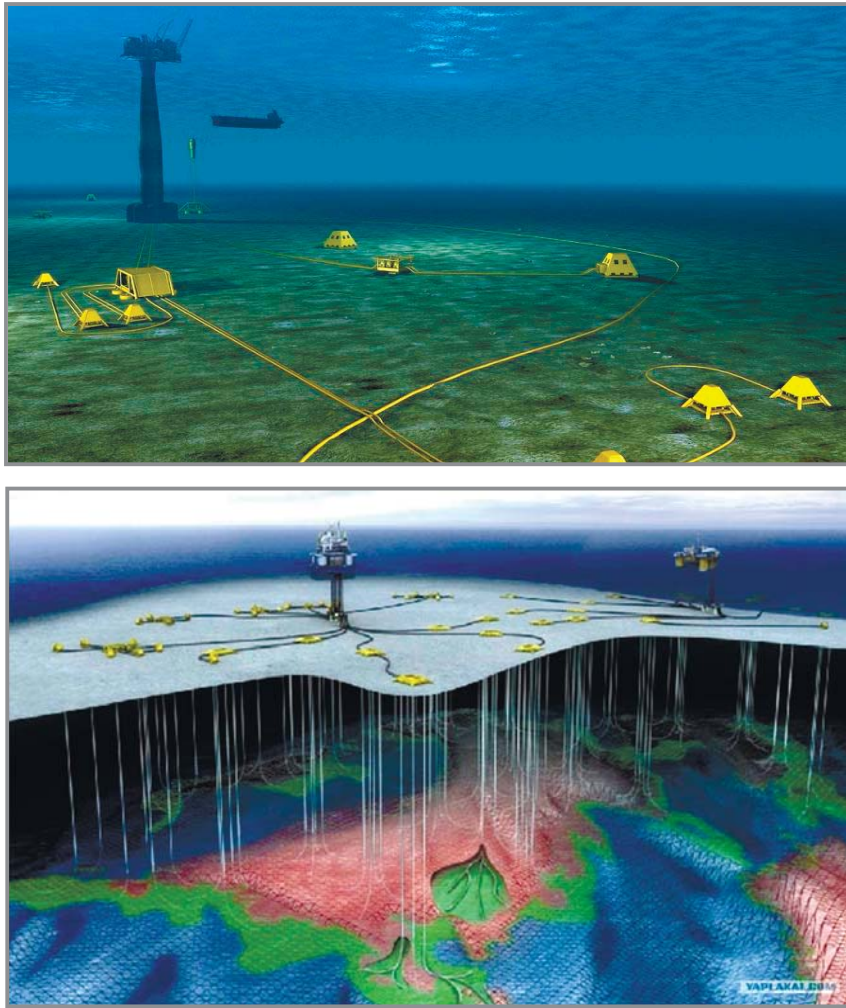


Рис. 6.13 – Моделювання розміщення свердловин навколо морської платформи

Характеризуючи морський видобуток слід зупинитися також на водному транспортуванні видобутої нафтової та газової сировини. В окремих випадках (здебільшого, прибережний видобуток) можуть застосовуватись донні трубопроводи, але перевагу отримали нафтоналивні танкери, які використовуються при морському видобутку як накопичувальні та транспортні засоби. З часів появи першого в світі наливного нафтового танкера «Зороастр» (1877 р.), який транспортував азербайджанську нафту, технічна думка кораблебудування створила гігантські судна, що зв'язали світ споживачів і світ виробників нафти та нафтопродуктів. Серед рекордсменів слід згадати нафтовий танкер «Seawise Giant», інша назва «Knock Nevis» (рис. 6.14) довжиною 458,5 м і шириною 69 м і ємністю 650 000 м³ нафти (4,1 млн. барелів). Розвивав швидкість 13 вузлів (близько 21 км на годину). Був збудований у 1981 р., експлуатувався до 2010 р. Станом на 2013 р. усі супертанкери

довжиною більше 400 м були виведені з транспортної експлуатації (більш економічними виявилися менші кораблі) й використовувались як гігантські плавучі сховища нафти, 48 з них використовували як накопичувачі на морських промислах.



Рис. 6.14 – найбільший нафтовий танкер XX ст. «Seawise Giant»

Серед рекордсменів сучасного дня зазначимо модифікований танкер «Turritella» (проект компанії Shell під назвою «Stones», тобто «Камені»), який на відміну від звичайних наливних танкерів здатний спускатися своїми гнучкими трубопроводами на глибину 3 км й відкачувати нафту та газ із свердловин океанського дна (рис. 6.15). Його ввели в експлуатацію в 2016 р.



Рис. 6.15 – Модифікований танкер «Turritella» для забезпечення морського промислу

Україна. Надра півдня України здавна відомі як вмістилище багатих природних вуглеводнів. Про це, зокрема, свідчать археологічні артефакти – амфори з нафтою, знайдені в могильниках Босфорського царства, знайдені на Керченському півострові.

Відкриття у 1960-х роках низки родовищ вуглеводнів у рівнинному Криму спонукало до пошуків нафти і газу в прилеглих районах шельфу Чорного та Азовського морів. Геологічні прогнози, які базувалися на аналізі структурних та літолого-фаціальних умов нафтогазонагромадження в рівнинному Криму та Присивашші, дозволили оптимістично оцінити надра цих акваторій.

На початок 1970-х роках на північно-західному шельфі Чорного моря сейсмічними дослідженнями було підготовлено ряд структур під глибоке буріння, а в 1975 році на піднятті Голіцина зі свердловини №7 отримано перший фонтан газу на Чорноморському шельфі України. Почався новий етап нафтогазопошукових робіт, на якому важливу роль відігравали дослідження в акваторіях. У 1976 році одержано приплив газу із свердловини №1 Північно-Керченська в Азовському морі.

З 1970 по 1980 рр. у північно-західній частині шельфу Чорного моря геофізичними методами було виявлено близько 40, а на шельфі Азовського моря – 20 перспективних структур. Створюється спеціалізована структура для пошуково-розвідувального буріння на шельфі Чорного моря (тепер ДВП «Чорноморнафтогаз»).

На Чорноморському шельфі на теперішній час вже відкрито сім, у тому числі чотири середніх, а на Азовському – сім газових та газоконденсатних родовищ. Функціонує морський газопровід.

Проектуванням нафтових морських платформ та інших компонентів морського нафто- і газовидобутку в Україні за часів колишнього СРСР займалося ЦКБ «Корал» (м. Севастополь).

В районах шельфів Чорного і Азовського морів зосереджені понад 40% запасів нафти і газу нашої держави. На континентальному шельфі Чорного моря відкрито сім газових і газоконденсатних родовищ: Архангельське, Голіцинське, Безіменне, Шмідта, Штормове, Одеське і Кримське і одне нафтове – Олімпійське.

На шельфі Азовського моря відкрито сім газових і газоконденсатних родовищ: Стрілкове, Морське, Північно-Керчинське, Північно-Казантипське, Північно-Булганакське, Східно-Казантипське і Південно-Казантипське.

В Україні морські нафтогазові промисли на Чорному і Азовському морях обслуговує державна компанія ДАТ «Чорноморнафтогаз». ДАТ «Чорноморнафтогаз» тривалий час експлуатував дві самопідйомні плавучі бурові платформи – СПБУ «Таврида», яка працювала на Одеській площі в Чорному морі і СПБУ «Сиваш» – на прикерченському шельфі Чорного моря (площа Суботіна). Вони були замінені більш сучасними платформами, проте в 2014 р., після анексії Криму Росією, дві плавучі бурові установки «Петро Годованець» і «Україна», що належали «Чорноморнафтогазу» (рис. 6.16), були захоплені збройними силами РФ і відбуксовані до узбережжя окупованого Криму.



Рис. 6.16 – Буріння свердловин на українському Чорноморському шельфі

Принципово важливим для стратегії пошуків вуглеводнів у Західному Причорномор'ї стало відкриття у 1983 р. Східно-Саратського нафтового родовища в карбонатних середньодевонських породах. Воно змінило думку багатьох дослідників про перспективність цього регіону. Пізніше виявлено Жовтоярське нафтове родовище та невеликі поклади на Білолеській і Сариярській площах. У межах морських акваторій України геофізичними дослідженнями був охоплений весь осадовий чохол. Бурові роботи проводилися переважно на верхні горизонти: крейдові, палеогенові та неогенові. Ступінь їх вивченості у районах різний.

6.4. Динаміка світового морського видобутку нафти і газу

Початок помітного промислового зростання морського видобутку нафти і газу відноситься до 1960-х років. Ще більше прискорення цей процес отримав у другій половині 1970-х років у наслідок світової нафтової кризи. Про це свідчить кількість країн, які видобувають нафту і природний газ в межах континентального шельфу. У 1970 р. таких країн було всього близько 20, а на початку 1990-х років – вже більше 50. Динаміка зростання світового морського видобутку нафти наведена в табл. 6.1. та на рис. 6.17. Незважаючи на значну кількість видобувних країн у 2016 р. лише п'ять з них забезпечували 43% усього морського нафтовидобутку: США, Норвегія, Мексика, Бразилія та Саудівська Аравія. Примітно, що за останнє десятиріччя видобуток тримається майже на одному рівні – близько 27 млн. барелів на добу.

Таблиця 6.1 – Світовий видобуток нафти й газу на морі у 1960 – 2005 рр.

Рік	Видобуток, млн. тонн	Частка у загальному видобутку, %
1960	110	11
1970	370	16
1975	435	21
1980	660	23
1985	700	25
1990	760	26
1995	840	27
2000	1050	28
2005	1180	30

Морський видобуток нафти й газу став яскравим прикладом політики розширення ресурсних рубежів і став можливим завдяки цілому ряду технічних інновацій, в першу чергу – застосуванню бурових платформ.

З таких платформ в світі ще до кінця 1990-х років було пробурено понад 40 тис. морських свердловин, причому глибина буріння і глибина морів увесь час збільшувалася. Ще на початку 1980-х років 85% морської нафти отримували при глибинах водного шару до 100 м, а буріння на глибинах понад 200 м мало промислово-експериментальний характер. У середині 1990-х років видобуток нафти на морських глибинах від 200 до 400 м перестав бути рідкістю,

а максимальна глибина зростає з 300 м в 1984 р. до 1000 м в 1994 р. і 1800 м у 1998 р. По мірі збільшення глибини морські нафтові і газові промисли стали все більше віддалятися від берегової лінії суші. Спочатку таке віддалення зазвичай не перевищувало 10 – 15 км, потім – 50 – 100 км, тепер в окремих випадках воно досягає 400 – 500 км, тобто морські промисли вуглеводнів вийшли за межі континентального шельфу.

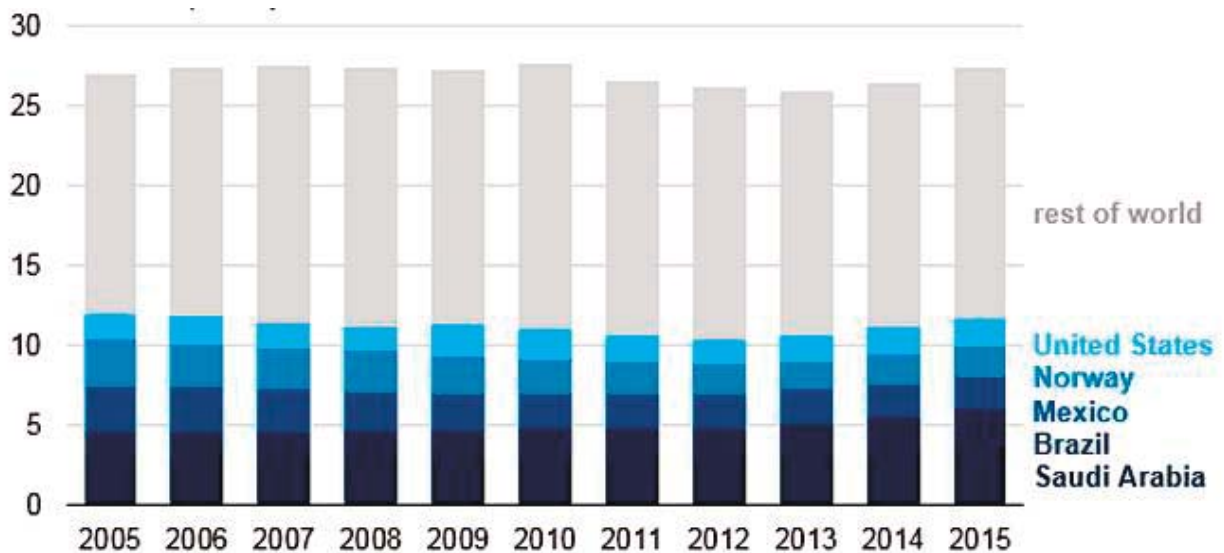


Рис. 6.17 – Видобуток нафти у Світовому океані (млн. барелів на добу)

При розгляді динаміки світового морського видобутку нафти звертає на себе увагу той факт, що останнім часом темпи його приросту сповільнилися. Це пов'язано з тим, що після подолання енергетичної кризи і вступу світової енергетики в нову досить тривалу стадію дешевої нафти, продовжувати розробку багатьох шельфових родовищ, особливо у високих широтах, стало нерентабельно через більшу, ніж на суші, собівартість видобутку.

В цілому буріння свердловин в морських акваторіях коштує значно дорожче, ніж на суші, причому вартість його прогресивно зростає в міру збільшення глибин. Витрати на буріння навіть при глибині моря 20 – 30 м приблизно вдвічі перевищують аналогічні витрати на суші. Вартість буріння на глибині 50 м зростає в тричотири рази, на глибині 200 м – в шість разів. Але величина витрат на буріння залежить не лише від глибини моря, але і від інших чинників. Значною мірою на ці показники впливає вартість морських платформ, яка сягає від \$100 до \$ 500 млн., а для платформ-рекордсменів –

значно більше (приміром, морська бурова платформа «Беркут» для нафтогазового проекту «Сахалін-1», збудована корейською компанією Daewoo, коштувала \$12 млрд.).

В умовах Арктики витрати на видобуток перевищують відповідні показники для району субтропіків або тропіків в 15–16 разів. Розрахунки показують, що навіть при ціні 130 дол. за 1 т нафти видобуток її на північ від 60-ї паралелі стає нерентабельним. Це стосується також природного газу. Російська платформа «Прирозломна» на арктичному шельфі (Тимано-Печорська нафтогазова провінція) підтверджує такі економічні оцінки. Ось чому останнім часом були переглянуті в бік зниження колишні прогнози зростання світового морського видобутку нафти (згідно з деякими з них, вже в 2005 р. морська нафта повинна була забезпечувати не менше 35–40 % усього видобутку). Те саме стосується і природного газу, морський видобуток якого в 2000 р. склав 760 млрд. м³ (31%).

Сформована на початок ХХІ ст. географія морського видобутку нафти і природного газу показана на рис. 6.18.

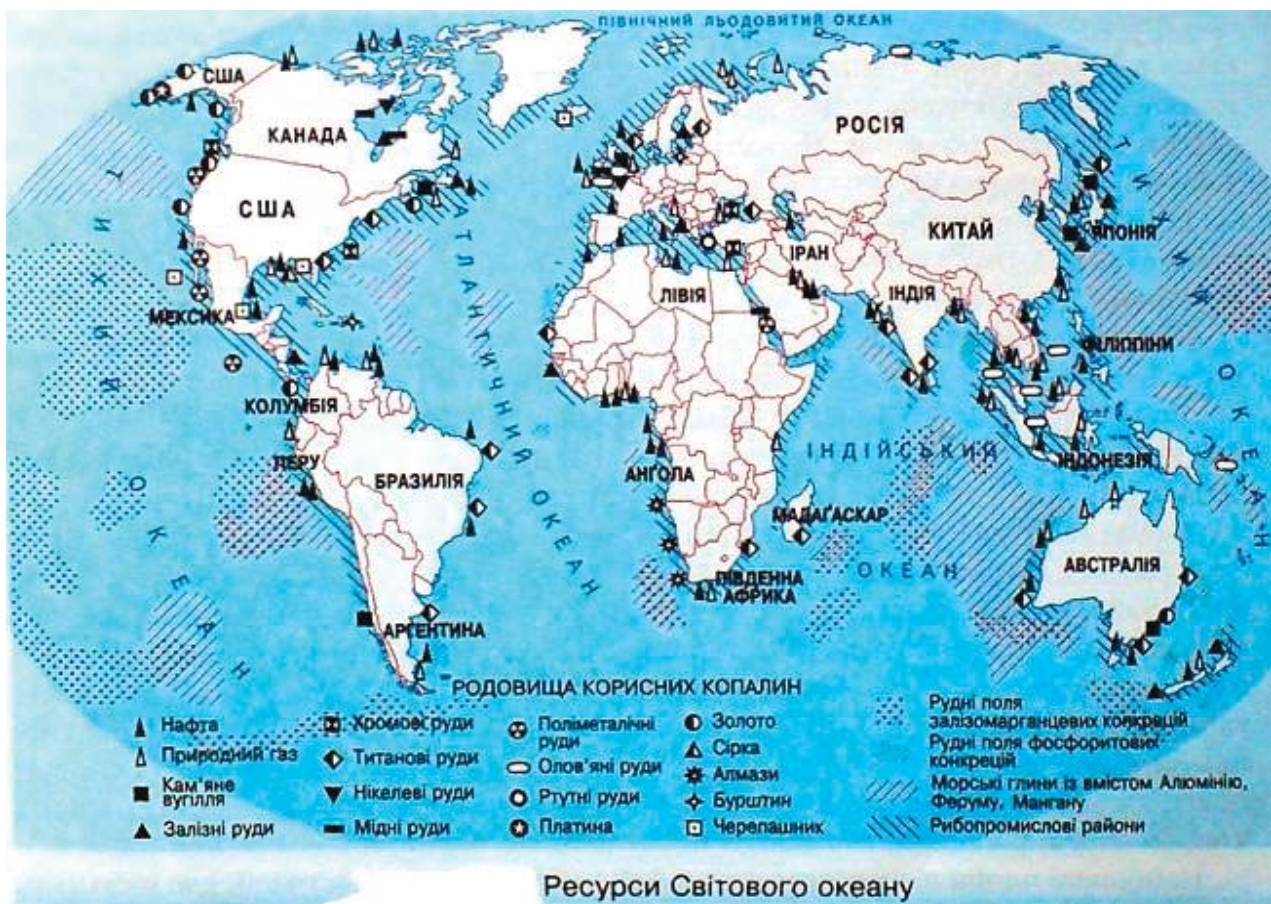


Рис. 6.18 – Основні райони морського видобутку корисних копалин

Ще в 1970 р. приблизно 2/3 морського видобутку давали Північна і Південна Америка і 1/3 – Південно-Західна Азія. До 1980 р. частка Америки зменшилася, а частка Азії, Африки та Європи зросла. У Європейському Союзі морські родовища забезпечують 9/10 усього видобутку нафти і газу.

В Азії основним районом морського видобутку нафти і газу залишається Перська затока (Саудівська Аравія, Іран, ОАЕ, Кувейт, Катар). У 1990-ті роки помітно виріс видобуток на континентальному шельфі морів Південно-Східної Азії – в Малайзії, Індонезії, Брунеї, Таїланді, В'єтнамі. Пошуково-розвідувальні роботи ведуть також на узбережжі деяких інших країн, зокрема, Китаю. З країн Південної Азії значний видобуток на глибоководному шельфі досягнуто Індією. В Африці число країн, які видобувають нафту і газ в межах континентального шельфу постійно збільшується. Сьогодні це Нігерія, Ангола, Єгипет, Камерун, Конго, Габон.

У Північній Америці головний продуцент морської нафти і газу – США, де 15% загального видобутку нафти і 25% видобутку природного газу припадає на морські промисли. В експлуатацію залучено понад сто шельфових покладів, більшість з яких знаходиться в акваторії Мексиканської затоки, а інші – узбережжя Атлантичного і Тихоокеанського океанів та в околиці Аляски. У кінці ХХ ст. видобуток морської нафти в прилеглих до Ньюфаундленду районах Атлантики розпочала й Канада.

У Латинській Америці Венесуела почала видобувати морську нафту однією з перших (в лагуні Маракайбо), та й нині ці гігантські промисли забезпечують в країні приблизно 4/5 її загального видобутку. Проте наприкінці 1990-х років Венесуелу перегнала Мексика, яка освоїла великий нафтогазоносний басейн в акваторії затоки Кампече Карибського моря. Нафту на морі видобувають також Бразилія та Тринідад і Тобаго. При цьому Бразилія – один з лідерів глибоководного буріння, ще в кінці 1980-х років пробурила експлуатаційні свердловини в Атлантиці на водних глибинах понад 400 м. Пошуково-розвідувальне буріння на нафту і газ ведеться також поблизу берегів Аргентини, Чилі та Перу.

В Австралії добувати нафту і газ на континентальному шельфі почали ще в 1960-х роках – у Бассовій протоці на півдні країни (протока між Австралією і Тасманією). Освоєно шельфові родовища поблизу західного узбережжя країни і на півночі, в Тиморському морі та поблизу берегів Папуа – Нової Гвінеї.

У 2016 р. морський видобуток нафти в Росії склав 19,4 млн. т (3,8% від загального видобутку). Морські нафтові проекти РФ пов'язані з промисловим освоєнням головним чином морських акваторій Охотського, Баренцового, Карського та Каспійського (північна частина) морів. Очікується, що лише на шельфі Сахаліну в перспективі видобуток нафти може сягати до 20 – 30 млн. т, а газу – до 15–20 млрд. м³ на рік (міжнародні проекти «Сахалін-1» і «Сахалін-2» забезпечували 75% усього морського видобутку РФ). Крім того, перспективною є шельфова зона інших далекосхідних морів. Програмою освоєння нафтогазових ресурсів арктичного шельфу Росії планувалося ввести в експлуатацію 11 морських нафтових і газових родовищ з виходом на річний рівень видобутку 20 млн. т нафти і не менше 50 млрд. м³ газу. Проте міжнародний проект освоєння гігантського Штокманівського газоконденсатного родовища в Баренцовому морі, як і інші міжнародні проекти освоєння морських родовищ були згорнуті з економічних і політичних причин.

Подальші перспективи морського видобування нафти і газу пов'язані з розробкою родовищ на значних океанічних глибинах, що передбачає освоєння надр поза зоною шельфу. Окремий напрямок пов'язаний з розробкою багатих і майже недоторканих родовищ Арктики. Географічний розподіл запасів вуглеводнів в Арктиці виглядає наступним чином: 41% родовищ належить Росії, 28% – США, 9% – Канаді і 4% – Данії. На сьогодні практичні дії на арктичному континентальному шельфі ведуть лише США, видобуваючи нафту в Морі Бофорта шляхом буріння горизонтальних свердловин з берега або вертикального буріння зі штучних островів. Морські платформи в Морі Бофорта зараз не використовуються. Найбільшу кількість ділянок орендує компанія «Shell». Поодинокі проекти готують Норвегія та Росія. За оцінками експертів, до 2030 р. на арктичному шельфі будуть проводитися головним чином геологорозвідувальні роботи та підготовка родовищ для подальшого швидкого освоєння.

РОЗДІЛ 7. НЕТРАДИЦІЙНІ ВУГЛЕВОДНІ

7.1. Видобування нетрадиційної нафти

За даними авторитетної геологорозвідувальної компанії CGGVeritas (Франція), світові запаси вуглеводневих ресурсів за енергетичним еквівалентом розподіляються таким чином: звичайна нафта 23%, природний газ 8%, важка нафта 19%, сланцевий газ 16%, бітуми 15%, метан вугільних пластів 12%, газ в щільних породах 7%. При цьому за межами аналізу компанії залишився метан газогідратів Світового океану, запаси якого можуть у декілька разів перебільшувати запаси традиційного природного газу. Ці дані свідчать, що вже в недалекому майбутньому нетрадиційні вуглеводні стануть основним енергетичним ресурсом людства, а вдосконалення технологій їх видобування стає провідним завданням сучасної науки і техніки.

Нетрадиційною (англ. *unconventional oil*) вважають нафту, видобуток якої здійснюють відмінними від традиційних способами. Промислове видобування нетрадиційної нафти, до якої сьогодні зараховують, зокрема, *нафтоносні (бітумінозні) піски, сланцеву нафту і важку нафту*, почалось порівняно недавно. Оскільки характер і властивості покладів, а також технологія видобування цієї нафти суттєво відрізняються від звичайних нафтових покладів, їх доцільно розглянути послідовно.

Нафтоносні (бітумінозні) піски. Бітуми – природні похідні нафти, які утворюються при порушенні консервації її покладів внаслідок хімічного та біохімічного окиснення. 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 в кінці палеоліту. Найдавніші письмові згадки використання саме 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 (скріплювальні розчини), для гідроізоляції, а також як енергетична сировина. Рідкі бітуми, тобто нафтопродукти, що походили з Мертвого моря та Апшерону були добре відомі в давньому світі.

Саме з родовищ важких нафт і бітумів, що виходять на земну поверхню, 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 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 р., коли вони вперше 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 у 1927 р. Компанії вперше вдалося отримати бітуми в промислових масштабах, закачуючи в піски гарячу воду. Однак такий метод видобутку нафти виявився недостатньо рентабельним.

Плани видобутку нафти з бітумінозних пісків Альберти в значних масштабах почали розробляти в 1950-ті рр. Розрахунки показували, що видобуток буде економічно вигідним, якщо він перевищить 20 тис. барелів на добу. Пропоновані технічні рішення були різними, наприклад, у 1958 р. корпорація «Річфілд Ойл» запропонувала майже фантастичну ідею підірвати під родовищем бітумінозних пісків підземний атомний заряд. Згідно з ідеєю, вибух повинен був розрідити підземні поклади важких вуглеводнів, миттєво перетворивши родовище в озеро нафти. Проект був прийнятий, і навіть проведені випробувальні підземні вибухи в пустелі Невада, проте, ні він, ні жоден з інших проектів не був реалізований аж до середини 1970-х років через політику допомоги канадського уряду розробникам 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 сімдесятих років XX ст., коли змінився уряд, а ціни на нафту підскочили до такого рівня, що почали загрожувати економічній безпеці країни. З тих пір розробка бітумінозних пісків Альберти розвивалася залежно від державної політики і світових цін на нафту.

Новітня стадія розробки почалася в 2003 р., коли після чергового падіння ціни на нафту знову почали зростати. Бітумінозні піски видобувають головним чином кар’єрним, зрідка – шахтним способом. До 2006 р. видобуток нафти з бітумінозних пісків зріс до 1,13 млн. барелів на день, а до 2010 р. до 1,6 млн. барелів на день. Масштабні розробки цих пісків в Канаді здійснює фірма Suncor Energy (рис. 7.1).



Рис. 7.1 – Завод з переробки бітумінозних пісків поблизу річки Атабаска, провінція Альберта, Канада

Запаси нафти бітумінозних пісків у світі обчислюються кількома трильйонами барелів. За даними Міжнародної ради з енергетики (WEC), в світі виявлено близько 600 родовищ бітумінозних пісків, найбільші з яких розташовуються в Канаді, Казахстані та Росії. Проте, понад 70% розвіданих запасів, знаходиться в трьох найбільших родовищах, розташованих на південному заході Канади в Альберті.

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

Сланцева нафта. Термін «сланцева нафта» може застосовуватись до нафти двох типів. Основний тип – це нафта, що складається з легких фракцій, яка має властивості звичайної нафти, але міститься

в щільних малопроникних 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*. Синоніми – *нафта щільних порід, малопроникна нафта*. На рис. 7.2 представлений розподіл світових запасів такої сланцевої нафти, на якому зупинимося більш детально.

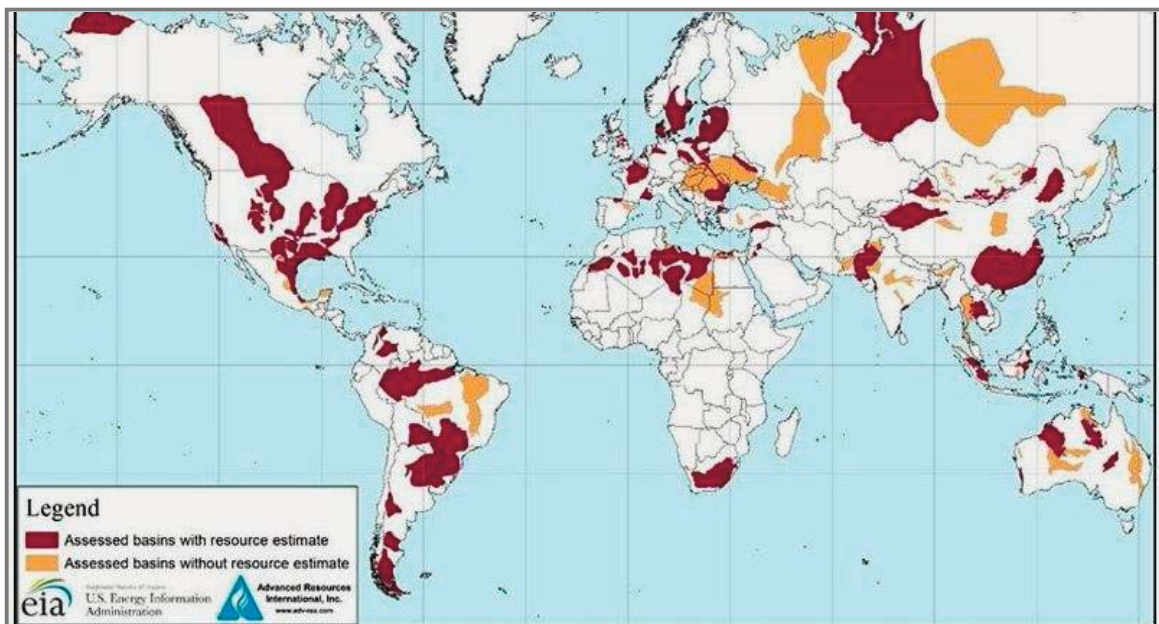


Рис. 7.2 – Світові запаси сланцевої нафти за даними Управління енергетичної інформації США (ЕІА)

За даними ЕІА (Emerging issues analysis) і ОПЕК (ОПЕК) світові запаси сланцевої нафти (щільних порід) становлять 300 млрд. барелів. Для порівняння – загальносвітові запаси традиційної нафти оцінюють в 1390 млрд. барелів. У США до 2013 р. виявлено близько 20 формацій сланцевої нафти. Основні її запаси зосереджені на півдні Техасу (Ігл Форд), в районі Склеястих гір, на західному узбережжі, а також на північному-сході США. Великі запаси цієї нафти знаходяться у східній частині Канади, а в Латинській Америці – у Мексиці (утворення Чіконтеспес) та в Аргентині (нафтове поле Вака Муерта). Розвідані перспективні родовища сланцевої нафти на Близькому Сході: в Сирії (R'Mah), в північній частині Перської затоки (утворення Саргелу), в Омані (утворення Атели), а також в Росії (формації Західного Сибіру) та в Австралії (басейн Аркарінга). Як видно з мапи (рис. 7.2) перспективні родовища є також у Північно-Східній Україні, що відкриває гарні перспективи для розвитку вітчизняного видобування сланцевої нафти.

За складом сланцева нафта не відрізняється від традиційної. Відмінність полягає у властивостях осадових порід, в яких вона залягає. Сланцева нафта міститься в порах чи лакунах пластів, які характеризуються низькою проникністю, тому нафта не може вільно пересуватися всередині пласта. Внаслідок цього приплив нафти до звичайної свердловини буде практично відсутній. Крім того, продуктивні пласти щільних низькопроникних колекторів мають товщину від 10 до 100 м, залягають на глибині від 1 тис. до 5 тис. м і можуть розташовуватися як горизонтально, так і похило. Оскільки сланцева нафта видобувається із порід, дрібні порожнини яких заповнені нафтою і локалізовані (ізолювані) породою, то для вилучення нафти необхідно в породі зробити систему чисельних тріщин з можливістю руху нафти. Технологія видобутку сланцевої нафти подібна до технології видобування сланцевого газу (див. п. 7.2). Однак при видобутку сланцевої нафти горизонтальну ділянку експлуатаційної свердловини розташовують дещо глибше – нижче рівня, де залягають важкий конденсат і нафта. Для утворення зони тріщинуватості навколо видобувної свердловини і забезпечення руху нафти в привибійну зону свердловини, на її горизонтальній ділянці проводять гідророзриви продуктивного сланцевого пласта (рис. 7.3).

На початку XXI ст., завдяки успіхам у видобуванні сланцевого газу й значного здешевлення направлено буріння свердловин видобуток сланцевої нафти починає масштабно зростати. Варто уваги, що її видобуток досяг у 2012 р. у США 29% від загальних обсягів видобутку нафти, хоча ще в 2007 р. складно було уявити комерційно вигідний видобуток нафти на сланцевих родовищах. На початку 2015 р. обсяг видобутої сланцевої нафти в США практично зрівнявся з обсягом традиційно видобутої нафти і становив понад 4,5 млн. барелів на добу. Важливим є те, що США мають великий парк бурових станків – понад 60% всіх установок світу, що дозволило швидко наростити кількість свердловин. Видобуток в основному ведеться на трьох формаціях: Bakken на півночі США, Eagle Ford і Permian на півдні. У кожному регіоні одночасно розробляються сотні ділянок, кожна з яких має унікальні характеристики. 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.

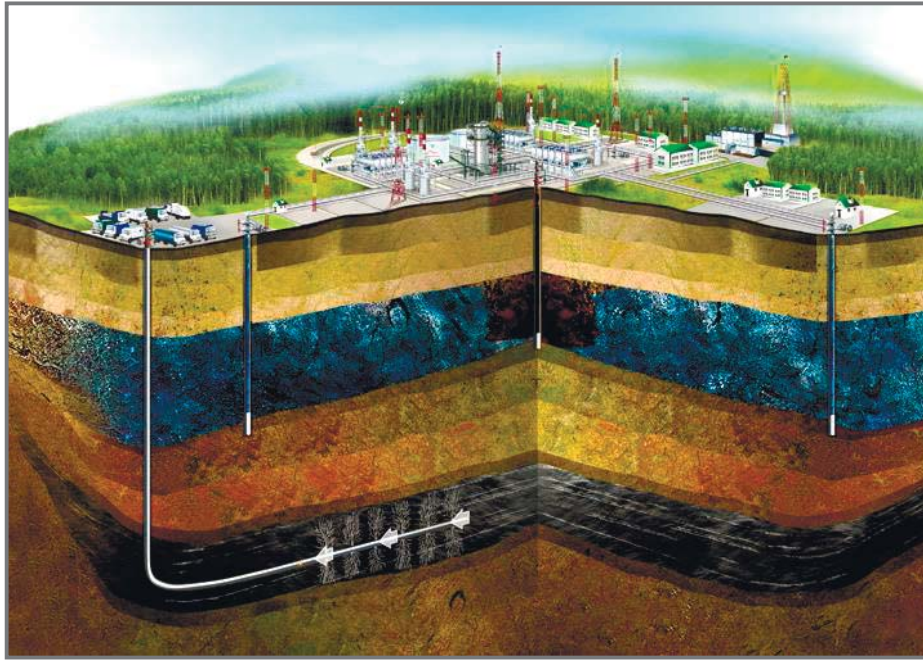


Рис. 7.3 – Розробка сланцевої нафти шляхом гідророзриву пласта

Слід відзначити, що видобування сланцевої нафти стало комерційно вигідним завдяки розвитку та економічності прийнятності технологій направлено буріння і гідравлічного розриву пласта (*англ. fracking*). 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 багатовибійного направлено буріння, при якій одна вертикальна свердловина розгалужується на декілька (до 30) горизонтальних свердловин (рис. 7.4). Цей метод буріння в багато разів збільшує площу контакту сланцевої породи зі 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).

Технологія гідророзриву вперше була випробувана у 1947 р., але висока вартість ГРП не залишала шансів для інвесторів. Десятиріччя наполегливої праці науковців та ентузіастів (у першу чергу зазначимо Джорджа Мітчелла та його компанію) надали поштовх сланцевій технології лише на початку XXI ст.

Технології видобутку сланцевої нафти постійно вдосконалюються, але за обсягами видобутку з кожної окремої свердловини сланцева нафта поступається видобутку традиційної нафти. Уже в перший рік після гідророзриву обсяг вилученої з пласта сланцевої

нафти падає більше ніж у два рази, а через п'ять років свердловину закривають через низький дебіт при якому видобуток нафти нерентабельний. При видобутку нафти з традиційних родовищ протягом року дебіт в середньому падає лише на 7%, а загальний обсяг видобувної нафти в рази вищий. Тому важливим є застосування методів відновлення припливу (зокрема, з використанням хвильових технологій).

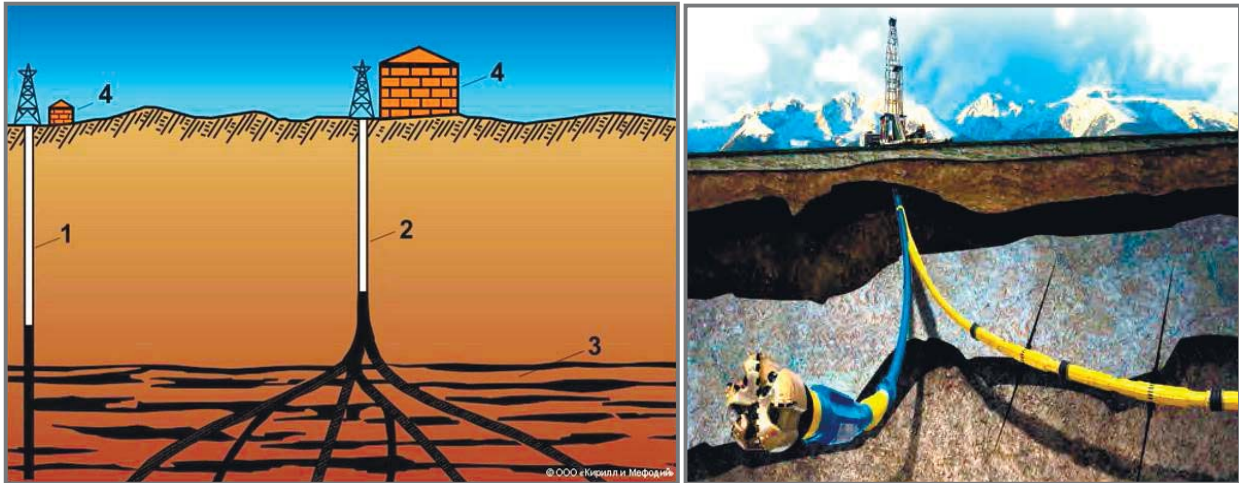


Рис. 7.4 – Технологія багатовибійного буріння свердловин

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 може нести потенційну небезпеку для природного середовища, оскільки метан і нафта можуть потрапити у ґрунтові води, а потім у водозабірні системи питної води. Проте такі можливості не перебільшують загроз від сучасного видобутку традиційної нафти і газу, при якому також масово застосовують гідророзрив пластів.

Другий тип сланцевої нафти (*shale oil*) одержують з горючих сланців – твердої горючої осадової породи органічного походження (залишки тваринного і рослинного походження), які піддалися впливу часу та геологічних факторів. Цю нафту вилучають з розташованої в сланцевій породі особливої речовини – керогену. Така нафта за своїми властивостями (густина, в'язкість) значно відрізняється від легкої традиційної нафти і вимагає додаткової обробки для перетворення її в традиційну нафту.

Кероген – це геохімічно перетворений залишок органічної речовини, органічна частина горючих сланців. Щоб прискорити процес перетворення керогену в нафту, його термічно обробляють, що призводить до його розкладу. Технологія видобування такої нафти поки що досить затратна.

На даний час існує технологія, за якою видобування сланцевої нафти відбувається на поверхні землі (процес лат. *ex situ*). Спочатку видобувають горючий сланець, який потім відправляють на переробні фабрики. Інші технології видобування сланцевої нафти другого типу передбачають нагрівання сланців під землею і відбирання розтопленої нафти через свердловини (процес лат. *in situ*) (рис. 7.5).



Рис. 7.5 – Експериментальна установка фірми Shell для видобування сланцевої нафти *in situ* (тобто, на місці залягання)

Горючі сланці люди використовували з давніх часів. Найдавніші свідчення про видобування сланцевої нафти датовані далеким X століттям. У 1684 р. Англія видала перший патент на технологію видобування нафти із сланців. У 1694 р. в Шотландії почалося промислове використання горючих сланців, там було споруджено фабрику для отримання сланцевого мастила.

У 1771 р. почали досліджувати естонські горючі сланці.

У 1832 р. у Франції було розроблено технологію отримання сланцевого освітлювального мастила, а в 1837 р. на рудниках Аутум (Autun) розпочалося промислове видобування французьких горючих сланців за участі гірників Шотландії та Німеччини. Значного

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

Під час Першої світової війни у 1918 р. на території Естонії почався промисловий видобуток горючих сланців для постачання Петроградського промислового району Росії. У 1924 р. у Таллінні стала до ладу перша теплова електростанція (ТЕС), яка працювала на горючому сланці. Проте в подальшому традиційна нафта та вугілля створювали конкурентні труднощі для сланцевої промисловості. Її поступовий розвиток відбувався лише в Естонії, Росії та Китаї. Після Другої світової війни газ, одержаний з горючих сланців Прибалтійських родовищ використовувався в Санкт-Петербурзі й містах Північної Естонії. У Росії розроблялись також горючі сланці Волзького сланцевого басейну (Кашпирське, Общесиртовське родовища).

Світова енергетична криза 1973 р. тимчасово пожвавила цікавість до горючих сланців. У 1974 р. у колишньому 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 збагачувальні фабрики, з мокрою відсадкою сланцю. 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 р. і становив 47 млн. т, з них більше 70% давала Естонія (решту – Росія, Китай, Бразилія, Австралія). З середини 1990-х рр., а ще активніше з 2005 р. у світі спостерігається зростаючий інтерес до горючих сланців як енергетичної сировини. У 2008 р. сланцева промисловість існує в Бразилії, Китаї, Естонії, Німеччині, Ізраїлі, Росії.

Сучасна сланцева індустрія включає одержання з горючих сланців синтетичного рідкого палива і мастил, використання сланцю як палива для ТЕС, для виготовлення будівельних матеріалів та ін.

Естонія залишається лідером з виробництва рідких палив зі сланцю (70% світового виробництва).

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

Важка нафта. Це нафта з високою в'язкістю та густиною (понад 885 кг/м^3 при 20°C). Характерним є підвищений вміст асфальтено-смолистих речовин, переважання в її складі циклічних вуглеводнів та низький вміст легких 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, вугликислоти, полімерних розчинів, створенням підвищених градієнтів тиску, вирівнюванням профілів приймальності. Для неглибоких 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.

У надрах Землі залягають величезні запаси важкої або, як її ще називають, бітумної нафти, що обумовлює перспективи її майбутнього широкого видобування (рис. 7.6).

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 $892,7 \text{ кг/м}^3$ й іранська нафта густиною $870,3 \text{ кг/м}^3$. У Канаді термін «важка нафта» вживається звичайно для позначення малорухомої і в'язкої нафти густиною понад 934 кг/м^3 .

У 1987 р. 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 ;
- природні бітуми з густиною більше 1000 кг/м^3 .

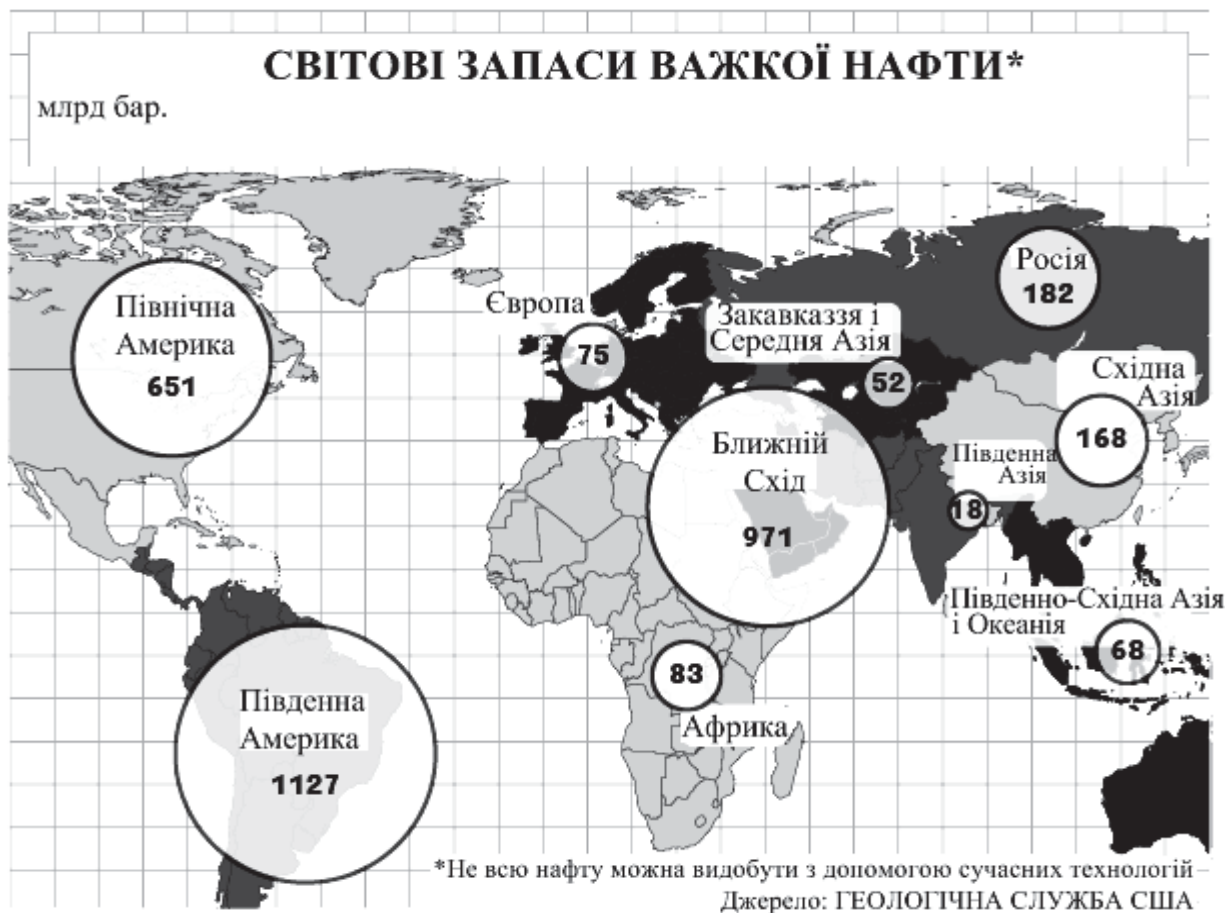


Рис. 7.6 – Розповсюдження важкої нафти у світі

За даними експертів, світові запаси важкої нафти становлять понад 810 млрд. т.

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 навіть сьогодні ще поодинокі. Для прикладу, це нафтова шахта в Республіці Комі (Росія), де нафту добувають шахтним способом з глибини 220 м. Вона побудована в 1930-х роках ув'язненими ГУЛАГу.

Експериментальний видобуток важкої нафти свердловинами, що йдуть під землю під кутом 45° здійснюють сьогодні в Татарстані, РФ (рис. 7.7).

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

Видобуток важких нафт – справа близької перспективи.



Рис. 7.7 – Модель експериментального видобутку важкої нафти свердловинами, що йдуть під кутом 45° (Татарстан, РФ)

Строки широкого освоєння родовищ таких нафт будуть детермінуватися вичерпанням запасів традиційної нафти та створенням нових конкурентоздатних технологій видобутку високов'язких нафт з великою густиною.

7.2. Видобування сланцевого газу

Сланцевий газ (*англ. shale gas*) – це природний газ, що міститься в низькопористих і низькопроникних глинисто-алевритових осадових гірських породах, які у світовій практиці часто називають сланцями. Сланцевий газ містить 95% 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 порах і невеликих порожнинах сланцевого пласта у відносно невеликих кількостях, але за рахунок розтину великих площ системами тріщин можна одержувати значні об'єми такого газу.

Перша комерційна свердловина на сланцевий газ була пробурена в США у Фредонії, штат Нью-Йорк у 1821 р. Вільямом Хартом, який в США вважається «батьком природного газу». Але щоб добути цей газ, потрібно було пробурити велику кількість вертикальних свердловин, кожна з яких давала лише вельми обмежений обсяг газу. Тому довгий час розробка таких родовищ була нерентабельною.

Згадати про сланцевий газ, як і про інші нетрадиційні вуглеводні, змусила нафтова криза 1970-х років, що привело до широких геологічних досліджень і відкриття багатьох нових родовищ (рис. 7.8).

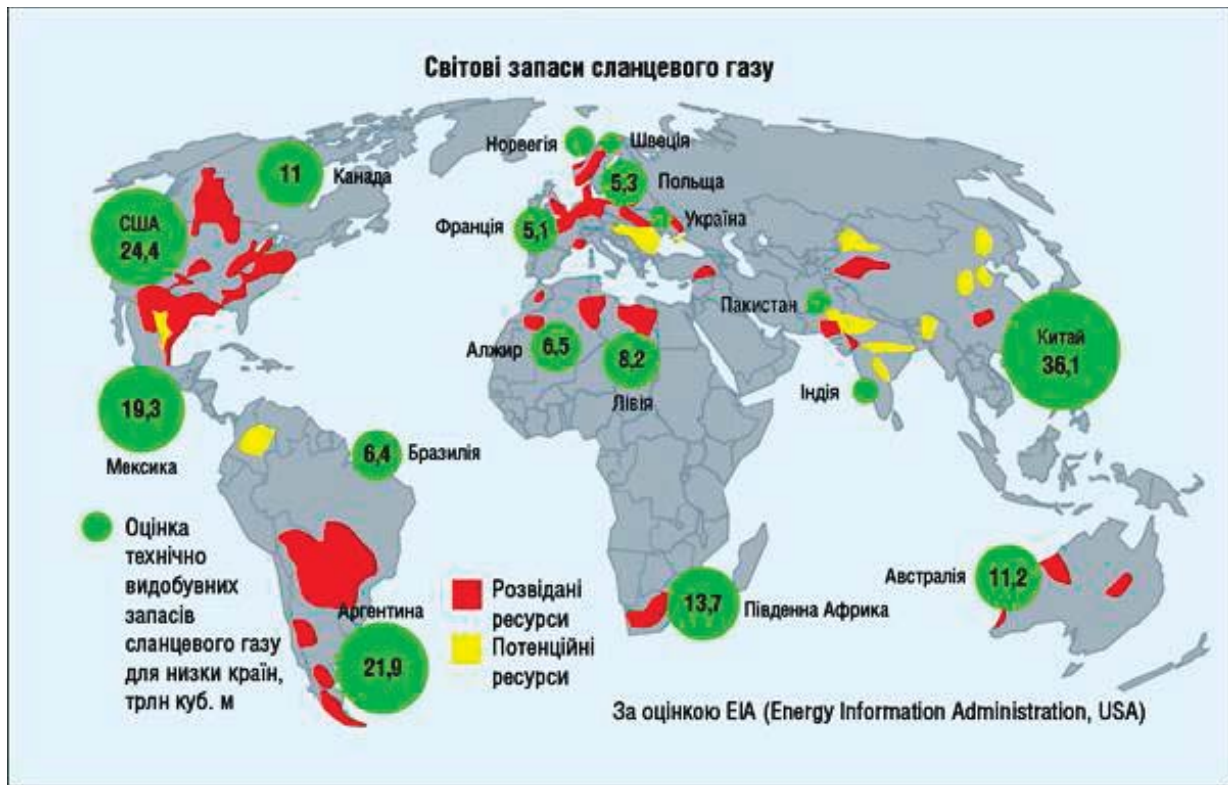


Рис. 7.8 – Розвідані та потенційні запаси сланцевого газу

Існуючі оцінки прогнозних світових ресурсів сланцевого газу мають в значній мірі гіпотетичний характер. Передбачається, що ресурсів сланцевого газу в світі більше, ніж традиційного. Цей висновок базується на аналізі геолого-географічного поширення по континентах порід сланцевої формації (так званих «сланцевих басейнів»). Дуже приблизні оцінки можна робити лише на основі геологічних аналогій з басейнами Північної Америки. Сумарні величини світових ресурсів нетрадиційного газу (вугільний метан, газ зі щільних пісковиків і алевролітів, сланцевий газ) становлять 922 трлн. м³, з яких 460 трлн. м³ (49,9%) припадає на сланцевий газ. Починаючи з середини 1970-х років американський уряд задля забезпечення енергетичної безпеки своєї держави почав широкі дослідження сланцевих покладів, у результаті чого були відкриті колосальні родовища, з котрих найбільшим потенціалом виділяються чотири – Barnett, Haynesville, Fayetteville та Marcellus (рис. 7.9).

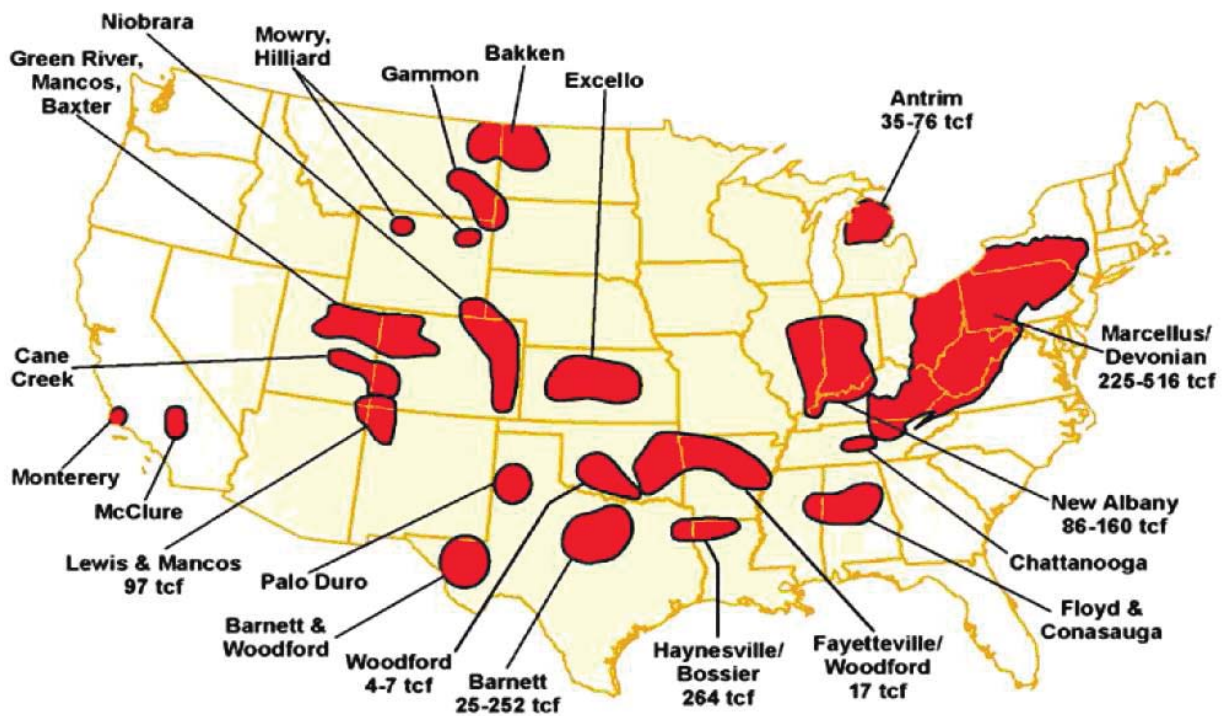


Рис. 7.9 – Родовища сланцевого газу в США

Проте у 1980-х роках енергетична криза пішла на спад, а існуючі технології видобутку, як і раніше, не дозволяли зробити цей процес економічно рентабельним. Технічній революції в газовидобуванні сприяло те, що в США не існує монополії на користування надрами. Окремі приватні фірми в 1990-х роках продовжували дослідження в цьому напрямку. Найбільшою та найуспішнішою з них виявилася заснована в 1989 р. Томом Л. Вордом компанія Chesapeake Energy (штат Оклахома), початковий уставний капітал якої складав лише \$50 тис. Фахівці компанії робили ставку на нові технології, пов'язані передусім з вдосконаленням направлено буріння свердловин (введений вертикально буровий інструмент починали поступово відхиляти, спрямовуючи його в горизонтальне положення). Перша горизонтальна свердловина була пробурена у 1992 р. Спершу цю технологію використовували для видобування звичайного газу та нафти в Техасі та Оклахомі, але із значним здешевленням вартості направлено буріння свердловин (нова техніка, матеріали, системи управління) відкрилась можливість застосовувати цю технологію для видобутку сланцевого газу та нафти. Компанія Chesapeake Energy повернулася до цієї ідеї в середині 1990-х років.

Другим технологічним досягненням, яке значною мірою й визначило феномен «сланцевої революції США» стала нова технологія гідравлічного розриву пласта, яка була доведена до високої ефективності зусиллями передусім підприємця Джорджа Мітчелла та його компанії «Mitchell Energy & Development» (рис. 7.10).

На початку 1980-х Мітчелл став бурити звичайними методами формацію Барнетт (Barnett Shale) у Північному Техасі, яка вважалася у нафтовиків нездоланною. Для забезпечення ефективного припливу газу почав експериментувати з гідророзривом пласта (відомим ще з 1947 р.), вперше зосередившись на дільницях сланцевих покладів. Розроблялись і вдосконалювались нові гідравлічні суміші для гідророзриву (у складі води, піску і хімікатів), а також направлене буріння свердловин, що в поєднанні з гідророзривом порід заклало основи нової промислової технології. Свердловинна розробка сланцевого газу зробила родовище Барнетт одним із найбільш продуктивних у США і відкрила еру сланцевого газу XXI ст.

Після доведеного промислового успіху нової технології Дж. Мітчелл у 2001 р. продав свою компанію корпорації «Devon Energy», яка стала піонером масштабного видобутку й подальшого розвитку технологій сланцевого газу в США. Відмітимо, що Джордж Мітчелл приєднався до ініціативи Ворена Бафіта та Біла Гейтса про передачу половини статків на благодійні потреби й передав у створений фонд понад \$1 млрд. Важливо підкреслити, що тисячі малих інвесторів стали об'єднуватись і споруджувати в Техасі свої свердловини для видобутку сланцевого газу (рис. 7.11), кількість яких у 2009 р. сягала понад 11,8 тис., що вивело США на позицію світового лідера в газовидобуванні (745,3 млрд. м³). Конкурентне середовище, сформоване в США в нафтогазовому бізнесі, дає можливість

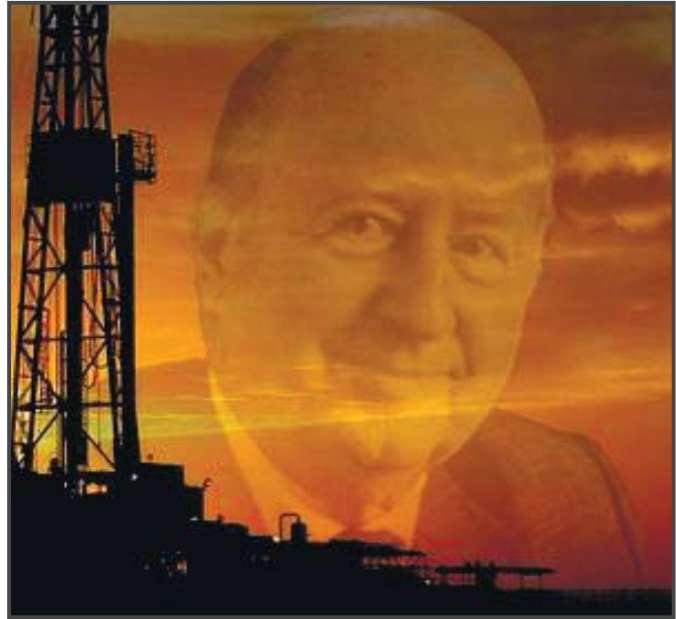


Рис. 7.10 – Провідник американської «сланцевої революції» Джордж Мітчелл

працювати великій кількості малих і середніх нафтогазових підприємств, яких у країні понад 4 тис. і вони найбільш пристосовані для освоєння великих площ сланцевих родовищ.



Рис. 7.11 – Панорама ділянок розробки сланцевого газу в Техасі, США

Основні етапи видобутку сланцевого газу виглядають наступним чином (рис. 7.12, 7.13). Розкриття сланцевого пласта здійснюється направленими свердловинами, пробуреними із земної поверхні. Вибійний двигун проходить вертикальну ділянку до сланцевого покладу (газоносної породи), зазвичай на глибину 2 тис. м і більше та починає керований перехід у горизонтальну площину, розбурюючи 2–3 тис. м горизонтальної свердловини (радіус кривизни свердловини визначається залежно від товщини сланцевого покладу, кута його нахилу, властивостей порід, технологічних можливостей бурильної системи). Щоб запобігти проникненню розчину з хімічними компонентами чи газу до водоносних шарів у свердловину опускають і цементують ізолюючу обсадну колону, яку зазвичай заглиблюють на 500 м. Подальша підготовка до видобутку газу передбачає введення на всю довжину свердловини експлуатаційної колони з наступною її перфорацією. Гідророзрив пласта здійснюють поінтервально, починаючи з донної частини свердловини. При цьому, для обмеження робочого інтервалу свердловини застосовується установка пакера та його опресовка. Кількість рідини розриву, тиск її

нагнітання та розміри утворених тріщин визначають виходячи з попередніх розрахунків відповідно до пластових умов, міцності колекторів тощо. Встановлення пакера поза інтервалом попереднього гідророзриву дає можливість ізолювати уже розкриту ділянку стовбура свердловини й перейти до наступного інтервалу гідророзриву. Після цього знову відбувається вже описаний процес (перфорація колони, гідророзрив відповідної ділянки та її ізоляція пакером) для наступної ділянки пласта (рис. 7.14). Після проведення гідророзривів на всіх заданих інтервалах проводять розбурювання пакерів та освоєння свердловини.

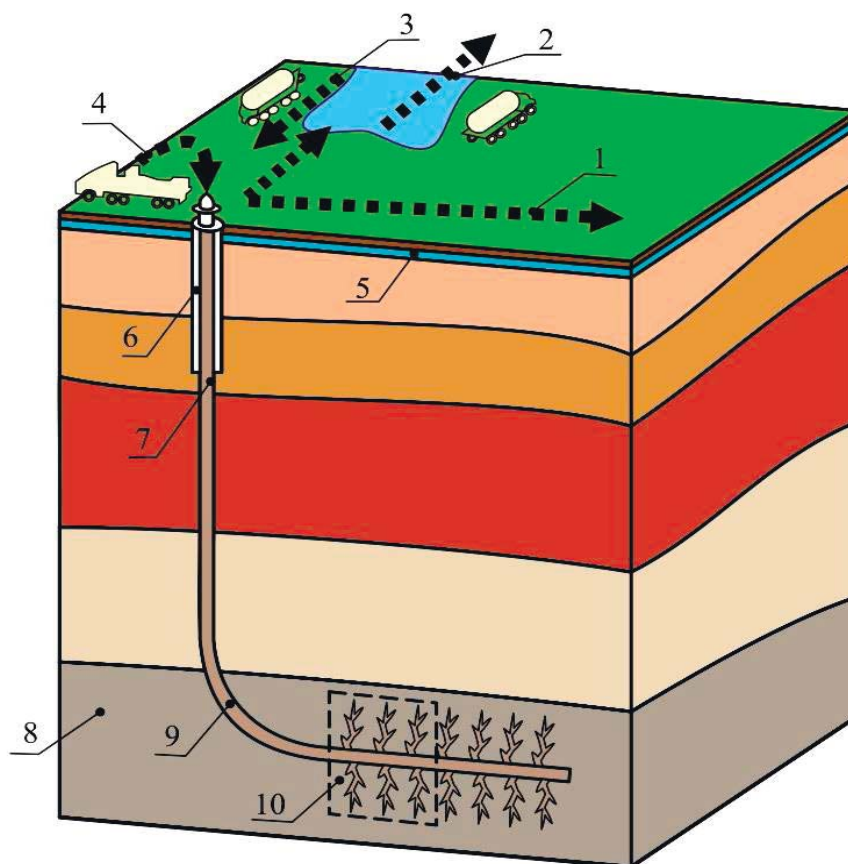


Рис. 7.12 – Технологія видобутку сланцевого газу

- 1 – сланцевий газ; 2 – вода з свердловини; 3 – вода для гідравлічного розриву;
 4 – насос для закачування піску, води і хімічних речовин;
 5 – водоносний шар; 6 – ізолююча обсадна колонна із кількох сталевих труб
 з надміцним матеріалом між ними; 7 – цементна ізоляція; 8 – сланцевий
 пласт; 9 – перехід свердловини з вертикальної ділянки в горизонтальну;
 10 – зона видобутку сланцевого газу*

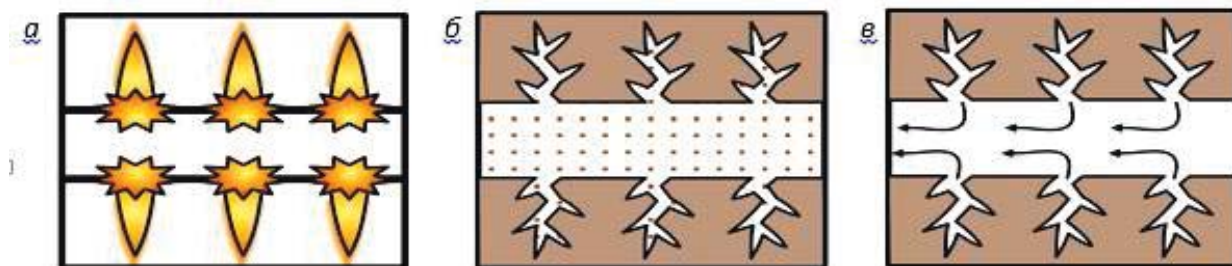


Рис. 7.13 – Схема технологічних процесів видобутку сланцевого газу
а – перфорація колони труб; б – гідророзрив пласта сумішшю води, піску та хімічних речовин; в – вихід сланцевого газу

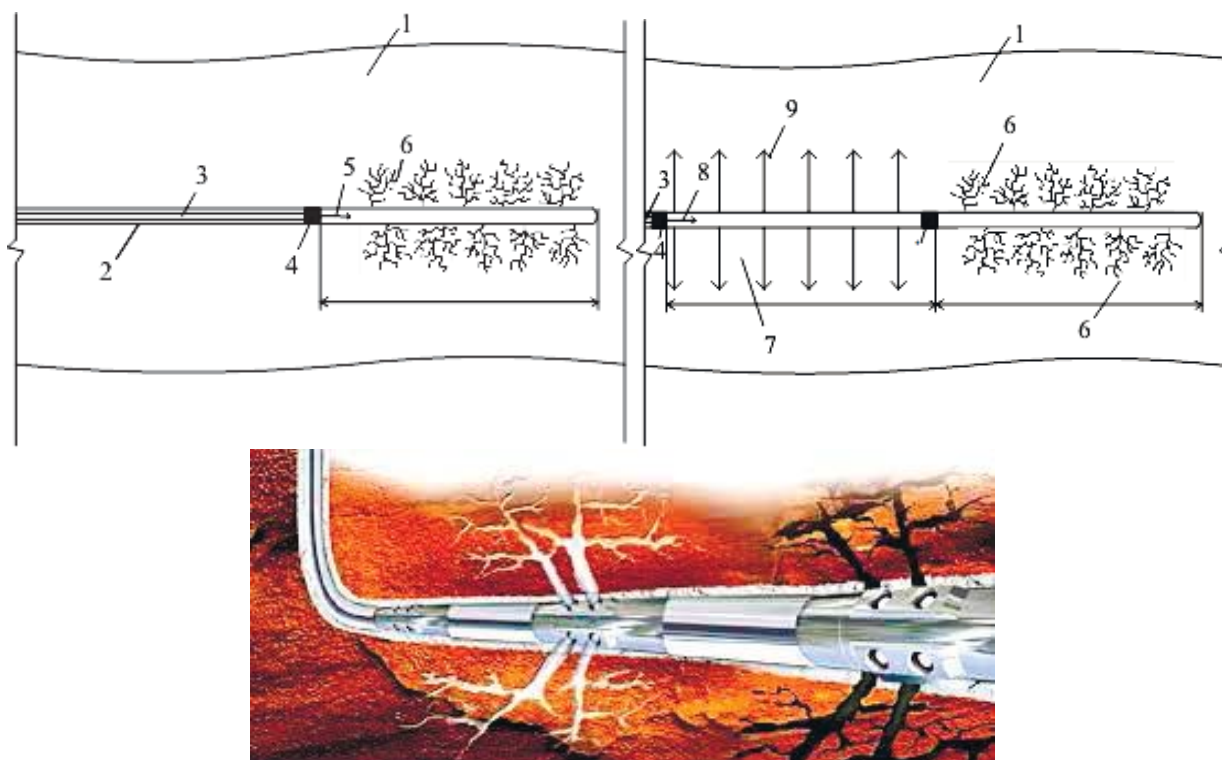


Рис. 7.14 – Поінтервальний гідророзрив сланцевого пласта
1 – сланцевий пласт; 2 – горизонтальна частина свердловини; 3 – насосно-компресорні труби; 4 – пакер; 5 – подача розчину гідророзриву для першої ділянки пласта; 6 – рух рідини розриву й утворені тріщин; 7 – наступна ділянка пласта; 8 – подача розчину гідророзриву для наступної ділянки пласта; 9 – спрямована дія рідини під час гідророзриву пласта.

Газ відводиться через тріщини, які тримаються відкритими завдяки введеним частинкам піску. Накопичений світовий досвід свідчить, що розробка таких родовищ з досягненням економічно рентабельного дебіту може бути досягнутий за умови буріння густої сітки горизонтальних свердловин з подальшим проведенням у них поінтервального багатократного гідравлічного розриву.



Рис. 7.15 – Поверхнєве обладнання для гідророзриву пласта (родовище Баккен, Пінічна Дакота, США)

Серед проблемних питань технології відзначимо:

- вищу вартість буріння горизонтальних свердловин (горизонтальне буріння коштує в середньому в 2,5–3 рази більше від вертикального) і вищу загальну собівартість отриманого газу (в США в 2016 р. вона склала близько \$85 за тисячу кубометрів);
- обмежений термін експлуатації свердловин (зазвичай до 5–6 років);
- більші ризики при оцінці потенціалу родовища, складність побудови його моделі;
- можливі негативні впливи хімічних реагентів при гідророзриві пласта на гідрогеологічне середовище;
- на буріння й експлуатацію горизонтальної свердловини витрачається 7,5–15,1 тис. куб. м³ води, що може мати негативні наслідки для навколишніх водойм, крім того, існують проблеми утилізації відпрацьованої води;
- розвиток «сланцевої технології» видобутку газу потребує змін усталеної інфраструктури й підготовки кваліфікованих кадрів для інноваційних технологій.

Слід зазначити, що активні науково-технічні пошуки, спрямовані на вирішення даних проблемних питань зближують собівартість сланцевого та конвенційного (звичайного) природного газу. Опонентами розробки сланцевого газу акцентується увага до окремих аспектів його видобутку. Особливу небезпеку опоненти вбачають в екологічних небезпеках технології. Проте, за висновками комплексних досліджень Даремського університету (Durham University) *«ймовірність досягнення правильно введеного розчину для гідро розриву через тріщини підземних горизонтів питної води є малоюмовірною,*

якщо наявною є більша за 600 м відстань між водними пластами питної води і зоною видобутку». Більшість європейських зон залягання сланцевого газу є глибшими за американські, вони знаходяться на відстані 1000–1500 м. від водних горизонтів. Інші ризики – неякісне цементування, неефективне управління майданчиком, аварійний викид зі свердловини, відмова елементу системи, неадекватний захист поверхні або підповерхневих шарів – нічим не відрізняються від ризиків традиційного буріння або інших видів видобувної діяльності. Практично недосліджена небезпека – проникнення хімічних речовин ГРП у водоносні горизонти за ефектом Ребіндера.

В європейських країнах присутня постійна активність екологічних груп, що виступають проти видобутку сланцевого газу та нафти (рис. 7.16). При цьому вони майже не виступають проти гідророзривів пластів при традиційному видобутку нафти і газу, а в світі щорічно використовують гідророзрив пласта приблизно на 7 тисячах свердловин традиційного нафтогазовидобування. Це дає підстави підозрювати видобувні нафтогазові компанії і традиційних постачальників вуглеводнів у протидії розвитку «сланцевих технологій» шляхом стимулювання «екологічних активістів».



Рис. 7.16 – Масові екологічні протести проти сланцевого газу та нафти

Україна. Аналіз показує, що найбільш перспективними на сланцевий газ в Україні є Юзівська (Східна Україна) та Олеська площі (Західна Україна), рис. 7.17. Крім того його ресурси прогнозуються в Карпатах, Північному Криму і, можливо, на шельфі Чорного моря. За прогнозами американського геолога С. А. Кристоферсена ресурси сланцевого газу в Донецькому басейні можуть сягати до 51,8 трлн. м³. Якщо прийняти, що видобувні ресурси становлять 20% від загальних ресурсів, то Донецький басейн має потенціал видобувних ресурсів до 10,36 трлн. м³. Розрахунок за

моделями компанії Petrohawk дає близький результат: загальні ресурси сланцевого газу в Донецькому регіоні (Юзівська площа) – від 1,4 до 57 трлн. м³, видобувні – від 0,28 до 11,4 трлн. м³.

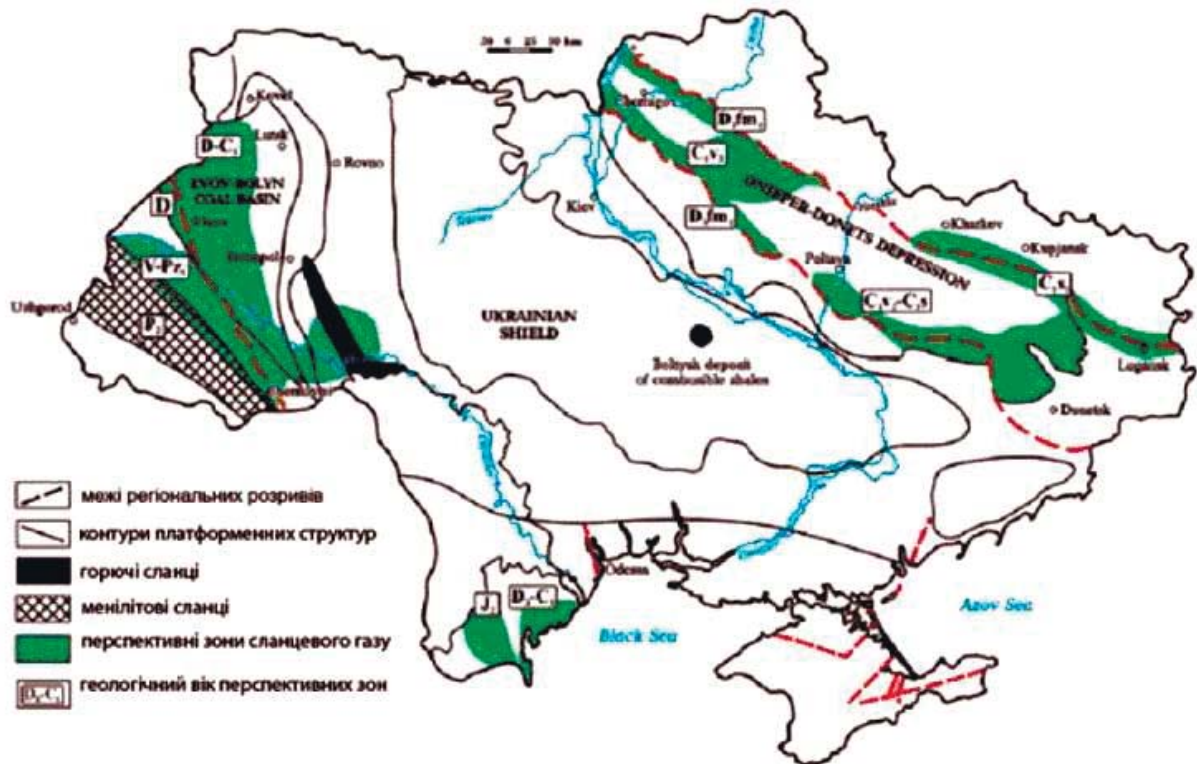


Рис. 7.17 – Перспективні зони сланцевого газу в Україні

За оцінками Адміністрації енергетичної інформації США, опублікованими у червні 2013 р., технічно видобувні ресурси сланцевого газу на території України складають 3,6 трлн. м³ (1,75% світових запасів). У 2011 р. Адміністрація енергетичної інформації США оцінювала українські технічно видобувні ресурси сланцевого газу на рівні 1,2 трлн. м³ (0,6% від оцінених світових запасів), а загальні ресурси – на рівні близько 5,6 трлн. м³. За даними звіту компанії Dixi Group, оцінки ресурсів сланцевого газу в Україні різняться і складають від 5 до 8 трлн. м³, з яких технічно видобувними є 1 – 1,5 трлн. м³.

Науково-дослідний інститут “Науканафтогаз”, що входить в структуру НАК Нафтогаз України, оцінив загальні технічно видобувні ресурси сланцевого газу в Україні на рівні 22 трлн. м³, в т. ч. 14,3 трлн. м³ в східному регіоні, 3,4 трлн. м³ в західному регіоні та 4,3 трлн. м³ – в південному регіоні. За оцінкою керівника центру нафтогазогеологічних досліджень Науканафтогазу Сергія Вакарчука, для комерційного видобутку можуть бути доступні в 3–4 рази менші

обсяги сланцевого газу. Це ставить Україну на третє місце в Європі за обсягами резервів цього типу вуглеводнів після Польщі і Франції.

За повідомленнями інформаційних інтернет-агентств, хронологія розвитку подій по сланцевому газу України виглядає наступним чином:

2006 р. Підписано договір між англо-голландською компанією Shell і ДК «Укргазвидобування» щодо двох проектів з пошуку і видобутку сланцевого газу.

2007 р. ці ж дві компанії затверджують угоду про пошуки і видобуток сланцевого газу в Дніпровсько-Донецькій западині.

2010 р. Україна видає ліцензії на розвідку сланцевого газу компанії Shell і американській компанії Exxon Mobil.

2011 р., вересень – підписано угоду з компанією Shell про буріння на газ у Харківській області на шести ділянках загальною площею 1 300 км². Інвестиції в проект передбачені в обсязі \$800 млн.

2012 р., травень – стали відомі переможці конкурсу по розробці Юзівської (Донецька область) і Олеської (Львівська область) газових площ. Ними стали компанії Shell і Exxon Mobil, відповідно. Було заявлено, що промисловий видобуток на цих ділянках може початися в 2018 – 2019 рр.

2012 р., жовтень – компанія Shell почала буріння пошукової свердловини Біляївська-400 поблизу села Веселе Первомайського району Харківської області.

2013 р., січень – у Давосі (Швейцарія) за участю президента України між англо-голландською компанією Shell і українською «Надра Юзівська» підписано угоду про розподіл продукції від видобутку сланцевого газу на Юзівській ділянці в Харківській і Донецькій областях.

2013 р. листопад – американська компанія Chevron починає роботи на Олеській ділянці (Львівська та Івано-Франківська області). Початок буріння першої свердловини очікувалося в липні 2014 р.

2014 р., 1 квітня – на свердловині Біляївська-400 на глибині понад 4 тис. м проведений гідророзрив пласта і отримані перші кубометри газу щільних пісковиків України. Про дебіти газу не повідомляється.

У березні 2014 р. Shell і найбільша українська газовидобувна держкомпанія «Укргазвидобування» в рамках договору про спільну діяльність завершили буріння другої розвідувальної свердловини

Ново-Мечебилівська-100 в Близнюківському районі Харківської області.

У 2014 р., з початком агресії Росії на Сході України, компанія Chevron вийшла з проекту з видобутку сланцевого газу. Chevron остаточно закрила своє представництво в 2015 р.

2014 р., 13 травня – сепаратистський рух «Юго-Восток» прийняв офіційну резолюцію про суверенітет і організацію державного управління донецької та луганської народних республік. В оприлюдненій «Дорожній карті незалежності» окремим пунктом 3.9 значиться: «Заборона на видобуток сланцевого газу».

У березні 2015 р. компанії Shell та «Укргазвидобування» повідомили про намір припинити дію договору про спільну діяльність, який передбачає пошук, розвідку та видобуток вуглеводнів на території Харківської області. Зокрема, йдеться про закриття свердловин «Беляївська-400» і «Ново-Мечебилівська-100». Причиною дипломатично названа недостатня економічна доцільність подальшого розвитку проекту.

У жовтні 2015 р. «Надра Юзівська» оголосила конкурс на залучення нового інвестора для реалізації проекту. 27 липня 2016 р. стало відомо, що перемогу в конкурсі здобула зареєстрована в Нідерландах компанія «Yuzgaz B.V.» («Юзгаз»), оскільки «запропонувала найбільш привабливу програму геологорозвідувальних робіт на ділянці».

7.3. Розробка родовищ газогідратів

Історія проблематики газогідратів як вуглеводневої сировини. 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 до звичайного льоду. Вперше газогідрати були відкриті англійським хіміком Гемфрі Деві в 1810 р. У 1888 р. 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 маловивченими. У 1934 р. Е.Г. 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 гідрату газу, який транспортується. Інтерес до газогідратів різко зріс. Потрібно було детально дослідити умови утворення газогідратів, створити ефективні засоби виключення ускладнень при транспорті газу. Дослідження цих проблем 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 планети, атмосфери та гідросфери Землі, але були невідомі.

Перше припущення про існування газогідратних покладів в районах вічної мерзлоти Канади в 1943 р. зробив Д. Катц, професор Мічиганського Університету, проте довести їх наявність бурінням свердловин тоді не вдалося. У 1946 р. аналогічне припущення було висловлено професором Московського нафтового інституту ім. І.М. Губкіна Стрижовим І.М., проте доказової бази не було наведено. У 1963 р., коли в Росії (Якутія) була пробурена Мархинська свердловина глибиною 1850 м, яка на глибині 1450 м розкрила шар 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.

Історичні відомості, які наводить в своїх роботах український вчений-геолог, академік НАН України Є.Ф. Шнюков свідчать, що в Чорному морі в 1920 – 1930-х роках 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 – поодинокі явище, відоме ще з античних часів.

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. І.М. Губкіна. Отримані результати, які було викладено на науковій конференції молодих нафтовиків в Москві в квітні 1965 р., показали можливість утворення гідратів в пористих

середовищах в реальних кернах і стали обґрунтуванням існування газогідратних покладів в надрах землі.

Після комплексної міжнародної експертизи, 24 грудня 1969 р. Комітетом у справах винаходів і відкриттів СРСР було засвідчено, що автори Ю.Ф. Макогон, Ф.А. Требін, А.А. Трофимук, Н.В. Черський, В.Г. Васильєв зробили відкриття, яке визначається наступною формулою: *«Експериментально встановлена раніше невідома властивість природних газів утворювати в земній корі за певних термодинамічних умов поклади в твердому газогідратному стані»*. Після доповіді на 11-му Міжнародному Газовому Конгресі в червні 1970 р. про результати лабораторних і промислових досліджень, відкриття одержало широкий міжнародний резонанс. Незабаром в ряді країн були створені національні програми досліджень і освоєння гідратних покладів.

У 1969 р. почалася розробка Мессояхського родовища в Сибіру (Росія), де вперше вдалося вилучити природний газ безпосередньо з гідратів. Станом на 1990 р. на Мессояхському родовищі видобуто до 36% природного газу від загального обсягу газогідратних покладів родовища. У 1998 р. в Канаді на суші (дельта річки Макензі в північно-західній частині) пробурена свердловина, де на глибинах 819–1111 м виявлено пласт гідратів метану потужністю 110 м. Ця свердловина уперше виявила гідрати метану і супутній їм «вільний газ» на глибині нижче рівня вічної мерзлоти. У 2012 р. японське судно «Тікю» виконало буріння експериментальних свердловин глибиною 260 м нижче океанського дна, здійснивши у 2013 р. перший видобуток метану морських газогідратів біля берегів Японії. У травні 2017 р. з'явилося офіційне повідомлення геологічної служби міністерства земельних і природних ресурсів КНР про «історичний прорив» у цій галузі. Зазначається, що з родовища газогідратів на глибині 200 м, що знаходиться під шаром води 1200 м, за тиждень було отримано 120 тис. м³ газу з вмістом метану 99,5%.

На межі XX – XXI ст. розвіданість ресурсів гідратів метану була ще досить фрагментарною, проте початок XXI ст. привів до більш системних і широких геологічних досліджень морського дна, що виявило значний потенціал газогідратних ресурсів. Світові запаси морських гідратів переважно приурочені до донних і піддонних покладів невеликої глибини залягання, оскільки вони характерні для материкових і острівних схилів до підніжжя і глибин внутрішніх і окраїнних морів. Сумарні запаси метану газогідратів на порядок

перевищують відомі запаси конвенційних (звичайних) родовищ природного газу й у перспективі являють собою найпотужніше джерело мінеральних енергоресурсів. Наразі лише частина цих родовищ, зосереджених вздовж берегової смуги материків, може розглядатися як потенційно-промислові (рис. 7.18).

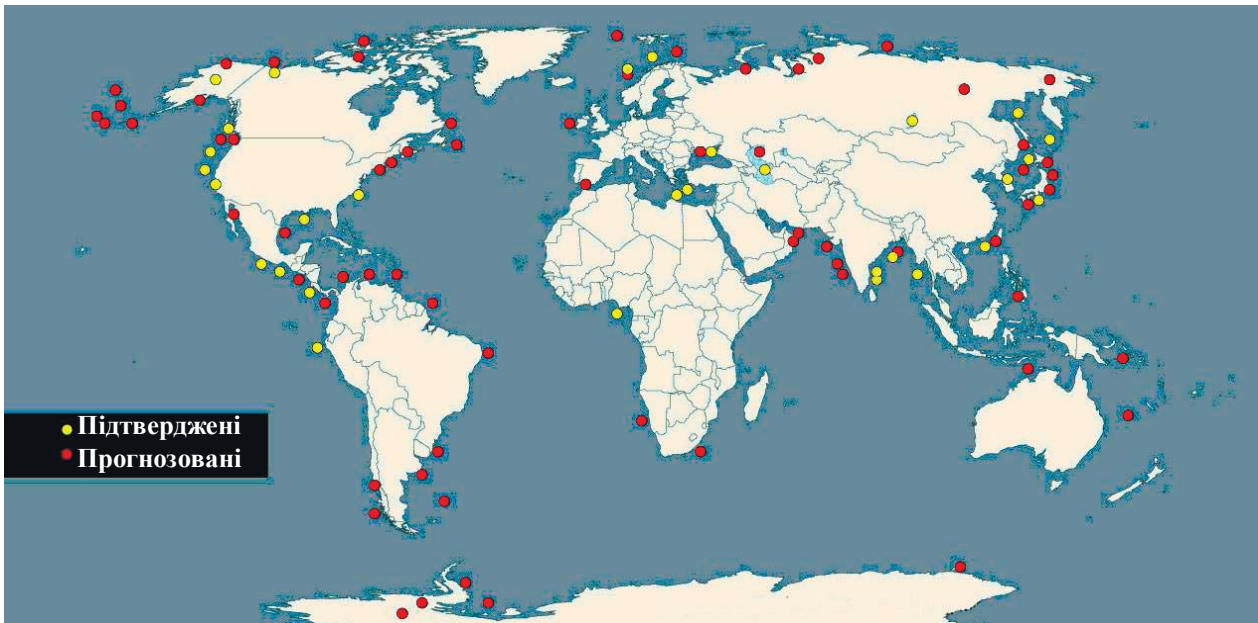


Рис. 7.18 – Підтвержені та прогнозні родовища метаногідратів Світового океану

Питання енергетичної безпеки України значною мірою пов'язане з нарощуванням видобутку газу українських родовищ, до числа яких можуть бути залучені розвідані поклади донних газогідратів Чорного моря (рис. 7.19). За прогнозними оцінками ресурси метану в родовищах газогідратів тільки поблизу українського Криму оцінюються в 20–25 трильйонів м³ (загальні запаси в покладах Чорного моря – 45–60 трильйонів м³). Наприкінці 1993 р. уряд України затвердив програму «Газогідрати Чорного моря», проте падіння економіки 1990-х років і латентні впливи основного постачальника газу в Україну призвели до гальмування запланованих дослідних і проектних заходів. У період з 2002 по 2011 рр. українськими й німецькими дослідниками були проведені чотири морські експедиції, які підтвердили наявність родовищ, отримали перші зразки газогідратів, оцінили вміст газових сумішей і умови розробки покладів. Хоча детальні дослідження потенційних районів

видобутку в Україні знаходяться лише в початковій стадії, вони підтверджують високий потенціал українських родовищ газогідратів.

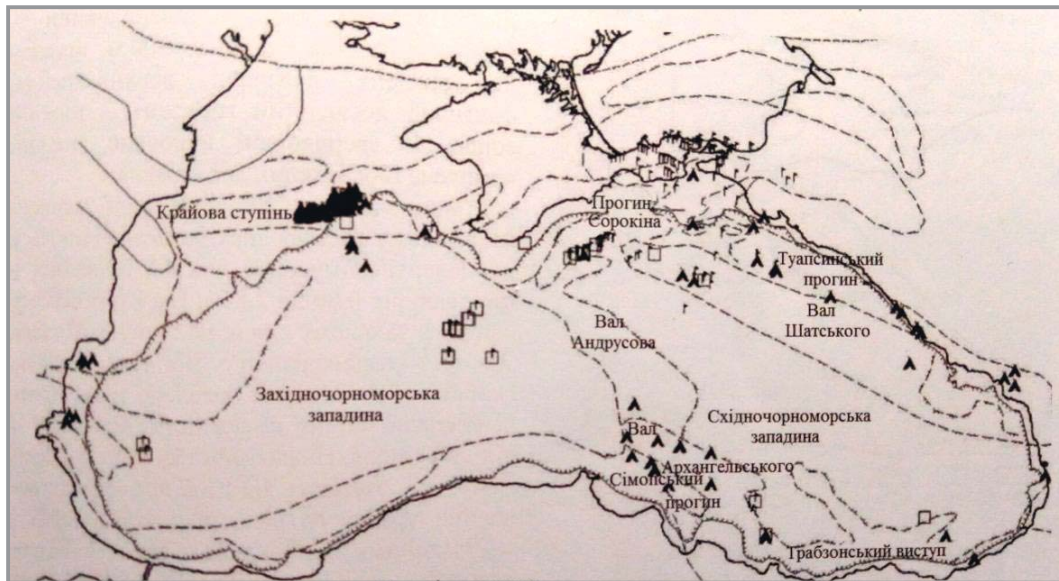
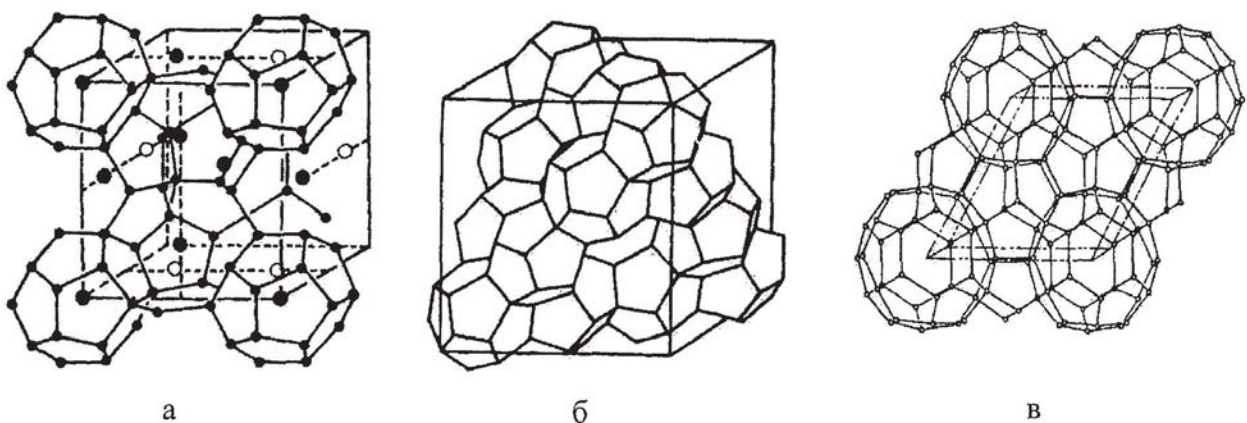


Рис. 7.19 – Підтвержені та прогнозні родовища метаногідратів Чорного моря (за Є. Шнюковим)

Гідратотвірними 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 (рис. 7.20). Найчастіше ця ґратка природного «горючого льоду» складається із шести молекул води й однієї молекули метану, який знаходиться там у стисненому вигляді (до 25 МПа).



**Рис. 7.20 – Типи кристалічних ґраток газових гідратів
а – КС-I, б – КС-II, в – КС-III**

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 $M \cdot nH_2O$, де M – молекула газу.

Назву «клатрати» (від лат. *clat (h) ratus* – «заточений за ґрати, посаджений у клітку»), було дано дослідником Пауеллом в 1948 р. 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 Штакельберга і Мюллера, робіт Полінга та Клаусена.

Газогідрати представлені переважно кригоподібною масою у вигляді пластин завдовжки до 7 см, дрібними сірими кристалами розміром до 1–3 см (рис. 7.21). За зовнішнім виглядом гідрати можуть бути схожі на пухкий сніг з жовтуватим відтінком.



Рис. 7.21 – Метан у вигляді газових гідратів («Горючий лід»)

Газогідрати мають такі хімічні формули:

- для метану й етану $CH_4 \cdot H_2O$ і $C_2H_6 \cdot 8H_2O$;
- для пропану та бутану $C_3H_8 \cdot 17H_2O$ і $C_4H_{10} \cdot 17H_2O$.

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 підвищенні температури та зменшенні тиску газогідрати розкладаються на газ і воду з поглинанням великої кількості тепла. На діаграмі «тиск – температура» (рис. 7.22) показано фазовий стан газогідратів.

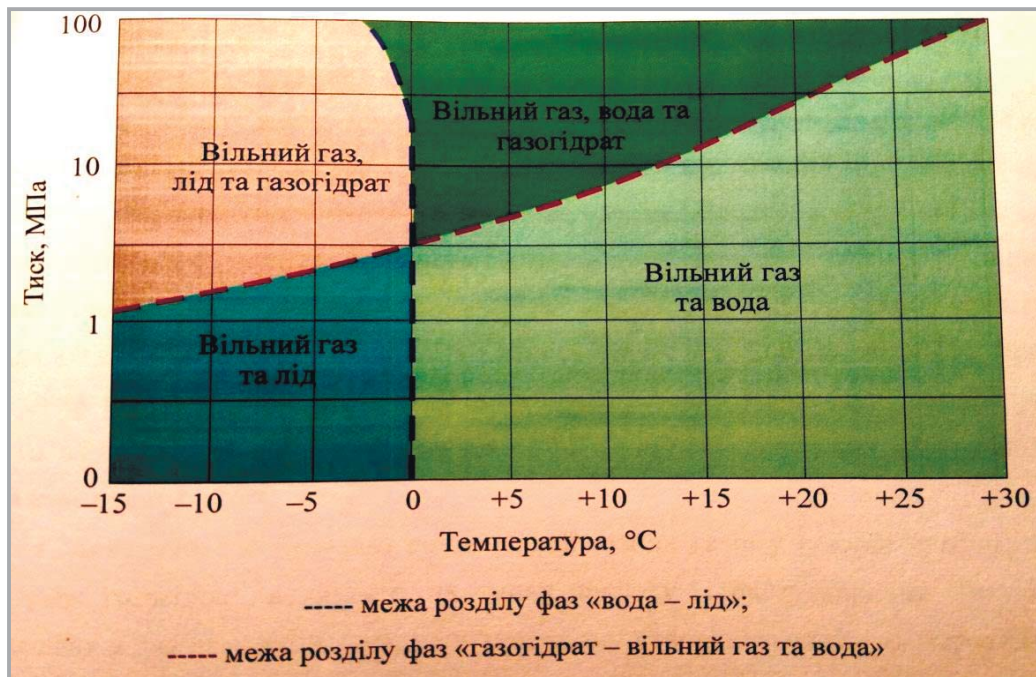


Рис. 7.22 – Фазова діаграма гідрату метану

Класифікація форм залягання газових гідратів (за Е.О. Максимовою):

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 – породоподібний поклад.

V тип – брекчієва структура.

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

Способи розробки морських газогідратів. Визначальним питанням для успішного освоєння морських родовищ є розробка ефективної й надійної технології видобутку метану. Чимало країн світу прийняли національні програми з дослідження метаногідратів.

Так, Конгрес США в 1999 р. навіть затвердив «Акт про широко-масштабні пошуки і освоєння газогідратів на суходолі та в морі», а Японія в 2013 р. отримала перший промисловий газ з морського газогідратного родовища, проте економічно рентабельної технології розробки метаногідратних покладів поки що не створено. Більш того, значна частина морських родовищ принципово не може бути ефективно освоєна за сучасного рівня технічного розвитку. Це потребує висунення й апробації нових наукових ідей, методологічних підходів, конструктивних і технологічних рішень для формування широкого інноваційного середовища, з якого вийдуть рішення проблеми газогідратів.

Сьогодні відомі наступні технології видобутку метану з газогідратів:

– депресивний спосіб полягає в штучному зниженні тиску або розгерметизації пласта газогідрату нижче рівноважного за допомогою відкачування води зі свердловини. На це доводиться витратити 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 в 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.

Значні 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 гідратоутворення, 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.

Залежно від місця розташування газогідратного покладу (рис. 7.23) дослідниками запропоновані різні технології видобутку метану газогідратів. Ми розглянемо лише найбільш характерні з них з метою окреслити ті системні особливості існуючих способів розробки, які створюють значні ризики інвестицій у видобуток метану газогідратів і, за інерцією розвитку технічної думки, можуть гальмувати поступ видобувних технологій. Дамо також авторське бачення найбільш перспективних напрямків розробки. Зазначимо також, що переважна більшість розглянутих способів існує лише у вигляді ідей, винаходів чи проектних розробок, а експериментальне впровадження знайшли лише поодинокі спроби видобутку, зокрема ті, що поєднують свердловинний видобуток конвенціонального природного газу з одночасною дисоціацією газогідратного покладу, що перекриває газову зону (див. рис. 7.23, перший тип).

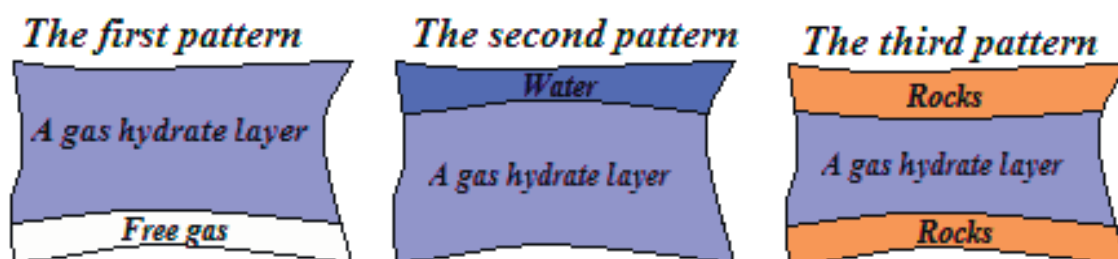


Рис. 7.23 – Можливе розташування газогідратного покладу

Перший тип – у товщі порід з зоною вільного газу в підлошві газогідратного пласта, другий тип – на донній поверхні, третій тип – у товщі гірських порід морського дна

Найбільш сприятливими умовами розробки є наявність метанового родовища під газогідратним покладом (див. рис. 7.23, перший тип), причому звичайне свердловинне розкриття родовища й видобуток природного газу змінює гідростатичний тиск і фазову рівновагу газогідрату, що призводить до вивільнення з нього метану, який відкачується тими ж свердловинами. Цей спосіб знайшов експериментально-промислове застосування (зокрема, японськими компаніями) завдяки мінімізації ризиків видобутку з огляду на наявність конвенціонального родовища природного газу (вивільнений метан газогідратів тут розглядається як супутній і додатковий продукт). Проте розвідані лише поодинокі родовища з подібними геологічними умовами, що вже сьогодні мають перспективу промислового освоєння.

У переважній більшості випадків газогідратні поклади не мають у підосві пласта вільного газу (див. рис. 7.23, другий і третій типи). Для морської розробки пласта газогідрату, розташованого в товщі гірських порід, основним принципом видобутку є підведення теплоносія або хімічного реагенту до продуктивної зони газогідратного покладу, що викликає його дисоціацію за рахунок хімічних реакцій (приміром, заміщення метану вуглекислим газом) або порушення фазової рівноваги в бік розкладання газогідрату на газ і воду при підвищенні температури. Розробку здійснюють бурінням з морських платформ чи суден у газогідратний пласт вертикальних свердловин з наступним нагнітанням теплоносія чи реагенту. Метан, вивільнений в локальній зоні потрапляння теплоносія, разом з водою по трубах відкачують на морську платформу (судно), де газ відділяють і накопичують.

Недоліком способів є значні витрати, пов'язані з морським бурінням свердловин, зокрема необхідністю постійної присутності морської платформи або судна, складного бурового обладнання, оснащення свердловин нагнітальною та відвідною трубами, збільшеною енергоємністю розробки. При цьому обсяги отриманого газу з однієї свердловини не можуть бути значними, оскільки процес дисоціації йде лише в локальній зоні пласта, до якої подається теплоносій (реагент), а швидкість вивільнення метану сповільнюється вже на відстані 2–3 м від місця виходу теплоносія. Частина вивільненого метану завжди буде прориватися у водний простір і втрачатися.

Для розробки газогідратних покладів, що залягають на донній поверхні (іноді під шаром мулу) запропоновані способи, в яких куполоподібний відкритий знизу уловлювач продуктів розкладання газогідратів (УПГР) опускають на тросі з борту плавзасобу на морське дно з газогідратними відкладеннями (рис. 7.24).

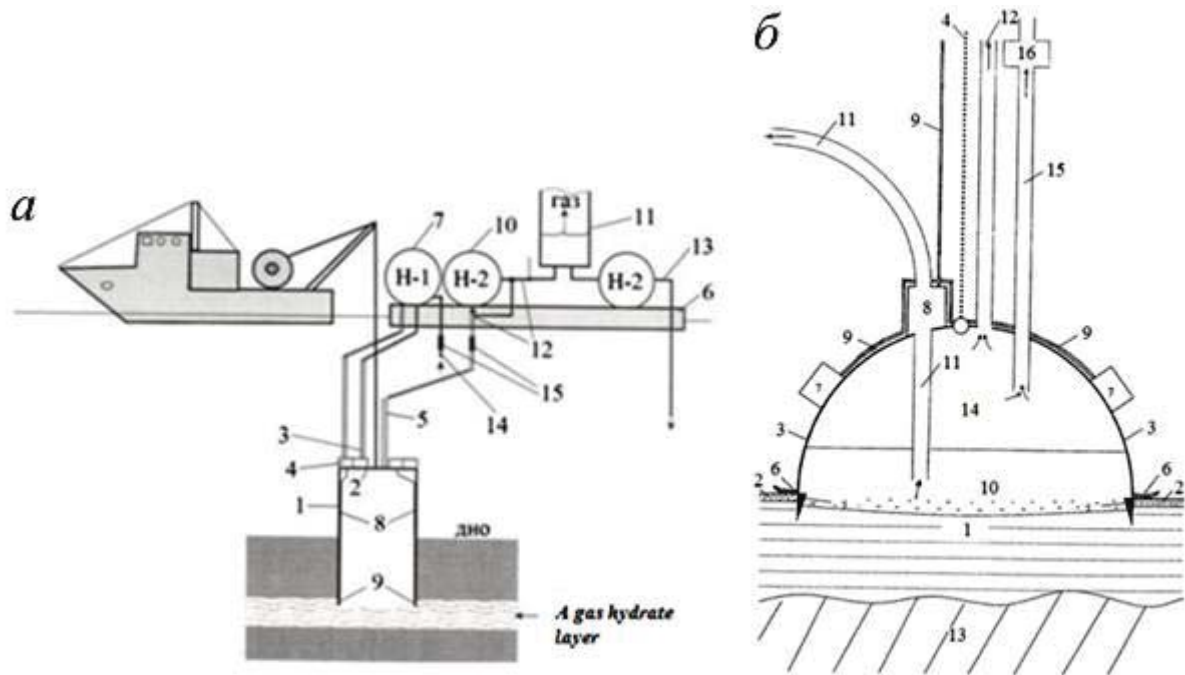


Рис. 7.24 – Способи розробки донних газогідратів з використанням газозбірних конструкцій

а) – принцип теплової дисоціації:

1 – уловлювач продуктів розкладання газогідратів (УПГР); 2 – верхня торцева поверхня; 3 – труби для розподілу та подачі води; 4 – баки для води; 5 – труби для відбору суміші газу і води, що виділяється; 6 – платформа; 7 – насос; 8 – тонкі труби; 9 – гідранти-форсунки; 10 – насос; 11 – бак-роздільник для газу; 12 – система труб; 13 – трубопровід для закачування води на глибину; 14 – труби для закачування води з шару води з низьким вмістом газу; 15 – односторонні клапани;

б) принцип дисоціації зниженням гідростатичного тиску:

1 – газогідратний поклад; 2 – донні відклади; 3 – випуклий уловлювач продуктів розкладання газогідратів; 4 – причіпний пристрій для опускання УПГР; 5 – нижній край уловлювача; 6 – еластичний фартух; 7 – електровібратор; 8 – електронасос; 9 – електрокабель; 10 – морська вода з донними відкладами і мінеральною частиною газогідратів; 11 – гнучка труба; 12 – гнучка труба, що виходить з верхньої частини корпусу УПГР; 13 – підшва газогідратного пласта; 14 – середня частина УПГР; 15 – окрема гнучка труба; 16 – насос, розташований на верхньому кінці окремої труби

Технологією передбачається, що гострий край уловлювача самозаглиблюється в донний ґрунт під дією власної ваги, забезпечуючи герметизацію. Далі можуть використовувати два принципові підходи. Згідно з першим, електронасос, встановлений на корпусі уловлювача, відкачує з під уловлювача морську воду, змінюючи гідростатичний тиск і фазову рівновагу газогідрату, що призводить до вивільнення газу, який відкачується з купола уловлювача. Згідно з другим підходом, до закритого торця уловлювача підведені труби для подачі теплоносія та відкачування утвореної водо-газової суміші. Розмив донних відкладень здійснюють системою труб, які прокладені по внутрішній стороні уловлювача до його кромки.

Недоліком цих способів є обмежена невеликими розмірами куполоподібного уловлювача зона дисоціативного впливу на газогідратний поклад, що суттєво знижує обсяги можливого видобутку газу. Крім того, постійна необхідність роботи плавзасобу, висока матеріаломісткість конструкції уловлювача та складність обладнання негативно впливають на собівартість видобутого газу.

Таким чином, можна зазначити особливості (характерні недоліки), що притаманні найбільш поширеним підходам до розробки як поверхневих, так і глибинних газогідратних покладів:

- потреба в постійному використанні морських платформ чи суден;
- забезпечення дисоціації газогідрату лише в локалізованій зоні пласта й вивільнення тим самим невеликих об'ємів газу, що транспортуються разом з водою;
- циклічність ведення морських видобувних і підготовчих робіт, причому обмежені в часі цикли видобутку чергуються з тривалими підготовчими циклами (пересування по дну уловлювачів, буріння вертикальних свердловин, монтаж обладнання тощо);
- потрапляння частини вивільненого газу у водний простір і втрати метану.

Більш продуктивним, таким, що долає більшість зазначених недоліків, може стати аналог технології розкриття покладів сланцевого газу, коли в продуктивному пласті бурять горизонтальні протяжні свердловини, через які здійснюють гідророзрив пласта і вилучення газу з великих площ і масивів (рис. 7.25).

Слід зазначити, що фізико-хімічні й механічні властивості газогідратного та сланцевого пластів значно різняться й процеси їх поведінки після гідророзриву не можуть бути повністю подібні (ефект

руйнування метаногідратного покладу навряд чи можливо підтримувати тривалий час).

Є також значний ризик виходу великої кількості газу за короткий проміжок часу після гідророзриву, при цьому значна частина вивільненого метану через тріщини в породах покрівлі по всій зруйнованій площі пласта вийде у воду й буде втрачена, не виключений і різкий викид газу з наслідками вибуху.

Більш ефективним і менш ризикованим підходом до розробки морських газогідратів бачаться розроблені в КШ ім. Ігоря Сікорського способи видобутку метану газогідратів, що передбачають одночасну дисоціацію великих площ газогідратного покладу, цілеспрямованого виводу значних обсягів вивільненого метану у водний простір і уловлення його під розлогим газозбірним екраном з подальшим транспортуванням донними газопроводами (рис. 7.26, 7.27).

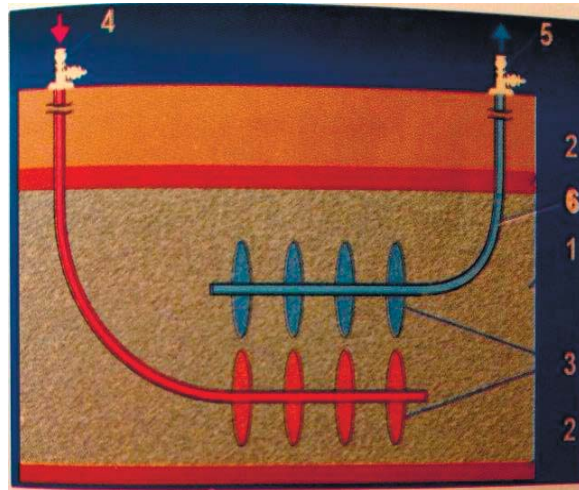
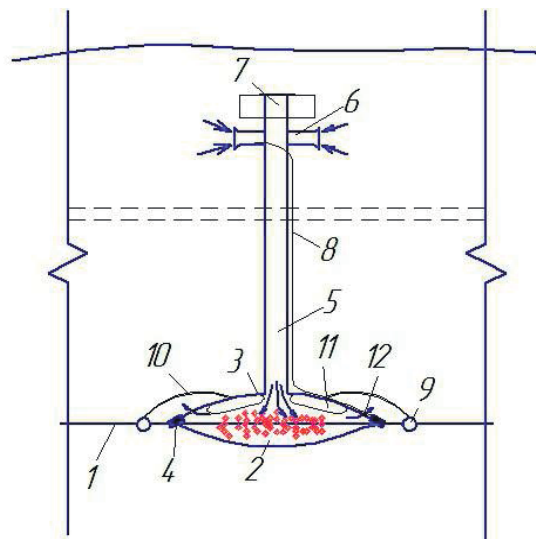


Рис. 7.25 – Спосіб розробки газогідратного родовища шляхом використання гідророзриву

- 1 – шар газового гідрату;
- 2 – непроникні породи;
- 3 – утворені тріщини гідророзриву;
- 4 – нагнітальна свердловина;
- 5 – обладнання для відбору газу;
- 6 – експлуатаційна свердловина



- 1 – поверхня дна;
- 2 – підготовче газогідратне поле;
- 3 – екран;
- 4 – якоря;
- 5 – легка труба;
- 6 – помпи;
- 7 – попливок;
- 8 – електрорабедель;
- 9 – трубний газопровід;
- 10 – гнучкий газопровід;
- 11 – газова лінза;
- 12 – вікна для виходу холодної води.

Рис. 7.26 – Схема екранованої розробки поверхневих покладів з вертикальною організацією подачі теплоносія

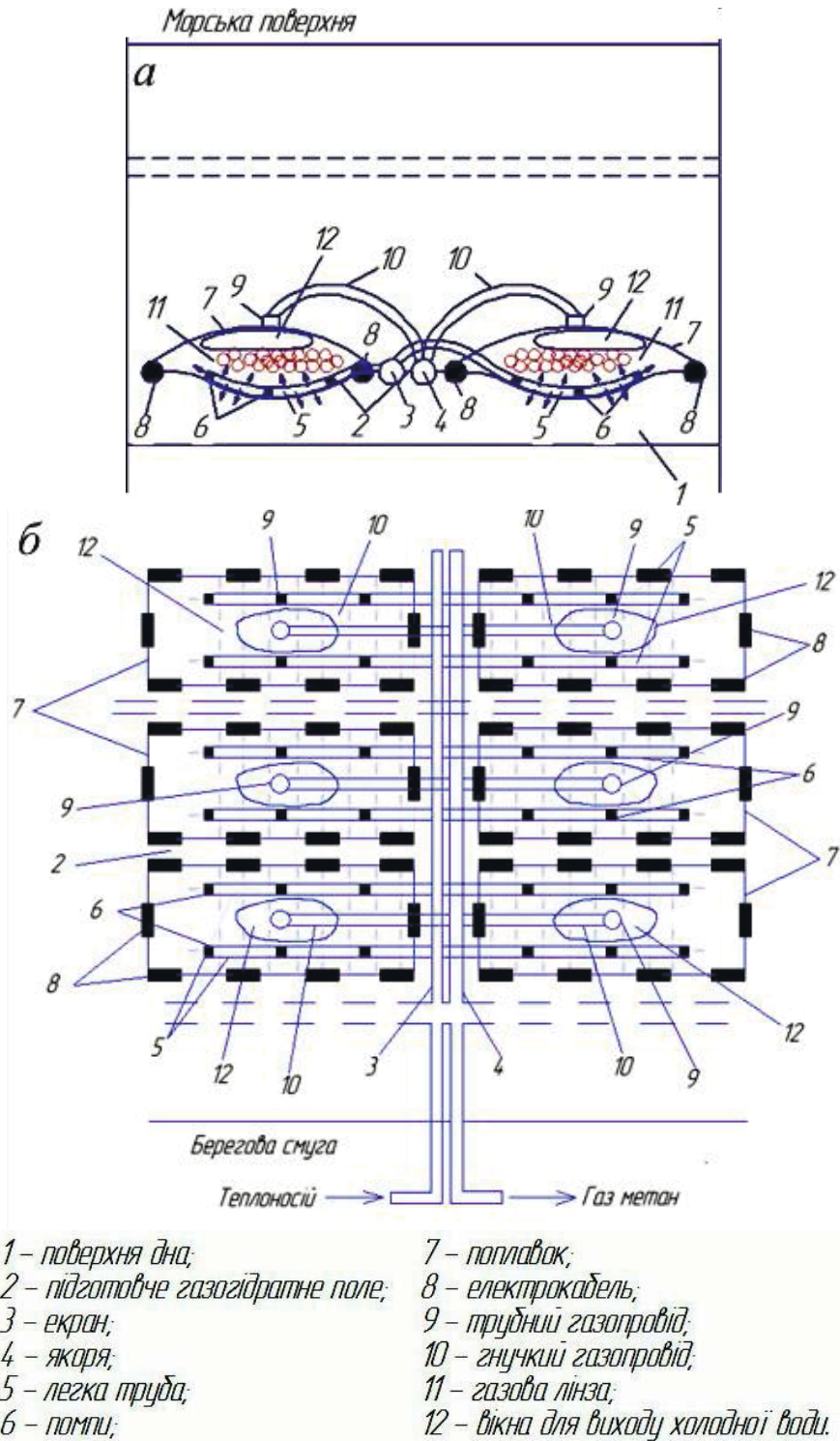


Рис. 7.27 – Схема екранованої розробки поверхневих покладів газогідратів

а – розріз, б – план

Згідно з розробленим способом (рис. 7.27 *а*), від берегової смуги вздовж продуктивної ділянки донного газогідратного покладу 1, проводять по дну стаціонарні трубопроводи із замкненим кінцем –

теплопровід 3 для подачі теплоносія (який покритий теплоізоляційним матеріалом) та – газопровід 4 для відведення газу. Гнучкі перфоровані труби 5, під'єднують до теплопроводу 3 і розміщують перпендикулярно теплопроводу на поверхні 2 газогідратного покладу 1, прижимаючи їх до дна вантажами 6. Плавзасобами до місця розробки газогідратного покладу 1 доставляють еластичні оболонки 7, які оснащують по контуру якорями 8 (наприклад, сталевими брусками в карманах оболонки) і послідовно погрузають на дно одна біля одної, накриваючи ними гнучкі перфоровані труби 5. В середині газозбірної оболонки знаходиться отвір з муфтою 9 (може оснащуватися фільтром, що пропускає газ і не пропускає воду), до якої приєднують гнучкий газопровід 10, що підключають до стаціонарного газопроводу 4. На час транспортування та монтажу обладнання можуть бути задіяні плавзасоби, підводний модуль, водолази (не показано). Після монтажу обладнання в теплопровід 3 подають теплоносій (наприклад, гарячу воду з теплоцентралі, або морську прибережну воду, температура якої може на 15–200 °С перевищувати температуру донного газогідрату). Теплоносій під заданим тиском потрапляє в гнучкі перфоровані труби 5, розмиває поверхню газогідратного покладу, витісняє природну холодну воду з під оболонки, формуючи розподілене теплове поле. В зоні розмиву газогідрату 11 відбувається процес дисоціації, а вивільнений газ накопичується в покрівлі газозбірної оболонки у вигляді потужних лінз 12, з яких його відводять гнучким газопроводом 10 до стаціонарного донного газопроводу 4 і транспортують споживачу.

Розмив донних відкладень здійснюють струменями теплоносія, який подають гнучкими перфорованими трубами, що притиснуті до дна й приєднані до прокладеного по дну теплопроводу, чим забезпечується одночасна дисоціація великих площ поверхні газогідратного покладу (стаціонарним теплопроводом під значним тиском можуть подаватися великі обсяги теплоносія, які розподіляються гнучкими перфорованими трубами на велику площу донних відкладень).

Газозбірну конструкцію виконують як екрануючу еластичну оболонку, яку закріплюють на поверхні газогідратного покладу якорями, розміщеними по контуру оболонки, чим забезпечується накопичення вивільненого газу під газозбірним екраном у вигляді потужних газових лінз та подальше відведення метану. Одночасно оболонка виконує роль обмежувача для розповсюдження теплоносія, який витісняє природну холодну воду з під оболонки в проміжки між

якорями. Формування необхідного теплового поля під оболонкою виключає зворотне зв'язування отриманого газу в газогідрат.

Послідовне розміщення еластичних газозбірних оболонок забезпечує протяжну систему екранування поверхні газогідратного покладу й одночасне збирання великих об'ємів вивільненого газу. Важливим є також те, що морські плавзасоби застосовуються лише під час підготовчих робіт (монтаж газозбірних екранів, трубопроводів тощо), а під час тривалої експлуатації покладу задіяне лише берегове обладнання.

Для родовища, значно віддаленого від берегової смуги, для якого подача теплоносія трубою з берега призведе до суттєвих втрат енергетичного потенціалу, може застосовуватись подавання теплої води верхніх морських шарів вертикальною пластиковою трубою, оснащеною поплавком (див. рис. 7.26).

Як зазначалося вище, найбільш перспективними є газогідратні поклади, розміщені в непроникній товщі гірських порід морського дна, де може бути застосований спосіб гідророзриву пласта (див. рис. 7.25). На відміну від відомих рішень, пов'язаних зі значними ризиками гідророзриву газогідратного пласта, автори пропонують руйнувати гідророзривом гірські породи його покрівлі, чим забезпечувати вихід через утворені тріщини вивільненого метану у водний простір, де він буде уловлюватися еластичними оболонками розлогого газозбірного екрану. Залежно від гірничо-геологічних умов свердловини гідророзрив може проходити на сполученні газогідратного покладу й порід покрівлі або в товщі останньої, виходячи із завдання більш інтенсивно зруйнувати породи покрівлі й утворити тріщини в газогідраті. Для перетворення метаногідратів у газ тут може використовуватись як процес розгерметизації, так і забезпечення сталої дисоціації газогідратного покладу шляхом подачі свердловиною теплоносія. Значну перспективу розвитку запропонованого способу являє використання хвильових технологій для дисоціації метаногідрату. Як і для поверхневого покладу (див. рис. 7.26, 7.27) вивільнений метан накопичують під еластичними газозбірними оболонками й донним газопроводом транспортують на берегові газорозподільні станції.

Запропоновані способи видобутку газу з донних газогідратів розкривають нову концепцію екранованої розробки родовищ, яка змінює усталені підходи локальних впливів на продуктивний пласт. Традиційна для фізико-хімічних способів розробки корисних копалин

свердловинна технологія, розглядається авторами як надійний засіб для дисоціації великих площ газогідратних покладів, але навряд чи вона зможе стати засобом ефективного вилучення (транспорту) вивільненого метану. Саме тому треба піти альтернативним шляхом. Те, чого завжди намагалися уникнути (апріорі безуспішно), а саме – потрапляння вивільненого метану у водний простір, треба зробити метою основного етапу технології розробки, зробивши цей процес керованим і стабільним. Підготовчий етап повинен включати створення газозбірних екранів з еластичних оболонок, що покривають великі площі донної поверхні над покладом, збирають і накопичують вивільнений метан газогідратного родовища. Далі передбачається стале відведення отриманого природного газу з під численних оболонок у донний трубопровід і транспортування метану на берегову газорозподільну станцію й далі – споживачам.

Особливостями нового підходу є одночасна дисоціація газогідрату на великій площі газогідратного родовища й стале вивільнення сумарно значних (достатніх для успішної промислової розробки) обсягів метану без загрози вибухового ефекту інтенсивного розкладу газогідрату. Значна економія ресурсів зумовлена безлюдним способом експлуатації покладу (усі витрати й трудові ресурси зосереджені на підготовчому етапі монтажу обладнання), а також відсутністю в період видобутку метану високовартісних у використанні морських суден і платформ.

Розробка й обґрунтування параметрів способу екранованої розробки покладів газогідратів може відкрити нові перспективи для освоєння українських родовищ газових гідратів Чорного моря.

Дослідження газогідратів Чорного моря в Україні. За аналітичними даними Національного інституту стратегічних досліджень, у 1988–1989 рр. експедиціями Міністерства геології і Академії наук СРСР були виявлені поклади газогідрату метану на шельфі Чорного моря. За прогнозними підрахунками об'єм метану в цих покладах оцінювався в 100 трлн. м³. З цих покладів на частку України припадає близько 25 трлн. м³ метану в газогідратних пластах, розташованих вздовж Південного берега Криму, зокрема у западині Сорокіна, глибина якої 2000 м. На дні Чорного моря газогідратні поклади розташовані на глибині 300–1000 м, а під його дном в середньому на глибинах від 400–500 м до 800–1000 м.

У 1993 р. Кабінет Міністрів України постановою «Про пошуки газогідратної сировини в Чорному морі і створення ефективних

технологій її видобутку і переробки», підтримав розроблену українськими науковцями програму «Газогідрати Чорного моря». Через відсутність фінансування в 1990-х рр. виконання програми обмежалося лише кількома експедиціями і лабораторними дослідженнями, тому мало обмежені практичні результати.

Інститут геологічних наук НАН України й Відділення морської геології та осадового рудоутворення (керівник – Євген Шнюков) провели низку експедицій і досліджень, в результаті яких в донних шарах Чорного моря були виявлені концентрації метану та струменеві метанові газовиділення, які вказують на наявність газогідратів. Було також виявлено перспективні для видобутку газогідратів структури, з'ясовано фізико-хімічні особливості формування газогідратів, створено комплекс спеціалізованої геофізичної апаратури для пошуку газогідратів а також розпочато будівництво науково-дослідного судна.

Вивченням покладів газогідратів в Україні активно займаються також Інститут біології південних морів імені О.О. Ковалевського НАН України спільно з Центром морських екологічних наук Бременського університету (MARUM), якими було проведено 4 спільних морських експедицій в 2002, 2007, 2010 і 2011 рр. Дослідження проводилися поблизу грязьових вулканів в западині Сорокіна неподалік від Севастополя. Аналіз відібраних проб осадових відкладів підтвердив наявність газогідратів. Аналіз газу відібраних проб продемонстрував, що головним компонентом газової суміші був метан, а також в незначних кількостях містилися діоксид вуглецю, етан і пропан.



Рис. 7.28 – Експедиція на судні MARIA S. MERIAN досліджує газогідрати Чорного моря, 2013 р.

У 2011 р. експедиція на судні Meteor здійснила тестове буріння в осадових покладах Чорного моря за допомогою спеціального обладнання (Drill Rig MeVo). Максимальна глибина буріння склала 19 метрів. Було пробурено 52,15 м з відбором керну осадових порід загальною довжиною 40 м. У відібраних зразках породи (керні) була зафіксована наявність газогідратів. В українській частині Чорного моря були відібрані проби поверхневих придонних порід і підтверджено наявність газогідратів в западині Сорокіна та в районі Керченської протоки.

Дослідження газогідратів Чорного моря проводяться також за проектом SUGAR – Submarine Gas Hydrate Reservoirs, започаткованим в 2008 р. в Німеччині, який координується Інститутом морських досліджень Лейбніца в Кілі (Leibniz Institute of Marine Sciences). Так, з грудня 2013 р. по січень 2014 р. відбувалися експедиції судна MARIA S. MERIAN для дослідження покладів газогідратів в районі дельти Дунаю (рис. 7.28).

У результаті геофізичних досліджень на схилі північно-західного шельфу Чорного моря (акваторія палеodelьти Дніпра) встановлені розмір і потужність донних газогідратонасичених відкладень, запропоновано місце розташування першої дослідно-промислової свердловини. В Одеській «Академії холоду» розроблено перспективну технологію видобування метану з газогідратів, а також інноваційний проект «Метан – з газогідратів Чорного моря».

На сьогодні за оцінками науковців, запаси природного газу в покладах газогідратів української акваторії Чорного моря становлять 45–75 трлн. м³.

Екологічні аспекти. У процесі видобутку метану з морського дна існує реальна небезпека підняття газогідратних мас на поверхню, що може призвести до вибухового виділення газу. За однією з вірогідних версій, саме такий підйом газогідратного пласта став причиною вибуху і руйнування платформи Deepwater Horizon у квітні 2011 р. Деякі фахівці взагалі радять не чіпати газогідрати, оскільки це може призвести до значних викидів в атмосферу метану, який є у 20 разів сильнішим парниковим газом, ніж діоксид вуглецю. Якщо метан із газогідратів з-під води у великій кількості потрапить до атмосфери, то процес парникового ефекту та руйнування озонового шару піде більш швидкими темпами.

Учені широко обговорюють гіпотезу про можливе вивільнення гідрату метану при підвищенні температури через глобальне

потепління (так звана гіпотеза «клатратної рушниці»). Виділення метану викличе подальше потепління та ще більше вивільнення метану. Зупинити цей процес буде неможливо, і в результаті глобальне потепління може викликати глобальну екологічну катастрофу.

Прикладом негативних наслідків видобутку газогідратів слугують аварії під час науково-дослідних експедицій. Так, наприклад, у 1989 р. компанія «Сага петролеум АС» при бурінні свердловини на півночі Норвезького моря із цієї причини зазнала збитків у розмірі 90 млн. доларів. Саме вивільнення великої кількості газу зі скупчення газогідратів у морських донних осадах, на думку низки дослідників, призвело свого часу до руйнування видобувних платформ у Північному і Каспійському морях.

7.4. Видобуток метану вугільних пластів

Метан вугільних пластів (*англ. methane of coal deposits*), 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 у відкритих і закритих каналах і порах. Вміст газу метану 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 р.

У США активне видобування шахтного метану почалось після ухвалення у 1980 р. закону про альтернативні види палива, яким надавалася податкова знижка (tax credit), що дорівнює приблизно \$15–20 на умовну тонну видобутого або використаного нетрадиційного газу.

Промислове видобування шахтного метану в США розпочалося у 1984 р., коли з 284 свердловин було отримано 280 млн. м³ газу. У 1997 р. число пробурених свердловин досягло 7300, а об'єм видобування склав 32 млрд. м³. У 2000 р. число пробурених

свердловин дорівнювало 8000, а об'єм видобування склав 35 млрд. м³. На вугільних родовищах США, переважна частина газу отримується за рахунок застосування методів інтенсифікації припливу, зокрема методу гідророзриву пластів. З полів діючих шахт США видобувається і використовується 1,8 млрд. м³ газу.

Уже в 1992 р. технологія видобування шахтного метану досягла такого високого рівня, що його собівартість стала в 2–3 рази нижчою за собівартість видобування природного газу. Основна частина вугільного газу в США видобувається на вугільних родовищах, де видобуток вугілля не проводиться або й зовсім не передбачається. Для запобігання шкідливому впливу на навколишнє середовище викидів метану із закритих шахт організовано його видобуток і подачу в газопроводи або використання як палива для котелень чи енергоустановок.

Позитивний багаторічний досвід утилізації метану із зупинених шахт накопичений у Франції. Останніми роками успішний комерційний видобуток газу із закритих шахт здійснюється у Німеччині. Шахтні методи дегазації метану широко застосовуються в Німеччині, Великобританії, Австралії та інших країнах. У Польщі, Чехії, Китаї широко ведуться роботи з використання метану як у процесі видобутку вугілля в шахтах, так і на розвіданих вугільних родовищах.

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 Китаю становлять 25–30 трлн. м³, США – 8,5–14 трлн. м³, Австралії – близько 6,0 трлн. м³, ФРН – 3–4 трлн. м³, України – 2,5–3,0 трлн. м³, Великобританії – 1,9–2,8 трлн. м³, Польщі – 1,6–2,0 трлн. м³.

Газ вугільних родовищ в Україні. В Україні метаноносність кам'яного вугілля Донецького та Львівсько-Волинського басейнів коливається в межах 0,5–25 м³/т. Ресурси метану в розвіданих кондиційних вугільних пластах до глибини 1800 м становлять 0,45–0,55 трлн. м³. У вмісних породах акумульовано в 1,5–2 рази більше вуглеводневих газів, ніж у вугільних пластах, тобто в них не менше

1,5–2,0 трлн. м³ метану. Таким чином, вугільні родовища України містять близько 2,5–3,0 трлн. м³ метану. За іншими оцінками, ресурси метану у вугільних пластах діючих шахт Донбасу становлять 0,491 трлн. м³; ресурси метану у вугільних пластах за межами полів діючих шахт – 0,592 трлн. м³; ресурси вільного метану у вмісних породах – 3,77 трлн. м³. Загалом запасів метану понад 4,0 трлн. м³.

До останнього часу видобування метану вугільних пластів в Україні зумовлювалося лише вимогами техніки безпеки. Метан видобувається системами підземної і поверхневої дегазації через свердловини, пробурені в підземних гірничих виробках та з поверхні землі.

У 1980-ті роки в Донецькому вугільному басейні дегазація здійснювалася на 115–120 шахтах із 272. Ефективність видобування метану тут не перевищувала 25%. Із щорічно видобутих 800 млн. м³ метану використовувалося не більше 10%, переважно для шахтних котелень (рис. 7.29).

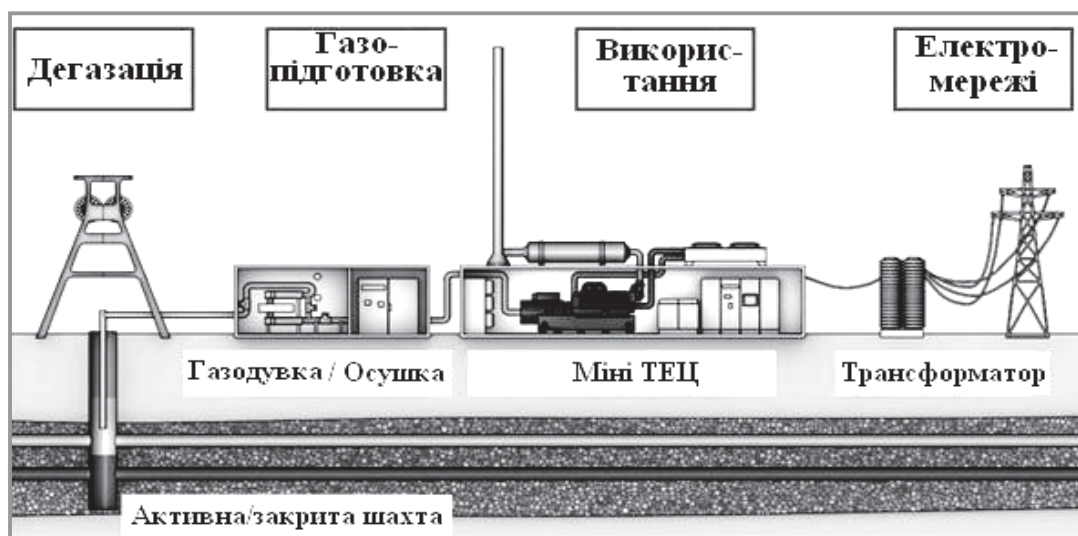


Рис. 7.29 – Схема установки для використання метану

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.

Видобування і використання газу вугільних родовищ. Незважаючи на значні запаси метану у вуглегазових родовищах, видобування 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. Збільшення частки видобутку газу вугільних родовищ 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.

В Україні є позитивний досвід по вилученню і використанню метану на вугільних підприємствах. Наприклад, на шахтах Трудівська та ім. Засядька застосовуються попередня (з поверхні) і супутня (з виробок) дегазація і використання метану, головним чином, для автотранспорту із застосуванням установок «Сінекс», побудовані і експлуатуються когенераційні електростанції потужністю 36 МВт електроенергії і 35 МВт – теплової енергії. Ці шахти повністю забезпечені власною електроенергією.

7.5. Підземна газифікація вугілля

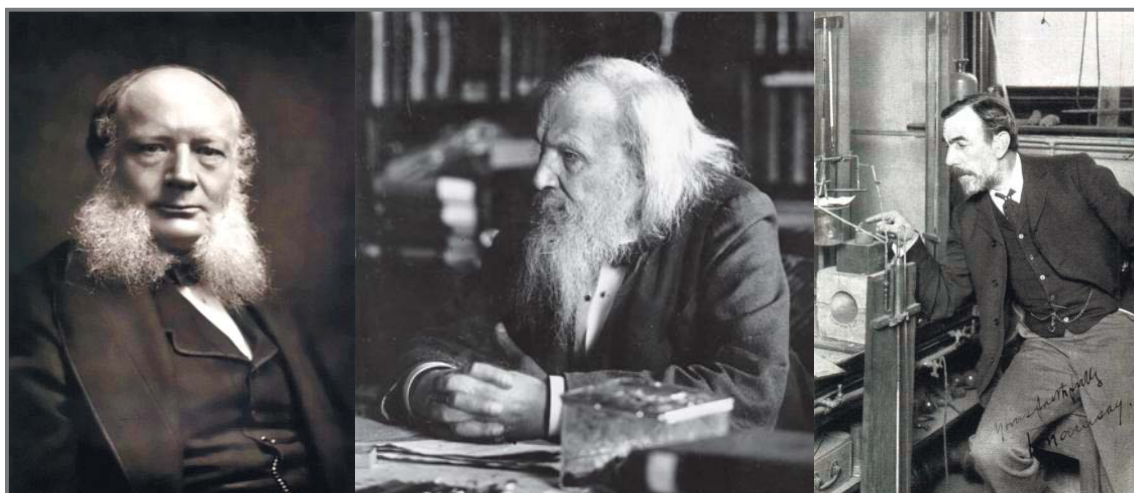
Історичний екскурс. Попередником технічної ідеї підземної газифікації вугілля (ПГВ) була технологія газифікації вугілля на заводах світильних газів. З кінця XVIII ст. вулиці Лондона вже освітлювались світильниками, що використовували штучний газ, отриманий під час переробки кам'яного вугілля на газових заводах. У 1868 р. німецький і британський інженер Карл Вільгельм Сіменс висунув ідею про можливість підземної газифікації вугілля на місці його залягання, подібно до процесів газифікації на газових заводах¹.

¹ Siemens C.W. On the regenerative gas furnace as applied to the manufacture of cast steel // J. Chem. Soc. Vol. 21 – 1868, pg. 279 – 310.

К.В. Сіменсу належить ціла низка значних технічних винаходів, зокрема регенеративної металургійної печі, яка в подальшому відкрила шлях мартенівському виробництву. Отримав від британської королеви Вікторії посвяту в лицарі. Карл Сіменс був рідним братом Вернера фон Сіменса, засновника славнозвісної фірми «Siemens AG».

Незалежно від Сіменса цю ідею на початку 1880-х років¹ сформулював і розвинув російський хімік Дмитро Менделєєв, який прийшов до неї, досліджуючи методи боротьби з пожежами вугільних пластів на шахтах Донецького вугільного басейну. Вчений запропонував керувати процесом горіння пластів і продуктивно використовувати виділені гази. Вбачаючи значні перспективи цього способу, Менделєєв писав: «Настане, імовірно, з часом навіть така епоха, що вугілля з землі виламувати не будуть, а там, в землі його зуміють перетворювати на горючі гази й по трубах будуть їх розподіляти на далекі відстані». Він же сформулював і загальне технічне рішення задачі: «Пробуривши до пласта кілька отворів, один з них слід призначити для введення, навіть вдування повітря, інший для виходу, навіть викачування (приміром інжектором) горючих газів, які потім легко вже провести навіть на далекі відстані до печей».

Перший у світі офіційний патент на спосіб підземної газифікації вугілля отримав 1909 р. у Великій Британії американець Алан Беттс. У 1912 р. видатний шотландський хімік Вільям Рамзай² запропонував перший проект підземної газифікації вугілля, проте реалізувати його на практиці не вдалося – технічна задача виявилася набагато складнішою від загальних уявлень про її вирішення (рис. 7.30).



**Рис. 7.30 – Творці ідеї, перших наукових обґрунтувань і технічних проектів підземної газифікації вугілля:
К. Сіменс, Д. Менделєєв, В. Рамзай**

¹ Зазначене датування зроблене на основі записників Д. Менделєєва, перша його публікація на цю тему вийшла в 1888 р.: Менделєєв Д.И. Будущая сила, покоящаяся на берегах Донца // Северный вестник. – 1888. – № 8–12.

² У 1904 році Рамзаю була присуджена Нобелівська премія з хімії «на знак визнання відкриття їм в атмосфері різних інертних газів і визначення їх місця в періодичній системі» (ще один зв'язок з працями Д. Менделєєва).

Перші в світі промислово-дослідні роботи з підземної газифікації кам'яного вугілля були проведені 1933 р. в Україні на Лисичанській станції «Підземгаз» (проект 1928 р.), проте перша схема газифікації виявилась невдалою. Отриманий досвід дозволив знайти раціональну схему підпалення пласта й успішно використати її на станції в Горлівці, де 1935 р. вдалося отримати стійке газоутворення. Це стало можливим завдяки розробці групою колишніх студентів Донецького вуглехімічного інституту П. Скафи, В. Матвєєва та Д. Філіппова за підтримки проф. І. Коробчанського та В. Крима так званого «поточного» методу газифікації.

Протягом кількох десятиріч в Україні функціонували три станції підземної газифікації – Лисичанська, Горлівська та Синельниківська, що дозволило накопичити значний науково-технологічний досвід ведення робіт (зокрема, у 1954 р. був успішно здійснений перший у світі гідравлічний розрив вугільного пласта), доказало можливість управління процесами ПГВ та доцільність подальшого розвитку цього напрямку. Слід зазначити, що деякі проблеми технології, зокрема відносно низька теплотворна спроможність отриманого генераторного газу – до 3–4 МДж/м³, тривалий час не знаходили прийняттого вирішення. У 1960-х роках розпочалося широке освоєння газових родовищ Західного Сибіру і дешевий газ, що надійшов у європейську частину колишнього СРСР, призвів до втрати промислового інтересу до підземної газифікації вугілля.

Технологічний рівень ХХІ ст. відкрив новий етап розвитку ПГВ, що стало можливим завдяки вирішенню цілої низки важливих технічних проблем, зокрема направленою буріння свердловин, отримання генераторного газу збільшеної теплотворної спроможності (до 10–12 МДж/м³), управління процесами газифікації та контролю розповсюдження вогневих робіт, підвищення екологічної безпеки тощо. Одночасно розвивалися технології комплексного використання продуктів газифікації: ко-генераційні енергетичні системи (з включенням генераторного газу в комбінований цикл електростанцій), спеціалізовані підприємства з переводу генераторного газу в рідину для отримання синтетичної нафти, моторних палив, олив та іншої хімічної сировини.

На початку ХХІ ст. у світі діяло понад 20 великих підприємств підземної газифікації вугілля, більшість яких зосереджувалась в Австралії та Китаї, окремі станції – у США, Канаді, ПАР, Середній Азії. Про значний інтерес до даної проблематики свідчить велика

кількість проектів нових станцій ПГВ (понад 50), розроблених останнім часом світовими компаніями, зокрема лідерами галузі – Linc Energy (Австралія), ENN Coal Gasification Mining, Shandong energy Xinwen mining Refco Group (Китай) та ін., а також вихід компанії Linc Energy на світову фондову біржу. Про конкурентоспроможність сучасної технології ПГВ свідчить собівартість генераторного газу, яка при перерахунку його теплотворної спроможності до рівня традиційного природного газу¹ складає в різних компаніях від \$39 до \$295 за тисячу кубометрів. 2015 р. Україна та Австралія підписали Меморандум про взаєморозуміння щодо початку підготовки спільного проекту підземної газифікації вугілля в Україні за участю австралійських компаній Linc Energy и Bond Bros Contracting. Найбільш перспективним для реалізації проекту бачиться Дніпровський буровугільний басейн.

Сутність свердловинної технології підземної газифікації вугілля. ПГВ – це спосіб розробки вугільних родовищ, який базується на термохімічному перетворенні вугілля в горючі гази безпосередньо на місці залягання вугільного пласта. Процес газифікації – це штучно створене й контрольоване повільне спалення (з хімічної точки зору – неповне окиснення) вугілля в пласті. Для його забезпечення свердловинами, пробуреними з денної поверхні, підводять до вогневого вибою (реакційного каналу) вугільного пласта окиснювальні реагенти (повітря, кисень або їх суміші з паром). Процеси газоутворення (хімічні реакції) протікають у підземному газогенераторі, який включає сукупність дуттьових і газовідвідних свердловин, з'єднаних реакційним каналом, а також підземний простір, утворений вигорянням пласта та обмежений обваленням порід покрівлі (рис. 7.31 – 7.32).

Технологія ПГВ передбачає буріння вертикальних і похилих (для похилого залягання пласта) або похило-горизонтальних (для горизонтального залягання пласта) свердловин, які розташовують одна від одної на відстані 20–40 м і з'єднують по вугільному пласту збійками – реакційними каналами, призначеними для запалювання вугілля та термохімічної взаємодії його з потоками дуття та утвореними газами (рис. 7.33).

¹ Згідно з діючими нормативними документами теплота згоряння природного газу повинна бути не менше 31,8 МДж/м³

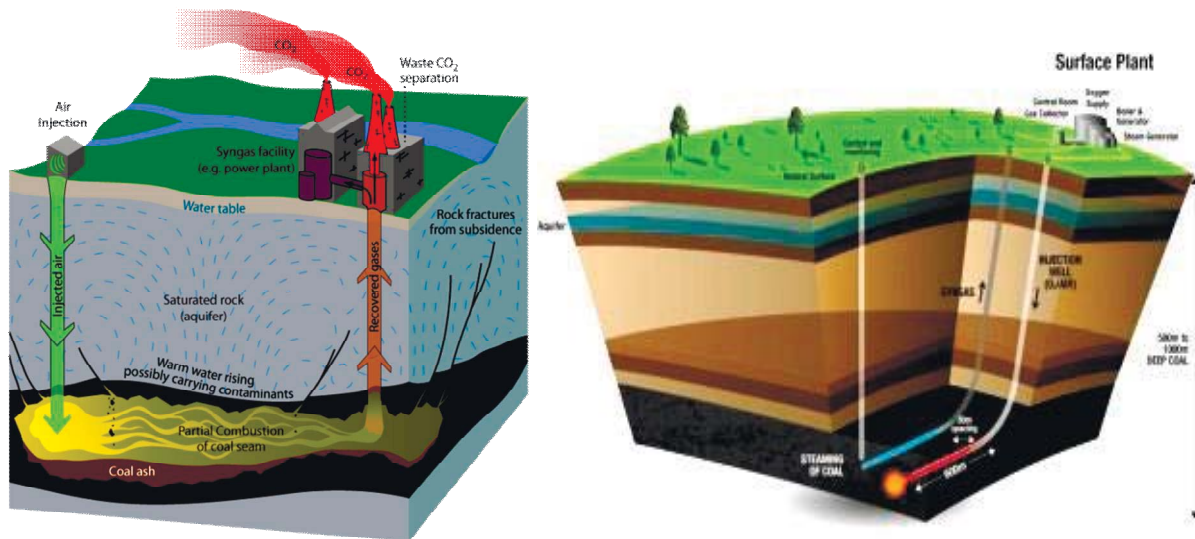


Рис. 7.31 – Загальна схема процесу газифікації горизонтального (пологого) вугільного пласта геотехнологічними свердловинами

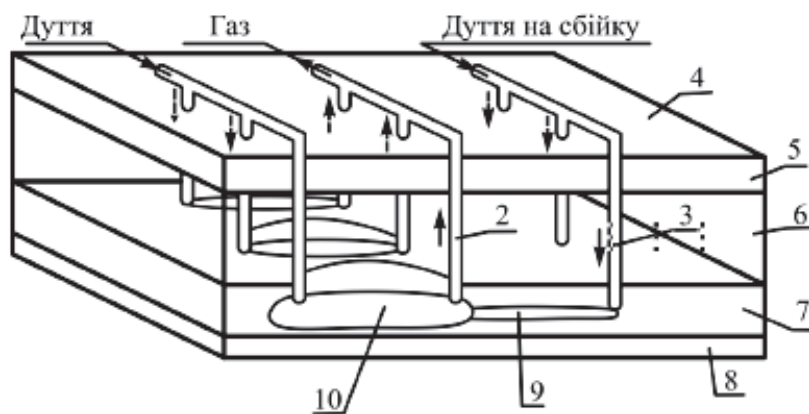


Рис. 7.32 – Схема газифікації вугільного пласта за допомогою вертикальних свердловин (за О. Колоколовим)

1 – нагнітальні свердловини; 2 – газовідвідні свердловини; 3 – збійні свердловини; 4 – земна поверхня; 5 – ґрунтовий покрив; 6 – гірські породи; 7 – вугільний пласт; 8 – підошва пласта; 9 – збійний реакційний канал (канал проникності); 10 – підземний газогенератор

Збійка двох свердловин з утворенням реакційного каналу здійснюється одним зі способів:

– пропалюванням пласта між двома свердловинами, тобто переміщенням осередку горіння, утвореного на кінці однієї зі свердловини, по вугільному пласту назустріч іншій свердловині, завдяки повітряному дуттю високого тиску, яке нагнітають в пласт однією зі свердловин (приплив дуття йде через пори й тріщини пласта);

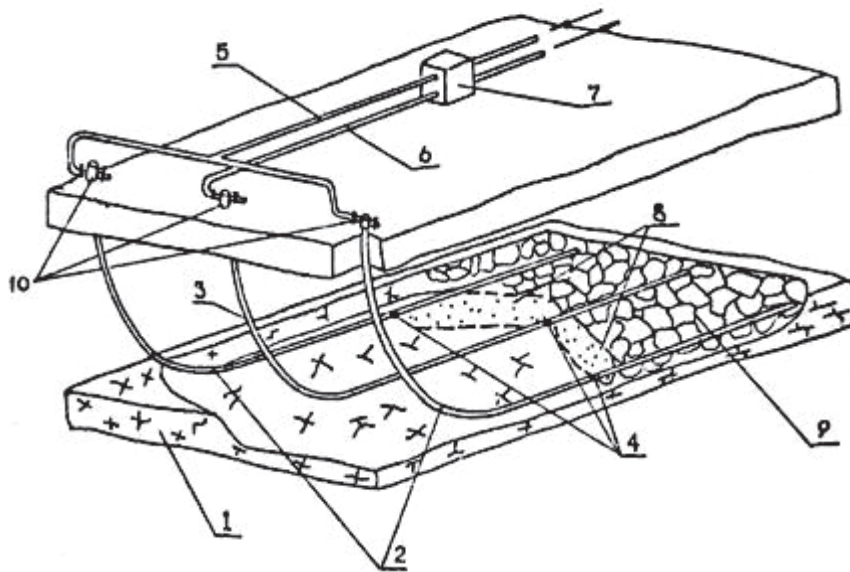


Рис. 7.33 – Схеми газифікації вугільного пласта за допомогою похило-горизонтальних свердловин (за О. Колоколовим)

1 – вугільний пласт, 2 – нагнітальні свердловини, 3 – газовідвідна свердловина, 4 – рухомі запалювачі, 5 – нагнітальний трубопровід, 6 – газовідвідний трубопровід, 7 – теплообмінник-утилізатор теплової енергії вихідних газів, 8 – вогневий вибій, 9 – відпрацьований (випалений) простір з обваленням порід покрівлі, 10 – оголовки свердловин

– гідравлічним розривом вугільного пласта водою під дією високого тиску та подальшим активним промиванням щілини, що утворилася;

– спрямованим похило-горизонтальним бурінням по пласту між нагнітальною та газовідвідною свердловинами (бурінням керованого напрямку).

Пласт запалюють спеціальними патронами або хімічними запальниками (іноді використовують рідинне пальне). Утворений осередок горіння поверхні вугільного пласта вздовж реакційного каналу (вогневий вибій) забезпечує протікання окиснювально-відновлювальних реакцій взаємодії кисню, вуглецю і продуктів їх проміжного реагування. Уздовж реакційного каналу виділяють окиснювальну, відновлювальну та термічно-підготовчу зони реагування. На виході із газовідвідної свердловини отримують високотемпературний генераторний газ у якому містяться горючі компоненти: монооксид вуглецю (CO), водень (H), метан (CH₄) та інші (негорючі) гази, зокрема азот, вуглекислий газ тощо.

Технологічний комплекс станції ПГВ. Сучасна станція ПГВ складається з наступних підземних і наземних складових: системи нагнітальних і газовідвідних свердловин, підземного газогенератора, цехів: бурового, компресорного, газогенераторного, очищення від смол і сірки, охолодження й транспортування газу, а також блок його переробки в рідкі вуглеводні за технологію «газ у рідину» (Gas-to-Liquids, GTL) і блок синтезу аміаку (рис. 7.34, 7.35).

У компресорному цеху розміщуються компресори високого і низького тисків. Компресори високого тиску слугують для подачі в підземний газогенератор дуття високого тиску (0,5–6 МПа, продуктивність 5–6 тис. м³/год) на фільтраційну збійку або опрацювання каналів проникності. Компресори низького тиску (турбоповітровувні) подають дуття в підземний газогенератор для реалізації процесу газифікації. Їх тиск складає 0,2 МПа при продуктивності 50–60 тис. м³/рік дуття. З компресорного цеху дуттєві потоки по відокремлених повітропроводах (високого і низького тисків) надходять в газогенераторний цех і далі підводяться до технологічних свердловин.

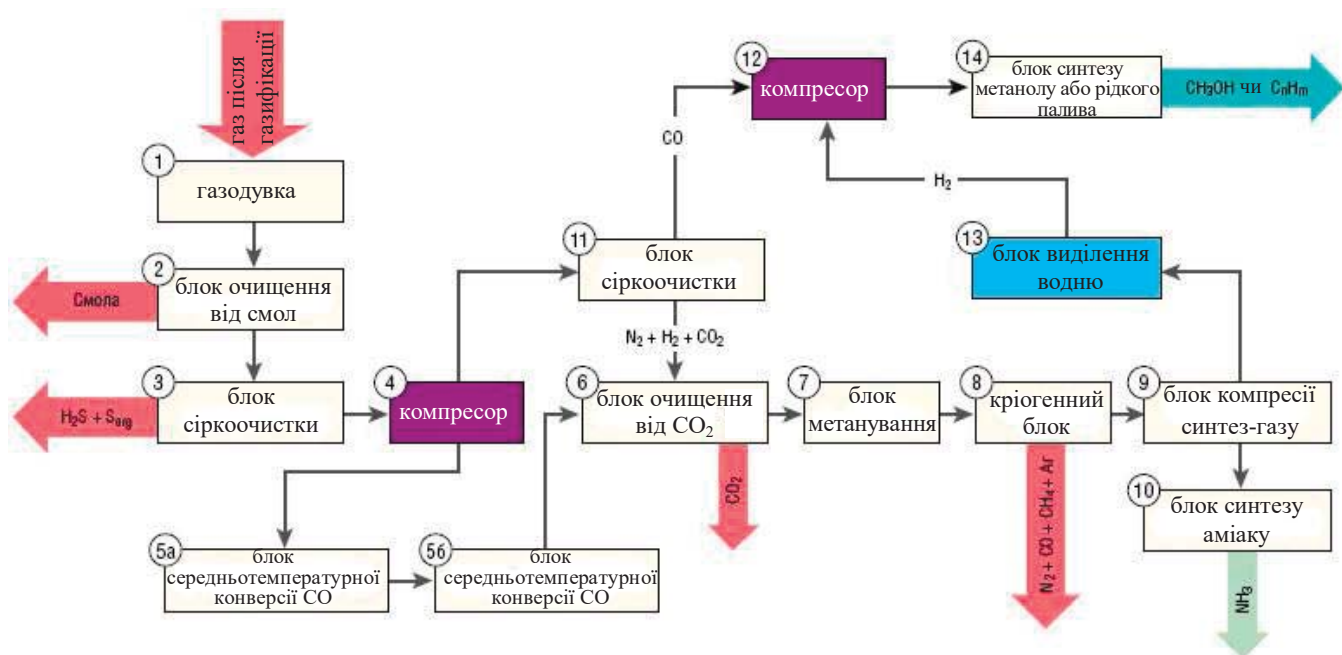


Рис. 7.34 – Блок-схема поверхневого комплексу сучасної станції ПГВ (за О. Беловим)

Підземна газифікація вугілля відбувається в газогенераторі при тиску 0,05–0,5 МПа, під дією якого газ надходить з газогенератора на поверхню газовідвідною свердловиною. Температура газу на виході зі свердловини становить 250–300 °С. Разом з генераторним газом

частково виносяться пил, смола й інші домішки, тому отриманий газ потребує очищення.



Рис. 7.35 – Загальний вигляд об'єктів сучасної станції ПГВ (Австралія, Квінсленд, проект CHINCHILLA UGG)

Утилізація теплової енергії підземного газогенератора. Проблема утилізації значної кількості теплоти, що виділяється при термохімічній переробці вугілля й витрачається на непродуктивний розігрів гірського масиву, залишається невирішеною навіть у нових технологіях, а це зберігає значні можливості для підвищення їх ефективності. Можливості використання теплової енергії, виділеної при спалюванні вугільних пластів, досліджувалися проф. Ю. Дядькіним, акад. В. Ржевським, проф. О. Колоколовим, але всі вони передбачали використання газоподібного теплоносія, що заповнював випалений простір, мав нестабільні характеристики й використовувався лише в процесах теплообміну.

Останні науково-технічні досягнення в галузі геотермальних енергетичних технологій відкрили принципово нові можливості для використання рідинного теплоносія для генерації електроенергії, наблизивши ККД гідропарових турбін до ККД високотемпературних

парових агрегатів. Сучасні модульні геотермальні станції використовують як робочий теплоносій перегріту воду ($T = 110\text{--}250^{\circ}\text{C}$), мають компактні розміри та потребують об'ємів теплоносія від 10 до 40 м³ на годину. Українськими вченими вперше запропонована ідея поєднання сучасних гідропарових турбін з теплоносієм, який циркулює у герметичному трубному колекторі в підшві вугільного пласта під час його термохімічної переробки¹.

Для поєднання нової технології з традиційною свердловинною технологією газифікації вугілля розроблено спосіб, який дозволяє отримувати генераторний газ і перегріту воду для генерації електроенергії за допомогою газових та гідропарових турбін. Спосіб здійснюють наступним чином, рис. 7.36.

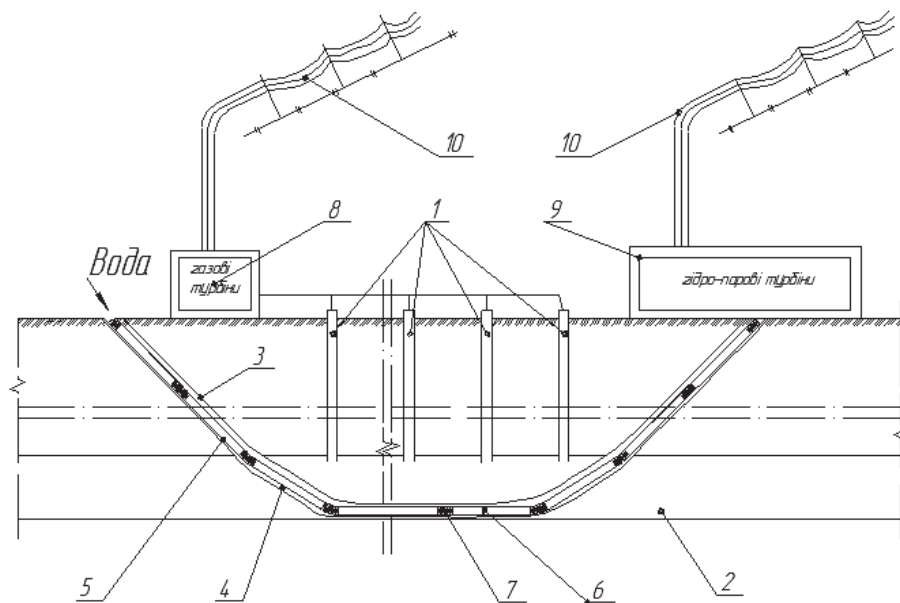


Рис. 7.36 – Схема реалізації способу для горизонтальних пластів

Відповідно до обраного способу газифікації та/або спалення вугільного пласта з поверхні пробурюють систему повітроподавальних і газовідвідних свердловин 1, що сягають вугільного пласта 2. Додатково пробурюють свердловини 3 з перепускними порожнинами 4, причому свердловини проходять у підшві вугільного пласта 2 і виходять на поверхню. У проникні свердловини 3 протягують герметичні трубопроводи 5, які утворюють шляхом поєднання (наприклад, за допомогою зварювання) жорстких відрізків

¹ Гайко Г.И., Заев В.В., Шульгин П.Н. Утилизация тепловой энергии при подземной термохимической переработке угольных пластов: Монография. – Алчевск: ДонГТУ, 2012. – 142 с.

трубопроводу 6 з гнучкими проміжними елементами 7 (наприклад, з металевими гофрованими рукавами). Довжину прямолінійних жорстких відрізків 6 визначають з урахуванням кривизни проникної свердловини 3 і розмірів перепускної порожнини 4, у якій здійснюється перехід трубопроводу в площину підшви вугільного пласта. Після монтажу трубопроводу здійснюють газифікацію та/або спалення вугільного пласта, відводячи генераторний газ на газові турбіни 8 з електрогенераторами. Одночасно на вході трубопроводу 5 подають рідинний теплоносіє (воду), регулюючи помпою швидкість руху теплоносія, температура якого повинна складати на виході 150 – 200⁰С (оптимальні параметри для гідропарових турбін). Теплоносіє надходить на гідропарові турбіни 9 з електрогенераторами. Вироблена на газових і гідропарових турбінах електроенергія подається лініями електропередачі 10 споживачам.

Похиłe залягання вугільних пластів дозволяє при використанні свердловинної технології бурити з поверхні безпосередньо по пласту прямолінійні свердловини (рис. 7.37), що значно спрощує формування трубного колектора. На відміну від описаного вище способу прямолінійний герметичний колектор 4 виконують із замкненим кінцем і розміщують в ньому внутрішній нагнітальний рукав 6, по якому в донну частину колектора подається рідинний (холодний) теплоносіє, що спрямовується через зону горіння пласта 7 (де нагрівається) до гирла свердловини для подавання на гідропарові турбіни.

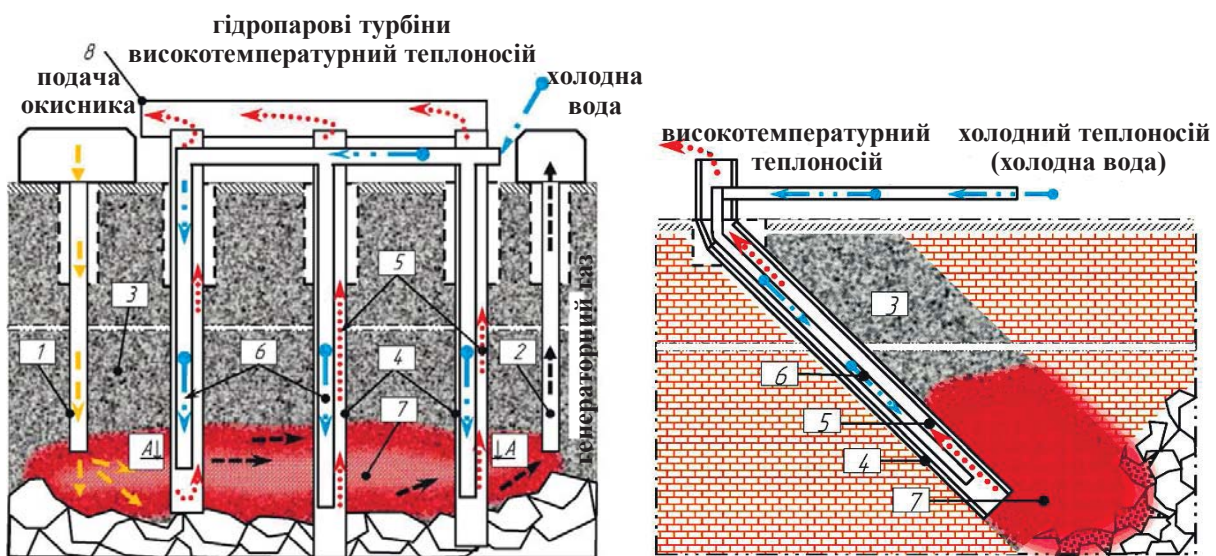


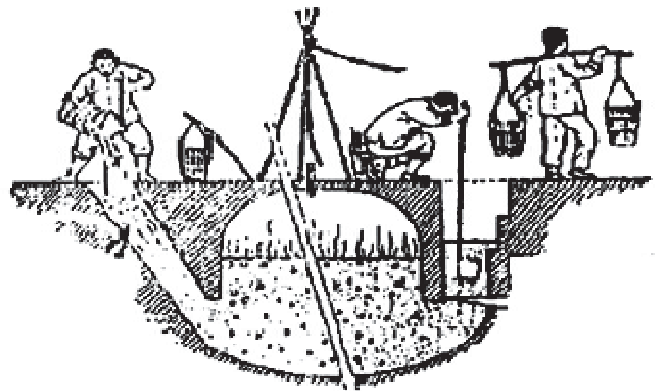
Рис. 7.37 – Схема реалізації способу для похилих пластів

Таким чином, спосіб забезпечує утилізацію теплової енергії, що утворюється при підземній термохімічній переробці вугілля, і дозволяє використовувати її для додаткового виробництва електроенергії, що значно розширює можливості ефективного застосування свердловинної технології й збільшує продуктивну видатність підземного енергетичного блоку.

7.6. Біогаз

Біогаз – узагальнена назва горючої газової суміші, що утворюється при природному розкладанні речовин органічного походження в результаті анаеробного мікробіологічного процесу (метанового бродіння).

Історія застосування біогазу. Історія розвитку біогазових технологій відноситься до стародавніх часів. Окремі випадки використання примітивних біогазових технологій були зафіксовані в Китаї, Індії, Ассирії і Персії починаючи з XVII ст. до н.д., стали використовувати біогазові установок фіксують середньовічні китайські джерела (рис. 7.38).



Загрузка и выгрузка биомассы. Из китайского руководства по биогазу.

Рис. 7.38 – Виробництво біогазу в середньовічному Китаї

У II ст. на території сучасної Німеччини існували примітивні біогазові установки. Алеманам (група західно-германських племен), що населяли заболочені землі басейну Ельби, ввижались дракони в корчах на болоті. Вони вважали, що горючий газ, який скупчується в ямах на болотах – це смердюче дихання дракона.

Щоб задобрити дракона в болото кидали жертвопринесення і залишки їжі. Люди вірили, що дракон приходить уночі і його подих залишається в ямах. Алемани шили зі шкіри тенти, накривали ними болото і відводили газ по шкіряних трубках до свого житла та спалювали його для приготування їжі.

У XVII ст. Ян Баптист ван Гельмонт виявив, що розкладаючись, біомаса виділяє займисті гази. Проте систематичні наукові дослідження біогазу почалися лише в XVIII ст.

У 1764 р. Бенджамін Франклін у своєму листі Джозефу Прістлі описав експеримент, в ході якого він зміг підпалити поверхню заболоченого озера в Нью Джерсі, США.

Перше наукове обґрунтування горіння болотних газів, встановлення наявності метану в болотному газі і метанове бродіння було відкрите і досліджене у 1776 р. італійським фізиком і фізіологом Алесандро Вольта. Він прийшов до висновку про існування залежності між кількістю біомаси, котра розкладається, і кількістю газу, який виділяється.

Після відкриття хімічної формули метану Дальтоном в 1804 р., Європейськими вченими були зроблені перші кроки в дослідженнях практичного застосування біогазу. У 1808 р. британський фізик і хімік Гемфрі Деві виявив метан у біогазі.

Перші відомості про практичне використання європейцями біогазу, отриманого з сільськогосподарських відходів, відносяться до 1814 р., коли Гемфрі Дейві зібрав біогаз при дослідженні агрохімічних властивостей гною великої рогатої худоби. Для збору відходів, починаючи з 1881 р., стали використовуватися закриті ємності, які, після невеликої модифікації, отримали назву «септик».

У 1859 р. в Бомбеї (Індія) була побудована перша задокументована біогазова установка.

У 1875 р. російський вчений Попов вивчив вплив температури на генерацію біогазу, що виділяється з органічної сировини. Він з'ясував, що річкові відкладення починають виділяти біогаз при температурі близько 6°C. При підвищенні температури до 50°C, кількість газу, що виділяється значно збільшується, не змінюючись за складом – 65 % метану; 30 % вуглекислого газу, 1 % сірководню і незначна кількість азоту, кисню, водню і закису вуглецю.

Український вчений-мікробіолог В. Л. Омелянський детально дослідив природу анаеробного бродіння, він показав, що в цьому процесі беруть участь бактерії.

Незабаром після цього, в 1881 р. почалися дослідження європейських вчених з використанням біогазу для обігріву приміщень і освітлення вулиць. Починаючи з 1895 р., вуличні ліхтарі в одному з районів міста Ексетер (Англія), забезпечувались газом, який утворювався у результаті бродіння стічних вод і збирався в закриті ємності. Починаючи з 1897 р., очищення вод в цьому місті

проводилося в ємностях, з яких збирали біогаз і використовували для обігріву та освітлення.

У 1897 р. з'явилося повідомлення про отримання біогазу в Бомбеї, де газ збирався в колектор і використовувався як моторне паливо в різних двигунах.

У період Першої світової війни біогазові установки поширилися по Європі, що пов'язано з дефіцитом палива. Господарства, що мали такі установки, знаходилися в більш сприятливих умовах, хоча установки були ще недосконалі і в них використовувалися далеко не оптимальні режими.

На початку ХХ ст. були продовжені дослідження в галузі збільшення кількості виділеного біогазу при підвищенні температури бродіння. Німецькі вчені Імхофф і Бланк в 1914–1921 рр. запатентували ряд нововведень, які полягали в запровадженні постійного підігріву ємностей з біомасою.

Перший великомасштабний завод з виробництва біогазу був побудований в 1911 р. в англійському місті Бірмінгемі і використовувався для знезараження осаду стічних вод цього міста. Одержаний біогаз використовувався для виробництва електроенергії. Таким чином, англійські вчені стали піонерами практичного застосування технології виробництва біогазу. Вже до 1920 р. вони розробили декілька типів установок для переробки стічних вод. Перша біогазова установка для переробки твердих відходів об'ємом 10 м³ була розроблена Ісманом і Дюсельє і побудована в Алжирі в 1938 р.

Одним з найважливіших наукових кроків в розвитку біогазових технологій стали експерименти Бусвелла в 1930-х рр. з комбінування різних видів органічних відходів з гноєм у якості сировини. У 1930 р. були виявлені бактерії, що беруть участь у процесі вироблення біогазу.

У роки Другої світової війни, коли енергоносії катастрофічно не вистачало, у Німеччині і Франції був зроблений акцент на отримання біогазу з відходів сільськогосподарського виробництва, головним чином з гною тварин. У Франції до середини 1940-х років експлуатувалося близько 2 тис. біогазових установок для переробки гною. Цілком природно, цей досвід поширювався на сусідні країни. Установки для виробництва біогазу існували і в Угорщині. За свідченнями військовослужбовців Радянської Армії в часи Другої світової війни, в селянських господарствах гній худоби не лежав у

купах, а завантажувався у закриті ємності, звідки одержували горючий газ.

У колишньому СРСР дослідження біогазу проводились починаючи з 1940-х років. У 1948–1954 рр. була розроблена і побудована перша лабораторна установка з виробництва біогазу. Однак технологія не отримала поширення. У зв'язку з енергетичною кризою в середині 1970-х років інтерес до енергозберігаючих технологій зріс, і в 1981 р. при Держкомітеті з науки і техніки була створена спеціалізована секція за програмою розвитку біогазової галузі. Було створено кілька установок дослідного характеру. Найбільшим центром по розробці установок був Запорізький конструкторсько-технологічний інститут сільськогосподарського машинобудування. Було побудовано 10 комплектів обладнання з виробництва біогазу, два з яких експлуатувались в Україні. Одна з таких установок, що працювала в Білорусії, виробляла 400–500 м³ газу на добу з 50 м³ гною.

Європейські установки довоєнного періоду не витримали конкуренції в післявоєнний час з боку дешевих енергоносіїв (рідке паливо, природний газ, електроенергія) і були демонтовані. Вагомим імпульсом для їх розвитку на новій основі стала енергетична криза 1970-х рр., коли почалося стихійне впровадження біогазових установок у країнах південно-східної Азії. Висока густота населення й інтенсивне використання всіх придатних для вирощування сільськогосподарських культур площ землі, а також досить теплий клімат, необхідний для використання біогазових установок в найпростішому варіанті (без штучного підігріву сировини), стали основою різних національних і міжнародних програм з впровадження біогазових технологій.

Сьогодні біогазові технології стали стандартом очищення стічних вод і переробки сільськогосподарських та твердих відходів і використовуються в більшості країн світу. У більшості розвинених країн переробка органічних відходів в біогазових установках частіше використовується для виробництва теплоенергії й електрики. Вироблена таким чином енергія становить близько 3–4 % всієї споживаної енергії в європейських країнах. Використання електроенергії й тепла, виробленого за допомогою анаеробної переробки біомаси, в Європі зосереджено, в основному в Австрії, Фінляндії, Німеччині, Данії і Великобританії. У Швеції, Фінляндії, Австрії, де держава стимулює використання біогазу (держава викупує електроенергію за «зеленим тарифом»), на частку

виробництва енергії з нього припадає 15–20 %. Біогаз йде на виробництво тепла й електрики.

У Німеччині, за даними Німецької біогазової асоціації, в 2007 р. налічувалося близько 4 тис. біогазових установок. В Австрії кількість біогазових установок з об'ємом реакторів понад 2 тис. м³ становить понад 120. У Швеції енергія біомаси виробляє 50 % необхідної теплової енергії. В Англії, на батьківщині першого промислового біогазового реактора, за допомогою біогазу ще в 1990 р. вдалося покрити всі енерговитрати в сільському господарстві. У Лондоні діє один з найбільших у світі комплексів з переробки побутових стічних вод.

Україна має великий потенціал у виробництві біогазу, проте на даний час доля біоенергетики в державі займає близько 3%. Наявні лише поодинокі приклади впровадження біогазових технологій.

Ще в 1930-ті роки досвід Європи був перенесений у США. У 1939 р. тут була побудована біогазова установка з переробки тваринних відходів, яка успішно працювала протягом більш ніж 30 років. У 1954 р. у Форт-Доджі побудували перший завод з переробки комунальних відходів з отриманням біогазу. Зараз у США налічується кілька сотень великих біогазових установок, з переробки відходів тваринництва і тисячі установок з утилізації міських стічних вод. Біогаз з установок використовується для опалення будинків і теплиць і для отримання електрики.

У Китаї перші біогазові установки з'явилися в заможних господарствах у 1940-х роках. З 1970-х років ведеться дослідницька робота по біогазових установках за підтримки уряду. У сучасний період в Китаї, завдяки глибоким історичним традиціям і програмам державної підтримки галузі, біогазові технології використовуються дуже широко. У 2000 р. тут діяло близько 30 млн. біогазових установок. Китай є світовим лідером з впровадження технологій виробництва біогазу в сільських районах. Понад 31 млн. сімей користуються біогазом, ця цифра постійно зростає. Типова китайська установка має об'єм близько 6 – 8 м³, виробляє 300 м³ газу на рік і коштує приблизно \$200–250. З 2002 р. уряд щорічно інвестує в розвиток біогазових установок близько \$200 млн. Приблизно 50% вартості установки компенсується державою.

В Індії ще в 1859 р. була побудована біогазова установка в колонії хворих на проказу для переробки рідких і твердих відходів. У 1970 рр. за державної підтримки відбулося зростання кількості установок. На даний час в країні працює близько 3,7 млн. установок. З розвитком

галузі уряд надавав субсидії для їх будівництва і експлуатації, навчання фермерів, відкриття і роботи сервісних центрів.

Енергія, отримана з біогазу, належить до відновлюваної, оскільки виробляється з органічного поновлюваного субстрату. Енергетичне використання біогазу порівняно зі спалюванням природного газу, зрідженого газу, нафти та вугілля є нейтральним по відношенню до CO₂, оскільки CO₂, що виділяється, перебуває в межах природного кругообігу вуглецю і споживається рослинами протягом вегетаційного періоду. Таким чином, концентрація CO₂ в атмосфері порівняно з використанням твердого палива не збільшується.

Сучасний стан. Сьогодні у багатьох країнах Європейського Союзу й світу біогаз є суттєвою складовою енергобалансу. У Західній Європі близько половини птахоферм опалюються біогазом. Volvo і Scania виробляють автобуси з двигунами, що працюють на біогазі. У Китаї наприкінці 2006 р. діяло близько 18 млн. біогазових установок, що дозволяє замінити 10,9 млн. т умовного палива. Можна відзначити такі напрями використання біогазу: спалювання в котельних агрегатах для нагрівання води та подачі її споживачам; підготовка біогазу й подача його в газорозподільні мережі місцевих споживачів природного газу (змішання з природним газом); очищення, осушення, стиснення і заправка біогазом газобалонних автомобілів, тракторів та інших сільгоспмашин; вироблення електроенергії тощо. Теплотворна здатність біогазу, що містить 70% метану, становить 25100 кДж/м³, або 5990 ккал/м³.

Економічну доцільність розробки нетрадиційного газу (розглянуті вище технології) ілюструє рис. 7.39, який зокрема показує наявність спільної для конвенційних та неконвенційних родовищ зони собівартості газу, яка з часом буде все більше суміщатися.

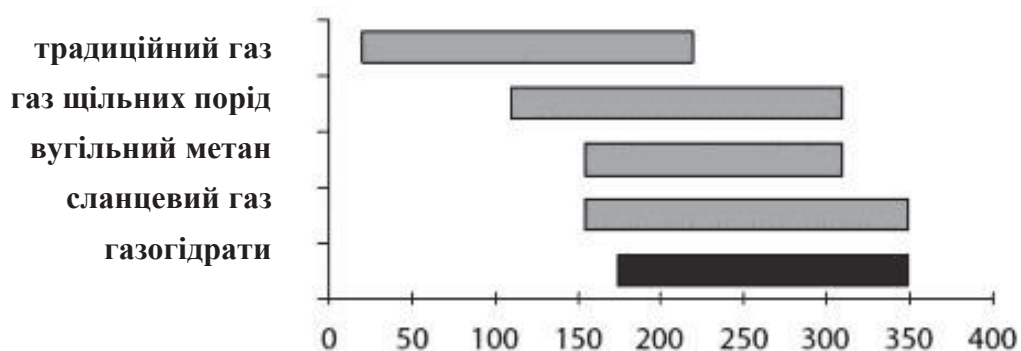


Рис. 7. 39 – Собівартість видобутку різних типів газу в 2010 р., у доларах США за 1 тис. м³
(у 2016 р. мінімальний показник для сланцевого газу склав \$85)

ІСТОРИЧНА ХРОНОЛОГІЯ РОЗВИТКУ СВІТОВОЇ НАФТОВОЇ ТА ГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ

VI–V тис. до н.д. – найдавніші спроби використання нафтопродуктів у межиріччі Тигру та Євфрату (за археологічними знахідками).

III тис. до н.д. – початок використання нафтопродуктів у Стародавній Індії (у Мохенджо-Даро був виявлений величезний басейн, дно і стіни якого були вкриті шаром асфальту, датований III тис. до н.д.).

III–II тис. до н.д. – перші письмові згадки використання нафтопродуктів у шумерському «Епосі про Гільгамеша» та «Епосі про Атрахасиса».

II тис. до н.д. – широке використання бітуму при будівництві міста Вавилон та культових споруд (зикуратів) у Межиріччі.

I тис. до н.д. – початок видобутку й використання нафти на Апшеронському півострові (сучасний Азербайджан).

VII ст. до н.д. – імперія Ахеменідів (Перша Перська імперія) використовує апшеронську нафту як запалювальну зброю для підкорення фортець і міст. На Середньому Сході виникають перші храми вогнепоклонників, які часто будуються на місці виходу на поверхню нафтопродуктів чи природного газу, де підтримується «вічне полум'я».

VI до н.д. – початок використання нафти в Давньому Китаї (для освітлення, як ліки, мастило).

VI–III ст. до н.д. – античні вчені (Геродот, Теофраст та ін.) дають описи нафти, її родовищ, способів видобутку й використання. Зокрема Геродот описує ями з рідкими горючими речовинами поблизу Вавилону. Підвищена зацікавленість нафтопродуктами виникає під час «східних» походів армії Александра Македонського і знайомства з нафтою Каспію, Межиріччя та Персії.

I–III ст. – початок використання нафти на території Боспорської держави (сучасна Україна). За даними проф. В.П. Обручева керченські нафтові джерела були відомі вже в перші століття нашої ери, що підтверджують амфори з висохлою нафтою, знайдені поблизу сучасної Керчі.

II–III ст. – відкриття й початок експлуатації великих нафтових родовищ на півночі Шеньсі (Центральний Китай). Початок використання природного газу в Китаї описаний у трактатах Чжан Хуа «Боу чжи» («Опис царства природи») і Цзо Си в «Шу ду фу» («Ода столиці Шу»): колодязний пошук газу, подача від джерел бамбуковими трубопроводами до печей для випарювання солі з розсолів у Лінцзюні (провінція Сичуань, нині повіт Цюньлай).

III ст. – в енциклопедії Юлія Африканця описано мистецтво застосування нафти у військовій справі. Подано рецепт для виготовлення самозапалювального вогню, до складу якого входив «гірський рідкий дьоготь».

100 р. – давньогрецький історик і філософ Плутарх описав бітум – горючий продукт із землі біля Кіркука (сучасний Ірак).

347 р. – найдавніша письмова згадка про буріння нафтових свердловин у Китаї.

VI ст. – в перському військовому трактаті «Аїн-Наме» описані основи використання нафти у військовій справі.

VII ст. – візантійські джерела описують застосування нафти у військовій справі: у 673 р. під час арабської облоги Константинополя, коли флот арабів підійшов до міста, візантійці вилили в море величезну кількість горючої нафтовмісної суміші й запалили її. Вогонь швидко поширився поверхнею моря й охопив судна ворога. У такий спосіб візантійці знищили флот арабів і здобули перемогу.

VIII–XIII ст. – численні письмові згадки нафти Апшерону в писаннях арабських учених (Баладзорі, Масуді, Істахрі-Абу, Абу-Дулаф, Бекран та ін.): дані про самовилив нафти на поверхню, ранній колодязний видобуток, використання просоченої нафтою землі для опалення та ін.

941 р. – «грецький вогонь», до складу якого входила нафта успішно застосований візантійцями проти військ Київського князя Ігоря в його невдалому морському поході на Константинополь (київський літопис «Повість временних літ»).

124–1254 рр. – Жан де Жуанвіль, хронікер Сьомого хрестового походу, проведеного французьким королем Людовиком IX, описав переможну дію «грецького вогню», до складу якого входила нафта.

1264 р. – італійський мандрівник Марко Поло наочно описав способи збирання й використання бакинської нафти (сучасний Азербайджан).

1440 р. – найдавніші письмові свідчення про розробки нафтових родовищ у Молдовському князівстві (зокрема, опис родовища Лукечешті, сучасна Румунія).

XV ст. – перша письмова згадка про карпатську нафту наведена в історичній хроніці «*Annales seu cronicae incliti Regni Poloniae*» архієпископа Львова Яна Длугоша.

1500 р. – вперше нафта використана для вуличних ліхтарів, при освітленні карпатською нафтою вулиць міста Коросно (сучасна Польща)

1517 р. – перші згадки про видобуток асфальту та бітуму в долині Прахови (Волощина, сучасна Румунія).

1534 р. – свідчення про використання галицької нафти в медицині в «Книзі Фалінера».

1556 р. – опублікована фундаментальна праця Георга Агріколи «Про гірничу справу в XII книгах» («*De Re Metallica*»), яка суттєво вплинула на розвиток усіх галузей гірництва.

1617 р. – перша інформація про організований видобуток нафти на Прикарпатті, що належить львівському медику та мандрівнику Еразму Сиксту.

1627 р. – індіанці племені сенека показали французькому католицькому місіонеру Джозефу де Ла Рош д'Айлону свої священні нафтові колодязі (колонія Пенсильванія), що вважається першим зареєстрованим відкриттям нафти на всьому північноамериканському континенті.

XVII ст. – численні свідчення про бакинські нафтопромисли: 1618 р. – італійський мандрівник П'єтро Делла Валле описав колодязні нафтопромисли навколо Баку і зокрема зазначив: «це дешеве паливо щороку приносить великі доходи шахові»; 1647 р. – детальні описи каспійських нафтових промислів турецького мандрівника Евлія Челебі (зазначив експорт нафти в Персію, Середню Азію, Туреччину та Індію); 1668 р. – голландський мореплавець Ян Стрейс склав карту Каспійського моря й описав бакинські нафтопромисли у своїй книзі «Три подорожі».

1627 р. – у першому українському енциклопедичному словнику Памво Беринди «Лексикон словенороський» подано тлумачення терміну «нафта» (одне з перших тлумачень у слов'янських мовах).

1716 р. – господар Молдови Дмитро Кантемир у географічному трактаті «*Descriptio Moldaviae*» описав джерело «мінеральної смоли» поблизу Мойнешті (сучасна Румунія).

1739 р. – німецький а згодом російський натураліст і фізіолог академік Йосія Вейтбрехт видає трактат «Про нафту», який містить свідчення про бакинську нафту.

1741 р. – Іонас Хануей дослідив стан нафтових родовищ Баку і в 1754 р. в Лондоні опублікував «Історичний нарис про англійську торгівлю в Каспійському морі».

1770-ті рр. – початок освоєння нафтових родовищ Галичини, які в майбутньому утворили найбільші європейські промисли: 1771 р. – Слобода-Рунгурська (Коломийщина, Івано-Франківська область), 1792 р. – Борислав (Дрогобицький район Львівщини).

1803 р. – перший у світі морський нафтовий промисел у Бібі-Ейбатській затоці Каспійського моря з двох ізольованих від води колодязів на відстані 18 і 30 метрів від берегової лінії (сучасний Азербайджан).

1810 р. – видано офіційний урядовий документ – «Декрет Дворової палати» до Гірничого суду в Дрогобичі, який визнавав ропу (нафту) за мінерал, що пов'язувало її видобуток з регламентом гірничих статутів (родовища не можуть бути земельною власністю, а дозвіл на їх експлуатацію повинна надати держава).

1821 р. у Мосоарелі (поблизу Тиргу-Окна, сучасна Румунія) була пробурена перша в світі нафтова свердловина нових часів.

1837 р. – перші спроби шахтної розробки нафтових сланців у Франції.

1837 р. – гірничий інженер Микола Воскобойников за своїм проектом збудував перший нафтопереробний завод на Апшероні (в Балаханах, сучасний Азербайджан).

1848 р. – пробурена перша нафтова свердловина в Бібі-Ейбаті (сучасний Азербайджан), ідея й початкова організація робіт – М. Воскобойникова, керівник буріння – директор промислів Алексєєв.

1853 р. – у Львові хіміками-фармацевтами Йоганном Зегом та Ігнатієм Лукасевичем в аптечній лабораторії Петра Миколяша вперше був отриманий гас (чистий нафтовий дистилят) і виготовлена вдала конструкція першої гасової лампи. Широке впровадження цих винаходів відкрило нагальну потребу в потужній нафтовій промисловості.

На Прикарпатті (сучасна Україна) вперше в світі починається становлення нафтової промисловості, орієнтованої на гасове виробництво. Роберт Домс почав промислову розробку потужного Бориславського родовища, відкрив у Бориславі перше нафтоперегінне підприємство, де використовувався патент Й. Зега. Протягом десятиріччя разом з Бориславом розвиваються потужні промисли в Східниці, Слободі Рунгурській, Надвірній та ін. Лавиноподібному поширенню розробок нафти в Галичині сприяв своєчасно прийнятий Гірничий статут Австрії, згідно з яким видобуток нафти дозволяли вести приватним особам.

1854 р. – Ігнатій Лукасевич пробував першу нафтову свердловину Галичини (село Полянка поблизу Коросно, сучасна Польща).

1854 р. – нью-йоркський юрист Дж. Біссел і банкір Дж. Таунсенд розробили амбітний проект створення нафтової промисловості в США і утворили першу американську компанію з видобутку нафти «Пенсильванія рок ойл компані» (Pennsylvania Rock Oil Company), яка з часом змінила назву на «Сенека ойл» (Seneca Oil).

1857 р. – початок впровадження буріння свердловин на нафтових родовищах румунського боку Карпат; у місті Плоєшті (Румунія) був побудований найбільший (на свій час) нафтопереробний завод Європи.

1858 р. американський інженер Д. Поуелл винайшов бурильну машину, що застосовувала паровий двигун

1859 р. – піонер американського нафтовидобутку Едвін Дрейк за завданням компанії «Сенека ойл» пробував першу нафтову свердловину поблизу Тайтусвіля (Західна Пенсильванія), з якої веде відлік нафтова промисловість США. При цьому Е. Дрейк вперше поєднав три інноваційних складові – обсадні труби, парову машину для буріння та насос для відкачування нафти, заклавши тренд прогресивних інновацій при бурінні свердловин.

Інженер Д. Романовський вперше випробував паровий привод на бурових установках в Російській імперії (поблизу Подольська).

Розпочався видобуток нафти в Німеччині, поблизу Вітце (Нижня Саксонія).

1861 р. – вперше американську нафту із Пенсильванії доставлено в Лондон на вітрильнику «Елізабет Воттс». Початок експорту нафти зі США.

1862 р. – винахід і перше застосування Ж. Лешо колонкового буріння.

1864 р. – у долині ріки Кудако на Кубані було розпочате буріння свердловин ударно-канатним способом, а в лютому 1866 р. з глибини 198 м отримано перший нафтовий фонтан (бурильні роботи проводив інженер А. Новосельцев). Відкриття цих родовищ свердловинним способом і початок освоєння Грозненського нафтового району (1860-ті рр.) можна вважати початком нафтової промисловості Росії.

1865 р. – відставний американський полковник Е. Робертс отримав патент на «метод торпедування» навколовибіної зони свердловини, який передбачав підривання на дні свердловини нітрогліцеринового заряду ВР для утворення тріщин-колекторів і більш швидкого припливу нафти. Метод торпедування отримав масове застосування в нафтовій галузі США, а пізніше – в багатьох нафтовидобувних країнах.

1870 р. – утворення компанії «Стандард ойл» (Standard Oil) Джона Рокфеллера, яка стала провідним нафтопереробником США (з виробничим центром у Клівленді), а з часом – лідером американського нафтовидобування та світової торгівлі нафтопродуктами.

1876 р. – у Санкт-Петербурзі вийшла перша в Російській імперії (одна з перших у світі) монографія про нафтову справу «Нафтове виробництво» професора Конона Лисенка.

1877 р. – у Львові відбувся Перший нафтовий конгрес (головував І. Лукасевич).

На шведській судноверфі брати Нобелі збудували перший у світі залізний танкер-пароплав «Зороастр», який започаткував наливний спосіб перевезення бакинського гасу й нафти.

Вийшла книга Д.І. Менделєєва «Нафтова промисловість у Північно-Американському штаті Пенсильванія та на Кавказі», де було

розкрито передові технічні досягнення та сформульовано низку прогресивних ідей розвитку нафтової промисловості.

1879 р. – заснування «Товариства нафтового виробництва «Брати Нобель» у Баку, провідної компанії з видобутку, переробки й торгівлі азербайджанською нафтою.

Збудований перший у США протяжний «Прибережний трубопровід» довжиною 110 миль, що поєднав Нафтовий район Пенсильванії з Редінгською залізницею.

1881 р. – вийшла перша в Середній Європі монографія про нафтовидобування «Петролеул», автор – румунський інженер Куку Старостеску.

1882 р. – у Львові вийшов перший у світі фаховий журнал з проблем нафтової промисловості – «Гірник» (засновник журналу – Крайове Нафтове Товариство для опіки й розвитку нафтової промисловості та гірництва Галичини).

Початок видобування нафти в Туркменістані (Небіт-даг).

1884 р. – відкрився найбільший нафтопереробний завод Галичини в Печеніжені Станіслава Щепановського (понад пів тисячі робітників).

1885 р. – німецький інженер Карл Бенц створив свій перший (ще дуже недосконалий) автомобіль, який працював на бензиновому двигуні, що відкрило еру автомобілізму та нові потреби в нафті для виробництва бензину.

Виявлено нафту на острові Суматра (зараз Індонезія), запаси якої вивели Індонезію в регіональні лідери нафтовидобування.

1888 р. – у Новому Орлеані (Луїзіана, США) вперше в світі починає впроваджуватися роторне буріння на нафту із застосуванням лопатних доліт і промиванням свердловини глинистим розчином.

Початок видобування нафти в Індії (Дігбой).

1892 р. – розпочався каліфорнійський нафтовий бум, зумовлений нафтовим фонтаном свердловини Едварда Доені поблизу Лос-Анджелесу.

1897–1907 рр. – будівництво нафтопроводу Баку – Батум, який відкрив широку міжнародну торгівлю бакинською нафтою.

1899 р. – перша казахська нафта видобута на родовищі Карашунгул, в Атирауській області (північно-східне узбережжя Каспію). Англійській капітал став піонером освоєння нафти Казахстану.

1901 р. – інженер-буровик Ентоні Лукас відкриває першу нафту Техасу (родовище Спіндлтоп, США).

Компанія Е. Доені «Пан-Амерікен петролеум» відкрила першу нафту Мексики – родовище Ебано поблизу м. Тампіко.

Прийняте рішення й розпочалися роботи по засипанню Бібі-Ейбатської затоки поблизу Баку для створення суходолу для бурильних ділянок. Основна частина робіт проведена інженером Павлом Потоцьким.

1907 р. – створена британсько-голландська компанія «Ройял Датч Шелл», орієнтована на світові перевезення нафтопродуктів (головним чином – морським шляхом) і видобуток нафти в Азії, а пізніше – по всьому світу. Одна з перших трансконтинентальних нафтових корпорацій.

1905 р. – відкрите потужне родовище «Гленн-Пул» (Glenn Pool), з якого почалось освоєння нафтових родовищ Оклахоми (США).

1907 р. – польський інженер і нафтовий підприємець Вацлав Вольський і канадець Вільям-Генрі Мак Гарві, що працювали в Галичині, спільно запатентували технологію гідравлічного буріння свердловин.

1908 р. – у районі Месджеде-Солейман (південно-західний Іран) свердловина Дж. Рейнолдса, який працював на британську компанію Вільяма д'Арсі, на глибині близько 1000 м розкрила потужний нафтовий поклад і поклала початок великій нафті Середнього Сходу. Для її розробки створено Англо-Перську нафтову компанію (Anglo Persian Oil), майбутня – British Petroleum.

Із свердловини «Ойл Сіті» («Нафтове місто») у Тустановичах поблизу Борислава, з глибини 1016 м отримали надпотужний фонтан (дебіт нафти доходив до 3 тис. т на добу), що знаменувало новий підйом нафтовидобутку Галичини.

Американський інженер Говард Хьюз винайшов триконусне шарошечне долото «Шарп-Хьюз», чим створив справжню революцію

в техніці й технології буріння, збільшивши в рази швидкість буріння й відкривши можливість пробурювати дуже міцні гірські породи.

1910 р. – американський геолог Еверетт Де Гольєр на ділянці Потреро дель Ляно (поблизу Туспана, штат Веракрус) вказав на місце для свердловини №4, яка без перебільшення змінила долю Мексики. Нафтовий фонтан у 110 тис. барелів на добу відкрив найбільше (на свій час) родовище світу «Потреро дель Ляно».

1910-ті рр. – «Автомобільна революція» в США (зокрема, «конвеєр Форда») призвела до ситуації, коли нафту стали розглядати насамперед як сировину для виробництва бензину (гас та інші нафтопродукти поступилися бензину).

Перехід військових флотів на мазут, збільшення потреб видобутку нафти.

1911 р. – перший газопереробний завод Європи був збудований у Бориславі, Галичина.

1912 р. – створене нафтове товариство «Казань Ойл Філдс лімітед» із залученням британського капіталу, доведена перспектива нафти Поволжя.

1913 р. – розпочав роботу орієнтований на потреби Британії нафтопереробний завод в Абадані (сучасний Іран), який з часом став найбільшим нафтопереробним заводом світу.

1914–1918 рр. – Перша світова війна показала нове значення нафтопродуктів для забезпечення сучасних засобів ведення війни, зокрема – військового транспорту і комунікацій. Уперше воєнні дії велися в тому числі й з метою одержання контролю над родовищами нафти.

1916 р. – у Катеринославі (нинішньому Дніпрі) винахідник Армаїс Арутюнов розробив потужний електричний двигун для помпування свердловин (після еміграції Арутюнова до США, його електричний відцентровий насос посів провідне місце у нафтовидобуванні США, а пізніше – в усьому світі).

1920 р. – окупація більшовицькою Росією Азербайджанської демократичної республіки, «націоналізація» (захоплення власності) бакинських нафтових кампаній.

1921 р. пошуковою свердловиною фірми «Gazolina» на глибині 395 м був розкритий перший газовий поклад Дашавського родовища

– найбільшого на свій час родовища Європи. З веденням в експлуатацію Дашавського родовища (офіційно – 1924 р.) практично розпочалось становлення газової промисловості України.

1922 р. – піонер перського та венесуельського нафтовидобування Джордж Рейнолдс своєю свердловиною «Ел Барросо 2» відкрив велике родовище Ла-Росса в басейні озера Маракайбо, яке зробило Венесуелу першою за запасами нафти країною світу (родовище Шельф-Болівар та ін.).

Бакинський інженер Матвій Капелюшников розробив перший успішно впроваджений гідравлічний вибійний двигун – турбобур.

1924 р. – американський винахідник Вальтер Траут створив у тегаській компанії «Люфкін Індастрі» «класичний» верстат-гойдалку (індивідуальний балансовий механічний привод штангового насосу).

1927 р. – відкрите величезне нафтове родовище в районі Баба-Гур-Гур поблизу міста Кіркук (Північний Ірак), початок нафтовидобутку в Іраці.

1930 р. – відкрите гігантське родовище Іст-Тексас (East Texas) на сході штату Техас. Першовідкривачі – бурильник К.М. Джойнер і геолог-нафтовик А.Д. Ллойд. Це друге за запасами та перше за кількістю видобутої нафти з моменту відкриття родовища США.

1931 р. – засновано Міжнародний газовий союз (МГС) – The International Gas Union (IGU).

1932 р. – експедицією геолога-нафтовика Олексія Блохіна були отримані перші нафтові фонтани велетенського Ішимбайського родовища (Башкирія), чим закладено основу формування Волзько-Уральського нафтового регіону (Росія).

1938 р. – у південній частині Кувейту в 20 км від Перської затоки було відкрито потужне родовище Бурган, яке було дорозвідане в 1940-х рр. й утворило комплекс родовищ Великого Бургана (запаси оцінюються в 10 млрд. т.).

Відкрита перша велика нафта Саудівської Аравії – родовище Даммам.

Перша морська нафтова платформа запрацювала в прибережній області штату Луїзіана, США (споруджена компанією «Superior Oil»).

Націоналізація іноземних нафтових компаній у Мексиці (як наслідок мексиканської революції).

1939–1945 рр. – нафтопродукти виступають основним джерелом мобільності армій Другої світової війни. Армії антигітлерівської коаліції забезпечуються родовищами Азербайджану й Волзько-Уральського нафтового регіону (армія СРСР), а також родовищами США, Мексики, Венесуели й частково країн Перської затоки (армії США та Великої Британії). Обмеженість нафтових ресурсів Німеччини та її союзників (родовища Румунії та окупованої Галичини) призвели до масового будівництва в Німеччині заводів для отримання рідких вуглеводнів з вугілля.

1941 р. – у Клівленді (штат Огайо, США) вперше впроваджене масштабне виробництво зрідженого природного газу.

1947 р. – розроблено та вперше впроваджено на газовому родовищі «Nugoton» у Канзасі спосіб гідророзриву пласта. Розробники: Гарольд Хамм, Обрі Мак Клендон, Том Ворд і Джордж Мітчелл.

1948 р. – Саудівська Аравія і американська компанія «Арамко» подарували світу найбільшого нафтового «слона» в історії нафтовидобування – родовище Аль-Гавар (Al-Ghawar), запаси якого оцінені в 12 млрд. т.

Розпочала роботу Тюменська нафторозвідувальна експедиція, яку в 1952 р. очолив геолог Рауль Ервье – організатор масштабних геологорозвідувальних робіт Західного Сибіру.

1949 р. – початок спорудження однієї з найбільших морських нафтових платформ світу – Нефт-Дашлари (Нафтові камені), що являє собою систему сполучених естакад, віддалених від каспійського берегу на 42 км, з розміщеним селищем нафтовиків (найсхідніше селище Азербайджану). Перший проект розробки морського родовища Чорні камені висунув ще в 1896 р. інженер В.К. Згленницький. Перша нафта родовища отримана в 1949 р., до сьогодні на родовищі пробурені близько 2 тис. свердловин.

1950 р. – відкрите унікальне Шебелинське газоконденсатне родовище, яке понад 20 років залишалося найбільшим у Європі за запасами й рівнем видобутку газу.

1951 р. – збудований найбільший газопровід Європи «Дашава–Київ–Москва» (1301 км), український газ пішов у Російську Федерацію.

1954 р. – перший у світі гідророзрив вугільного пласта відбувся в Україні в Донецькому басейні в рамках робіт по підземній газифікації вугілля.

1957 р. – геолог Фарман Салманов самовільно вивіз свою геологічну партію в Сургут і розпочав пошуки нафти, що призвели до відкриття в 1961 р. великої нафти Західного Сибіру (Мегіонське та Усть-Баликське родовища, Росія).

1960 р. – на Багдатській конференції була створена Організація країн-експортерів нафти – ОПЕК (The Organization of the Petroleum Exporting Countries) до якої спершу увійшли Іран, Ірак, Кувейт, Саудівська Аравія й Венесуела. Зараз організація включає 14 країн.

Свердловина №6 Шаїмської нафторозвідувальної експедиції дала перший у Західному Сибіру нафтовий фонтан.

1965 р. – відкриття Мегіонською експедицією під керівництвом В. Абазарова найбільшого в Росії Самотлорського нафтового родовища (запаси оцінюються в 7,1 млрд. т).

1967 р. – відкрито великі канадські нафтоносні піски та розпочато розробку бітумінозних пісків на північ від Форт-Макмюррей, Альберта Канада.

1968 р. – відкрито найбільше за запасами нафтове родовище США – Прадхо-Бей на Алясці.

1960-ті рр. – відкриття й розробка перших арктичних родовищ Західного Сибіру: Тазовське (1962 р.), Заполярне (1965 р.), Уренгойське (1966 р.), Медвеже (1967 р.), Арктичне (1968 р.), Ямбургське (1969 р.). У 1970-ті роки була відкрита низка потужних нафтогазових родовищ на півострові Ямал (Росія).

1971–1975 рр. країни ОПЕК проводять націоналізацію нафтових активів.

1971 р. – перший видобуток нафти з Північного моря.

Відкрите перше на шельфі Чорного моря газоконденсатне родовище Голіцинське.

1973 р. – розпочалася сумнозвісна світова нафтова криза, коли ОПЕК впровадив ембарго на поставки нафти до США та їх європейських союзників, які підтримали Ізраїль у війні з Сирією та Єгиптом (ціни за барель нафти швидко зросли з \$2,9 до \$11,65).

1980 р. – Саудівська Аравія викупила компанію «Saudi Aramco» у американських нафтових компаній.

1982 р. – перші квоти на нафту країн ОПЕК.

1983 р. – відкрито надгігантське Штокманівське газоконденсатне родовище в російському секторі Баренцова моря. Розробка планувалась у рамках міжнародних консорціумів (склад яких кілька разів змінювався), але до практичної діяльності не дійшло.

1986–1987 рр. – «Танкерна війна» між Іраком і Іраном на якій знищуються нафтопромисли і нафтові танкери в Перській затоці. США створюють міжнародні сили з охорони комунікацій у Перській затоці.

Початок ХХІ ст. – «сланцева революція» — якісні зміни в технологіях видобування сланцевого газу, що відбулись у США на початку ХХІ століття за рахунок впровадження в промислову експлуатацію ефективних технологій видобутку газу з покладів сланцевих порід та призвели до стрімкого зростання його видобутку. Поняття поширене з 2012 року. Підвищення обсягів видобутку газу обумовило зростання пропозиції на ринку природного газу США і зниження цін на нього в країні та світі. Масштабне промислове виробництво сланцевого газу було розпочате компанією Devon Energy в США на початку 2000-х, яка в 2002 на родовищі Barnett Shale в Техасі вперше застосувала комбінацію похило-скерованого буріння з протяжними горизонтальними ділянками і багатостадійного гідророзриву пласта. У 2007-2014 рр. видобуток сланцевого газу в США щороку збільшувався більш, ніж на 50 %.

2008 р. – 2 січня – ціна на нафту WTI перевищує \$ 100 за барель; 11 липня – сягає рекордно високого рівня \$ 147,27 за барель; 20 листопада – «відкочується» нижче \$ 50 за барель.

2006 р. – розпочав транспортування нафти трубопровід Баку–Тбілісі–Джейхан протяжністю 1768 км, який вивів азербайджанську нафту в Середземне море.

2009 р. (січень) – значно скорочується експорт російського газу через Україну до Європи як наслідок енергетичної фази «торпедування» Росією незалежного курсу Української Держави.

2014 р. (квітень) – на свердловині Біляївська-400 (Юзівська площа) на глибині понад 4 тис. м проведений гідророзрив пласта і отримані перші кубометри газу щільних пісковиків України.

ЛІТЕРАТУРА

1. Агрікола Г. Про гірничу справу XII книг (книги I – VI) / Переклад і редакція В.С. Білецький, Г.І. Гайко. – Донецьк: Східний видавничий дім, 2014. – 232 с.
2. Алиев Р.А. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – Москва: Недра, 1988. – 368 с.
3. Атлас «Геологія і корисні копалини України». – К.: Інститут геологічних наук НАН України, УЦПТ «Геос–XXI століття», 2001. – 168 с.
4. Бакка Н.Т. Развитие горного дела в истории производственной культуры. В 3-х ч. / Н.Т. Бакка, И.В. Ильченко. – Житомир: Ленук, 1995. – 430 с.
5. Білецький В.С. Хронологія гірництва в країнах світу / В.С. Білецький, Г.І. Гайко. – Донецьк: Донецьке відділення НТШ, «Редакція гірничої енциклопедії», УКЦентр, 2006. – 224 с.
6. Богаец А.Т. и др. Геология шельфа УССР. Нефтегазоносность. – Киев: Наукова думка, 1986. – 152 с.
7. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: Підручник/В.С. Бойко. – Київ: «Реал-Принт», 2004. – 695 с.
8. Бондаренко В.І. Газогідрати. Гідратоутворення та основи розробки газових гідратів/ В.І. Бондаренко, Е.О. Максимова, О.Ю. Витязь, М.Л. Зоценко та ін. – Дніпропетровськ: Літограф, 2015. – 219 с.
9. Бориславські нафтовики на рубежі тисячоліть. Фоторозповідь про минуле і сьогодення нафтових промислів Борислава і колективу НГВУ «Бориславнафтогаз». – Борислав, 2001. – 40 с.
10. Бублейников Ф.Д. По следам залежей нефти и угля. Популярные очерки из истории открытий. – М.-Л.: Гостоптехиздат, 1951. – 335 с.
11. Бугай Ю.Н. Газогидратные месторождения / Ю.Н. Бугай, Ю.А. Балакиров. – Киев: МНТУ, 2001. – 170 с.
12. Варенцов М.И. Месторождения – гиганты (Нефтяные и газовые сокровища мира) / М.И. Варенцов, Г.Е. Рябухин, Г.Т. Юдин. – М.: Знание, 1966. – 92 с.

13. Войтенко В.С. Технологія і техніка буріння: узагальнювальна довідкова книга / В.С. Войтенко, В.Г. Вітрик, Р.С. Яремійчук, Я.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2012 – 708 с.
14. Гайко Г. Гірництво й підземні споруди в Україні та Польщі (нариси з історії) / Г. Гайко, В. Білецький, Т. Мікось, Я. Хмура. – Донецьк: Донецьке відділення НТШ, Редакція гірничої енциклопедії, 2009. – 296 с.
15. Гайко Г.І. Історія гірництва: Підручник / Г.І., Гайко, В.С. Білецький. – Київ–Алчевськ: Видавничий дім «Києво-Могилянська академія», видавництво «ЛАДО» ДонДТУ, 2013. – 542 с.
16. Гайко Г.И. Утилизация тепловой энергии при подземной термохимической переработке угольных пластов: Монография / Г.И. Гайко, В.В. Заев, П.Н. Шульгин. – Алчевск: ДонГТУ, 2012. – 142 с.
17. Гайко Г. Екранована розробка донних газогідратів / Г. Гайко, Л. Піга. – Mining of Mineral Deposits. – Volume 11 (2017), Issue 3, pp. 117-123.
18. Гімер Р.Ф. Підземне зберігання газу. Частина 1 / Р.Ф. Гімер, П.Р. Гімер, М.П. Деркач. – Львів: Центр Європи, 2007. – 224 с.
19. Гірничий енциклопедичний словник. т. III. (за редакцією В. С. Білецького). – Донецьк: Східний видавничий дім. – 2004. – 752 с.
20. Гожик П.Ф. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів у північно-західному шельфі Чорного моря: Монографія / П.Ф. Гожик, І.І. Чебаненко, Б.Й. Маєвський [та ін.]. – Київ: ЕКМО, 2007. – 232 с.
21. Гошко Ю.Г. Промисли й торгівля в Українських Карпатах XV – XIX ст. – Київ: Наукова думка, 1991. – 256 с.
22. Грей Ф. Добыча нефти: пер. с англ. / Форест Грей. – М.: Олимп-Бизнес, 2003. – 416 с.
23. Джуа А. История химии: Пер. с итал. – М.: Мир, 1975. – 318 с.
24. Діяк І.В. Газова галузь України. Становлення, досягнення, особистості / І.В. Діяк, З.П. Осінчук, Б.П. Савків. – К.: «Світ успіху», 2009. – 320 с.

25. Дорошенко С. Українська термінологія нафтогазової промисловості: становлення і розвиток. Монографія / С. Дорошенко. – Полтава: Видавництво ПолтНТУ, 2013. – 139 с.
26. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє : в 5-ти кн. / Автор ідеї С.Г. Плачкова; Ред. І. В. Плачков. – Київ: Б. в., 2013. – 1596 с.
27. Енциклопедія українознавства в 11 т. / за ред. В. Кубійовича. – Львів: Наукове товариство ім. Т. Шевченка, 1993 – 2003. – 4412 с.
28. Ергин Д. Добыча: Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть / Д. Ергин. – Москва: Альпина Пабlishер, 2011. – 944 с.
29. Ергин Д. В поисках энергии: Ресурсные войны, новые технологии и будущее энергетики / Д. Ергин. – М.: Альпина Пабlishер, 2016. – 720 с.
30. З історії нафтового Борислава / За ред. Васьківа О., Михалевича Л. – Борислав, 2002. – 32 с.
31. Земля. Енциклопедія: пер. з англ. / Гол. ред. Джеймс Ф. Лер. – Харків: Школа, 2004. – 520 с.
32. Іваницький Є. Історія Бориславського нафтопромислового району в датах, подіях і фактах / Є. Іваницький, В. Михалевич. – Дрогобич: Добре серце, 1995. – 128 с.
33. Іванов Є. Геокадастрові дослідження гірничопромислових територій / Є. Іванов. – Львів: Видавничий центр ЛНУ ім. І. Франка, 2009. – 372 с.
34. Карпов В.П. Курс истории отечественной нефтяной и газовой промышленности / В.П. Карпов, Н.Ю. Гаврилова. – Тюмень: ТГНУ, 2011. – 254 с.
35. Керимов М.З. Трубопроводы нефти и газа / М.З. Керимов. – Москва: Наука, 2002. – 256 с.
36. Клапчук В.М. Корисні копалини Галичини: видобування та переробка: Монографія / В.М. Клапчук. – Івано-Франківськ: Фоліант, 2013. – 508 с.
37. Колоколов О.В. Геотехнологические способы разработки месторождений полезных ископаемых / О.В. Колоколов, Н.М. Табаченко. – Киев: УМКВО, 1991. – 200 с.

38. Копылов В.Е. К тайникам Геи / В.Е. Копылов. – М.: Недра, 1990. – 157 с.
39. Кремс А.Я. История советской геологии нефти и газа. – Л.: Недра, 1964. – 379 с.
40. Лазаренко Є.К. Надрові багатства західних областей України / Є.К. Лазаренко. – Львів: Вільна Україна, 1946. – 143 с.
41. Маєвський Б. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ / Б. Маєвський, О. Лозинський, В. Гладун, П. Чепіль. – Київ: Наук. думка, 2004. – 486 с.
42. Мазур И.И. Нефть и газ. Мировая история. Энциклопедия / И.И. Мазур, А.Г. Лобов. – М.: Издательский дом «Земля и Человек XXI век», 2004. – 896 с.
43. Мала гірнича енциклопедія. т. I. (за ред. В. С. Білецького). – Донецьк: Донбас, 2004. – 640 с.
44. Мала гірнича енциклопедія. т. II. (за ред. В. С. Білецького). – Донецьк: Донбас, 2007. – 652 с.
45. Мала гірнича енциклопедія. т. III. (за ред. В. С. Білецького). – Донецьк: Східний видавничий дім, 2013. – 644 с.
46. Матвейчук А.А. Триумф российских олеонафтов / А. Матвейчук, И. Фукс, В. Тыщенко. – М.: Древлехранилище, 2010. – 244 с.
47. Матвейчук А.А. Истоки российской нефти. Исторические очерки / А.А. Матвейчук, И.Г. Фукс. – М.: Древлехранилище, 2008 – 416 с.
48. Меснянко А. Нефть: люди, которые изменили мир / А. Меснянко. – М.: Манн, Иванов и Фербер (МИФ), 2015. – 256 с.
49. Микулич О. Нафтовий промисел Східної Галичини до середини ХІХ століття/ О. Микулич. – Дрогобич: Коло, 2004. – 32 с.
50. Микулич О. Иван Зег / О. Микулич. – Дрогобич: видавець Сурма С., 2008. – 112 с.
51. Мир-Бабаев М.Ф. Краткая история азербайджанской нефти / М.Ф. Мир-Бабаев. – Баку: Азернешр, 2007.
52. Михалюк А.В. Торпедирование и импульсный гидроразрыв пластов /А.В. Михалюк. – Киев: Наукова думка, 1986. – 208 с.
53. Мончак Л.С. Геологія і нафтогазоносність моря / Л.С. Мончак, О.М. Трубенко. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2010. – 83 с.

54. Нафта і газ Прикарпаття: нариси історії / За ред. О. Калашникової та Р. Рейхерта. – Краків-Київ: Інститут нафти і газу; Наукова думка, 2004. – 572 с.
55. Нафта і газ України / Гол. ред. М.П.Ковалко. – Київ: Наукова думка, 1997. – 384 с.
56. Носков Б.Д. Сооружения континентального шельфа: Учебник / Б.Д. Носков, Ю.П. Правдивец. – М.: АСВ, 2004. – 280 с.
57. Поліник М.М. Колтюрінг в нафтогазовидобуванні: Довідник / М.М. Поліник, В.М. Ясюк, Р.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2012. – 252 с.
58. Полтавській нафті-50. Історія і сучасність: Ювілейний альманах / Відп. за випуск М.П. Козаченко. – Полтава, 2001. – 112 с.
59. Природный газ Украины. История и современность: науч.-попул. очерк / А. И. Лурье, И. М. Фык. – Харьков: ЗАО Харьк. тип., 1999. – 98 с.
60. Рудько Г.І. Геологія з основами геоморфології: Підручник / Г.І. Рудько, О.М. Адаменко, О.В. Чепіжко, М.Д. Крочак. – Чернівці: Букрек, 2010. – 400 с.
61. Рудько Г.І. Енергетичні ресурси геологічного середовища України (стан та перспективи): у 2 т. / Г.І. Рудько, О.І. Бондар, Б.Й. Маєвський [та ін.]. – Чернівці: Букрек, 2014. – Т. 1. – 528 с., Т.2 – 520 с.
62. Рябцев Г.Л. Нетрадиционные углеводороды / С.В. Сапегин, М.И. Кривогуз. – Киев: Психея, 2014. – 352 с.
63. Саранчук В.І. Основи хімії і фізики горючих копалин: Підручник / В.І. Саранчук, М.О. Ільяшов, В.В. Ошовський, В.С. Білецький. – Донецьк: Східний видавничий дім, 2008. – 640 с.
64. Скиннер Б. Хватит ли человечеству земных ресурсов?: Пер. с англ. – М.: Мир, 1989. – 264 с.
65. Табаченко М.М. Фізико-хімічна геотехнологія: Навч. пос. / М.М. Табаченко, О.Б. Владико, О.Є. Хоменко, Д.В. Мальцев. – Дніпропетровськ: НГУ, 2012. – 310 с.
66. Трубенко О.М. Геологія і нафтогазоносність морських надр: Підручник / О.М. Трубенко, Б.Й. Маєвський, С.С. Куровець, В.Г. Омельченко. – ІваноФранківськ: ІФНТУНГ, 2011. – 232 с.

67. Українська нафтогазова енциклопедія / за заг. ред. В. Іванишина. – Львів : СПОЛОМ, 2015. – 604 с.
68. «Укрнафта»: подорож у часі і просторі. Історія і сьогодення ВАТ «Укрнафти» / Автор-упорядник П. Шевченко. – Київ: ВД «Лідер XXI століття», 2008. – 245 с.
69. Фурсенко А.А. Нефтяные войны (конец XIX – начало XX в.). – Л.: Наука, 1985. – 208 с.
70. Хайн Н. Геология, разведка, бурение и добыча нефти: Монография. Пер. с англ. / Норман Дж. Хайн. – М.: Олимп-Бизнес, 2017. – 752 с.
71. Шнюков Е.Ф. Минералы и мир / Е.Ф. Шнюков. – Киев: НАН Украины, 2008. – 521 с.
72. Шпак О.Г. Нафта й нафтопродукти / Щ.Г. Шпак. – К.: Ясон-К, 2000. – 368 с.
73. Діак І. В. Енергетична безпека України (монографія) / І. В. Діак. – Київ, 2001. – 172 с.
74. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії (підручник для ВНЗ) / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г. - Львів: «Новий Світ- 2000», 2019 – 416 с.
75. Яремійчук Р.С. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину/ Р. С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2004. – 352 с.

НАВЧАЛЬНЕ ВИДАННЯ

**Білецький Володимир Стефанович
Гайко Геннадій Іванович
Орловський Віталій Миколайович**

ІСТОРІЯ ТА ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОВИДОБУВАННЯ

На обкладинці - бурова вежа піонера американського нафтовидобутку Едвіна Дрейка на Ойл-Крік, штат Пенсильванія, середина ХІХ ст. (реконструкція)

Підписано до друку 02.04.2019 р.
Формат 60x84/16. Гарнітура Times New Roman.
Папір офсетний. Ум.-друк. арк. 17,7.
Обл.-вид. арк. 15,6.

Видавець ФОП Піча С.В.
а/с 5026, м. Львів-53, 79053, Україна
e-mail: novsv2016@ukr.net

Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи до Державного реєстру видавців, виготівників і розповсюджувачів видавничої продукції: серія ДК № 5069 від 22.03.2016 року, видане Державним комітетом інформаційної політики, телебачення та радіомовлення України