МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА
ІМЕНІ О. М. БЕКЕТОВА

В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. Г. Вітрик

ОСНОВИ НАФТОГАЗОВОЇ ІНЖЕНЕРІЇ

Підручник для студентів спеціальності 185
«Нафтогазова інженерія та технології»

«Новий Світ-2000»
Львів
2019

УДК 622
Б61

Рекомендовано до друку Вченою радою Навчально-наукового інституту хімічних технологій та інженерії НТУ «Харківський політехнічний інститут», (протокол № 1 від 21.09.2018)
Рекомендовано до друку кафедрою «Експлуатація газових і теплових систем» Харківського національного університету міського господарства ім. О.М. Бекетова (протокол № 8 від 30.08.2018)

Рецензенти:

Р. С. Яремійчук – доктор технічних наук, професор;
В. С. Бойко – доктор технічних наук, професор кафедри «Розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ» Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу;
Г. Ж. Горобець – доктор технічних наук, професор кафедри збагачення корисних копалин Національного гірничого університету

Б61 Основи нафтогазової інженерії [Текст]: підручник для студентів вищих навчальних закладів. / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г. - Львів: «Новий Світ- 2000», 2019 – 416 с.

ISBN 978-617-7519-38-5

У навчальному підручнику викладено комплекс питань нафтогазової інженерії і технологій, які передбачені програмою курсу «Основи нафтогазової інженерії», що вивчається студентами спеціальностей «Нафтогазова інженерія та технології», «Гірництво» й інших, нафтогазових інститутів та факультетів.

Навчальний підручник також буде корисний при підготовці робітничих кадрів для підприємств нафтогазової галузі.

УДК 622

ISBN 978-617-7519-38-5

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

ЗМІСТ

ВСТУП 6

РОЗДІЛ 1. ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ 9

1.1. Джерела енергії й органогенна сировина 9

1.2. Загальна характеристика паливно-енергетичної сировини та її роль в енергетиці 20

РОЗДІЛ 2. ОСНОВИ ГЕОЛОГІЇ НАФТИ І ГАЗУ 31

2.1. Розвиток методів пошуку, видобутку та використання нафти і природного газу 31

2.2. Геологія земної кори 60

2.3. Характеристика нафтових та газових родовищ 73

2.4. Гідрогеологічні особливості родовищ нафти і газу.....83

2.5. Походження, класифікація та фізико-хімічні властивості нафти 91

2.6. Природні й нафтові гази та їх властивості 107

2.7. Пошуки і розвідка родовищ нафти й газу 116

РОЗДІЛ 3. БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН 123

3.1. Розвиток техніки та технології буріння свердловин 123

3.2. Елементи свердловин і їх класифікація 129

3.3. Способи буріння свердловин.....132

3.4. Режими буріння свердловин 138

3.5. Промивання та продування свердловин 139

3.6. Розмежування пластів і закінчування свердловин.....142

3.7. Бурові долота 146

3.8. Бурильна колона 153

3.9. Вибійні двигуни.....156

3.10. Бурові установки.....158

РОЗДІЛ 4. РОЗРОБКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ 170
4.1. Розвиток технології та технічних засобів видобування нафти і газу 170
4.2. Пластова енергія та сили, що діють у покладах 176
4.3. Режими роботи нафтових покладів 176
4.4. Системи розроблення нафтових і газових родовищ 183
4.5. Методи підвищення нафтовіддачі пластів 186
4.6. Способи експлуатації нафтових і газових свердловин 189
4.7. Методи підвищення продуктивності свердловин 201
4.8. Ремонт свердловин 205
4.9. Обладнання, що застосовується при експлуатації свердловин 207
4.10. Обладнання, яке використовується при підземному ремонті свердловин 220

РОЗДІЛ 5. РОЗРОБКА МОРСЬКИХ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ 227
5.1. Розвиток техніки і технології розробки морських родовищ вуглеводнів 227
5.2. Морські бурові установки 235
5.3. Бурове обладнання 246
5.4. Типи свердловин на морських родовищах 249

РОЗДІЛ 6. СИСТЕМИ ЗБОРУ НАФТИ І ГАЗУ НА ПРОМИСЛАХ ТА ЇХ ПРОМИСЛОВА ПІДГОТОВКА 251
6.1. Збір і зберігання нафти на промислах 251
6.2. Промислова підготовка нафти 254
6.3. Збір природного газу на промислах 262
6.4. Промислова підготовка природного газу 268

РОЗДІЛ 7. НЕТРАДИЦІЙНІ ВУГЛЕВОДНІ 274
7.1. Видобування нетрадиційної нафти 274
7.2. Видобування нетрадиційного газу 284

РОЗДІЛ 8. ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ ТА ГАЗУ 318
8.1. Основні види транспорту нафти і нафтопродуктів.....318
8.2. Розвиток методів транспортування нафти, газу і нафтопродуктів 318
8.3. Місце трубопровідного транспорту, його розвиток та структура на сучасному етапі 323
8.4. Транспортування нафти і нафтопродуктів трубопроводами 327
8.5. Транспортування природного газу трубопроводами.....331
8.6. Підземні сховища природного газу.....337
8.7. Залізничне транспортування нафти, нафтопродуктів та скрапленого газу 339
8.8. Водне транспортування нафти, нафтопродуктів і скрапленого газу 348
8.9. Автомобільне транспортування нафти, нафтопродуктів та скрапленого газу.....360
8.10. Нафтобазове господарство.....364

РОЗДІЛ 9. ПРОДУКТИ І ПРОЦЕСИ ПЕРЕРОБКИ НАФТИ.....369
9.1. Розвиток технології переробки нафти і газу 369
9.2. Продукти переробки нафти 376
9.3. Основні методи переробки нафти 378
9.4. Перегін нафти.....379
9.5. Процеси переробки нафти 382
9.6. Переробка вуглеводневих газів 387
9.7. Хімічна переробка нафтової та газової сировини.....395
9.8. Основні нафтохімічні виробництва 398

СЛОВНИК ВИКОРИСТАНИХ У ПІДРУЧНИКУ ТЕРМІНІВ.....405

ЛІТЕРАТУРА.....412

ВСТУП

Розвиток промисловості й сільського господарства країни практично неможливий без застосування нафти і природного газу, а також продуктів їх переробки.

Нафта – відмінне паливо. Однак спалювати нафту для одержання тепла недоцільно, тому що з неї можна отримати цілий ряд цінних продуктів, які використовуються майже в усіх галузях господарства. Бензин, дизельне паливо, гас, змащувальні мастила, парафін, мазут, бітум – ось далеко не повний перелік нафтопродуктів, які одержують при переробці нафти.

Природний газ також є чудовим паливом як для промисловості, так і для побутових потреб. Газ застосовується і як сировина для хімічної промисловості при виробництві синтетичного каучуку, пластмас, синтетичних волокон, спиртів, добрив, сажі та інших продуктів.

Отже, нафта, природний газ та продукти їх переробки істотно впливають на економіку країни, на підвищення матеріального добробуту народу. Тому темпам зростання нафтової і газової промисловості в Україні, як і в інших нафтогазовидобувних державах світу, постійно приділяється велика увага. Свідченням тому є історія нафтової і газової промисловості в Україні, яка нараховує більше 100 років, а також значні асигнування, які вкладає держава в розвідку і пошуки нафти і пророднього газу.

Про важливу роль нафти і пророднього газу в народному господарстві говорить і динаміка видобування нафти і газу на теренах України. У 1909 році на Прикарпатті видобування нафти досягало 2 млн т на рік. Перший газопровід Борислав – Дрогобич був збудований у 1912 році. Перші нафтопереробні заводи в Україні виникли в середині – другій половині XIX століття на Прикарпатті, що належало Австро-Угорщині, у Бориславі, Львові, Дрогобичі, Надвірній.

На початку XX століття на Прикарпатті почали застосовувати попутний нафтовий газ у промислових масштабах.

Початок масштабного видобутку та використання природного газу на теренах України пов'язаний з відкриттям у 1920 році Дашавського газового родовища, яке почали експлуатувати з 1924 року.

Сьогодні провідне місце за видобутком нафти і газу посідає Лівобережна Україна. Основні родовища нафти і природного газу знаходяться в Харківській, Сумській, Полтавській, Дніпропетровській і Чернігівській областях.

Найбільше з газових родовищ – Шебелинське (80% усіх запасів газу в Україні), на другому місці за запасами газу Західно-Хрестищенське газоконденсатне родовище, яке експлуатується з 1970 року, за ним йде Гнідинцівське нафтоконденсатне родовище – одне з найпродуктивніших в Україні, яке експлуатується з 1960 року.

У Прикарпатській нафтогазоносній провінції працюють нафтогазовидобувні управління в Бориславі й Долині.

У Причорноморсько-Кримській нафтогазоносній області станом на 2014 рік експлуатувалося 17 газових родовищ. Найбільші з них – Голіцинське, Джанкойське, Глібовське, Оленівське, Задорненське, Стрілковське.

Україна має великі потужності з нафтопереробки – це нафтопереробні заводи: Лисичанський, Кременчуцький, Херсонський, Бердянський, Дрогобицький, Львівський, Надвірнянський та газопереробні заводи: Бориславський, Глинсько-Розбишівський, Гнідинцівський, Долинський, Качанівський, Шебелинський, Яблунівський.

У 50 – 80-х роках XX ст. в Україні видобуток нафти, й особливо газу, поступово зростав. Найбільшого рівня видобутку нафти разом з газоконденсатом було досягнуто 1972 році – 14,4 млн т, а природного газу в 1975 році – 68,7 млрд $м^3$.

Починаючи з другої половини 1970-х років видобуток нафти і природного газу в Україні стабільно скорочувався у зв'язку з виснаженням старих родовищ, які інтенсивно експлуатувалися під час входження України до СРСР. Унаслідок цього у 2013 році нафти і газового конденсату було видобуто лише 2,97 млн т, а природного газу – 19,34 млрд $м^3$.

Через значне падіння видобутку нафти і газу в державі утворився дефіцит енергоносіїв. Тому на державному рівні здійснювалися за-

ходи по упровадженню ефективних способів збільшення обсягів видобутку нафти та природного газу.

У 2014 році видобуток нафти і газового конденсату продовжував падати, їх було видобуто 2,72 млн т, а видобуток природного газу вдалося стабілізувати і навіть дещо збільшити до 19,8 млрд $м^3$.

У 2015 році в Україні було видобуто 2,46 млн т нафти й газоконденсату і 19,9 млрд $м^3$ природного газу.

На 2020 рік передбачається досягти видобутку нафти та газоконденсату 5,3 млн т, а природного газу – 28 млрд $м^3$.

У цьому навчальному підручнику викладено програмний матеріал курсу «Основи нафтогазової інженерії».

Курс передбачає вивчення основ геології нафти і газу, буріння свердловин, розробки й експлуатації нафтових і газових родовищ, збору та підготовки вуглеводневої сировини, а також транспорту, зберігання та первинної переробки нафти і газу.

Мета навчального підручника – полегшити вивчення даного курсу, підготувати студентів до наукового розуміння ведення основних робіт у нафтогазовій галузі.

За основу при підготовці підручника взято попередню роботу авторів – посібник «Основи нафтогазової справи» (Полтава-Київ, 2017).

Автори розглядають пропонований підручник «Основи нафтогазової інженерії» як базовий для студентів спеціальності 185 і будуть вдячні читачам за зауваження і поради, які будуть враховані при підготовці наступних видань навчального підручника.

РОЗДІЛ 1. ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

1.1. Джерела енергії й органогенна сировина

Здавна пошук продуктів харчування та джерел енергії визначав діяльність людини. Деревина, вітер і вода довгий час були єдиними енергоносіями. З перетворенням енергії води й інших видів енергії в електричний струм почався бурхливий розвиток техніки. Дешева нафта забезпечила після 1945 року швидкий розвиток автомобілебудування. Однак підвищення цін на енергоносії та різке збільшення чисельності населення Землі актуалізують питання межі зростання енергоспоживання як в промисловості так і в побуті.

Мінімальна кількість енергії, необхідна для підтримання життєдіяльності людини (в первісному і сучасному світі), становить 12,6 МДж на день, або $4{,}60 \cdot 10^3$ МДж на рік, що еквівалентно енергії, яка виділяється при спалюванні 125 кг нафти. У зв'язку з підвищенням вимог людей до комфорту на початку XX століття споживання енергії перевищило біологічно необхідний рівень у 5,5 рази, у 1980 році – в 13,3 рази, а на початку XXI століття – у 23 – 25 разів.

У середньому одна людина за рік споживає енергію 2,2 тонн умовного палива (т у.п.), у той час як у США споживання енергії дорівнює 12, у Німеччині – 6, а в країнах Африки – 0,1 т у.п., що на 40% менше мінімуму енергії для підтримання життєдіяльності людини.

Чисельність населення Землі швидко зростає. У 1700 році на планеті проживало 600 млн людей, до 1850 року кількість землян збільшилася до 1,2 млрд, до 195ё0 року – до 2,5, а до середини 1987 року – до 5,0 млрд, у другій половині 1999 року – до 6,0 млрд, на початку 2007 року – до 6,3 млрд. Таким чином, для першого подвоєння кількості землян потрібно було 150 років, другого – 100, а третього – менше 37 років.

Темпи приросту використання геоенергетичних ресурсів складають 3 – 4% на рік. Приріст у 4% означає збільшення їх кількості за 30 років утричі, а за 100 років – у 50 разів, тобто приріст використання енергоресурсів випереджує приріст числа землян.

Світове використання енергоресурсів за роками у тоннах умовного палива наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Світове використання енергоресурсів

Показник	Роки					
	1900	1950	1970	2000	2020	2050
Сумарне енерговикористання, млрд т у.п.	0,95	2,86	7,30	14,2	19,4	23,9
Населення, млрд	1,62	2,50	3,60	6,00	8,00	9,2
Питома енерговитрата, т у.п. на 1 людину	0,59	1,16	2,03	2,36	2,42	2,59

У зв'язку з життєвими потребами і підвищенням споживчого попиту населення, навантаження на природу стає настільки великим, що слід очікувати порушення енергетичного балансу планети. Очевидно, що земні ресурси зможуть забезпечити зростаючі потреби лише протягом обмеженого терміну.

На початку XXI сторіччя на Землі щорічно споживається енергії понад 14 млрд т у.п.. За прогнозом Всесвітньої енергетичної ради і Міжнародного інституту прикладного системного аналізу (WEC/IIASA) у 2020 році глобальне енергоспоживання людства складе 19,4 млрд т у.п.

Зауважимо, що перехід до нового технологічного укладу змінює не лише рівні енергоспоживання, але і його структуру.

Процес заміщення технологічних укладів починається з різкого підвищння цін на енергоносії й сировину, що обумовлено зростанням попиту на них. Стрибок цін на енергоносії й сировину призводить до різкого падіння прибутковості виробництва в технологічних сукупностях домінуючого технологічного укладу. Це служить сигналом до масового впровадження нових, менш енерго- і матеріаломістких технологій.

Надалі збільшення енергоспоживання відбувається за рахунок більш ефективного енергоносія, адекватного потребам нового технологічного укладу. Так відбувалося при переході з деревини на вугілля, з вугілля на нафту, з нафти на газ.

У найближче десятиліття зростання попиту на енергію буде суттєво покриватися за рахунок використання органічного палива.

При цьому найбільш суттєвим у виборі енергоносія є показник **EROEI** (англ. energy returned on energy invested), або **EROI** (energy return on investment) – співвідношення отриманої енергії до витраченої, енергетична рентабельність. У фізиці, економічній та екологічній енергетиці – співвідношення кількості придатної до використання

(корисної) енергії, отриманої з певного джерела енергії (ресурсу), до кількості енергії, витраченої на отримання цього енергетичного ресурсу. Якщо для деякого ресурсу показник EROEI менше або дорівнює одиниці, то такий ресурс перетворюється в «поглинач» енергії й більше не може бути використаний як первинне джерело енергії.

Згідно із цим критерієм вугілля є найефективнішим паливом (EROEI = 80), за ним ідуть нафта і газ (EROEI = 35), потім – ядерне паливо (EROEI = 15). Слід звернути увагу на низький EROEI біопалива (EROEI = 0,8 – 10). У зв'язку із цим деякі вчені й експерти висловлюють думку, що біопаливо не відіграє значущої ролі в майбутньому, і для заміни нафти як рідкого енергоресурсу в першу чергу слід удосконалювати технології отримання рідних палив із природного газу.

Слід зазначити, що питоме енергоспоживання на одиницю виробленої продукції в країнах Східної Європи, у тому числі і в Україні, у 15 разів вище, ніж у Японії, у 10 разів вище, ніж у Франції, у 5 – 6 разів вище, ніж у США. На 1 долар США продукції в Японії витрачається 0,13, у Франції – 0,19, у Південній Кореї – 0,31, США – 0,35 кг, а в країнах Східної Європи – 1,9 – 2,2 кг нафтового еквіваленту. Це свідчить, з одного боку, про застарілі техніку і технології, які в нас ще широко використовуються, а з іншого – про значні можливості нашої країни щодо енергозбереження.

Енергоносії поділяють на відновлювані й невідновлювані. До першої групи традиційно відносять:

– сонячну енергію;
– енергію вітру;
– енергію води;
– біомасу (деревина, сміття тощо);
– тепло морів;
– енергію припливу;
– тепло Землі.

До другої групи відносять:

– кам'яне і буре вугілля;
– торф;
– нафту;
– природний газ;
– ядерне паливо.

Відновлювані джерела енергії (крім тепла Землі та, можливо, частки абіогенних вуглеводнів, що конденсуються у пастках з емана-

цій верхньої мантії) залежать від сонячної енергії. На сьогоднішній день, у зв'язку з великою амплітудою їх коливань у часі, малою просторовою густиною енергії, низьким коефіцієнтом корисної дії та значною матеріалоємністю розроблених установок, вони використовуються дуже мало. Їхня частка в енергетичному балансі різних країн ще недавно складала від одного до кількох відсотків. У 2013 році близько 21% світового енергоспоживання було забезпечене з відновлюваних джерел енергії.

Згідно з даними Міжнародного енергетичного агентства, очікується зростання сектора відновлюваної енергетики у світі на 40% у найближчі п'ять років (2014 – 2019). Нині відновлювані джерела енергії є сектором виробництва електроенергії, який зростає найшвидше у світі.

За даними звіту Єврокомісії, який публікується кожні два роки, у 2013 році частка відновлюваної енергії в усьому енергетичному циклі в ЄС становила 15%. Роком пізніше вона зросла на 0,3 %. Підвищення відбувалося в усіх країнах ЄС. У планах також є збільшення до 20% частки джерел цього виду енергоносіїв до 2020 року. Кожна країна при цьому впроваджуватиме відповідну квоту згідно із власними потребами. Євросоюзу вдається досягти таких показників у першу чергу за рахунок таких країн, як Швеція, Данія, Латвія, де частка відновлюваних джерел енергії складає до 42%. У той час як у Британії вона становить трохи більше 5%, а у Німеччині – 9,5% станом на 2015 рік. У США на «зелену енергетику» у 2014 році припадало 14%, що співставно з АЕС.

В Україні частка відновлювальної енергії складає 5 – 6%. Україна приєдналася до Європейського енергетичного співтовариства і взяла на себе зобов'язання до 2020 року виробляти 11% електроенергії з відновлюваних джерел енергії.

Розглянемо окремі види відновлювальної енергії.

Енергія Сонця може бути використана безпосередньо як джерело електроенергії й тепла. Для цього створено пристрої, які концентрують енергію Сонця на малих площах і в малих обсягах. Сьогодні працюють нагрівальні пристрої, котрі акумулюють енергію Сонця, а також дослідні зразки електродвигунів та автомобілів, які використовують енергію Сонця.

Ще в 1870 році в Чилі було побудовано сонячний опріснювач морської води, котрий виробляв до 30 т прісної води на добу і працював понад 40 років.

Сонячна енергія може бути перетворена в електричну двома основними шляхами: термодинамічним та фотоелектричним.

При термодинамічному методі електричну енергію за рахунок використання сонячної енергії можна отримати застосуванням традиційних схем у теплових установках, у яких теплота від згоряння палива замінюється потоком концентрованого сонячного випромінювання.

«Сонячна енергія» може позначати енергію, отриману від сонячного випромінення. Існують різні принципово можливі шляхи застосування енергії сонячного випромінення, включно із:

– генеруванням електричної енергії з використанням сонячних елементів;

– генеруванням електричної енергії із застосуванням концентраторів сонячного випромінення;

– генеруванням електричної енергії шляхом нагрівання стисненого повітря для обертання турбін;

– генеруванням електричної енергії на геосинхронній орбіті з використанням штучних супутників – орбітальної енергетичної системи.

Завдяки застосуванню гетеропереходів коефіцієнт корисної дії сонячних батарей уже досягає 25%. Налагоджено виробництво сонячних батарей у вигляді довгої полікристалічної кремнієвої стрічки, які мають ККД понад 10%.

Енергія вітру використовується людством віддавна. Вітрові млини для переробки зерна винайдені ще у середньовіччі, а останнім часом енергія вітру все ширше використовується для одержання електроенергії. Створюються вітряки великої потужності, які установлюють на місцевості, де дмуть часті й сильні вітри. Кількість і якість таких двигунів зростає щорічно, налагоджене їх серійне виробництво.

В Україні діють сім вітроелектростанцій (ВЕС), оснащених власними вітроагрегатами. У 1998 – 1999 роках стали до ладу три нові ВЕС, вартість електроенергії на яких нижча, ніж на збудованих раніше.

Процес будівництва української вітроенергетики почався у 1996 році, коли була запроектована Новоазовська ВЕС проектною потужністю 50 МВт. У 2000 році працювало 134 турбіни з 3500 запроектованих та закладено близько 100 фундаментів під турбіни потужністю 100 кВт кожна. Фактична потужність станції при штаті 34 працівники – 14,5 МВт. Приблизно такий же штат співробітників буде на ВЕС, коли вона досягне проектної потужності.

На 2013 рік в Україні діяли десятки ВЕС, оснащених як імпортними, так і власними вітроагрегатами. На кінець 2012 року сумарна потужність вітроелектростанцій в Україні вже становила майже 263 МВт. Протягом 2012 року вони виробили 288,2 млн кВт·год електроенергії, що в 3,2 разу більше, ніж у попередньому році (89,5 млн кВт·год.).

Станом на кінець 2014 року на вітроелектрогенерацію ЄС припадало 128,8 ГВт встановлених потужностей із 134,0 ГВт всього в Європі (106,0 ГВт та 109,6 ГВт відповідно для 2012 року). Дані потужності забезпечують майже 10% виробництва електроенергії Євросоюзу.

У Данії та Шотландії вітрогенерація виробляє більше третини електроенергії. У Данії у 2015 році вітрогенерація забезпечила понад 42% споживання електроенергії.

У Португалії у 2014 році вітрогенерація забезпечила 25,7% споживання електроенергії. За 2014 рік було доведено потужності до 222 МВт, тоді як у 2013 році цей показник становив 184 МВт. Майже 100% потужностей вітроенергетики Португалії належать до наземних. У 2015 році Євросоюз виділив 30 млн євро на створення експериментальної плаваючої вітроелектростанції потужністю 25 МВт.

В Ірландії у 2015 році вітрогенерація забезпечила 23% споживання електроенергії, в Іспанії – 19%.

У Німеччині у 2015 році вітрогенерація забезпечила 13,3% виробництва електроенергії порівняно з 8,9% у попередньому році. Загальна кількість «вітряків» у Німеччині складає понад 10 тисяч, а їх загальна сукупна потужність досягла 6900 МВт. У Нижній Саксонії працює близько 2000 таких установок, які виробляють близько 8% електроенергії.

У Великобританії у 2015 році вітрогенерація забезпечила 11% виробництва електроенергії порівняно з 9,5% у попередньому році. У той же час Шотландія має наміри розвивати й оффшорну вітроенергетику, зокрема, у 2017 році очікується встановлення плаваючої вітроелектростанції потужністю 30 МВт.

Енергія води, як і енергія вітру, використовується людьми здавна як джерело механічної енергії, а починаючи з XX ст. і як джерело електроенергії. У світі побудована велика кількість гідроелектростанцій, які виробляють до 5% від загальної електроенергії, причому в деяких країнах частка електрики, виробленої на гідроелектростанціях, значно вища. В Україні, на Дніпрі, побудовано каскад із шести гідро-

електростанцій. Слід зазначити, що останнім часом будівництво гідроелектростанцій у світі значно скорочено внаслідок відсутності сприятливих умов.

В енергетичному комплексі України гідроелектростанції посідають третє місце після теплових та атомних. Сумарна встановлена потужність ГЕС України нині становить 8% від загальної потужності об'єднаної енергетичної системи країни. Середньорічний виробіток електроенергії гідроелектростанціями становить 10,8 млрд кВт·год. Установлено, що економічні та технічні можливості використання гідроенергоресурсів України дорівнюють близько 20 млрд кВт·год, а нині використовується не більше 50%. Основний використовуваний потенціал зосереджений на ГЕС Дніпровського каскаду (потужність – 3,8 ГВт, виробіток – 9,9 ГВт·год): Дніпровська ГЕС, Київська ГАЕС (гідроакумулююча), Ташлицька ГАЕС.

Крім ГЕС і ГАЕС, в Україні нині експлуатуються 49 так званих малих ГЕС, які виробляють понад 200 млн кВт·год електроенергії. Але вони мають недоліки: швидке зношення обладнання, пошкодження споруд напірного фонтана, замулення водосховищ, недостатнє використання засобів автоматики та контролю.

Подальший розвиток гідроенергетики потребує реконструкції й технічного вдосконалення гідровузлів. Заміну фізично застарілого обладнання слід здійснювати на сучасному рівні (з використанням засобів автоматизації та комп'ютеризації).

Станом на 2006 рік гідроенергетика забезпечувала виробництво до 88% відновлюваної і до 20% всієї електроенергії у світі, встановлена гідроенергетична потужність досягла 777 ГВт.

На 2010 рік гідроенергетика забезпечувала виробництво до 76% відновлюваної та до 16% всієї електроенергії у світі, встановлена гідроенергетична потужність досягала 1015 ГВт. Лідерами з вироблення гідроенергії на громадянина є Норвегія, Ісландія й Канада. Найбільш активно гідробудівництво на початок 2000-х років веде Китай, для якого гідроенергія є основним потенційним джерелом енергії. В цій же країні розміщено до половини малих ГЕС світу.

Окремим перспективним видом енергії є енергія хвиль, океанічних течій. Енергія хвиль, яка виділяється при хвильовому русі води в океані, величезна. Середня хвиля висотою 3 м несе приблизно 90 кВт енергії на 1 $м^2$ узбережжя.

В останні десятиріччя проводяться широкомасштабні дослідження практичного використання значного потенціалу течій у морях

і океанах, котрі поділяють на неперіодичні, мусонні (пасатні) й припливно-відпливні. З них у першу чергу розглядається можливість використання енергії головних неперіодичних течій (Гольфстрім, Куросіо та ін.), сумарний енергетичний потенціал яких за різними методиками оцінюється від 5 до 300 млрд кВт.

У Японії з 1978 року працює плавуча електростанція, яка використовує енергію морських хвиль. Станція дозволяє отримувати і перетворювати енергію хвиль у камерах компресорного типу на енергію стиснутого повітря. Потім лопатки турбіни обертають електрогенератор. Сьогодні у світі вже близько 400 маяків і навігаційних буїв одержують живлення від хвильових енергетичних установок. В Індії від хвильової енергії працює плавучий маяк порту Мадрас. У Норвегії з 1985 року діє перша у світі промислова хвильова станція потужністю 850 кВт. Енергоустановки такого типу економічно ефективні для малих населених пунктів на узбережжі океану.

Біомаса (деревина, сміття й ін.). Щорічно приріст біомаси у світі оцінюється у 200 млрд т у перерахунку на суху речовину, що енергетично еквівалентно 80 млрд т нафти. Одним із джерел біомаси є ліси. При переробці деревини 3 – 4 млрд т становлять відходи, енергетичний еквівалент яких складає 1,1 – 1,2 млрд т нафти. Світова потреба в енергії складає лише 12% від потенційної енергії щорічного світового приросту біомаси. Частка і кількість біомаси, що використовується для одержання енергії, постійно знижується, що можна пояснити порівняно низькою теплотою її згоряння внаслідок високого вмісту в ній води.

Для підвищення октанового числа бензинів використовується 8 – 20-відсоткова домішка паливного етанолу, а в деяких випадках – гідролізний спирт. Сировиною для одержання етанолу служать різні продукти природного біосинтезу. У Канаді для цього використовується зерно кукурудзи, з 1 т якої одержують 400 л етанолу й високопротеїновий корм для худоби. У Бразилії спирт одержують з особливого сорту тростини. Використання етанолу як домішки до бензину має місце і в Україні.

Застосування в енергетиці знаходять побічні сільськогосподарські продукти: солома, відходи життєдіяльності тварин і птиці тощо.

Лідером у використанні соломи як палива є Данія, де побудовано 8000 фермерських установок потужністю 0,1 – 1,0 МВт, 62 теплові станції потужністю 1 – 10 МВт і 9 комбінованих теплоелектростанцій. Солому використовують також Австрія, Швеція, Фінляндія,

Франція. В Україні потенціал використання соломи складає 4,3 млн т у.п. на рік (близько 2% витрат палива), однак її застосування вимагає значних капіталовкладень.

Біогаз, одержуваний з відходів життєдіяльності тварин і птиці, може замінити в Україні 6 млрд $м^3$ природного газу, однак для його одержання необхідні значні інвестиції, строк окупності яких складає 4 – 5 років. Китай планує через кілька років довести виробництво біогазу до 100 – 120 млрд $м^3$.

Одним з перспективних джерел енергії є метан сміттєзвалищ, що утворюється в результаті розкладання органічної частини твердих побутових відходів в анаеробних умовах, що виникають після їх санітарного поховання. Тільки в містах утворюється 400 – 450 млн т твердих побутових відходів на рік. Вихід газу з теплотою згоряння 17 – 20 МДж/$м^3$ складає 100 $м^3$/т твердих побутових відходів протягом 20 років зі швидкістю 5 $м^3$/т на рік. Потенціал такого метану в країнах Європейського Союзу наближується до 9 млрд $м^3$/рік, у США – 13 млрд $м^3$/рік, в Україні – близько 1 млрд $м^3$ на рік.

Тепло морів і енергія припливів рідко використовуються як джерела енергії внаслідок низького питомого енергетичного потенціалу (малого перепаду температури води, малої амплітуди та значного часу протікання припливів і відливів). У світі побудовано кілька дослідних припливних електростанцій (ПЕС) у зонах з максимальними висотами припливів, однак їх промислове будівництво найближчим часом не намічається. Великий обсяг проведених у світі досліджень з розроблення способів концентрації низьких енергій дозволяє сподіватися на використання в майбутньому цих колосальних джерел енергії.

ПЕС є у Франції, Великобританії, Канаді, Китаї, Індії, США та інших країнах. ПЕС «Ля Ранс», побудована в естуарії річки Ранс (Північна Бретань) має найбільшу у світі дамбу, її довжина становить 800 м. Гребля також служить мостом, по якому проходить високошвидкісна траса, що з'єднує міста Сен-Мало і Дінард. Потужність станції становить 240 МВт.

Геотермальна енергія (природне тепло Землі), акумульована в перших десяти кілометрах земної кори, за оцінкою МРЕК-XI, досягає 137 трлн т у.п., що в 10 разів перевищує геологічні ресурси всіх видів палива разом узятих.

З усіх видів геотермальної енергії найкращі економічні показники мають термальні води, пароводяні суміші і природна пара.

Гідрогеотермальні ресурси, котрі використовуються на сьогодні,

практично складають лише 1% від загального теплового запасу надр. Досвід показав, що перспективними в цьому відношенні варто вважати райони, в яких зростання температури з глибиною відбувається досить інтенсивно, колекторські властивості гірських порід дозволяють одержувати з тріщин значні кількості нагрітої води чи пари, а склад мінеральної частини термальних вод не створює додаткових труднощів по боротьбі із солевідкладеннями і кородуванням устаткування.

Аналіз економічної доцільності широкого використання термальних вод показує, що їх варто застосовувати для опалення й гарячого водопостачання комунально-побутових, сільськогосподарських і промислових підприємств, для технологічних цілей, добування цінних хімічних компонентів тощо. Гідрогеотермальні ресурси, придатні для одержання електроенергії, складають 4% від загальних прогнозних запасів, тому їх використання в майбутньому варто пов'язувати з теплопостачанням і теплофікацією місцевих об'єктів.

В Україні прогнозні експлуатаційні ресурси термальних вод за запасами тепла еквівалентні використанню близько 10 млн т у.п. на рік.

Серед перспективних районів для пошуків і розвідки геотермальних ресурсів – Донецький бассейн, Дніпровсько-Донецька западина.

Значні масштаби розвитку геотермальної енергетики в майбутньому можливі лише при одержанні теплової енергії безпосередньо з гірських порід (петрогеотермальна енергія). У цьому випадку теплоносій певного потенціалу утворюється в результаті теплообміну води, яка нагрівається при контакті у тріщині з високотемпературними гірськими породами в зоні природної чи штучно створеної проникності з наступним виведенням теплоносія на поверхню.

Мінімальна – технологічно прийнятна для виробництва електроенергії при існуючих технічних можливостях – температура гірських порід складає 150°С. Така температура гірських порід у межах України зафіксована на глибинах 3 –10 км (у Донбасі – 4 – 6 км).

Відповідно до проведеного оцінювання геологічні ресурси геотермальної енергії найбільш перспективних в Україні площ в інтервалі глибин 3 – 10 км складають близько 15 трлн т у.п., до 7 км – 3 трлн т у.п. У Дніпровсько–Донецькій западині й Донбасі прогнозні ресурси петрогеотермальної енергії в інтервалі глибин 4 – 10 км складають 9 трлн. т у.п., у тому числі до 7 км – 1,9 трлн т у.п. Щільність ресурсів на технологічно доступних глибинах 4 – 5 км складає близько 7 млн т у.п./км.

Гідротермальні родовища використовуються в ряді країн для вироблення електроенергії. Перше місце за виробленням електроенергії з гарячих гідротермальних джерел займає США. У Долині великих гейзерів (штат Каліфорнія) на площі 52 км діє 15 установок, потужністю понад 900 МВт.

«Країна льодовиків», як називають Ісландію, ефективно використовує гідротермальну енергію своїх надр. Тут відомо понад 700 термальних джерел, які виходять на земну поверхню. Близько 60% населення користується геотермальними водами для обігріву житлових приміщень, а в найближчому майбутньому планується довести це число до 80%. При середній температурі води 87 ^{0}C річне споживання енергії гарячої води складає 15 млн ГДж, що рівноцінно економії 500 тис. т кам'яного вугілля на рік. Крім того, ісландські теплиці, в яких вирощують овочі, фрукти, квіти і навіть банани, споживають щорічно до 150 тис. м^3 гарячої води, тобто понад 1,5 млн ГДж теплової енергії.

У таблиці 1.2 показані основні енергоресурси планети.

Таблиця 1.2 – Структура світового споживання енергії

Роки	**Енергетичні ресурси, ПВт·год** (1 ПВт·год = 1012 кВт·год)			
	викопні	**атомні**	**відновлювані**	**разом**
1990	83,374	6,113	13,082	102,569
2000	94,493	7,857	15,337	117,687
2008	117,076	8,283	18,492	143,851
Різниця 2000–2008	22,583	0,426	3,155	26,164

З розвитком промисловості й енергетики, а також зростанням їхньої технічної оснащеності спочатку тверді горючі копалини, а потім нафта і природний газ ставали основними джерелами теплової енергії й вуглеводневої хімічної сировини. У сучасних умовах за прогнозом до кінця 2020-х років основним джерелом енергії буде хімічна енергія горючих копалин і меншою мірою – ядерна енергія АЕС.

Горючі копалини, які складають основну масу непоновлюваних джерел енергії, є предметом нашого подальшого детального розгляду.

1.2. Загальна характеристика паливно-енергетичної сировини та її роль в енергетиці

Паливно-енергетична сировина (ПЕС) відіграє ключову роль у життєздатності будь-якої держави. З нею пов'язані практично всі галузі економіки, а також політична й економічна незалежність.

Україна належить до держав світу, які мають запаси всіх видів ПЕС (нафта, природний газ, вугілля, торф, уран та ін.), але ступінь забезпеченості запасами, їх видобуток і використання не однакові, і в сумі вони не дають необхідного рівня енергетичної безпеки *(власними енергоресурсами Україна забезпечує себе приблизно на 47%)*.

У світовій економіці при виробництві електроенергії використовують 80 – 85% викопної ПЕС. Основним первинним енергоресурсом є викопне вугілля, споживання якого у XXI ст. за найближчі 10 – 15 років збільшиться до 41%. Сьогодні вугілля є основою електроенергетики в ряді країн світу: в Польщі з нього виробляють 96% електроенергії, ПАР – 90, Австралії – 84, Китаї – 80, Чехії – 70, Індії – 68, США – 56%. У таблиці 1.3 наведено структуру виробництва і частинне (у відсотках) використання енергоресурсів на одержання одиниці електроенергії у 2006 році у різних країнах.

Таблиця 1.3 – Структура виробництва електроенергії у світі, 2006 р. (%)

Країна	Млрд кВт·годин на рік	Вугілля	Нафта	Газ	Атомна енергія	Гідро-енергія	Інші види
США	4003,5	52,7	3,1	15,7	20,0	6,2	2,2
Франція	535,8	5,8	1,4	2,1	77,5	12,5	0,7
Німеччина	567,1	52,7	0,8	9,3	29,9	3,8	3,4
Велико-британія	372,2	33,4	1,5	39,4	22,9	1,4	1,4
Італія	269,9	11,3	31,8	37,5	–	16,4	3,0
Іспанія	221,7	36,5	10,2	9,1	28,1	12,8	3,4
Україна	**173,0**	**31,9**	**0,6**	**16,8**	**45,1**	**5,6**	**1,0**
Швеція	145,9	2,1	1,2	0,3	39,3	54,1	3,0
Норвегія	142,4	0,1	–	0,1	–	99,5	0,3
Данія	36,2	46,0	12,2	24,3	–	0,1	17,4

Вугілля. Біля трьох століть, з початку промислової революції у Європі, головним енергоносієм у світі було викопне вугілля. Обсяг світового вуглевидобутку в XIX ст. збільшився більш ніж у 50 разів і склав 750 млн т на рік. На початку XX ст. частка вугілля у світовому паливно-енергетичному балансі складала 94,4%. Напркінці 1960-х років ця частка скоротилася до 51%, але вугілля все ще переважало сукупне використання інших енергоносіїв. Обсяги його видобутку і споживання збільшувалися протягом усього XX ст. (виняток складають роки Другої світової війни).

У другій половині XX ст. вугілля активно витісняється і заміщується менш відходним рідким та газоподібним паливом, атомною й іншими видами енергії. Якщо у 1900 році у структурі світового енергоспоживання нафта складала лише 3,8%, то з 1970 року вона зайняла першу позицію, і у 2000 році її частка досягла 34,1%, вугілля – 29,6%, газу – 26,5%. Нафта і природний газ наприкінці XX ст. стали геополітичним фактором світової економіки, що суттєво виявилося і на початку XXI ст.

За даними Міжнародного енергетичного агентства (IEA) частка вугілля у продукуванні енергії у 2005 році склала 25,3%, нафти – 35%, природного газу – 20,7%, ядерного палива – 6,3%, гідроресурсів – 2,2%. На вугілля припадає 40,3% світового виробництва електроенергії (на природний газ – 19,7%, на гідроресурси – 16%, на ядерне паливо – 15,2%, на нафту – 6,6%).

В історії вугільної промисловості Західної Європи XX ст., а саме у період 1960 – 1980 років, почалося скорочення видобутку вугілля, закриття нерентабельних шахт. У першому десятилітті XXI ст. суттєво скоротився добуток вугілля у Великобританії і Німеччині, а у Бельгії, Нідерландах, Франції його припинено, на межі цього знаходиться й Іспанія та ін. Але споживання вугілля в цих країнах практично не зменшилося. Скорочення його видобутку відбувалося в багатьох країнах Східної Європи, зокрема, в Польщі і Україні у 90-х роках XX ст. Цей процес супроводжувався реструктуризацією вугільної промисловості із закриттям найменш продуктивних виробничих одиниць, особливо тих, де запаси вироблені. Видобуток та імпорт вугілля у країнах Європи показано на рис. 1.1.

Світовий видобуток вугілля у 2000 році порівняно з 1900 роком зріс у 6 разів і склав 4535,7 млн т, споживання вугілля за XX століття виросло із 700 до 3670 млн т у.п.

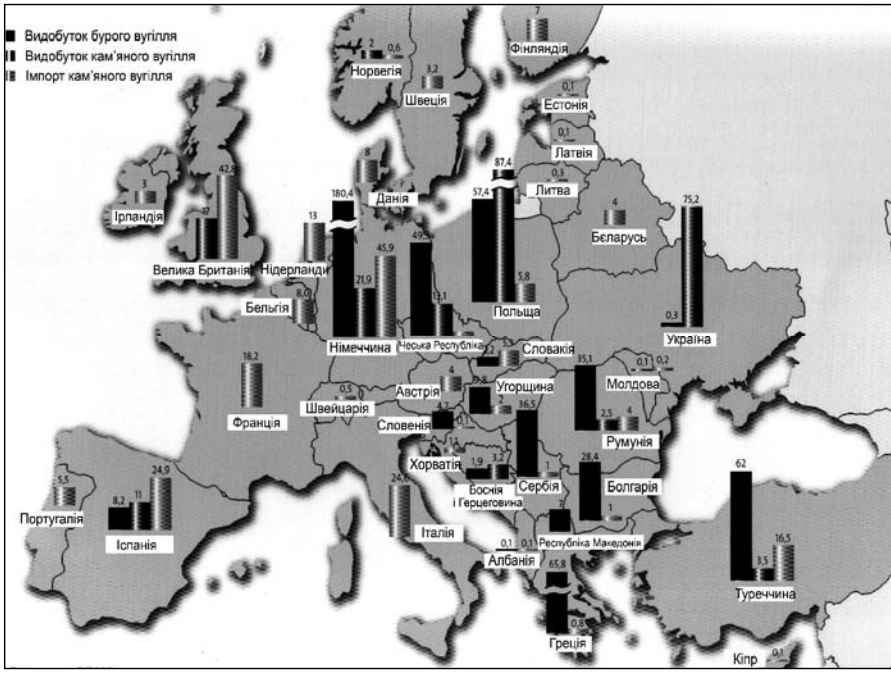


Рисунок 1.1 – Видобуток та імпорт вугілля у країнах Європи

Починаючи з 2001 року спостерігається тенденція зростання видобутку і споживання вугілля у багатьох країнах, які належать до великих експортерів та споживачів вугілля, а також у світі у цілому. Світовий обсяг споживання вугілля у 2005 році склав 7475 млн т, що на 44% більше, ніж у 2001 році (5263 млн т). У Китаї за цей період споживання вугілля подвоїлося і досягло 2757 млн т (проти 1383 млн т), у США – 1567 млн т (було 1060 млн т), в Індії – 611 млн т (було 360 млн т). За період 2005-2015 рр. видобуток вугілля у світі збільшився з 3033,6 до 3830,1 млн. т н.е., споживання відповідно – з 3130,6 до 3839,9 млн. т.н.е.

Найбільш довгостроковим енергоносієм є викопне вугілля, світові запаси якого перевищують запаси інших горючих копалин: частка вугілля складає понад 80%, нафти і газу – 17%. Географічно ресурси викопного вугілля розповсюджені порівняно рівномірно у світі – вони розвідані більш ніж у 80 країнах. Ціна на вугілля нижча, ніж на альтернативні енергоносії, воно зручне для транспортування на далекі відстані.

Органічна речовина викопного вугілля є сировиною для одержання великої кількості різноманітних хімічних продуктів, включно із синтетичними замінниками рідкого палива (мазути, котельне і моторне паливо) та газу (газифікація вугілля).

Вугілля є основою двох технологічних ланцюгів: «вугілля – кокс – метал» та «вугілля – теплові електростанції – електроенергія». Це свідчить про високу конкурентоспроможність вугілля і як палива, і як сировини для коксохімічної та хімічної промисловості. За прогнозами фахівців уже у наступні десятиліття очікується процес переорієнтації теплових електростанцій з природного газу на вугілля.

За даними компанії «British Pertroleum», за сучасних обсягів видобутку достовірних запасів нафти вистачить на 41 рік, природного газу – на 65 років (без урахування фактора абіогенних флюїдів), вугілля – на 155 років, у США, де сконцентровано 27% світових запасів вугілля, – на 240 років. У табл. 1.4 показано 10 перших країн, які мають найбільші запаси вугілля.

Таблиця 1.4 – Запаси кам'яного і бурого вугілля в країнах світу (2008 р.)

Країна	Кам'яне вугілля, млн т	Буре вугілля, млн т	Усього, млн т	Відсоток від світових запасів (%)	Забезпеченість запасами, роки
1. США	115891	134103	249994	25,4	252
2. Росія	49088	107922	157010	15,9	500
3. Китай	62200	52300	114500	11,6	82
4. Індія	82396	2000	84396	8,6	235
5. Австралія	42550	39540	82090	8,3	243
6. Німеччина	23000	43000	66000	6,7	317
7. ПАР	49520	-	49520	5,0	221
8. Україна	**16274**	**17879**	**34153**	**3,5**	**412**
9. Казахстан	31000	3000	34000	3,5	464
10. Польща	20300	1860	22160	2,3	138

Вугілля в Україні. Вугілля є єдиним енергоносієм, розвідані запаси якого можуть забезпечити потреби енергетики і промисловості України у найближчі 300 років. При цьому, якщо в структурі світових запасів палива вугілля складає 67%, нафта – 18% і газ – 15%, то в Україні відповідно – 94,5%, 2% і 3,6%.

У 1976 році обсяг видобутку вугілля в Україні становив

218 млн т, у 1978 р. – 210,8; 1985 р. – 189; 1988 р. – 192; 1990 р. – 164,8; 1995 р. – 82,3; 1996 р. – 71,6; 1997 р. – 75,7; 1998 р. – 76,2; 1999 р. – 80; 2000 р. – 80,3; 2001 р. – 84 ; 2007 р. – 75,5; 2015 – 39,7 млн т.

Шахтний фонд на травень 2008 року складав 160 шахт, з них 140 – державні. У 1991 році нараховувалося 276 шахт. Станом на 2018 рік у зв'язку з окупацією Донбасу в Україні залишилося близько 50 працюючих шахт.

Виробнича потужність українських шахт у 2007 році – 95 млн т вугілля на рік. У 1991 році – 193 млн т. Кількість діючих лав Міністерства вугільної промисловості України у 2007 році – 253, у т.ч. комплексно-механізованих – 143. Середня глибина розробки вугільних пластів – понад 720 м. До 20% шахт працюють на горизонтах 1000 – 1400 м. Середня товщина вугільного пласта – близько 1 м. У Донбасі близько 85% вугілля залягає в пластах потужністю до 1,2 м. Залягання пластів: пологе (65%) і крутоспадне (35%).

Для шахтного фонду характерне застаріле обладнання (99 шахт Донбасу були введені в експлуатацію у довоєнні часи, 80% шахт працюють без реконструкції більш як 20 років).

Вугілля, яке видобувається в Україні, відрізняється низькою якістю: висока зольність, високий уміст сірки, натрію і хлору. Тому його попередньо переробляють на понад 50 вуглезбагачувальних фабриках (2008 р.).

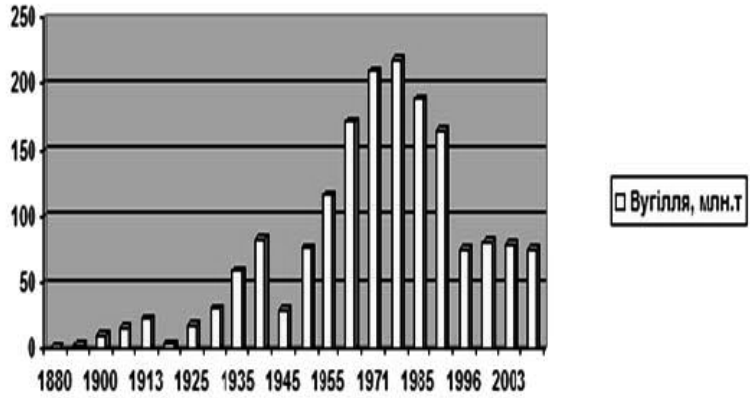


Рисунок 1.2 – Динаміка вуглевидобутку в Україні

Продуктивність праці у вугільній промисловості України вдвічі нижча, ніж у Польщі та Німеччині, у 15 разів нижча, ніж у США. За досить схожих геологічних умов видобутку на одного працюючого в Україні (при семиденному робочому тижні) у 1998 році продуктивність склала 158 т, у 2001 році – 270 т, а в Західній Європі – понад 500 т (при шестиденному робочому тижні). У вуглепромисловому районі Пенсільванія (США) продуктивність праці складає близько 500 т на місяць.

Вугільні поклади Донбасу й Львівсько-Волинського басейнів вміщують близько 1 трлн $м^3$ метану. Щорічно шахти викидають з повітрям і газом дегазації шахт до 3 млрд $м^3$ метану. За рахунок газів вугільних родовищ можна отримувати декілька мільярдів метрів кубічних метану.

У підсумку резюмуємо, що вітчизняна вугільна промисловість станом на 2018 рік втратила ряд потужностей у зв'язку з війною на Донбасі, технічний стан галузі незадовільний в результаті зношеності обладнання – тому роль вугілля у балансі загального первинного постачання енергії України на думку експертів Центру Разумкова поступово зменшуватиметься і у 2015 р. складе 17%.

Нафта і газ. За даними Геологічної служби США, оцінка світових запасів природного газу має такий вигляд: Росія – 43 млрд т нафтового еквівалента (н. е.), Іран – 19,8 н. е., Саудівська Аравія – 4,8; США – 4,25; Норвегія – 2,2; Канада – 1,75; Китай – 1,0; Великобританія – 0,65; Індія – 0,55 н. е.

Щодо запасів нафти з газоконденсатом Україна займає третє місце в Європі (без урахування Росії), поступаючись Великобританії та Норвегії, але рівень річного видобутку значно нижчий, ніж у багатьох інших країнах (рис. 1.3).

Причини цього:

– родовища вичерпані чи перебувають на завершальній стадії розробки;

– невисокий коефіцієнт вилучення (нафтовіддачі, газовіддачі);

– морально та фізично застарілий фонд експлуатаційного обладнання;

– великі глибини залягання нафтогазоносних пластів;

– низький дебіт видобувних свердловин (у 1999 р. середньорічний дебіт однієї нафтової свердловини в Україні складав усього 1,14 тис. т, що на один – два порядки нижче, ніж в основних нафтовидобувних країнах Європи, і нижче середньосвітового показника більш ніж утричі).

На початку XXI ст. зріс світовий видобуток нафти та природного газу, який у 2005 році склав відповідно 3,5 млрд т та 3,1 трлн м^3. Пік видобутку нафти й природного газу прогнозується відповідно на 2010 і 2020 роки. Зростає і споживання ПЕС, структура якої для України наведена в табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Споживання паливно-енергетичної сировини галузями господарства України у 2000 році

Споживання	Одиниця виміру	Усього	У тому числі, %				
			Промисловість	сільське господарство	будівництво	транспорт	житлово-комунальне господарство
Усі види палива	млн т у.п.	176,2	73,0	2,3	0,6	4,2	5,8
У тому числі							
Вугілля	млн т	63,3	92,6	0,2	0,2	0,6	0.3
Вугілля-брикет	тис. т	143,4	8,8	0,1	0,0	0,1	0,1
Газ природний	млрд м^3	68,4	57,8	0,4	0,2	6,5	12,3
Газ скраплений	тис. т	188,6	4,7	0,6	0,7	4,8	16,9
Нафта і газоконденсат	млн т	9,4	99,7	0,0	0,3	0,0	0,0
Торф	тис. т	416,9	96,6	0,0	0,0	0,0	0,0

Проблеми з видобутком вітчизняної нафти і природного газу аналогічні. Роль природного газу у народному господарстві України особливо важлива: частка газу в первинному споживанні енергії – майже 43 – 45%, у два рази перевищує європейський (21%) та світовий (25%) рівні.

За обсягом споживання газу Україна займає п’яте місце у світі. Внутрішні потреби у природному газі власним видобутком задовольняються на 20 – 25%, у нафті з газоконденсатом – на 10 – 12%.

Резерви для збільшення видобутку нафти і газу в Україні є:

– залучення до розробки нових родовищ (із 261 родовища природного газу та 305 родовищ нафти з газоконденсатом експлуатуються відповідно 145 і 201);

– освоєння нових родовищ (у тому числі на шельфі Азовського та Чорного морів); близько 60% початкових видобувних ресурсів ще не розвідано;

– підвищення вилучення нафти і газу шляхом направленого буріння у продуктивних горизонтах та із застосуванням методів вимушеного вилучення за допомогою різних реагентів;

– інтенсифікація геологорозвідувальних робіт на нафту й газ і особливо пошуково-розвідувального глибокого буріння, яке в останнє десятиріччя різко скоротилося.

За рахунок упровадження в життя цих та інших заходів у найближчі 4 – 5 років планується забезпечити щорічний приріст видобутку нафти на 0,4 – 0,6 млн т і газу на 2 – 3 млрд м^3. Усі заходи передбачені відповідними галузевими та державними програмами на період до 2010 і більш далеку перспективу.

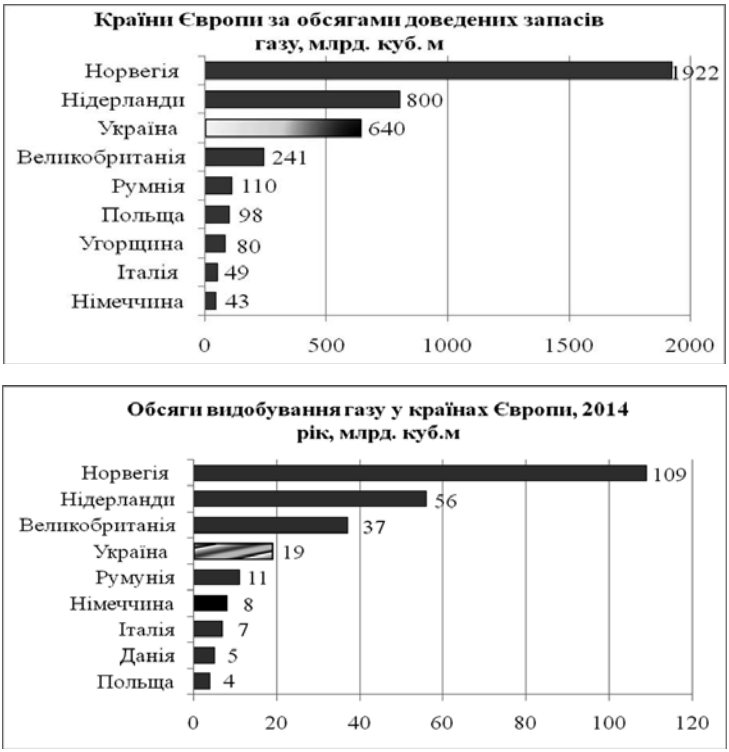


Рисунок 1.3 – Доведені запаси та обсяги видобування газу в країнах Європи

У майбутньому Україна може забезпечити себе газом самостійно (рис. 1.3). Розвідка родовищ природного газу ведеться в Чорному

морі, у Східному нафтогазовому регіоні – на Дніпровсько-Донецькій западині, у Карпатському регіоні. На дні Чорного моря знайдено газогідратів 20 – 25 трлн $м^3$.

На території України прокладено близько 7000 км магістральних газопроводів, якими транспортується з Росії в Західну Європу понад 100 млрд $м^3$ газу на рік.

Уран. Використання ядерної енергії було започатковано в 50-ті роки XX століття. Зараз вона відіграє істотну роль у забезпеченні електроенергією провідних країн світу. В електроенергетиці України генеруюча потужність атомних електростанцій (АЕС) складає 24,5%. У критичні зимові періоди на частку АЕС припадає понад 40% електроенергії, яка виробляється в Україні.

Частка згенерованої електроенергії на АЕС у загальному обсязі виробленої електроенергії в Україні склала: 1990 р. – 24,5%; 1991 р. – 27,1%; 1992 р. – 28,4%; 1993 р. – 32,9%; 1994 р. – 34,2%. Станом на 2015 р. атомна енергетика є базовою для енергозабезпечення країни і дає понад 50% вітчизняної електроенергії.

У Франції понад 75% електроенергії виробляється на АЕС, у США – 20%, у Великобританії та Бельгії – близько 60%, у Фінляндії – 27%. Запаси порівняно дешевого урану для АЕС на планеті дорівнюють приблизно 4 млн т, і вони можуть бути вичерпані, як і нафта, за 25 – 30 років. У США працює 103 АЕС, розробляються плани будівництва принаймні двох АЕС до кінця цього десятиріччя.

У світі атомну енергію виробляють понад 30 країн. Станом на 2016 р. діяло 447 реакторів сукупною встановленою потужністю понад 390 ГВт. Вони виробляли близько 12% загальносвітового обсягу генерації електроенергії.

Продовжуються дослідження термоядерного синтезу. У 2006 році країни Євросоюзу, Росії, США, Японії, Південної Кореї узгодили будівництво експериментального міжнародного термоядерного реактора (ТЯР) на півдні Франції із закінченням робіт до 2037 – 2040 роках.

Атомна енергетика в Україні. За наявності в Україні п’яти атомних електростанцій потужністю 11800 МВт (на 01.01.2000 р.) уран відіграє значну роль у забезпеченні країни електроенергією. Його частка у виробництві електроенергії порівняно з іншими енергоносіями, постійно зростає. Так, у 2000 році АЕС виробили 45,1% електроенергії й майже зрівнялись із часткою ТЕС (рис. 1.4, табл. 1.6).

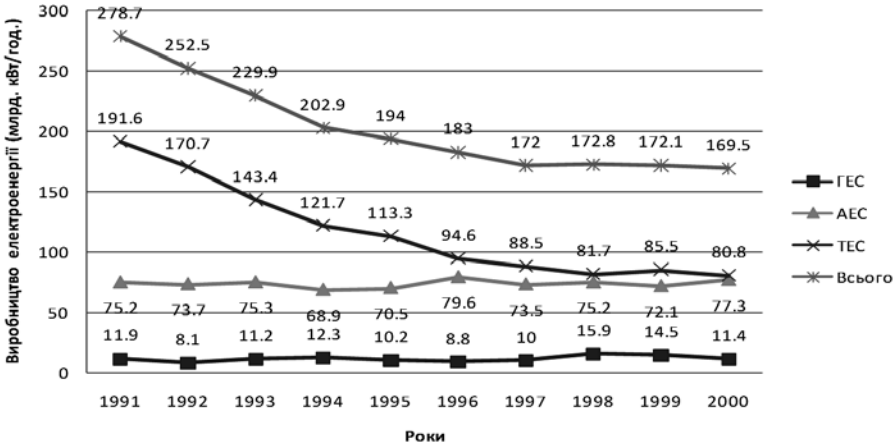


Рисунок 1.4 – Виробництво електроенергії в Україні за видами енергоносіїв (млрд кВт/год.)

Таблиця 1.6 – Виробництво електроенергії в Україні у 2000 році

Виробництво електроенергії	Усього електростанцій		У тому числі					
			гідроелектростанції		теплові електростанції		атомні електростанції	
	Потужність, млн кВт	Виробництво електроенергії, млрд кВт·год.	Потужність, млн кВт	Виробництво електроенергії, млрд кВт·год.	Потужність, млн кВт	Виробництво електроенергії, млрд кВт·год.	Потужність, млн кВт	Виробництво електроенергії, млрд кВт·год.
Усього у 2000 році	52,8	169,5	4,7	11,4	36,3	80,8	11,8	77,3
Млрд кВт·год на 1 млн потужності електростанцій	1	3,21	1	2,43	1	2,23	1	6,55

Коефіцієнт корисної дії АЕС у 2,7 разу вищий, ніж на гідроелектростанціях, і у 2,9 разу, ніж на теплових, а рентабельність роботи «Енергоатом» України у 2001 році перевищує 100 %. Це свідчить про

те, що атомна енергетика в Україні займає провідні позиції й надійної альтернативи їй поки що немає.

Розвіданими запасами урану Україна забезпечена на багато десятиліть. Після того, як буде остаточно вирішене питання з налагодженням власного виробництва тепловидільних елементів (ТВЕЛів), а вирішення його знаходиться у практичній площині, Україна може бути незалежною від зовнішніх факторів у виробництві принаймні половини річного обсягу електроенергії за рахунок АЕС.

Контрольні питання

1. *На які групи умовно поділяють енергоносії нашої планети?*
2. *Які енергоносії відносять до групи відновлювальних видів енергії?*
3. *Які енергоносії відносять до групи невідновлювальних видів енергії?*
4. *Від якого енергетичного фактору залежать відновлювальні джерела енергії?*
5. *Як може бути використана енергія Сонця?*
6. *Як може бути використана енергія вітру?*
7. *Як може бути використана енергія води?*
8. *Як може бути використаний енергетичний потенціал біомаси?*
9. *Як може бути використаний енергетичний потенціал тепла морів та енергії морських припливів?*
10. *Як може бути використана геотермальна енергія?*
11. *Який відсоток паливно-енергетичної сировини використовують у світовій економіці для виробництва електроенергії?*
12. *Яку оболонку Землі називають літосферою?*
13. *Яку оболонку Землі називають гідросферою?*
14. *Яку оболонку Землі називають атмосферою?*

РОЗДІЛ 2. ОСНОВИ ГЕОЛОГІЇ НАФТИ І ГАЗУ

2.1. Розвиток методів пошуку, видобутку та використання нафти і природного газу

Проблема пошуку нафтових і газових родовищ. Нафтогазопрояви люди спостерігали з найдавніших часів. У нашій країні – в Карпатах, за кордоном – на Кавказі, в Поволжі, в Північній і Південній Америці, в Індонезії та на Близькому Сході.

Усі поверхневі прояви нафти й газу приурочені до гірських районів і міжгірських западин. Це пояснюється тим, що в результаті складних горотвірних процесів нафтогазоносні пласти, що залягали раніше на великій глибині, виявилися близько до поверхні або навіть на поверхні землі. Крім того, в гірських породах виникають численні розриви та тріщини, що йдуть на велику глибину. Ними флюїди піднімаються на поверхню.

Найбільш часто зустрічаються виходи природного газу – від ледь помітних бульбашок до потужних фонтанів. На вологому ґрунті й на поверхні води невеликі газові виходи фіксуються по появі на них бульбашок. При фонтанних викидах, коли разом з газом вивергаються вода і гірська порода, на поверхні залишаються грязьові конуси висотою від кількох до сотень метрів. Представниками таких конусів на Апшеронському півострові є грязьові «вулкани» Тоурагай (висота 300 м) і Кянізадаг (490 м). Конуси з бруду, що утворилися при періодичних викидах газу, зустрічаються також на півночі Ірану, в Мексиці, Румунії, США та інших країнах. В Україні відома Булганацька група грязьових вулканів, вона розташована на Керченському півострові. Продукти виверження вулканів – метан, глиняна брекчія з уламками сидериту та інших порід. Найбільша грязьова сопка – Центральне озеро – викидає до 100 м? метану та понад 5000 л грязі за добу.

Природні виходи нафти на поверхню відбуваються з дна водойм, через тріщини в породах, через просочені нафтою конуси (подібні грязьовим) і у вигляді порід, насичених нафтою.

Протягом тривалого часу природні виходи нафти і газу повністю задовольняли потреби людства. Однак розвиток господарської діяльності людини вимагав усе більше джерел енергії. Прагнучи збільшити кількість споживаної нафти, люди стали рити колодязі в місцях поверхневих нафтопроявів, а потім бурити свердловини. Спочатку їх закладали там, де нафта виходила на поверхню землі. Але кількість таких місць обмежена.

Наприкінці дев'ятнадцятого століття був розроблений новий, перспективний спосіб пошуку. Буріння стали вести на прямій, що з'єднує дві свердловини, які дають нафту.

У нових районах пошук родовищ нафти й газу вівся практично наосліп. Цікаві спогади про закладення 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...»*



Рисунок 2.1 – Лозохідство

У праці Ґеоргіуса Аґріколи „De Re Metallica" (1556 р.), де узагальнено середньовічний досвід розвідувальних робіт при пошуках рудних покладів, чи не найбільшого авторитету і водночас навіть слави надприродної сили у гірничому мистецтві зажила „рудопошукова лоза" або „чародійна лоза" (рис. 2.1). 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 пускаються бродити по гірських місцях. 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 свідчить про помітний ефект застосування „рудопошукової лози". Основний інструмент лозоходства – „чародійна лоза" („чарівна паличка" або „чарівничий жезл") фігурує в дуже давніх оповідях. Так, у Другій книзі Мойсея описані чародійства єгипетських волхвів, що обертали жезли в змій: „І кинув кожен із них своє жезло, і стали жезла гадюками; та пожерло жезло Аронове їх жезла". Коли народ Ізраїлю став сваритися у безводній пустелі, Господь наказав Мойсею взяти свою палицю та йти до скелі в Горебі: „...і вдариш ти по скелі, і рине з неї вода, щоб напились люде". У „Одіссеї" Гомера спостерігаємо, як богиня мудрості Мінерва несподівано перетворює чарівним жезлом старого Одіссея в юнака, а потім знову в старця, а чаклунка Цирцея подібним же чином перетворює товаришів Одіссея у звірів і повертає їм знову людську подобу; так само й Меркурій своїм берлом наводить сон на не сплячих і пробуджує тих, хто спить. Таким чином, чарівна паличка (жезл), можливо, була застосована для пошуку руд як запозичення з таємничих практик ворожіння й чаклунства (таким же містичним вважався для багатьох і пошук руд).

Висновок самого Ґ. 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, природні ознаки руд, якими вона і повинна керуватися".

Автори не мають достовірної інформації про випадки використання „лози" для пошуків родовищ нафти і природного газу, але, очевидно, що цей достатньо відомий метод використовувався у дев'ятнадцятому столітті для визначення місця закладення свердловин. На цю думку наводить такий факт, що навіть у наш час при визначенні місця копання колодязя або буріння свердловини на воду у сільській місцевості люди іноді застосовують метод „лозохідства".

Зростаюча потреба в нафті у XIX столітті призвела до бурхливого розвитку знань про земні надра і процеси, що відбувалися в них протягом мільйонів років. Шлях, який пройшла геологія за останні сто років, за своїми масштабами і інноваційними досягненнями можна порівняти з досягненнями в космічній галузі. Розвиток геології дозволив успішно виявляти найбільш перспективні райони пошуків нафти і визначати геологічні структури, в яких можливе утворення нафтових родовищ.

Після виникнення уявлень про зв'язок нафтових скупчень з антиклінальними перегинами пластів, промисловики стали залучати до пошукових робіт і закладання свердловин геологів. Для вияснення форми склепіння антикліналі складали геологічну карту.

З 20-их років XX ст. розвиток геології вже оснований на структурній (антиклінальній) теорії нафтогазонагромадження і характеризується вивченням структурних форм перегинів пластів з метою виділення площ, сприятливих для буріння на нафту. У 30-х роках XX ст. глибини свердловин виросли до 2000 м. Геологічне картування ведеться інструментально із застосуванням мілкого картувального буріння, в тому числі колонкового. Починають застосовуватись геофізичні методи досліджень.

Наш час, XXI століття, характеризується комплексними геолого-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.

Розвиток геологічної науки. Сьогодні геологи в усьому світі зайняті пошуками родовищ корисних копалин, в тому числі нафти і газу. Для того, щоб успішно виявити поклади корисних копалин в надрах, необхідно знати детальну будову земної кори та максимально точно визначати умови, сприятливі для утворення таких покладів.

Геологія як наука виникла наприкінці XVIII століття.

В історії її розвитку виділяють кілька етапів. Перший етап охоплює античний період (два – три тисячоліття до н. д.), другий – I – XIV ст., третій – XV – XVII ст., четвертий – XVIII – першу половину XIX ст., п'ятий – від другої половини XIX ст. до наших днів.

Перші два етапи часто об'єднують в один – *донауковий*, який характеризується поступовим нагромадженням спостережень і фактів, першими спробами їх аналізу й узагальнень.

Так, Арістотель вважав, що Земля має форму кулі, що море і суходол не завжди лишаються такими, що з часом море стає суходолом, а суходол покривається морем. Він висловив думку, що більшість руд і мінералів виникає внаслідок просочення з глибин Землі різних газів. Піфагор вважав, що поверхня Землі з часом змінюється, що море насувається на суходіл, а суходіл перетворюється на морське дно. Страбон висловлював думку, що Земля зазнає вертикальних рухів то піднімаючись, то опускаючись, внаслідок чого утворюються острови. За кілька сотень років до нашої доби в Китаї вивчили і описали деякі мінерали і дали їм назву. У першому столітті н. д. Пліній Старший написав 36-томну працю «Природнича історія», в якій підведено підсумок геологічних знань на початок нашої доби. Таким чином, до початку нашої доби було зібрано й частково узагальнено чимало геологічного матеріалу, висловлено багато цікавих думок. Але протягом наступних майже 15-ти століть (з I ст. до XV ст.), в часи утвердження новопосталої християнської цивілізації, її боротьби проти єретиків, відступників, схизматиків і язичників, розвиток геології був загальмований, а добуті раніше наукові відомості забуто та, очевидно, чимало втрачено в згарищах тогочасної інквізиції.

Третій етап у розвитку геології починається в епоху Відродження. Він пов'язаний з діяльністю видатних учених цієї епохи Леонардо да Вінчі (1452 – 1529 рр.), Георго Агріколи (1494 – 1555 рр.). Леонардо да Вінчі, під час будівництва іригаційних споруд в Італії, дійшов висновку, що ділянки суходолу, на яких велось будівництво, раніше були морським дном, через наявність в гірських породах решток морських організмів, тобто, що на поверхні Землі відбуваються зміни. Агрікола, працюючи у Чехії і Саксонії, написав перші посібни-

ки з мінералогії, гірничої справи й металургії. Велике значення для розвитку геології мали праці з астрономії М. Коперника (1473 – 1543 рр.), який уперше довів, що планети, в тому числі й Земля, обертаються навколо Сонця.

У XVII ст. данський вчений Н. Стено (1638 – 1686 рр.) заклав підвалини стратиграфії (науки про нашарування гірських порід) і тектоніки. Він вважав, що всі осадові породи відкладалися горизонтальними шарами на широких площах. Те, що тепер вони залягають похило є наслідком пізніших змін, бо всі підняття і гори не є сталими. Німецький математик, фізик, філософ Г. В. Лейбніц (1646 – 1716 рр.) першим висловив думку, що кристалічні (магматичні) гірські породи утворилися з розплавленої гарячої маси, з якої колись складалась Земля, яка згодом застигла.

На початок **четвертого етапу** припадає зростання попиту на різні корисні копалини, та, відповідно, розвитку гірничої справи і нагромадження нових наукових відомостей про будову земної кори. Він охоплює XVIII – першу половину XIX ст. і характеризується становленням геології як науки. Цей етап пов'язаний з діяльністю видатних учених М. В. Ломоносова (1711 – 1765 рр.), А. Вернера (1750 – 1817 рр.), Д. Геттона (1726 – 1797 рр.), В. Сміта (1769 – 1839 рр.), Ч. Лайєля (1797 – 1875 рр.) та ін. Російський учений-природознавець М. В. Ломоносов дав оцінку геологічним процесам, вказавши на їхню тривалість, а також оцінив значення взаємодії ендогенних і екзогенних процесів у розвитку земної кори. Науковим спадком Ломоносова є також роботи в галузі гірничої справи й мінералогії.

А. Вернер – професор Фрейберзької академії в Саксонії був одним з основоположників сучасної мінералогії. Він очолював школу так званих «нептуністів» в тодішній теоретичній геології, стверджуючи, що основним геологічним чинником у перетворенні Землі є вода. З океану, який раніше покривав Землю, відкладалися всі гірські породи, включаючи граніти, гнейси, кристалічні сланці, базальти тощо. Вулканічні явища він вважав наслідком підземних пожеж.

Засновник школи «плутоністів» шотландський вчений Д. Геттон вважав, що головними чинниками у геологічних процесах є підземні стихії (внутрішня теплота Землі, вогонь) і не підтримував думку про осадове походження магматичних порід (гранітів, базальтів і т.д.). Перемогу в суперечках «нептуністів» і «плутоністів», які тривали декілька десятиріч, одержали «плутоністи».

Велике значення у розвитку геології на цьому етапі мала розробка англійським вченим В. Смітом *палеонтологічного методу* визна-

чення відносного віку гірських порід. Згідно з цим методом, відносний вік гірських порід визначають за рештками відмерлих організмів, оскільки кожному комплексу осадових порід відповідають організми, що існували на той час. У першій половині XIX ст. відбулось зародження палеонтології та історичної геології як самостійних наук. Також в цей час почали систематично вивчати рештки вимерлих організмів осадових порід з метою складання єдиної для планети Земля геохронологічної шкали та розчленування осадових товщ.

У 1830 – 1833 роках з'явилась наукова праця англійського вченого Ч. Лайєля «Основи геології» з обґрунтуванням *методу актуалізму*, в основу якого було покладено розуміння про те, що як в минулому так і в наш час відбувалися аналогічні геологічні процеси. Тому, порівнюючи давні осади порід з сучасними, можна визначити умови їх виникнення і відтворити давню історію Землі.

У 1838 році швейцарським геологом А. Греслі (1814 – 1865 рр.) було введено термін «фація» для розуміння фізико-географічних умов, які впливають на особливості гірських порід.

У 1869 році російський дослідник М. О. Головкінський сформулював закономірності розподілу фацій у просторі й часі, закон кореляції фацій, основні принципи осадкоутворення та встановив залежність формування рельєфу і річкових терас від вертикальних рухів земної кори. Дослідженнями вченого був започаткований новий етап у розвитку історичної геології. Завданням цієї науки поряд з вивченням геохронології і стратиграфії порід стала реконструкція фізико-географічних умов.

Розвиток палеогеографічних досліджень продовжив російський геолог і палеонтолог М. І. Андрусов (1861 – 1924 рр.). Він застосував палеоген-графічний аналіз і вивчення фацій для детальної розробки стратиграфії неогену для південної частини території Росії і України, а також розробив стратиграфічну схему неогенових морських відкладів.

На **п'ятому етапі** великий внесок у розвиток геології зробили вчені Дж. Холл (1811 – 1898 рр.), Д. Дена (1813 – 1895 рр.), О. П. Карпінський (1847 – 1936 рр.), О. П. Павлов (1854 – 1929 рр.), В. О. Обручев (1863 – 1956 рр.), В. І. Вернадський (1863 – 1945 рр.), О. Є. Ферсман (1883 – 1945 рр.), С. С. Смирнов (1895 – 1947 рр.), М. С. Шатський (1895 – 1960 рр.) та ін. В цей час виникло й одержало розвиток *вчення про геосинкліналі і платформи*, яке мало велике значення для подальшого розвитку геології. На основі цього та інших досягнень в геології було остаточно сформульовано геологію як нау-

ку. З геології виділилось декілька самостійних наук (історична геологія, тектоніка, регіональна геологія тощо), вдосконалились старі і виникли нові методи досліджень – геохімічні, геофізичні, дистанційні і т. п.

Історія видобутку та використання нафти і газу.

Нафта у Давньому світі. Нафту люди виявили й почали використовувати ще в VI – V тис. до н.д., але лише у другій половині XIX ст. її видобуток досяг промислових масштабів, а у XX ст. разом із природним газом склав основу паливно-енергетичного балансу світу.

Імовірно «біля витоків нафтової ріки» стояли давні народи Месопотамії, оскільки найдавніші ознаки використання нафтопродуктів були виявлені археологами в середній і нижній течії Тигру та Євфрату (території сучасного Іраку, Ірану, 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. Нафту жителі Межиріччя вважали цілющою – бітумними мазями лікували нариви, коросту, ваннами у нафтових купелях намагалися позбутися болів у суглобах.

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. Будування величезного корабля перетворилося на спільну справу підданих царя-рятівника Зіусудри.

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 во-

дах Нілу, вона попередньо осмолила асфальтом, забезпечивши тим його водонепроникність. Під час зведення Вавилонської вежі (й багатьох інших споруд міста, званого «Брама Бога») застосовувалися бітумні в'яжучі 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 ідолові.

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. нашої доби) були відкриті славетні нафтові родовища на півночі Шеньсі (Центральний Китай). У тогочасних китайських літописах (зокрема в «Історії другої Ханської династії», написаної в V ст.) 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 свердло-

вин. 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 мастилом» 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 «раданака», 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 палаючої 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 самозапалювального вогню, до складу якого входив «гірський рідкий дьоготь» наводиться в енциклопедії Юлія Африканця (III ст. до н.д.). Плутарх у хроніці завоювань Олександра Македон-

ського (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.

Нафту видобували й широко застосовували в Боспорській державі (Північне Причорномор'я). 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. Візантійські джерела зберегли багато прикладів застосування нафти у військовій справі. Так, згідно з історичними хроніками, у 673 р. н. д. 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», до складу якого входила нафта. Київський літопис «Повість временних літ» в описі невдалого морського походу князя Ігоря на Царгород (941 р.) відзначає обстріл «грецьким вогнем» (посудинами з палаючою сумішшю) києво-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 грому 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».



Рисунок 2.2 – Використання «грецького вогню».
Мініатюра мадридського списку «Хроніки» Іоанна Скилиці

Імовірно найбільшу відомість з часів раннього Середньовіччя отримали сталі розробки нафтопродуктів на Апшеронському півострові (Азербайджан), які розпочалися ще за кілька сторіч до нашої доби. Перські джерела III – IV ст. свідчать, що апшеронську нафту вивозили до Персії (значною мірою як лікувальний засіб), звідки вона розповсюджувалася в інші країни Сходу. У часи високого Середньовіччя (з VIII до XIII ст.) спостерігаємо численні письмові згадки Апшерону в арабських учених (Баладзорі, Масуді, Істахрі-Абу, Абу-Дулаф, Бекранта ін.), які описували самовилив нафти на поверхню та ранній колодязний видобуток на Апшеронському півострові. Так, Масуді у своєму творі «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. Венеційський купець і мандрівник Марко Поло, який імовірно побував на Апшеронському півострові в другій половині XIII ст., зазначав у своїй «Книзі про різноманітність світу» про нафтові джерела, котрі били тут з такою силою, що протягом однієї години можна було завантажити сотні човнів. Він також згадує спорудження нафтових колодязів і черпання з них нафти.

Постійним супутником нафти був горючий газ, який утворював також і самостійні родовища. Його могли спостерігати одночасно з

відкриттям нафтових покладів, але почали використовувати значно пізніше. Рухаючись по тріщинах у гірських масивах, природний газ іноді запалювався й утворював «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 вшановували їх як божественні прояви, будували поряд з ними свої храми. Особливості цієї релігійної культури пов'язані передусім з Індією (у найдавніших гімнах Ріг-веди оспівувався бог вогню Агні) та Персією, де шанування вогню, поєднане з поклонінням сонцю, отримало розвиток у вченні Заратустри. Завдяки невгасимим вогням один з найдавніших храмів вогнепоклонників було збудовано в V ст. у Суруханах (поблизу Баку), де газові факели палали безперервно понад півтора тисячоліття, до 70-х років XIX ст.

Найдавніші свідоцтва застосування газу як палива походять з Китаю й датуються початком нової ери. У трактаті «Хоу хань шу» повідомляється, що в Ліньцюні (провінція Сичуань) 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 Сив «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 горючий газ більше ніде практично не застосовували до початку XIX 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 XIX ст. може слугувати вогняний колодязь у центрі Астрахані, який було обнесено огорожею й показувано 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 році, 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 років на цьому родовищі було видобуто 250 млн $м^3$ газу. Загалом з 20-х років XX ст. 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 вилученням нафтопродуктів з арсеналу військових потреб. Зосередження найбільших і легкодоступних родовищ нафти й газу в країнах Сходу призвело до запізнення європейських країн у використанні цих мінеральних ресурсів, тим більше, що для їх заміщення тривалий час використовували рослинні чи тваринні складники. Індустріальна епоха відкрила нові форми застосування цих продуктів, радикально змінивши потреби в рідких і газоподібних вуглеводнях.

Перші центри промислового видобутку нафти.

Західна Україна. Нафтопрояви в Українських Карпатах місцеве населення спостерігало з давніх-давен, що позначилося на топонімах, які походять від автохтонної назви нафти – ропа: Роп'янка, Ріпне, Ропиця та ін. В Україні нафту вперше почали видобувати на Прикарпатті в XVI – на початку XVII ст. (для порівняння – в Російській імперії промислове видобування нафти розпочато в 60-х роках XIX ст. в районі Баку, Азербайджан). Але ще в XVI ст. м. Дрогобич отримало привілей на освітлення вулиць «скельним олієм».

Перша згадка про карпатську нафту зустрічається в літературі 1617 року. На старовинному промислі Слобода Рунгунська її добували в 1711 році. На початку XIX ст. нафтові поклади в Прикарпатті було відкрито на території від Добромиля через Дрогобич до Кут і далі до Румунії. Бориславське нафтогазове родовище почали розробляти в1854 році. Нафтові ями тут розміщували переважно вздовж р. Тисмениці. У1865 році у Бориславі функціонувало близько 5 тис.

ям глибиною 35 – 40 м. Добова продуктивність однієї копанки досягала 130 – 140 кг. У 1855 – 1865 роках вартість щорічного видобутку нафти та озокериту в Галичині оцінювалася в 15 млн золотих. У 1865 році за межі Галичини вивезено 150 т нафти.

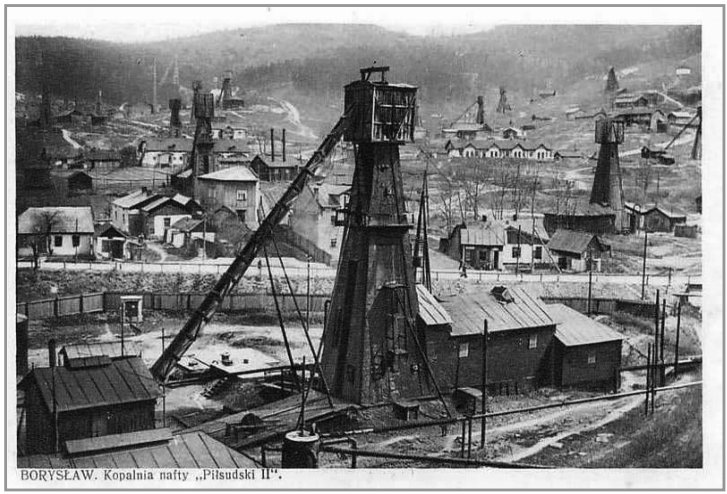


Рисунок 2.3 – Нафтова копальня у Бориславі (кінець XIX ст.)



Рисунок 2.4 – Панорама Борислава з численними нафтовими вежами (кінець XIX ст.)

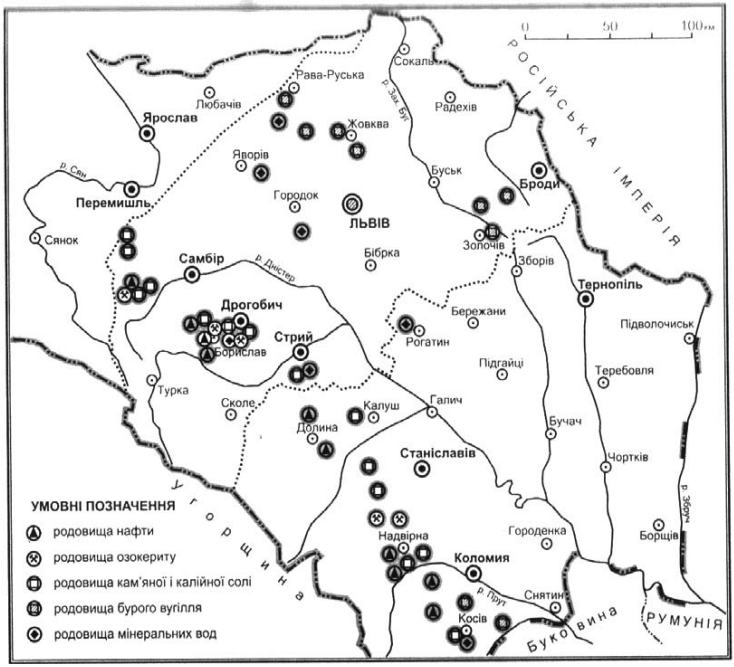


Рисунок 2.5 – Найбільші родовища корисних копалин Східної Галичини другої половини XIX – початку XX ст.

У 1870 році видобуток нафти у Бориславі досяг 10,6 тис т. Тут діяло близько 800 дрібних підприємств, на яких працювало майже 10 тис. робітників. Розширюється нафтовидобуток і на Станіславщині. У 1871 році у Слободі Рунгурській, що біля Печеніжина, закладено шахту, яка давала нафту. У 1886 році у Бориславі розпочато буріння свердловин механічним ударним способом. Пробурено перших 9 свердловин із добовим дебітом 4 т. У 1893 році у Бориславі вперше розпочато буріння свердловин канатним способом. Уже у 1894 році перші свердловини дали до 150 т нафти на добу. Свердловинний спосіб видобутку повністю витісняє колодязний. Глибина свердловин досягає 800 м і більше. Деякі з них дають фонтани до 3 тис. т нафти на добу з глибини понад 1000 м.

«Галицька Каліфорнія» – Борислав приваблювала підприємців з усієї Європи та світу. Видобуток нафти зростає. У 1906 році у Бориславському нафтовому районі було видобуто 562 тис. т нафти, а в 1909 році – понад 1,9 млн т.

Апшерон (Азербайджан). Сталий видобуток нафтопродуктів у Прикаспії розпочався 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 пожеж на стародавніх виходах нафти та газу й сакралізації цього полум'я вогнепоклонниками). Карти Каспійського моря з'являються в Європі починаючи з XVI ст., зокрема карта англійця Е. Дженкінсона (1562 р.) та голландця Я. Стрейса (1675 р.), який у книзі «Три подорожі» згадував каспійські розробки нафти. Перший ґрунтовний опис бакинського нафтового промислу було зроблено 1683 року 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 у 1729 році. 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 році майже всі нафтові колодязі належали бакинському ханові Гусейну.

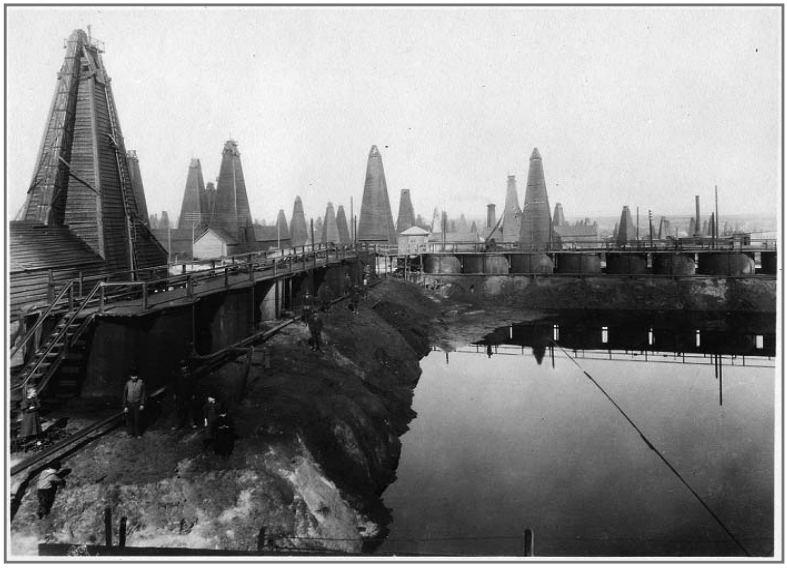


Рисунок 2.6 – Нафтові вежі Баку 1903 року

У 1825 році їх було залучено до російської скарбниці й надано у платне використання відкупникові Тарумову (в цей рік 102 колодязі дали 240 тис. пудів нафти), пізніше основними орендарями стають промисловці брати Мірзоєви, Кокорев, Губонін та інші. При цьому державна Дирекція бакинських і ширванських нафтових і соляних промислів зберігала контроль за «належним утриманням нафтових колодязів, за видобутком нафти, доставлянням її в Баку та продажем у місцях, для того призначених». Казенна відкупна система проіснувала до 1872 року і за імператорським наказом Олександра II була замінена «Правилами нафтового промислу», які впровадили приватну власність на ділянки родовищ і видобувні виробки. У 1873 році проведено перший аукціон із продажу ділянок нафтових родовищ на Апшероні.

США. Уже в XVII – XVIII ст. колонізатори величезних просторів Північної Америки натрапляли на природні джерела нафти, а буріння неглибоких свердловин на воду іноді відкривало шлях до нафтових покладів. Нафту використовували здебільшого як освітлювальний олій. Зародження нафтової промисловості США відбулося наприкінці 50-х років XIX ст., коли перша нафтова компанія «Сенека Ойл оф Коннектикут», очолювана Е. Дрейком, знайшла багату нафту в Пенсільванії (родовище Ойл-Крік). Їх перша свердловина, пройдена в 1859 році ударно-канатним способом на глибину 21,2 м, дала нафтовий фонтан зі сталим дебітом до 3,5 т на добу. Місце буріння було зумовлене наявністю поблизу природного нафтового джерела. Протягом 1860 року одна зі свердловин поблизу Титусвілля забезпечила майже 60 тис. т «чорного золота», довівши надзвичайно великий потенціал свердловинних технологій видобутку. Одна з найпотужніших нафтових свердловин Пенсільванії була пробурена 1886 році поблизу Пітсбурга і протягом майже двох місяців виносила на поверхню 1200 т нафти на добу. У 1873 році видобуток нафти в Пенсільванії сягнув одного мільйона тонн, забезпечивши США світову першість нафтовидобутку (бакинські родовища лише на початку XX ст. на якийсь час випередили американські).

Свердловинний спосіб пошуку нафтових покладів привів до відкриття багатих родовищ у штатах Кентуккі й Огайо (1860 р.), а також у Каліфорнії (1861 р.), де в 90-х роках XIX ст. спостерігався справжній нафтовий бум (гігантські родовища Коалінга Іст, Мідуей-Сансет та ін. вивели Каліфорнію 1901 р. у лідери нафтовидобутку Америки). На початку XX ст. були розвідані багаті родовища Техасу. Загальний видобуток нафти в США досяг 1900 року 8,6 млн т. Про масштаби

подальшого зростання нафтової промисловості красномовно свідчить той факт, що протягом лише п'яти років (1909 – 1913 рр.) у США було пробурено на нафту понад 90 тис. свердловин.

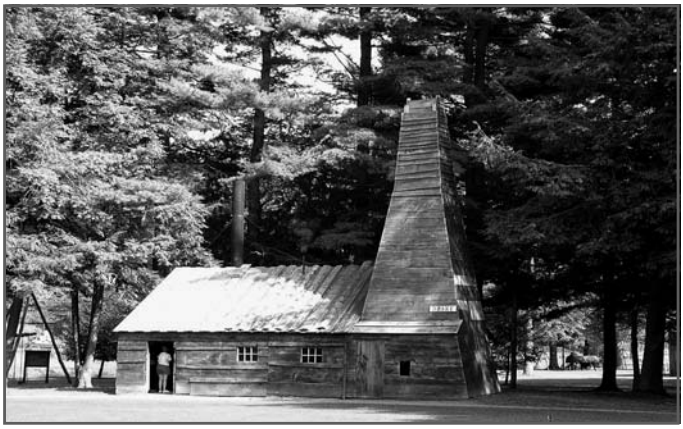


Рисунок 2.7 – Реставровані двигун, будинок і вежа на Ойл-Крік, штат Пенсільванія, США

Видобуток, переробка й транспортування нафти в США значною мірою визначалися діяльністю компанії «Стандард Ойл», заснованої Джоном Рокфеллером 1870 року у багатому нафтою штаті Огайо (нафтопереробні потужності компанії зосереджувалися в Клівленді). У 1882 році «Стандард Ойл» підпорядкував 40 компаній нафтової індустрії, об'єднавши їх в одному тресті, який зайняв майже монопольні позиції в нафтовій галузі США. Це вдалося завдяки захопленню значної частини нафтопереробних і транспортних підприємств (разом із Вандербільдом), тиску на видобувні компанії з боку транспортних (конкуренти Рокфеллера отримували більш високий транспортний тариф, а інколи – повну транспортну блокаду видобувних підприємств). Показовим прикладом конкурентної боротьби «Стандард Ойл» було засилання розбійних банд на будівництво нафтогону (протяжністю 110 км), котрий незалежні від Рокфеллера компанії будували в Пенсільванії. Коли нафтопровід конкурентами було все ж споруджено і це могло призвести до втрати транспортної монополії «Стандард Ойл», Рокфеллер побудував паралельні нафтогони, якими нафту переганяли за символічну платню, доки транспортна артерія конкурентів не зазнала фінансового краху. У 1894 році Джон Рокфеллер став першим американським мільярдером.

У 1911 році рішенням антимонопольного комітету США «Стандард Ойл» було розділено на декілька компаній, що насправді лише незначною мірою вплинуло на позиції гігантської корпорації. Величезні капітали дозволили Дж. Рокфеллеру створити 12 потужних банків, які за рішенням Конгресу стали Федеральним резервом США (тобто тимчасовим місцезнаходженням податків держави). Таким чином нафтова промисловість уже на початку XX ст. відігравала роль одного з основних фінансових джерел індустріального світу, що значною мірою посилилося після виникнення і розвитку автомобільної, авіаційної й оборонної промисловості.

Близький Схід. Величезні прибутки, які давала нафтова галузь, і значні перспективи застосування нафтопродуктів на транспорті та в промисловості стимулювали інтенсивні пошуки нових потужних родовищ у країнах, де були численні свідчення про давній видобуток і застосування нафти. Серед територій, потенційно багатих на нафту, найбільшу увагу привертали Персія (Іран) та межиріччя Тигру і Євфрату (Ірак). Пошукові роботи на Середньому Сході розпочалися у 1853 році, але протягом тривалого часу геологічні експедиції не мали успіху.

Відкриття великої перської (іранської) нафти пов'язано з ім'ям золотошукача В. Д'Арсі. Свої капітали він заробив на золотих рудниках Австралії. У 1882 році 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 вважалося, що жила йде майже вертикально). Упевнені в наявності лише обмежених поверхневих покладів, брати Моргани у 1886 році продали родовище золотошукачеві В. Д'Арсі, який уже за три роки став найбагатшою людиною континенту.

В. Д'Арсі розпочав буріння пошукових свердловин, а в 1908 році було відкрите перше родовище Месджеде-Солейман, з якого починається історія близькосхідної нафти нового часу. В. Д'Арсі у багато разів окупив свої фінансові вкладення й залишився в історії людиною, котрій двічі нечувано поталанило – бути власником найбагатшого австралійського рудника золота та найперспективнішого нафтового родовища світу, причому в обох випадках доводилося йти на величезні ризики. У 1913 році став до ладу нафтопереробний завод в Абадані та було збудовано нафтогін до нього. Наступного, 1914 року розпочався експорт перської нафти.

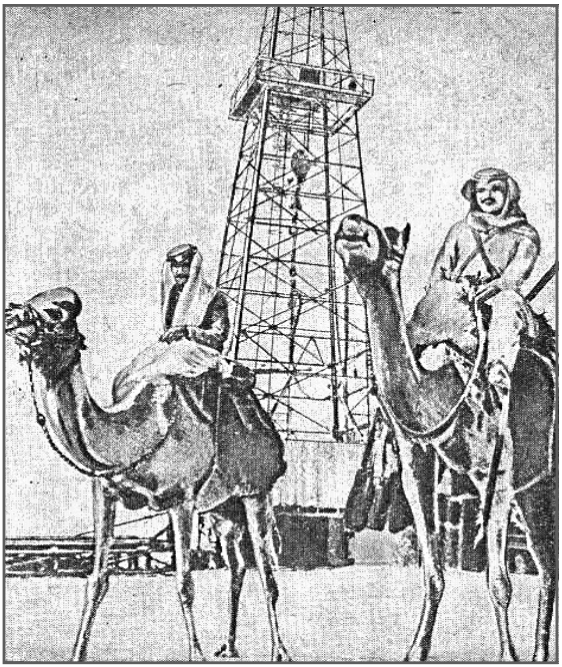


Рисунок 2.8 – Нафтові вежі в Ірані на початку XX ст. (реконструкція)

Пошуки нафти на території сучасного Іраку велися з 1888 року, а перше родовище Нефтхан було відкрито у 1923 році. Його промислова розробка розпочалася 1934 р., після завершення будівництва нафтогону, що поєднав район Кіркука з портами Середземного моря. Перше нафтове родовище Саудівської Аравії (Даммам) відкрито у 1938 році. Сьогодні ця країна має найбільші запаси нафти у світі. Видобуток, переробку й транспортування близькосхідної нафти контролювали здебільшого британські й американські компанії, зокрема «British Petroleum» («Anglo-Persian Oil Co.», а з 1954 р. – «British Petroleum Corp.»), «Shell» («Royal Dutch – Shell Group»), ARAMKO ("Arabian American Oil Co.", як частина "Standard Oil Co.") й ін. Близькосхідний регіон разом з Іраном у другій половині XX ст. став основним експортером нафти, забезпечуючи цією сировиною значну частину світової економіки і транспорту (максимальні обсяги видобутку в цьому регіоні сягали до 40% світових).

Росія. Одна з перших згадок про нафту в Росії відноситься до XV століття, коли нафта була знайдена в Ухті. У 1684 році іркутський письмовий голова Леонтій Кислянський виявив нафту в районі Іркутського острогу. Про іншу знахідку нафти в Росії було повідомлено 2 січня 1703 року в російській газеті «Відомості». У 1745 році архангелогородець Федір Савелійович Прядун почав видобуток нафти з дна Ухти і побудував один з перших у світі нафтоперегінних заводів. Однак протягом XVIII століття розробка нафтових родовищ була збитковою через вузьке практичне застосування продукту.

Як і для будь-якої імперії, для Росії важко розділити власне її історію та історію захоплених нею народів. Тому історія нафтогазовидобування в Росії поширюється й на історію нафтовидобування в Азербайджані, Україні та СРСР в цілому.

Після імперських захоплень у районі Баку на початку XIX століття основним нафтовим районом Російської імперії став Кавказ. З винаходом гасової лампи в 1853 році попит на нафту значно зріс.

Перша розвідувальна свердловина на нафту промисловим способом була пробурена на Апшеронському півострові в 1847 році, перша експлуатаційна свердловина пробурена на р. Кудако на Кубані в 1864 році.

Перший простий нафтопереробний завод, що виробляв гас, був побудований у Баку в 1863 році інженером і ентузіастом Давидом Меліковим (тюркською – Джавад Меліков, під цим ім'ям він був відомий у Баку). Він же кілька років по тому заснував нафтопереробний завод у Грозному.

У 1879 році було засноване «Товариство нафтового виробництва братів Нобель», яке вело нафтовидобуток і нафтопереробку в Баку, створило власну транспортну й збутову мережу, що включала нафтопроводи, танкери, вагони-цистерни та нафтобази з причалами й залізничними гілками.

Наприкінці XIX століття в нафтовидобувну галузь були допущені іноземці та, зокрема, Ротшильд і Рокфеллер. Так, у 1886 році Ротшильди утворили «Батумське нафтопромислове та торговельне товариство», відоме згодом лише за його російською абревіатурою БНИТО. У Батумі були побудовані нафтосховища і створені пункти збуту.

У 1913 році в Росії було видобуто 9093 млн тонн нафти (555 100 000 пудів).

Розвиток промислового нафтогазовидобування в Україні.

Розвиток Західного нафтовидобувного регіону України у XX ст. Після 1919 року на Прикарпатті створили ряд акціонерних товариств з видобутку й переробки нафти: «Малопольське нафтове товариство», «Польська спілка з реалізації нафти», фірми «Борислав», «Вакуум», «Карпати», «Франко-Полонія» та ін. Господарями цих товариств і фірм були американські, англійські, французькі та німецькі підприємці. Видобуток нафти поступово зменшується. У Бориславському нафтовому районі у 1913 році було видобуто понад 1 млн т нафти, а в 1938 році – лише 0,5 млн т. У цей час на Галичині діяло близько 40 нафтопромислів, близько 4100 свердловин.

Ще до кінця 1939 року, коли було встановлено радянську владу на окупованих СРСР землях Західної України, нафтогазову промисловість було націоналізовано, замість сотень фірм було створено п'ять великих промислів, що разом з озокеритовими шахтами ввійшли до об'єднання «Укрнафтовидобуток». Газолінові підприємства перейшли до повноважень «Укргазу». На підставі торговельних договорів між Німеччиною та СРСР 1939 і 1940 років до Німеччини вивозили цистернами нафту й нафтопродукти. Після підписання радянсько-німецького Пакту про ненапад 1939 року Німеччина отримала з СРСР 865 тис. т нафти.

У 1941 році війська СРСР, відступаючи, знищили нафтову промисловість на Західній Україні. Було вивезено обладнання, знищено рафінерії, спалено сотні нафтових свердловин, нафтові збірники, затоплено озокеритну шахту в м. Бориславі й знищено 2 шахти в м. Старуні, зруйновано багато інших об'єктів нафтогазової промисловості. Втрати в середині 1941 року складали 50 млн злотих порівняно з 1939 роком.

Під час німецької окупації нафтогазову промисловість було націоналізовано. У так званому Генеральному Губернаторстві, або дистрикті «Галичина», у 1941 році було створено окреме гірниче управління в м. Львові з різними відділами й інспекціями, так звані «Betriebsinspektion», у містах Станіславі (Івано-Франківськ), Дрогобичі, Бориславі, Стрию, Надвірній та з 1943 року у Калуші, які входили до складу фірми «Beskiden Erdol – Gewinnungs Gesellschaft m.b.H.». До кінця 1941 року німецька влада зуміла ввести в експлуатацію близько 80% нафтових свердловин. На початку 1942 року було завершено будівництво газопроводу з м. Дашави до м. Стальової Волі (Польща) довжиною 217 км. З 1942 року розпочала діяльність новостворена фірма під назвою «Karpathen OL A.G.» у м. Львові, до скла-

ду якої входила нафтогазова видобувна та переробна промисловість Галичини. Здійснювалася сейсмічна розвідка й пошукові роботи. У 1944 році було ухвалене спеціальне гірниче право для Генерального Губернаторства. Під час німецької окупації у Бориславі було пробурено 123 неглибокі свердловини.

У 1944 році, після повторної окупації Західній Україні СРСР, відновили роботу другий, четвертий, восьмий і дев'ятий нафтопромисли в м. Бориславі, п'ятий – у смт. Східниці та третій, що об'єднував Устрики, Чорну й Стрільбичі. Також у серпні 1944 році було організовано Укрнафтокомбінат, який об'єднав видобуток нафти й газу та їхню переробку.

У 1950-х роках усі підприємства галузі ввійшли до об'єднання «Укрнафта». Починає активно розвиватися нафтовидобуток у Долині (за 1950 – 1955 рр. видобуток нафти в Долинському нафтовому районі зріс у 20 разів), Битківському районі тощо. У середині 60-х років XX ст. видобуток нафти на Прикарпатті досяг максимуму. Подальше зниження видобутку – закономірний процес, пов'язаний з вичерпанням запасів. З 1966 року застосовуються нові методи заводнення, циклічного витиснення водою нафти з продуктивних пластів.

З 70-х років XX ст. починається розвідка і видобування нафти на глибоких (4000 – 6000 м) і надглибоких (понад 6000 м) горизонтах. У 1975 році 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 року свердловина видала 730 тис. т нафти і 284 млн $м^3$ газу. Це найкращий показник видобутку нафти на одну свердловину на Прикарпатті.

У жовтні 1992 року на Прикарпатті видобуто стомільйонну тонну нафти від часу її обліку, тобто з 1886 року. Разом з тим на межі XX – XXI ст. Західний нафтогазоносний регіон України суттєво вичерпаний. Виробка видобувних запасів нафти по Бориславському родовищу становить 73%, по Східницькому – 99,5%, у решти родовищ виробка запасів менша.

Розвиток східного нафтогазоносного регіону України. Східний нафтогазоносний регіон України охоплює лівобережжя Дніпра. В адміністративному відношенні 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. Тут відкрито 205 родовищ вуглеводнів (180 з них включені до Державного

балансу). Початкові видобувні запаси регіону становлять близько 3410 млн т умовного палива.

Перші прямі ознаки нафти в Дніпровсько-Донецькій западині (ДДз) були виявлені у 1935 році при пошуковому бурінні на калійні солі геологічною партією АН УРСР на горі Золотусі, біля східної околиці м. Ромни Сумської області. У пошуковій свердловині № 2 з глибини 28 м було отримано близько 2 т нафти. Пізніше, у 1939 році з неї отримано промисловий приплив нафти, і, таким чином, відкрито перше нафтове родовище в межах Східного нафтогазоносного регіону. Поклад містився в кепроці Роменського соляного штоку. Відразу після відкриття родовища були створені спеціалізовані установи для проведення цілеспрямованих геолого-геофізичних робіт з метою пошуків родовищ нафти і газу. Основна увага приділялася вивченню геологічних умов, аналогічних Ромненській структурі (Висачківський та Дмитрівський соляні куполи). Проте, як показало пошукове буріння, цей напрям виявився малоефективним. З 1945 року геологами була обґрунтована необхідність вивчення нафтогазоносності криптодіапірових структур, що підтвердилося відкриттям у 1950 році Радченківського нафтогазового й унікального Шебелинського газоконденсатного родовищ. Це стало поштовхом до нарощування темпів пошуково-розвідувальних робіт, особливо в перші п’ятнадцять років.

З 1950 до 1970 року у різних тектонічних зонах ДДз на території від Чернігівської до Луганської областей було відкрито 34 родовища, серед них такі, як уже згадуване Шебелинське та великі нафтогазоконденсатні Качанівське, Глинсько-Розбишівське, Гнідинцівське, Леляківське, Рибальське й ін. Уже у1962 році Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область дала більшу частину видобутої в Україні нафти, а в 1964 році – й газу. Із цього часу Східний регіон за запасами і видобутком вуглеводнів залишається провідним в Україні. Обсяги глибокого буріння постійно зростали. Максимального значення вони досягли в 1967 році (358900 м погонних). Саме в цей час пошуково-розвідувальні роботи переходять на глибини 3000 – 5000 м. Стрімко збільшуються обсяги сейсморозвідувальних 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, Березівського та інших родовищ. Суттєво змінився розподіл розвіданих запасів за глибинами. З 1970 року було успішно розпочато промислове оцінювання

малоамплітудних піднять на малих і середніх глибинах. Це дозволило виявити значну кількість нових об'єктів. У результаті було відкрито рентабельні для видобутку вуглеводнів Суходолівське, Юр'ївське, Виноградівське, Бережівське й інші родовища.

Із середини 80-х років XX століття почалася цілеспрямована підготовка пошуків покладів вуглеводнів у пастках неантиклінального типу та глибокого буріння в цих структурах. Відкриття Волошківського й інших родовищ підтвердило ефективність цього напряму робіт. З кінця 90-х років XX століття розпочато освоєння нової перспективної території – північного борту ДДз. Тут нафтогазоносними виявилися не лише відклади палеозою, але й утворення кристалічного фундаменту Східноєвропейської платформи, з яких отримані промислові припливи вуглеводнів на Хухрянській та Юліївській площах. Розробка, вдосконалення і впровадження в практику нових технологій сейсморозвідки, вибір оптимальних напрямів пошуково-розвідувальних робіт на різних етапах вивчення й оцінки нафтогазоносності земель Східного регіону увінчалися відкриттям за порівняно короткий проміжок часу 205 родовищ нафти і газу (станом на 01.01.1994 р.).

Розвиток південного нафтогазоносного регіону України. Південний нафтогазоносний регіон України 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. км^2, у тому числі акваторій морів – 123,5 тис. км^2. Станом на 2000 рік 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 (4 – 2 тис. р. до н.д.), знайдені на Керченському півострові.

Буріння перших неглибоких свердловин поблизу природних виходів нафти на земну поверхню на Керченському півострові (1864 р.) значних результатів не дало, однак на окремих площах було створено невеликі нафтопромисли з видобутку нафти. У 20-х роках XX ст. під керівництвом А. Д. Архангельського виконані науково-дослідні роботи з вивчення стратиграфії і тектоніки Керченського півострова, оцінювання його нафтогазоносності. У 1935 – 1937 роках В. В. Колюбинською, Г. О. Личагіним та М. В. Муратовим узагальнено геологічний матеріал по всьому Кримському півострову і складено геологічну

карту. Визначено головні напрями пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ на Керченському півострові та рекомендовані структури, перспективні у відкладах міоцену і майкопської серії. Бурові роботи велися створеним у 1933 році трестом «Кримнафтогаз».

У 1944 році створено 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 та достатньою підставою для постановки пошукового буріння на нафту і газ на локальних об'єктах.

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

Перший фонтан газу в Рівнинному Криму отримано на Задорненській площі з утворень палеоцену в 1960 році. Згодом були відкриті Октябрське нафтове та Глібовське і Карлавське газові родовища (1961 р.). Протягом 60-х років XX ст. геофізичними роботами виявлені пастки не лише в палеоценових, але й у майкопських відкладах. Глибоким бурінням відкрито ще ряд родовищ газу. Усе це дозволило прокласти перші в Криму газопроводи (1966 – 1967 рр.) з Глібовського родовища до Євпаторії, Сак, Сімферополя, Бахчисарая та Севастополя. Пізніше були підключені інші газові родовища і вся система газопостачання Криму з'єднана з загальноукраїнською (1976 р.)

З 1970 до 1990 роки у північно-західній частині шельфу Чорного моря геофізичними методами було виявлено близько 46, а в акваторії Азовського моря – 22 перспективних структури.

Пік нафти. Пік нафти *(англ. Peak Oil)* – це максимальне світове виробництво нафти, котре було або буде досягнуто, після якого рівень видобутку почне зменшуватись. Теоретично пік нафти був передбачений американським геофізиком Кінгом Хаббертом, котрий створив модель відомих запасів і припустив у 1956 році, що видобуток нафти в материковій частині США досягне піку між 1965 та 1970 роками і що світовий видобуток досягне піку у 2000 році.

Видобуток традиційної нафти в США досягнув максимуму в 1971 році, і з тих пір зменшується. Світовий видобуток не досягнув максимуму у 2000 році. Прихильники теорії піку нафти висувають пояснення, що модель Хабберта не враховувала нові методи видобутку й ефект від нафтових ембарго ОПЕК 1973 і 1979 років, які дещо знизили глобальне споживання нафти та відклали пік.

Хоча в цей час запаси нафти великі, вони не вічні, видобуток нафти падає в 33 із 48 країн з найбільшим видобутком.

Асоціація з дослідження піку нафти і газу (ASPO), заснована геологом Коліном Кемпбеллом, вирахувала, що річний пік видобутку сирої нафти зі звичайних джерел був на початку 2004 року.

Ґрунтуючись на сучасних відомостях про відомі поклади нафти, приблизну величину майбутніх знахідок, зростаючий попит на нафту і доступну технологію, ASPO дала прогноз, що пік видобутку природного газу очікується між 2010 і 2020 роками, але через труднощі транспортування цієї порівняно леткої речовини, час піку буде залежати від регіону.

У 2004 році у світі було спожито 30 млрд барелів нафти, за той же самий час було відкрито всього вісім мільярдів барелів нових запасів. Величезні, легко розроблювані родовища, імовірніше за все, відходять у минуле. У серпні 2005 року Міжнародне енергетичне агентство повідомило про глобальне споживання 84,9 млн барелів на день, або більше 31 млрд барелів на рік. Це означає, що перевищення видобутку над споживанням зараз становить 2 млн барелів на день.

Геологічна служба США (USGS) оцінює, що запаси нафти достатні для продовження видобутку протягом 50 – 100 років при поточній швидкості видобутку. Дослідження USGS світових запасів нафти, датоване 2000 роком, пророкує можливий пік нафтовидобутку близько 2037 року.

Британська Рада з енергетичних досліджень пророкує настання «піку нафти» у 2020-ті роки, Міжнародне енергетичне агентство – у 2030 році.

Якщо всесвітнє споживання нафти не буде призупинено до того, як почнеться період зменшення, може статися світова енергетична криза, бо недостача нафти призведе до зростання цін, можливо, стрімкого.

Експерти США станом на 1990 рік зазначали, що, за прогнозами, передбачається критичний рівень нафтової та енергетичної кризи до 2020 року.

Зауважимо, що всі ці міркування логічні і чинні для концепції біогенного походження нафти і руйнуються концепцією абіогенного її походження, яка сьогодні активно розвивається.

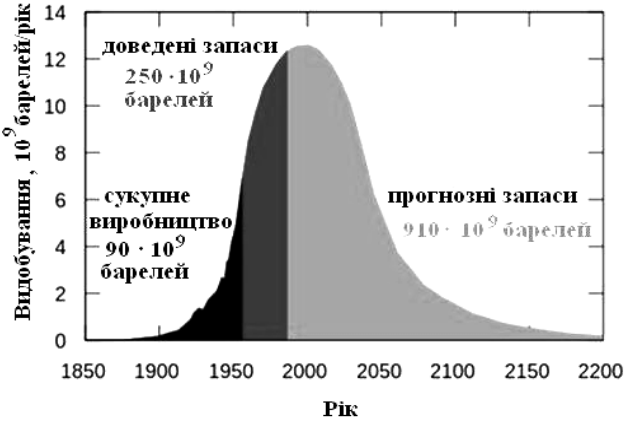


Рисунок 2.9 – Крива видобутку нафти за моделлю М. Кінга Хабберта 1956 року:
Лівий сектор – сукупне виробництво (барелів); центральний сектор – доведені запаси; правий сектор – майбутні відкриття

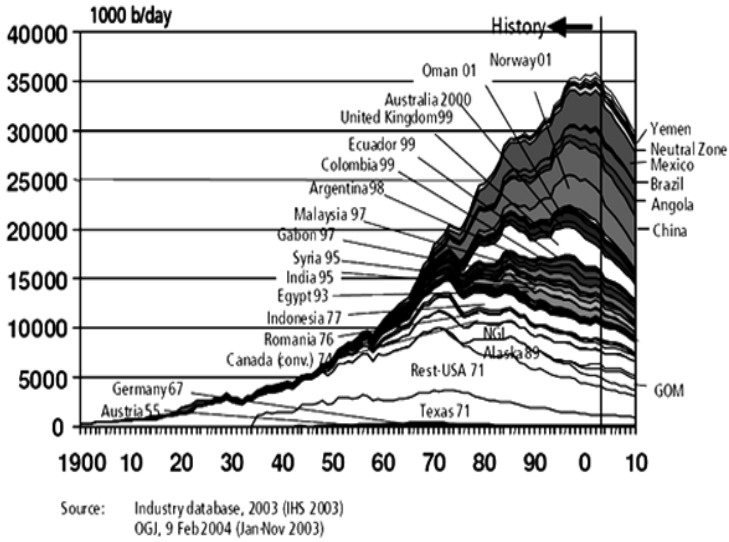


Рисунок 2.10 – Крива видобутку нафти, 2004 рік

2.2. Геологія земної кори

Геологія вивчає історію виникнення, склад і будову Землі, а також історію зародження й розвитку життя на ній.

Дослідники вважають, що Земля складається з кількох оболонок: зовнішньої, або *літосфери* (до глибини 5 – 70 км); проміжної, або *мантії* (до глибини 2890 км), і *ядра* (на глибині 2890 – 6360 км). Усі оболонки мають різний хімічний склад, фізичний стан та властивості.

Літосфера – верхня тверда оболонка Землі, ще називається *земною корою*. Товщина (потужність) її неоднакова й коливається в межах 5 – 6 км під дном океанів і до 70 – 80 км у гірських районах континентів (Гімалаї, Тянь-Шань та ін.). Середня потужність земної кори 35 км. Склад і будова мантії та ядра вивчені недостатньо.

Над літосферою розташовується *гідросфера* – водна не суцільна оболонка, яка містить воду океанів, морів, озер, річок, льодовиків, підземну та атмосферну воду. Гідросфера не утворює суцільного шару і покриває земну поверхню на 70,8%. Над гідросферою розташовується повітряна оболонка, або *атмосфера*. Нижня межа атмосфери – поверхня суші й моря, верхня межа атмосфери не визначена. За даними деяких дослідників, потужність шарів атмосфери доходить до 1000 км.

Склад земної кори. Земна кора складена гірськими породами, що складаються з мінералів.

Мінералами називаються природні речовини, приблизно однорідні за хімічним складом і фізичними властивостями – продукти фізико-хімічних процесів, що відбуваються в земній корі.

Гірські породи – агрегати мінералів більш-менш постійного складу, які утворюють самостійні геологічні тіла, що складають земну кору.

Гірські породи за походженням поділяють на виверженні (магматичні), осадові і метаморфічні (видозмінені).

Виверженні (магматичні) гірські породи утворилися в результаті застигання на поверхні або в надрах земної кори силікатного розплаву, що називається магмою.

Більшість виверженних порід має кристалічну будову. За своїми фізичними властивостями вони являють щільні, здебільшого дуже міцні однорідні масиви. Типовими представниками виверженних порід є базальти, граніти. Тваринних і рослинних залишків ці породи не містять.

Осадові гірські породи утворилися в результаті осадження органічних та неорганічних речовин на дні водних басейнів і на поверхні материків. Найдрібніші шматочки роздроблених водою або вітром вивержених порід, а також залишки тваринних та рослинних організмів, осідаючи, поступово утворювали шари і пласти.

Осадові гірські породи за способом утворення поділяють на чотири групи: уламкові породи, а також породи хімічного, органічного та змішаного походження.

Уламкові породи утворилися внаслідок руйнування, перенесення і відкладення дрібних шматочків зруйнованих порід. Типовими представниками уламкових порід є валуни, галечники, гравій, піски, пісковики, глини, аргіліти й глинисті сланці.

Породи хімічного походження утворилися внаслідок випадіння солей з водних розчинів або хімічних реакцій, що відбуваються в земній корі. Їх поділяють на такі групи: карбонатні, крем'янисті, залізисті, галоїдні, сірчанокислі солі.

До карбонатних порід відносять вапняки хімічного походження, оолітові вапняки, вапняні туфи, доломіти. Представниками кременистих порід є крем'янисті туфи, які утворюються шляхом випадання аморфного кремнезему з води гарячих джерел. Групу залізистих порід утворюють різні руди заліза (бурі залізняки, залізисті ооліти). До галоїдних солей належать кам'яна сіль. Ангідрит і гіпс складають групи сірчанокислих солей.

Породи органічного походження є більшою чи меншою мірою залишками тваринних та рослинних організмів. Найбільш поширені біогенні породи: вапняки, крейда, трепел і каустобіоліти.

Породи змішаного походження складені з матеріалу уламкового, органічного та хімічного походження. До цих порід належать мергелі, глинисті вапняки, піщані вапняки, опоки.

Метаморфічні гірські породи утворилися з осадових і вивержених порід при зануренні їх на глибину в товщу земної кори. Під впливом високої температури й тиску гірські породи, зазнаючи значних змін набувають нових властивостей, вивержені непластичні породи перетворюються в сланцеваті, а осадові породи набувають кристалічної структури.

Особливістю порід цієї групи є їх сланцеватість, яка пояснюється великими тисками в надрах земної кори і їх кристалічною структурою. З метаморфічних гірських порід найбільш часто зустрічаються кварцити, мармури, яшми, різні сланці, гнейси.

Вік гірських порід. На основі визначення відносного, а пізніше й абсолютного віку гірських порід, вивчення послідовності відкладів окремих пластів осадових порід і тотожності знайдених у них залишків організмів уся історія Землі була поділена на окремі геологічні етапи розвитку. Найбільший з них – мегацикл, за ним ідуть ера, період, епоха, вік та інші.

Відносна геохронологія визначає відносний вік осадових, метаморфічних і вулканічних порід за послідовністю нашарування, так званий закон послідовності нашарування датського дослідника Н. Стено (1669 р.), згідно з яким за непорушеного залягання кожний пласт, що залягає вище, є молодшим за той, який знаходиться під ним. Одночасність утворення порід установлюється за співвідношенням з товщами шаруватих гірських порід. Основою шкали відносного геологічного часу, або *геохронологічної шкали (таблиці)* (табл. 2.1, рис. 2.11), стала загальна стратиграфічна шкала, котру було розроблено, спираючись на багаторічну практику європейських геологів, у другій половині XIX ст. Її було запропоновано і прийнято на Міжнародному геологічному конгресі у 1881 році. Ця шкала постійно доповнюється й змінюється. Кожному геохронологічному підрозділові відповідає підрозділ стратиграфічний – матеріальний вираз гірських утворень певного геологічного часу. Стратиграфічні підрозділи об'єднуються в *стратиграфічну шкалу*, що відбиває послідовність стратиграфічних підрозділів осадових, вулканічних та метаморфічних порід.

Форми залягання осадових гірських порід. Характерною ознакою осадових гірських порід є їх *шаруватість*, тобто властивість розташовуватися паралельними або майже паралельними шарами, що відрізняються один від одного складом, структурою, твердістю і забарвленням складаючих їх порід. У товщі осадових гірських порід кожний шар (або пласт) відділений від іншого поверхнею нашарування. Поверхня, яка обмежує пласт знизу, називається *підошвою*, а поверхня, що обмежує пласт зверху – *покрівлею*. Отже, покрівля нижчого шару є одночасно підошвою покриваючого шару.

Первинною формою залягання осадових гірських порід є горизонтально залягаючий пласт, складений однорідними породами й обмежений більш-менш паралельними нашаруваннями порід у покрівлі та підошві. Однак у результаті руху земної кори первинна горизонтальна форма залягання осадових гірських порід може бути порушена, внаслідок чого пласт приймає будь-яке похиле положення.

Таблиця 2.1 – Геохронологічна таблиця

Ери (групи) та їх індекси	**Періоди (системи) та їх індекси**	**Епохи (відділи) та їх індекси**	**Трива-лість, млн. років**
Катархейська Kr	–	–	770
Еоархей	–	–	200
Палеоархей	–	–	400
Мезоархей	–	–	400
Неоархей	–	–	300
Палеопротерозой	Сідерій Ріасій Орозірій Статерій		200 250 250 250
Мезопротерозой	Калімій Ектазій Стеній		200 200 200
Неопротерозой	Тоній Кріогеній Едіакарій		150 220 88
Палеозойська Pz	Кембрійський (кембрійська) Cm	Нижньокембрійська (нижній) Cm_1 Середньокембрійська (середній) Cm_2 Верхньокембрійська (верхній) Cm_3	90
	Ордовицький (ордовицька) O	Нижньоордовицька (нижній) O_1 Середньоордовицька (середній) O_2 Верхньоордовицька (верхній) O_3	60
	Силурський (силурська) S	Нижньосилурська (нижній) S_1 Верхньосилурська (верхній) S_2	20
	Девонський (девонська) D	Нижньодевонська (нижній) D_1 Середньодевонська (середній) D_2 Верхньодевонська (вехній) D_3	80

Ери (групи) та їх індекси	Періоди (системи) та їх індекси	Епохи (відділи) та їх індекси	Тривалість, млн. років
	Кам'яновугільний (кам'яновугільна) C	Нижньокам'яновугільна (нижній) C_1	50
		Середньокам'яновугільна (середній) C_2	
		Верхньокам'яновугільна (верхній) C_3	
	Пермський (пермська) P	Нижньопермська (нижній) P_1	45
		Верхньопермська (верхній) P_2	
Мезозойська Mz	Тріасовий (тріасова) T	Нижньотріасова (нижній) T_1	40
		Середньотріасова (середній) T_2	
		Верхньотріасова (верхній) T_3	
	Юрський (юрська) J	Нижньоюрська (нижній) J_1	45
		Середньоюрська (середній) I_2	
	Крейдовий (крейдова) Cr	Верхньоюрська (верхній) J_3	70
		Нижньокрейдова (нижній) Cr_1	
		Верхньокрейдова (верхній) Cr_2	
Кайнозойська Kz	Палеогеновий (палеогенова) Pg	Нижньопалеогенова (нижній) Pg_1	45
		Середньопалеогенова (середній) Pg_2	
		Верхньопалеогенова (верхній) Pg_3	
	Неогеновий (неогенова) N	Нижньонеогенова (нижній, або міоцен) N_1	25
		Верхньонеогенова (верхній, або пліоцен) N_2	
	Четвертинний (четвертинна), або антропогеновий (антропоге-нова) Q	Нижньочетвертинна (нижній) Q_1	2
		Середньочетвертинна (середній) Q_2	
		Верхньочетвертинна (верхній) Q_3	
		Сучасна (сучасний) Q_4	

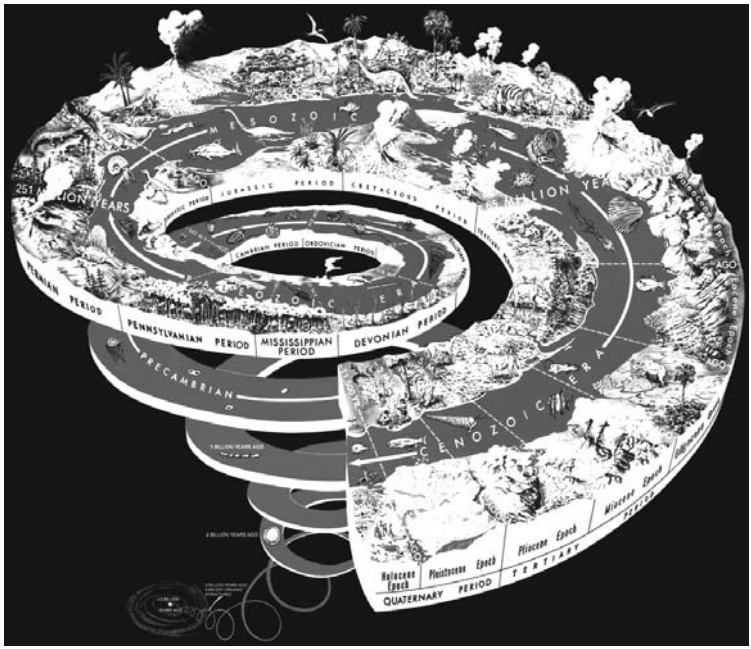


Рисунок 2.11 – Геохронологічна шкала у вигляді спіралі

Похило залягаючий пласт характеризується істинною, горизонтальною та вертикальною потужностями.

Істинною потужністю називається довжина перпендикуляра, опущеного з будь-якої точки покрівлі пласта до його підошви (АС на рис. 2.12). *Горизонтальна потужність* визначається відстанню по горизонталі від будь-якої точки покрівлі до підошви пласта (АБ на рис. 2.12).

Вертикальна потужність – відстань по вертикалі від будь-якої точки покрівлі до підошви пласта (АД на рис. 2.12).

Рухи земної кори, що відбуваються під впливом глибинних процесів усередині Землі, можуть бути коливальними, складчастими і розривними. Перші два з них викликають пластичне порушення пластів гірських порід, а третій вид – розломи пластів гірських порід.

До коливальних рухів відносять такі рухи, які викликають вертикальні переміщення (підняття й опускання) окремих ділянок земної кори одна відносно іншої. Рухи цього виду відбуваються з моменту утворення Землі, спостерігаються вони і нині. Наслідком коливальних рухів є порушення горизонтального положення пластів осадових гір-

ських порід з утворенням дуже пологих прогинів (синеклізу) та здуттів (антеклізу). Як правило, антеклізи і синеклізи порушуються здуттями і прогинами менших масштабів. Утворені при цих порушеннях нові структури називають *локальними*.

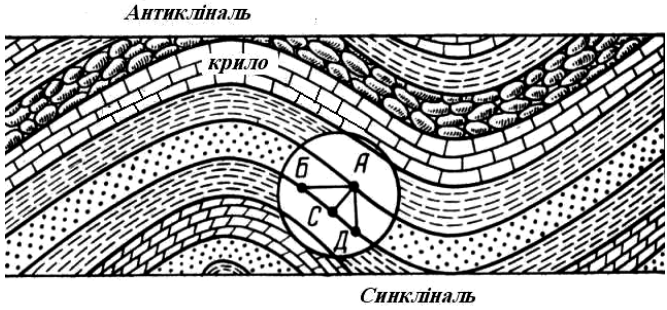


Рисунок 2.12 – Повна складка

Складчасті рухи, що викликають, як і коливальні рухи, пластичне порушення пластів гірських порід, призводять до утворення складок. При розгляді складки земної кори в розрізі видно, що пласти в ній вигнуті хвилеподібно (рис. 2.12). Складка, в ядрі якої знаходяться молодші пласти, ніж по краях, називається *синклінальною*. Вона, як правило, буває направлена вигином вниз, і пласти на крилах її падають назустріч один одному. Складка, в ядрі котрої знаходяться давніші пласти, ніж по краях, називається *антикліналлю*. Вона направлена вигином вгору; пласти падають від неї в обидва боки. Сусідні антикліналь і синкліналь у сукупності утворюють повну складку. Зустріти в природі лише одну повну складку майже неможливо. Як правило, за однією складкою йде інша і т. п.

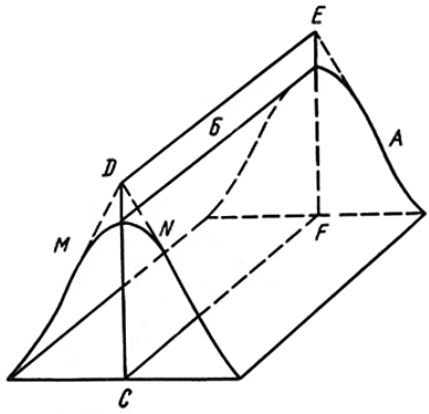


Рисунок 2.13 – Елементи складки

Складка включає такі основні елементи (рис. 2.13):

1) *крила А* – бічні частини складки (в синкліналі вони називаються *бортами*);

2) *замок Б* – лінія перегину, що з'єднує між собою крила (бо-

рти); замкова частина антикліналі називається *сідлом*, синкліналі – *мульдою*;

3) *осьова площина CDEF* – уявна площина, що розділяє складку навпіл;

4) *вісь CF* – слід на плані осьової площини;

5) кут складки MDN.

Отже, в повній складці низхідні крила антикліналі є висхідними крилами синкліналі.

Залежно від положення осьової площини в просторі й характеру падіння крил складка може мати різні форми. Якщо обидва крила мають однаковий кут падіння, складка називається *прямою* (рис. 2.14, *а*). Проте будова антикліналі та синкліналі не завжди буває симетричною, тобто не завжди крила пласта мають однакові кути падіння.

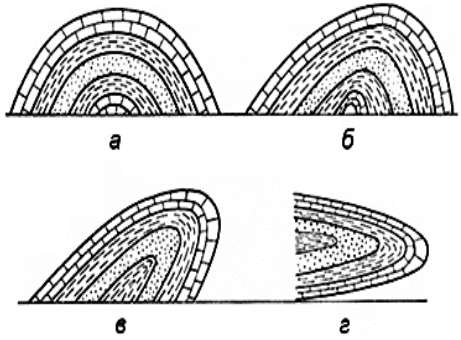


Рисунок 2.14 – Види складок

Якщо кут падіння одного крила більший від кута падіння іншого, то така складка називається *косою* (рис. 2.14, *б*). Якщо сідло перекинуто за одне з крил, складка називається *перекинутою* (рис. 2.14, *в*). Складка, у якій крила розташовані горизонтально, називається *лежачою* (рис. 2.14, *г*).

У природі часто зустрічаються однокрилі складки, так звані *моноклінали*, або *флексури*, що виникли внаслідок підйому чи опускання пласта з одного боку (рис. 2.15).

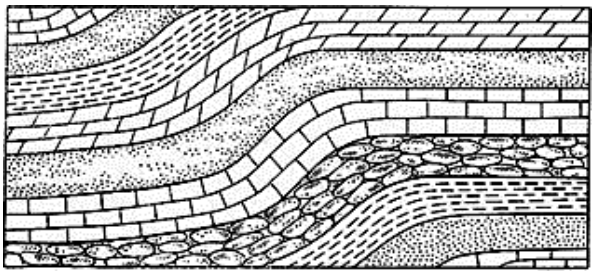


Рисунок 2.15 – Монокліналь

Різноманітність форм складок пояснюється різним прикладанням сил до пластів гірських порід, схильних до складчастого руху.

Розривні рухи, які є наслідком коливальних і складчастих видів руху, призводять до незворотного процесу утворення складок розривних форм. При розривних рухах відбувається зміна горизонтальної або складчастої форми залягання гірських порід унаслідок інтенсивного впливу на породи внутрішніх сил Землі. При утворенні складок пласти часто не витримують напруги і розриваються. При цьому утворюються *тріщини*, через котрі пласти можуть зміститися один відносно іншого.

Крім тріщин, до розривних порушень відносять скиди, підкиди, зсуви, насуви.

Порушення, при якому одна частина складки опускається, а інша залишається на колишньому місці, називається *скидом* (рис. 2.16, *а*). Якщо одна частина складки піднімається, а інша залишається на колишньому місці, то утворюється *підкид* (рис. 2.16, *б*).

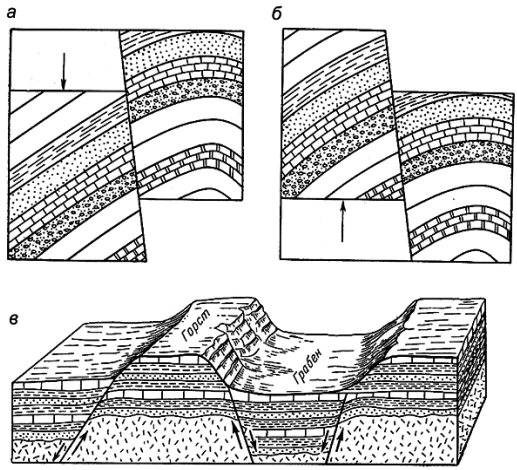


Рисунок 2.16 – Види розривних порушень

При розривних рухах особливо часто руйнуються склепінні частини антикліналей. Якщо склепінна частина антикліналі виявляється піднятою відносно опущених крил, то така структура називається *горстом* (рис. 2.16, *в*). Структура, в якій склепінна частина антикліналі відносно нерухомих крил опущена, називається *грабеном* (рис. 2.16, *в*).

Якщо ж при розриві пласта переміщення відбувається не по вертикалі, як при утворенні скиду і підкиду, а в горизонтальному напрямку, то утворюється *зсув*.

Часто спостерігаються поєднання скидів і зсувів – скидо-зсуви.

Іноді гірські породи зсуваються майже в горизонтальному напрямі, утворюючи підкиди з дуже малим кутом нахилу до площини розриву. Така форма структури називається *насувом*.

Тріщина, уздовж якої відбувається переміщення ділянок пласта при різних рухах, називається *скидачем*. Якщо тріщина похила, що буває в більшості випадків, то пласти, котрі знаходяться над нею, називаються *висячим крилом*, а шари, розташовані під нею, – *лежачим крилом*.

Різні види руху земної кори призводять до зміни її початкової структури і рельєфу поверхні Землі.

У земній корі розрізняють кілька геологічних структур, основними з яких є платформи й геосинкліналі.

Платформа – основна тектонічна одиниця земної кори, що піддається переважно коливальним рухам з відносно невеликою амплітудою, яка втратила у зв'язку із цим здатність до різкої зміни своєї первісної структури.

У будові платформи розрізняють два поверхи. Нижній поверх складений сильно порушеними метаморфізованими давніми (докембрійськими) породами і верхній складений більш молодими (післякембрійськими) осадовими гірськими породами.

Геосинкліналь є найбільш рухливою ділянкою земної кори, складеною потужними товщами (до декількох тисяч метрів) осадових гірських порід. У розвитку геосинкліналі розрізняють дві стадії: перша – геосинкліналь являє собою переважно морський басейн з інтенсивно прогнутим дном, на якому накопичуються потужні товщі осадових порід та вулканічних лав; друга – геосинкліналь унаслідок інтенсивного підняття земної кори перетворюється в складчасту систему, а потім і в гори (наприклад, Карпати, Крим). Геосинкліналі існують та розвиваються й у наш час. Прикладом геосинкліналі, що розвивається, є частина Тихого океану з пасмами Курильських островів.

Тиск і температура в надрах земної кори. Тиск у пласті виникає внаслідок дії на рідину й газ, що знаходяться в ньому, цілого ряду сил, основною з яких у багатьох випадках є напір води, що надходить у пласт від джерела його живлення.

Після відкриття підземного резервуара під впливом пластового тиску рідина з пласта проникає у свердловину, заповнюючи її на певну висоту. Знаючи висоту стовпа рідини у свердловині H_1 (*м*) при густині рідини $\rho = 1000$ *кГ/м*^{3}, можна визначити дійсну величину пластового тиску $p_{пл}$ (*Па*) за формулою

$$p_{\text{пл}} = 10^4 H_1 \qquad (2.1)$$

Вимірювання пластових тисків на багатьох родовищах дозволили встановити, що реальний пластовий тиск відрізняється від прогнозного тиску на величину від 0,8 до 1,2, яка називається *коефіцієнтом аномальності*.

Середня величина коефіцієнта аномальності становить 1,0 на 1 *м*, що відповідає тиску стовпа води з густиною 1000 *кг/м*^{3}. У зв'язку із цим приблизний очікуваний пластовий тиск $p_{оч.пл}$ (*Па*) на глибині H (*м)* складе

$$P_{\text{пл.оч.}} = 10^4 H \qquad (2.2)$$

Формулою (2.2) доводиться часто користуватися при розвідувальному бурінні на маловивчених площах, коли немає можливості встановити дійсний пластовий тиск за динамічним рівнем рідини у свердловинах, тому що останні ще не пробурені.

Очікуваний пластовий тиск, вирахуваний за формулою (2.2), може істотно відрізнятися від дійсного пластового тиску, визначеного за формулою (2.1).

На підтвердження цього розглянемо схему розподілу рівнів рідин у свердловинах (рис. 2.17).

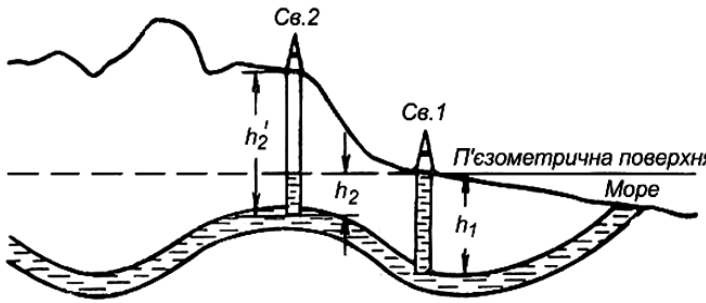


Рисунок 2.17 – Схема розподілу рівнів рідини у свердловинах залежно від гідростатичного тиску

Незалежно від місця відкриття пласта відмітки рівнів у свердловинах 1 і 2 будуть перебувати на одній висоті, тобто лежати на одній уявній *п'єзометричній поверхні*. Оскільки розглянутий пласт сполучений з поверхнею в області рівня моря, п'єзометрична поверхня в цьому випадку збігається з рівнем моря (при ρ = 1000 кг/м^3 в обох свердловинах).

Як видно з рис. 2.17, очікуваний і дійсний пластові тиски у свердловині 1 збігаються, тому що h_1 є одночасно глибиною свердловини та висотою рівня рідини в ній. Таким чином,

$$P_{\text{пл.оч.}} = P_{\text{пл.}} = 10^4 h_1 . \qquad (2.3)$$

У свердловині 2 очікуваний пластовий тиск виявиться значно вищим від дійсного пластового тиску:

$$P_{\text{пл.оч.}} = 10^4 h_2' ; \; p_{\text{пл.}} = 10^4 h_2 ; \quad P_{\text{пл.оч.}} > P_{\text{пл.}} . \qquad (2.4)$$

У разі розміщення гирла свердловини нижче п'єзометричної поверхні $P_{\text{пл.оч.}} < P_{\text{пл.}}$. Якщо не вжити відповідних заходів, після відкриття пласта свердловина почне фонтанувати.

Отже, в сполученому з поверхнею резервуарі різниця між дійсним і очікуваним пластовим тиском залежить від відстані між п'єзометричною поверхнею й гирлом свердловини, а також від різниці між прийнятою та дійсною густиною рідини.

Слід зазначити, що не завжди пластовий тиск визначається лише умовами припливу рідини в резервуар і відбору рідини з нього. Підвищення або зниження пластового тиску порівняно з гідростатичним може бути обумовлено рядом інших причин:

1) силою тяжіння вище лежачих гірських порід (гірським тиском);

2) тектонічними силами;

3) температурою;

4) хімічними процесами.

Гірський тиск передається рідині й газу підземного резервуара через мінерали, що складають гірську породу. Отже, величина тиску, що передається, знаходиться в прямій залежності від механічних властивостей мінералів. Чим більше ущільнюється порода під дією гірського тиску, тим меншою стає її пористість. У результаті гірський тиск тією чи іншою мірою передається рідині і газу, що насичує пори пласта.

У сполученому з поверхнею резервуарі гірський тиск впливає на рівень рідини, тому вищенаведена методика визначення пластового тиску для цього випадку залишається справедливою.

Якщо ж резервуар ізольований, то рідина і газ, які знаходяться в ньому, сприймуть частину гірського тиску, що призведе до створення аномального пластового тиску, який перевищує гідростатичний.

Тектонічні сили можуть спричинити підвищення або зниження пластового тиску порівняно з гідростатичним у результаті переміщення підземного резервуара, котрий мав у момент формування нормальний пластовий тиск.

Вплив температури в основному зводиться до руйнування складних вуглеводнів, з яких складається нафта і газ, з утворенням великої кількості найпростіших молекул. Це призводить до збільшення об'єму рідини й газу і, зрештою, до зростання пластового тиску.

Зміна температури може також викликати хімічні реакції, котрі призводять до цементації пластів. У результаті цього знижується пористість, що сприяє підвищенню пластового тиску (в закритому резервуарі).

Наявність аномально високих пластових тисків ускладнює умови буріння свердловин та розвідку нафтових і газових родовищ. Для запобігання викиду нафти й газу з покладу під час буріння свердловини доводиться застосовувати обважнені промивальні рідини. Стовпом таких рідин створюють протитиск на пласт з аномально високим тиском.

Температура в земній корі закономірно зростає з глибиною. Глибина (*м*), при якій температура порід підвищується на 1 ^{0}C, називається *геотермічним ступенем*. Установлено, що геотермічний ступінь коливається у верхніх шарах земної кори від 11 до 120 м. У середньому він становить близько 33 *м*. Геотермічний ступінь розраховується за формулою

$$K = \frac{H - h}{T - t}, \qquad (2.5)$$

де H – глибина вимірювання температури, *м*;

h – глибина шару з постійною температурою, *м*;

T – температура на глибині H, ^{0}C;

t – середньорічна температура повітря на поверхні, ^{0}C.

Поверхня шару з постійною температурою називається *ізотермічною поверхнею*. Для характеристики зміни температури з глибиною іноді використовують не геотермічний ступінь, а *геотермічний градієнт*, що показує приріст температури, ^{0}C, на 100 м.

Геотермічний градієнт визначається за формулою

$$Г = \frac{(T - t)100}{H - h}. \qquad (2.6)$$

Знати температуру на різних глибинах земної кори та в продуктивних покладах необхідно в процесі буріння свердловин, при проектуванні системи розробки нафтових і газових родовищ, а також під час їх експлуатації.

2.3. Характеристика нафтових та газових родовищ

Геологія родовищ нафти і газу. Родовища нафти й газу утворюються в різних геологічних умовах – як на суші, так і у морських басейнах (переважно у шельфових зонах). Геологія нафтогазових родовищ розглядає процеси їх формування, закономірності розповсюдження й особливості залягання покладів у геологічних структурах, генезис (походження) вуглеводнів та методику прогнозування, пошуку, розвідки й розробки нафтогазових родовищ. На геологічній основі розроблено принципи підрахунку ресурсів і запасів вуглеводневої сировини в надрах.

Поняття про породи-колектори. Нафта й газ разом із водою циркулюють у літосфері у породах-колекторах, що характеризуються відносно високою проникністю. За мінеральним складом нафтогазові колектори поділяються на кварцові, кварци польовошпатові, карбонатні та евапоритові (хемогенні). Продуктивні пласти-колектори характеризуються великим розмаїттям, що обумовлюється різним мінеральним складом скелета, типом міжзернового цементу, глинистістю, розміром пор і зерен породи та ін. За типом порового простору виділяються такі пласти-колектори: міжзернові, міжзерново-тріщинні, тріщинні, тріщинно-кавернові й кавернові.

Пористість гірських порід характеризує наявність у них порожнин (пор). Саме завдяки пористості породи можуть уміщувати рідини і гази. Розрізняють загальну, відкриту та закриту пористість. *Загальна пористість* – сумарний об'єм відкритих та закритих пор мінералу або гірської породи. *Відкрита пористість* – об'єм пор, що сполучаються з атмосферою (чи іншим середовищем, у якому знаходиться порода (мінерал). *Закрита пористість* – об'єм пор, що не сполучаються із

зовнішнім середовищем (обчислюється за різницею між загальною та відкритою пористостями).

У нафтогазовій геології виділяють ще й *ефективну пористість* – об'єм пор, який зайнятий рухомим флюїдом (нафтою, газом) при повному насиченні порового простору цим флюїдом. Вона є меншою за відкриту пористість на об'єм зв'язаних (залишкових) флюїдів.

Величина пористості тісно пов'язана з речовинним складом гірських порід. У мулах, лесах вона досягає 80%; в осадових гірських породах (вапняки, доломіти, пісковики) змінюється від одиниць до 35%; у вулканогенно-осадових породах (туфопісковики, туфіти) – в межах 5…20%; в магматичних породах – не більше 5%. Пористість визначає такі фізичні властивості гірських порід, як міцність, швидкість поширення пружних хвиль, стисливість, електричні, теплофізичні та інші параметри. У нафтогазовій геології методи промислової геофізики ґрунтуються на використанні залежностей між цими параметрами.

Пористість обумовлює *проникність* – здатність породи пропускати через систему сполучених пор рідини (воду, нафту та ін.) і гази або інші суміші за наявності перепаду тиску. Проникність кількісно характеризує фільтраційні властивості колектору.

Через відсутність зв'язку між порами порода може бути непроникною навіть за високої загальної пористості (крейда, мергель, деякі глини). Проникність тих самих порід для різних флюїдів неоднакова: породи, непроникні для нафти і води, можуть бути проникними для газу (внаслідок його більшої проникної здатності), а породи, непроникні для високов'язких нафт, – проникними для малов'язких.

У нафтогазових колекторах як пористість, так і проникність залежать від геостатичного тиску (зворотна залежність) та температури (пряма залежність).

Наповненість порового простору нафтою і газом характеризується коефіцієнтами нафто- й газонасиченості. Вони визначаються як експериментально (в лабораторних умовах), так і в процесі промислово-геофізичних досліджень у свердловинах (методи електричного опору, нейтронні методи).

Умови залягання нафтогазових покладів. *Поклад нафти чи газу* – природне, локальне скупчення нафти і газу в одному або декількох сполучених між собою пластах-колекторах, що контролюються єдиним (спільним) водо- чи газонафтовим контактом. Якщо скупчення вуглеводнів досить велике та рентабельне для розробки, його називають *промисловим покладом* нафти і газу.

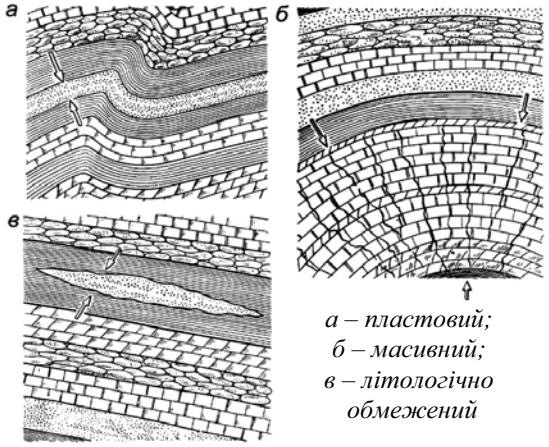
Форма й розміри покладу вуглеводнів пов'язані з формою і розміром пастки. Основний параметр покладу – його запаси.

Вуглеводневі флюїди в земній корі залягають в обмеженому пористому просторі. Існування їх обумовлюється співвідношенням колекторів з непроникними породами – покришками.

Покришка – комплекс малопроникних гірських порід, що перекривають продуктивний колектор і перешкоджають руйнуванню покладу нафти й газу. До порід, які утворюють покришки, належать солі, глини, аргіліти, гіпси, крейда, щільні вапняки та ін. Наявність у геологічному розрізі покришок – основна умова збереження покладів нафти і газу в літосфері, де вони зберігають свої ізоляційні властивості за певних умов температур і тисків протягом довгого геологічного часу. За певного перепаду тиску екрануюча здатність покришки зменшується, і через неї може відбуватися фільтрація вуглеводнів. Це ж відбувається й при збільшенні температури. Товщина покришок коливається від кількох до десятків і сотень метрів (у регіональних покришках). Кращими (найгерметичнішими та найбільшими за площею) покришками є соленосні товщі, а найпоширенішими – глинисті.

Виходячи з розмірів, розрізняють покришки регіональні, зональні і локальні. *Регіональні покришки* – розвинені в межах нафтогазоносних областей та провінцій і характеризуються великою потужністю та літологічною однорідністю. *Зональні покришки* поширені в межах цілої зони нафтогазонакопичення або декількох родовищ, а *локальні покришки* в межах одного родовища.

Нафта і газ у земних надрах знаходяться у природних резервуарах, формування яких обумовлено наявністю порід-колекторів, що перекриваються покришками. За колекторськими властивостями й умовами залягання розрізняють: пластові, масивні, пластово-масивні та літологічно обмежені резервуари (рис. 2.18).



а – пластовий;
б – масивний;
в – літологічно обмежений

Рисунок 2.18 – Природні резервуари вуглеводнів

Поза ділянками накопичення вуглеводні у

природних резервуарах знаходяться у постійному русі. Разом з водою та іншими флюїдами вони фільтруються крізь зони проникності у гірських породах. Із глибиною швидкість їх руху зменшується, проте в зонах тектонічних розривних порушень (розломів) на великих глибинах вона має високі значення.

Пластовий резервуар звичайно характеризується невеликою товщиною і розповсюджується на величезні площі (сотні й тисячі квадратних кілометів). Знизу та зверху він обмежується флюїдонепроникними породами. Флюїди у такому резервуарі рухаються із зон найбільшого напору (найбільшої глибини) до зон найменшого напору (найменшої глибини).

Масивний резервуар – велика товща (до 1,0 км і більше) проникних порід, що перекрита згори і з боків непроникними породами. Часто резервуари такого типу формуються у давніх (викопних) рифах. Фільтрація вуглеводнів тут відбувається у бік покришки.

Пластово-масивний резервуар – комбінація пластового та масивного резервуарів. Це, як правило, товщі колекторів, що перешаровуються з флюїдотривкими пластами. Але внаслідок існування численних тектонічно послаблених ділянок (зон розривних порушень) у цьому масиві гірських порід, увесь він є єдиною флюїдодинамічною системою. У такому резервуарі вуглеводні фільтруються як у горизонтальному (по породах-колекторах), так і у вертикальному (по зонах розривних тектонічних порушень) напрямках.

Літологічно обмежений резервуар – це товща порід-колекторів, що з усіх боків оточена флюїдонепроникними породами. Він зазвичай має вигляд лінзи. Флюїди через невеликі розміри резервуару рухаються у ньому в обмеженому просторі.

Ємність нафтогазових резервуарів визначається їхніми розмірами і величиною пористості колектора. Найбільшу ємність мають перші три типи резервуарів.

У межах природних резервуарів знаходяться ділянки накопичення (скупчення) вуглеводнів, що мають назву *пасток.*

Пастка нафти і газу – частина пласта-колектора, умови залягання якого та взаємовідношення з екрануючими породами забезпечують накопичення і тривале збереження тут вуглеводнів (нафти й газу). Це – застійна частина природного резервуару, де встановлюється рівновага між нафтою, газом і водою, внаслідок котрої флюїд уже не може рухатися у геологічному просторі.

За генезисом (походженням) пастки поділяють на структурні, літологічні, стратиграфічні, рифогенні та змішані (літолого-стратиграфічні, структурно-літологічні тощо) (рис. 2.19).

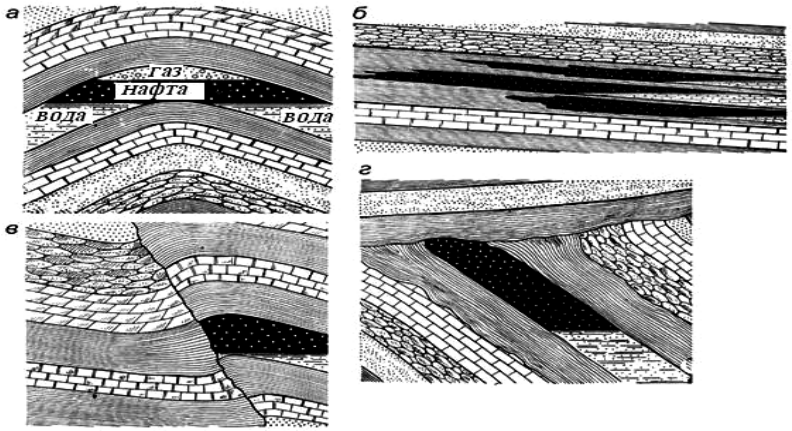


Рисунок 2.19 – Пастки нафти і газу:
а – структурна склепінна; б – літологічно екранована;
в – структурна тектонічно екранована; г – стратиграфічно екранована

Структурні пастки пов'язані з антиклінальними складками (структурами) – антикліналями й куполами. Вони утворюються внаслідок тектонічних рухів, які супроводжуються стисканнями та розривами шарів гірських порід. Екранування вуглеводнів у таких пластах здебільшого тектонічне. Часто в ядрах антиклінальних структур знаходиться сіль, винесена по тектонічно послаблених зонах (діапірові структури). У таких випадках пласти солі є надійним флюїдотривом (покришкою) для скупчень нафти і газу).

Літологічні пастки формуються завдяки зміні речовинного складу порід, пов'язаній з виклинюванням пластів-колекторів або із заміщенням колекторів непроникними шарами.

Стратиграфічні пастки пов'язані зі стратиграфічними неузгодженнями у шарах гірських порід, що представлені колекторами та флюїдотривами. Часто такі пастки утворюються на антикліналях, якщо неузгодженості представлені флюїдотривами. На моноклінали стратиграфічна пастка може утворитися при виклинюванні пласта-колектора, підошва і покрівля якого межує з непроникними породами.

Рифогенні пастки формуються в похованих рифових тілах, створених у минулі геологічні епохи різними коралами. Це відбувається у випадку перекриття їх непроникними шарами (солями, глинами і т. ін.).

Пастки змішаного типу утворюються внаслідок поєднання двох чи більше зазначених раніше факторів.

За пошуковими і генетичними ознаками виділяють пастки: склепінчасті, тупикові (екрановані) та лінзоподібні.

Склепінчасті пастки утворюються в склепінних частинах антикліналей, над соляними куполами, глиняними діапірами, інтрузивними масивами, у похованих рифових масивах і ерозійних виступах над покришками.

Пастки екранованого типу виникають на крилах антикліналей, на флексурах та моноклиналях за наявності літологічних або гідродинамічних екранів.

Лінзоподібні (літологічно обмежені) пастки утворюються в лінзоподібних колекторах (похованих піщаних барах, руслових і дельтових пісках, пористих зонах карбонатних порід).

Під *родовищем* нафти та газу розуміють сукупність покладів однієї й тієї ж групи (наприклад, склепінних пластових чи масивних і т. п.), що знаходяться в надрах земної кори на одній площі.

Оскільки нафта й газ ніколи не залягають у місці свого утворення, то під терміном «родовище» слід розуміти не місце утворення, а місце залягання пастки вуглеводнів, у яку вони потрапили внаслідок міграції.

Родовище нафти і газу може мати від одного до декількох десятків покладів. Одиничний поклад може вважатися родовищем, якщо він містить запаси нафти та газу, що зумовлюють доцільність його розроблення. Декілька покладів можуть входити до одного родовища, якщо вони характеризуються однотипними структурами, що визначають спільність організації пошуків, розвідки і видобутку нафти й газу.

Проте не завжди можна визначати межі родовища лише з урахуванням типу структури. Іноді велика структура характеризує цілу зону нафто-газонакопичення, що містить кілька родовищ нафти і газу. Прикладом такої зони може слугувати залягання осадових гірських порід, які характеризуються одним типом структури – монокліналлю. Але монокліналь на своїй протяжності може мати різного роду екра-

новані поклади. При цьому не виключена можливість утворення кількох розрізнених покладів нафти й газу, котрі потребують різного підходу до організації робіт з їх розвідки і видобутку. У цьому випадку єдина моноклінальна структура, яка є зоною нафтогазонакопичення, розбивається за територіальною ознакою на декілька родовищ. Тому у визначенні поняття «родовище нафти і газу» йдеться не лише про тип структури, а й про поширення покладів у надрах земної кори однієї і тієї ж площі.

Існування в земній корі двох основних геологічних структур – геосинкліналей та платформ визначило поділ родовищ нафти і газу на два основні класи:

I клас – родовища, які сформувалися в геосинклінальних (складчастих) областях;

II клас – родовища, що сформувалися в платформенних областях.

Характерними представниками родовищ першого класу є родовища Східних Карпат, Криму, південно-східної частини Кавказького хребта, Північного Кавказу, Туркменистану, Фергани, Узбекистану, Таджикистану, Сахаліну. Представниками родовищ другого класу є родовища нафти і газу розташовані на Дніпровсько-Донецькій западині (Україна), між Волгою й Уралом (Російська федерація).

Класифікація родовищ нафти і газу:

1) за величиною видобутих запасів:
   – *унікальні* – більше 300 млн т нафти або 500 млрд м? газу;
   – *великі* – від 30 до 300 млн т нафти чи від 30 до 500 млрд м? газу;
   – *середні* – від 5 до 30 млн т нафти або від 5 до 30 млрд м? газу;
   – *дрібні* – від 1 до 5 млн т нафти чи від 1 до 5 млрд м? газу;
   – *дуже дрібні* – менше 1 млн т нафти, менше 1 млрд м? газу;

2) за фазовим співвідношенням нафти і газу:
   – *нафтові*, що містять тільки нафту, насичену в різному ступені газом;
   – *газонафтові*, в яких основна частина покладу нафтова, а газова шапка не перевищує за обсягом умовного палива нафтову частину покладу;

– *нафтогазові*, до котрих відносяться газові поклади з нафтовою облямівкою, в якій нафтова частина становить за обсягом умовного палива менше 50%;
– *газові*, які містять лише газ;
– *газоконденсатні*, які містять газ з конденсатом;
– *нафтогазоконденсатні*, що містять нафту, газ і конденсат;

3) за кількістю покладів виділяють одно- та багатопокладові родовища. Гігантське родовище Болівар у Венесуелі містить 325 покладів;

4) за генетичним положенням виділяють родовища платформ і родовища складчастих областей. Платформні родовища містять 96% запасів нафти та 99% газу. Саме на платформах у всьому світі зосереджено більшість гігантських родовищ. У межах Східно-Європейської, Західно-Сибірської, Північно-Американської, Аравійської, Африканської платформ родовища містять основні запаси і дають майже весь видобуток нафти й газу у світі.

Ресурси і запаси нафти та газу. Для визначення наявності у надрах певної території нафти і газу використовують такі поняття, як «ресурси» й «запаси».

Ресурси – очікувана кількість нафти, газу та конденсату в надрах геологічного об'єкта (нафтогазоперспективного комплексу, провінції тощо). Ресурси мають імовірний характер.

Запаси – визначена кількість нафти, газу і конденсату, що знаходяться у нафтогазоносних пластах виявлених покладів (родовищ).

При виконанні геологорозвідувальних робіт з уточнення будови та нафтогазонасиченості гірських порід ресурси можуть бути переведені у запаси. Запаси від ресурсів відрізняються тим, що існує факт установлення продуктивності пласта, тобто факт відкриття покладу.

За ступенем геологічної вивченості ресурси нафти і газу поділяються на дві групи: прогнозні та перспективні.

За ступенем обґрунтованості серед *прогнозних ресурсів* вуглеводнів виділяють:

– *категорія* $Д_2$ – прогнозні ресурси значних регіональних геологічних структур, нафтогазоносність яких ще не доведено;

– *категорія* $Д_1$ – прогнозні ресурси літолого-стратиграфічних комплексів у межах значних регіональних структур із доведеною нафтогазоносністю.

Перспективні ресурси (категорія C_3) – обсяги нафти і газу в геологічних об'єктах, що підготовлені до глибокого буріння та кількісно оцінені за результатами геолого-геофізичних досліджень. Перспективні ресурси є основою для геолого-економічної оцінки доцільності проведення пошуково-розвідувальних робіт.

Запаси нафти і газу за ступенем вивченості поділяють на дві групи: розвідані й попередньо розвідані.

Попередньо розвідані запаси (категорія C_2) – група запасів нафти і газу, кількість, якість, технологічні властивості, гірничо-геологічні та інші умови залягання яких вивчені з повнотою, достатньою для техніко-економічного обґрунтування промислового значення родовища. До категорії C_2 належать запаси покладу (або його частини), нафтогазоносність котрого визначена за результатами випробування та дослідження свердловин, а також поверхневих геологічних і геофізичних досліджень. До цих запасів належать також запаси нерозвіданих частин покладів, що прилягають до ділянок із розвіданими запасами. Попередньо розвідані запаси використовують для визначення перспектив родовища, планування геологорозвідувальних робіт чи геолого-промислових досліджень, а також для проектування розробки покладів.

Розвідані запаси – обсяги нафти і газу, кількість, якість, технологічні властивості, гірничо-геологічні та інші умови залягання яких вивчені з повнотою, достатньою для складання проектів розробки й облаштування родовищ.

Геологічне вивчення розвіданих запасів є різним за площею та детальністю. Згідно із цим розвідані запаси поділяють на такі категорії:

– *категорія C_1* – запаси покладу (його частини), промислова нафтогазоносність котрого встановлена за результатами дослідно-промислової розробки та випробування свердловин із промисловими припливами нафти або газу, а також геологічних і геофізичних досліджень у невипробуваних свердловинах із детальністю, достатньою для обґрунтування економічної доцільності промислової розробки родовища;

– *категорія В* – запаси покладу (його частини), нафтогазоносність якого встановлена на основі отриманих промислових припливів нафти чи газу, на різних гіпсометричних позначках, а також основні особливості покладу, що визначають умови його розроб-

ки, вивчені з повнотою, достатньою для виконання проекту розробки покладу.

– *категорія А* – запаси покладу (його частини) вивчені з детальністю, котра забезпечує повне визначення типу, форм і розмірів покладу, ефективної нафто- й газонасиченої товщини, типу колектора, характеру зміни колекторських властивостей, нафто- і газонасиченості продуктивних пластів, складу нафти, газу та конденсату, а також основних особливостей покладу, від яких залежать умови розробки родовища.

Родовища нафти виявлені на всіх континентах, крім Антарктиди, а також у шельфових зонах Світового океану. У світі відомо понад 30 тис. родовищ нафти, з них 15 – 20% – нафтогазові. Близько 85% світового видобутку нафти дають 5% родовищ. Найбільші її запаси – у Саудівській Аравії, Кувейті, Росії, Ірані, Іраку, Норвегії, США, Азербайджані, Мексиці, Венесуелі, ОАЕ, Бразилії.

Переважна кількість розвіданих запасів природного газу (понад 90%) знаходиться в газових або газоконденсатних родовищах. Розвідані запаси газу у світі – понад 80 трлн $м^3$. З надр видобуто близько 60 трлн $м^3$ при щорічному видобутку понад 2 трлн $м^3$ газу. Розвідані запаси газу складають (млрд т умовного палива): світові – 180; європейські – 70; українські – 1,5. За прогнозами вичерпання планетарних запасів природного газу слід очікувати у 2050 – 2070 роках.

Усього у світі відомо більше 10 тис. газових родовищ, однак основні запаси газу зосереджені у невеликій кількості унікальних (більше 1 трлн $м^3$) і найбільших (0,1 – 1,0 трлн $м^3$) газових і газоконденсатних родовищ.

За геологічним віком газоносність осадових порід розподіляється таким чином: у палеозойських відкладах – 23,5%; в мезозойських – 65,5% та у кайнозойських – 11,0%. З піщаними колекторами пов'язано 76,3% запасів, а з карбонатними – 23,7%. Глинистими покришками контролюється 65,7% запасів газу, соленосними – 34,3%. Переважна більшість запасів газу зосереджена в пастках структурного типу.

Найбільші запаси природного газу зосереджені в надрах США, Норвегії, Канади, Мексики, Алжиру, Росії, Туркменистану, Індонезії. Слід зазначити, що перші промислові нафтові родовища Європи відкрито в Україні у 1810 році, м. Борислав (Львівська область).

2.4. Гідрогеологічні особливості родовищ нафти і газу

Підземні води є постійним супутником нафти й газу в земній корі.

Нафтові води – це води нафтоносних горизонтів, які перебувають у тісному взаємозв'язку з нафтою і розчиненим у ній газом.

За умовами залягання в нафтовому пласті та за співвідношенням з нафтовим покладом розрізняють: *крайові (контурні)* й *підошовні води*. Якщо нафтовий пласт відслонений, його верхня частина до деякої глибини може бути заповнена верхньою крайовою водою (атмосферного походження). Нижня крайова вода підпирає поклади поза зовнішнім контуром нафтогазоносності. У повністю водоплавній частині покладу (в нафтоносних структурах з невеликими кутами падіння пластів і в пластах з великою товщиною колекторів, де нафта насичує лише верхню частину пласта) води, які підпирають поклад, називаються *підошовними водами*.

Гідрохімічний склад нафтових вод відображає літологічні особливості продуктивного горизонту та склад покладів. Для крайових нафтових вод нафтових покладів характерні вищі концентрації органічних кислот, бензолу, фенолів, важких вуглеводнів. Води газових покладів менш багаті органічними компонентами. Ця особливість часто є ознакою наявності або відсутності нафтової облямівки. Для нафтових вод характерний широкий діапазон мінералізації, але частіше за все вони високомінералізовані (до 200 г/л та більше).

За йонно-сольовим складом виділяють хлоридні кальцієво-натрієві, хлоридні кальцієво-магнієві й гідрокарбонатно-натрієві нафтові води. Останні характеризуються переважно невеликою мінералізацією (до 10 г/л). Вони суттєво відрізняються від інших типів природних вод майже повною відсутністю сульфатів, підвищеними концентраціями I, Br, B, Ba, Ra, Sr, V, Ni та інших мікроелементів, високою газонасиченістю вуглеводнями (до пентану включно), сірководнем, вуглекислотою, підвищеним умістом органічних кислот, бензолу, фенолів, біогенного азоту, амонію. Надійна ізоляція нафтових вод від верхніх водоносних горизонтів забезпечує тривале збереження їх специфічних особливостей. Хімічний склад і властивості нафтових вод суттєво впливають на повноту витіснення нафти з пластів та враховуються при проектуванні розробки родовищ, особливо з використанням заводнення і фізико-хімічних методів підвищення нафтовилучення. Нафтові води, які надходять разом з нафтою, ускладнюють процес видобування нафти, зумовлюючи утворення твердих неорга-

нічних солей на внутрішніх поверхнях промислового обладнання. З метою видалення нафтових вод проводять зневоднення та знесолення нафти. Найпоширенішими гіпотезами походження нафтових вод є: інфільтраційна, викопних і похованих вод, органічна і ювенільна. Однак жодна з них не пояснює все різноманіття і специфіку нафтових вод. Імовірно, нафтові води мають різне походження.

Міграція вуглеводневих флюїдів у гірських породах часто супроводжується циркуляцією підземних вод термогідродинамічних, елізійних та інфільтраційних природних водонапірних систем. Нафтові води характеризуються значними напорами, високою мінералізацією (до 320 г/дм^3), лужністю (pH 7,5 – 8,5) і переважанням у їх складі хлор-іона, натрій-іона при майже повній відсутності сульфат-іона. Інколи лужні води нафтогазових родовищ мають дуже низьку мінералізацію (до 1 – 5 мг/дм^3) та гідрокарбонатний натрієвий склад (конденсаційні води).

Уперше нафтові води описав канадський геолог Т. Гант. Їхня унікальність завжди привертала увагу багатьох дослідників. Тому існує ціла наукова галузь, що має назву нафтогазова (або промислова) гідрогеологія, основи якої закладено в роботах дослідників і вчених із різних країн: американських (І. Талмер, Дж. Роджерс, Д. Крауфорд, А. Лаверсен, Дж. Уайт та інші), українських (А. Романюк, Є. Гавриленко, В. Колодій, О. Штогрин, Л. Гуцало, А. Бабинець, О. Лукін, Л. Швай, Ю. Застежко, А. Тердовідов, В. Терещенко й інші), російських (А. Абрамович, В. Сулін, Н. Ігнатович, А. Карцев, М. Альтовський, В. Швець, А. Ніканоров та інші).

Особливе місце займають праці відомого українського геолога О. Лукіна, який упевнено доводить єдність і взаємозв'язок гідрогеологічного, геодинамічного, літологічного, структурного, геохімічного та інших факторів нафтогазонагромадження в земних надрах.

Умови знаходження води, нафти і газу в природних резервуарах. Умови знаходження води, нафти й газу в природному резервуарі залежать від взаємодії ряду факторів: співвідношення густини флюїдів (рідинно-газових сумішей), відносної насиченості порового простору кожним із компонентів, гідродинамічних умов у колекторському пласті, а також його літологічних особливостей і порової проникності.

У пастках, що одночасно вміщують нафту, газ і воду, флюїди закономірно розподіляються по вертикалі, і кожний з них займає горизонтальний шар. Найлегша складова флюїду – газ розташовується у поровому просторі верхньої частини пастки. Основною речовиною,

що заповнює пори продуктивного шару, є нафта. Ще нижче поровий простір буває заповнений водою (рис. 2.20).

Межа між нафтою та водою має назву *водонафтового контакту (ВНК)*. У пастках, де нафта відсутня, а пасткові флюїди представлені лише газом і водою, межа між ними називається *газоводяним контактом (ГВК)* (рис. 2.21).

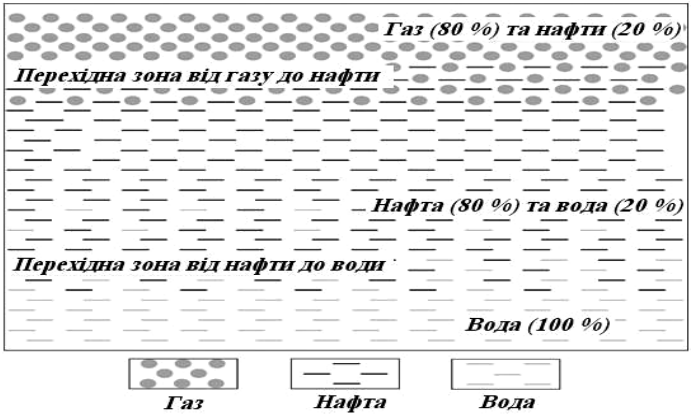


Рисунок 2.20 – Відносний розподіл газу, нафти та води у типовому природному резервуарі

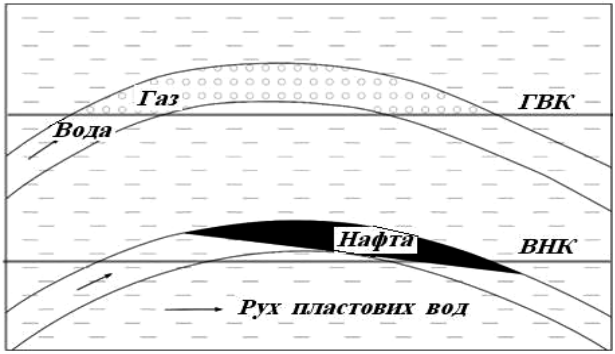


Рисунок 2.21 – Газоводяний та водонафтовий контакти у покладі нафтогазового родовища

Величина нахилів ГВК є прямим показником умов збереження покладів нафти і газу від механічного руйнування підземними водами.

Слід зазначити, що порова вода знаходиться у природному резервуарі повсюдно. Вона може займати до 50% цього об'єму.

Вода не надходить у свердловину доти, доки кількість нафти й газу у породах-колекторах не зменшиться до такого рівня, за якого порода стає більш проникною для води, ніж для інших складових флюїду (нафти і газу).

Характер водонафтового контакту (ВНК) покладу свідчить про умови акумуляції нафти й газу у пастці та особливості її геолого-структурного утворення.

Оскільки нафта, газ і вода утворюють єдину флюїдну систему, нафтогазові родовища можна розглядати як окремі елементи великих гідрогеологічних структур. Серед них на особливу увагу заслуговують водонапірні басейни, які складаються з напірних водоносних горизонтів та комплексів, що контролюються депресійними регіональними тектонічними структурами, заповненими осадовими породами. Тому нафтогазове районування великих територій часто збігається з гідрогеологічним.

Свердловини, що в процесі пошуку та розвідки нафтогазових родовищ розкрили пористі породи лише з водою або воду з непромисловими кількостями нафти і газу (тобто ті, що не виявили нафтогазового покладу), мають назву *сухих, водяних чи непродуктивних*.

Вільні води, які оточують поклад, заповнюючи поровий простір нижче та навколо нього, мають назву *підошовних* або *крайових вод* залежно від їх положення відносно покладів (рис. 2.22).

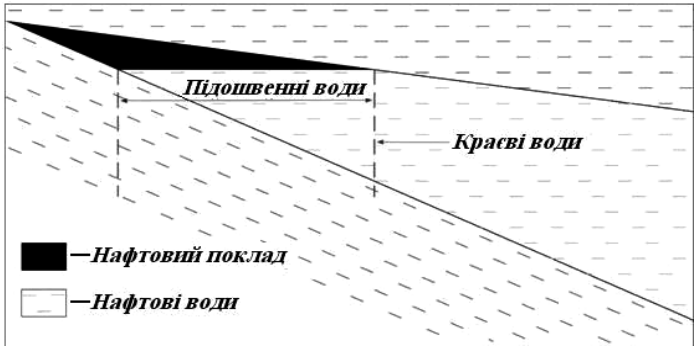


Рисунок 2.22 – Положення у розрізі підошвенниих та краєвих вод відносно нафтового покладу

Зі зниженням дебітів нафти і газу з більшості свердловин починають надходити нафтові води (розсоли), об'єми яких постійно збільшуються. Це порові, підошвені чи краєві води. На деяких покладах вода надходить разом із нафтою зі свердловин уже на ранніх стадіях експлуатації, а в інших випадках видобування нафти або газу ніколи не супроводжується значними кількостями води. Пластові води у товщах, що залягають вище покладу, мають назву *верхніх вод.* Води з водоносних формацій, котрі залягають між продуктивними горизонтами, називаються *проміжними.*

Генетична класифікація та геохімічні особливості підземних вод нафтогазових родовищ. За походженням води нафтогазових родовищ можуть бути поділені на метеорні, поховані й змішані.

Метеорні води – це води, які інфільтруються у пористі та проникні породи верхніх горизонтів геологічного розрізу. Присутність карбонатів і бікарбонатів, а іноді й сульфатів у водах якогось із нафтогазових родовищ указує на те, що ці води хоча б частково надходять сюди з поверхні.

Похованими у нафтогазовій гідрогеології називають води, що знаходилися у колекторах до розкриття їх бурінням. Більшість похованих вод чи розсолів характеризуються значним умістом хлоридів та натрію. Концентрації NaCl у них є набагато більшими ніж в океанській воді. Загальногідрогеологічне значення терміна «поховані» води полягає у тому, що це сингенетичні або автохтонні води, що потрапили в осад одночасно з його утворенням і збереглися в ньому після його перетворення на гірську породу.

Змішані води вміщують хлоридні, гідрокарбонатні й сульфатні іони. Це вказує на їх складну природу формування внаслідок процесів змішування похованих та інфільтраційних вод.

Води нафтогазових родовищ можуть бути вільними й зв'язаними.

Вільні пластові води, мають різний склад та походження, мігрують тими ж самими каналами фільтрації разом з вуглеводневими флюїдами. Натомість *зв'язані води* існують у поровому просторі нафтогазового резервуара. Тут основна частина зв'язаної води є абсорбованою мінеральними частками чи утримується капілярними силами. Такі води зі збільшенням водонасиченості до підошви покладу, переходять у вільні. Саме вільні води витісняються нафтою і газом під час формування покладів вуглеводнів.

Води нафтогазових родовищ найчастіше характеризуються лужністю. Показник концентрації водневих іонів (іонів гідрогену) в них

становить 7,5 – 9,0, а окисно-відновний потенціал (Eh) нафтових вод, що вимірюється у мілівольтах, звичайно має від'ємні значення. Це вказує на їх відновний характер завдяки глибокому заляганню та ізольованості від земної поверхні.

Підземні води нафтових і газових родовищ мають переважно хлоридно-натрієвий склад та великий набір мікроелементів і газів, серед яких вуглеводні, галогени, азотисті сполуки, метали, інертні гази та ін.

Мірою вмісту розчинених у воді мінеральних речовин є її загальна мінералізація, що визначається масою сухого залишку після випарювання.

За загальною мінералізацією серед нафтових вод виділяють:

– ультрапрісні – до 0,1 г/дм^3;
– прісні – 0,1 – 1,0 г/дм^3;
– слабомінералізовані – 1,0 – 3,0 г/дм^3;
– середньої мінералізації – 3,0 – 10,0 г/дм^3;
– високої мінералізації – 10,0 – 35,0 г/дм^3;
– розсоли – понад 35,0 г/дм^3.

У свою чергу розсоли нафтогазових родовищ за ступенем мінералізації поділяються на слабкі (до140 г/дм^3), міцні (140 – 270 г/дм^3) та дуже міцні (270 – 340 г/дм^3). Наявність у воді іонів кальцію і магнію обумовлює її твердість, яка є прямо пропорційною вмісту цих елементів.

Гази нафтових і газових родовищ є природними сумішами переважно вуглеводів метанового ряду із загальною хімічною формулою $C_n H_{2n+2}$ (від метану до бутану). Як домішки, а іноді у суттєвих кількостях зустрічаються H_2S, CO_2, N_2, а у незначних – H, Ar, He, пари Hg та ін. Природні гази розчиняються у воді й нафті. Їх розчинність залежить від тиску, температури та складу газу. У підземних водах у розчинному стані наявні метан і його гомологи, діоксид вуглецю, азот, сірководень, інертні гази – гелій, аргон, неон, радон та ін.

За В. Колодієм, уміст розчиненого у водах кисню досягає 20 см^3/дм^3, H_2S – 2000 см^3/дм^3, а H_2 – до 1000 см^3/дм^3.

З водою гази утворюють молекулярні розчини. У підземних водах нафтогазоносних структур переважають CH_4 і його гомологи, а серед інших газів наявні CO_2, N_2, NO, H_2, інертні гази.

Об'єм газу розчиненого в одиниці об'єму води за нормальних умов (тиск 760 мм рт. ст. та температура 20 ^oC), називається **газонасиченістю води**. Вона є сумою об'ємів усіх розчинених у воді газів і

виражається в одиницях об'єму газу на об'єм води ($_{НМ}^3/_М^3$ або $_{НСМ}^3/_{СМ}^3$).

Уміст вуглеводневих газів у водах нафтових та газових родовищ іноді перевищує 13000 $см^3/дм^3$. Фактичну газонасиченість підземних вод можна визначити лише на основі аналізу глибинних проб, відібраних спеціальним пробовідбірником.

Підземні води нафтогазових родовищ уміщують різноманітні органічні речовини (ОР), серед яких (мг/$дм^3$) жирні ($n\cdot10^{-3}$ – $n\ 10^3$) і нафтенові ($n\cdot10^{-2} - n\cdot10^2$) кислоти, ароматичні вуглеводні – бензол ($n\cdot10^{-2}\cdot n\cdot10^2$), толуол ($n\cdot10^{-3}\cdot n\cdot10$), феноли ($n\cdot10^{-2}\cdot n\cdot10$), азотисті сполуки ($n\cdot10^{-1}\cdot n\cdot10$), сполуки фосфору ($n\cdot10^{-2}\cdot n\cdot10$) та ін. Проте у цих водах найбільш розповсюдженими є вуглеводні, наявні у нафтогазових покладах.

Формування хімічного складу пластових вод нафтогазоносних родовищ обумовлюється палеогідрогеологічними умовами, складом порід водоносних товщ, глибинами залягання та іншими факторами. Основними компонентами їх іонно-сольового складу є Cl^- та Na^+. Підпорядковане значення мають HCO_3^- і SO_4^{2-}, а також Ca^{2+} та Mg^{2+}. У дуже міцних розсолах ($\rangle 300г/дм^3$) іон Ca^{2+} може домінувати над іоном Na^+. Тому, крім переважно хлоридних натрієвих, тут зустрічаються також хлоридні кальцієві розсоли, а також гідрокарбонатні натрієві води. Останні, з мінералізацією у 5 – 10 разів меншою за показники гідрогеохімічного фону, мають назву *конденсаційних,* або *салюційних.*

Конденсаційні води облямовують поклади вуглеводнів. Вони вирізняються високим умістом йоду, брому, амонію, силіцію, калію, стронцію, літію, рубідію, цезію та ін.

Якщо вміст мікроелементів у пластових водах (розсолах) збільшується зі зростанням мінералізації, то у прісних конденсаційних водах така залежність відсутня. Це є свідченням того, що формування цих геохімічних типів вод відбувалося за різними схемами.

Гідрогеохімічні показники нафтогазоносності. Підземні пластові води родовищ нафти і газу мають специфічні особливості, які використовуються як показники при прогнозуванні нафтогазоносності надр. При цьому виділяють *локальний* (на окремих структурах і ділянках) та *регіональний* (на великих площах) види прогнозування.

Оскільки підземні води є основним носієм не лише мінеральної речовини, а й теплової енергії, вони виступають головним чинником

процесів *тепломасопереносу* в земній корі. Води, що мають підвищену температуру, часто спостерігаються у зонах нафтогазових родовищ, які контролюються розломними структурами. Це явище пов'язане з висхідним розвантаженням вуглеводневих флюїдів, підземних вод і теплового потоку по тих же самих каналах фільтрації. Ось чому гідрогеотермічні аномалії є важливим індикатором скупчень нафти й газу в надрах.

Для прогнозу нафтогазоносності використовують також геохімічний тип вод і характер їхньої загальної мінералізації, сульфатність, уміст мікроелементів (амоній, йод, бром, бор, ртуть, гелій, стронцій, ванадій) та інші особливості.

Найбільш загальними показниками нафтогазоносності у стабільних платформних умовах є *хімічний* склад (хлоридний, натрієвий) підземних вод і їх висока *мінералізація*. У зонах альпійської активізації, що проявляється й у сучасних тектонічних рухах, надійним показником є гідрокарбонатні натрієві води з низькою мінералізацією.

Важливим критерієм оцінки нафтогазоносності є *сульфатність* підземних вод, яка різко знижується при наближенні до контуру нафтогазового покладу.

Органічні речовини, розчинені у підземних водах, належать до прямих показників присутності скупчень вуглеводнів у надрах, оскільки вони не лише є джерелом утворення нафти і газу, а й можуть надходити у підземні води з нафтового покладу внаслідок конвективного та молекулярного дифузійних процесів. Слід зазначити, що наявність органічної речовини у підземних водах пов'язана в основному з покладами нафти і газоконденсату.

Досить надійним показником нафтових покладів є *радіоактивність* підземних вод за рахунок збагачення їх солями радію. Натомість самі нафти вирізняються низьким умістом радію.

Уміст у підземних водах *ароматичних вуглеводнів* (бензолу й толуолу) також може слугувати прямим показником нафтогазоносності. З наближенням до нафтових і газоконденсатних покладів концентрація їх значно підвищується.

Феноли, що у водах нафтових та газоконденсатних родовищ досягають концентрацій 20 – 30 мг/дм^3, можуть бути ознакою наявності в надрах легких нафт та газоконденсату.

Гази, наявні у підземних водах, – важливий показник нафтогазоносності. Найбільше значення мають вуглеводневі гази, а також гелій, пари ртуті, азотисті сполуки (N, NO, NO_2, NH_3) й ін.

Загальна газонасиченість підземних вод визначається як кількість газу, розчиненого в одиниці об'єму води. Найбільша газонасиченість вод спостерігається у зонах метанової газоносності.

Гідрогеохімічні аномалії, що є ділянками різкої зміни хімічного складу підземних вод порівняно з фоновими показниками, є важливим критерієм прогнозування і пошуку родовищ нафти і газу. Це визначається тією величезною роллю, яку вода відіграє у формуванні та руйнуванні вуглеводневих покладів у земних надрах.

Аномальні ділянки характеризуються контрастністю, під якою мають на увазі співвідношення вмісту компонентів у воді в межах аномалії до їх фонових (середніх) значень. Чим більшою є контрастність, тим надійнішою у прогнозному значенні є аномалія.

Здебільшого гідрогеохімічні аномалії приурочені до тектонічно послаблених ділянок, де відбувається висхідне розвантаження вод глибоких горизонтів, нафтогазових флюїдів, теплового потоку та хімічних елементів і сполук глибинного генезису. Дуже часто на денній поверхні або поблизу неї розвантажуються хлоридні розсоли чи прісні гідрокарбонатні конденсаційні (салюційні) води, що є важливою ознакою можливої наявності покладів нафти або газу. Це так звана «гідрогеохімічна інверсія», прояви якої часто супроводжують родовища вуглеводнів.

2.5. Походження, класифікація та фізико-хімічні властивості нафти

Загальна характеристика нафт і нафтових фракцій. Нафта є природною маслянистою горючою рідиною з своєрідним запахом та густиною, як правило, меншою 1000 кг/м^3. Нафти з різних родовищ мають різну консистенцію – від легколетких до густих, малорухливих. Колір нафт у більшості випадків бурий і темно-коричневий (до чорного), рідше жовтий і зеленкуватий, зовсім рідко зустрічається майже безбарвна, так звана «біла нафта». Хоча нафти різних родовищ значно різняться за хімічним складом і властивостями, проте елементний склад їх коливається в досить вузьких межах (%): C = 83 – 86; H = 11 – 14; O = 0,2 – 1,3; N = 0,06 – 1,7; S = 0,01 – 5,0.

Нафти є складними сумішами вуглеводнів і різноманітних кисневих, азотних та сірчистих сполук. У природі зустрічаються нафти, що містять більше гетероатомних органічних сполук, ніж власне вуглеводнів, і такі, які складаються майже виключно з вуглеводнів. З фі-

зичної точки зору нафта розглядається як розчин газоподібних та твердих вуглеводнів у рідині. Природна нафта, що видобувається з надр землі, завжди містить певну кількість розчинених газів (попутні природні гази), головним чином метану і його гомологів.

Як правило, одержувані при фракційній перегонці нафти дистиляти – бензинові, гасові, солярові, масляні й мазут – рідкі речовини. До твердих (при кімнатній температурі) нафтоскладових належать парафіни, церезини і гудрон.

Головне місце в груповому хімічному складі нафт належить вуглеводням – метановим, нафтеновим та ароматичним. Ця обставина використана при побудові хімічної класифікації нафт.

За переважанням (більше 75% за масою) одного з класів вуглеводнів розрізняють, по-перше, три основні класи нафт, а саме: 1) метанові (М); 2) нафтенові (Н); 3) ароматичні (А); по-друге, шість змішаних класів нафт, у котрих при 50% за масою одного класу вуглеводнів міститься додатково не менше 25% іншого класу вуглеводнів, тобто класи: 4) метаново-нафтенові (М–Н); 5) нафтеново-метанові (Н–М); 6) ароматично-нафтенові (А–Н); 7) нафтеново-ароматичні (Н–А); 8) ароматично-метанові (А–М); 9) метаново-ароматичні (М–А). У змішаному 10-му типі нафти (М–Н–А) всі класи вуглеводнів містяться приблизно порівну.

Клас нафти за груповим хімічним складом вуглеводнів умовно визначають не в усій пробі нафти, а лише в продуктах її перегонки, які википають при температурі до 300 °С. Нафти не тільки різних, але й одного і того ж родовища можуть давати при розгоні фракції, що википають до температури 300 ^{0}С, в різних кількостях. У більшості нафт вуглеводні складають 30 – 50%, їх уміст тільки в рідкісних випадках перевищує вміст інших органічних сполук. Проте вміст таких киснево- і сірковмісних сполук нафти, як смолянисті й асфальтові речовини іноді може досягати у складі нафт 10 – 20% та більше. У таких випадках їх відносять до особливої групи смолянистих нафт. Якщо нафти містять ще більше смолянистих і асфальтових речовин, вони належать до перехідних утворень між нафтами та природними асфальтами. Тверді залишки нафт, що випарувалися й були вивітрені, називаються кір (звідси – закіровані породи).

Нафти в природних умовах містять як розчинені в них попутні гази, так і воду, в якій розчинені мінеральні солі. Крім розглянутої вище хімічної класифікації нафт, існують також технологічні класифікації.

В основу технологічних класифікацій нафт покладено вміст сір-

ки в нафтах та світлих нафтопродуктах, вихід фракцій, що википають до 350 °С, потенційний уміст базових мастил (а також індекс їх в'язкості) і парафіну.

За вмістом загальної сірки розрізняють три класи нафт: I – S не більше 0,5% (малосірчисті), II – S = 0,51 – 2% (сірчисті) і III – S > 2% (високосірчисті).

Необхідно відзначити, що як у процесі утворення твердих горючих копалин (ТГК), наприклад гумусного вугілля різної зрілості, так і при складних перетвореннях нафт і ті, й інші зазнають метаморфізму. При цьому термін «метаморфізм» слід розуміти не тільки як стадію перетворень органічних речовин вугілля і нафти, а як направлену зміну тих або інших їх властивостей під впливом чинників метаморфізму. Чинники метаморфізму для нафт і вугілля одні й ті ж (теплова дія, тиск, час) і виявляються вони в геологічних умовах приблизно однаково. Проте є й відмінності. Найістотніша з них полягає в тому, що для вуглеутворення каталітичні процеси мають не таке важливе значення, як для нафтоутворення, причому процес нафтоутворення є в основному термокаталітичним.

Крім того, встановлений генетичний зв'язок процесів перетворення нафт і вугілля. Абсолютно чітка відповідність типу нафт маркам вугілля, що є в тих же або стратиграфічно близьких відкладеннях, свідчить про те, що тип нафт, як і характер вугілля, визначається не лише вихідним органічним матеріалом і умовами його поховання, але багато в чому й інтенсивністю метаморфізму.

Здатність нафти до розділення на більш прості складові частини (фракції, дистиляти) за температурою кипіння (фракційна перегонка або фракціонування) відіграє значну роль у сучасній нафтопереробці та у дослідженнях фракційного, групового й індивідуального вуглеводневого складу нафт і нафтопродуктів. Фракційний склад показує вміст фракцій, що википають у певних температурних межах.

Для визначення фракційного складу нафт у лабораторній практиці поширення одержали такі методи перегонки:

1) низькотемпературна ректифікація – для зріджених газів і фракцій вуглеводнів, які киплять при температурі, меншій ніж 20°С;

2) середньотемпературна перегонка – для нафтопродуктів, що википають до 350°С;

3) вакуумна перегонка – для рідин, що википають при температурі, вищій за 350°С;

4) молекулярна дистиляція – для високомолекулярних речовин;

5) перегонка методом одноразового випарювання.

Звичайно нафти густиною, меншою ніж 900 кг/м^3 починають кипіти при температурі, нижчій за 100°С. Температура початку кипіння нафти залежить від її хімічного складу, причому при одній і тій же густині нафтенові й ароматичні вуглеводні киплять при більш низькій температурі, ніж метанові.

При переробці нафти в лабораторних умовах відбирають такі фракції:

1) від 40 до 180 – 200 ^{0}С – бензинові фракції, у яких можуть виділяти вузькі відгони: від 40 до 70 – 90 ^{0}С – петролейний етер; від 160 до 205 ^{0}С – лігроїн;

2) від 200 до 300 ^{0}С – гасові фракції;

3) 270 – 350 ^{0}С – газойлева фракція;

4) 300 – 370 ^{0}С – солярова фракція;

5) залишок після відгону всіх фракцій називається мазутом.

Фізичні властивості нафти. Середня молекулярна маса нафти становить 220 – 300 (рідко 450 – 470) г/моль. Її густина може бути від 650 до 1050 кг/м^3 (як правило 820 – 950 кг/м^3). Нафта, густина якої нижча ніж 830 кг/м^3 – легка, 831 – 860 кг/м^3 – середня, вища за 860 кг/м^3 – важка. Вона містить велику кількість різних органічних речовин і тому характеризується не температурою кипіння, а температурою початку кипіння рідких вуглеводнів (як правило > 28 ^{0}С, рідше > 100 ^{0}С – для важких нафт) та фракційним складом – виходом окремих фракцій, що переганяються спочатку при атмосферному тиску, а потім під вакуумом у певних температурних межах, як правило, до 450 – 500 ^{0}С (википає ~ 80% об'єму проби), рідше до 560 – 580 ^{0}С (википає 90 – 95% об'єму проби). Температура застигання нафти від – 60 до 30 ^{0}С і залежить переважно від умісту у ній парафіну та легких фракцій. В'язкість нафти змінюється в широких межах (від 2 до 266 мм^2/с для різних нафт) і визначається фракційним складом нафти та її температурою, а також умістом смолисто-асфальтенових речовин. Питома теплоємність нафти 1,7 – 2,1 кДж/(кг·К); діелектрична проникність – 2,0 – 2,5; електрична провідність від $2\cdot10^{-10}$ до $0{,}3\cdot10^{-18}$ Ом$^{-1}$·см$^{-1}$.

Колір нафти змінюється від жовтого до чорного забарвлення зі зростанням її густини. Нафтові вуглеводні (бензин, лігроїн, гас та деякі висококиплячі продукти), як правило, безбарвні, якщо добре очищені. Однак найчастіше крекінг-бензини, гаси, висококиплячі продукти прямої перегонки нафти залежносто від ступеня очищення мають ясно-жовтий і жовтий колір.

Для більшості нафт та їхніх фракцій характерна флуоресценція: вони мають синюватий чи зеленуватий колір у відбитому світлі, що пов'язано з наявністю в них хризену, октилнафталіну й інших багатоядерних вуглеводнів ароматичного ряду.

Нафти і нафтові фракції з температурою кипіння понад 300 ^{0}C володіють люмінесценцією – світінням, що виникає при їхньому опроміненні ультрафіолетовими променями. До люмогенних речовин входять нафтенові кислоти, поліциклічні ароматичні вуглеводні та смоли.

Коефіцієнт світлопоглинання нафти – використовуваний при застосуванні методу фотокалориметрії показник світлопоглинання нафти $k_{сп}$, який розраховується за формулою $k_{сп} = Д/(0{,}4343 \cdot c \cdot e)$ і змінюється головним чином залежно від умісту асфальтено-смолистих речовин, де $Д$ – оптична густина розчину; c – концентрація поглинальної речовини; e – товщина поглинального шару.

Теплоємність пластової нафти – кількість теплоти, що необхідна для нагрівання 1 кг нафти на 1^0 С, залежить від тиску, температури та кількості розчиненого газу і змінюється приблизно в межах 0,8 – 3590 кДж/(кг °С).

Хімічний склад і властивості нафти – хімічні сполуки й елементи, які входять до складу нафти: вуглеводні метанові, нафтенові, рідше ароматичні, невеликі кількості кисневих, сірчистих, азотистих органічних сполук (нафтових кислот, асфальтенів, смол і ін.); мінеральні речовини.

Елементний склад нафти (%): вуглець 80 – 88, водень 11,0 – 14,5, сірка 0,01 – 6 (рідко до 8), кисень 0,005 – 0,7 (рідко до 1,2), азот 0,001 – 1,8.

В нафті виявлено усього понад 50 хімічних елементів. Так, нарівні зі згаданими в нафті наявні V (10^{-5} – 10^{-2} %), Ni (10^{-4} – 10^{-3} %), Cl (від слідів до $2 \cdot 10^{-2}$ %) і т.п.

Нафта являє собою суміш близько 1000 індивідуальних речовин, з яких велика частина – рідкі вуглеводні (понад 500, або 80 – 90 мас.%) та гетероатомні органічні сполуки (4 – 5 мас.%), переважно сірчисті (близько 250), азотисті (понад 30), кисневі (близько 85), а також метал-органічні сполуки (в основному ванадієві й нікелеві); інші компоненти – розчинені вуглеводневі гази C_1 – C_4 (від десятих часток до 4%), вода (від слідів до 10%), мінеральні солі (головним чином хлориди, 0,1 – 4000 мг/л і більше), розчини солей органічних кислот та ін., механічні домішки (частинки глини, піску, вапняку).

Вуглеводневий склад нафти. У нафті представлені парафінові вуглеводні (30 – 35, рідше 40 – 50 об'ємних %), нафтенові – (25 – 75%), ароматичні – (10 – 20, рідше до 35%) і змішаної (гібридної) будови – парафіно-нафтенові, нафтено-ароматичні тощо.

Груповий склад вуглеводнів нафти (вуглеводневий склад нафти) – кількісна характеристика складу нафти або її фракцій за класами вуглеводнів, що входять до них: метанових, нафтенових і ароматичних.

Поверхнево-активні речовини нафти – нафтенові кислоти, смоли, асфальтени й інші речовини, вміст яких у нафті зменшує її поверхневий натяг на межі з водою і сприяє утворенню абсорбційних шарів цих речовин на поверхні розділу фаз.

Фракційний склад нафти – продукти, котрі одержують з нафти в результаті її перегонки і розрізняються за температурою кипіння, густиною й іншими властивостями: бензин, лігроїн, гас, мастила, залишковий гудрон. У заводських умовах при розгонці (дистиляції) нафти відповідно до вимог промисловості та якості сировини одержують фракції: бензинову, гасову, різні мастила й інші широкі фракції. Виділяють такі фракції: до 100°С – бензин першого сорту, до 110°С – бензин спеціальний, до 130°С – гас звичайний, до 265°С – гас (сорт «метеор»), до 270°С – гас звичайний; залишок відносять до мазуту, з якого при підігріванні (у вакуумі) до 400 – 420°С відбирають масляні фракції.

Класифікація нафт *(розподіл нафт на класи, типи, групи і види)*. *За складом* дистилятної частини нафти ділять на п'ять класів: метанова, метано-нафтенова, нафтенова, метано-нафтено-ароматична та нафтено-ароматична.

За вмістом сірки нафту ділять на малосірчисту (до 0,5%), сірчисту (0,5 – 2%) і високосірчисту (понад 2%).

За вмістом фракцій, що википають при перегонці до температури 350°С, її ділять на типи: Т1 (понад 45%), Т2 (30 – 45%), Т3 (менше 30%).

За вмістом базових мастил нафти ділять на чотири групи: М1 (понад 25%), М2 (20 –25%), М3 (15 – 20%) та М4 (менше 15%).

За вмістом твердих парафінів її ділять на три види: П1 (менше 1,5%), П2 (1,5 – 6%), П3 (понад 6%).

За вмістом смол і асфальтенів нафту ділять на малосмолисту (до 10%), смолисту (10 –20%) та високосмолисту (понад 20%).

За видом нетрадиційних колекторів: Tight oil – сланцева нафта, Oil sands – нафтові піски.

У нафтовій промисловості, найчастіше застосовується класифікація нафти за місцем видобутку, густиною й умістом сірки. *Нафти з певних джерел та із встановленим хімічним складом поділяються на марки, або сорти*, найвідомішими серед яких є три елітні (маркерні) сорти:

– West Texas Intermediate (WTI);

– Brent Crude;

– Dubai Crude;

У той час як загалом виділяється близько 160 марок нафти, що підлягають міжнародній торгівлі, три названі маркерні сорти використовуються як головні покажчики світових цін на нафту.

Проблема походження нафти і формування її родовищ має велике практичне значення, оскільки її розв'язання дозволить обґрунтовано підходити до пошуку і розвідки нафтових родовищ та оцінювання їх запасів.

Походження нафти й газу – одне з найскладніших і дискусійних питань у геології. Ця проблема виникла ще у XVI ст. та продовжує залишатися дискусійною дотепер. На сьогодні серед вчених геологів і хіміків є прихильники як гіпотез неорганічного, так і органічного походження нафти.

Основними труднощами, що стоять перед дослідниками питання про походження «природної нафти», які розуміють під цією назвою широкий комплекс газоподібних, рідких і твердих вуглеводних сполук, є явно вторинний характер залягання нафтових бітумів та відсутність у самій нафті залишків вихідного органічного матеріалу. Донедавна позбавлені прямих і переконливих фактів, що належать безпосередньо до досліджуваного об'єкта, науковці змушені були оперувати непрямими міркуваннями і фактами, які допускають різне тлумачення. У зв'язку із цим не було єдності думок навіть у кардинальному питанні про походження нафти (органічне чи неорганічне). Сьогодні переважна більшість геологів підтримують думку про наявність двох механізмів утворення нафти: із залишків живої матерії, а також неорганічного походження нафти з еманацій верхньої мантії. Ці механізми мають вагомі підтвердження як геологічні так і хімічні.

Гіпотези неорганічного походження нафти. Гіпотези походження нафти можна розділити на застарілі і нові. Старі гіпотези, об'єктивно, дещо наївні. Новітні – суттєво науково аргументовані.

Розглянемо ряд застарілих та новітніх гіпотез походження нафти:

1. *Космічна гіпотеза Соколова* (1892 р.), згідно з якою «Земна» нафта є продуктом перетворення первинних вуглеводнів космосу, що потрапили на Землю разом з іншими формами космічної матерії в епоху формування Землі й інших планет Сонячної системи.

2. *Карбідна теорія Менделєєва* (1877 р.), за якою при дії води на деякі карбіди металів утворюються вуглеводні. Процес протікав при проникненні води по тріщинах на великі глибини, там утворювалися вуглеводні, що випаровувалися й підіймалися в холодну оболонку Землі.

Можливість протікання хімічних реакцій, які приводять до утворення суміші вуглеводнів, експериментально підтвердив Д.І. Менделєєв. Це ніким не спростовується. Але ця гіпотеза не пояснює причини різноманіття складу нафт, що зустрічаються в різних і навіть в одному й тому ж родовищі. Висловлювалися заперечення проти мінеральних гіпотез і у зв'язку з тим, що майже всі нафти здатні обертати площину поляризації світла, а цю властивість мають лише речовини органічного походження. Геологи не заперечували можливість наявності карбідів металів у надрах Землі на глибинах менших 70 км, де температура досягає 2000 °С, однак туди не може проникнути вода. Мінеральні гіпотези не дають відповіді на питання – чому нафту завжди виявляють в осадових породах, що містять залишки живих організмів.

3. *Магматична гіпотеза М.О. Кудрявцева*, за якою нафта утворюється в магмі в невеликих кількостях, а потім піднімається нагору по тріщинах і розломах, заповнюючи пористі породи.

4. *Гіпотеза Томаса Голда* про походження нафти з глибинного метану, що виходить з мантії Землі, основи якої публікувалися в 1979 – 1998 роках. Голд допускав, що цей метан може частково перероблятися за участю мікроорганізмів (глибока гаряча біосфера), що, на його думку, має пояснювати наявність біомаркерів у нафти. Однак для існування бактерій потрібна температура не більша 110 – 150 ^{0}С на глибинах не більших 5 – 10 км, але перетворення метану в більш складні вуглеводні відбувається лише при тисках понад 30 кбар на відповідних глибинах близько сотні кілометрів.

5. *Гіпотеза глибинної дегазації Землі*. За О.Є. Лукіним [*Лукін, 2015*], плюми є головними трубами глибинної дегазації Землі, вони визначають основні особливості флюїдо- і термодинамічного режимів нафтогазоносних басейнів, а отже, співвідношення основних генетич-

них типів епігенезу та природу глибокозалягаючих резервуарів нафти і газу. Сучасні дані про природу глибокозалягаючих нафтогазоносних колекторів дозволяють розглядати глибокі та надглибокі (5 – 10 км) сегменти нафтогазоносних басейнів, що відповідають апікальним частинам плюмів, як єдині нафтогазоносні мегарезервуари (сукупність вуглеводневих систем у нерівномірно розущільнених породах) – невичерпні джерела вуглеводнів.

За В.П. Коболевим [*Коболев, 2017*], основні положення концепції абіогенної гіпотези базуються на уявленнях про утворення нафти і газу у верхній мантії внаслідок неорганічного синтезу. Глибинна флюїдна суміш води та вуглеводнів по глибинних розломах мігрує з мантії в земну кору по розломних зонах (міграційних каналах) і утворює нафтогазові поклади в гірських породах будь-якого літологічного складу, генезису й віку [*Кучеров, 2013*].

На сьогоднішній день достатньою мірою обґрунтовано безпосередній зв'язок родовищ абіогенних вуглеводнів з диз'юнктивними вузлами – зонами перетину глибинних розломів, активізованих у різні епохи геологічної історії. Аналіз геологічної будови гігантських родовищ вуглеводнів показує, що шляхами великомасштабної вуглеводневої дегазації мантії Землі є переважно окраїнні та внутрішні рифтогенні структури. Істотним є і той факт, що максимальний прояв цього глобального явища пов'язується з плюм-тектонікою, при цьому нафтогазоносність розглядається як один із проявів природного процесу дегазації Землі [*Дмитрієвський, Валяєв, 2010; Лукін, 2015*].

Одним із багатьох підтверджень реальності існування ендогенних вуглеводнів стало відкриття на північному борту Дніпровсько-Донецького палеорифту Хухринського нафтового (1985 р.) та Юліївського нафтогазоконденсатного (1987 р.) родовищ. Вони виявилися прив'язаними до виверженo-метаморфічного комплексу докембрійського фундаменту, що дозволило генетично віднести їх до ендогенних [*Чебаненко та ін., 2002*]. Просторова приуроченість родовищ цього типу до перетину глибинних планетарних розломів уперше була розглянута Ю. П. Оровецьким на прикладі Полтавського рифтогенного вузла.

Переконливим практичним підтвердженням глобальних перспектив ендогенних вуглеводнів стало відкриття в 1988 р. унікальних нафтових родовищ Білий Тигр (Батьхо), Дракон, Ринг-Донг, Чорний Лев тощо, у різновіковому (верхній палеозой-мезозой) фундаменті південнов'єтнамського сектора шельфової зони Південно-Китайського моря.

Гіпотеза органічного осадово-міграційного походження нафти. Ідея органічного походження нафти вперше була викладена М. Ломоносовим (1763 р.). Відомий ряд гіпотез органічного походження нафти, які по-різному трактують склад вихідного матеріалу, умови і форму його нагромадження та поховання, баланс процесу, умови і фактори перетворення на нафту, фактори й види її міграції. Усі вони базуються на тезах про органічний характер вихідного матеріалу, генетичний зв'язок його нагромадження і перетворення з осадовими породами, сприятливу фаціальну обстановку та перетворення на нафту похованого матеріалу в осадовій оболонці Землі. М. Б. Васоєвич назвав таку 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) та на дні водойм (бентос). Розпад відмерлих організмів – одна зі стадій їх перетворення на нафту, причому ступінь участі різних хімічних компонентів відмерлих організмів неоднаковий.

Перетворення вуглеводнів, 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 будови та ізопреноїдними вуглеводнями й у такий спосіб бути переносниками їх із суші у водойми. Білки легко засвоюються бактеріями і можуть служити джерелами азотистих та сірчистих сполук нафт.

Ліпіди за хімічним складом і молекулярною будовою стоять близько до деяких вуглеводнів нафти. Розрізняють такі стадії утворення нафти:

а) діагенетичну – анаеробно-бактеріальні процеси;

б) катагенетичну – фізико-хімічні перетворення, зумовлені температурою та тиском у надрах.

Процес утворення нафти протікав на глибині, при 100 – 200 °С, можливо, термічно-каталітично, під впливом глин, що є природними алюмосилікатними каталізаторами і стимулюють реакції дегідратації спиртів та декарбоксилування кислот у вуглеводні, ізомеризації й полімеризації алкенів, деструкції та перерозподілу (диспропор-

ціонування) 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 (сапропелевого) типу генерують і нафту, і газ. Причому після того, як ОР планктогенного типу вичерпає свій нафтоматеринський потенціал (зона перетворення жирного та 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 газ 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 (вугілля Д, Г, Ж). 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 довгополуменевої стадії катагенезу, інші відносять зону максимального газоутворення до великих глибин, тобто до більш жорстких термобаричних умов, ніж при нафтоутворенні, а треті вважають, що при перетворенні ОР гумусового типу виявляється 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 – до 0,9% від вихідної маси; 2) на стадії Ж–П – до 1,3 – 1,4% від вихідної маси; і 3) на стадії А1–А2 – до 0,9%; є й два мінімуми метаноутворення: різкий посередині зони катагенезу Г і менш різкий – у зоні П. Доведено, що гумусова ОР генерує майже чистий метан, а сапропелеві – також його газоподібні і рідкі гомологи.

З огляду на поширеність процесу газоутворення можна вважати, що були б пастки, а гази завжди знайдуться. Такі пастки практично

відсутні у вугленосних басейнах, але коли вугленосні відклади перекриті надійними покришками, 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 із 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 внаслідок біохімічних, термолітичних, термокаталітичних і пірогідрогенізаційних процесів, кожний з яких діє на різних рівнях у межах усієї осадової оболонки земної кори, у той час як нафта утворюється в чітко визначеному інтервалі, котрому властива зміна порід і ОР довгополуменево-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 превалюють над газовими, що зумовлено наступними чинниками:

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 невуглецевими 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, передусім,

генетичними причинами, що відображають особливості генерації, міграції, консервації й акумуляції газоподібних і рідких вуглеводнів. Фундаментальні розходження у властивостях, характерних для газів та 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 газоносні 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 й 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.

Осадово-неорганічна гіпотеза формування нафтових і газових родовищ. Останнім часом в Інституті геологічних наук НАН України вченими під керівництвом академіка НАН України І. І. Чабаненка 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 із 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. Із цією метою складені принципові схеми формування нафтових і газових родовищ окремо за кожною з них (рис. 2.23).

На рис. 2.23, *а* наведено принципову геологічну схему утворення нафтових і газових родовищ згідно з вихідним положенням 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 захоронені 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, котрі були найбільш збагачені

біогенною органікою, вони 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 нафтотвірних осадових шарів і рухаються в товщах сусідніх осадових порід доти, доки не потраплять до пасток, у котрих нагромаджуються й перетворюються на нафтові чи газові родовища.

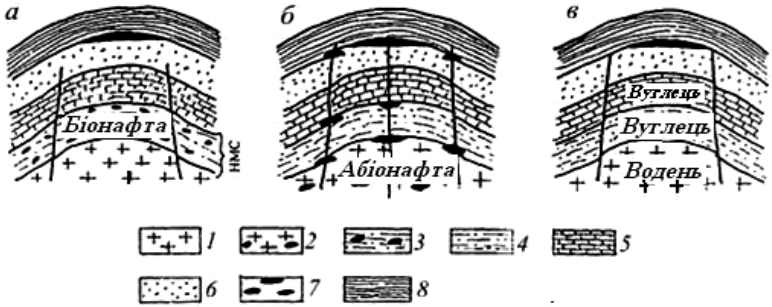


Рисунок 2.23 – Принципові схеми формування нафтових і газових родовищ за різними теоретичними уявленнями

а – за органічною теорією; б – за магматично-неорганічною теорією; в – за осадово-неорганічною теорією І. І. Чабаненка, М. І. Євдощука, В. П. Клочка, В. С. Токовенка; нафтоматеринська, або нафтотвірна свита (НМС): 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

Зазначимо слабкі 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 та тварин, які не могли повністю перетворитися на нафту (целюлоза, хітин, кістки тощо);

3) відсутність у тих самих нафтотвірних шарах осадових порід не лише залишкових краплинок мікронафти, що нібито утворювалися там, а й слідів перебування в них нафтової речовини;

4) фізична неможливість повного виходу дисперсно-розсіяних краплинок нафтової речовини з нафтотвірних 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 й 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. 2.23, *б* наведено принципову схему утворення нафтових і газових родовищ, що складена на основі гіпотези про неорганічне походження нафти. Її основні засади такі:

1) нафтова речовина виникає в процесі сполучення водню й вуглецю, які мають неорганічну природу;

2) нафтові вуглеводні (метан, етан і більш складні модифікації, включаючи нафту) утворюються всередині Землі;

3) 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 й газові родовища.

Слабкі 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 чи вибірковими) нафтових вуглеводнів з глибин Землі;

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

На рис. 2.23, *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 із седиментогенним вуглецем.

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 з надр Землі вже готових нафтових вуглеводнів. Це ще раз потребує підтвердження, особливо в 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: нафти вистачить людству не більше як на 100 років. 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 та залишені. Виникає запитання: звідки з'являються нові порції нафти й 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 «нафтовий голод», як це випливає з обмежених можливостей нафтотворення 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 брил земної кори.

2.6. Природні й нафтові гази та їх властивості

Природні горючі гази – являють собою суміш газоподібних сполук і елементів, таких як вуглеводні парафінового ряду від CH_4 до C_5H_{12}, CO_2, N_2, H_2, CO, SO_2, та рідкісних газів – аргону, ксенону, неону, криптону, гелію. Особливістю природних газів є різноманіття утворюючих їх процесів, яке зумовлює відмінність їх складу, форм існування і виявів у природі. Найбільше значення для життя людини серед природних газів мають горючі (вуглеводневі) гази, що є джерелом теплової енергії, а також ряду цінних хімічних продуктів. Ці гази утворюють у гірських породах поклади, з котрих видають на поверхню мільйони кубометрів газу на добу іноді протягом багатьох років. Частка решти компонентів природних газів незначна. Тому на практиці часто під природними газами розуміють саме горючі гази. Природні горючі гази зустрічаються у вільному вигляді, в порожнинах гірських порід земної кори, у розчиненому вигляді в підземних водах і нафті, а також у вигляді газових потоків, що переміщуються в земній корі.

Найпоширеніші вуглеводневі гази у своєму складі, крім вуглеводневих компонентів, містять діоксид вуглецю, азот, сірководень, інертні гази і т.п. Кількість компонентів у складі природних газів іноді досягає до 20 складників, включаючи ізосполуки. Генезис складових природних газів може бути різним, крім того, вони мають дуже високу міграційну здатність. Усе це створює великі труднощі при їх класифікації. Так, наприклад, класифікація К.П. Кофанова не об'єднує всі природні гази, а стосується лише вуглеводневої їх частини. Автор поділяє всі поклади газів за вмістом у них етану та пропану на групи: 1) етан-пропанова ($C_2 > C_4$); 2) пропан-етанова ($C_4 > C_2$); 3) змішана, що характеризується однаковими або близькими співвідношеннями C_2 і C_4.

Перша група найбільш поширена та зустрічається в усіх видах покладів «сухих» газових, газонафтових і газоконденсатних родовищ. Друга група властива лише газоконденсатним покладам. Третя – змішана – поширена менше й зустрічається як в нафтових, так і в газових родовищах.

Генетична класифікація природних газів, зокрема вуглеводневих, будується авторами залежно від їх поглядів на походження нафти і газу. Тому будь-яка генетична класифікація є суб'єктивною.

Дж. Амікс та інші виділяють п'ять різновидів пластових флюїдів (за фазовим станом).

1. «Сухий газ», який характеризується відсутністю при сепарації рідини, що конденсується.

2. «Жирний газ» з газовим фактором 10000 – 18000 $м^3/м^3$, рідиною густиною меншою 740 $кг/м^3$.

3. «Конденсатний газ» з газовим фактором від 1400 до 12500 $м^3/м^3$ і рідиною густиною між 780 та 740 $кг/м^3$.

4. «Нафта з високою усадкою» з газовим фактором від 180 до 1400 $м^3/м^3$ і густиною 740 – 800 $кг/м^3$.

5. «Нафта з низькою усадкою» з газовим фактором меншим 180 $м^3/м^3$ та густиною більшою 800 $кг/м^3$.

«Сухий газ» складається в переважній більшості з метану з домішкою етану і дуже невеликої кількості важких вуглеводневих газів. Азотно-метанові й азотні гази також можна віднести до цієї групи. Рідка фаза в «сухих газах» може утворитися лише за рахунок конденсації водяної пари, оскільки «сухий газ» може містити воду. Єдиним винятком є скупчення азотних газів, які потрапляють у групу «сухий газ».

«Жирний газ» містить набагато більше важких вуглеводнів, ніж «сухий газ». Тому при збереженні пластової температури цей флюїд знаходиться в однофазному газоподібному стані. Термін «жирний газ» виник тому, що умови, існуючі в сепараторі, відповідають для цього флюїду двофазовій зоні, і в сепараторі конденсується рідка вуглеводнева фаза. При природній міграції флюїду, у випадку попадання його в пласти неглибокого залягання, «жирний газ» може утворити рідку вуглеводневу фазу.

Таким чином, «жирні гази» є проміжною ланкою між «сухими» й «конденсатними газами». Із «сухими газами» їх зближує неможливість утворення рідкої фази в системі при температурі пласта, з «конденсатними» – поява рідкої фази в сепараторі та можливість її появи в надрах Землі в процесі субвертикальної міграції флюїду або здіймання товщі при тектонічних переміщеннях.

«Конденсатний газ» порівняно з «жирним» містить більше важких компонентів. Кількість рідини, що виділяється в сепараторі на 1 $м^3$ газу, і її густина також збільшуються.

Головна різниця між «конденсатним газом» та «сухим» і «жирним» – це можливість ретроградної ізотермічної конденсації в пластових умовах.

Відмінність між «нафтою з високою усадкою» та «нафтою з низькою усадкою» полягає в тому, що в першому флюїді міститься більше легких вуглеводнів. Критична температура для таких нафт бли-

жча до пластової порівняно з «нафтою з низькою усадкою». У пластових умовах нафти знаходяться в рідкій фазі.

Відмінність між вищепереліченими типами пластових вуглеводневих флюїдів визначається поступовою зміною складу: зменшенням частки метану в суміші та збільшенням частки його гомологів у ряді від «сухого газу» до «нафти з низькою усадкою». У таблиці 2.2 наведені типові склади трьох флюїдів, виражені в мольних відсотках.

Таблиця 2.2 – Порівняльна характеристика складів вуглеводневих флюїдів

Компоненти	Компонентний склад вуглеводнів різних типів, мольних відсотків		
	«Сухий газ»	«Конденсатний газ»	«Нафта з низькою усадкою»
Метан	91,32	87,07	57,83
Етан	4,43	4,39	2,75
Пропан	2,12	2,29	1,93
Бутани	1,36	1,74	1,60
Пентани	0,42	0,83	1,15
Гексани	0,15	0,60	1,59
Гептани і більш важкі	0,20	3,08	33,15

Необхідно відзначити, що у складі «сухого газу», вибраного для прикладу, відсутній азот і всі невуглеводневі компоненти, а вміст гомологів метану досить високий для «сухого газу». Основну масу запасів у цій групі флюїдів становлять гази, склад яких бідніший важкими вуглеводневими газами та відповідно містить більше метану, або при збереженні вмісту метану в межах 90 – 92% у складі цих газів помітну роль відіграє азот, уміст якого досягає кількох відсотків.

Хімічний склад вільних газових скупчень. Переважна частина покладів природних газів має вуглеводневий склад. У 85% з них уміст вуглеводнів перевищує 80% і лише в 4% він нижчий 25%. Ще більша концентрація вуглеводнів серед запасів природного газу. Так, на Російській платформі майже 90% всіх запасів газу представлено газами з концентрацією вуглеводнів понад 90% та лише менше 1% запасів характеризується азотним складом з концентрацією азоту більшою ніж 90%. У деяких газоносних районах практично всі запаси газу пов’язані з вуглеводневими газами (наприклад, Середньокаспійський басейн). Найвищі концентрації вуглеводнів властиві зонам глибокого прогинання земної кори.

Поклади природних газів до глибини 2 – 3 км мають більш різноманітний склад, ніж на великих глибинах, де відбувається стабілізація концентрацій вуглеводнів.

Група вуглеводневих газів характеризується найбільшим діапазоном зміни пружностей від значень менших 1 до 800 – 900 кгс/см^2. Концентрації досягають 99%. Такі концентрації властиві, наприклад, газовим покладам Адріатичного басейну. Концентрації важких вуглеводнів у газових покладах коливаються від сотих часток до 30%, їх пружність у переважній частині покладів складає 5 – 20 кгс/см^2.

Нафта завжди в тій чи іншій кількості містить розчинені попутні гази. Верхньою межею газонасиченості є тиск насичення, величина якого залежить від складу нафти і газу та умов знаходження покладу. Незважаючи на те, що в нафтогазоносних басейнах газонасиченість нафт коливається в широкому діапазоні, середні її значення залишаються досить близькими. Так, середній газовий фактор для нафт країн СНД у цілому може бути таким, що дорівнює 48 м^3/т при коливаннях фонових значень у межах 20 – 110 м^3/т. Для стародавніх платформ середня газонасиченість (47 м^3/т) дещо нижча, ніж для молодих (55 м^3/т).

У межах окремих нафтогазоносних басейнів спостерігаються закономірності в поведінці газонасиченості нафт. Так, для більшості з них характерне зростання газового фактора при збільшенні глибини залягання вмісних відкладів з наближенням до зон глибокого занурення фундаменту, а також у районах газонакопичення.

Співвідношення вуглеводневих компонентів у попутних і у вільних газах різне. Частка вуглеводнів у попутному газі найчастіше 90 – 98%. Концентрація важких вуглеводнів у попутних газах не менша за концентрацію метану, а в деяких випадках перевершує її. Серед гомологів метану переважає етан, а вміст пропану і бутану різко підвищений порівняно з вільними газами.

Частка важких вуглеводнів в попутних газах коливається у широких межах (від 10 до 90%).

Уміст азоту в попутних газах може досягати значних кількостей і в деяких випадках складає 60 – 70%, а азотний чинник 50 – 60 м^3/м^3. Проте загалом для попутних газів характерний низький уміст азоту. Більше 65% всіх нафтових покладів містять попутний газ з концентрацією азоту не вищою 12%. Так, попутний газ епігерцинських платформ характеризується концентрацією азоту 1,5 – 6% (60% покладів). Більше половини всіх досліджених покладів нафти містить попутний газ з концентрацією азоту 6 – 25%. Зростання концентрації азоту в попутному газі супроводжується збільшенням частки важких вугле-

воднів. При збільшенні середньої концентрації азоту в попутному газі з 8,4 до 30,2% відбувається зростання частки важких вуглеводнів з 12 до 78%. Середні концентрації азоту в нафтах стародавніх та молодих платформ і зон прогинів дещо різняться. Найвищими концентраціями характеризуються стародавні платформи. Для нафтогазоносних басейнів Російської платформи середні концентрації азоту в нафті складають близько 5 $м^3/м^3$.

Уміст гелію в нафтах коливається в широких межах – від 0,03 до 326 мл/л, а пружність – від 0,008 до 10 $кгс/см^2$.

При збільшенні глибини залягання нафт пружність гелію зростає як на палеозойських та епігерцинських платформах, так і в зонах прогинів.

Слід підкреслити залежність гелієвого чинника та пружності гелію від характеру нафтових покладів, зокрема їх прив'язки до стародавніх або молодих платформ, а в їх межах – від віку вмісних відкладів: вони вищі в стародавніх геоструктурах. Оскільки в цьому ж напрямі зростає газовий чинник нафт, процентний уміст гелію в попутному газі змінюється несуттєво.

Фізико-хімічні властивості цих сумішей залежать від цілого ряду зовнішніх і внутрішніх умов. До зовнішніх умов слід віднести пластові температуру й тиск. Дві суміші однакового складу можуть значно відрізнятися одна від одної за своїми властивостями, якщо вони знаходяться в різко відмінних пластових умовах. До внутрішніх умов відносять: а) хімічний склад газової суміші, тобто пропорції, в яких змішані її складові компоненти; б) властивості цих компонентів у чистому стані при певних значеннях температури і тиску; в) відхилення властивостей цих компонентів суміші від їх властивостей у чистому стані, обумовлені взаємним впливом компонентів один на одного.

За хімічним складом горючі гази є сумішшю окремих газоподібних сполук ряду алканів загальної формули C_nH_{n+2}, де n – число від 1 до 5. В атмосферних умовах газоподібними вуглеводнями є метан CH_4, етан C_2H_6, пропан C_3H_8, бутан C_4H_{10} і за деяких умов пентан C_5H_{12}.

Метан, звичайно, є основною складовою частиною природних горючих газів. У суміші з іншими вуглеводневими газами його вміст часто перевищує 90%. Це безбарвний газ у чистому вигляді з ледве помітним часниковим запахом. Він набагато легший за повітря; при 15°С і нормальному тиску маса 1 $м^3$ метану становить 0,677 кг.

Метан має високу термічну стійкість. Він починає помітно розкладатися при температурі не меншій ніж 600°С. Ізотопний склад ву-

глецю метану характеризується відношенням $^{12}C/^{13}C$ = 89 – 92. Він має нижчу теплоту згоряння (34,0 – 37,2 МДж/м^3) і приблизно в 2,0 рази більшу, ніж кам'яне вугілля. Прикладом знаходження в природі чистого метану є так званий болотяний газ.

Метан є основним компонентом природних горючих газів (уміст його іноді досягає 99 %), а також обов'язковим компонентом газу нафтових покладів. Процентна кількість його в попутних газах дещо зменшується за рахунок появи більш важких вуглеводнів (етану, пропану, бутану й ін.). Метан наявний також у вугільних покладах.

Етан – безбарвний газ, дещо важчий за повітря; маса 1 м^3 етану за нормальних умов складає 1,270 кг. У чистому вигляді етан у природі не зустрічається, звичайно він супроводжує метан. Нижча теплота його згоряння – від 60,3 до 66,2 МДж/м^3.

Пропан – також безбарвний газ, більш важкий, ніж повітря. Маса 1 м^3 пропану за нормальних умов дорівнює 1,9659 кг. Як і етан, пропан у чистому вигляді в природі не зустрічається, але є обов'язковим супутником газу нафтових покладів. Теплота згоряння пропану – від 86,5 до 93,9 МДж/м^3.

Бутан (нормальний) має вдвічі більшу густину, ніж повітря. Маса 1 м^3 бутану при 15 °С та нормальному тиску становить 2,454 кг. В чистому вигляді в газоподібному стані бутан може знаходитися при температурі, вищій ніж +0,6 °С.

Ізобутан має той же хімічний склад, але відрізняється від нормального бутану внутрішньою будовою молекули. Його фізичні властивості дещо відрізняються від властивостей нормального бутану.

Бутан, як правило, зустрічається лише в газах, пов'язаних з нафтовими покладами, що є ознакою зв'язку газу з нафтою. Нижча теплота згоряння бутану – від 112,3 до 121,4 МДж/м^3.

Пентан, як і бутан, має два різновиди: нормальний пентан та *ізопентан.* Останній є складовою частиною бензину.

Пентан зустрічається у вигляді рідкісної домішки в природних вуглеводневих газах; кількість його звичайно не перевищує 2 об'ємних %, за винятком газів, пов'язаних з нафтовими покладами, де кількість пентану може досягати 10 об'ємних %.

Серед гомологів метану, як правило, переважає етан, далі – пропан. Уміст бутану і пентану (та їх ізомерів) різний, але звичайно менший за вміст інших компонентів. Ізотопний склад гомологів метану характеризується такими середніми величинами $^{13}C_{сер}$: етан – 3,4%, пропан – 2,9%, бутан – 2,7%.

Крім вуглеводневих компонентів, горючі природні гази звичай-

но містять у різних, іноді значних, кількостях вуглекислий газ, азот і сірководень, у менших кількостях водень, кисень, оксид вуглецю й у малих концентраціях – гелій та інші рідкісні гази. Теплота згоряння ($Q_н$) природних газів коливається в межах 25,1 – 33,5 МДж/м^3, густина за повітрям – у межах 0,56 – 0,65.

Природні вуглеводневі гази накопичуються в гірських породах, що мають порожнини (піски, вапняки й ін.). В інших породах (глинах, вугіллі) газ накопичується менше через їхню високу щільність і відсутність порожнин (пор, тріщин).

Породи, здатні вміщувати та віддавати газ, називаються *газовими колекторами.* Вони утворюють у товщах гірських порід величезні підземні природні резервуари, зверху і знизу обмежені непроникними породами.

Такі підземні резервуари мають широке горизонтальне розташування й в основному заповнені водою. Газові скупчення займають лише незначну частину резервуарів, розташовуючись над водою і притискаючись до верхньої малопроникної межі (породи) підземного резервуара.

Газ у підземних резервуарах знаходиться під значним тиском, при його розкритті свердловиною газ здатний притікати (фонтанувати) на поверхню з величезною швидкістю. Деякі газові свердловини здатні дати до 6 млн. м^3 газу на добу.

Основними проблемами, що виникають при експлуатації газових свердловин, є регулювання тиску й установлення оптимального режиму відбору газу.

Досвід експлуатації газових свердловин показав, що зі свердловини повинна відбиратися лише частина тієї кількості газу, яку вона може дати при вільному фонтануванні.

Як відомо, природні горючі гази складаються в основному з метану та його гомологів. Крім цих компонентів, у природних вуглеводневих газах, як правило, містяться вуглекислота й азот. Уміст вуглекислоти в більшості випадків не перевищує 6 – 7%. Однак зустрічаються природні гази, в яких уміст вуглекислого газу доходить до 35% і більше. Такі гази називають *вуглеводнево-вуглекислими*. Наприклад, на Тамані (Кубань), у районі с. Карабетовка, відзначений вихід природного вуглеводневого газу, що складається з метану (65,6%), вуглекислоти (31,4%) та азоту (3,0%). В Угорщині є родовище Тоткомлош, газ якого складається з 50% метану і 50% вуглекислоти.

Уміст азоту в природних вуглеводневих газах, як правило, не перевищує 10%. Однак зустрічаються гази, у яких уміст азоту доходить до 45% та вище. Такі гази називаються *вуглеводнево-азотними*.

Кисень у вуглеводневих газах міститься в незначних кількостях, як правило, не більше 2%.

Уміст сірководню у вуглеводневих газах рідко перевищує 5 – 6%. Оксид вуглецю і водню в природних газах практично не зустрічаються; у деяких попутних газах ці компоненти є, але в незначних кількостях.

Характерною домішкою природних газів є рідкісні гази й насамперед гелій (у деяких газах уміст гелію доходить до 2%); як правило, у природних газах можна знайти лише сліди рідкісних газів.

Відповідно до закону Генрі, будь-який газ має здатність тією чи іншою мірою розчинятися в рідині. Кількість газу, здатного розчинитися, залежить від природи рідини і газу та від зовнішніх умов (тиску, температури).

Виникнувши одночасно, нафта і розчинений у ній газ утворили нафтогазові пласти.

Оскільки температура в покладі нафти змінюється мало, кількість розчинених у нафті газів залежить в основному від тиску в пласті та властивостей розчинених газів.

Розчинність газоподібних вуглеводнів у нафті підвищується зі збільшенням молекулярної маси газу. Різна розчинність вуглеводневих газів приводить до того, що в природних умовах, коли нафта і газ укладені в одному підземному резервуарі, гази сепаруються за рахунок майже повного розчинення в нафті при високих тисках більш важких вуглеводнів.

Тому в підземному резервуарі, у якому нафта залягає разом з газом, частина вуглеводневих газів (більш важких) перебуватиме в розчиненому вигляді, а частина (головним чином, більш легка: метан, етан) буде знаходитися над нафтою, утворюючи так звану газову шапку (рис. 2.24). При розкритті пласта свердловиною спочатку починає фонтанувати газ газової шапки, а потім, унаслідок падіння тиску, буде виділятися газ з розчину (нафти).

При цьому спочатку виділяються гази, що мають найменшу розчинність, а при значному зниженні тиску почнуть виділятися гази з максимальною розчинністю.

Частина цих газів виділяється з нафти лише після виходу її на поверхню. Газова шапка є складовою частиною нафтового покладу, що експлуатується з урахуванням максимального використання пластової енергії газу (тиску газу) для фонтанного видобутку. Іншими словами, газові шапки газонафтових родовищ не є самостійними об’єктами видобутку газу.

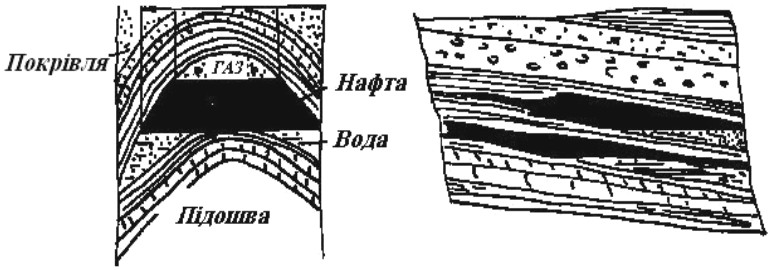


Рисунок 2.24 – Родовище нафти з газовим прошарком

У деяких випадках газ повністю розчинений у нафті; цей газ видобувається разом з нафтою. Як правило, на 1 т нафти міститься 200 – 400 м^3 газу. Кількість газу розчиненого в нафті називають *газовим фактором*. Найбільш часто зустрічаються прості форми нафтогазових покладів (рис. 2.25).

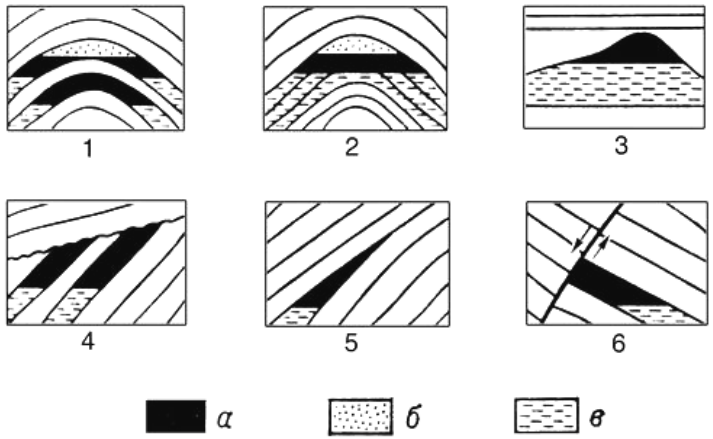


Рисунок 2.25 – Нафтогазові поклади різного типу в гідравлічно незамкнених (1 – 3) і замкнених (4 – 6) пастках

а – нафта; *б* – газ; *в* – вода; *1 – пластові склепінчасті нафтовий і газонафтовий поклади; 2 – масивний склепінчастий газонафтовий поклад; 3 – нафтовий поклад у виступі палеорельєфу (первинного або вторинного (ерозійного); 4 – нафтовий поклад, екранований стратиграфічним неузгодженням; 5 – нафтовий поклад у пастці первинного (фаціального, літологічного) виклинювання колектора; 6 – тектонічно екранований поклад нафти*

2.7. Пошуки і розвідка родовищ нафти й газу

Етапи пошуково-розвідувальних робіт. Пошуково-розвідувальні роботи здійснюють з метою відкриття нафтового або газового родовища, визначення його запасів і складання проекту розробки.

Комплекс пошуково-розвідувальних робіт включає в себе польові геологічні, геофізичні та геохімічні роботи з подальшим бурінням свердловин, що дозволяє здійснити розвідку родовища.

Пошукові роботи діляться на декілька послідовних етапів.

На першому етапі – *загальної геологічної зйомки* – складається геологічна карта місцевості. На цьому етапі проводять невеликі розчищення місцевості для оголення корінних порід. Загальна геологічна зйомка дозволяє отримати певне уявлення про геологічну будову сучасних відкладень на досліджуваній площі. Характер залягання порід, покритих сучасними відкладеннями, залишається невивченим.

На другому етапі – *детальної структурно-геологічної зйомки* – бурять картувальні та структурні свердловини для детального вивчення геологічної будови площі. Картувальні свердловини бурять глибиною від 30 до 500 м для визначення потужності, характеру залягання і форми більш глибоко розміщених корінних порід.

Після проведення двох попередніх етапів геолого-пошукових робіт виконуються камеральні роботи: обробка та більш детальне вивчення матеріалів, зібраних на цих етапах. За результатами загальної геологічної зйомки, картувального буріння й обробки матеріалів будують геологічну карту, на якій умовними позначеннями зображується поширення порід різного віку. Для більш повного уявлення про досліджувану площу геологічна карта доповнюється зведеним стратиграфічним розрізом відкладень і геологічними профілями.

Зведений стратиграфічний розріз будують у вигляді колонки з детальною характеристикою залягаючих порід у досліджуваному районі.

Геологічні профілі будуються в довжину і ширину простягання порід для зображення геологічної будови ділянки у вертикальних площинах.

Для детального з’ясування характеру залягання пластів або вивчення їх структурної форми на додаток до геологічної карти будують структурну карту за даними пробурених структурних свердловин. Структурна карта рис. 2.26 відображає поверхню пластів і дає уявлення про форму їх простягання за допомогою горизонталей.

На другому етапі пошукових робіт, крім описаних геологічних досліджень, застосовують геофізичні та геохімічні методи розвідки, які дозволяють більш детально вивчити глибинну будову надр і більш обґрунтовано виділити перспективні площі, для глибокого буріння з метою пошуків покладів нафти та газу.

Після проведення комплексу геофізичних і геохімічних досліджень приступають до третього етапу пошукових робіт – *глибокого буріння пошукових свердловин*.

Успішність пошукових робіт на третьому етапі значною мірою залежить від якості робіт, проведених на другому етапі.

При отриманні з пошукової свердловини нафти чи газу закінчуються пошукові роботи і починається детальна розвідка відкритого нафтового чи газового родовища. На площі одночасно бурять *розвідувальні та оціночні глибокі свердловини* для встановлення розміру, або контуру, покладу і контролю за ходом розвідки родовища.

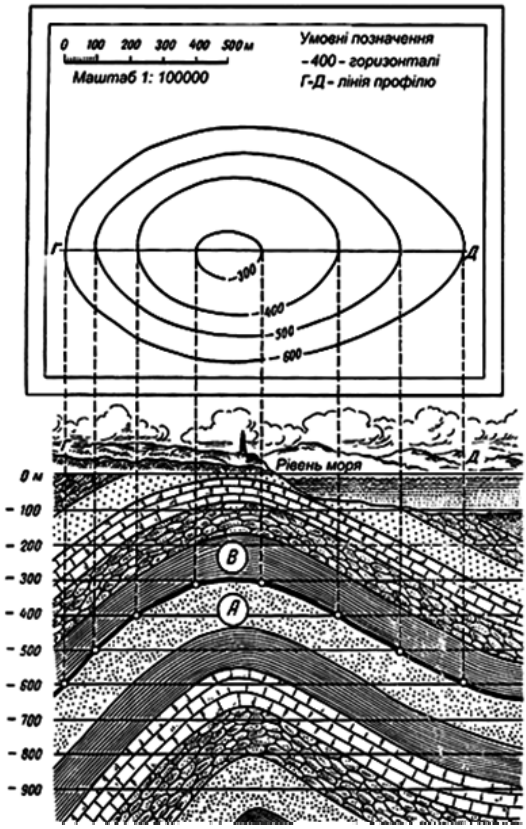


Рисунок 2.26 – Структурна карта

Після закінчення пошуково-розвідувальних робіт починається *період буріння експлуатаційних свердловин* усередині контуру нафтоносності (або газоносності), через які буде здійснюватися видобуток нафти чи газу. Успіх пошуково-розвідувальних робіт значною мірою за-

залежить від геофізичних і геохімічних методів пошуків нафти й газу. Ці методи в ряді випадків дозволяють повністю або частково відмовитися від буріння структурних свердловин.

Пошуково-розвідувальні роботи проводяться двома етапами: *пошуковим* і *розвідувальним.* Під час *пошукового етапу* роботи ведуться в трьох напрямах: геолого-геофізичні роботи, підготовка до проведення глибокого пошукового (розвідувального) буріння й пошуку (відкриття) родовищ нафти і газу.

Геолого-геофізичними роботами виявляють можливі скупчення нафти та газу, робиться прогнозна оцінка запасів нафти і газу та установлюються найбільш перспективні ділянки для ведення подальших пошукових робіт. Услід за цим ведеться більш детальне вивчення гірських порід, у яких передбачається наявність нафти і газу геологічними та геофізичними методами. При цьому застосовується переважно сейсморозвідка, що дозволяє вивчати будову надр на великих глибинах. На останній стадії пошуково-розвідувальних робіт проводиться буріння розвідувальних свердловин з метою виявлення нафти і газу, тобто відкриття нафтового чи газового родовища. На перших глибоких пошукових і розвідувальних свердловинах при бурінні детально вивчається весь розріз осадових порід за допомогою суцільного відбору керна (гірської породи) по всьому стовбуру свердловини. Після закінчення буріння розвідувальної глибокої свердловини в ній проводять геофізичний каротаж. Потім поінтервально знизу вгору перфорують кожний можливий нафтовий або газовий пласт та проводять поетапне їх випробування. Із свердловини відбирають проби нафти і газу і проводять їх лабораторний аналіз. Визначають також можливий дебіт нафти і газу, газовий фактор, робиться попереднє оцінювання запасів даного пласта й т. ін.

Після випробування всіх продуктивних пластів, наявних у розрізі свердловини, дають рекомендації щодо подальшого проведення розвідувальних робіт.

Розвідувальний етап виконується з метою підготовки родовища до планомірного розроблення. У процесі проведення розвідувальних робіт бурять свердловини по контуру нафтоносності, оконтурюються (уточняються) поклади, уточняються товщини продуктивних пластів та їх колекторські властивості й т.п.

Після завершення буріння розвідувальних глибоких свердловин проводиться підрахунок промислових запасів нафти і газу та передача їх у промислову розробку.

На етапі пошукових робіт на нафту і газ в наш час широко застосовуються зйомки з космосу – *аерогеологічна зйомка*.

При аерогеологічних дослідженнях використовуються візуальні спостереження з космосу, застосовуються телевізійні, спектрометричні, радарні та інші види зйомок.

Космічні дослідження дозволяють знаходити геологічні структури, в яких можливе скупчення нафти і газу, де потім проводять комплексні дослідження на наявність вуглеводнів у цих структурах.

Незважаючи на наявність багатьох методів пошуково-розвідувальних робіт, проблема підвищення ефективності пошуково-розвідувальних робіт на нафту й газ до останнього часу залишається актуальною.

За статистикою, в середньому по всіх регіонах світу успішність відкриття нафтових і газових родовищ існуючими методами складає 30%, тобто лише на кожній третій структурі, яку рекомендують до глибокого розвідувального буріння, підтверджується наявність промислових запасів нафти і газу.

Значимість кожного відкритого родовища оцінюється кількісними запасами нафти і газу, що містяться в ньому.

Геофізичні та геохімічні методи розвідки. До геофізичних методів відносяться сейсмо-, електро- і магніторозвідка.

Сейсмічна розвідка ґрунтується на використанні закономірностей поширення в земній корі пружних хвиль, котрі створюються за допомогою вибухів спеціальних зарядів у свердловинах глибиною 20 – 30 метрів, за допомогою вібраторів і т.п. Швидкість поширення пружних хвиль залежить від щільності гірських порід. Чим більша щільність породи, тим швидше крізь неї проходять пружні хвилі. Сейсмічні хвилі поширюються по поверхні землі й у її надрах. Після створення у свердловині пружних коливань частина енергії хвиль доходить до поверхні щільних порід, відбивається від неї і повертається на поверхню землі. Відбиті хвилі реєструються спеціальними приладами, які називаються сейсмографами. За часом приходу відбитої хвилі до сейсмографа та віддаллю від місця вибуху судять про умови залягання порід.

Метод електричної розвідки заснований на здатності порід пропускати електричний струм, тобто на їх електропровідності. Деякі гірські породи (граніти, вапняки, пісковики, насичені солоною мінералізованою водою) добре проводять електричний струм, а інші (глини, пісковики, насичені нафтою) практично не мають електропровідності. Породи з поганою електропровідністю мають високий опір. Знаючи величину опору різних гірських порід, за характером розподілу електричного поля можна визначити послідовність і умови їх залягання.

Електророзвідка здійснюється таким чином. Через металеві стрижні-електроди в земну поверхню подається електричний струм.

За допомогою інших електродів, розташованих між стрижнями-електродами, та спеціальної апаратури досліджують створене електричне поле. На основі досліджень визначають опір порід в умовах їх залягання. Порівнюючи показники, одержані при дослідженні, визначають глибину залягання і товщину породи, насиченої нафтою.

За допомогою геофізичних методів виявляють структури, в яких можуть утворюватися пастки нафти і газу.

Але не всі виявлені структури можуть бути заповнені нафтою або газом. Виявити наявність вуглеводнів у виділених структурах без буріння глибоких розвідувальних свердловин дозволяють гідродинамічні методи дослідження гірських порід. Сюди відносять газову, люмінесцентно-бітумологічну, радіоактивну зйомки та гідрохімічний метод.

Сутність *газової зйомки* полягає у визначенні наявності вуглеводневих газів у пробах гірських порід і ґрунтових вод, відібраних із глибини від 2 до 50 метрів. Кожний нафтовий та газовий поклад виділяє вуглеводневі гази, котрі проникають через пори і тріщини в породах. За допомогою високочутливих газоаналізаторів визначають уміст вуглеводневих газів у пробах порід, відібраних у свердловинах, та в повітрі на ділянці, що досліджується. Над нафтовим чи газовим покладом прилади показують наявність вуглеводнів.

Застосовується також *люмінесцентно-бітумологічний метод*, заснований на тому, що над нафтовими покладами в породі підвищений уміст бітумів, і на ефекті світіння бітумів при ультрафіолетовому опроміненні. За специфічним характером світіння відібраної проби породи роблять висновок про наявність нафти в покладі.

В основу *бактеоріологічної зйомки* покладено метод пошуку бактерій, які містяться у вуглеводнях. При цьому методі роблять аналіз, який дозволяє на досліджуваній ділянці виявити місця скупчення таких бактерій. За результатами бактеріологічного аналізу ґрунтів складають карту ймовірних покладів нафти й газу. Результати газової та бактеріологічної зйомок доповнюють одна одну, вони дозволяють з більшою вірогідністю визначати наявність нафти і газу на досліджуваній площі.

Отже, пошуки і розвідка нафтових і газових родовищ ведуться шляхом комплексного дослідження надр. При цьому застосовується геолого-структурне картування, а також геофізичні, геохімічні та гідрохімічні методи.

Контрольні питання

1. *В якому регіоні і в якому столітті в Україні почали вперше видобувати нафту?*
2. *Які області охоплює східний нафтогазовий регіон України?*
3. *Який відсоток природного газу і видобувних запасів нафти міститься у східному нафтогазовому регіоні України?*
4. *Які області охоплює південний нафтогазовий регіон України?*
5. *Що розуміють під терміном "пік нафти"?*
6. *Що вивчає геологія, нафтогазова геологія?*
7. *Що розуміють під мінералами?*
8. *Що розуміють під гірськими породами?*
9. *Як утворюються виверженні гірські породи?*
10. *Як утворюються осадові гірські породи?*
11. *Як утворюються уламкові гірські породи?*
12. *Як утворюються гірські породи хімічного походження?*
13. *Які гірські породи мають органічне походження?*
14. *Поясніть поняття «метаморфічні гірські породи».*
15. *Що являє собою геохронологічна шкала?*
16. *Поясніть поняття «підошва пласта», «покрівля пласта».*
17. *Як поділяються нафтогазові колектори за мінералогічним складом?*
18. *Які бувають пласти-колектори за типом порового простору?*
19. *Що характеризує пористість гірських порід?*
20. *Що розуміють під відкритою пористістю породи?*
21. *Що розуміють під закритою пористістю породи?*
22. *Що розуміють під проникністю породи?*
23. *Що розуміють під промисловим покладом нафти і газу?*
24. *Що називають покришкою покладу нафти і газу?*
25. *Що розуміють під природним резервуаром нафти і газу?*
26. *Які бувають природні резервуари нафти і газу за колекторськими властивостями і умовами залягання?*
27. *Що означає термін "пастка" нафти і газу?*
28. *Що означає термін "ресурси" вуглеводневої сировини?*
29. *Що означає термін "запаси" вуглеводневої сировини?*

30. Що означає термін "розвідані запаси" нафти або газу?

31. Що означає термін "нафтові води"?

32. Що називають водонафтовим контактом?

33. Що називають газоводяним контактом?

34. Які свердловини називаються сухими?

35. На які класи поділяються нафти за складом дистилятної частини?

36. На які класи поділяються нафти за вмістом сірки?

37. На які класи поділяються нафти за густиною?

38. Що являють собою природні гази?

39. Чим характеризується «сухий газ»?

40. З яких компонентів складається «сухий газ»?

41. Головна різниця між «конденсатним», «сухим» і «жирним» газом?

42. Яка частка важких вуглеводнів в попутних газах?

43. Який газ є основною складовою частиною природних горючих газів?

44. Як називаються породи, здатні вміщувати і віддавати газ?

45. Які роботи включає в себе комплекс пошуково-розвідувальних робіт на нафту і природний газ?

46. Які роботи проводяться на етапі загальної геологічної зйомки при пошуково-розвідувальних роботах на нафту і природний газ?

47. Які роботи проводяться на етапі детальної структурно-геологічної зйомки при пошуково-розвідувальних роботах на нафту і природний газ?

48. Які роботи проводяться на етапі камеральних робіт при пошуково-розвідувальних роботах на нафту і природний газ?

49. Які роботи проводяться після проведення комплексу геофізичних і геохімічних досліджень при пошуково-розвідувальних роботах на нафту і природний газ?

50. Які методи відносяться до геофізичних методів розвідки нафти і природного газу?

РОЗДІЛ 3. БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

3.1. Розвиток техніки та технології буріння свердловин

У Китаї понад 2 тис. років тому вперше у світовій практиці вручну бурилися свердловини (діаметром 12 – 15 см і глибиною 900 м) для видобування соляних розчинів. Буровий інструмент (долото й бамбукові штанги) опускався у свердловину на канатах завтовшки 1 – 4 см, звитих з індійського очерету.

У Європі буріння перших свердловин у IX столітті проводилося для видобування розчинів кухонної солі (Стара Русса), відомі пізніші соляні промисли в Балахані (XII століття) та в Солікамську (XVI століття).

На соляних промислах застосовувалось ударне штангове буріння. Для запобігання корозії бурові штанги виготовлялися дерев'яними, стінки свердловини закріплювали дерев'яними трубами.

Перший колодязь, пробурений на воду і закріплений трубами, був побудований у 1126 році у провінції Артуа (Франція). Від назви провінції глибокі колодязі з напірною водою дістали назву артезіанських.

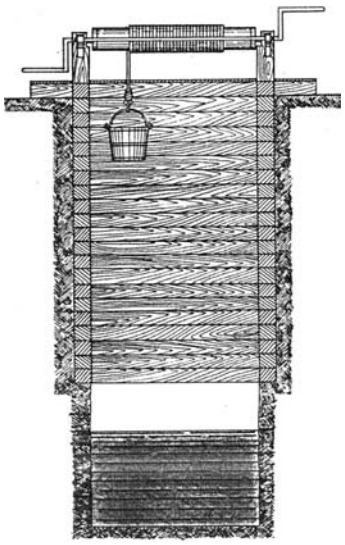


Рисунок 3.1 – Колодязь для видобутку нафти XIX ст.

Літературні джерела свідчать про перші гірничі споруди на території України в Галичині ще з кінця VII сторіччя. Це були ями (дучки), копанки або колодязі, студні, а промисловою мовою шахти для видобутку нафти, а потім і озокериту (рис. 3.1). Глибина таких гірничих виробок досягала майже 200 метрів.

Від середини XIX ст. копання колодязів на нафту набирає значного поширення. Для спорудження таких колодязів потрібні були інструменти і механізми для руйнування й підйому гірської породи, а також для транспортування людей та інструментів до шахти. Необхідні були пристрої для захисту гірників від дії отруйних газів. Копання колодязів

було дуже трудоємним та складним і несло загрозу для життя гірників.

У 1865 році в Бориславі й на Волянці, на обох берегах Тисменици, на площі близько десяти гектарів було понад 5000 колодязів, з яких добували ропу (нафту), і їх кількість постійно зростала.

Глибина цих гірничих виробок була 35 – 40 м та більше. На початку експлуатації вони давали в середньому по 100 – 150, а в окремих виробках – до 1600 кг ропи на добу. Коли притік нафти припинявся, гірничі виробки поглиблювали.

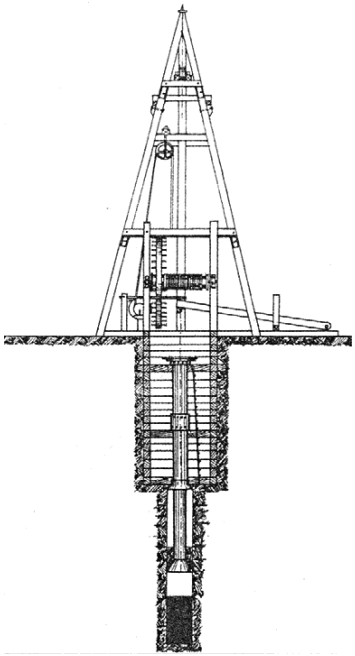


Рисунок 3.2 – Установка для ударного буріння з ручним приводом

Із часом поглиблювати колодязі почали за допомогою долота (рис. 3.2). Новий напрям у гірничій справі стали називати верченням (бурінням), а гірничу справу в цілому – вертничою (буровою) справою. Гірничі споруди також одержали нову назву – свердловини. Деякий час старий і новий метод будування гірничих виробок існували паралельно. Довгий час застосовувалася технологія, коли спочатку копали колодязь просвітом 4 стопи і глибиною 30 саженів, а потім його поглиблювали за допомогою буріння.

Ударне буріння. У 1860-х роках на Прикарпатті розпочали буріння свердловин за допомогою ударів долота (бура) об породу. Це дало змогу за допомогою ручного, а потім механічного ударного способу буріння збільшити глибину свердловин від 300 до 1500 м. Перші свердловини в Бориславі ударним способом, були пробурені у 1861 році глибиною до 250 м.

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, коли певний час ще застосовували стару технологію, але паралельно з нею вже впроваджувався новий технологічний процес.

Конструкція установки для ударного буріння з ручним приводом 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 (держаки), які полегшували працю робітників. Для зменшення віддачі удару під час зворотного руху служив відбійник – балка, що вдаряла у задню частину «вахача» в кінці коливального руху. Пізніше цей «верстат» обладнали ножицями Фабіана, які оберігали штанги від ударів, а також механізмом, що надавав штангам обертовий рух. Для утримання напрямку долота було запроваджено «кондуктор». Над свердловиною встановлювали дерев'яну вежу – триногу. Через блок на вершині вежі протягували трос з «ложкою», за допомогою якої із вибою свердловини коловоротом піднімали вибурену породу.

Із часом старий ручний привод замінив новий, механічний, при цьому в бурильному верстаті для привода «вахача» почали використовувати локомобіль (рис. 3.3). Таке обладнання застосовувалось упродовж довгого часу і давало добрі результати. Проте в ньому існувала суттєва небезпека внаслідок близького розміщення топки локомобіля від свердловини. Така бурова машина робила 20 – 25 ударів на хвилину й давала проходку 3 – 5 метрів за добу. У процесі еволюції було суттєво полегшено деякі технологічні операції: «ложкування»,

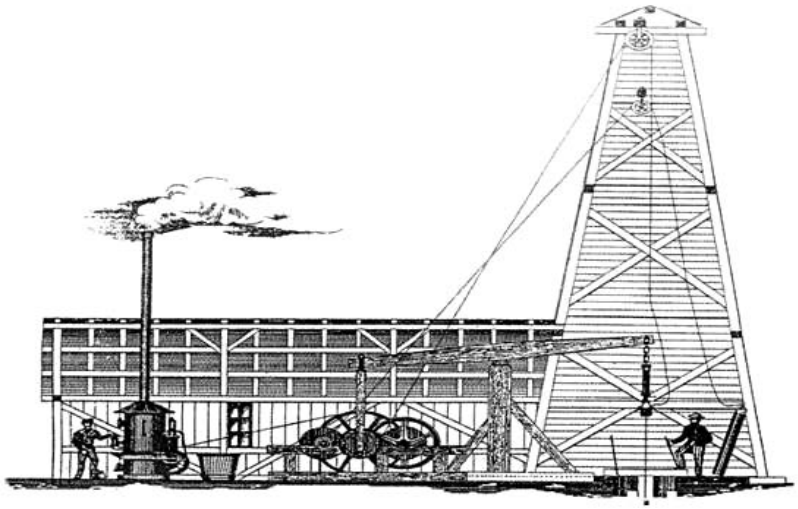


Рисунок 3.3 – Бурильний верстат, у якому для привода «вахача» використано локомобіль

опускання та підняття бурових жердин, спуск 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. Така конструкція обладнання час від часу піддавалася модернізації та застосовувалась у Прикарпатті тривалий час.

Ударне буріння канадської та польсько-канадської системи на Прикарпатті. Приблизно у 1884 році до Прикарпаття з Канади приїхав інженер Вільям Генрі Мак Гарвей, який працював над упровадженням способу механічного буріння штангами, названого канадським бурінням.

У 1886 році в районі Бориславa, на Потоці, уперше розпочато буріння свердловини «Карпатський Раточин-1» механічним ударним способом канадською машиною (рис. 3.4). Проте виявилося, 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, котру довгий час використовували на нафтових площах Прикарпаття.

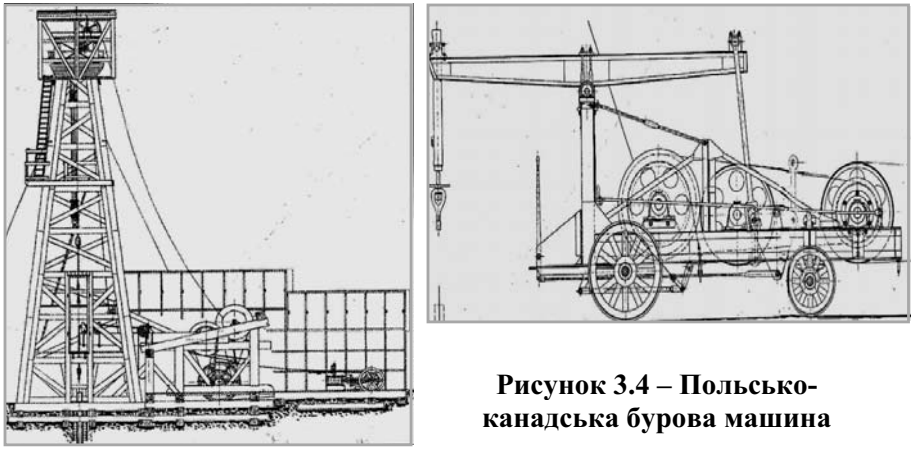


Рисунок 3.4 – Польсько-канадська бурова машина

На початку XX 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 гли-

биною 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 бурову машину з «вахачем», яку можна було перевозити. Досить довгий час на Прикарпатті будували дерев'яні вежі (шиби), а згодом з'явилися сталеві.

У 1907 році в районі Борислава запровадили механізований видобуток нафти способом тлокування (поршнювання, свабування), що дало можливість значно збільшити видобуток продукції.

Ударно-канатне буріння. Особливістю ударно-канатного буріння є застосування тросів замість штанг. У 1870 році в Бориславі цей спосіб уже застосовували, але внаслідок відсутності устаткування й досвіду він не одержав поширення.

Після Першої світової війни застосовували ударно-штангові бурові машини й обладнання, що збереглися з передвоєнної пори. Але протягом 20-х років 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 30-ті роки XX сторіччя із застосуванням ударного механічного буріння була пробурена найглибша свердловина в Польщі, можливо й у Європі, «Піонер-1» на Орові у Бориславі глибиною 2274 м.

Обертове буріння. Інженерні розрахунки й практика показували, що на великих глибинах, через великі механічні втрати в системі «долото – бурильна колона – поверхневе обладнання» втрачається ефективність ударного буріння. Разом з тим із збільшенням глибини свердловин різко змінюються пластові умови, зокрема пластові тиски

водоносних горизонтів, що унеможливлює застосування ударного буріння. Саме тому почав розвиватись обертовий роторний спосіб буріння з використанням промивальних рідин.

У 1943 році в Прикарпатті почали освоювати обертове буріння з використанням бурових глинистих розчинів.

У 1947 році було впроваджено коронку-фрез для відбору керна при обертовому бурінні, а також уперше застосовано турбінне буріння свердловини № 1560 «Потік».

У 1957 році пробурена перша розгалужено-горизонтальна свердловина № 1543, яка мала п'ять стовбурів з різними азимутами, з відстанню між вибоями від 40 до 120 м.

У 1958 році розроблено гідромішалку для приготування глинистого розчину гідромоніторним способом, яка дала можливість збільшити продуктивність праці у 20 разів.

У 1961 році вперше застосували алмазні долота діаметром 188 мм у свердловині «Орів-21».

У 1962 році при бурінні свердловин у зонах поглинання Бориславa почали використовувати соляну і парафінову нафту для підвищення густини глинистого розчину.

У 1966 році у свердловині «Уличне-31» вперше застосували буріння з продуванням вибою повітрям, що дало можливість значно збільшити проходку на долото та механічну швидкість. Того ж року вперше у свердловині «Попелі-4» застосували долото з надтвердого сплаву 13М, а у свердловинах «Північний Борислав-15» й «Іваники-9» – газотурбінний двигун.

У 1969 – 1975 роках у Долинському нафтопромисловому районі вперше бурили свердловину «Шевченкове-1» глибиною 7510 м, у якій пластовий тиск сягав 1350 атмосфер, а температура 185 ^{0}С.

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

У 1974 році вперше застосовано безперебійне обважнення глинистого розчину при газопроявах свердловин.

У 1977 році розроблено схему розташування силового привода бурової установки «Уралмаш-3Д» з розташуванням бурової вишки на основі висотою 5 м. Того ж року для буріння похило спрямованих свердловин були застосовані електробури з телеметричними системами СТЕ-164.

У 1978 році розроблено вапняно-бітумні розчини для промивання надглибоких свердловин.

У 1981 році було введено в експлуатацію свердловину «Монастирець-1» глибиною 5218 м, яка до початку 1993 року була найглибшою видобувною свердловиною в Україні.

Буріння свердловин застосовується не лише в нафтовій і газовій промисловості. У вугільній та гірничорудній промисловості свердловини бурять з метою: пошуку й розвідки твердих корисних копалин, вентиляції гірничих виробок, відкачування води з гірничих виробок, спуску в гірничі виробки кріпильних матеріалів, заморожування грунту при проходці шахт, підземної газифікації вугілля, тушіння підземних пожеж, вибухових робіт при кар'єрній та підземній розробці корисних копалин і т. п.

Свердловини застосовуються також у хімічній промисловості, санаторно-лікувальній та будівельній галузях.

3.2. Елементи свердловин і їх класифікація

Свердлови́ною називається гірнича виробка (вертикальна чи похила), глибокий, вузький круглого перерізу отвір у ґрунті, зроблений буровим інструментом. Діаметр свердловини в багато разів менший за її довжину.

Початок свердловини на поверхні називають *гирлом (устям),* а дно – *вибоєм.* Гірнича виробка утворює отвір, або *стовбур,* свердловини, бічна поверхня якого називається *стінкою* свердловини.

Нафтові та газові свердловини бурять на суші (рис. 3.5 а) й на морі за допомогою бурових установок. При бурінні на морі бурові установки монтуються на естакадах, плавучих бурових платформах чи бурових судах (рис. 3.5 б).

Свердловини поділяють за глибиною та положенням осі стовбура і конфігурацією.

За глибиною свердловини бувають:

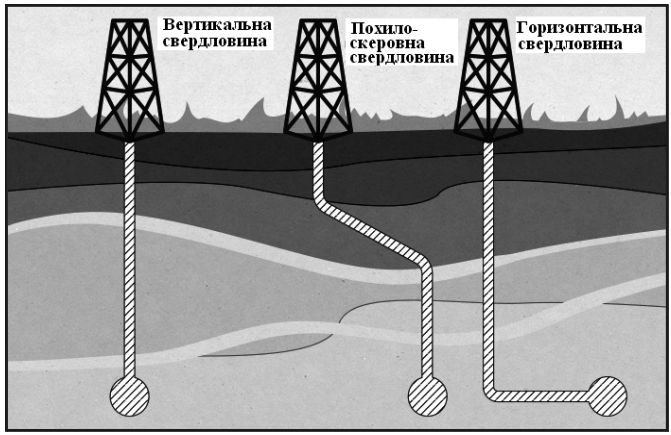
– мілкі, глибиною до 2000 м (з них переважна більшість до декількох сотень метрів);

– середні, глибиною до 4500 м;

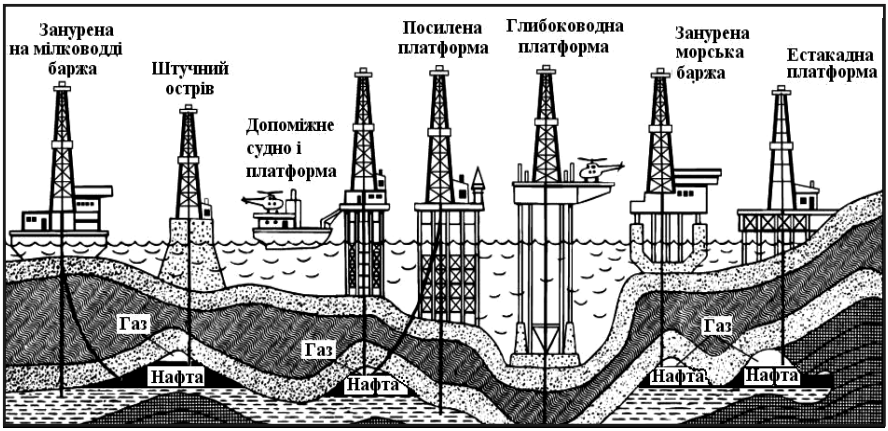
– глибокі, глибиною до 6000 м;

– надглибокі, глибиною понад 6000 м.

За положенням осі стовбура свердловини бувають: вертикальні, похило спрямовані й горизонтальні.



а)



б)

Рисунок 3.5 – Види свердловин:
а – свердловини на суші; б – свердловини на морі

Свердловини, що буряться з метою геологічного дослідження району, пошуків, розвідки та розроблення нафтових і газових родовищ, поділяють на опорні, параметричні, структурні, пошукові, розвідувальні, експлуатаційні та спеціальні.

Опорні свердловини бурять для вивчення геологічної будови та гідрогеологічних умов залягання осадової товщі порід і дослідження закономірностей поширення комплексів відкладів, сприятливих для нафтогазонакопичення. При бурінні опорних свердловин намагають-

ся розкрити кристалічний фундамент, а там, де він залягає глибоко, бурять до технічно можливих у цей час глибин.

Параметричні свердловини призначені для детальнішого вивчення геологічної будови розрізу, особливо на великих глибинах, а також для виявлення найперспективніших площ з точки зору проведення на них геолого-пошукових робіт. За результатами буріння параметричних свердловин уточнюють стратиграфічний розріз і наявність сприятливих для накопичення нафти та газу структур, коректують розроблені за даними опорного буріння перспективи нафтогазоносності району й прогнозні запаси нафти і газу.

Структурні свердловини служать для ретельного вивчення структур, виявлених при бурінні опорних і параметричних свердловин, та для підготовки проекту пошуково-розвідувального буріння на ці структури.

Пошукові свердловини споруджують на підготовлених попереднім бурінням та геолого-геофізичними дослідженнями площах з метою відкриття нових родовищ нафти і газу або для пошуків покладів нафти й газу на раніше відкритих родовищах.

Розвідувальні свердловини бурять на площах зі встановленою промисловою нафтогазоносністю з метою оконтурювання родовища та збору вихідних даних для складання проекту його розроблення.

Експлуатаційні свердловини бурять на повністю розвіданому і підготовленому до розроблення родовищі з метою експлуатації покладів нафти та газу.

До категорії експлуатаційних входять не лише свердловини, за допомогою яких видобувають нафту чи газ (видобувні свердловини), але і свердловини, які дають можливість організувати ефективне розроблення родовища (оціночні, нагнітальні, спостережні).

Оціночні свердловини призначено для уточнення режиму роботи пласта та ступеня виробки ділянок родовища, уточнення схеми його розроблення.

Нагнітальні свердловини слугують для організації законтурного і внутрішньоконтурного нагнітання в експлуатаційний пласт води, газу або повітря з метою підтримання пластового тиску.

Спостережні свердловини споруджують для систематичного контролю за режимом роботи родовища.

Спеціальні свердловини бурять для вибухових робіт при сейсмічних методах пошуків і розвідки родовища, скидання промислових вод у непродуктивні поглинаючі пласти, розвідки й видобутку води, підготовки структур для підземних газосховищ та закачування в них газу, ліквідації відкритих фонтанів нафти і газу.

3.3. Способи буріння свердловин

Руйнувати гірські породи можна механічним, гідравлічним, термічним, фізико-хімічним, електрофізичним та іншими способами. На сьогоднішній день промислове застосування знайшли лише способи механічного руйнування породи.

Механічні способи буріння за методом дії бурового інструменту на вибій поділяють на:

– *обертальний* роторний, або із застосуванням вибійних двигунів (турбобурів, електробурів, гвинтових двигунів);

– *ударний* (ударно-штанговий, ударно-канатний);

– *ударно-обертальний*.

Нафтові і газові свердловини споруджуються обертальним способом буріння.

Ударне буріння. З усіх різновидів ударного буріння сьогодні застосовується лише ударно-канатне. На рис. 3.6 показана його технологічна схема. Цей спосіб буріння застосовується у вугільній і гірничорудній промисловості при інженерно-геологічних пошуках, бурінні свердловин на воду та для вибухових робіт.

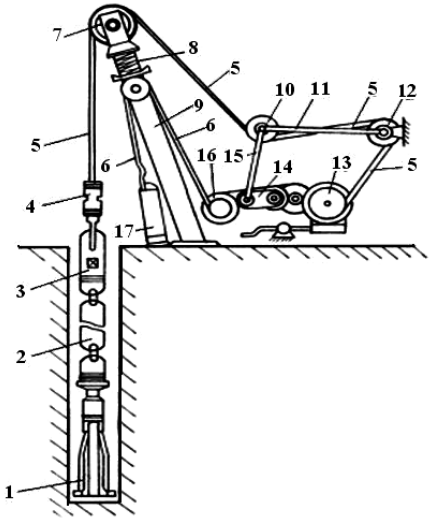


Рисунок 3.6 – Схема ударно-канатного буріння:
1 – долото; 2 – ударна штанга; 3 – розсувна штанга-ножиці; 4 – канатний замок; 5 – інструментальний канат; 6 – канат; 7 – головний ролик; 8 – амортизатор; 9 – щогла; 10 – відтяжний ролик; 11 – балансирна рама; 12 – напрямний ролик; 13 – інструментальна лебідка; 14, 15 – шатунно-кривошипний механізм; 16 – барабан; 17 – жолонка

При загальмованому барабані інструментальної лебідки *13*, на якому закріплений кінець каната, шатунно-кривошипним механізмом *14* і *15* балансирна рама приводиться в коливальний рух відносно осі напрямного ролика *12*. Відтяжний ролик балансирної рами, опускаючись, натягує канат та піднімає снаряд над вибоєм. Піднімаючись угору, ролик *10* звільнює канат, і снаряд під власною вагою падає на вибій, руйнуючи долотом породу.

У міру поглиблення свердловини канат подовжують, змотуючи його з барабана *13*. Долото (рис. 3.7) повертається під час роботи само по собі, тому що канат розкручується під навантаженням під час підйому бурового снаряда і скручується при знятті навантаження під час удару долота об породу.

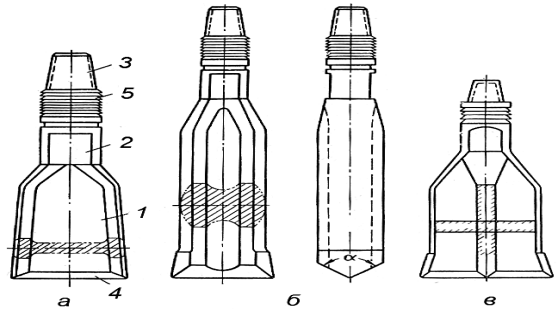


Рисунок 3.7 – Долота для ударного буріння:
а – двотаврове; б – зубильне; в – хрестове; 1 – лопать; 2 – шийка; 3 – різьбова головка; 4 – лезо; 5 – різьба; α – кут загострення долота

У міру накопичення на вибої зруйнованої породи (шламу) виникає необхідність в очищенні вибою свердловини. Для цього піднімають буровий снаряд із свердловини й опускають у неї жолонку, що має форму видовженого відра з клапаном у днищі. При зануренні жолонки в суміш рідини та розбурених частинок породи клапан відкривається і жолонка заповнюється цією сумішшю. При підйомі жолонки клапан закривається. Підняту на поверхню зашламовану рідину виливають у збірну ємність. Жолонку спускають у свердловину до повного очищення вибою.

Після очищення вибою у свердловину опускають буровий снаряд і процес буріння продовжується.

При заклинюванні долота у процесі розбурювання тріщинуватих та в'язких порід для його звільнення в буровому снаряді застосовують штангу-ножиці.

Із збільшенням глибини свердловини виникає небезпека обвалювання породи через відсутність протитиску на стінки свердловини. Тому свердловина кріпиться обсадними трубами. У міру поглиблення свердловини обсадну колону просувають до вибою та періодично подовжують.

Із збільшенням довжини обсадної колони наступає момент, коли обсадну колону неможливо подати вниз навіть спеціальним забивним снарядом. У цьому випадку обсадну колону залишають у свердловині, а всередину її спускають другу обсадну колону і свердловину поглиблюють долотом меншого діаметра.

Таким чином, у свердловину може бути спущено декілька концентрично розташованих обсадних колон, зібраних з труб різного діаметра.

Ефективність руйнування породи при ударно-канатному способі буріння прямо пропорційна масі бурового снаряда, висоті його падіння, прискоренню падіння, кількості ударів долота об вибій за одиницю часу й обернено пропорційна квадрату діаметра свердловини. Однак при всіх інших рівних факторах продуктивність ударно-канатного буріння значною мірою залежить від правильності вибору для цієї породи типу долота та його якості.

Для ударно-канатного буріння випускають самохідні й стаціонарні верстати, що дозволяють бурити свердловини глибиною до 500 м. Вони мають порівняно невелику масу (7 – 20 т), і тому їх можна легко перевозити з місця на місце, що дуже важливо для організації бурових робіт у важкодоступних і віддалених районах.

Обертальне буріння. Повний цикл робіт з проходки свердловин обертальним способом складається з таких основних етапів:

1) підготовчих робіт;
2) вишкомонтажних робіт;
3) підготовчих робіт до буріння;
4) буріння та кріплення;
5) випробування свердловин;
6) демонтування обладнання.

Підготовчі роботи виконуються перед монтажем бурового обладнання. У ході цих робіт прокладають під'їзну дорогу, підводять системи електропостачання, водопостачання та зв'язку, розчищають земельну ділянку під бурову площадку, проводять її планування, рит-

тя траншей та установку фундаментів під обладнання, прокладання водопроводу і т. п.

Вишкомонтажні роботи. Вони включають будівництво або перетягування вишки, монтування бурового обладнання, встановлення його на фундаменти. Монтаж вишки й обладнання проводиться відповідно до прийнятої для цих конкретних умов схеми їх розміщення. Обладнання розміщують так, щоб забезпечити безпеку в роботі, зручність в обслуговуванні, низьку вартість будівельно-монтажних робіт і компактність у розташуванні всіх елементів бурової установки.

Розрізняють *поагрегатний*, *дрібно-* і *великоблоковий* методи монтажу бурових установок.

При *поагрегатному* методі бурова установка збирається з окремих агрегатів, для доставки яких використовується автомобільний, залізничний чи повітряний транспорт.

При *дрібноблоковому* методі бурова установка збирається з 16 – 20 дрібних блоків. Кожний з них являє собою підставку, на котрій змонтовані один або декілька вузлів установки.

При *великоблочному* методі установка монтується з 2 – 4 блоків, кожний з яких об'єднує кілька агрегатів і вузлів бурової установки.

Блокові методи забезпечують високі темпи монтажу бурових установок та якість монтажних робіт. Розміри блоків залежать від способу, умов і дальності їх транспортування.

На завершальному етапі вишкомонтажних робіт роблять оснащення талевої системи, монтують талевий блок, вертлюг, до котрого приєднують ведучу трубу та напірний рукав, проводять центрування вежі із центром ротора.

Підготовчі роботи до буріння. Проводять пробний пуск змонтованого обладнання та обкатування нової бурової установки, забурку шурфу для ведучої труби й обсадження його трубами.

Бурова установка комплектується долотами, бурильними трубами, ручним і допоміжним інструментом, паливно-мастильними матеріалами, запасом води, глини та хімічних реагентів. Крім того, на буровому майданчику розташовують приміщення для проведення аналізів промивальної рідини, відпочинку й прийому їжі обслуговуючим персоналом та сушіння спецодягу обслуговуючого персоналу.

У ході пробного буріння перевіряють працездатність усіх агрегатів і вузлів бурової установки.

Буріння та кріплення свердловини. Після закінчення монтажу починають буріння свердловини.

При обертальному способі буріння свердловина поглиблюється внаслідок одночасної дії на породу крутного моменту й осьового навантаження на долото, яке створюється частиною ваги бурильної колони, що складається з високоміцних стальних бурильних труб. Під дією осьового навантаження долото занурюється в породу, а під дією крутного моменту відбувається її сколювання, подрібнення та стирання.

Залежно від типу долота, що застосовується, відбувається або руйнування всієї маси породи (суцільне буріння), або лише кільцеподібного простору в стінках свердловини (колонкове буріння). В останньому випадку одержаний у центрі свердловини циліндр породи (керн) витягується на поверхню з метою вивчення геологічної будови пройдених пластів і т. п.

Існує два способи обертального буріння: роторний та із застосуванням вибійних двигунів.

При *роторному бурінні* (рис. 3.8) установлений у центрі бурової ротор одержує оберти від двигунів привода бурової установки. Ротор у свою чергу передає обертання ведучій трубі, а через неї бурильним трубам і долоту.

При бурінні вибійними двигунами крутний момент на долото передається через вал вибійного двигуна, на кінці якого закріплене долото. Широке застосування знайшли три види вибійних двигунів – турбобур, гвинтовий двигун і електробур.

При *турбінному бурінні* обертання вала турбобура відбувається за рахунок перетворення гідравлічної енергії потоку промивальної рідини, що рухається по бурильній колоні й поступає в турбобур, в механічну енергію на валу турбобура.

При *бурінні гвинтовими двигунами* під тиском промивної рідини ротор, обкатуючись по внутрішній поверхні статора, здійснює планетарний рух, який через універсальні шарніри передається валу шпинделя, що обертає породоруйнуючий інструмент.

При *бурінні електробуром* живлення електробура здійснюється через кабель, секції якого закріплені концентрично всередині бурильної колони. При електробурінні, як і при турбінному та бурінні гвинтовими двигунами, корпус вибійного двигуна разом з бурильною колоною залишається нерухомим, а обертається лише вал вибійного двигуна з долотом.



1 – кронблок; 2 – талевий канат; 3 – талевий блок; 4 – крюк; 5 – вертлюг; 6 – ведуча труба; 7 – буровий шланг; 8 – стояк; 9 – підвишкова основа; 10 – долото; 11 – ротор; 12 – жолобна система; 13 – лебідка; 14 – двигуни привода бурової установки; 15 – буровий насос; 16 – блок очищення промивальної рідини (вібросито); 17 – ємність для промивальної рідини.

Рисунок 3.8 – Схема установки для роторного буріння

Від бурових насосів *15* промивальна рідина поступає в стояк *8*, у буровий гнучкий шланг *7*, у вертлюг *5*, далі в бурильну колону, по котрій вона прокачується вниз до долота. Після проходження промивального каналу в долоті, промивальна рідина підхвачує частинки вибуреної породи і по кільцевому простору між стінками свердловини та бурильною колоною піднімається на поверхню. Тут, в жолобній системі *12,* в блоці очищення *16*, вона очищається від вибуреної породи й знову закачується у свердловину.

Після проходження певного інтервалу, згідно з конструкцією свердловини, стовбур свердловини кріпиться обсадною колоною, а затрубний простір цементується для забезпечення надійного кріплення стовбура, та розмежування нафтогазоносних і водних горизонтів, з метою безаварійної експлуатації свердловини.

Випробування свердловин на продуктивність. Після тужавіння тампонажного розчину та перевірки якості утвореного цементного кільця в експлуатаційній колоні можна приступати до відкриття продуктивних пластів. При цьому обсадна колона перфорується навпроти продуктивного пласта, а у свердловину, після зниження протитиску на пласт, через утворені отвори починає надходити нафта або природний газ.

При відкритті нафтового пласта здійснюють виклик притоку нафти з нього. Цей процес називається *освоєнням свердловини*. Залежно від характеристики нафтоносного пласта він може включати в себе комплекс різних технологічних операцій: заміну промивальної рідини, що знаходиться в обсадній колоні, більш легкою (водою, наф-

тою, чи аерованою рідиною); видалення частини промивальної рідини з обсадної колони.

При застосуванні методів освоєння добиваються, щоб тиск стовпа промивальної рідини, що знаходиться у свердловині, став меншим від тиску в нафтоносному пласті. Унаслідок такого перепаду тиску, нафта із пласта починає надходити у свердловину, й останню здають в промислову експлуатацію.

Демонтування обладнання. Після закінчення бурових робіт та процесу освоєння свердловини і випробування її на продуктивність, бурове обладнання демонтують великими блоками і перевозять на іншу бурову, яка монтується.

Процесом буріння свердловини керує кваліфікований фахівець – начальник бурової (буровий майстер). На буровій цілодобово працює бурова бригада, що складається з чотирьох вахт, які змінюються почергово.

3.4. Режими буріння свердловин

Ефективність руйнування породи долотом залежить від: осьового навантаження на долото, частоти його обертання, параметрів промивальної рідини, конструкції долота, властивостей породи та інших факторів. Деякими з них можна оперативно управляти.

Під *режимом буріння* розуміють сукупність факторів, які впливають на ефективність руйнування породи й інтенсивність зношування долота і якими можна оперативно управляти в період роботи долота на вибої. Ці фактори називають *режимними параметрами*.

До режимних параметрів відносять: осьове навантаження на долото, частоту обертання долота, секундну витрату промивальної рідини, параметри промивальної рідини.

Режими буріння поділяють на:

1) звичайний: оптимальний, раціональний, форсований (швидкісний або силовий);

2) спеціальний.

Оптимальний режим – це такий режим буріння, який забезпечує найвищу продуктивність праці при мінімальних затратах і якісне виконання поставленого завдання. Критерієм оптимізації є мінімум вартості одного метра проходки та максимум рейсової швидкості.

Раціональний режим – це такий режим буріння, який забезпечує найкраще значення одного чи декількох показників при цьому технічному оснащенні.

Форсований режим – це такий режим буріння, котрий приводить до збільшення швидкості буріння.

Швидкісний режим – це такий режим буріння, при котрому інтенсифікація процесу руйнування породи досягається внаслідок збільшення швидкості обертання долота.

Силовий режим – це такий режим буріння, при якому інтенсифікація процесу руйнування досягається внаслідок збільшення осьового навантаження на долото.

Спеціальний режим – це такий режим буріння, який забезпечує найкраще виконання того або іншого спеціального завдання. Прикладом спеціального режиму буріння може бути буріння похило спрямованої свердловини, буріння з відбором керна.

3.5. Промивання та продування свердловин

Промивання свердловин здійснюється з метою очищення вибою від вибуреної породи і транспортування її на поверхню, передачі енергії вибійним двигунам, охолоджування та змащування породоруйнуючого інструмента.

При бурінні свердловин промивальні рідини повинні виконувати такі основні функції:

1) ефективно очищати вибій від розбурюваних порід та виносити їх із свердловини на поверхню;

2) створювати достатній гідростатичний тиск для запобігання флюїдопроявленням у свердловині;

3) утримувати частинки розбурюваної породи від осідання на вибій при зупинці циркуляції;

4) забезпечувати охолодження і змащування доліт, вибійних двигунів та бурильної колони;

5) попереджувати осипання порід зі стінок свердловини;

6) передавати енергію потоку рідини до гідравлічних вибійних двигунів.

Для виконання названих функцій промивальна рідина повинна мати такі властивості:

1) тиксотропними (легко прокачуватися, швидко переходити в гелеподібний стан при зупиненні прокачування); *(тиксотропність –*

здатність деяких структурованих дисперсних систем відновлювати зруйновану механічною дією початкову структуру. Тиксотропія виявляється в розрідженні при достатньо інтенсивному струшуванні або перемішуванні гелів, паст, суспензій та інших систем з коагуляційною дисперсною структурою та їхньому загущенні (твердінні) після припинення механічної дії);

2) інертність до гірських порід (не розчиняти їх, не сприяти пептизації вибурених частинок, не знижувати міцність стінок свердловини);

3) мати широкий діапазон регулювання густини;

4) кольматувати пори і тріщини на стінках свердловини, створювати на стінках тонку непроникну кірку;

5) зберігати стабільність при зміні температури;

6) мати мастильну здатність;

7) мати здатність до відведення тепла від долота та інших деталей у свердловині;

7) нейтралізовувати кородуючі метал речовини;

8) не перешкоджати опусканню у свердловину геофізичних приладів.

Промивальна рідина складається, як правило, з дисперсійного середовища, рівномірно розподіленої в ньому дисперсної фази і невеликої кількості хімічних реагентів, які призначено для регулювання тих чи інших властивостей.

Дисперсна фаза складається з декількох компонентів. Найважливішим з них є колоїдний матеріал, необхідний для забезпечення стабільності промивальної рідини, здатності втримувати грубодисперсні частинки (вибурену породу), кольматувати пори і мікротріщини в породі.

Другим компонентом дисперсної фази є дрібні частинки важких (глина, крейда, барит і т. п.) або легких (повітря) матеріалів, які використовують для надання промивальній рідині необхідної густини, регулювання гідростатичного тиску на стінки свердловини, надання здатності закупорювати великі порові канали та тріщини.

Третім компонентом є домішки для поліпшення мастильних властивостей промивальних рідин.

Класифікація промивальних рідин

За складом дисперсійного середовища промивальні рідини можна розділити на такі групи:

1. Промивальні рідини на водній основі:

а) вода (прісна, морська, розсіл);

б) глинисті суспензії;

в) природні суспензії, що утворилися при бурінні неглинистих порід і аргілітів;

г) суспензії на основі гідрогелів;

д) прямі емульсії типу «масло у воді».

2. Промивальні рідини на неводній основі:

а) дегазована нафта та нафтопродукти;

б) багатокомпонентні розчини на вуглеводневій основі;

в) зворотні емульсії типу «вода у маслі».

3. Газоподібні робочі агенти (повітря, природні гази, вихлопні гази двигунів).

4. Аеровані промивальні рідини та піни.

Циркуляція промивних рідин при бурінні відбувається таким чином (рис. 3.9):

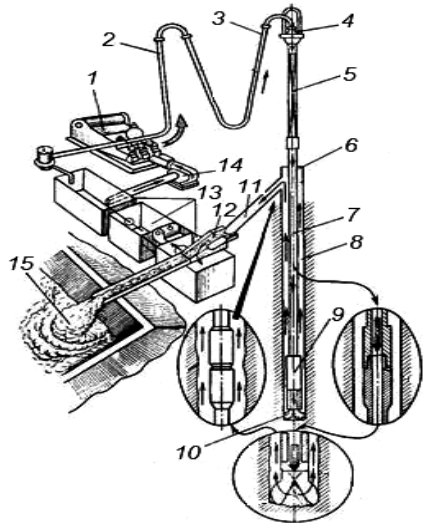


Рисунок 3.9 – Схема циркуляції промивальної рідини:
1 – буровий насос; 2 – стояк; 3 – гнучкий шланг; 4 – вертлюг; 5 – ведуча труба; 6 – гирло свердловини; 7 – бурильна колона; 8 – затрубний кільцевий простір; 9 – вибійний двигун; 10 – долото; 11 – зливна труба (розчинопровід); 12 – блок очищення; 13 – приймальні ємності; 14 – всмоктувальний патрубок; 15 – буровий шлам

1) після приготування промивальної рідини в блоці приготування вона потрапляє в приймальні ємності;

2) при включенні циркуляції бурові насоси починають качати промивальну рідину з приймальних ємностей через маніфольд, стояк, вертлюг, бурильну колону на вибій свердловини, де накопичується вибурена порода;

3) підхопивши частинки вибуреної породи, промивальна рідина, через затрубний простір повертається на поверхню, виносячи зі свердловини вибурений шлам;

4) на поверхні промивальна рідина попадає в жолобну систему, а звідти в блок очищення: на вібросито, потім на гідроциклони, центрифугу та інше обладнання цього блока;

5) після блока очищення промивальна рідина жолобною системою прямує в приймальні ємності, звідки знову закачується буровими насосами. Так відбувається цикл промивання свердловини у процесі буріння.

3.6. Розмежування пластів і закінчування свердловин

Гірські породи різняться між собою літологічним складом; фізико-механічними властивостями; видом флюїду, який їх насичує; пластовими тисками та іншими характеристиками. Вони бувають стійкими і нестійкими, складеними слабозцементованими або крихкими породами такими, що легко руйнуються. Крім того, при розкритті проникних горизонтів можуть виникнути умови для перетікання флюїдів з високонапірних пластів у пласти з меншим тиском. Це призводить до забруднення водоносних горизонтів, розриву вищезалягаючих пластів, а інколи до виходу флюїдів на денну поверхню.

Тому в процесі будівництва нафтові й газові свердловини кріплять шляхом спуску в пробурену гірську виробку стальних обсадних колон та цементування затрубного простору з метою:

– створення герметичного і довговічного каналу для забезпечення транспортування пластових флюїдів на денну поверхню;

– закріплення стінок свердловини;

– ізоляції нафто-, газо- та водоносних пластів;

– монтажу на гирлі свердловини противикидного й експлуатаційного обладнання.

Найпоширенішим способом кріплення є спуск у свердловину колони сталевих обсадних труб і заповнення заколонного простору цементним матеріалом.

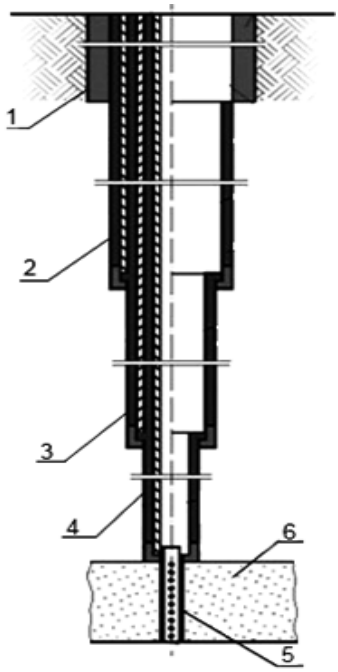


Рис. 3.10. Конструкція свердловини
1 – направлення; 2 – кондуктор; 3 – проміжна колона; 4 – експлуатаційна колона; 5 – фільтр; 6 – продуктивний пласт

Поняття про конструкцію свердловини та її елементи. Під *конструкцією свердловини* (рис. 3.10) розуміють схему її будови, котра включає сукупність даних про: кількість обсадних колон, інтервали їх спуску, діаметри обсадних колон і доліт для буріння стовбура свердловини під кожну колону, інтервали цементування обсадних колон.

Конструкція свердловини складається з декількох концентрично розміщених одна в іншій обсадних колон, кожна з яких має своє призначення залежно від гірничо-геологічних умов розбурюваного розрізу.

Направлення – перша труба або колона труб, призначена для кріплення верхніх шарів ґрунту, складених нестійкими породами, для запобігання розмиву гирла свердловини та направлення потоку промивальної рідини зі свердловини в очисну систему. Глибина спуску направлення залежить від стану ґрунту і коливається від 5 – 7 до кількох десятків метрів.

При бурінні свердловин на морі направлення служить для ізоляції стовбура свердловини від водяної товщі.

У цьому випадку направлення називають *водоізоляційною колоною*.

Кондуктор – колона, яку спускають у свердловину після направлення. Її головна функція – запобігання обвалюванню нестійких порід, що залягають на малих глибинах, а також ізоляція водоносних горизонтів, які служать основним джерелом питної води.

Якщо під час подальшого буріння очікується розкриття пластів з аномально високими пластовими тисками (АВПТ), то на кондуктор установлюють противикидне обладнання (ПВО). На кондуктор також частково розвантажується наступна колона труб, тому його довжину

вибирають із врахуванням усіх цих функцій і вона може коливатися від десятків до тисячі метрів і більше.

Колони труб, що встановлюються між кондуктором і експлуатаційною колоною, призначені для перекриття нестійких порід, котрі залягають на значній глибині, ізоляції продуктивних горизонтів, розміщених набагато вище від проектної глибини, ізоляції зон можливих ускладнень та для інших цілей називають *проміжними*. Залежно від розрізу свердловини, проміжна колона може бути відсутня або їх бути одна і більше.

Колона труб, яка призначена не лише для закріплення стінок свердловини та ізоляції нафтогазоводоносних горизонтів, а також є каналом для транспортування з продуктивного пласта рідини або газу чи закачування в пласт рідини або газу, називається *експлуатаційною*.

Як правило верхній кінець кожної колони обсадних труб установлюють на гирлі свердловини. Інколи верхній кінець колони установлюють на значній глибині від гирла. Такі колони називають *потайними* або *хвостовиками*.

Частина експлуатаційної колони, розміщена навпроти продуктивного пласта, яка складається з труб з отворами по бічній поверхні або в якій після спуску у свердловину роблять отвори шляхом перфорації, називається *фільтром*.

Обсадні колони розраховують на міцність від дії зовнішніх і внутрішніх надлишкових тисків, а також у муфтових з'єднаннях від дії власної ваги. Обсадну колону компонують трубами з міцністю, що відповідає проведеним розрахункам.

Після спуску обсадної колони, проводять цементування затрубного простору свердловини. Метою цементування є одержання міцного цементного кільця в затрубному просторі, що надійно ізолює один від одного всі відкриті свердловиною поглинаючі й нафтогазоводопроявляючі горизонти.

Для цементування обсадних колон застосовують різні типи тампонажних цементів. Із цементів при замішуванні їх з водою готують добре прокачуваємі тампонажні розчини. Процес цементування відбувається із застосуванням спеціального цементувального обладнання: насосних (цементувальних) агрегатів (рис. 3.11), цементнозмішувальних машин (рис. 3.12), осереднювальної ємності, блока маніфольду, станції контролю цементування.

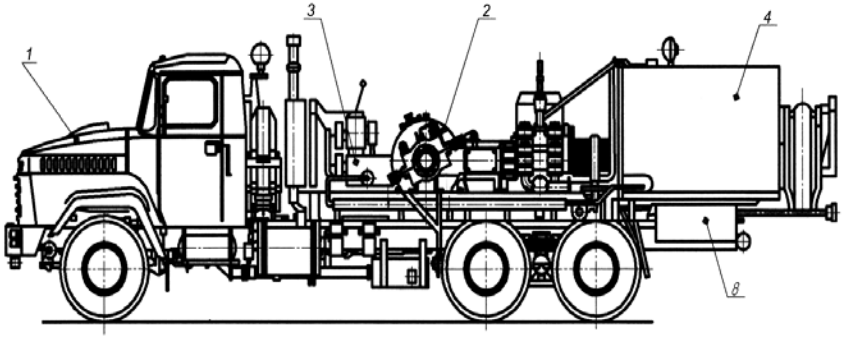


Рисунок 3.11 – Цементувальний агрегат ЦА-320:
1 – шасі автомобіля КрАЗ-250; 2 – нагнітальний насос;
3 – маніфольд; 4 – мірний бак

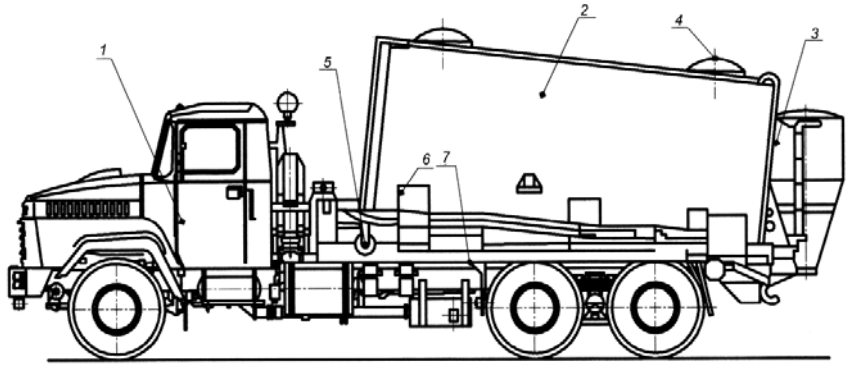


Рисунок 3.12 – Цементно-змішувальна машина 2СМН-20:
1 – шасі автомобіля КрАЗ-250; 2 – бункер; 3 – змішувач;
4 – завантажувальний шнек; 5 – приймальний колектор;
6 – роздавальний колектор; 7 – рама

Після тужавіння тампонажного розчину і набору ним достатньої міцності для гідродинамічного зв'язку експлуатаційної колони з продуктивним пластом здійснюють перфорацію, пробиваючи достатню кількість отворів в обсадній колоні й тампонажному камені. Цю операцію називають вторинним розкриттям продуктивного пласта.

Вторинне розкриття здійснюють за допомогою спеціальних апаратів, які називаються перфораторами. Застосовують такі види перфорації: кульова, торпедна, кумулятивна і гідропіскоструминна.

Після завершення робіт зі сполучення свердловини з продуктивним пластом приступають до виклику припливу нафти або газу з пласта.

Існує декілька методів виклику припливу нафти, суть котрих полягає в створенні депресії (зниженні протитиску на пласт), внаслідок чого гідростатичний тиск у свердловині стає меншим від пластового. При створенні достатньої депресії пластовий флюїд починає надходити з пласта у свердловину.

Після виклику припливу нафти або газу з пласта свердловину досліджують на приплив і, встановивши норму видобування, здають в експлуатацію.

3.7. Бурові долота

Існує велика кількість різних типів бурових доліт, вибір яких при бурінні свердловин визначається способом буріння, що застосовується, та фізико-механічними властивостями розбурюваних гірських порід.

За характером руйнування породи всі бурові долота можна класифікувати таким чином.

1. Долота *різально-сколюючої дії.* До цієї групи відносять лопатеві долота, робоча поверхня яких має вигляд плоских лопатей. Вони застосовуються для буріння у в'язких і пластичних породах невеликої твердості та малої абразивності.

2. Долота *дробляче-сколюючої дії* об'єднують групу шарошкових доліт з напівконічними шарошками. Ці долота призначені для буріння неабразивних і абразивних порід середньої твердості.

3. Долота *дроблячої дії.* До них належать шарошкові долота з конічними шарошками. Вони застосовуються при бурінні неабразивних та абразивних твердих, міцних і дуже міцних порід.

4. Долота *різально-стираючої дії.* До цієї групи відносять алмазні й твердосплавні долота, призначені для буріння в неабразивних породах середньої твердості та твердих, а також для розбурювання порід, що чергуються за твердістю, абразивних і неабразивних порід.

За призначенням усі бурові долота класифікуються на дві групи:

1) долота, які руйнують гірську породу суцільним вибоєм;

2) долота, котрі руйнують гірську породу кільцевим вибоєм (колонкові долота).

Як долота для буріння свердловин суцільним вибоєм, так і долота для колонкового буріння, залежно від призначення, можуть руйнувати гірську породу за будь-яким з перелічених чотирьох способів. Це полегшує підбір типу долота, залежно від фізико-механічних властивостей гірської породи.

Лопатеві долота. Виготовляються дволопатеві долота типу 2Л, трилопатеві долота 3Л, трилопатеві 3ИР, шестилопатеві 6ИР та шестилопатеві долота ІНМ.

Під дією навантаження на вибій лопаті врізаються в породу, а під впливом крутного моменту сколюють її. Для направлення потоку промивальної рідини до вибою долота мають отвори, розміщені між лопатями, через котрі рідина з бурильної колони направляється до вибою свердловини. Лопатеві долота 2Л і 3Л (рис. 3.13, *а*, *б*) використовують для буріння в неабразивних м'яких пластичних породах і для буріння в неабразивних м'яких породах з пропластками неабразивних порід середньої твердості.

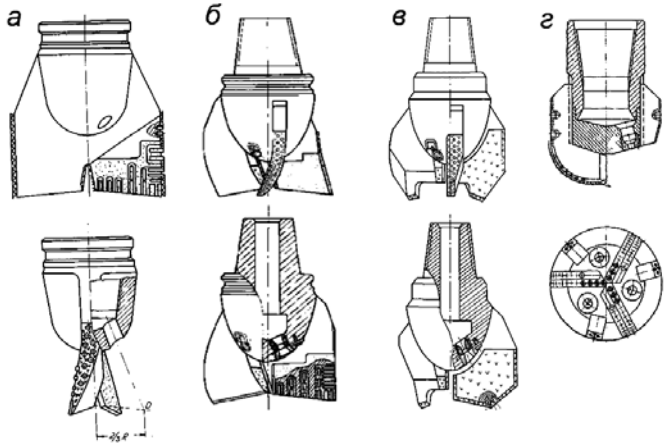


Рисунок 3.13 – Лопатеві долота:
а – дволопатеве долото 2Л; б – трилопатеве долото 3Л;
в – трилопатеве долото 3ИР: г – шестилопатеве долото ІНМ

Долото 3Л складається з корпусу, верхня частина якого має ніпель із замковою різьбою для приєднання до бурильної колони, і трьох приварених до корпусу долота лопатей, розміщених стосовно одна до одної під кутом 120 °. Лопаті виконані загостреними і дещо

нахиленими до осі долота в напрямку його обертання. Для збільшення зносостійкості доліт їх лопаті укріплюють твердими сплавами.

Долота 3Л випускають з промивальними отворами, краї котрих укріплені зернистим твердим сплавом, а також з промивальними отворами з встановленими в них мінералокерамічними змінними соплами (насадками). Долота зі змінними соплами називають *гідромоніторними*.

Долота 3ИР (рис. 3.13, *в*) відрізняються від доліт 3Л тим, що лопатки дещо притуплені, а не загострені й приварені до корпусу так, що вони сходяться на осі, а не нахилені до неї.

Краї лопатей додатково укріплені твердосплавними штирями (вставками). Ці особливості їх конструкції дозволяють вести буріння в абразивних м'яких породах із пропластками абразивних порід середньої твердості. Указані долота руйнують гірську породу різанням (мікрорізанням) і стиранням.

Долота 6ИР мають три основні лопаті, які служать для руйнування породи вибою, та три додаткові укорочені лопаті, котрі калібрують стінку свердловини. Основні лопаті притуплені й сходяться на осі долота. Додаткові лопаті також притуплені та розміщені між основними лопатями. Руйнують породу різанням (мікрорізанням) і стиранням. Ці долота призначені для буріння в породах середньої твердості.

Долота «ИСМ» у лопатевому виконанні (рис. 3.13, *г*) виготовляють декількох видів. За конструкцією шестилопатеве долото «ІНМ» відрізняється від долота 6ИР формою робочої поверхні основних трьох лопатей та розміщенням трьох додаткових укорочених лопатей. Основні лопаті сходяться на осі долота, а додаткові розміщені асиметрично стосовно основних. Долота руйнують породу різанням (мікрорізанням) і стиранням. Для укріплення лопатей використовують надтвердий матеріал «Славутич», який має високу зносотійкість.

Шарошкові долота. Основний об'єм буріння нафтових і газових свердловин виконується шарошковими долотами (рис. 3.14). Створені конструкції шарошкових доліт з однією, двома, трьома, чотирма та шістьма шарошками. Нині для ефективного буріння гірських порід випускають 13 типів шарошкових доліт з різними фізико-механічними властивостями, які рекомендується використовувати в різних за твердістю та абразивністю породах (таблиця 3.1).Такі долота виготовляють з високоякісних сталей з подальшою хіміко-термічною обробкою найбільш відповідальних і швидкозношуваних деталей.

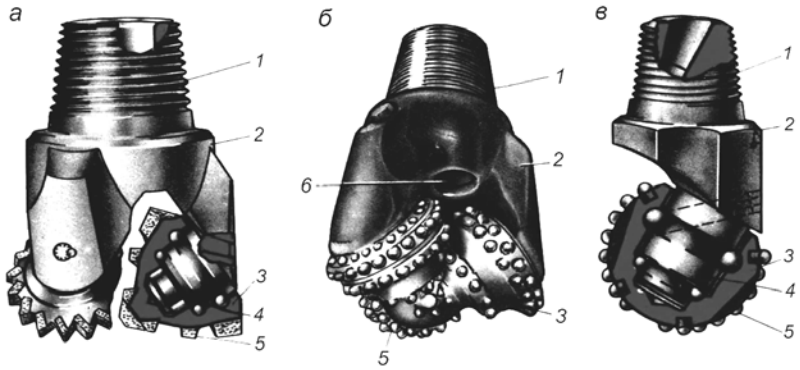


Рисунок 3.14 – Шарошкові долота

а, б – тришарошкові; б – одношарошкове; 1 – зовнішня конусна приєднувальна різьба (ніпель); 2 – секція (лапа) долота; 3 – шарошка; 4 – опора долота; 5 – зубці шарошок; 6 – промивальний отвір (сопло)

Таблиця 3.1 – Типи доліт залежно від твердості гірських порід

Категорії твердості	Гірська порода	Тип долота
1 – 2	М'яка	М
1 – 3	М'яка абразивна	МЗ
3 – 4	М'яка з пропластками порід середньої твердості	МС
3 – 5	М'яка абразивна з пропластками порід середньої твердості	МСЗ
4 – 5	Середньої твердості	С
4 – 6	Абразивна середньої твердості	СЗ
5 – 6	Середньої твердості з пропластками твердих порід	СТ
6 – 7	Тверда	Т
6 – 8	Тверда абразивна	ТЗ
7 – 8	Тверда з пропластками міцних порід	ТК
7 – 10	Тверда абразивна порода з пропластками міцних порід	ТКЗ
8 – 10	Міцна	К
10 – 12	Дуже міцна	ОК

Сучасні конструкції тришарошкових доліт виготовляють зварюванням між собою трьох кованих секцій (лап). На цапфах долота на підшипниках обертаються шарошки. Вони мають породоруйнуючі елементи, конструкція яких визначається механічними та абразивними властивостями порід. Для пропуску промивальної рідини долото

має промивальні отвори. Кріплення долота до бурильної колони здійснюється за допомогою подовженої замкової різьби.

При обертанні долота за годинниковою стрілкою шарошки, що перекочуються по вибою проти годинникової стрілки, здійснюють складний обертовий рух. У результаті цього породоруйнуючі елементи шарошок здійснюють удари по породі, дроблячи і сколюючи її. Сколююча дія породоруйнуючих елементів шарошок на породу залежить від їх форми, розміщення в корпусі долота та стану поверхні вибою свердловини.

Долота типів СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К, ОК належать до доліт дроблячого класу, а долота типів М, МЗ, МС, МСЗ, С і СЗ – до доліт дробляче-сколюючого класу. Залежно від того, для буріння в яких породах призначено долото, шарошки мають різні породоруйнуючі елементи – зубці, котрі виготовляються або разом з тілом шарошки фрезеруванням, чи накаткою, або окремо зі спеціальних твердих сплавів. Останні мають клиноподібну чи сферичну контактну поверхню та запресовуються в гнізда, просвердлені у тілі шарошки. Шарошки з фрезерованими або накатаними зубцями використовують у долотах, призначених для руйнування неабразивних порід. Шарошки із зубцями з твердих сплавів призначені для розбурювання абразивних порід, а також порід з дуже високою твердістю.

Шарошки доліт типів М, МС, С, СТ і Т мають вифрезеровані чи накатані зубці. Висота та крок зубців зменшуються, а кут при вершині зубця збільшується для доліт від типу М до доліт типу Т.

Шарошки доліт типів МЗ, МСЗ, СЗ, ТЗ і ТКЗ, які призначені для буріння абразивних порід, оснащені запресованими в тіло шарошки твердосплавними зубцями, що мають клиноподібну породоруйнуючу поверхню.

Одним з основних вузлів шарошкового долота є опора. Опори долота повинні сприймати значні осьові навантаження при високих швидкостях обертання шарошок.

Існує велика різноманітність опор шарошок, однак найбільше розповсюдження одержали такі типи опор:

В – всі підшипники кочення;

Н – один підшипник ковзання, а решта – кочення;

А – два і більше підшипники ковзання, а решта – кочення.

Виготовляють долота з відкритою опорою, а також з герметизованими мастилонаповненими опорами та резервуаром для мастила. Останні при роторному бурінні мають більшу стійкість, у середньому

на 30%, порівняно з долотами аналогічних конструкцій без герметизації опор.

Розміри, форма і розміщення промивальних отворів мають велике значення для ефективності роботи долота. Струмінь промивальної рідини очищає зубці шарошок від шламу, охолоджує робочі елементи долота та змащує підшипники шарошок.

Забезпечення своєчасно видалення з вибою свердловини зруйнованої породи досягається не лише подачею до нього необхідної кількості промивальної рідини, але й застосуванням раціональних конструкцій і схем розміщення промивальних отворів у долоті.

За розміщенням і конструкцією промивальних каналів шарошкові долота поділяються на такі:

Ц – із центральним промиванням;

Г – з боковим гідромоніторним промиванням;

П – із центральним продуванням;

ПГ – з боковим продуванням.

При розміщенні промивальних отворів у центрі долота потік промивальної рідини спрямовується на шарошки, забезпечуючи охолодження та очищення їх від вибуреної породи.

При боковому розміщенням промивальних отворів струмина рідини направляється між шарошками до вибою, забезпечуючи достатнє їх охолодження, добре очищення вибою від вибуреної породи і сприятливі умови для руйнування породи породоруйнуючими елементами долота. Для створення ефективного процесу руйнування гірської породи у промивальні отвори вставляють насадки (сопла), що створюють швидкість витікання струмини рідини з них не менше ніж 80 м/с (гідромоніторний ефект).

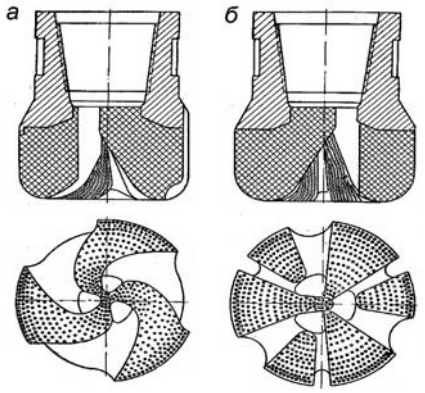


Рисунок 3.15 – Алмазні долота

а – спіральне; б – радіальне

Алмазні долота (рис. 3.15) складаються зі сталевого корпусу і алмазонесучої головки, виконаної з порошкоподібної твердосплавної шихти. Центральна частина долота являє собою ввігнуту поверхню у формі конуса з каналами для промивальної рідини, а периферійна зона – кульову поверхню, що переходить на бічних сторонах у циліндричну. Алмазні долота призначені для руйнуван-

ня різанням (мікрорізанням) та стиранням неабразивних порід середньої твердості і твердих.

Твердосплавні долота ІНМ (рис. 3.16) складаються зі стального корпусу, на торцевій, профільній та калібруючих стінку свердловини поверхнях яких є зубці-вставки з твердого сплаву «Славутич», які виконані у вигляді радіально розміщених секторів.

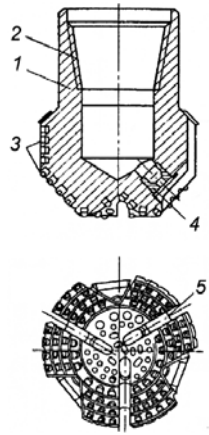


Рисунок 3.16 – Твердосплавне долото ІНМ типу М

1 – корпус;
2 – приєднувальна різьба;
3 – різці-вставки;
4 – насадка;
5 – промивальні канали

Долота ІНМ руйнують породу аналогічно алмазним долота за принципом різання (мікрорізання) та стирання.

З'єднують долото з бурильною колоною або валом вибійного двигуна за допомогою замкової різьби.

Промивальна рідина з насадок надходить у промивальні канали між секторами долота.

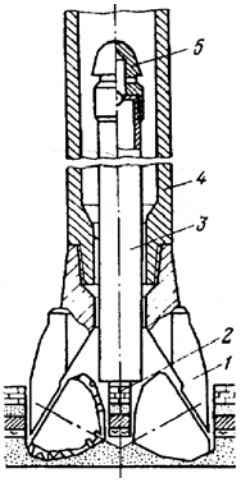


Рисунок 3.17 – Схема колонкового долота

1 – бурильна головка;
2 – керн; 3 – керноприймач;
4 – корпус; 5 – клапан

У процесі буріння розвідувальних, а іноді й експлуатаційних свердловин необхідно відбирати зразки гірської породи. Для цього застосовують колонкове буріння, яке передбачає руйнування порід лише по кільцю з метою отримання керна – циліндричного зразка гірських порід на всій чи на частині довжини свердловини. За допомогою відбору керна вивчають стратиграфічний розріз, літологічні характеристики, властивості, склад і будову гірських порід, а також склад та властивості флюїду, що насичує породу.

Колонкові долота для буріння з відбором керна (снаряди) (рис. 3.17) складаються з:

1) бурильної головки;

2) зовнішнього корпусу;

3) внутрішньої колонкової труби (керноприймача);

4) кернотримача (керновідривача).

Бурильна головка, руйнуючи породу по периферії вибою, залишає в центрі свердловини породу (керн).

Корпус керноприймального пристрою служить для з'єднання бурильної головки з бурильною колоною, розміщення керноприймача та захисту керна від механічних пошкоджень, а також для пропуску промивальної рідини між ним і керноприймачем.

Керноприймач призначений для прийому керна, зберігання його під час буріння та при підйомі на денну поверхню. Для виконання цих функцій у нижній частині керноприймача встановлюють керновідривачі й кернотримачі, а вгорі – клапан, який пропускає промивальну рідину при заповненні керноприймача керном.

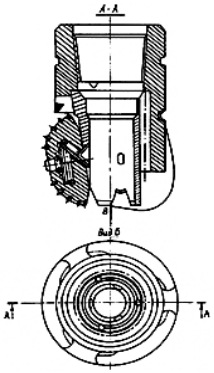


Рисунок 3.18 – Тришарошкова бурильна головка

Колонкові снаряди поділяють на снаряди з незнімним та знімним керноприймачем.

Бурильні головки за конструкцією поділяють на лопатеві, шарошкові, алмазні й твердосплавні.

Найпоширеніші при бурінні з відбором керна шарошкові бурильні головки. Вони можуть мати одну, три, чотири і більше шарошок (рис. 3.18).

Зубці периферійних рядів шарошки калібрують стінку свердловини, а вершини шарошок, укріплені твердосплавними вставками, оббурюють керн.

3.8. Бурильна колона

Бурильна колона складається з ведучої труби, бурильних труб, обважнених бурильних труб, замків, перехідників та з'єднувальних муфт (рис. 3.19). Верхня труба бурильної колони з'єднана з вертлюгом, який за допомогою гака, талевого блока і каната підвішений на кронблок, установлений у верхній частині бурової вишки.

Бурильна колона призначена для передачі обертання долоту (при роторному бурінні) та сприйняття реактивного моменту двигуна при бурінні з вибійними двигунами, створення навантаження на долото, подачі бурового розчину на вибій свердловини для очищення останнього від породи й охолодження долота, підйому зі свердловини зношеного долота і спуску нового тощо.

Ведучі бурильні труби призначені для передачі обертання від ротора до бурильної колони (роторне буріння) та передачі реактивного моменту від бурильної колони ротору (при бурінні вибійним двигуном). Ці труби, як правило, мають квадратний перетин. Під час буріння вони подаються у свердловину через квадратний отвір у затискачах ведучої труби бурового ротора. Верхнім кінцем ведуча бурильна труба приєднується до вертлюга, а нижнім – до бурильної труби, яка має круглий перетин.

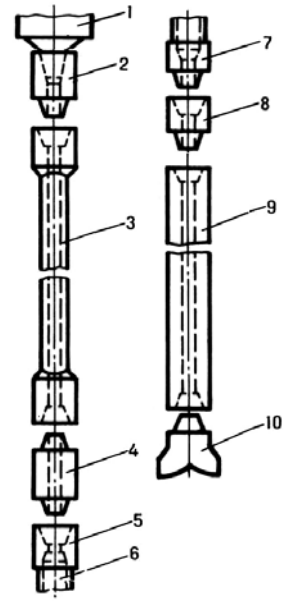


Рисунок 3.19 – Конструкція бурильної колони

1 – вертлюг;
2 – перехідник вертлюга;
3 – ведуча труба;
4 – перехідник ведучої труби; 5 – муфта замка;
6 – бурильна труба;
7 – ніпель замка;
8 – перехідник;
9 – обважнена труба;
10 – долото

Бурильні труби. Відповідно до стандарту виготовляється декілька видів сталевих бурильних труб різних конструкцій, діаметрів, товщин стінки та з різними характеристиками міцності. Крім того, виготовляються легкосплавні бурильні труби і з сплаву Д16Т із сталевими бурильними замками.

Сталеві бурильні труби виготовляються з умовними діаметрами 60, 73, 89, 102, 114, 127 і 140 мм. Товщина стінки труб становить від 7 до 11 мм, а їх довжина 6, 8 та 11,5 м.

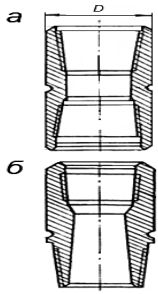


Рисунок 3.20 – Бурильний замок:
а – муфта;
б – ніпель

Поряд зі звичайними використовують *обважнені бурильні труби* (ОБТ). Їх призначенням є створення навантаження на долото та підвищення стійкості нижньої частини бурильної колони.

Бурильні труби з'єднуються між собою за допомогою бурильних замків. Для забезпечення міцності різьбових з'єднань кінці труб роблять потовщеними. За способом виготовлення труби можуть бути з нагвинченими або приварними з'єднувальними кінцями (замками).

Бурильні замки. У бурильній колоні основними з'єднувальними елементами є бурильні замки,

які випускають декількох типів. Замки призначені для з'єднання труб у свічки. Замок складається із замкової муфти (рис. 3.20, *а*) і замкового ніпеля (рис. 3.20, *б*).

Допоміжними елементами бурильної колони є перехідники різного призначення, протектори, центратори, стабілізатори, калібратори, наддолотні амортизатори.

Перехідники служать для з'єднання в бурильній колоні елементів з різьбою різного профілю, з однойменними різьбовими кінцями (різьбою ніпель-ніпель чи муфта-муфта) для приєднання вибійного двигуна і т. п. За призначенням перехідники поділяються на перехідні, муфтові й ніпельні.

Протектори призначені для оберігання бурильних труб і замків від поверхневого зносу, а обсадної колони – від протирання при переміщенні в ній бурильних труб. Як правило, застосовують протектори зі щільною посадкою, що являють собою гумове кільце, надіте на бурильну трубу над замком. Зовнішній діаметр протектора перевищує діаметр замка.

Центратори (рис. 3.21) застосовують для попередження викривлення стовбура при бурінні свердловини. Бічні елементи центратора торкаються стінок свердловини, забезпечуючи співвісність бурильної колони з нею. Розташовуються центратори в колоні бурильних труб у місцях передбачуваного вигину. Наявність центраторів дозволяє застосовувати більш високі осьові навантаження на долото.

Стабілізатори створені для стабілізації зенітного кута. Вигото-

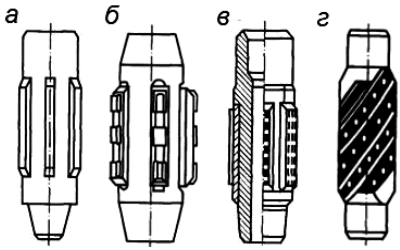


Рисунок 3.21 – Центратори

а, б, в – із планками, розміщеними по твірній корпусу; г – зі спіральними планками

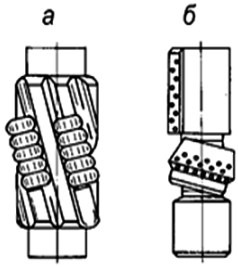


Рисунок 3.22 – Шарошкові калібратори

а – із фрезерованими зубцями на шарошках; б – із твердосплавними вставками в одношарошковому виконанні

вляють їх з поздовжнім розташуванням лопатей, армованих твердим сплавом. Від центраторів вони відрізняються більшою довжиною.

Калібратори призначені для вирівнювання стінки свердловини, вони встановлюються безпосередньо над долотом. Застосовують калібратори шарошкові з фрезерованими зубцями або твердосплавними вставками (рис. 3.22), а також лопатеві.

3.9. Вибійні двигуни

Для буріння нафтових і газових свердловин застосовують гідравлічні та електричні вибійні двигуни.

Гідравлічні вибійні двигуни випускають двох типів:

1) гідродинамічної дії – *турбобури*;

2) гідростатичної дії – *гвинтові двигуни*.

Електричні вибійні двигуни називаються *електробурами*.

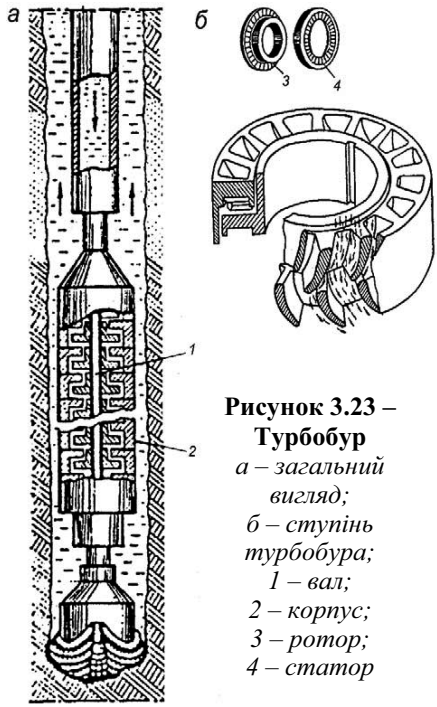


Рисунок 3.23 – Турбобур
а – загальний вигляд;
б – ступінь турбобура;
1 – вал;
2 – корпус;
3 – ротор;
4 – статор

Турбобур – це вибійний гідравлічний двигун, у якого гідравлічна енергія потоку промивальної рідини перетворюється в механічну роботу вихідного вала, до котрого приєднується долото.

Як гідравлічний двигун у турбобурі використовується багатоступінчаста осьова турбіна, кожний ступінь якої складається із статора, жорстко з'єднаного з корпусом турбобура, і ротора, закріпленого на валу турбобура (рис. 3.23).

Потік промивальної рідини, стікаючи з лопаток статора, попадає на лопаті ротора, віддаючи частину своєї енергії на створення обертального моменту. Це відбувається при проходженні рідиною кожного ступеня турбобура. Завдяки великій кількості ступенів, сумарна потужність на валу турбобура буде достатньою для буріння гірської породи.

У практиці буріння використовують такі турбобури: односекційні типу Т12; секційні; шпиндельні; високомоментні (з похилою лінією тиску); колонкові (для буріння з відбором керна); для буріння похилих свердловин; редукторні; реактивно-турбінні бури (РТБ).

Ґвинтовий вибійний двигун – гідравлічний *вибійний двигун* об'ємного типу, робочі органи якого виконані за схемою планетарного механізму, в якому енергія потоку промивальної рідини перетворюється в механічну роботу вихідного вала.

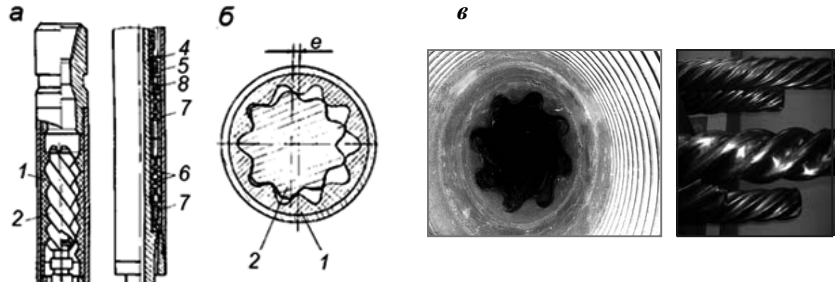


Рисунок 3.24 – Гвинтовий двигун
а – загальний вигляд; б – порожнини, утворені між ротором (гвинтом) і статором; в – фото статора і ротора: 1 – статор; 2 – ротор; 3 – двошарнірний вал; 4 – вал шпинделя; 5 – корпус шпинделя; 6 – багаторядний радіально-упорний підшипник; 7 – радіальна гумометалева опора; 8 – торцевий сальник

Основними елементами гвинтового двигуна (рис. 3.24) є статор і ротор. Статор виготовлений нанесенням спеціальної гуми на внутрішню поверхню сталевого корпусу. Внутрішня поверхня статора має вигляд багатозахідної поверхні. Ротор, розташований усередині статора, виготовляють зі сталі у вигляді багатозахідного гвинта. Кількість гвинтових ліній на роторі на одну менше, ніж у статора. Під тиском промивальної рідини ротор, обкатуючись по внутрішній поверхні статора, здійснює

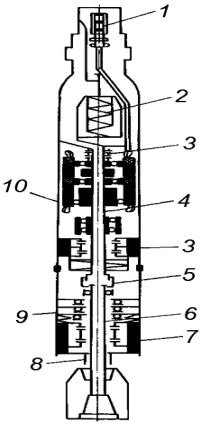


Рисунок 3.25 – Схема електробура з маслозаповненим шпинделем
1– кабель; 2 – лубрикатор; 3 – сальник; 4 – пустотілий вал електродвигуна; 5 – зубчаста муфта; 6 – пустотілий вал шпинделя; 7 – торцевий сальник; 8 – перехідник; 9 – корпус шпинделя; 10 – корпус електродвигуна

планетарний рух, котрий через універсальні шарніри передається валу шпинделя, що обертає породоруйнуючий інструмент.

При роботі електробура обертається вал електродвигуна, на котрому закріплене долото, а його корпус і бурильна колона залишаються нерухомими.

Електродвигун являє собою високовольтну трифазну асинхронну маслонаповнену машину з короткозамкнутим ротором. Він монтується в трубних секціях, з'єднаних одна з одною за допомогою конічної різьби.

3.10. Бурові установки

Нафтові й газові свердловини бурять у різноманітних гірничо-геологічних і кліматичних умовах глибиною від декількох сот до декількох тисяч метрів. Тому існує кілька типів бурових установок, кожна з яких задовольняє вимоги буріння в заданих умовах.

Основним параметром бурових установок є вантажопідйомність, котра визначає конструкції й характеристики бурового та енергетичного обладнання, що входить до її складу.

Існуючим стандартом для глибокого розвідувального й експлуатаційного буріння обертовим способом передбачено випуск бурових установок вантажопідйомністю 800, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500, 3200, 4000, 5000, 6300, 8000, 10000 кН.

Світова промисловість випускає бурові установки для буріння свердловин глибиною від 1250 до 16000 м.

Усі бурові установки мають однотипне, але різне за своїми характеристиками бурове й енергетичне обладнання.

На рис. 3.26 показана бурова установка, яка складається з таких основних вузлів: ротора, лебідки, талевої системи, насосів і вежі.

У комплект бурової установки входить циркуляційна система, що складається із жолобів, приймальних ємностей для промивальної рідини, здвоєного вібросита, гідроциклонів, центрифуги, нагнітальних трубопроводів зі стояком.

Для спуску й підіймання бурильної колони, спуску обсадної колони, подачі долота і ряду допоміжних робіт при згвинчуванні та розгвинчуванні бурильних і обсадних труб слугує талева система, яка складається з лебідки, кронблока, талевого блока, крюка й талевого каната.

Розміщення механізму спуско-підіймальних робіт та автоматичної розстановки свічок бурильної колони здійснюються у вежі А-подібної конструкції.

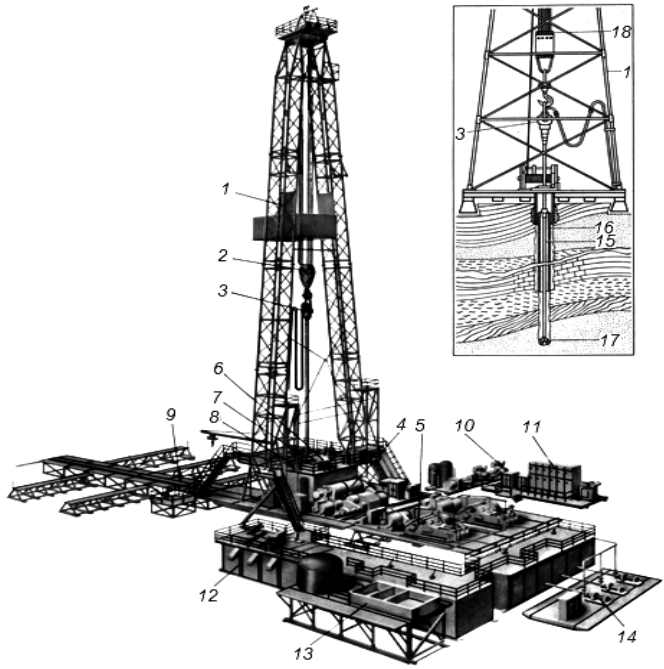


Рисунок 3.26 – Бурова установка

1 – бурова вежа; 2 – талевий блок; 3 – вертлюг; 4 – бурова лебідка; 5 – буровий насос; 6 – допоміжна лебідка; 7 – ротор; 8 – буровий ключ; 9 – приймальні містки; 10 – компресор; 11 – електророзподільчий пристрій; 12 – циркуляційна система; 13 – блок приготування промивальної рідини; 14 – підпірний насос; 15 – бурильна колона; 16 – обсадна колона; 17 – долото; 18 – талева система

Для обертання бурильної колони при роторному бурінні та її періодичного прокручування при бурінні вибійними двигунами, підвішування бурильної колони у процесі спуско-підіймальних операцій та підвішування обсадної колони при її спуску у свердловину слугує ротор.

Промивання свердловини, як правило, здійснюється двома буровими насосами.

Привод лебідки, ротора і насосів в установці здійснюється від потужних електричних або дизельних двигунів.

Верхній привод бурових установок був створений у 80-х роках XX ст.

Система верхнього приводу – це комплекс пристроїв, який обертає бурильну колону, передаючи їй обертовий момент через верхню замкову муфту (рис. 3.27). Система верхнього приводу виконує функції ротора, вертлюга, трубного ключа, розкріплювача різьбових з'єднань, а також деяких елементів комплексу АСП (механізму розставляння свічок).

Верхній привод бурової установки містить багатофункціональні пристрої подачі труб з дистанційним управлінням. Ці системи подачі труб вільно обертаються й оснащені системою автоматичного позиціонування для безпечної, легкої та точної орієнтації. Використовуються на установках наземного і морського буріння.

Система верхнього приводу (СВП) є одним із найважливіших досягнень у галузі технології буріння за останні десятиліття.

Ідею верхнього приводу бурових установок було взято від установок структурно-пошукового буріння, де поширені рухомі обертачі бурового інструменту.





Рисунок 3.27 – Система верхнього приводу

Верхній привод спочатку був розроблений для бурових установок великої вантажопідйомності для буріння на шельфі і вперше був встановлений на буровій установці в 1982 році. Використання приводу показало його значні переваги. Зокрема, перші бурові установки,

обладнані СВП, дали економію часу на спорудження свердловини в цілому на 8%.

У 1992 році верхній привод був уперше використаний на установках для буріння на суші. Відтоді СВП почали все ширше застосовуватись і в установках для буріння на суші. Головною перевагою СВП є значне скорочення витрат часу на буріння свердловини.

Статистика впровадження верхнього приводу ілюструє високу ефективність буріння свердловин при його застосуванні. Так, два перших комплекти верхнього приводу були застосовані на морських бурових установках в Об'єднаних Арабських Еміратах біля узбережжя Абу-Дабі у 1982 році. За перші три роки (1982 – 1984) виробникам було замовлено 62 комплекти верхнього приводу, за наступні три роки (1985 – 1987) чисельність їх парку подвоїлася і досягла 121, на кінець 1987 року в експлуатації перебувало 175 комплектів і укладено контракти з п'ятьма виробниками на постачання ще 200 комплектів незважаючи на те, що на той час в нафтогазовій промисловості мала місце несприятлива фінансова ситуація, а вартість комплекту верхнього проводу знаходилася в межах 0,75 – 1,5 млн. $ США.

Першим виробником цього обладнання була компанія «Varco». Перелік виробників верхніх приводів постійно повнюється. З 2000 року їх виробництво освоєно в Росії в АТ "Уралмаш". Станом на 2015 рік експлуатується верхній привод шостого покоління типу МН DDM 1000АС.

Стандартні верхні приводи змінного струму поставляються в комплекті із системою орієнтування свердловинного інструменту для контролю напрямку вибійного двигуна.

Бурова вежа – конструкція, яка встановлюється над гирлом свердловини для здійснення спуско-піднімальних операцій при бурінні, кріпленні, освоєнні й випробуванні продуктивних пластів у свердловині. Бурові вежі обладнують маршовими сходами, майданчиком для обслуговування кронблока і платформою верхового робітника, що призначена для встановлення бурильних свічок та забезпечує безпечну роботу під час спуско-підіймальних операцій.

Розрізняють баштові й щоглові бурові вежі (рис. 3.28). Серед щоглових веж найбільше поширення одержали секційні А-подібні бурові вежі, які складаються з двох опор, що утримуються у вертикальному положенні за допомогою спеціальних трубних підкосів або портальної споруди і канатних відтяжок.

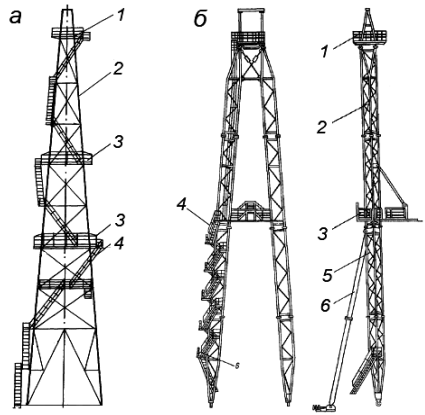


Рисунок 3.28 – Бурові вежі

а – баштова;
б – щоглова (А-подібна);
1 – підкронблочний майданчик;
2– зварна секція;
3 – балкони робочого;
4 – маршеві сходи;
5 – нога вежі;
6 – підкоси

Бурові баштові вежі, переважно, застосовують при бурінні на морі та в надглибокому бурінні (глибиною 8 – 10 тисяч м і більше). Передня грань вежі відкрита, що забезпечує доставляння й викидання на приймальні містки бурових і обсадних труб. Баштові бурові вежі транспортують у розібраному вигляді (разом з основою бурової) або перетягують разом з осново в змонтованому вертикальному стані, А-подібні вежі перевозять у складеному вигляді.

Бурові лебідки призначені для виконання спуско-підіймальних операцій, подавання бурового інструменту на вибій та інших допоміжних робіт. Бурова лебідка забезпечує спуск і підняття колони бурильних труб, подачу долота на вибій свердловини, спуск обсадних труб, передачу потужності на ротор, підняття й опускання бурової вежі.

Бурова лебідка (рис. 3.29) складається з *підіймальної* (вал з барабаном, стрічкове гальмо, допоміжне гальмо, трансмісія ротора) і

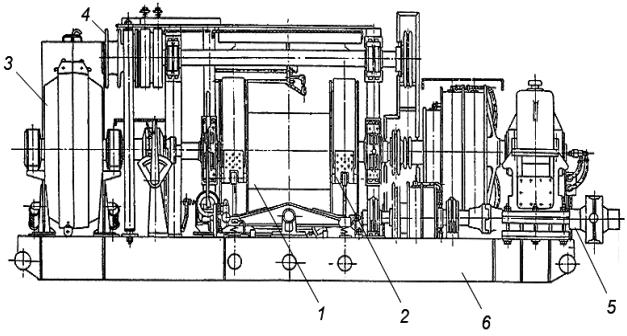


Рисунок 3.29 – Бурова лебідка

1 – барабан лебідки;
2 – стрічкове гальмо;
3 – допоміжне гальмо;
4 – фрикційна котушка;
5 – приводний вал трансмісії;
6 – основа (рама) лебідки

трансмісійної (ланцюгова коробка передач, проміжний вал, регулятор подавання долота) частин.

Бурові лебідки розрізняються за потужністю, а також за кінематичними та конструктивними ознаками.

Потужність бурових лебідок регламентується стандартом і, залежно від глибин буріння, знаходиться в межах 200 – 2950 кВт.

За кількістю швидкостей підйому розрізняють дво-, три-, чотири-, шести-, восьми- та десятишвидкісні бурові лебідки.

За кількістю валів розрізняють одно-, дво- та тривальні бурові лебідки. Для допоміжних робіт дво- і тривальні бурові лебідки забезпечуються фрикційною котушкою. При використанні одновальної лебідки для цього застосовують додаткову допоміжну лебідку.

Кронблок є нерухомою частиною талевої системи. На його осі посажені шківи, які обертаються на нерухомих осях на роликових підшипниках. Кронблок установлюють на наголовнику бурових вишок. Конструкції кронблоків залежать від типу вишок, що використовуються, і різняться числом шківів, вантажопідйомністю та конструктивною схемою.

На рис. 3.30 наведена типова конструкція кронблока із співвісним розміщенням шківів. На зварній рамі *1* у рознімних опорах *2* і *5* на двох осях *4* та *7* установлені дві секції шківів. Рама зварена з поздовжніх і поперечних балок, виготовлених із прокату високої якості. Осі в опорах закріплені від прокручування дюбелями *6*. Підвісний блок *3* використовується для допоміжних робіт.

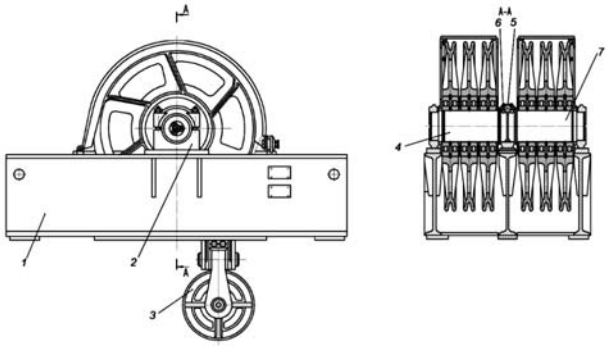


Рисунок 3.30 – Кронблок

1 – рама; 2, 5 – опори; 3 – підвісний блок;
4, 7 – вали секцій шківів; 6 – дюбель

Талевий блок – це рухома частина талевої системи при спуско-підіймальних операціях. Талевий блок складається з двох з'єднаних між собою зварних щок. У щоках нерухомо закріплена вісь, на якій на роликових підшипниках установлені канатні шківи (рис. 3.31).

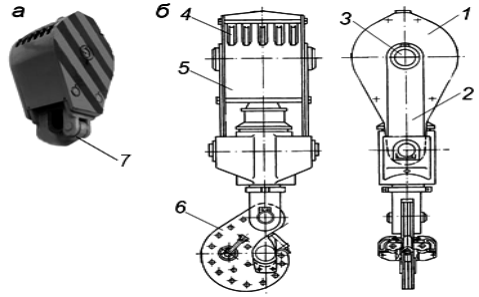


Рисунок 3.31 – Талевий блок і гакоблок

а – односекційний талевий блок; б – гакоблок;
1 – щока; 2 – накладка; 3 – вісь; 4 – шків; 5 – запобіжний кожух;
6 – гак; 7 – серга

У талевому блоці кількість шківів на одиницю менша, ніж у парному з ним кронблоці. На відміну від кронблока, талевий блок не сприймає навантажень від натягу ходової (закріпленої на барабані лебідки) і нерухомої (прикріпленої до основи вежі) струни каната, тому вантажопідйомність його дещо менша, ніж кронблока.

Талеві блоки всіх типорозмірів конструктивно відрізняються один від одного лише кількістю канатних шківів.

Гак за допомогою серги і штропа з'єднується з талевим блоком. Він призначений для підвішування бурильних труб за допомогою елеватора у поцесі спуско-підіймальних операцій, підвішування бурильних колон за допомогою вертлюга при бурінні свердловини, підвішування обсадних колон під час їх спуску.

Вертлюг призначений для підведення промивальної рідини під тиском в бурильну колону, що обертається. Корпус *2* вертлюга підвішується на буровому гаку (або гакоблоці) за допомогою штропа *4* (рис. 3.32). У центрі корпусу проходить напірна труба *5*, що переходить у стовбур *7*, з'єднаний з бурильними трубами. Саме до напірної труби приєднується напірний рукав для подачі промивальної рідини у свердловину. Напірна труба і стовбур жорстко не зв'язані, а останній установлений у корпусі *2* на підшипниках *1*, чим забезпечується нерухоме положення штропа, корпусу та напірної труби при обертанні

бурильних труб разом зі стовбуром. Для герметизації зазорів між нерухомою та рухомою частинами вертлюга слугують сальники *3*.

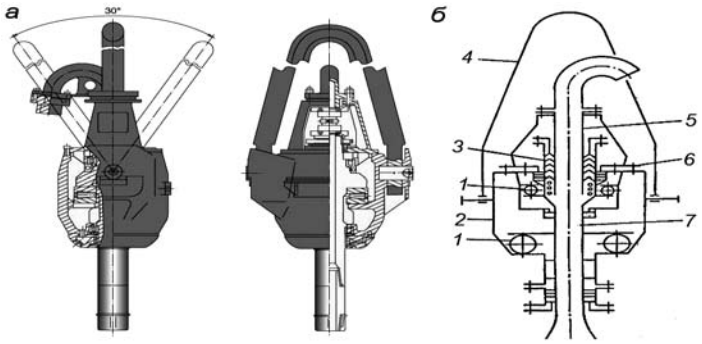


Рисунок 3.32 – Вертлюг

а – вертлюг; б – кінематична схема вертлюга;
1 – підшипники; 2 – корпус; 3 – сальники;
4 – штроп; 5 – напірна труба; 6 – кришка корпусу; 7 – стовбур

Під час спуско-підіймальних операцій вертлюг з ведучою трубою і гнучким шлангом відводиться в шурф та від'єднується від талевого блока. При бурінні вибійними двигунами вертлюг використовується для періодичного провертання бурильної колони з метою запобігання прихватам.

Вертлюги, які застосовуються в бурінні експлуатаційних і глибоких розвідувальних свердловин, мають спільну конструктивну схему й різняться в основному допустимим осьовим навантаженням.

Ротори бурових установок призначені для обертання вертикально підвішеної бурильної колони з частотою 30 – 300 об/хв при роторному бурінні та сприйняття реактивного крутного моменту при бурінні вибійними двигунами. Вони слугують і для утримання маси колон бурильних або обсадних труб, що встановлюються на столі ротора на клинах або на елеваторі. Ротори також використовуються для відгвинчування та згвинчування труб у процесі спуско-підіймальних, ловильних і аварійних робіт. Ротор являє собою конічний зубчастий редуктор, ведене конічне колесо якого насаджено на втулку, з'єднану зі столом. Вертикальна вісь стола ротора розташована по осі свердловини.

На рис. 3.33 показана принципова схема ротора з консольним розміщенням конічного колеса, змонтованого на радіально-упорних шарикопідшипниках у верхній частині втулки ротора.

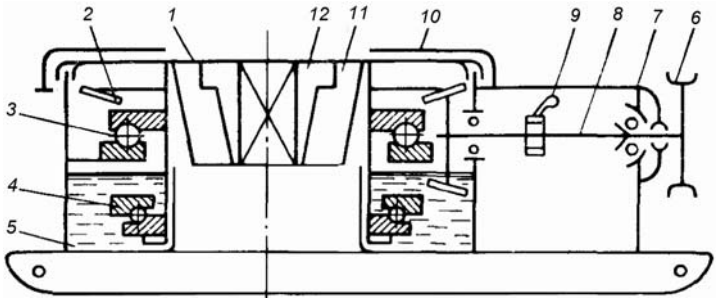


Рисунок 3.33 – Схема ротора

1 – стіл; 2 – зубчасте конічне колесо; 3 – головна опора; 4 – допоміжна опора; 5 – станина; 6 – ланцюгове колесо; 7 – підшипник радіально-упорний; 8 – ведучий вал; 9 – стопорний пристрій; 10 – кожух; 11 – вкладки; 12 – затискачі ведучої труби

Ротор складається зі станини *5*, у внутрішній порожнині котрої встановлено на підшипнику стіл *1* з укріпленим зубчастим конічним колесом *2*, вала з ланцюговим колесом з одного боку і конічною шестернею з іншого, кожуха із зовнішньою ріфельною поверхнею *10*, вкладок *11* та затискачів ведучої труби *12*. Під час роботи обертальний рух від лебідки за допомогою ланцюгової передачі передається валу *8* і перетворюється в обертальний вертикальний рух ведучої труби, затиснутої в роторному столі затискачами.

Бурові насоси призначені для нагнітання у свердловину промивальної рідини з метою очищення вибою і стовбура від вибуреної породи та винесення її зі свердловини, охолодження і змащення долота, створення гідромоніторного ефекту при бурінні струминними долотами, приведення в дію вибійних гідравлічних двигунів.

Найбільш поширені двопоршневі насоси двосторонньої дії, на зміну яким останнім часом приходять трипоршневі насоси односторонньої дії.

Усі поршневі насоси мають приводну і гідравлічну частини (рис. 3.34). Приводна частина складається з шківа, трансмісійного вала, пари зубчастих коліс, корінного вала з кривошипами чи ексцентриками, двох шатунів і двох крейцкопфів.

Подача насоса змінюється за допомогою змінних циліндрових втулок або зміною числа ходів насоса. Пульсації тиску, викликані нерівномірною швидкістю поршнів, знижуються до практично прийнятного рівня за допомогою пневматичних компенсаторів.

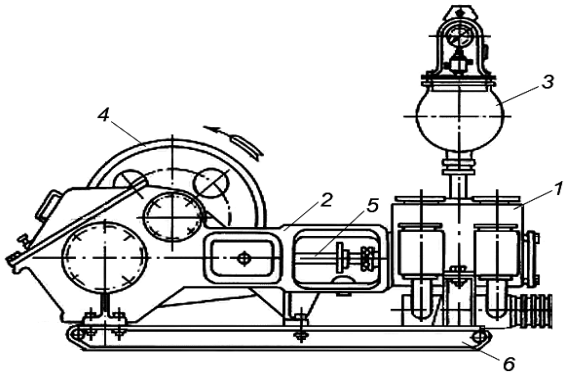


Рисунок 3.34 – Буровий насос

1 – гідравлічний блок; 2 – станина; 3 – пневмокомпенсатор; 4 – шестірня трансмісійного вала; 5 – шток; 6 – рама

У бурових насосних агрегатах використовуються переважно електродвигуни і дизелі, обертання яких передається трансмісійному валу насоса клинопасовою чи ланцюговою передачею.

Контрольні питання

1. *У якому році в Україні почали освоювати обертове буріння з використанням бурових глинистих рідин?*
2. *У якому році в Україні вперше застосовували бурові алмазні долота діаметром 188 мм?*
3. *У якому році в Україні вперше застосували буріння з продуванням вибою повітрям?*
4. *У якому році в Україні було введено в експлуатацію першу глибоку видобувну свердловину (глибиною 5218 м)?*
5. *У яких галузях і з якою метою застосовують буріння свердловин?*
6. *Що називається свердловиною?*
7. *Що називають гирлом свердловини?*
8. *Що називають вибоєм свердловини?*
9. *Що називають стінкою свердловини?*
10. *Які бувають свердловини за глибиною?*

11. *Які бувають свердловини за положенням осі стовбура свердловини?*
12. *На які категорії поділяють свердловини, що буряться з метою геологічного дослідження району, пошуків, розвідки й розроблення нафтових і газових родовищ?*
13. *Які існують способи механічного буріння свердловин?*
14. *З яких основних етапів складається повний цикл робіт по проходці свердловин обертальним способом?*
15. *Які параметри відносяться до режимних параметрі обертового буріння?*
16. *Які бувають різновиди режимів буріння?*
17. *З якою метою здійснюється промивання свердловин?*
18. *З яких матеріалів, як правило, складається бурова промивальна рідина?*
19. *Що розуміють під конструкцією свердловини?*
20. *Яка обсадна колона в конструкції свердловини називається "направленням"?*
21. *Яка обсадна колона в конструкції свердловини називається "кондуктором"?*
22. *Яка обсадна колона в конструкції свердловини називається "проміжною колоною"?*
23. *Яка обсадна колона в конструкції свердловини називається "експлуатаційною колоною"?*
24. *Яка частина експлуатаційної колони називається фільтром?*
25. *Яка мета цементування свердловин?*
26. *Яке обладнання застосовується при цементуванні свердловин?*
27. *За допомогою якого обладнання здійснюють вторинне розкриття продуктивних горизонтів?*
28. *Як класифікуються бурові долота за характером руйнування породи?*
29. *Як класифікуються бурові долота за призначенням?*
30. *Як класифікуються бурові долота за конструктивним виконанням?*

31. Як поділяються бурові долота за розміщенням і конструкцією промивальних каналів?

32. З яких елементів складається бурильна колона?

33. Для чого призначені обважнені бурильні труби?

34. Назвати допоміжні елементи, що входять до бурильної колони.

35. Які вибійні двигуни застосовуються при бурінні свердловин?

36. Який вибійний двигун називається турбобуром?

37. Який вибійний двигун називається гвинтовим вибійним двигуном?

38. Який вибійний двигун називається електробуром?

39. Назвати основний параметр бурових установок.

40. Які бувають бурові вежі за конструкцією?

41. Які двигуни застосовуються в бурових установках для приводу лебідки, ротора і бурових насосів?

42. Яке призначення бурових лебідок?

43. Яке призначення бурових вертлюгів?

44. Яке призначення роторів бурових установок?

45. Яке призначення бурових насосів?

РОЗДІЛ 4. РОЗРОБКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

4.1. Розвиток технології та технічних засобів видобування нафти і газу

Відомості про початок використання нафти та інших вуглеводів в побуті не збереглись, але безперечно, що це мало місце ще в стародавні часи. На перших порах нафту використовували як лікувальний засіб. Нафту й природний бітум використовували також як будівельний матеріал. В Карпатах місцеве населення використовувало нафту для лікування ревматизму і шкіряних хвороб, дублення шкіри, виготовлення колісних мастил, освітлення та як зброю.

В США нефонтануючі свердловини з 1865 року експлуатувалися глибинними насосами. Подібні насоси були поширені у Німеччині. Поршень насоса приводився в рух штангою, з'єднаною з тим же балансиром, який використовувався для проводки свердловини ударним бурінням. Цікаво те, що сучасні верстати-качалки конструктивно відбулися від ранніх бурових верстатів ударної дії. На деяких свердловинах ставили металевий балансир, призначений спеціально для насоса. Приводом у більшості випадків служив двигун внутрішнього згоряння, що працював на газі, який видобувається із свердловини попутно з нафтою.

В Росії спочатку нафту з колодязів піднімали бурдюками зшитими з шкір тварин і металевими або дерев'яними циліндричними посудинами в яких дно відкидається на шарнірі. Свердловини, пробурені на нафтових промислах, у більшості випадків фонтанували. Якщо фонтан виснажувався або свердловина взагалі не давала фонтану, то нафту вичерпували жолонкою з вузькими поперечним розмірами, пристосовану до свердловини. Такий спосіб підйому нафти – тартання, що дістався у спадок від її кустарного колодязного видобутку, був важким, дорогим і малоефективним.

У 1865 році бакинський інженер Іваницький створив глибинний насос для викачування нафти. Принцип його дії був відомий на Кавказі. Але тільки в 1874 році насос застосували на нафтопромислі в Грузії, а у 1876 році – на промислі Вермишева в Баку. Широкого поширення в Росії він не отримав і пізніше. До революції на нафтових промислах Росії свердловини за рідкісним винятком тартались желонками. Власники промислів, не бажали вкладати кошти на технічне

оснащення робіт з видобутку нафти. Виступаючи проти насосів в Баку, вони посилалися на те, що насоси коштують дуже дорого, а лагодження їх скрутне внаслідок відсутності механічних пристосувань. Вдосконалення видобутку нафти в дореволюційній Росії йшло шляхом заміни ручного або кінного приводу желонки паровим, а потім двигуном внутрішнього згорання. Іноді застосовували електродвигун, який отримував енергію з електростанції, розташованої як правило, за межами промислу.

Російський інженер Шухов В.Р. запропонував використовувати стиснене повітря для підйому нафти із свердловини – ерліфт. У 1886 році Д. І. Менделєєв наполегливо домагався впровадження пропозиції Шухова, але лише у 1897 році в Баку було випробувано компресорний видобуток нафти.

Незважаючи на величезні переваги, ерліфт не отримав широкого розповсюдження при видобутку нафти. Навіть найбільш передова в технічному відношенні фірма «Нобель» в 1911 році налічувала на промислах всього 15 малопотужних компресорів, що приводились в дію паровими машинами.

У 1914 році в Росії Тихвинський М.М. запропонував газліфт – замкнутий цикл експлуатації свердловин зі стисненим газом. Газліфт, як і ерліфт, не отримав на той час застосування ні на вітчизняних, ні на зарубіжних промислах.

У деяких країнах практикували так зване «поршневе тартання». В основу цього способу видобутку покладено явище підйому із свердловини нафти при зворотному русі поршня, який створює під собою розрідження.

На промислах Румунії до 1909 року свердловини експлуатували головним чином желонками, пізніше тут стали використовувати поршнювання. До 1918 року в країні способом поршнювання видобувалося 50% нафти.

Таким чином, на початку XX ст. в техніці видобутку нафти було вже закладено і значно розвинуто принципи, що застосовуються і в наш час. У видобутку були розроблені і випробувані глибиннонасосна та компресорна експлуатація свердловин, газліфт і ерліфт. Все це дозволило різко збільшити світовий видобуток нафти. Якщо в 1870 році він становив 0,7 млн. т, то до 1913 році досяг 52,3 млн. т.

За перше десятиріччя XX ст. видобуток нафти в основних нафтовидобувних країнах зріс: у США з 9,1 млн. т до 28,1 млн. т, у Авст-

ро-Угорщині з 0,5 млн. т до 1,8 млн. т, в Румунії з 0,2 млн. т до 1,4 млн. т.

З метою визначення основних параметрів нафтогазоводоносних пластів і свердловин для складання проектів та контролю за розробкою родовищ у свердловинах проводяться різного роду дослідження.

Перші відомості про дослідження газових свердловин з'явилися в літературі в 20-х роках XX ст. У 1925 році була опублікована праця, в якій Баннет і Пірс описали запропонований ними метод дослідження газової свердловини. У процесі дослідження свердловини при її фонтануванні в атмосферу встановлювали залежності витрати газу від тиску на її гирлі і на вибої. Цей метод приводив до суттєвих втрат газу і не відповідав правилам техніки безпеки та охорони навколишнього середовища.

У 1929 році дослідники Пірс і Роулінс описали метод протитиску. Після удосконалення цього методу Гірське Бюро США прийняло його в якості офіційного методу дослідження газових свердловин У 1935 році Роулінс і Шелхардт опублікували результати фундаментальних досліджень великої кількості газових свердловин. Вони запропонували одночленну ступеневу формулу припливу газу до вибою свердловини $Q = C\left(P_K^2 - P_a^2\right)^n$, графічний метод визначення «постійних» рівняння C і n, а також метод знаходження абсолютно вільного дебіту свердловини.

Метод Роулінса і Шелхардта отримав повсюдне розповсюдження і використовується до теперішнього часу.

У XX ст. в Росії (на той час СРСР) розвивалась теоретична база дослідження свердловин. У 1948 році В. А. Євдокимова розробила теорію визначення геолого-фізичних параметрів пористого середовища (k і m) за даними спеціальних досліджень газових свердловин при несталих режимах. Вона довела залежність показника ступеня дужки n від Re, а також залежність коефіцієнта C від часу досліджень: $n = n(Re)$.

У 1950 році І. А. Чарний і в 1951 році Е. М. Мінський ввели в практику обробки результатів досліджень газових свердловин в СРСР двохчленну формулу залежності градієнта тиску від швидкості фільтрації, аналогічну за формою опублікованій раніше формулі Форхгеймера: $\frac{d\rho}{dR} = \frac{\mu}{k}V + \beta^* \rho V^2$.

Мінський Е.М. на основі обробки експериментальних даних Фенчера, Льюїса і Бернса запропонував структуру і чисельне значення коефіцієнта β^*, наближені значення яких довгий час не дозволяли використовувати коефіцієнт фільтраційного опору B для визначення параметрів пористого середовища.

Параметри пористого середовища визначали за коефіцієнтом A у формулі стаціонарного припливу газу до вибою свердловини $P_{\text{Ê}}^2 - Ð_{\text{Ç}}^2 = \text{À}Q + BQ^2$.

Ширковський А.І. в результаті обробки даних експериментальних досліджень отримав залежність β^* (в 1/м) від відношення k/m, пропорційного «середнього» радіусу порових каналів: $\beta^* = 63 * 10^6 / (k/\text{m})^{3/2}$.

Ця залежність дозволяє визначати за даними досліджень свердловин багато важливих параметрів пористого середовища, використовуючи коефіцієнти фільтраційного опору A і B: коефіцієнти абсолютної проникності k_0 і відкритої пористості m_0, об'єм зв'язаної води $S_в$, початкову газонасиченість $\alpha_н$, коефіцієнти звивистості ξ і форми λ, питому поверхню F, оскільки обсяг зв'язаної води, структурний коефіцієнт в формулі питомої поверхні, питома поверхня пористого середовища також залежать від відношення k/m.

Вперше метод дослідження газових свердловин, названий шумометрією для виділення працюючих інтервалів пласта застосовували в СРСР в 1967 році.

Україна. Про наявність нафти і газу в Карпатах відомо здавна. Першу письмову згадку про нафту на Прикарпатті знайдено у хроніках Яна Длугоша (1445 – 1480 рр.) – історика, дипломата, архієпископа Львова. Нафта, або «скельна олія», проявлялась у вигляді значних виходів уздовж північного борту Карпат в ущелинах скель, на берегах річок, плаваючи на їх поверхні.

У 1865 році в Бориславі й на Волянці, на обох берегах Тисменици, на площі близько десяти гектарів було понад 5000 колодязів, з яких добували ропу (нафту), і їх кількість постійно зростала. Глибина цих гірничих виробок сягала 35 – 40 м і більше. На початку експлуатації вони давали в середньому по 100 – 150, а в окремих виробках – до 1600 кг ропи на добу. Коли притік нафти припинявся, гірничі виробки поглиблювали.

У 1867 році для видобутку нафти з колодязів і свердловин почали застосовувати помпування. Перші насоси приводили у рух вручну,



Рисунок 4.1 – Резервуар для нафти, с. Ріпне на Прикарпатті

пізніше використовували парові машини, газові двигуни, двигуни внутрішнього згоряння та електричні двигуни. Базова конструкція і принцип дії насосів, які тоді використовувались, мало чим відрізняються від сучасних.

У 1900 році для видобутку нафти розпочали використовувати газліфтний спосіб. На Прикарпатті у Східниці перші спроби видобування газліфтним способом здійснив В. Вольский. За допомогою цього методу видобували нафту і в Биткові, де В. Лозинський розробив технологію, для використання газу з газового пласта.

У 1904 році для видобутку нафти було запроваджено метод свабування (поршнювання). Поступово старий желонковий спосіб видобування нафти був майже витіснений методом свабування, який набув найбільшого поширення в Бориславському районі. Цей метод для видобутку нафти на території Прикарпаття застосовувався до 1930-х років.

У 1907 році в районі Борислава запровадили механізований видобуток нафти способом тлокування (поршнювання, свабування), що дало можливість значно збільшити видобуток продукції.

У 1920 році розпочалось широке впровадження методу торпедування для інтенсифікації припливу нафти. У 1922 – 1927 роках в районі Борислава було виконано 57 спроб торпедування з яких 23 були успішними.

У 1923 році на 52-х видобувних свердловинах Східницького родовища Прикарпаття був застосований вакуум-процес, внаслідок чого видобуток нафти збільшився з 2480 до 3750 т на рік.



Рисунок 4.2 – Нафтові копанки в с. Ріпне, початок XX століття

У 1924 році на Прикарпатті застосували американську насосну установку балансирного верстата-гойдалки зрівноваженого контрвантажами, що дозволило піднімати парафінисту нафту з глибоких свердловин.

У 1931 році 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%.

Перед Другою світовою війною на переважній більшості промислів Прикарпаття видобуток нафти здійснювався шляхом тартання і свабування. У 1939 році на Бориславських промислах із загальної кількості діючих нафтових свердловин 525 експлуатували цими способами і лише 100 – насосним способом.



Рисунок 4.3 – Верстат-гойдалка (ківак), містечко Східниця

У 1954 році в Бориславі впроваджено нову технологію інтенсифікації припливу нафти – гідравлічний розрив пласта.

З 1966 року було застосовано нові методи заводнення, циклічного витиснення водою нафти з продуктивних пластів.

У 1980 році запроваджена і поступово розповсюдилась по всьому Прикарпаттю технологія видобування нафти за допомогою насосних кіратів. Кірати дали змогу качати нафту від одного силового пристрою одночасно з декількох свердловин, які інколи були розташовані від приводу на відстані від кількох десятків до кількох сотень метрів. Для передачі насосам руху застосовували систему незалежних коліс і трансмісій.



Рисунок 4.4 – Філіальне колесо – основний передавальний механізм групового приводу насосних установок свердловин, містечко Східниця

4.2. Пластова енергія та сили, що діють у покладах

Відоме явище природного фонтанування артезіанських водяних свердловин. Також відомо, що у звичайних водяних колодязях, незважаючи на відбір, рівень води тримається майже на постійній позначці. У названих прикладах паралельно з відбором води відбувається безперервний її приплив до свердловини або колодязя. При цьому підґрунтова вода рухається до свердловин чи криниць під дією перепаду тиску у водяному пласті й на вибої свердловини або

Подібний механізм проявляється в нафтових та газових покладах і родовищах.

Кожний нафтовий та газовий поклад має той чи інший запас природної пластової енергії, під дією якої рідина і газ рухаються в пласті до вибоїв експлуатаційних свердловин.

Джерелами пластової енергії є напір пластових вод, енергія стисненого газу вільного або розчиненого в нафті, що виділяється з неї при зниженні тиску, пружність пластових рідин і гірських порід, у яких знаходяться ці рідини, сила тяжіння пластової рідини.

При відкритті пласта свердловинами й створенні на вибій тиску, меншого за пластовий, пластова енергія буде витрачатися на переміщення нафти чи газу з навколишньої породи у свердловини, а також на подолання опорів, що виникають при цьому переміщенні.

Силами, які протидіють руху нафти й газу в пласті, є сили внутрішнього тертя рідин і газів й тертя об породу, а також капілярні сили. Сили тертя – результат прояву в'язкості рідин і газів. Нафта та газ можуть рухатись у пласті внаслідок проявлення як одного, так і декількох видів пластової енергії одночасно.

Наявність тих чи інших видів пластової енергії та характер їх проявлення в процесі розроблення нафтового покладу визначають так званий *режим дренування покладу*. Прийнято давати назви режиму за переважанням у цей період часу головної рушійної сили.

4.3. Режими роботи нафтових покладів

Залежно від джерела пластової енергії, що обумовлює переміщення нафти до свердловин, розрізняють шість режимів роботи покладів: ***водонапірний, пружний, розчиненого газу, газонапірний, гравітаційний і мішані режими***. Такий поділ на режими «у чистому вигляді» дуже умовний. Під час розроблення родовищ в основному

спостерігаються мішані режими. Але виділення окремих режимів дає змогу описати тенденції в зміні умов, за яких працює свердловина.

На рис. 4.5 зображена схема нафтового покладу з напором крайової води.

Водна частина покладу сполучається з денною поверхнею за межами нафтового родовища. При цьому поверхнева вода може вільно надходити в поклад.

Якщо в нафтовій частині покладу пробурити свердловину, то за законом сполучених посудин рівень рідини в ній намагатиметься піднятися на таку висоту, щоб напір крайової води, що відповідає висоті *H*, врівноважувався напором рідини у свердловині.

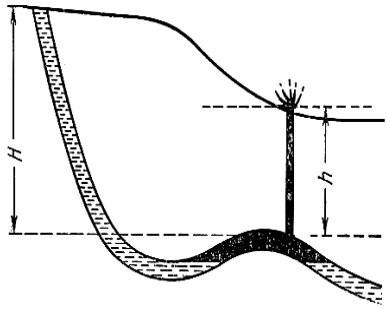


Рисунок 4.5 – Нафтовий поклад з напором крайової води

На зображеній схемі рис. 4.5 тиск крайової води *H* більший ніж висота стовпа нафти у свердловині, тому нафта буде виливатися зі свердловини на поверхню, тобто свердловина *фонтануватиме*.

У міру відбору нафти зі свердловини звільнений поровий простір у покладі буде заповнюватися крайовою водою і водонафтовий контакт (межа нафти з водою) буде безперервно пересуватися у напрямку до свердловини. Якщо кількість води, що надходить у пласт з поверхні, буде дорівнювати кількості нафти, яка видобувається зі свердловини, продуктивність свердловини і тиск у пласті залишатимуться постійними в процесі експлуатації. Якщо ж нафти з пласта буде вилучатися більше, ніж надходити в нього рідини, то тиск у пласті й продуктивність свердловини будуть поступово знижуватися.

Подібне явище відбуватиметься і тоді, коли нафтовий поклад не має сполучення з денною поверхнею, а отже, не отримує поповнення енергії ззовні.

Описана схема роботи нафтового пласта характеризує собою *водонапірний режим дренування*. При цьому режимі експлуатація покладу закінчиться, коли наступаюча контурна вода підійде до свердловин і замість нафти з пласта почне вилучатися вода.

Проте повного витіснення нафти водою, яка її заміщує, не відбувається. Нафта та витісняюча її вода в пористому пласті рухаються одночасно. Але вода має меншу в'язкість, і в процесі заміщення вона буде випереджати нафту. З часом кількість води в загальному обсязі

видобутої пластової рідини постійно збільшуватиметься. При цьому нафта вже не витісняється з пор, а скоріше захоплюється струменем води.

Чим більша в'язкість нафти, тим на більшу відстань від початкового водонафтового контакту може поширюватися процес паралельного руху води і нафти з поступовим зростанням умісту води в потоці. І навіть коли зі свердловини почне вилучатися чиста вода, в порах породи залишиться певна кількість невитягуваної нафти.

Водонапірний режим найбільш ефективний. При цьому режимі видобувається 50 – 80% загальної кількості нафти, яка знаходиться в надрах до початку експлуатації покладу.

Показником ефективності розробки покладу слугує *коефіцієнт нафтовіддачі* – відношення витягнутої з покладу кількості нафти до загальних запасах її у пласті. Коефіцієнт нафтовіддачі для пластів при водонапірному режимі може дорівнювати 0,5 – 0,8.

Умови, що сприяють режиму витіснення нафти водою, такі:

1) добре сполучення між нафтовою і водяною частинами покладу;

2) хороша проникність та однорідність будови покладу;

3) невелика в'язкість нафти;

4) відповідність темпів відбору нафти, води і газу зі свердловини інтенсивності просування води в нафтовий поклад.

За цих умов можна досягти найбільш рівномірного просування водо-нафтового контакту в усіх напрямках, причому ефект витіснення нафти водою буде максимальним.

Зміна складу порід, їх проникності та пористості в покладі обумовлює нерівномірне просування водо-нафтового контакту, що негативно відбивається на розробці покладу. Наприклад, при наявності в пласті зон різної проникності більш інтенсивний рух рідини буде відбуватися в тих напрямках, де менший опір, тобто де більша проникність. У результаті контур води буде просуватися нерівномірно, що призводить до утворення так званих язиків обводнення.

Наявність язиків води значною мірою ускладнює планомірну експлуатацію покладу. Поклад нафти передчасно обводняється; окремі зустрічні язики води можуть з'єднатися один з іншим і розділити поклад на ізольовані ділянки. У пласті можуть залишитися великі кількості невитягнутої нафти.

При пологому падінні складки та при значній її потужності в міру просування контуру води вгору по підняттю поверхня водонафтового контакту збільшується, і з часом вся підошовна частина покладу

може бути зайнята водою. Інтенсивний відбір нафти зі свердловини в таких умовах сприяє посиленому підйому та прориву води до вибоїв свердловин знизу. У результаті у свердловини разом з нафтою починає надходити все більше води, в привибійній зоні утворюються так звані *конуси обводнення,* і свердловини зрештою можуть перейти на підняття чистої води.

Часто у зв'язку з малою проникністю порід, що складають поклад, або недостатнім поповненням покладу поверхневою водою в нафтову частину проникає менше води, ніж обсяг видобутих із свердловин нафти, води і газу. У результаті водонафтовий контакт просувається дуже повільно, пластові тиски в процесі експлуатації швидко падають, у нафтовій частині починається посилене виділення газу з нафти, що призводить до погіршення нормальної експлуатації покладу і зниження коефіцієнта нафтовіддачі.

При цьому для збереження в покладі активного режиму витіснення (водонапірного режиму) необхідно застосовувати штучні заходи з підтримання пластового тиску – закачування води з поверхні в законтурну частину покладу.

При великих розмірах системи, яка живить нафтовий поклад водою, навіть якщо ця система не сполучена з поверхнею землі, в початковий період експлуатації пластова енергія проявляється у вигляді пружного розширення пластової рідини й породи. Об'єм води при зниженні тиску на 0,1 МПа збільшується на величину від 1/2000 до 1/25000 початкового об'єму.

Об'єм нафти при зниженні тиску на 0,1 МПа збільшується на величину від 1/700 до 1/14000 початкового об'єму залежно від газонасичення, а об'єм породи при зміні тиску на 0,1 МПа змінюється від 1/100000 до 1/50000 своєї величини.

При зниженні тиску в покладі вода і нафта розширюються в об'ємі, а порові канали звужуються, вода в пласті займає місце нафти, що витісняється у свердловини.

Незважаючи на те, що величина пружного розширення пластової водонапірної системи при зниженні тиску в пласті незначна, це явище відіграє велику роль при експлуатації нафтових родовищ, тому що у процесі беруть участь значні обсяги води, що оточує та підпирає нафтовий поклад.

У деяких випадках запаси пружної енергії пласта можуть бути самостійними джерелами отримання великих кількостей нафти з нього.

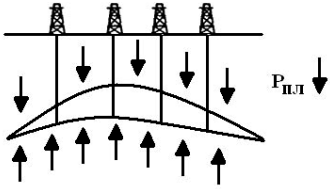


Рисунок 4.6 – Схема механізму проявлення пружного режиму

Режим роботи нафтового пласта, при якому основною рушійною силою є пружне розширення породи і рідин, що вміщуються в ній, називається *пружно-водонапірним* або *пружним режимом* (рис. 4.6).

У покладах нафти з пружним режимом активне просування контурних вод з повним заміщенням звільнених від нафти пор відсутнє. Пластовий тиск у таких покладах швидко падає, і з часом режим роботи покладу може перейти в газовий.

У таких покладах, як правило, застосовують штучні заходи з підтримання пластового тиску шляхом закачування в пласт води.

Поряд з напором пластових вод і силами пружності пластових водонапірних систем усі нафтові й газові поклади мають той чи інший запас енергії газу, що знаходиться у вільному стані в пласті у вигляді газової шапки чи розчиненого в нафті.

За наявності газової шапки нафта в пласті повністю насичена газом, а всяке зниження пластового тиску призводить до виділення газу з нафти.

У процесі експлуатації свердловин, пробурених у нафтовій частині покладу, тиск біля їх вибоїв стає нижчим від пластового, і нафта рухається в пласті під напором газової шапки, що розширюється. При цьому стиснений газ, котрий знаходиться в газовій шапці, відіграє роль поршня, який штовхає нафту від підвищеної частини пласта в знижену, тобто до вибоїв експлуатаційних свердловин. Одночасно із цим у зв'язку зі зниженням тиску в пласті з нафти починає виділятися розчинений у ній газ, котрий при розширенні також штовхає нафту до зон зниженого тиску, тобто до свердловин.

Режим роботи пласта, при якому переважним видом енергії є енергія вільного газу газової шапки, називається *газонапірним* (рис. 4.7).

Процес витіснення нафти газом аналогічний до процесу витіснення нафти водою з тією лише різницею, що вода витісняє нафту в підвищені частини покладу, а газ, навпаки, в знижені.

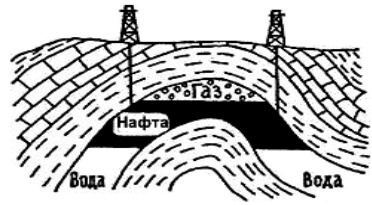


Рисунок 4.7 – Схема механізму проявлення газонапірного режиму

Об'єм газу, що знаходиться під ти-

ском у газовій шапці, завжди незрівнянно менший від об'єму водонапірної системи, навколишнього нафтового покладу, тому запас енергії тут завжди обмежений. Крім того, в'язкість газу дуже мала порівняно із в'язкістю нафти, і в процесі витіснення нафти й розширення газу в газовій шапці він буде прориватися до свердловин, розташованих недалеко від газонафтового контакту. Прорив газу у свердловини є марною витратою газової енергії при одночасному зменшенні припливу нафти.

Показником ефективності витрачання пластової енергії при газових режимах є величина *газового фактора*, тобто кількість газу, що припадає на 1 т видобутої нафти. При обчисленні газового фактора об'єм газу приводиться до нормальних умов.

При газонапірному режимі необхідно ретельно контролювати роботу свердловин, розташованих поблизу газової шапки, обмежувати їх дебіт, а при різкому збільшенні газового фактора, припиняти експлуатацію таких свердловин. Ці заходи дозволяють економно витрачати пластову енергію і забезпечують найбільшу віддачу нафти з пласта.

Коефіцієнт нафтовіддачі для покладів нафти з газонапірним режимом може мати величину від 0,3 до 0,6. Це означає, що після припинення експлуатації таких покладів в пласті залишається від 40 до 70% не витягнутої нафти від початкових її запасів.

Для збільшення коефіцієнта нафтовіддачі покладу з газонапірним режимом у підвищену її частину нагнітають з поверхні газ, що дозволяє підтримати, а іноді відновити газову енергію в покладі.

Газовий режим, або *режим розчиненого газу*, характерний для покладів з пологим падінням пластів за відсутності вільного газу в покладі й без напору крайової води (рис. 4.8).

Високий темп відбору рідини навіть за наявності в покладі крайових вод чи газової шапки також сприяє проявленню газового режиму, тому що в цьому випадку вода або газ не встигають зайняти частину звільненого нафтою об'єму і вже не відіграють ролі активної напірної сили, що відтісняє нафту до свердловин.



Рисунок 4.8 – Схема механізму проявлення режиму розчиненого газу

Основною рушійною силою при газовому режимі є газ, розчинений у нафті чи розсіяний у вигляді найдрібніших бульбашок у пласті разом з нафтою. При зниженні тиску в пласті газ починає виділятися з нафти, окремі бульбашки його розширюються в об'ємі й виштовхують нафту з порового простору в зони зниженого тиску, тобто до вибоїв експлуатаційних свердловин.

Процес витіснення нафти при газовому режимі за відсутності в пласті інших діючих сил характеризується малою ефективністю, тому що:

1) кількість газу в пласті, розчиненого в нафті, обмежена;

2) при зниженні тиску в покладі великі кількості газу вхолосту прориваються до свердловин, не виконуючи корисної роботи з проштовхування нафти. Це пояснюється тим, що в'язкість газу набагато нижча за в'язкість нафти і бульбашки газу, рухаючись до вибоїв свердловин, обганяють крапельки нафти.

У процесі експлуатації нафтового покладу, який характеризується режимом розчиненого газу, спостерігається безперервне зниження пластового тиску і збільшення газового фактора, що свідчить про неекономне витрачання пластової енергії. Коефіцієнти нафтовіддачі при цьому режимі низькі та складають 0,15 – 0,3.

Для поповнення пластової енергії в нафтових покладах, котрі мають режим розчиненого газу, необхідно застосовувати методи штучного підтримання пластового тиску шляхом закачування в поклад води або газу.

Розглянемо ще одне джерело пластової енергії – силу тяжіння.

Усі нафтовмісні породи залягають під деяким кутом до горизонтальної площини. Тому нафта, що в них знаходиться, під дією сили тяжіння прагне переміститися вниз по мірі падіння пластів. Чим більший кут нахилу пласта, тим більшу енергію сили тяжіння має нафта.



Рисунок 4.9 – Схема механізму проявлення гравітаційного режиму

Енергія напору, котра виникає внаслідок проявлення сили тяжіння, іноді виявляється єдиним видом енергії, яка просуває нафту до вибоїв нафтових свердловин. Режим дренування таких покладів називається *гравітаційним* (рис. 4.9).

Енергія сили тяжіння має практичне значення на пізніх стадіях розроблення нафтових родовищ закритого типу, коли енергія пружності газу вже витрачена і припинилося просування контурних вод.

Нафтовий поклад рідко працює на якомусь одному режимі протягом усього періоду його експлуатації. Так, наприклад, родовища з водонапірним режимом, що працюють лише за рахунок природної енергії пласта, при високих відборах можуть перейти на режим розчиненого газу.

У деяких родовищах різні ділянки можуть працювати на різних режимах: наприклад, нафта в крайові свердловини може витіснятися за рахунок напору контурних вод, а внутрішні зони пласта можуть дренуватися за рахунок енергії газової шапки або виснаження енергії розчиненого в нафті газу.

При експлуатації газових покладів доводиться також мати справу з водонапірним, газовим та змішаним режимами.

Водонапірний режим газових родовищ, так само як і нафтових, обумовлений наявністю активних крайових вод. При обмеженому відборі газу вода, що надходить у пласт, повністю відновлює тиск.

Газовий режим дренування газового покладу називається також *режимом газу, який розширюється*, виникає тоді, коли пластові води неактивні та єдиним джерелом енергії є енергія самого стисненого газу.

Змішані режими дренування газового покладу, що має напір крайових чи підошовних вод, виникають тоді, коли об'єм відібраного газу перевищує кількість води, яка надходить у поклад.

Велика частина газових родовищ працює на газовому і змішаному режимах.

4.4. Системи розроблення нафтових і газових родовищ

Під *розробленням нафтового або газового родовища* розуміють комплекс заходів, пов'язаних з видобуванням нафти й газу з окремих покладів родовища, а також регулювання руху нафти та газу до свердловин і балансу пластової енергії.

Більшість нафтових та газових родовищ світу являють собою сукупність кількох покладів чи пластів, розташованих поверхами один над одним. У таких багатопластових родовищах кожний експлуатаційний об'єкт (поклад, пласт) розробляється самостійно, а послі-

довність уведення того або іншого об'єкта визначається, виходячи з техніко-економічних міркувань.

Іноді родовища, в яких експлуатаційні об'єкти розташовані недалеко один від одного, а геолого-фізичні властивості пластів, що розробляються (склад порід, проникність, пластовий тиск, розміри покладів, режими дренування) і якісні характеристики нафт, що в них містяться приблизно однакові, розробляються спільно однією сіткою свердловин.

Також може здійснюватися спільно-роздільна експлуатація декількох об'єктів однією сіткою свердловин. При цьому всі продуктивні пласти цього родовища (чи основні з них) розбурюються однієї сіткою свердловин. Свердловини оснащуються спеціальним обладнанням, що забезпечує витягування нафти або газу з кожного пласта на поверхню самостійними каналами: наприклад, нафта з одного пласта витягується через підйомні труби, а з іншого – через міжтрубний простір.

Застосовується також обладнання, яке дозволяє витягувати нафту з різних пластів по одному каналу через підйомні труби.

Переважно високопродуктивні пласти чи поклади одного родовища є об'єктами самостійного розроблення: кожний такий поклад або пласт розробляється своєю групою чи сіткою свердловин, буріння котрий може відбуватися як одночасно, так і послідовно.

При застосуванні такої системи розбурювання багатопластового нафтового або газового родовища забезпечується швидке зростання видобутку нафти чи газу. Але при цьому витрачається велика кількість металу, тому що на одній площі буриться декілька сіток свердловин.

Якщо над високопродуктивним нафтовим або газовим пластом залягають малопродуктивні пласти, як правило, буриться одна сітка свердловин на основний пласт; пласти, що залягають вище основного, розробляються тими ж свердловинами після закінчення експлуатації нижнього, основного пласта.

При такій системі значно економляться кошти на буріння свердловин, але сповільнюється розроблення всього родовища в цілому.

Порядок розбурювання і розроблення багатопластових нафтових чи газових родовищ обґрунтовується техніко-економічними показниками з урахуванням можливості й необхідності нарощування видобутку нафти або газу в цьому районі та з урахуванням витрат матеріально-технічних засобів, необхідних на виконання того чи іншого варіанта розроблення окремих пластів такого родовища.

Переважно при розробленні багатопластових нафтових і газових родовищ застосовується комбінована система. При цьому в розрізі родовища вибирається не один опорний горизонт, а два або три, кожний з яких розбурюється самостійною сіткою свердловин. Проміжні горизонти з меншою нафто- чи газонасиченістю й меншою продуктивністю розробляються в другу чергу, після виснаження опорних горизонтів.

Основним елементом розроблення кожного експлуатаційного об'єкта (покладу або пласта) є схема розміщення експлуатаційних свердловин на площі та відстань між свердловинами.

Площа покладу може розбурюватися чи по однорідній геометричній сітці (трикутній або квадратній), чи рядами свердловин, що розташовуються паралельно контуру водо- або газоносності.

Однорідна геометрична сітка розміщення свердловин застосовується для нафтових покладів, котрі працюють на режимі виснаження, чи для покладів з нерухомими постійними контурами нафтоносності (режим розчиненого газу, масивні «водоплаваючі» поклади з напором підошовних вод).

Для таких покладів переважно застосовується трикутна сітка. При такій сітці свердловини розміщують по кутах рівносторонніх трикутників, на які розбивається площа покладу.

На нафтових покладах з напірними режимами свердловини розташовуються концентричними рядами, паралельними при газонапірному режимі контуру газоносності, при водонапірному – контуру водоносності.

Якщо застосовується рідка сітка (мала кількість свердловин) видобуток нафти буде також незначним, а термін розроблення покладу розтягнеться на тривалий час, і в пласті може залишитися велика кількість нафти.

При густій сітці (великій кількості свердловин на площі) зростають обсяги капіталовкладень у буріння й облаштування площі, що підвищує собівартість нафти і знижує загальну ефективність експлуатації покладу. Тому вибір схеми розміщення свердловин та їх кількості – основні питання розроблення нафтових покладів. Ці завдання розв'язуються комплексно з урахуванням геологічних, технічних і економічних факторів.

Як правило, відстані між свердловинами приймаються від 400 – 500 до 800 – 1000 м.

Розроблення кожного покладу і родовища нафти повинно здійснюватися найбільш раціональними методами, що забезпечують мак-

симальні поточні та сумарні відбори нафти з надр у найкоротші терміни при мінімальних витратах.

Таким чином, раціональною системою розроблення нафтового покладу буде така, при якій поклад розбурюється мінімально допустимою кількістю свердловин при забезпеченні високих темпів відбору нафти з пласта, високої кінцевої нафтовіддачі, мінімальних капіталовкладень на кожну тонну видобутих запасів і мінімальної собівартості нафти.

4.5. Методи підвищення нафтовіддачі пластів

Природна пластова енергія в більшості випадків не забезпечує високих темпів і повноти відбору нафти з покладу. Навіть при найбільш ефективному водонапірному режимі дренування в процесі розроблення покладу пластові тиски із часом знижуються, що свідчить про виснаження пластової енергії. Об'єм пластової води, яка надходить у нафтову частину покладу, як правило, менший за об'єм нафти і газу, що видобуваються зі свердловини, внаслідок чого пластовий тиск починає падати.

Це призводить до виділення з нафти газу в пласті, збільшення газового фактора, переходу напірного режиму роботи покладу в режим розчиненого газу, припинення фонтанування свердловин і значного зменшення їх дебітів. У результаті розроблення родовища затягується на багато років, а поточний видобуток безперервно знижується.

У покладах, що характеризуються газонапірним режимом, запаси природної пластової енергії порівняно невеликі, тому пластові тиски в них швидко знижуються.

При режимі розчиненого газу завжди спостерігається дуже швидке падіння пластового тиску, різке зниження продуктивності свердловин і надто низька нафтовіддача пластів.

Для забезпечення високих темпів видобутку нафти та збільшення коефіцієнта нафтовіддачі застосовують штучні методи впливу на нафтові пласти.

Підвищення нафтовіддачі досягають шляхом підтримання або відновлення пластового тиску, тобто поповнення природної енергії пласта, що витрачається, застосування досконалих методів розкриття

пластів, раціонального розміщення свердловин на родовищі, регулювання процесу розроблення покладів та низкою інших засобів.

Для збільшення нафтовіддачі пластів застосовують такі методи:

– *газові методи підвищення нафтовилучення* – методи впливу на нафтові поклади, технологічна суть яких полягає в запомповуванні газу (сухого вуглеводневого газу, газоводяної суміші, газу високого тиску, збагаченого вуглеводневого газу, раніше – повітря, випускних або димових газів). Витіснення нафти може бути як незмішуваним, так і змішуваним (без наявності межі поділу фаз); з поліпшенням змішуваності підвищується нафтовилучення. Застосовуються в основному тоді, коли заводнення є малоефективним (набухання глин у пласті, мала проникність гірських порід);

– *мікробіологічні методи підвищення нафтовилучення*, суть котрих полягає в активізації аеробних і анаеробних бактерій у привибійній зоні нагнітальних свердловин, за рахунок чого відбувається окиснення залишкової нафти з утворенням органічних кислот, спиртів, поверхнево-активних речовин, вугільної кислоти, з виділенням газів (метан та ін.). Це призводить до зменшення залишкової нафтонасиченості в раніше промитій водою частині пласта, підвищення нафтовилучення;

– *теплові методи підвищення нафтовилучення*, суть яких полягає в тому, що поряд із гідродинамічним витісненням здійснюється підвищення температури в покладі, що сприяє значному зменшенню в'язкості нафти, збільшенню її рухомості тощо. Методи застосовуються в покладах високов'язкої смолистої нафти, неньютонівської нафти, парафінонасиченої нафти. Серед них виділяють теплофізичні й термохімічні методи. Застосовують в основному такі методи теплової дії: прогрівання привибійної зони свердловин парою або різноманітними нагрівачами (електричними і вогневими) до температур 120 – 200 °С, можливе нагнітання в пласт великих об'ємів гарячої води або пари при температурі близько 150 °С; застосування внутрішньопластового рухомого вогнища горіння (ВПВГ);

– *теплофізичні методи підвищення нафтовилучення*, суть котрих полягає в нагнітанні в пласт теплоносіїв – гарячої води, водяної пари, в т. ч. і як внутрішньопластового терморозчинника вуглеводнів. При цьому поряд з гідродинамічним витісненням здійснюється підвищення температури в покладі, що сприяє значному зменшенню в'язкості нафти, збільшенню її рухомості, випаровуванню легких фракцій, емульгуванню нафти у воді. Режими в пласті: температура від 100 до 320 – 340 °С, тиск 16 – 22 МПа. Методи ефективні у покла-

дах високов'язкої смолистої нафти аж до бітумів, в покладах, пластова температура в яких дорівнює температурі насичення нафти парафіном чи близька до неї, але за глибин залягання їх до 700 – 800 м. Сюди ж відносять і пароциклічні (5 – 8 циклів) оброблення (стимуляції) видобувних свердловин, коли у свердловину тривало (15 – 25 діб) нагнітають водяну пару (30 – 100 $м^3$ на 1 м товщини пласта), а відтак експлуатують її до гранично рентабельного дебіту нафти (протягом 2 – 3 місяців);

– *термохімічні методи підвищення нафтовилучення*, суть котрих полягає в утворенні в нафтовому пласті високотемпературної зони, в якій теплота ґенерується внаслідок екзотермічних окиснювальних реакцій між частиною нафти, що міститься в пласті, і киснем, та яка переміщується по пласту від нагнітальної до видобувних свердловин нагнітанням окиснювача (повітря або суміші повітря й води). Вигорає 5 – 15% запасів нафти (точніше, коксоподібні залишки найважчих її фракцій). За співвідношенням витрат води і повітря розрізняють сухе (без нагнітання води), вологе (нагнітають воду до 2 – 3 $л/м^3$) і надвологе (те ж понад 2 – 3 $л/м^3$) горіння. Об'єктами для застосування є поклади високов'язкої нафти;

– *фізико-хімічні методи підвищення нафтовилучення* – методи впливу на нафтові поклади, які поліпшують заводнення (за рахунок зниження міжфазового поверхневого натягу та зміни відношень рухомостей фаз) і сприяють вилученню залишкової нафти із заводнених пластів. До першої групи належать методи запомповування водних розчинів поверхнево-активних речовин (заводнення розчинами ПАР), полімерного заводнення, лужного заводнення (розчини лугів) і силікатно-лужного заводнення (розчин силікату натрію з лужними властивостями), сірчанокислотне заводнення (нагнітання сірчаної кислоти у вигляді облямівки), а до другої – методи витіснення нафти діоксидом вуглецю (газ, рідина, водний розчин) та міцелярними розчинами і міцелярно-полімерне заводнення (облямівки міцелярного й полімерного розчинів);

– *об'ємний хвильовий вплив на нафтове родовище* полягає в тому, що на поверхні родовища нафти спеціальним чином створюються монохроматичні коливання певної амплітуди, що поширюються у вигляді конуса від поверхні до нафтового пласта, охоплюючи об'єм у зоні радіусом 1,5 – 5 км від епіцентру впливу. Технологія призначена для інтенсифікації видобутку нафти і підвищення нафтовіддачі неоднорідних продуктивних пластів з карбонатними й теригенними колекторами різної проникності (теригенні колектори представлені поро-

дами різного мінерального складу з різним ступенем глинистості, з різним складом і характером цементуючих речовин). Застосовується на різних стадіях експлуатації родовищ при виробленості запасів та обводненні не більше 70%. Радіус зони впливу від одного віброджерела становить 3 км при глибині залягання продуктивних пластів 2,5 – 3 км.

При розробленні газових і газоконденсатних родовищ у режимі виснаження застосовують методи підвищення газовіддачі. Підтримання пластового тиску забезпечується шляхом нагнітанням газу, води або газу й води одночасно.

4.6. Способи експлуатації нафтових і газових свердловин

При бурінні стовбур свердловини заповнений промивальною рідиною. Стовп промивальної рідини у свердловині створює протитиск на пласт, який дорівнює пластовому тиску або більший за нього. Унаслідок цього приплив пластової рідини або газу до свердловини відсутній. Щоб викликати приплив рідини чи газу з пласта у свердловину, необхідно зменшити протитиск на пласт стовпа промивальної рідини.

При створенні перепаду між пластовим і вибійним тиском пластова рідина або газ починає рухатися до свердловини й надходити в неї. Різниця між пластовим і вибійним тиском (Рпл. – Рвиб.) називається *депресією на пласт*.

Експлуатацію нафтової свердловини можна вести при різних величинах заданих депресій, а отже, й інтенсивність руху рідини та газу в пласті та дебіт свердловини можна змінювати в широких межах.

При експлуатації нафтового покладу одночасно відбувається два взаємопов’язаних процеси:

1) рух рідини та газу під дією пластових сил через пористе середовище, з якого складається нафтоносний пласт;

2) підйом рідини й газу по стовбуру свердловини на поверхню.

Управлінням процесом руху рідини в пласті та розробленням родовища в цілому досягають шляхом контролю й регулювання відбору рідини з пласта по кожній свердловині.

У процесі розроблення родовища запаси пластової енергії виснажуються більшою чи меншою мірою залежно від роду пластової енергії та величини поточного відбору рідини й газу з пласта. З ви-

снаженням пластової енергії рух нафти в пласті стає менш інтенсивним, а її притік до окремих свердловин зменшується.

У процесі розроблення родовища способи підйому нафти з пласта на поверхню, чи способи експлуатації свердловин, не залишаються постійними, а змінюються залежно від величини пластової енергії.

Під час вибору способу експлуатації враховують широкий комплекс технологічних, геолого-фізичних і техніко-економічних факторів. Як правило, завдання розв'язують з установлення можливості та доцільності фонтанної експлуатації свердловин. Якщо цей спосіб неприйнятний, розглядають і вибирають доцільні механізовані способи експлуатації, починаючи з безкомпресорного газліфта, якщо є пласти природного газу високого тиску й т. п. Вирішальним фактором вибору способу експлуатації є комплекс техніко-економічних показників: міжремонтний період, коефіцієнт експлуатації, собівартість нафти, капітальні витрати та ін.

Отже, способи підйому нафти на поверхню поділяються на такі групи:

1) фонтанний, коли нафта витягується із свердловин самовиливом;

2) за допомогою енергії стиснутого газу, що вводиться у свердловину ззовні (газліфтний спосіб);

3) насосний – витягування нафти за допомогою насосів різних типів.

У покладах, що мають великі запаси природної пластової енергії, якої достатньо не лише для просування рідини по пласту, але й для підйому її на поверхню, здійснюється фонтанна експлуатація свердловин.

Коли запаси пластової енергії недостатні для повного підйому рідини на поверхню, застосовується механізована експлуатація свердловин, тобто підйом нафти на поверхню за допомогою різних механізмів.

Експлуатацію кожної свердловини, пробуреної на новий, не порушений розробленням поклад, можна розділити на два періоди.

У перший період, коли запаси природної енергії покладу великі, свердловина фонтанує. Цей період експлуатації свердловини характеризується високою продуктивністю; іноді свердловина за час фонтанного періоду дає понад 70% загальної кількості нафти, отриманої за весь період експлуатації.

У міру падіння пластового тиску й обводнення покладу пластовою водою інтенсивність фонтанування свердловин зменшується, ві-

дбуваються періодичні викиди нафти, що чергуються з витоками вільного газу. Пластової енергії, яка залишилась, уже вистачає лише для підйому рідини у свердловині на деяку висоту. Тому настає другий період експлуатації свердловини – період механізованої експлуатації.

До механізованих способів експлуатації нафтових свердловин відносять газліфтний і насосний.

При газліфтній експлуатації рідина піднімається на поверхню стисненим газом або повітрям, яке подається до нижнього кінця підйомних труб, спущених у свердловину. Газліфтний спосіб експлуатації, по суті, є штучним продовженням фонтанування; газ чи повітря, що нагнітається у свердловину, заповнюють нестачу пластового газу, здійснюючи роботу з підйому рідини на поверхню.

При газліфтній експлуатації можна досягти дуже високої продуктивності свердловини, яка не поступається її продуктивності в період природного фонтанування. Тому такий спосіб експлуатації застосовується у свердловинах, у котрих допускається відбір великої кількості рідини і які мають достатній для ефективної роботи газового підйомника стовп рідини.

Для забезпечення високих відборів рідини зі свердловин, у котрих припинилося природне фонтанування, також застосовуються заглиблені електровідцентрові насоси. Це багатоступінчасті насоси невеликого діаметра, які спускаються у свердловину під рівень рідини. Електроенергія до насосів подається з поверхні по броньованому кабелю.

Деякі свердловини експлуатуються за допомогою глибинних штангових насосів. Штангові насоси встановлюються у свердловині в нижній частині підйомних труб під рівнем рідини. Поршень (плунжер) таких насосів приводиться в рух шатунно-кривошипним механізмом, котрий називається верстатом-качалкою. Плунжер кінематично пов’язаний з верстатом-качалкою колоною штанг – металевих стрижнів, скріплених між собою за допомогою різьбових з’єднань.

Штангова насосна експлуатація свердловин одержала широке застосування завдяки своїй простоті й продуктивності.

Усі газові свердловини експлуатуються фонтанним способом. При цьому піднятий на поверхню газ у більшості випадків під власним тиском транспортується на далекі відстані до установок його комплексної підготовки та газопереробних заводів.

Фонтанна експлуатація свердловин. Спосіб експлуатації нафтових свердловин, при якому рідина піднімається на поверхню лише за рахунок природної пластової енергії, називається *фонтанним*.

Залежно від режиму роботи родовища і кількості газу, що видобувається разом з нафтою, фонтанування може відбуватися під дією гідростатичного напору або за рахунок енергії газу, який розширюється, а також під впливом обох факторів одночасно. Фонтанування лише за рахунок гідростатичного тиску пласта в практиці експлуатації нафтових свердловин зустрічається рідко. Це відбувається тоді, коли пластова нафта не містить газу і пластовий тиск вищий за тиск стовпа нафти, що заповнює свердловину.

У більшості випадків основним фактором для фонтанування є газ, що знаходиться завжди разом з нафтою в пласті. Це справедливо навіть для родовищ з явно вираженим водонапірним режимом. У багатьох родовищах з таким режимом газ у початковій стадії розроблення повністю розчинений у нафті. Тому в пласті рухається лише рідина. При освоєнні свердловини, пробуреної на такий пласт, виділення з нафти вільного газу починається лише в підйомних трубах, на глибині, де тиск нижчий від тиску насичення.

При цьому підйом нафти відбувається за рахунок гідростатичного напору та енергії стисненого газу, що проявляється лише у верхній частині свердловини. На глибині яка відповідає тиску насичення нафти газом, останній починає виділятися з нафти у вигляді найдрібніших бульбашок.

У міру просування по стовбуру свердловини на поверхню на бульбашки газу передається все менший тиск, котрий дорівнює тиску стовпа газованої рідини. Зі зменшенням тиску об'єм газу збільшується, через що густина суміші рідини й газу стає меншою. Це сприяє підйому рівня рідини у свердловині до гирла.

Отже, фонтанування свердловин відбувається внаслідок різниці між тиском у пласті та тиском на вибій стовпа рідини. При цьому велике значення має газ, що надходить із пласта у свердловину і розширюється при підйомі на поверхню, оскільки це призводить до зменшення густини суміші у свердловині й підняття рідини на поверхню.

Схема облаштування свердловини для фонтанного видобутку нафти показана на рис. 4.10. Нафта надходить із пласта у свердловину через отвори в колоні експлуатаційних труб *1* або фільтр. Усередині експлуатаційної колони знаходяться насосно-компресорні труби (НКТ) *2* –підйомник. Нафта надходить у насосно-компресорні труби

через башмак *3*, тобто нижній торець труб НКТ. Верхній кінець насосно-компресорних труб через фланець *4* з'єднується з фонтанною арматурою *5*.

До фонтанної арматури приєднаний штуцер *6*, що являє собою сталеву болванку із циліндричним каналом малого перетину. Штуцер слугує для обмеження припливу нафти у свердловину шляхом дроселювання тиску на виході з неї.

Установка штуцера дозволяє забезпечити тривалу і безперебійну роботу свердловини у фонтанному режимі. Крім того, завдяки низьким швидкостям припливу нафти, зменшується забруднення свердловини частинками породи-колектора.

Зі штуцера пластова нафта направляється в сепаратор (трап), де з неї відокремлюється попутний нафтовий газ.

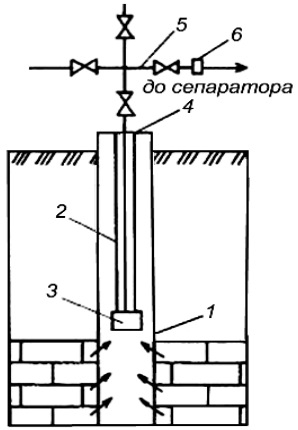


Рисунок 4.10 – Облаштування свердловин для фонтанного видобутку нафти

1 – експлуатаційна колона; 2 – насосно-компресорні труби; 3 – башмак; 4 – фланець; 5 – фонтанна арматура; 6 – штуцер

Газліфтна експлуатація свердловин. У міру виснаження пластової енергії її стає недостатньо для фонтанування свердловин і їх переводять на механізовану газліфтну або насосну експлуатацію.

Газліфтним називається спосіб експлуатації нафтових свердловин, при якому підйом рідини з пласта на поверхню здійснюється стисненим газом, що нагнітається в колону підйомних труб.

При цьому газ, який нагнітається з поверхні чи надходить із пласта, вводиться в потік продукції свердловини. Густина газорідинної суміші зменшується, тиск на вибої стає достатнім для забезпечення заданого відбору продукції й транспортування її до збірного пункту.

Застосовують компресорний і безкомпресорний способи газліфтної експлуатації. При компресорному способі робочий агент стискається на компресорних станціях, при безкомпресорному способі використовується газ родовища з природним тиском. Різновидом безкомпресорного способу є внутрішньосвердловинний газліфт, коли для зменшення капіталовкладень у нафтових свердловинах для підйому

нафти використовують енергію високонапірного газового пласта, розкритого цією ж свердловиною.

Компресорний підйомник (ліфт), в якому як робочий агент для підйому рідини з пласта на поверхню застосовується повітря, називається *ерліфтом*. Якщо замість повітря робочим агентом слугує природний газ, то така установка називається *газліфтом*.

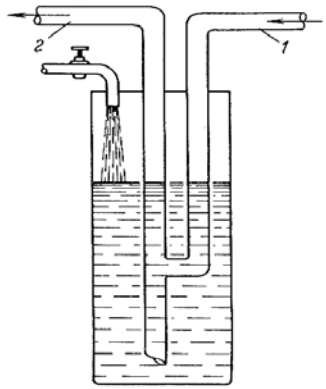


Рисунок 4.11 – Схема повітряного підйомника

Принцип роботи повітряного або газового підйомника полягає в наступному. Якщо під рівень рідини, що знаходиться в посудині, опустити систему трубок, з'єднаних між собою (рис. 4.11), і в трубку *1* нагнітати повітря чи газ, то рідина в цій трубці тиском повітря (газу) буде відтіснятися вниз, перетікаючи в посудину й у трубку *2*. При досягненні повітрям місця з'єднання трубок воно у вигляді найдрібніших бульбашок буде надходити в трубку *2* і спрямовуватись угору.

При русі вгору бульбашки повітря збільшуються в об'ємі й захоплюють за собою рідину, що знаходиться в трубці *2*.

При підтримці в посудині певного рівня рідини і безперервній подачі повітря або газу в трубку *1* суміш повітря (газу) та рідини через трубку *2* буде надходити на поверхню.

У нафтовій свердловині можна створити умови, подібні описаним. Свердловина є свого роду посудиною, в яку може постійно надходити рідина з пласта.

Схему облаштування свердловини для газліфтного видобутку нафти показано на рис. 4.12. У свердловину опускають дві співвісні колони насосно-компресорних труб різних діаметрів. Внутрішню *2*, по котрій суміш рідини й газу витягується на поверхню, називають *підйомною*, а зовнішню *3*, по якій під тиском у свердловину подається газ, – *повітряною*. Підйомна колона труб коротша за повітряну.

Механізм газліфтного видобутку нафти такий. При закачуванні у свердловину газу нафта спочатку повністю витісняється в підйомні труби. Після цього в них надходить газ і змішується з нафтою. У результаті густина суміші в підйомних трубах стає значно меншою за густину нафти. Унаслідок цього стовп суміші в підйомних трубах *2*, намагаючись урівноважити тиск, створений стовпом нафти між тру-

бами *1* і *3*, продовжує рухатись угору, досягає поверхні й надходить у викидну лінію свердловини (рис. 4.12).

Застосування ерліфта менш поширене, тому що при контакті з повітрям нафта окиснюється.

Для закачування газу у свердловину споруджують спеціальні газліфтні компресорні станції.

Переваги газліфтного способу експлуатації нафтових свердловин такі:

– відсутність рухомих і швидкозношуваних деталей (що дозволяє експлуатувати свердловини з високим умістом піску);

– доступність обладнання для обслуговування й ремонту (оскільки все обладнання розміщується на поверхні);

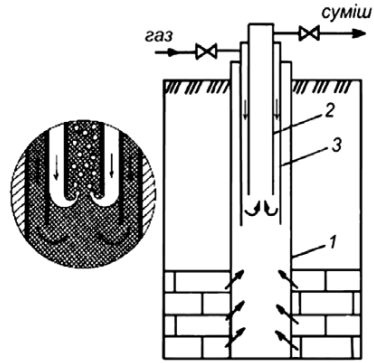


Рисунок 4.12 – Облаштування свердловин для газліфтного видобутку нафти

1 – експлуатаційна колона;
2 – внутрішні насосно-компресорні труби;
3 – зовнішні насосно-компресорні труби

– простота регулювання дебіту свердловин.

Недоліками цього способу є:

– високі капітальні вкладення в будівництво потужних компресорних станцій і розгалуженої мережі газопроводів;

– низький ККД газліфтного підйомника та системи «компресор – свердловина».

Насосна експлуатація свердловин. Це система відбирання рідини зі свердловини, за якої її підіймання на поверхню здійснюється за рахунок енергії, котру передає рідині насос. При насосному способі експлуатації підйом нафти зі свердловин на поверхню здійснюється штанговими свердловинними і безштанговими відцентровими насосами. У нафтовидобувній галузі також одержали застосування гвинтові, гідропоршневі, струминні, гідроімпульсні та діафрагмові насоси.

Спосіб видобутку нафти за допомогою штангових глибинно-насосних установок (ШГНУ) досить розповсюдженій. Ним можна добувати від 1 до 500 т нафти на добу. Однак у більшості випадків глибинно-насосну експлуатацію застосовують у мало- та середньодебітних нафтових свердловинах.

Як глибинні насоси в основному застосовуються плунжерні насоси, пристосовані для роботи в нафтових свердловинах на великих глибинах.

Глибинний плунжерний насос складається із циліндра з кульковим усмоктуючим клапаном у нижній частині й пустотілого плунжера, вставленого в циліндр. Плунжер також має один або два кулькові нагнітальні клапани. Циліндр установлюється в нижній частині колони підйомних труб під рівень рідини у свердловині, а плунжер підвішується на насосних штангах.

Штанги передають плунжеру зворотно-поступальний рух від спеціального механізму, встановленого над гирлом свердловини.

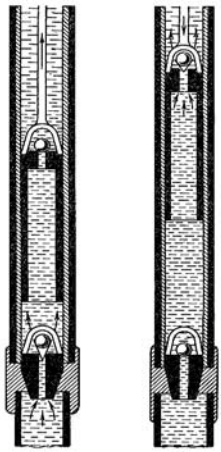


Рисунок 4.13 – Схема роботи глибинного насоса

При русі плунжера вгору (рис. 4.13, *а*) верхній нагнітальний клапан закритий, тому що на нього тисне стовп рідини, що знаходиться в насосних трубах. У цей час нижній усмоктуючий клапан відкривається внаслідок дії тиску рідини на нього знизу, і рідина надходить у циліндр насоса.

При ході плунжера вниз (рис. 4.13, *б*) нижній усмоктуючий клапан під тиском рідини, яка знаходиться під плунжером, закривається, а верхній клапан відкривається, і рідина з циліндра переходить у простір над плунжером.

Таким чином, при ході плунжера вгору відбувається всмоктування рідини в циліндр насоса, а при ході вниз – нагнітання її в підйомні труби.

При безперервній роботі за кожний хід плунжера в циліндр насоса буде надходити рідина в об’ємі, що дорівнює добутку довжини ходу плунжера на його діаметр. За цей час така кількість рідини перейде із циліндра насоса в простір над плунжером, тобто в підйомні труби, по яких рідина піднімається на поверхню.

Для приведення в рух плунжера глибинного насоса над гирлом свердловини встановлюють спеціальний шатунно-кривошипний механізм, що зветься верстатом-качалкою, котрий слугує для перетворення обертального руху вала електродвигуна у зворотно-поступальний прямолінійний рух колони насосних штанг.

Схематично роботу глибинонасосної штангової установки зображено на рис. 4.14.

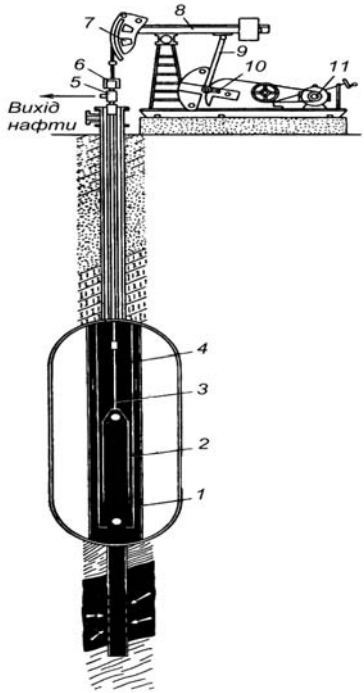


Рисунок 4.14 – Схема роботи глибинонасосної установки

Циліндр насоса *1* встановлюють на колоні підйомних труб *4* під рівень рідини у свердловині. Плунжер *2* підвішують на насосних штангах *3* в циліндрі насоса. На гирлі свердловини встановлюють трійник *5* для викиду рідини із сальником *6*, через який пропускається верхня полірована штанга, що підвішується на канатних або ланцюгових підвісках до головки балансира *7* верстата-качалки.

Обертання вала електродвигуна *11* через ремінну й зубчасту передачі передається кривошипному валу. На подовженому кінці кривошипного вала насаджений кривошип *10* (чи два кривошипи на обох кінцях вала), він з'єднаний шарнірами із шатуном *9* і заднім плечем балансира *8* верстата-качалки. У результаті заднє та переднє плечі балансира здійснюють коливальний рух униз і вгору. Разом з балансиром рухається вгору та вниз також і колона насосних штанг з укріпленим на її кінці глибинним насосом.

Число хитань балансира верстата-качалки відповідає числу обертів кривошипного вала за той же час і може змінюватися у верстатах-качалках від 5 до 15 хитань на хвилину. Електродвигуни, що служать для привода верстатів-качалок, мають постійну швидкість обертання вала, яка дорівнює 730, 1000 та 1500 об/хв.

Зниження швидкості обертання кривошипного вала здійснюється за допомогою системи пасової й зубчастої передач, у яких ведений шків або шестірня мають більший діаметр порівняно з діаметром шківа чи шестірні ведучого шківа.

Недоліками штангових насосів є громіздкість, можливість обриву штанг, обмеженість застосування в похилих і сильно обводнених свердловинах, недостатньо висока подача, невеликі (до 2,5 км) глибини експлуатації.

У зв'язку із цим при експлуатації нафтових свердловин застосовуються також безштангові насоси різних типів (занурені електровідцентрові, гвинтові, гідропоршневі, вібраційні, діафрагмові, струминні).

Поряд із штанговими найбільше поширення одержали безштангові занурювані електровідцентрові насоси (ЕВЦН). Ці насоси в основному використовуються для експлуатації високодебітних свердловин, що не містять у своїй продукції великих кількостей піску.

Занурюваний електровідцентровий насос являє собою набір окремих ступенів, у кожному з яких є свій ротор (відцентрове колесо) і статор (направляючий апарат). Ротори окремих ступенів посаджені на один вал, жорстко з'єднаний з валом занурюваного електродвигуна.

Установка ЕВЦН (рис. 4.15) складається із занурюваного агрегату, що спускається у свердловину на насосно-компресорних трубах, наземного обладнання й кабелю живлення.

Занурюваний агрегат складається з трьох основних вузлів, розташованих на одному вертикальному валу: багатоступінчастого відцентрового насоса *4*, зануреного електродвигуна *1* і протектора *2*. Протектор установлюється між насосом та двигуном і оберігає останній від проникнення в нього зі свердловини нафти або води. Поряд із протектором монтується сітчастий фільтр *3*. Ці вузли поміщені в сталеві кожухи одного діаметра.

У робочому положенні двигун установлюється під насосом. Корпус двигуна з'єднується герметично з корпусом насоса за допомогою фланцевого з'єднання через протектор, а вал двигуна з'єднується через вал протектора з валом насоса за допомогою шліцевої муфти.

Енергія до двигуна підводиться по спеціальному кабелю *5*, який опускається разом з колоною насосних труб і кріпиться до неї зовні за допомогою тонких залізних поясів.

Наземне обладнання складається з направляючого ролика з підвіскою *6*, кабельного барабана *7*, автоматизованої станції управління *9* та автотрансформатора *8*.

Принцип дії установки ЕВЦН такий. Електричний струм із промислової мережі через автотрансформатор *8* і станцію управління *9* по броньованому кабелю надходить до електродвигуна *1*. Обертаючи вал насоса *4*, електродвигун приводить його в дію. Засмоктана насосом нафта проходить через фільтр *3* і нагнітається по підйомних тру-

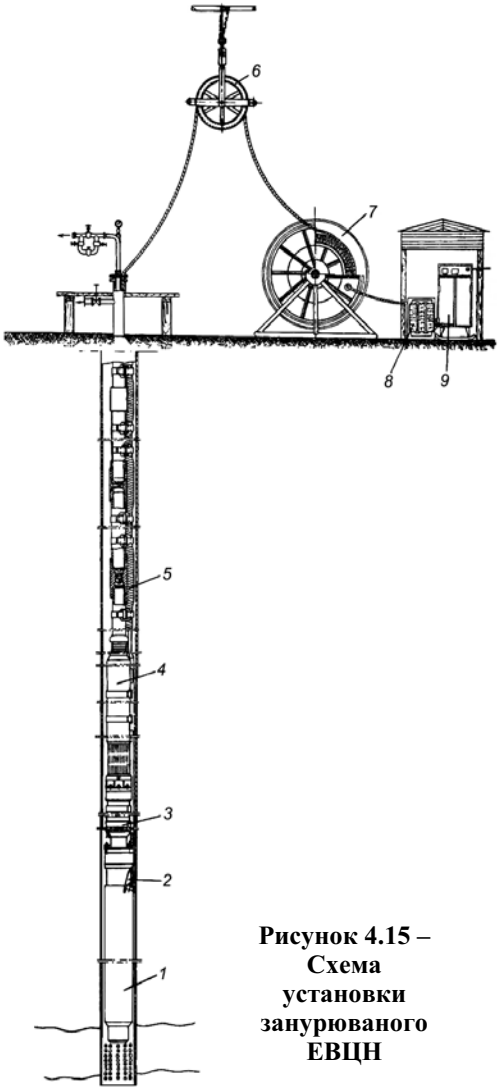


Рисунок 4.15 – Схема установки занурюваного ЕВЦН

бах на поверхню. Щоб нафта при зупинці агрегату не зливалася з підйомних труб у свердловину, в трубах над насосом змонтований зворотний клапан.

Істотними недоліками електровідцентрових насосів є їх низька ефективність при роботі у свердловинах з дебітом, нижчим ніж 60 $м^3$/добу, зниження подачі, напору і ККД при підвищенні в'язкості нафти, а також при збільшенні вмісту вільного газу в пластовій суміші.

Експлуатація газових свердловин аналогічна до фонтанного видобутку нафти. В обох випадках обладнання свердловин складається з колони фонтанних труб, що спускаються до фільтрової зони, і гирлової арматури, яка містить такі вузли:

1) колонну головку для з'єднання і герметизації обсадних колон;

2) трубну головку для підвішування, закріплення та герметизації фонтанних труб;

3) ялинку з відводами, засувками і штуцерами.

Газові свердловини освоюють аналогічними способами, що й нафтові. Часто застосовують компресорний спосіб освоєння, використовуючи газ високого тиску із сусідніх свердловин або пересувні компресорні установки.

Максимально можливий дебіт газової свердловини при її відкритті в атмосферу називається *вільним*. Експлуатаційний режим газової свердловини визначається її *промисловим дебітом*, тобто кількістю газу, що відбирається. Він установлюється на основі одержаних даних при дослідженні газових свердловин.

При випробуванні пластів вимірюють тиск, температуру і дебіт газу, фіксуючи параметри роботи свердловини в кожному режимі. Зміну режиму та регулювання роботи газової свердловини здійснюють створенням певного протитиску на гирлі. Для цього застосовують штуцери.

Промисловий дебіт газової свердловини, як правило, обмежують, оскільки при надмірному відборі газу можуть проявитися такі ускладнення:

1) руйнування привибійної зони, винос частинок породи у свердловину, утворення пісчаних пробок;

2) обводнення свердловини крайовою або підошовною водою;

3) винесення в привибійну зону кристалів солі, мулу та закупорювання її;

4) надмірне охолодження газу, обмерзання обладнання, гідратоутворення;

5) значне зниження тиску всередині свердловини й небезпека зминання колони зовнішнім тиском;

6) незадовільний стан свердловини (погане цементування, негерметичність, обводнення чужою водою).

На основі результатів дослідження та їх аналізу підбирається і регулюється дебіт експлуатаційних газових свердловин.

Робота газової свердловини контролюється шляхом проведення періодичних досліджень і реєстрації робочих параметрів та аналізу одержаних результатів.

Газ із свердловин після проведення вимірювань параметрів і сепарації його від вологи та твердих домішок направляється в промисловий газозбірний колектор і далі на газозбірний пункт, звідки після відповідної підготовки до подальшого транспортування надходить у магістральний газопровід.

4.7. Методи підвищення продуктивності свердловин

Під час закінчування свердловин бурінням привибійна зона часто забруднюється фільтратом промивальної рідини, що призводить до закупорки пор пласта та зниження природної проникності порід.

Іноді при загальній високій проникності порід пласта окремі свердловини розкривають зони зі зниженою проникністю, що обумовлює погіршення припливу нафти й газу до цих свердловин.

У процесі експлуатації свердловин їх привибійні зони можуть закупорюватися відкладеннями парафіну і смол, що також знижує приплив нафти і газу до свердловин.

Проникність привибійних зон, а отже, й умови припливу нафти та газу до свердловин поліпшують за рахунок штучного збільшення кількості й розмірів дренажних каналів, збільшення тріщинуватості порід, а також видаленням смол, парафіну та бруду, які осіли на стінках порових каналів.

За характером впливу на привибійну зону методи поліпшення її проникності можна розділити на три основні групи: хімічні, механічні й теплові. Іноді найкращі результати дає комбіноване або послідовне застосування цих методів.

Вибір методу впливу на привибійну зону свердловин визначається пластовими умовами. Хімічні методи впливу дають добрі результати в карбонатних породах, у пісковиках, скріплених карбонатними цементуючими речовинами.

Механічні методи обробки зазвичай застосовують у пластах, складених щільними породами.

Теплові методи впливу використовують для видалення зі стінок порових каналів парафіну і смол, а також для інтенсифікації хімічних методів обробки привибійних зон.

Кислотна обробка пласта. Для обробки свердловин застосовують соляну HCl, сірчану H_2SO_4, фтористоводневу HF та інші кислоти. Основне завдання кислотної обробки – утворення глибоко проникаючих у пласт каналів роз'їдання, що з'єднують вибій свердловини з насиченими нафтою і газом ділянками пласта.

Солянокислотний вплив на привибійну зону пласта використовують при вмісті в породі карбонатів кальцію, магнію та інших мінералів, які активно реагують з кислотою. Іноді в процесі кислотного впливу очищається поверхня вибою від глинистої кірки (кислотні ванни) або в привибійній зоні утворюються камери-порожнини для накопичення нафти.

Для розчинення значних за об'ємом порожнин необхідно використовувати десятки кубометрів кислоти концентрацією 10 – 15%. Під час звичайних кислотних обробок на кожний 1 м товщини оброблюваного пласта нагнітається від 0,4 до 1,5 $м^3$ розчину кислоти залежно від проникності порід, будови пласта і черговості обробок. При повторному процесі об'єм закачуваної кислоти збільшується. У малопроникні пласти з низьким тиском нагнітають менші об'єми кислоти з концентрацією HCl 8 – 10%, щоб полегшити видалення продуктів реакції з пор.

Гідравлічний розрив пластів (ГРП). Сутність гідравлічного розриву полягає в утворенні високопроникних тріщин великої протяжності під дією тиску рідини, що погано фільтрується, яку нагнітають у свердловину. Процес складається з таких етапів:

1) закачування в пласт рідини розриву для утворення тріщин, які потім заповнюються грубозернистим піском;

2) нагнітання рідини-піскоиосія;

3) закачування продавлювальної рідини для продавлювання піску у свердловину.

Як рідини розриву і піскоиосії для нафтових свердловин використовують високов'язкі нафти, емульсії, загущені милами вуглеводневі рідини, для нагнітальних свердловин – розчини сульфітно-спиртової барди (ССБ) або воду, загущену полімерами.

Гідропіскоструминна перфорація. Зону ущільнених гірських порід можна подолати, створюючи піскоструминним апаратом канали, глибина яких сягає 50 см при діаметрі 20 – 50 мм. Піскоструминні агрегати дозволяють створювати як точкові (глибиною 150 – 200 мм), так і щілинні канали (глибиною до 500 мм) та надрізати пласт по вертикалі, забезпечуючи розвантаження порід від дії дотичних напружень у свердловинах з відкритим вибоєм і перекритим обсадними трубами.

Перфорація здійснюється гідропіскоструминним перфоратором, який спускається у свердловину на НКТ. Перфоратор зі змінними насадками й діаметром отворів 3, 4, 5 і 6 мм створює спрямований високонапірний струмінь піщано-рідинної суміші, яка при точковому впливі прорізає обсадні труби та породу протягом 15 – 20 хв. Наземне обладнання складається з пристрою для приготування суміші й насосів, що нагнітають її у свердловину під високим тиском. Як робочу рідину залежно від призначення робіт застосовують дегазовану нафту, розчини соляної кислоти і ПАР, воду тощо, як абразив – пісок з діаметром частинок від 0,2 до 2 мм. Для успішної роботи агрегату пе-

репад тиску в насадках з діаметром отворів 6 мм повинен бути не меншим ніж 10 – 12 МПа, а у твердих породах – 25 – 30 МПа.

Для збільшення глибини утворюваного каналу застосовують гідропіскоструминні перфоратори спеціальних конструкцій – шлангові й зондові гідромоніторні.

Теплофізичні методи впливу. Теплофізичні методи впливу на привибійну зону (циклічний і стаціонарний електропрогрів, термоакустичні й електромагнітні обробки, циклічний паротепловий вплив) застосовують для поліпшення фільтраційних властивостей порід. Їх призначення – видалення парафіну, смол та солей; періодичний прогрів порід пласта навколо свердловини для збереження фільтраційних властивостей порід; ліквідація наслідків проникнення в пласт фільтрату промивальної рідини.

Стаціонарне електропрогрівання здійснюється в процесі розроблення родовищ, що містять нафту в'язкістю, більшою ніж 50 мПа·с, за допомогою електричних нагрівників, що спускаються в привибійну зону свердловини на кабелі. Електронагрівник установлюють під глибинним насосом, а кабель кріплять до насосно-компресорних труб.

Циклічне електропрогрівання, при якому привибійна зона прогрівається періодично. До охолодження порід потоком нафти провідність їх у прогрітій зоні значно зростає. Потім відбувається повторний цикл прогрівання порід і т. п. Тривалість та періодичність обробок визначають з урахуванням радіуса, що задається, властивостей пластової системи, потужності електронагрівника, температури у свердловині, яка на вибої підтримується розташованими в корпусі електронагрівника терморегуляторами. За розрахунковими даними, при температурі у свердловині 140 ^{0}С, потужності електронагрівника 25 кВт і початковій температурі пласта 40 ^{0}С для прогрівання пісковика на глибину 0,45 – 0,50 м до 60 ^{0}С потрібно 4 – 5 діб. У цьому випадкові ефект від термообробки може продовжуватися декілька місяців.

Термоакустичне оброблення. Для скорочення часу, необхідного на прогрівання пласта до заданої температури, і збільшення ефективності впливу теплову обробку поєднують з акустичною. Хвильове поле, створюване акустичним випромінювачем, сприяє збільшенню температуропровідності пласта, глибини обробки, винесенню з пористого середовища частинок парафіну, промивальної рідини та її фільтрату, твердих відкладень солей. Глибина зони впливу при цьому досягає 8 м. Застосовувана апаратура складається з ультразвукового ге-

нератора й секційного термоакустичного випромінювача, який спускають у свердловину на колоні НКТ або кабелі.

Циклічний паротепловий вплив – періодичне нагнітання у пласт по насосно-компресорних трубах сухого пару (до 3000 т). Цей спосіб використовують при глибині свердловини до 1000 м і в'язкості нафти, більшій ніж 50 мПа·с. Пласт вдається прогріти на відстань до 30 м. Після відновлення експлуатації підвищена температура у пласті зберігається протягом 2 – 3 місяців за рахунок накопичених запасів тепла під час нагнітання пари.

Імпульсно-ударний і вібраційний вплив. Провідність пласта у привибійній зоні можна підвищити шляхом впливу на породи потужними ударними хвилями, що генеруються під час вибуху на вибої глибинних бомб і зарядів вибухових речовин (ВР) спеціального призначення. Утворювана при цьому мережа тріщин у твердих породах поряд із супутними вибуху тепловими ефектами та фізико-хімічними змінами властивостей нафти під впливом продуктів вибуху, що проникають у пори пласта, створюють умови, які сприяють поліпшенню припливу нафти й газу до свердловин. Одним з варіантів імпульсно-ударного впливу на пласт є розрив його пороховими газами, який здійснюється спеціальними снарядами АДС і генераторами тиску ПГД-БК.

Продукти згоряння, що містять двоокис вуглецю, соляну кислоту, воду, хлор, оксиди азоту, проникаючи у пласт під тиском порохових газів, знижують в'язкість нафти, розчиняють карбонатні складові породи, руйнують адсорбційні шари на межах розділу. Усе це в сукупності здійснює комплексну термогазохімічну й імпульсну дію на пласт, що сприяє збільшенню дебітів свердловин.

Безперервні коливальні процеси можна генерувати у привибійній зоні пласта також за допомогою гідравлічних вібраторів, що спускаються на трубах і приводяться в дію прокачуванням через них робочої рідини (нафти). У гідравлічних вібраторах типу ГВЗ імпульси тиску на вибої виникають унаслідок того, що турбіна, яка обертається під впливом потоку рідини, поперемінно перекриває та відкриває вихід її з корпусу вібратора. Залежно від витрат рідини й параметрів вібратора імпульси тиску на вибої можуть досягати декількох мегапаскалів (МПа). Вібратор генерує хвильові процеси, що супроводжуються «диханням» тріщин, винесенням у свердловину забруднюючих частинок і води з пор пласта, зниженням в'язкості пластової нафти.

4.8. Ремонт свердловин

Нафтові й газові свердловини, як і будь-які інженерні споруди, в процесі їх експлуатації потребують проведення поточних, планово-попереджувальних та капітальних ремонтів.

Розглянуті роботи із впливу на привибійну зону пласта відносять до групи *капітальних ремонтів свердловин*. До цього виду робіт відносяться також ізоляція пластових вод, ліквідація негерметичності обсадних труб, повернення на інші горизонти, розбурювання щільних соляних і піщаних пробок, ліквідація аварій з падінням у свердловину труб та штанг і деякі інші складні роботи.

До *поточних ремонтів* відносять менш складні види робіт, пов'язані із заміною зношеного обладнання свердловин або перевіркою його стану, з підтриманням нормальних умов експлуатації свердловин та обладнання (очищення труб від парафіну і солей, зміна глибини підвішування насоса і параметрів насосної установки згідно з поточними пластовими умовами припливу рідин та газів, очищення від конденсату й води стовбура і привибійної зони газових свердловин). Поряд із заміною підземного обладнання проводять роботи з ліквідації обриву штанг, заклинювання плунжерів насоса, обриву кабелю.

Ремонт наземного обладнання (верстати-качалки, гирлова арматура, трубопроводи, сепаратори тощо) виконують слюсарно-ремонтні бригади чи бригади з видобування нафти. Ремонт підземного обладнання здійснюють спеціалізовані бригади з підземного ремонту свердловин. Ці бригади зазвичай виконують такі види робіт:

1) заміну підземного обладнання – насосів, труб, штанг;

2) переведення свердловини з одного на інший спосіб експлуатації;

3) заміну підвіски підземного обладнання;

4) ліквідацію піщаних пробок;

5) ловильні роботи зі штангами, що обірвалися або відвернулися;

6) тартання і свабування свердловин при їх освоєнні.

Складними роботами, пов'язаними з ремонтом стовбурів свердловин (виправляння колон), ізоляцією сторонніх вод і ловінням впущених у свердловину труб, займаються бригади з капітального ремонту свердловин. Ці ж бригади в більшості випадків здійснюють роботи з інтенсифікації припливу нафти у свердловини: ГРП, солянокислотні обробки вибоїв, гідропіскоструминну перфорацію.

Снаббінг (англ. *Snubbing*) у загальному розумінні – робота під тиском. У нафтогазовій справі снаббінг – це проведення капітального ремонту без глушіннясвердловин (опускання труб під тиском, примусовий спуско-підйом труб під тиском, спуск під тиском інструменту в свердловину, спуск труб в свердловину під високим тиском). Крім того, снаббінг – це робота під тиском на трубопроводах (наприклад, врізка відводів).

У 1920 році Г. Отісом (США) була запропонована установка зі спеціальною талевою системою для проведення спуско-підіймальних операцій у незаглушеній фонтанній свердловині. Технологію снаббінгу було розроблено в США у 50-ті роки XX століття.



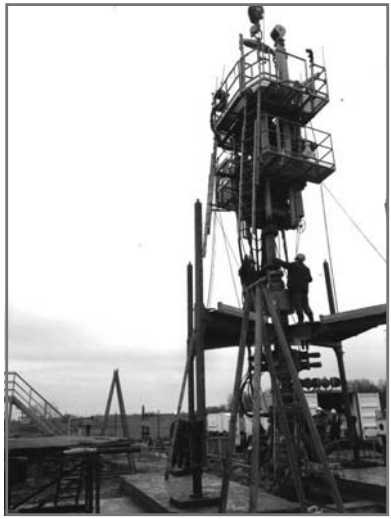


Рисунок 4.16 – Снаббінгова установка

Снаббінг вважається високотехнологічним методом ремонту свердловин. Дана технологія дозволяє мінімізувати негативні наслідки для покладів вуглеводнів, які, як правило, викликаються глушінням свердловини при традиційному ремонті. Зокрема, можна виділити наступні переваги технології ремонту експлуатаційних свердловин із застосуванням снаббінгу:

– компактність установки;

– швидкий монтаж установки;

– відсутність негативного впливу промислової рідини на продуктивний пласт;

– проведення робіт без зупинки роботи свердловини;

– скорочення тривалості капітального ремонту свердловини;

– відсутність додаткових витрат на інтенсифікацію свердловини.

В Україні перші снаббінгові установки з'явилися у 1970-х роках XX століття.

Технологя снаббінгу одержала розвиток протягом 1990 – 2000 років. Нині в світі ця технологія стала досить поширеною. На даний час виготовляються установки для проведення снаббінгу типів: 95K, 120K, 150K, 170K, 225K, 340K, 460K, 600K. Число у шифрі установки вказує на тягове зусилля, наприклад, 150K – означає, що пристрій має підіймальну здатність 150000 фунтів.

Установки для проведення технології снаббінгу виготовляють Нідерланди, Китай, США.

4.9. Обладнання, що застосовується при експлуатації свердловин

Для видобування пластових флюїдів нафтові, газові й газоконденсатні свердловини обладнують спеціальним підземним та наземним устаткуванням. До наземного устаткування належить обладнання гирла, присвердловинні установки й споруди, а до підземного – обладнання вибою та стовбура свердловини.

Обладнання фонтанної свердловини складається з таких основних елементів:

1) підйомних (насосно-компресорних) труб;

2) гирлової фонтанної арматури;

3) викидних ліній;

4) трапно-вимірювальної установки.

Обладнання монтується перед освоєнням свердловини і залишається на ній до кінця експлуатації.

Підйомні труби. Колона підйомних труб, якою рухається рідина і газ у свердловині, складається з окремих високоміцних сталевих насосно-компресорих труб довжиною 6 – 9 м кожна. На обох кінцях труби мають різьбу для з'єднання їх за допомогою муфт.

При фонтанній експлуатації колону підйомних труб, як правило, спускають до фільтра. Ці ж труби використовуються і при інших способах експлуатації: компресорному, насосному, а також при експлуатації газових свердловин.

Застосовуються насосно-компресорні труби з умовними зовнішніми діаметрами 27, 33, 42, 48, 60, 73, 89, 102, 114 мм. Товщина стінок гладкої частини труби, залежно від діаметра, становить 3 – 8 мм.

Застосування підйомних труб при фонтанній експлуатації витікає з таких міркувань:

1. Полегшуються роботи з освоєння свердловини, тому що наявність двох самостійних каналів у ній (підйомні труби і затрубний простір) дозволяє замінювати промивальну рідину в стовбурі на більш легку (вода, нафта). Крім того, підйомні труби дають можливість освоювати свердловину за допомогою компресора.

2. Найбільш раціонально використовується енергія газу, що розширюється, бо при підйомі суміші по каналу малого перетину (підйомні труби) різко скорочуються втрати нафти від зворотного стікання її по стінках труб.

Ці втрати залежать від швидкості руху суміші нафти і газу. Чим менша швидкість, тим більші втрати і навпаки. Швидкість руху суміші за інших рівних умов залежить від діаметра труб. Чим менший їх діаметр, тим більша швидкість руху і навпаки.

При фонтануванні через труби малого діаметра значно зменшуються втрати від ковзання газу. Крім того, пластовому газу доводиться загазовувати меншу кількість нафти, ніж при фонтануванні через експлуатаційну колону з більшим перетином, а отже, більшою мірою зменшити її густину. Тому фонтанування зможе відбуватися при меншому пластовому тиску.

Застосування підйомних труб найменшого діаметра є одним із способів продовження фонтанування малодебітних свердловин.

3. У піщаних свердловинах застосування підйомних труб запобігає утворенню піщаних пробок на вибої свердловин, тому що великі швидкості газонафтового струменя в трубах меншого перетину забезпечують повний винос на поверхню піску, який потрапив у свердловину.

4. Полегшується боротьба з відкладеннями парафіну, що утворюються при видобуванні парафінистих нафт.

5. За необхідності можна швидко «заглушити» фонтан шляхом закачування в труби або затрубний простір води чи бурової промивальної рідини.

Гирлове обладнання. Гирло фонтанних свердловин обладнують міцною сталевою арматурою, призначеною для герметизації кільцевого простору між обсадною колоною та підйомними трубами, підві-

шування спущених насосно-компресорних труб, контролю і регулювання режиму роботи свердловини.

Обладнання гирла фонтанної свердловини складається з: колонної головки, трубної головки й фонтанної ялинки. Трубні головки і фонтанні ялинки називаються *фонтанною арматурою*.

Фонтанну арматуру збирають з різних фланцевих трійників, хрестовика й запірних пристроїв (засувок або кранів), які з'єднують між собою за допомогою болтів (рис. 4.17, 4.18). Герметизують з'єднання металевими кільцями овального поперечного перерізу, котрі вставляють у канавки на фланцях, а потім затягують болтами.

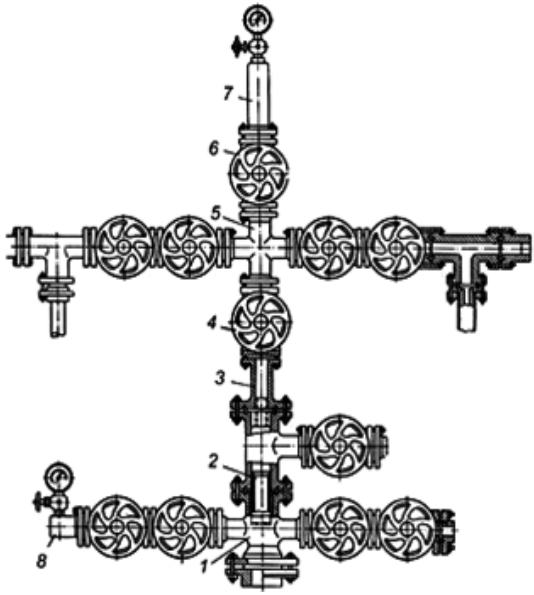


Рисунок 4.17 – Фланцева хрестова фонтанна арматура

1, 5 – хрестовина; 2 – трійник; 3 – котушка; 4 – центральна засувка; 6 – верхня засувка; 7 – буфер; 8 – бічний відвід

Колонна головка призначена для обв'язування всіх спущених у свердловину обсадних колон і герметизації міжтрубного простору між ними.

Трубна головка призначена для підвішування фонтанних труб та герметизації кільцевого простору між фонтанними трубами й експлуатаційною колоною, а також для проведення різних технологічних операцій, пов'язаних з освоєнням і промиванням свердловини, видаленням відкладень парафіну з фонтанних труб, піску з вибою й т. п. Трубна головка складається з хрестовика, трійника і перехідної котушки. Її встановлюють на колонну головку.

Фонтанна ялинка слугує для герметизації гирла свердловини, направлення руху газорідинної суміші у викидні лінії, регулювання та контролю режиму роботи свердловини, створення протитиску на вибої. Фонтанна ялинка являє собою з'єднання товстостінних сталевих трійників, хрестовин і засувок.

Гирлове обладнання поставляється заводами. Фонтанну арматуру поставляють у зібраному вигляді. Арматуру вибирають залежно від максимального тиску, очікуваного на гирлі свердловини.

Якщо на вибої міститься вільний газ, то при спуску на вибій підйомних труб простір між ними буде заповнений стисненим газом. Тиск, створюваний цим газом у затрубному просторі, буде близьким до пластового. Пластовий тиск для нових (які не розроблялися раніше) пластів дорівнює тиску стовпа води висотою, що дорівнює глибині свердловини. Цей тиск може бути визначений за формулою (4.1).

$$P_{пл.оч.} = 10^4 H, \qquad (4.1)$$

де $P_{пл.оч.}$ – пластовий очікуваний тиск;

H – глибина свердловини.

Глибина залягання пластів, котрі розкривають бурінням, може бути різною. Отже, пластовий тиск і тиск, при якому працюватиме фонтанна арматура, буде коливатися в широких межах. Тому фонтанну арматуру виготовляють декількох типів, розрахованих на різні робочі тиски.

Основними параметрами фонтанної арматури є *діаметр прохідного перетину стовбурової частини фонтанної ялинки* і *робочий тиск, на котрий розрахована арматура*.

Фонтанну арматуру виготовляють для найрізноманітніших умов експлуатації й розрізняють за конструкцією та за міцнісними характеристиками, а саме:

1) за робочим тиском (7, 14, 21, 35, 70, 105 МПа);

2) за розмірами прохідного стовбура (50, 65, 80, 100, 150 мм);

3) за конструкцією фонтанної ялинки: хрестові (АФК) і трійникові (АФТ);

4) за кількістю рядів НКТ, які спускають у свердловину: одно- і дворядні;

5) за типом запірних пристроїв: із засувками або кранами;

6) за типом з'єднання елементів арматури: фланцеві і різьбові;

7) за схемою виконання (застосовується вісім схем).

У трійниковій арматурі (рис. 4.18) при двох бічних відводах верхній є основним робочим відведенням. При виході його деталей з ладу закривають стовбуровий запірний пристрій і рідина або газ направляються по нижньому відведенню без зупинки роботи свердловини. Це зручно за необхідності ремонту верхнього відведення. Але

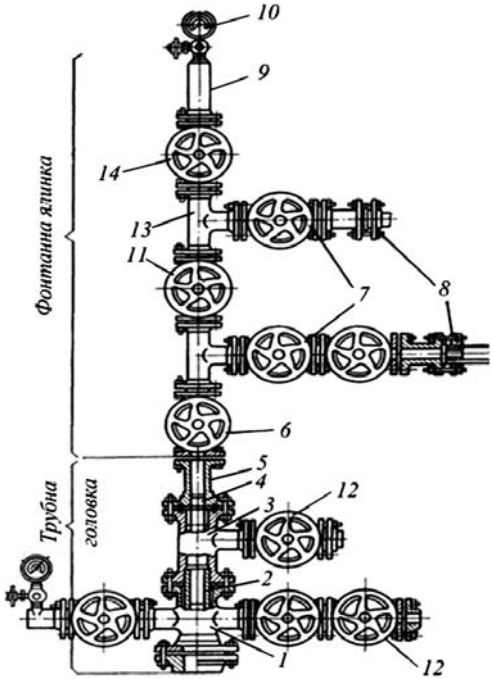


Рисунок 4.18 – Фланцева трійникова фонтанна арматура

1 – хрестовина;
2, 4 – перевідні втулки;
3 – трійник;
5 – перевідна котушка;
6 – центральна засувка;
7 – засувки; 8 – штуцери;
9 – буферна заглушка;
10 – манометр;
11 – проміжна засувка;
12 – засувка; 13 – трійник;
14 – буферна засувка з ручним, пневматичним дистанційним або автоматичним управлінням

розташування відводів по вертикалі (один над іншим) збільшує висоту арматури, що ускладнює її обслуговування.

Трійникову арматуру рекомендується використовувати при низьких і середніх тисках.

Для середніх та високих тисків рекомендується застосовувати хрестову арматуру (рис. 4.17). Хрестова арматура значно нижча за трійникову, що полегшує її обслуговування. Загальна висота арматури при хрестовій схемі й наявності дублюючих стовбурових запірних пристроїв менша, ніж висота трійникової арматури.

До недоліків хрестової арматури належить те, що при виході з ладу одного з відводів необхідно закривати нижній стовбуровий запірний пристрій, а отже, зупиняти свердловину.

До запірних пристроїв арматури відносять прохідні пробкові крани з ручним керуванням і прямоточні засувки.

Крани як запірні пристрої мають переваги перед засувками: менші габарити і вага, менші гідравлічні опори, простіше відкривання і закривання. Їх недоліком є можливість застосування для свердловин з робочим тиском до 14 МПа.

На рис. 4.17 нижня частина арматури – трубна головка призначена для підвішування двох рядів труб. Зовнішній ряд труб підвішується на спеціальній втулці, вгвинченій у трійник *2*. Внутрішній ряд труб підвішується за допомогою подібної втулки, вгвинченої в котушку *3*.

Хрестовина *1* має дві пари бічних засувок, з яких ліва пара при роботі фонтанної свердловини високого тиску постійно відкрита, внаслідок чого затрубний простір з'єднується з манометром, установленим на буфері *8*. Праві засувки хрестовини слугують для приєднання до затрубного простору насоса чи компресора при підкачуванні у свердловину води, нафти або повітря. Засувка на трійнику *2* призначена для тих же цілей, але вона роз'єднує чи з'єднує зовнішнє обладнання не із затрубним простором, а з кільцевим – між першим і другим рядами труб.

При підвішуванні лише одного ряду труб трійник *2* зі схеми виключається.

Над котушкою *3* встановлена центральна засувка *4*, яка під час роботи фонтану повинна бути повністю відкрита. Користуватися цією засувкою можна лише у виняткових випадках, наприклад для аварійного закриття свердловини. У всіх інших випадках дозволяється користуватися лише засувками, встановленими на бічних відводах хрестовини *5*.

Під час роботи свердловини відкачувана рідина направляється лише через одне відведення хрестовини у викидну робочу лінію (праву чи ліву). Інша лінія є резервною і використовується лише за необхідності проведення будь-яких робіт у робочій лінії. Тому при роботі свердловини засувки на робочій лінії повинні бути повністю відкриті, а засувки на резервній лінії закриті.

Верхня засувка хрестовини *6* слугує для сполучення трубного простору з манометром, установленим на буфері *7*.

Викидні лінії. Фонтанну ялинку за допомогою викидних сталевих ліній з'єднують із сепараторною (трапною) установкою, куди надходить уся продукція свердловини. Як правило, фонтанні ялинки мають два викиди для направлення струменя нафти і газу в сепаратор.

Трапно-вимірювальні установки. Для відділення газу від нафти при експлуатації свердловин застосовують спеціальні установки, звані трапами або сепараторами (рис. 4.19).

Суміш нафти і газу через фонтанну ялинку і викидну лінію направляється в сепаратор. У сепараторі швидкість руху рідини різко знижується, тому що діаметр сепаратора в декілька разів більший за

діаметр викидної лінії. Унаслідок зниження тиску в сепараторі відбувається розгазування нафти. З рідини виділяється газ і піднімається у верхню частину сепаратора, а рідина, як більш важка, стікає вниз. Газ відводять у газову магістраль, а нафту – в збірну нафтову установку або в промисловий нафтовий колектор.

Сепаратор працює автоматично. У ньому постійно підтримується певний рівень рідини, завдяки встановленню на викидній лінії спеціального клапана, з'єднаного за допомогою важелів з поплавком (рис. 4.19). При підйомі рівня рідини в сепараторі поплавок піднімається і відкриває клапан, у результаті чого нафта починає витікати з ємності сепаратора. При зниженні рівня він опускається, клапан закриває прохідний отвір і витік нафти з сепаратора припиняється.

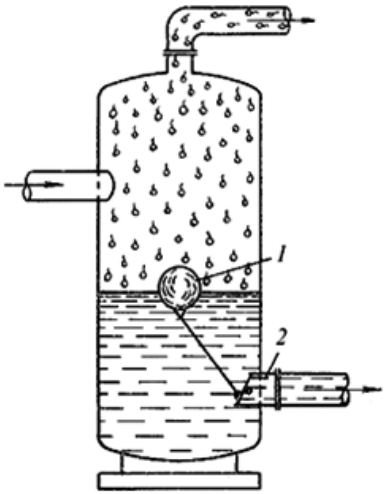


Рисунок 4.19 – Схема роботи сепаратора

1 – поплавок; 2 – клапан

Підтримання постійного рівня рідини в сепараторі необхідно для того, щоб не було прориву газу в нафтову лінію і нафти в газову.

Постійний тиск у сепараторі підтримується регулятором тиску, що встановлюються на викидній газовій лінії.

Промисловість виготовляє сепаратори низького тиску (робочий тиск до 0,6 МПа), середнього (робочий тиск 0,6 – 2,5 МПа) і високого (робочий тиск понад 2,5 МПа).

Обладнання гирла компресорної свердловини. На гирлі компресорної свердловини встановлюють компресорну арматуру, призначену для тих же цілей, що й арматура на фонтанних свердловинах, тобто для підтримання спущених у свердловину труб, герметизації міжтрубних просторів, направлення продукції свердловини у викидну лінію, а стисненого газу або повітря в повітряні труби.

Як правило встановлюють компресорні арматури легкого типу з однією-двома стовбуровими засувками, що пояснюється порівняно невисокими тисками у свердловині в процесі експлуатації. Часто як компресорна арматура застосовується фонтанна, яка після закінчення фонтанування залишається на свердловині.

Найбільш проста обв'язка компресорної арматури для пуску та експлуатації свердловини як по кільцевій, так і по центральній системі показана на рис. 4.20. За допомогою перекриття відповідних засувок стиснуте повітря подається або всередину підйомних труб, або в кільцевий простір між повітряними і підйомними трубами. При пуску свердловини по центральній системі закривають засувки *6* та *4* і відкривають засувки *1*, *2* та *3*. При перемиканні на кільцеву систему відкривають засувки *2*, *4* і *6* та закривають засувку *1* і *3*. У всіх випадках засувки *5* відкрита.

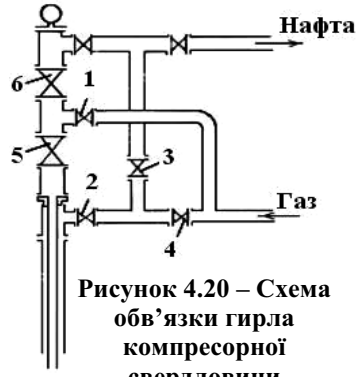


Рисунок 4.20 – Схема обв'язки гирла компресорної свердловини

1, 2, 3, 4, 5, 6 – засувки

Обладнання свердловини при експлуатації штанговими глибинними насосами. При експлуатації свердловини штанговою свердловинно-насосною установкою (ШСНУ) у свердловину опускають підйомні насосно-компресорні труби та глибинний насос, а біля гирла свердловини встановлюють верстат-качалку. Обладнання гирла штангової насосної свердловини (рис. 4.21) включає колонний фланець *1*, планшайбу *2* з підвішеними до неї насосно-компресорними трубами *3*.

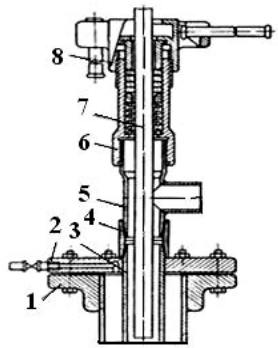


Рисунок 4.21 – Обладнання гирла свердловини, що експлуатується занурювальним штанговим насосом

1 – колонний фланець;
2 – планшайба;
3 – насосно-компресорні труби;
4 – верхня муфта; 5 – трійник;
6 – сальник; 7 – гирловий шток;
8 – кришка

У верхню муфту *4* колони НКТ угвинчують трійник *5* для відведення нафти, а також для виведення назовні гирлового штока *7*, що зв'язує через канатну підвіску насосні штанги з головкою балансира верстата-качалки.

Місце виходу гирлового штока з трійника герметизують за допомогою сальника *6*, який ущільнюють кришкою та пружиною.

У планшайбі передбачені спеціальні отвори для спуску у свердловину приладів, виконання ремонтних робіт і технологічних операцій.

Рідина, що подається насосом, прямує через бічний відвід трійника *5* у викидну лінію й далі у вимірювальну або сепараційну установку.

Верстат-качалка. Це балансирний індивідуальний механічний привод нафтового свердловинного насоса (рис. 4.22). Його основними вузлами є стійка *15* у вигляді усіченої чотиригранної піраміди, балансир *10* з поворотною головкою, траверса із шатунами *11*, шарнірно підвішена до балансира, редуктор *13* з кривошипами *12* і противагами *17*.



Рисунок 4.22 – Схема верстата-качалки з глибиннонасосною установкою

1 – всмоктувальний клапан;
2 – поршневий насос; 3 – нагнітальний клапан;
4 – колона штанг; 5 – підйомник (колона НКТ);
6 – трійник; 7 – сальник; 8 – полірований шток;
9 – канатна підвіска; 10 – балансир; 11 – шатун;
12 – кривошип; 13 – редуктор; 14 – електродвигун;
15 – стійка; 16 – балансирний вантаж; 17 – противаги

Для забезпечення можливості зміни кількості хитань верстата-качалки комплектуються набором змінних шківів.

Промисловість серійно випускає декілька типорозмірів верстатів-качалок, різних за своєю вантажопідйомністю, довжиною ходу, потужністю, що полегшує вибір верстата для конкретних умов роботи кожної свердловини.

Верстати-качалки випускаються у двох виконаннях: СК і СКД, що розрізняються рядом конструктивних деталей. У шифрі їх типорозміру вказуються найважливіші характеристики привода насоса.

Наприклад, позначення СК3-1,2-630 означає: СК – варіант виконання; 3 – вантажопідйомність в тоннах; 1,2 – максимальна довжина ходу головки балансира в метрах; 630 – найбільший крутний момент на валу редуктора, в кг.м.

У всіх верстатах-качалках зубчаста передача, що передає обертання від електродвигуна кривошипному валу, поміщена в корпусі редуктора, заповненого мастилом. Тому верстат-качалка працює безшумно, а термін служби шестерень більший, ніж у відкритих зубчастих передачах.

На одному кінці ведучого вала редуктора укріплений шків з канавками для клиноподібних ременів, за допомогою яких передається обертання цього шківа від електродвигуна. З протилежного боку ведучого вала закріплений гальмівний шків з двоколодковим гальмом, що дозволяє зупинити верстат-качалку в будь-якому положенні кривошипів.

Для передачі руху від редуктора до балансира слугують два шатуни, які за допомогою шарнірів з'єднані з кривошипами й поперечною траверсою. Остання з'єднана з балансиром.

Тривалість і безаварійність роботи верстата-качалки залежать від ступеня його врівноваженості. Під час роботи неврівноваженого верстата-качалки протягом кожного подвійного ходу насоса двигун навантажується нерівномірно. При ході плунжера вгору на установку діє вага стовпа рідини в трубах і вага штанг. При ході ж униз двигун розвантажується та не виконує роботи, тому що плунжер іде вниз під дією власної ваги штанг.

Такі коливання навантаження негативно впливають на міцність усієї установки й особливо на роботу двигуна. Щоб запобігти передчасному спрацюванню двигуна, необхідно вирівняти навантаження на нього в період кожного подвійного ходу плунжера. Це досягається урівноваження верстата-качалки за допомогою противаг.

Глибинні штангові насоси. Усі сучасні глибинні штангові насоси, що застосовуються для експлуатації нафтових свердловин, за конструкцією та способом установки у свердловині поділяються на дві групи: трубні (невставні) і вставні.

У трубних насосах робочий циліндр є прямим продовженням колони насосно-компресорних труб, на яких він спускається у свердловину. Плунжер трубного насоса із всмоктувальним і нагнітальним клапанами спускається у свердловину окремо від циліндра на колоні насосних штанг. Відповідно і підйом насоса зі свердловини здійсню-

ється у два етапи: спочатку витягуються штанги з плунжером та клапанами, а потім труби із циліндром.

Вставний насос спускається у свердловину в зібраному вигляді на штангах. Витягування його на поверхню також виконується в один прийом. Спущений у свердловину вставний насос закріплюється в насосно-компресорних трубах за допомогою спеціального замкового пристосування, яке заздалегідь спускається у свердловину на трубах.

Найбільшого поширення дістали невставні (трубні) насоси. Вони вирізняються простотою конструкції, застосовують їх головним чином у свердловинах, що експлуатуються з великим міжремонтним періодом і з великими дебітами. Випускають невставні насоси з умовним діаметром 28, 32, 43, 55, 68, 93 мм і довжиною ходу плунжера від 0,6 до 4,5 м.

Істотним недоліком трубних насосів є те, що для ремонту та заміни окремих деталей їх доводиться піднімати разом з насосними трубами. У результаті на ремонт свердловин іде дуже багато часу. Крім того, під час спуску плунжера у свердловину він треться об труби, через що псується його полірована поверхня. Через часті підйоми і спуски насосних труб зношуються їх різьби.

Застосування вставних насосів значно прискорює й спрощує ремонт свердловин за рахунок того, що насос у зібраному вигляді спускають та витягують із свердловини на штангах без підйому насосно-компресорних труб. Вставні насоси випускають з умовним діаметром 28, 32, 38, 43 і 55 мм і довжиною ходу плунжера від 1,2 до 6,0 м. Використовують їх для підйому рідини з глибоких свердловин.

До умовного позначення насоса входять: його тип; варіант виконання; умовний розмір, мм; довжина ходу плунжера, мм, зменшена в 100 разів; і найбільша глибина спуску насоса, м, також зменшена в 100 разів. Наприклад, позначення НСВ1-28-30-15 означає: вставний, одноступінчастий, одноплунжерний зі втулковим циліндром та замком нагорі, в якого 28 – діаметр насоса, мм, 30 – хід плунжера, мм, 15 – найбільша глибина спуску насоса, м.

Найпростішим типом трубного насоса є невставний двоклапанний насос, схема якого показана на рис. 4.23, *а*. Насос складається з трьох основних вузлів: циліндра з сідлом конуса на кінці; усмоктувального клапана з конусом і ловильним штоком, угвинченим у клітку клапана (ловильний шток слугує для зачеплення й вилучення на поверхню всього клапанного вузла без вилучення циліндра насоса); плунжера з нагнітальним клапаном.

При установці насоса у свердловині, після спуску на задану глибину насосних труб з циліндром насоса в них спускають на штангах плунжер з вузлом усмоктувального клапана. Посадковий конус щільно сідає в гніздо, роз'єднуючи тим самим затрубний простір і порожнину насоса.

Для вилучення насоса зі свердловини плунжер піднімається вище його звичайного верхнього положення. Наконечник плунжера підхоплює при цьому головку захоплюючого штока й ущільнювальний конус разом із всмоктувальним клапаном виходить з гнізда, піднімаючись слідом за плунжером.

Схему триклапанного насоса наведено на рис. 4.23, *б*. Такий насос складається з трьох основних вузлів: циліндра, плунжера і всмоктувального клапана.

На рис. 4.23, *в* показана схема вставного насоса НСВ1.

Насос НСВ1 складається з п'яти основних монтажних вузлів: циліндра, всмоктувального клапана, плунжера з нагнітальним клапаном, посадкового конуса з напрямним штоком і замкової опори.

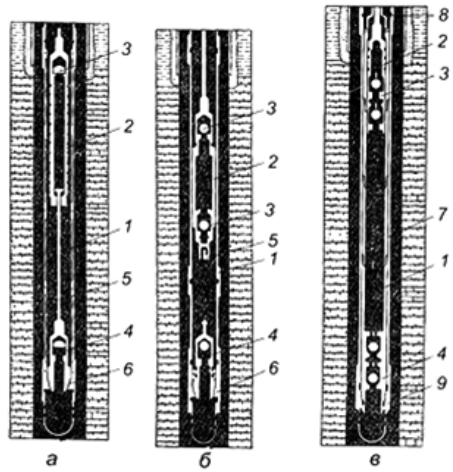


Рисунок 4.23 – Схема глибинних насосів

а – невставний двоклапанний насос; б – невставний триклапанний насос; в – вставний насос НСВ1; 1 – корпус з циліндром; 2 – плунжер; 3 – клітка нагнітального клапана; 4 – клітка всмоктувального клапана; 5 – ловильний шток; 6 – сідло конуса; 7 – кожух; 8 – упор; 9 – посадкове гніздо

При спуску вставного насоса НСВ1 спочатку у свердловину спускають колону насосних труб, на кінці яких установлена замкова опорна муфта із сідлом конуса і пружинним замком. Потім у труби в зібраному вигляді (циліндр із плунжером) на штангах спускається насос, який дійшовши до пружинного замка, розсовує його і проходить униз до тих пір, поки посадковий конус не сяде в сідло. У цей час

пружина замка заходить за буртик упорного ніпеля, утримуючи тим самим насос у замковій опорі.

Спущений і укріплений у замковій опорі вставний насос працює, як звичайний трубний насос.

При підйомі насоса штанги піднімають трохи вище звичайного ходу плунжера до тих пір, поки клітина верхнього нагнітального клапана не впреться в ніпель. При подальшому підйомі упорний ніпель тисне на пружину замка і своїм конусним виступом розсовує кінці пружини. Після цього насос (циліндр із плунжером) вільно витягується на поверхню.

Штангові насоси з наземним приводом можуть використовуватися для неглибоких вертикальних і похилих свердловин з незначним відхиленням від вертикалі. Типові глибини – від 30 метрів до 3,3 км, максимальні глибини – 5 км.

Обладнання свердловини при експлуатації зануреними відцентровими електронасосами. При експлуатації свердловин установками занурених відцентрових електронасосів у свердловину опускають колону підйомних насосно-компресорних труб та занурений багатоступінчастий електронасос рис. 4.24.

На гирлі свердловини встановлюють хрестовину або трійник гирлової арматури, яка на нижньому кінці має трубну різьбу, а на інших – фланці для приєднання засувок. Верхня буферна засувка монтується для проведення очищення труб від парафіну. Бічні засувки призначені для направлення газонафтового потоку. Для відведення газу із затрубного простору у верхню муфту обсадної колони загвинчується колонний патрубок з боковим відводом і засувкою, котра з'єднується з однією з викидних ліній. В обв'язці затрубної засувки встановлюється зворотний клапан, який не

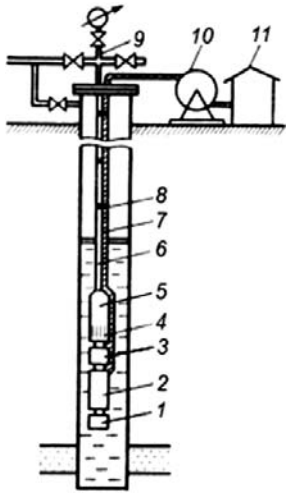


Рисунок 4.24 – Схема компонування агрегатів УЗВЕН

1 – компенсатор;
2 – електродвигун;
3 – протектор;
4 – приймальна сітка;
5 – відцентровий насос; 6 – НКТ;
7 – броньований кабель;
8 – кріплення кабелю;
9 – фонтанна арматура;
10 – барабан;
11 – станція управління

допускає перетікання нафти з викидної лінії назад у свердловину. Насосні труби з насосним агрегатом підвішуються на фланці обсадної колони за допомогою спеціальної планшайби.

Установки із зануреними відцентровими електронасосами (УЗВЕН) дають можливість при великій подачі розвивати високий напір, достатній для підйому нафти з великих глибин. На рисунку 4.24 показано схему компонування обладнання для експлуатації свердловини за допомогою УЗВЕН. Обладнання складається з маслозаповненого занурюваного електродвигуна (ЗЕД) трифазного струму *2*, протектора *3*, відцентрового насоса *5*. До нижньої частини ЗЕД приєднано компенсатор *1*, який регулює об'єм мастила в електродвигуні. Вал електродвигуна з'єднано з валом насоса шліцевими муфтами через протектор, який слугує для гідрозахисту електродвигуна від потрапляння пластових рідин. Рідина всмоктується через приймальну сітку *4* і відкачується насосом *5* по НКТ *6* на поверхню. Гирло герметизується фонтанною арматурою *9*. Для живлення енергією електродвигуна слугує броньований трижильний кабель *7*, який кріпиться до труб пасками *8*. При підйомі насоса кабель намотується на барабан *10*. Для контролю і регулювання роботи установки, автоматичного вмикання й вимикання її залежно від тиску в колекторі, відключення при коротких замиканнях та перевантаженні двигуна, автоматичної підтримки заданого періоду накопичення і відкачування рідини при періодичній експлуатації свердловини, запуску установки тощо слугує станція управління *11*.

4.10. Обладнання, яке використовується при підземному ремонті свердловин

Практично всі роботи з підземного поточного та капітального ремонту супроводжуються спуском у свердловину і підйомом з неї труб, штанг та різних інструментів. Тому одним з основних видів обладнання, яке встановлюють над гирлом свердловин при підземному ремонті, є підіймальні споруди (стаціонарні вишки, двоногі щогли й екліпси) і механізми та спеціальний інструмент (механічні ключі для згвинчування і розгвинчування труб та штанг, елеватори, вертлюги й інші пристосування).

Для ремонтних робіт широко використовують пересувні комплекси підіймального обладнання зі складною вишкою на шасі автомобілів високої прохідності й тракторах, а також колтюбінгові уста-

новки. У промисловій практиці підіймальною установкою (або агрегатом) прийнято називати обладнання, що складається з вежі, підйомника, талевої системи та інших допоміжних елементів. Це обладнання призначено для виконання поточних ремонтних робіт, які не потребують розбурювання цементу і пробок, інтенсивних промивань під високим тиском та інших складних операцій. При складних роботах використовують підіймальне обладнання, котре, крім підіймальних агрегатів, уключає насосні установки, ротор, вертлюг та інші пристосування.

Як підіймальні пристрої для спуско-піднімальних операцій з укладанням труб і штанг на містки застосовують агрегати «Азінмаш-37А», «Азінмаш-43А», «Бакинець-3М», УПТ1–50 та ін.

Агрегат «Азінмаш-37А» змонтований на шасі автомобіля КрАЗ, має лебідку, вишку висотою 18 м з талевою системою вантажопідйомністю до 32 т. Він забезпечений автоматами АПР-ГП і АШК-Т для згвинчування й розгвинчування труб і штанг. Привод обладнання агрегату – від двигуна автомобіля.

Агрегат «Азінмаш-43А» являє собою тракторну модифікацію агрегату «Азінмаш-37А».

Устаткування тракторне піднімальне УПТ1–50 змонтовано на гусеничному тракторі Т–130Г–1, призначено для проведення спуско-піднімальних робіт з насосно-компресорними та бурильними трубами, насосними штангами в процесі поточного і капітального ремонтів свердловин.

Воно складається з таких основних вузлів: шестишвидкісної коробки передач, однобарабанної лебідки, телескопічної вежі з талевою системою, гідравлічної, пневматичної й електричної систем управління, вузла привода ротора та інших допоміжних механізмів (рис. 4.25). Під час установлення і знімання вежі управління здійснюється з ручного виносного пульта, а в процесі спуско-піднімальних операцій – з кабіни водія. Загальне компонування основних вузлів устаткування відповідає компонуванню агрегату Азінмаш-43А. Агрегат УПТ1-50 характеризується вищими основними параметрами, зокрема: висота від землі до осі кронблока 19 м, вантажопіднімальність 500 кН і т. п.

Складні види робіт з насосно-компресорними й бурильними трубами при освоєнні, капітальному і поточному ремонті свердловин з розбурюванням цементних пробок виконують за допомогою агрегатів «А-50-У», комплексу обладнання «КОРО-80» та іншого обладнання.

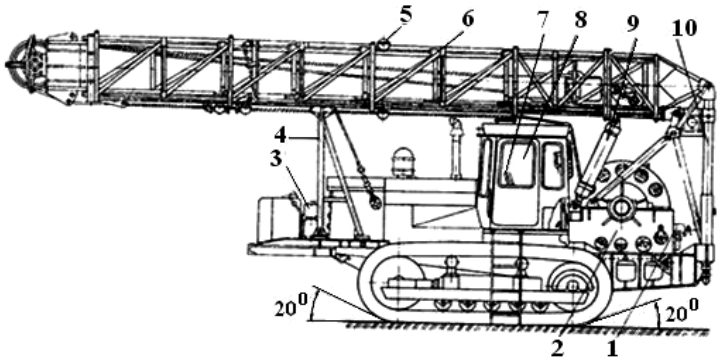


Рисунок 4.25 – Устаткування тракторне піднімальне УПТ1-50

1 – коробка передач; 2 – однобарабанна лебідка; 3 – пневматична система; 4 – передня опора вежі; 5 – освітлення; 6 – вежа з талевою системою; 7 – керування; 8 – кабіна; 9 – гідравлічна система; 10 – задня опора вежі

Агрегат «А-50-У» зібраний на шасі автомобіля КрАЗ-257 (рис. 4.26). Він призначений для спуско-підіймальних операцій з бурильними і насосно-компресорними трубами при поточному й капітальному ремонті свердловин, у процесі бурових робіт з промиванням свердловин. Максимальна вантажопідйомність агрегату на гаку – 50 т, найбільший тиск на викиді насоса – 16 МПа, продуктивність при тиску 6 МПа близько 10 л/с.



Рисунок 4.26 – Підйомний агрегат А-50 і УП-60

Комплекс «КОРО-80» складається з підіймальної установки УПА-80 (вантажопідйомність на гаку – 80 т), змонтованої на шасі автомобіля МАЗ-537, насосного блока на причепі, пересувних містків з робочою площадкою та інструментальним візком, ротора і вертлюга.

Установка забезпечена автоматом АПР-ГП для розгвинчування й згвинчування насосно-компресорних труб і ключем КГП для операцій з бурильними трубами. Підіймальна установка УПА-80 має привод від двигуна автомобіля, а насос – від трансмісійного вала лебідки через карданний вал.

Перспективним напрямом застосування спеціалізованого обладнання для газонафтової промисловості сьогодні є *колтюбінг* (англ. Coiled tubing – колона гнучких труб). У колтюбінгових установках (рис. 4.27) використовуються гнучкі безперервні труби (рис. 4.28), які замінюють традиційні збірні бурильні труби при роботах усередині свердловин. Такі труби завдяки своїй гнучкості здатні надати доступ навіть у бічні й горизонтальні стовбури, крім того, не потрібно виконувати операції зі збирання і розбирання бурильної колони.



Рисунок 4.27 – Колтюбінгова установка, Канада

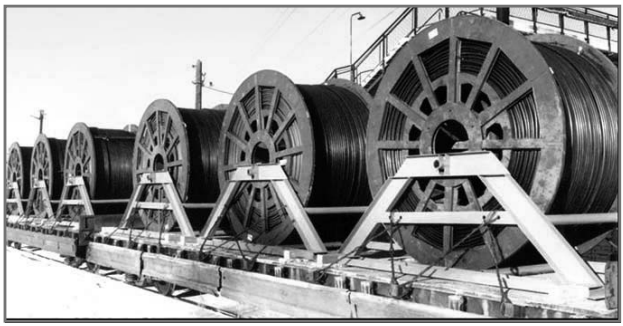


Рисунок 4.28 – Безмуфтові гнучкі сталеві труби

Технологію колтюбінгу було винайдено в 50-ті роки XX ст. Проте ця технологія стала широко застосовуватися лише в кінці 1980-х років. Ця технологія є більш дешевою і екологічною порівняно з класичними колонами бурильних туб.

В теперерішній час колтюбінг широко використовується в технологічних, а також ремонтно-відновлювальних роботах в експлуатаційних газових, нафтових і газоконденсатних свердловинах.

Одне з основних обмежень класичного колтюбінгу – неможливість використання обертання колони. Через це для буріння основної свердловини частіше використовують традиційні бурові установки, хоча існують проекти буріння за допомогою колтюбінга (Coiled tubing drilling), в тому числі обертового (Rotating coiled tubing) або TTRD.

Обладнання установки колтюбінгу змонтоване на шасі автомобіля чи автомобільному напівприцепі. Воно включає не лише гнучкі металеві труби, але і різне внутрішньосвердловинне й наземне обладнання: колтюбінговий агрегат (в тому числі котушку з трубами, інжекторну головку та ін.), а також буровий насос, бустерну установку або спеціальні компресори для нагнітання інертного газу, техніку для нагріву технологічної рідини, генератор інертного газу і різноманітне гирлове обладнання. До складу такого обладнання можуть входити і численні насадки, ріжучі інструменти, вибійні двигуни, породоруйнівні інструменти, відхилювачі, пакери і багато інших приладів.

Колтюбінгові установки можуть працювати без глушіння свердловини з герметизацією гирла до тиску 70 МПа.

Колтюбінгові установки діляться на три класи: легкий, середній, важкий.

Сьогодні монополія в галузі розробки і виготовлення колтюбінгового обладнання належить в основному американським і канадським компаніям.

На 2006 рік кількість колтюбінгових установок в світі оцінювалась в одну тисячу, приблизно половина з яких працювала в Північній Америці, в тому числі на Алясці (США).

Для механізації поточних, профілактичних і капітальних ремонтів обладнання та свердловин застосовують комплекс пристроїв – агрегати АРОК для технічного обслуговування й ремонту верстатів-качалок, штанговози для транспортування штанг АПШ та труб 2ТЭМ, агрегати «Азінмаш-48» для змащення верстатів-качалок, агрегати АНР-1 для наземного ремонту обладнання, установки для перевезення і перемотування кабелю, агрегати ПАРС для підготовчих робіт при ремонті свердловин та ін.

На промислах широко застосовують ремонт свердловин з використанням інструменту, який спускається на тросі, що дає змогу виконувати деякі види ремонту без вилучення насосно-компресорних труб (ловильні роботи, видалення парафінових кірок і солей із стінок НКТ, регулювання й виймання пускових та робочих клапанів).

При роботі з легкими інструментами (желонки при чищенні пробок, поршні при поршнюванні, короткі колони насосних штанг і т. п.) канат від барабана лебідки перекидають через один ролик на кронблоці безпосередньо до інструменту, який підвішують, або до гака. При цьому система працює без застосування талей.

При роботах, пов'язаних з обертанням колони труб (наприклад, при розбурюванні цементу) над гирлом свердловини, як і при бурінні, встановлюють ротор.

Вишки встановлюють на бутобетонних чи дерев'яних фундаментах, а для стійкості зміцнюють відтяжками зі сталевого каната, що з'єднуються з якорями, закріпленими в ґрунті.

Для обслуговування кронблока (монтаж, демонтаж, оснащення талевої системи, змащення) вишки забезпечуються маршовими сходами.

При експлуатації неглибоких свердловин установка громіздких вишок недоцільна, тому над такими свердловинами встановлюють легкі, як правило, двоногі щогли.

Контрольні питання

1. *Назвати джерела пластової енергії нафтових родовищ.*
2. *Назвати сили, які протидіють руху нафти і газу в пластових умовах.*
3. *Назвати режими роботи нафтових покладів, при яких відбувається переміщення нафти до свердловин.*
4. *Що означає коефіцієнт нафтовіддачі?*
5. *За рахунок чого забезпечуються високі темпи видобутку нафти та збільшення коефіцієнта нафтовіддачі?*
6. *Які методи застосовують для збільшення нафтовіддачі пластів?*
7. *На які групи поділяють способи підйому нафти на поверхню?*
8. *Який спосіб експлуатації нафтових свердловин називається фонтанним?*
9. *Який спосіб експлуатації нафтових свердловин називається газліфтним?*

10. *Які способи газліфтної експлуатації застосовують у нафтовидобуванні?*
11. *Який підйомник при підйомі рідини з пласта на поверхню називається ерліфтом?*
12. *Який підйомник при підйомі рідини з пласта на поверхню називається газліфтом?*
13. *Що розуміють під насосною експлуатацією свердловин?*
14. *Якими типами насосів здійснюється підйом нафти на поверхню при насосному способі експлуатації?*
15. *Які типи глибинних насосів застосовуються у нафтовидобувній галузі для підйому нафти із свердловин на поверхню?*
16. *Яким способом проводиться експлуатація газових свердловин?*
17. *З допомогою яких технологій покращують умови припливу нафти і газу до свердловин?*
18. *На які групи можна розділити методи поліпшення проникності пластів, за характером впливу на привибійну зону?*
19. *З якою метою проводять гідравлічний розрив пласта?*
20. *З якою метою проводять кислотну обробку продуктивного пласта?*
21. *Які типи ремонтів проводять в експлуатаційних свердловинах?*
22. *Яке обладнання монтують на гирлі фонтанної свердловини?*
23. *Для чого призначена колонна головка?*
24. *Для чого призначена трубна головка?*
25. *Для чого призначена фонтанна ялинка?*
26. *З яких елементів складається трубна головка?*
27. *Назвати конструктивні типи фонтанних ялинок.*
28. *Назвати конструктивні типи фонтанних ялинок за кількістю спускаємих у свердловину рядів НКТ.*
29. *Яке обладнання застосовують для відділення газу від нафти при експлуатації свердловин?*
30. *Що являє собою верстат-качалка?*
31. *На які групи за конструкцією та способом установки у свердловині поділяються глибинні штангові насоси?*
32. *Яке технологічне обладнання застосовується для ремонтних робіт на свердловинах?*
33. *Які агрегати з підіймальним обладнанням застосовують при ремонті свердловин?*

РОЗДІЛ 5. РОЗРОБКА МОРСЬКИХ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ

5.1. Розвиток техніки і технології розробки морських родовищ вуглеводнів

З океаном і його найбільш доступною частиною – континентальним шельфом пов'язані перспективи розв'язання таких глобальних проблем людства, як сировинна, енергетична, продовольча, демографічна, транспортна тощо. Практичне освоєння континентального шельфу розпочалося в 60-х роках XX століття.

У 1958 році роботи на морських нафтопромислах проводили лише чотири країни світу. У 1960 році пошуки нафти і газу на континентальному шельфі здійснювали 15 країн, а у 1973 році – близько 100 країн проводили пошуково-розвідувальні роботи і 25 з них уже видобували нафту і газ на морі. У 1984 році понад 40 держав добували нафту і газ із дна морів і океанів і більше 140 здійснювали їх пошуки. Ще на початку 70-х років тисячі нафтових свердловин були розсіяні по Атлантичному океану, від Північного моря до Мексиканської затоки, захоплюючи також води Західної Африки, Аргентини, Бразилії, Колумбії. Розташовувались вони по краю континентального шельфу на глибині 200 метрів або дещо більшій. Нафтопромисловики називають підводні розробки нафти і газу англійським словом *offshore.* Станом на 2010 р. в світі працювало понад 620 мобільних офшорних бурових установок.

У 1967 році свердловини відкритого моря дали 16 % усієї видобутої на Землі нафти, у 1972 році їх продукція складала 25 %., а на початку 80-х років ця частка складала приблизно 30%, і прогнозувалось, що до 2000 року наблизиться до 50%. Деякі країни (Великобританія, Нідерланди, Норвегія) повністю задовольняють свої потреби в нафті за рахунок морських нафтопромислів.

У 70-х роках підводна розвідка на нафту і газ значно активізувалася, особливо в північних морях, що обумовлено в першу чергу появою технічних можливостей і великими перспективами нафтогазоносності цих районів. Після відкриття перспективних родовищ нафти і газу в Північному морі, почалася розвідка в інших районах шельфу Європейського континенту. Великі надії покладалися на Індійський океан, вважалося, що поруч з Північно-Західним узбережжям Австралії залягає одне з найбільших у світі родовищ природного газу.

Були розроблені і почали використовуватись в світовій практиці нові інженерні рішення, які розширили технологічні можливості для буріння свердловин і добування нафти й газу в акваторіях морів. Крім занурених бурових установок (ЗБУ) застосовуються насипні острови, естакадні бурові установки, платформні стаціонарні бурові установки та інші.

Для видобутку нафти і газу на морських родовищах, переважно, використовують наступні технічні засоби:

– бурові платформи, з яких бурять свердловини;

– трубопроводи, що зв'язують свердловину із сушею;

– наземні об'єкти для переробки та зберігання нафти.

Часто родовища розташовуються недалеко від берега, на шельфі – розташованій під водою частині материка, що обмежена берегом і брівкою – чіткою лінією вздовж якої глибина вод різко збільшується. Глибина вод над брівкою варіюється в досить широкому діапазоні від 100 до 1500 метрів.

Спосіб буріння, як правило, вибирають залежно від глибини. На невеликій глибині часто споруджують невеликі майданчики під бурове і експлуатаційне обладнання (морські платформи), з яких і бурять морські свердловини. Таким способом нафта добувалася на Каспійських родовищах. Але використання цього способу є досить ризикованим в холодних водах. Існує небезпека зіткнення плаваючих крижин з морськими платформами, що може призвести до серйозних пошкоджень. Подібний випадок стався в 1953 році, тоді крижаний масив знищив половину всіх нафтовидобувних свердловин в Каспійському морі.

Рідше застосовується технологія осушення прибережної зони, суть якої полягає в оточенні певної невеликої ділянки дамбами з подальшим відкачуванням води з цієї ділянки.

Можна бурити похило-спрямовані свердловини з суші, якщо родовище знаходиться недалеко від берега. Подібна свердловина була пробурена в 2008 році корпорацією Exxon Mobil в районі о. Сахалін. Протяжність стовбура свердловини склала 11680 м. Буріння проводили спочатку вертикально, а потім горизонтально, в напрямку родовища, яке знаходилось під морським дном.

При великих глибинах вод застосовують складніші технології морського буріння. Так, при глибині до 40 метрів застосовують стаціонарні бурові платформи, якщо глибина сягає 80 метрів використовують плавучі бурові установки з опорами. 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.

Система динамічної стабілізації 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 використовують бурові судна. Рекорд буріння в глибоких водах був встановлений компанією Transocean і ChevronTexaco на судні Discoverer Deel Seas в 2004 році, коли було розпочато буріння в Мексиканській затоці при глибині моря 3053 метри.

Північні моря відрізняються складними умовами, тому там частіше використовуються стаціонарні бурові платформи, які утримуються під водою завдяки важким основам.

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 розроблено, всі свердловини консервують, пристрої від'єднують від гирла свердловини, гравітаційну платформу відривають від морського дна і буксирують до нової точки. Це великий плюс порівняно з морськими стаціонарними платформами, що залишаються на місці розробки родовища назавжди.

Самопідйомні плавучі бурові установки (СПБУ) відрізняються достатнім запасом плавучості, що дозволяє їх транспортування разом з буровим обладнанням, інструментом і необхідним запасом витратних матеріалів. На дно СПБУ 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 ста-

ціонарним 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.

Напівзаглиблені 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 унеможливлює використання водовідділюючої колони (направлення). Тому для зв'язування гирла з НЗБУ використовують телескопічне з'єднання з герметизуючим вузлом і герметичні шарнірні з'єднини.

Коли свердловина побудована і готова до експлуатації, НЗБУ знімають з якорів і буксирують на нове місце.

СПБУ для невеликих глибин (шельф) будувалися в кінці 70-х – початку 80-х років XX ст. 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.



Рисунок 5.1 – Нафтова платформа

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 раза більшими, порівняно з СПБУ для невеликих глибин.

Бурове судно (БС) – найбільш мобільна бурова установка, що дозволяє проводити буріння в найбільш глибоково-

дних 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.

Превенторное обладнання кріпиться до морського дна, коли БС вже зафіксовано на точці буріння. Воно пов'язане з гирлом свердловини з допомогою водовідділюючої колони, двох шарнірних з'єднань і телескопічного з'єднання для компенсації зміщень судна в процесі буріння.

Судна, призначені для пошукового буріння нафтових свердловин на дні океанів, являють собою плавучу платформу. Одне з таких суден – "Іль-де-Франс" – має довжину 50 метрів і водотоннажність 500 тонн. Судно "Іль-де-Франс" стало до ладу з січня 1966 року. Це судно з коротким і широким корпусом, приблизно трикутної форми, нафтовидобувники називають баржею. Платформа розміщується на чотирьох металевих опорах (гратчасті конструкції типу Ейфелевої вежі) висотою до 60 метрів та ще приблизно такої ж висоти досягає бурова вежа.



Рисунок 5.2 – Бурова платформа в Північному морі

Різні бурові установки виникли внаслідок різних умов і використання різних технологій на різних глибинах акваторій. Так, наприклад, плавучі установки напівзаглиблювального типу використову-

ються 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, 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.

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.



Рисунок 5.3 – Плавуча бурова установка

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 заякорюваного бурового судна була здійснена в 1971 році і виявилась невдалою. В 1973 році 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. тонн було побудоване в 1972 році 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°.

Одна з найбільших у світі морська платформа для видобутку газу – платформа "Троль": висота ноги-опори платформи 369 м, кількість опор – 4, обслуговує 39 свердловин глибиною до 1500 м на родовищі "Поле Тролей" в Північному морі.

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 роки на світовий ринок поставлені 54 мобільні морські бурові установки. У 2000 році кількість установок для буріння на шельфі становила 153.

Платформа "Гіберния" неподалік від узбережжя Ньюфаундлена (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 році.

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.

Україна. Надра півдня України здавна відомі як вмістилище природних вуглеводнів. Про це свідчать, зокрема, амфори з нафтою в могильниках Босфорського царства (4 – 2 тис. років до н. д.), знайдені на Керченському півострові.

Відкриття у 60-х роках ряду родовищ вуглеводнів у рівнинному Криму спонукало до пошупошуків нафти і газу в прилеглих шельфах 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.



Рисунок 5.4 – Буріння свердловин на Чорноморському шельфі

На початок 70-х років 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 роки у північно-західній частині шельфу Чорного моря геофізичними методами було виявлено близько 40, а на шельфі Азовського моря – 20 перспективних структур. Створюється спеціалізована установа 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 СРСР займалося ЦКБ «Корал» (м. Севастополь).

5.2. Морські бурові установки

Бурові установки на морських платформах. Установки подібного типу монтуються на видобувних платформах і використовуються для буріння і проведення спеціальних робіт у видобувних свердловинах. Загальна кількість свердловин, яка може бути пробурена з однієї платформи, залежить від їх продуктивності, фільтраційно-ємнісних властивостей пласта і розмірів покладу і, як правило, не перевищує 40-50 свердловин. У більшості випадків бурова вишка знаходиться постійно на платформі, хоча може бути і демонтована та замінена спеціальним обладнанням для проведення робіт у свердловинах після того як пробурені всі свердловини.

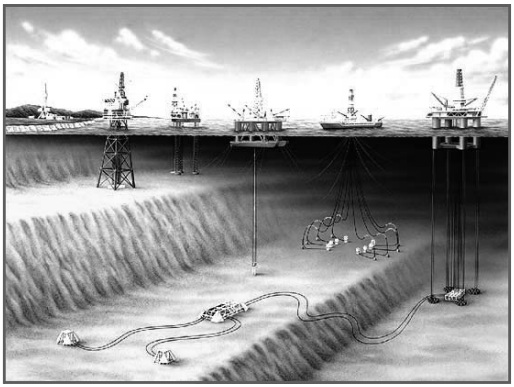


Рис. 5.5 – Морські бурові установки

Бурові баржі. Бурова баржа – вид морської бурової установки, бурового судна. Використовується на першому етапі розробки родовища, для буріння свердловин в основному на мілководних і захищених



Рис. 5.6 – Бурова баржа (Drill barge)

ділянках, або в болотистих районах (рис. 5.6). Область їх застосування – внутрішньоконтинентальні родовища: гирла річок, озера, болота, канали на невеликій глибині (як правило від 2 до 5 метрів). Бурові баржі являють собою судна, дно яких використовується в якості основи для бурової вишки.

Бурові баржі, як правило, несамохідні, і тому не в змозі проводити роботи у відкритому морі. Вони буксируються до місця призначення і занурюються на дно з допомогою баласту до проведення бурових робіт.

Самопідіймальні бурові установки (СПБУ). Самопідіймальні плавні бурові установки відрізняються достатнім запасом плавучості, що дозволяє їх транспортування разом з буровим обладнанням, інструментом і необхідним запасом витратних матеріалів.

Цей тип морських бурових установок за способом переміщення, видами робіт, формою корпусу і конструкцією робочої платформи нагадує бурову баржу, а іноді є модернізованою бурової баржею (рис. 5.7). На дно СПБУ встановлюють за допомогою спеціальних механізмів і опор. Корпус піднімають вище рівня води так, щоб виключити вплив хвиль. До конструкції включені три, чотири або п’ять опор з черевиками, що опускаються і задавлюються в морське дно на час проведення бурових робіт. Також може проводиться заякорювання бурової установки, але стояння на опорах є більш безпечним режимом експлуатації, так як в цьому випадку корпус не торкається поверхні води.



Рис. 5.7 – Самопідіймальна плавуча бурова установка (Jack-up drilling rig)

Глибина води на якій може працювати самопідіймальна бурова платформа обмежена, як правило довжиною опор і не перевищує 150 метрів (переважно 20 – 120 м).

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.

Самопідіймальну бурову установку спочатку буксирують до місця буріння в плавучому стані, після чого ноги платформи опускають і затискають в морське дно, забезпечуючи стабільне положення платформи при бурінні. Самопідіймальні установки можуть використовуватись і в якості допоміжних суден, які розміщуються поряд з основною стаціонарною платформою. В цьому випадку бурова вежа насувається на основну платформу і буріння проводять через отвір в стаціонарній платформі.

СПБУ для невеликих глибин будувалися в кінці 70-х – початку 80-х років XX ст. 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. Щоб не здорожувати транспортну систему постачання установок, на СПБУ споруджених в останні роки, величина змінного навантаження та кількість запасів, що визначають автономність установки, приймалися в 2,5 – 3,5 раза більшими, порівняно з СПБУ для невеликих глибин.

СПБУ використовують для буріння головним чином при глибині моря 30-106 м. Вони є водотоннажним три- або чотириопорним понтоном з виробничим устаткуванням, піднятим над поверхнею моря з допомогою піднімально-стопорних механізмів на висоту 9-15 м. При буксируванні понтон із піднятими опорами знаходиться на плаву; в точці буріння опори опускаються. В сучасних самопідіймальних плавучих бурових платформах швидкість піднімання (опускання) понтону становить 0,005-0,08 м/с, опор – 0,007-0,01 м/с; сумарна вантажопідйомність механізмів до 10 тис. т. За способом піднімання розрізняють підіймачі крокуючої дії (в основному пневматичні і гідравлічні), неперервної дії (електромеханічні). Конструкція опор забезпечує можливість встановлення бурових платформ на ґрунт з тривкістю не менш 1400 кПа при максимальному заглибленні їх у ґрунт до 15 м. Опори мають квадратну, призматичну або сферичну форму, по всій довжині обладнуються зубчастою рейкою і закінчуються башмаком.

Занурена бурова установка. Не дуже поширений тип бурових установок, особливість конструкції яких полягає в здатності занурюватися у воду (рис. 5.8). Занурена бурова установка може використовуватися на невеликих глибинах. Вона являє собою платформу з двома, розміщеними один над одним, корпусами. У верхньому корпусі розташовуються житлові приміщення для екіпажу, як і на звичайній буровій платформі. Нижня частина заповнюється повітрям, чим забезпечується плавучість при переміщенні, а після приходу на місце призначення, повітря з нижнього корпусу випускається, і бурова платформа занурюється на дно.

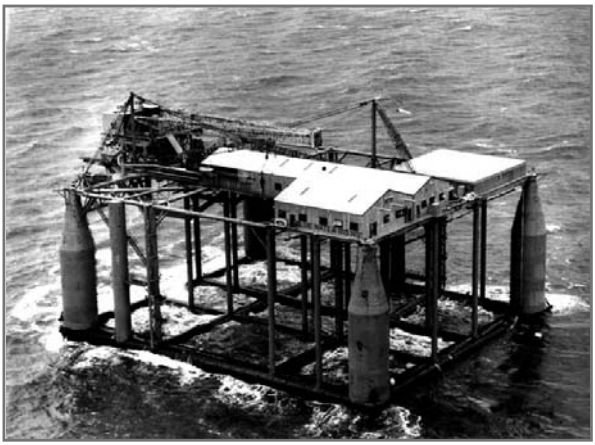


Рис. 5.8 – Занурена бурова установка (Submersible rig)

Перевагою занурених установок є висока мобільність, але при цьому глибина виконання бурових робіт невелика і не перевищує 25 метрів.

Гравітаційна морська бурова платформа (Gravity-based structure. GBS-англ.) – морська стаціонарна платформа, яка утримується на дні за рахунок власної ваги і зв'язків нижній частині платформи з грунтом. Також зустрічається назва: «гравітаційна морська платформа». Застосовується в районах, в яких є або передбачаються потужні силові дії, які прагнуть зрушити або перекинути платформу (сейсмічна активність, потужна течія, вітер, зрушення льоду). Вперше конструкції такого роду встановлені в середині 1970-х років в районі Північного моря.

МСП-ГП може служити несучою основою для нафтових платформ, вітроенергетичних установок, регазифікаційних терміналів та ін. Виготовляється із залізобетону, або комбінованими (опори з металу, основа із залізобетону). Бетонна гравітаційна платформа може бути монолітною, або містити в собі напрямні колони для буріння, резервуари для зберігання нафти або палива, використовуваного в якості енергоносія, трубопроводи. Елементи основи доставляються до місця монтажу поблочно. Перед установкою МСП-ГП морське дно вирівнюють, камені – прибирають, тріщини і западини – заливають бетоном.

Перевага МСП-ГП – доступність і низька ціна вихідних матеріалів, малий час установки платформи в морі (приблизно 24 год замість 7 – 12 місяців, необхідних для установки і закріплення пальових платформ). Власна плавучість і наявність системи баластування дозволяють буксирувати гравітаційні платформи на великі відстані і встановлювати їх в робоче положення на місці експлуатації в море без застосування дорогих вантажопідіймальних і транспортних засобів. Також перевагою є можливість повторного використання платформи в новому місці, підвищені вібростійкість і вогнестійкість, висока опірність морській корозії, незначна деформація під впливом навантажень і більш високий захист від забруднення моря.

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 розроблено, всі свердловини консервують, пристрої від'єднують від гирла свердловини, платформу відривають від морського дна і буксирують до нової точки. Це величезний плюс порівняно з морськими стаціонарними платформами, що залишаються на місці розробки родовища назавжди.

Напівзанурені бурові установки (НЗБУ) – найбільш поширений тип морських бурових установок, що поєднує в собі переваги заглиблених конструкцій і здатність проводити бурові роботи на великих глибинах.

Напівзанурена бурова установка (semisubmersible drilling rig) являє собою плавучу конструкцію, яка, залежно від терміну експлуатації, типу і спеціалізації установки, використовується для буріння при глибинах моря від 60 – 250 м до глибин понад 1500 метрів (рис. 5.9, 5.10).





Рис. 5.9 – Напівзанурена бурова установка (Semisubmersible rig)

Конструкція напівзануреної установки включає опори, які забезпечують плавучість платформи і утримують велику вагу при збереження вертикального положення. У процесі пересування напівзануреної морської бурової установки відбувається закачування і викачування повітря з нижнього корпусу. Коли випускається повітря напівзанурена установка притоплюється лише частково, не досягаючи при цьому морського дна і залишається на плаву. Вона транспортується з одного місця буріння на інше самостійно за рахунок системи гребних гвинтів.

В процесі бурових робіт здійснюється заповнення нижнього корпусу водою, в результаті чого досягається необхідна стійкість установки. Зміцнення важкими 10-тонними якорями, дає гарантії безпеки при експлуатації платформи в бурхливих морських водах.

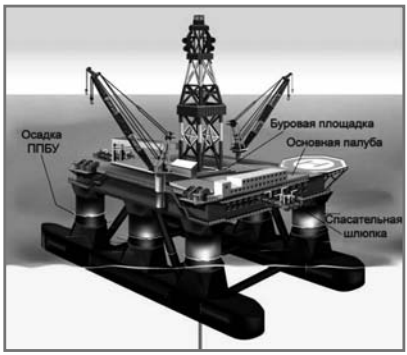




Рис. 5.10 – Напівзанурена плавуча бурова установка (semisubmersible drilling rig)

Більшість напівзанурених установок закріплюють на місці передбачуваного буріння ланцюгами або тросами для забезпечення стабільного положення при бурінні. Деякі сучасні установки обладнані системою динамічного позиціювання, яка заснована на системі рушіїв і точної навігації, що дозволяє підтримувати точне положення установки при бурінні. Системам динамічного позиціювання часто віддається перевага при бурінні на великих глибинах, де постановка на якір може вимагати значних витрат часу і засобів.

Напівзанурені плавучі бурові установки зменшують дію хвильових впливів на корпус НЗБУ. Занурені у воду понтони з'єднуються з верхнім корпусом морської бурової установки за допомогою системи вертикальних і похилих розкосів і вертикальних колон. Ці колони, що забезпечують стійкість всієї споруди називаються *стабілізуючими*. На верхньому корпусі розміщуються житлові приміщення, все обладнання і більшість запасів.

Напівзаглиблені установки, порівняно з іншими плавучими спорудами, мають найбільшу різноманітність архітектур конструктивних типів.

Форма верхньої будови залежить від конструктивного розміщення понтонів. Верхня будова в плані, залежно від кількості понтонів, може бути трикутної, прямокутної, п'ятикутної або круглої форми. Конструкція верхньої будови зазвичай виконується або як майданчик, на якому розміщуються житлові модулі та технологічне обладнання, або як єдиний корпус понтонного типу, в якому розміщуються житлові приміщення та різне обладнання.

Архітектурний тип напівзанурeної морської бурової установки також визначається кількістю понтонів. На ранніх етапах розвитку НЗБУ кількість понтонів могла доходити до 5. Сьогодні при будівництві переважної більшості морських бурових установок напівзанурюваного типу застосовується схема катамарана. Форма понтонів у таких НЗБУ зазвичай буває судновою або сигароподібною.

У разі відходу від катамаранної схеми застосовуються три- або чотирипонтонні схеми. Понтон може мати кільцеву форму або складатися з п'яти окремих корпусів («Пентагон»). Установки типу «Пентагон» були побудовані серією 10 одиниць для Північного моря. Водотоннажність 18000 т, довжина 103,1 м, ширина 99,1 м, діаметр стабілізуючих колон 8,5 м, глибина моря в точці буріння до 365 м, екіпаж 82 чол. Після аварій в 1980 році НЗБУ «Олександр Кілланд» установки цього типу не будувалися.

Напівзаглиблені морські бурові установки експлуатуються (так само як і самопіднімальні) в двох основних режимах: робочому і транспортному.

Напівзаглиблені плавучі бурові установки доставляються на місце буріння буксирними суднами і утримуються якірною системою протягом усього періоду буріння і випробування свердловини. На місці понтони, з'єднані з корпусом стабілізуючими колонами, заповнюються необхідною кількістю води для затоплення установки на розрахункову глибину. Таким чином, знижується вплив хвиль на установку. Відсутність жорсткого кріплення до дна і, як наслідок, схильність до хитавиці унеможливлюють використання водовідділюючої колони (направлення). Тому для зв'язування гирла з НЗБУ використовують телескопічне з'єднання з герметизуючим вузлом і герметичні шарнірні з'єднання.

Коли свердловина побудована і готова до експлуатації, НЗБУ знімають з якорів і буксирують на нове місце.

При перегоні НЗБУ для зменшення опору ватерлінія проходить по понтонах, при цьому висота надводного борту може перевищувати 40 м, внаслідок чого виникає необхідність зменшення площі парусності. Це досягається шляхом горизонтального укладання бурової вишки, якщо це передбачено конструктивно. У межах однієї акваторії перегони НЗБУ між точками буріння зазвичай здійснюються без укладання бурової вишки.

Стійкість НЗБУ при буксируванні накладає певні обмеження на кількість суднових і технологічних запасів на борту бурової установки. Під час буксирування напівзанурюваної плавучої бурової установки якорі зазвичай закріплюють на кронштейнах. Погодні умови буксирування, як правило, обмежені вітром в 7 – 8 балів і хвилюванням в 5 – 6 балів, оскільки потужність використовуваних 2 – 3 буксирів – обмежена.

Постановка НЗБУ на точку буріння при використанні якірної системи утримання проводиться шляхом заведення якорів за допомогою буксирів або суден-постачальників. Самохідні НЗБУ позиціонують носом назустріч найбільш ймовірного напрямку максимального зовнішнього впливу.

Несамохідні установки використовують в цьому випадку орієнтовану розкладку якорів. Черговість розкладки якорів визначається чинним напрямком вітру. Після розкладки якорів якірні канати підтягують для створення попереднього натягу, величину якого підбира-

ють таким чином, щоб при дії максимальних зовнішніх сил установка зміщувалася б у допустимих межах. Після завершення позиціонування понтони НЗБУ заповнюють рідким баластом для занурення установки по робочу ватерлінію. Для буріння допустиме горизонтальне відхилення НЗБУ становить 4 – 5% від глибини води в точці буріння.

Одним з головних факторів, що впливають на ефективність буріння, є вертикальна хитавиця. В системі бурового обладнання застосовуються спеціальні компенсатори вертикальної качки.

У процесі експлуатації НЗБУ навантаження значно змінюються. При горизонтальних коливаннях різниця сил натягу якірних канатів протилежних бортів може досягати 12 – 15%. При підніманні бурової колони в разі її заклинювання, навантаження на блок бурової вишки може досягати 5 МН. При проектуванні конструкції корпусу НЗБУ також необхідно враховувати менш значні місцеві навантаження (навантаження при посадці геліокоптера, навантаження при швартуванні суден-постачальників і буксирів).

Сучасні установки цього типу можуть проводити буріння при висоті хвиль до 10 – 12 м, швидкості вітру 18 – 24 м / с, швидкості течії до 1,5 м / с. Погіршення погодних умов – посилення вітру і хвилювання призводить до того, що стає неможливо витримати допустимі горизонтальні і вертикальні переміщення НЗБУ.

При зростанні швидкості вітру і висоти хвиль установка переходить в режим штормового відстою. Бурову колону піднімають і розгвинчують. НЗБУ пов’язана з гирлом свердловини гнучким шлангом, через який ведуть прокачування бурового розчину. Натяг якірних канатів послаблюють, щоб зменшити вітрові і хвильові навантаження. Такий режим називають «режимом щорічного шторму» (в якості розрахункових беруть таку швидкість вітру і висоту хвилі, ймовірність появи яких існує один раз на рік). Горизонтальні коливання платформи досягають 7 – 40% глибини моря. При подальшому посиленні вітру і хвилювання НЗБУ переходить в режим виживання (surviving). Розрахункові параметри зовнішнього середовища при цьому вибирають виходячи з повторюваності один раз на 50 – 100 років. В режимі виживання ще більш послаблюють якірні ланцюги, розбирають бурову колону. З метою зменшення апплікати центру ваги свічки бурової колони укладають горизонтально на палубу. Відкачуванням частини баласту збільшують кліренс на 1,5 – 2,0 м, щоб уникнути ударів хвиль в нижні конструкції верхньої будови.

У процесі експлуатації НЗБУ мають три види осадок: при бурінні, в режимі штормового відстою і на переході. Осадка при бурінні повинна забезпечувати: оптимальні значення поперечної і поздовжньої центричних висот при заданому проектному палубному навантаженні з урахуванням забезпечення м'якої реакції на пакет хвиль, а також максимального занурення підводних понтонів, щоб зменшити вплив орбітальних швидкостей приєднаних мас пакета хвиль; достатню відстань верхньої палуби від схвильованої поверхні моря, щоб пропустити хвилю проектної висоти (остання визначається межами ходу компенсатора вертикальних переміщень бурової колони і реакцією установки на вертикальну качку).

Осадка в режимі штормового відстою визначається з умов забезпечення максимальної відстані верхньої будови від схвильованої поверхні моря для виключення ударів хвиль по ній, мінімальних напружень в конструкціях установки за рахунок зменшення амплітуд її переміщень, а також мінімального вітрового кренового моменту внаслідок зменшення площі парусності установки.

Осадка на переході визначається з умови забезпечення мінімального надводного борту для досягнення максимальної вантажопідйомності, мінімального хвильового опору і максимальної площі діючої ватерлінії для забезпечення остійності і мореплавства.

Бурові судна (БС) – найбільш мобільні бурові установки, що дозволяє проводити буріння в найбільш глибоководних місцях (рис. 5.11). БС проектуються спеціально для здійснення буріння свердловин на великій глибині, хоч і мають не таку стійкість як напівзаглиблені морські бурові установки. Склад обладнання включає в себе повний набір, необхідний для великого океанського судна. БС включає в себе все необхідне бурове і допоміжне обладнання та необхідний запас витратних матеріалів. За допомогою GPS пристроїв реалізується активне управління бурових судном. Це дозволяє проводити бурові операції безпосередньо з корабля, але лише в тих межах, де його переміщення не заважають процесу буріння. На нижньому корпусі судна розташовуються електричні двигуни, які забезпечують рух корабля в будь-якому напрямку.

Судно обладнане якірною системою, виробничим, відвантажувальним і зберігальним майданчиками, може обертатися навколо вертикальної осі, в результаті за вітряної погоди, його впливу буде піддаватись мінімальна площа. Бурова шахта (англ. *Moonpool*) проходить через весь корпус судна, розширюючись до низу і йде в глибину.

На палубі розташовуються силові установки та технічне обладнання. Нафта, видобута, а потім очищена, зберігається в резервуарах корпусу, згодом її завантажують в човникові вантажні танкери.



Рис. 5.11 – Бурове судно (Drillship)

На точку буріння судно йде своїм ходом, розвиваючи швидкість до 13 вузлів на годину. Для утримання над точкою буріння використовують динамічну систему позиціонування. Вона складається з п'яти підрулюючих гвинтів і двох ходових, які постійно перебувають в роботі.

Превенторне обладнання кріпиться до морського дна, коли БС вже зафіксовано на точці буріння. Воно пов'язане з гирлом свердловини з допомогою водовідділюючої колони, двох шарнірних з'єднань і телескопічного з'єднання для компенсації зміщень судна в процесі буріння.

Судна здатні перевозити велику кількість витратних матеріалів і технологічного обладнання, тому вони використовуються у віддалених акваторіях, де застосування допоміжних суден з метою постачання пов'язане з великими витратами. Бурові судна широко використовуються при глибоководному бурінні.

Судна, призначені для пошукового буріння нафтових свердловин на дні океанів, являють собою плавучу платформу. Одне з таких суден – "Іль-де-Франс" – має довжину 50 метрів і водотоннажність 500 тонн. Судно "Іль-де-Франс" було введено в експлуатацію з січня 1966 року. Це судно з коротким і широким корпусом, приблизно трикутної форми, нафтовидобувники називають баржею. Платформа ро-

зміщується на чотирьох металевих опорах (решітчасті конструкції типу Ейфелевої вежі) висотою до 60 метрів та ще приблизно такої ж висоти досягає бурова вишка.

Допоміжні судна. З допоміжних суден виконується ряд допоміжних операцій морського буріння, зокрема, розстановка якорів і їх прибирання. Допоміжні судна часто використовуються в зоні шельфу, наприклад у Венесуелі, де глибина води невелика і де невеликі і дешеві платформи можуть бути використані ефективно.

Бурове судно, забезпечене всім необхідним обладнанням для буріння з платформи, стає на якір поряд з платформою. В якості допоміжного бурового судна може бути баржа або напівзанурена установка.

5.3. Бурове обладнання

Бурові установки призначені для буріння нафтових і газових свердловин в акваторіях морів, як і при бурінні на суші, складаються з шести основних функціональних компонентів:

– джерела енергії;
– бурильної колони;
– системи спуску-піднімання бурового інструменту;
– системи обертання долота;
– системи циркуляції бурової промивальної рідини;
– системи контролю тиску в свердловині.

Джерело енергії. Морські бурові установки забезпечують себе електроенергією автономно. Генератори, що виробляють електроенергію, працюють на дизельному паливі і обладнанні випрямлячами для перетворення змінного струму в постійний. Для більшості двигунів великої потужності перевага віддається постійному струму через більш просту систему регулювання швидкості. У зв'язку з наявністю надійних методів електронного контролю змінного струму сучасні бурові установки переводять на використання змінного струму для всіх типів двигунів. Потреба в енергії залежить від розмірів установки і типу обладнання. Сучасна велика напівзанурена бурова установка має потужність 6 – 8 МВт.

Бурильна колона на морських бурових установках має таку ж будову як і при бурінні свердловин на суші.

Система спуску-піднімання інструменту на морських бурових установках аналогічна буровим установкам для буріння свердловин на суші.

Нещодавно з'явилась нова конструкція піднімального обладнання для бурових вишок, яка основана на використанні гідравлічних циліндрів для піднімання і спуску в свердловину бурильної колони чи обсадних або насосно-компресорних труб. При цьому відпадає необхідність в потужній вишці, оскільки вантаж піднімається і опускається за допомогою гідравлічних циліндрів. Використання гідравлічної системи дозволить значно знизити загальну вагу бурового обладнання, а також підвищити безпеку процесу буріння та зменшити кількість рухомих елементів. Така конструкція є значним внеском в удосконаленні існуючих бурильних інструментів і обладнання.

Система обертання долота на морських бурових установках така ж сама що й на бурових установках, які бурять на суші.

Система циркуляції. До циркуляційної системи крім промивальної рідини входять відстійники, гідравлічні насоси та обладнання для приготування, розмішування і обробки бурового розчину. Якщо є необхідність, то відстійники можна використовувати для зберігання різних видів розчинів. Відстійник діє як буфер об'єму промивальної рідини і дає можливість змішувати і додавати хімічні реагенти в промивальну рідину під час роботи.

Гідравлічні насоси розраховані на робочий тиск біля 35 МПа і можуть закачувати біля 200 л / хв. кожний, залежно від тиску, при якому промивальну рідину закачують. На буровій установці встановлені 2 – 3 таких насоси. Насоси забирають розчин з відстійників, закачують його у свердловину через бурильну колону, а далі в затрубний простір свердловини і через системи контролю назад у відстійники.

Для промивальної рідини використовують резервуари великої ємності. Для хімреагентів використовуються мішки і бочки. Уламки вибуреної породи, які утворюються при руйнуванні породи долотом, відділяються з промивальної рідини, коли вона повертається із свердловини і проходить через систему контролю і очищення від бурового шламу (система регенерації булового розчину). Система контролю й очищення складається із вібросит, центрифуг і дегазатора для відділення з розчину дрібних твердих частинок і розчиненого газу. Промивальна рідина повертається в цистерни-відстійники звідки її знову закачують у свердловину.

Ще одним компонентом системи циркуляції є установка для цементування свердловин, яка являє собою змішувач високого тиску і насос, який використовується для закачування цементного розчину в простір між обсадними колонами і стовбуром свердловини. Ці насоси можуть використовуватись для підтримки системи циркуляції і для опресовки обладнання.

Система контролю тиску в свердловині являє собою вторинний бар'єр, який попереджує вихід вуглеводнів на поверхню при бурінні. Первинним бар'єром служить гідростатичний тиск, створюваний буровою промивальною рідиною.

Система контролю тиску в свердловині використовується для забезпечення безпеки робіт.

Ця система складається з трьох основних компонентів:

– превенторів;

– штуцерної лінії і лінії глушіння свердловини;

– контрольної системи.

Превентори монтуються на гирлі свердловини безпосередньо під буровою площадкою при використанні для проведення бурових робіт морської платформи, або на морському дні при використанні напівзанурених установок і бурових суден. До їх складу входить пружний ущільнювальний елемент і плашки, які перекривають гирло свердловини в разі небезпеки викиду пластового флюїду. Превентори приводять в дію гідравлічним способом за допомогою емульсійної рідини.

У блоці превенторів є бічні виходи, які дозволяють проводити циркуляцію промивальної рідини в свердловині і забезпечити контроль за свердловиною. При боротьбі з припливом в свердловину пластового флюїду у процесі буріння свердловини, промивальну рідину закачують спочатку через бурильну колону вниз у свердловину, а потім вона піднімається затрубним простором вверх і на кінець проходить клапан-глушник. Контроль отвору глушника дозволяє проводити циркуляцію з любою подачею, зберігаючи при цьому загальний контроль за роботою свердловини.

Система контролю превенторів складається із цистерн-сховищ з робочою рідиною високого тиску, приладів з дистанційним управлінням і контрольними клапанами для направлення робочої рідини на виконання необхідної функції в превенторі.

Якщо система контролю тиску в свердловині при бурінні не спрацює, то може статися викид із свердловини.

5.4. Типи свердловин на морських родовищах

Свердловини, пробурені на шельфі, можна розділити на: свердловини *з підводним закінчуванням* і свердловини *з розміщенням гирла на платформі*.

Свердловини з розміщенням гирла на платформі облаштовуються противикидним обладнанням, клапанами і трубами, які розміщені на самій платформі, що дозволяє легко проводити ремонт і експлуатувати свердловини.

Експлуатаційні свердловини з підводним закінчуванням облаштовуються противикидним обладнанням, клапанами і трубами, які розміщені на морському дні. Вони потім прикріплюються до основної платформи. У віддалених від основної платформи свердловинах регулятори клапанів і трубопроводи прикріплюються до уже існуючої інфраструктури. Підводні свердловини економічно ефективні в тих випадках, коли невеликі поклади вуглеводнів розміщені неподалік від уже існуючої інфраструктури, але до яких важко добратися з основної платформи, або якщо всі отвори з основної платформи уже задіяні для інших свердловин. На деяких родовищах використовують лише підводні свердловини, які під'єднанні до плаваючої установки з видобутку і зберігання при допомозі трубопроводу (стояка) високого тиску. Ремонт на підводних свердловинах вимагає використання плавучої бурової установки. Це означає призупинення свердловини і очікування прибуття установки для виконання ремонтних робіт, що веде до значних втрат у видобутку. Ремонт свердловини є дуже вартісним, оскільки плавуча бурова установка і її технічне обслуговування обходиться дорого.

Контрольні питання

1. *Коли розпочалось практичне освоєння континентального шельфу?*
2. *Які технічні засоби використовують для видобутку нафти і газу на морських родовищах?*
3. *Яку частину океану називають шельфом?*
4. *Як вибирають спосіб буріння морських свердловин?*
5. *Які установки називають самопідйомними плавучими буровими установками?*

6. *Які установки називають напівзануреними плавучими буровими установками?*
7. *Які функції виконують бурові судна?*
8. *На якому шельфі в Україні виявлено запаси вуглеводневої сировини?*
9. *Які установки називають буровими баржами?*
10. *Які установки називають зануреними буровими установками?*
11. *При якій висоті хвиль можуть проводити буріння сучасні напівзанурені плавучі бурові установки?*
12. *З яких основних функціональних компонентів складаються сучасні бурові установки?*
13. *Які джерела енергії застосовуються в сучасних морських бурових установках?*
14. *Які системи спуску-піднімання інструменту застосовуються на морських бурових установках?*
15. *Які системи обертання долота застосовують на морських бурових установках?*
16. *Які типи свердловин бувають на морських родовищах?*

РОЗДІЛ 6. СИСТЕМИ ЗБОРУ НАФТИ І ГАЗУ НА ПРОМИСЛАХ ТА ЇХ ПРОМИСЛОВА ПІДГОТОВКА

6.1. Збір і зберігання нафти на промислах

Нафта, яка добувається зі свердловин, як правило, має у своєму складі пластову воду (у вільному або емульгованому стані), вона містить різні мінеральні солі – хлористий натрій NaC1, хлористий кальцій $CaCl_2$, хлористий магній $MgCl_2$ тощо і часто механічні домішки. До складу нафти входять також різні гази органічного (метан CH_4, етан C_2H_6, пропан C_3H_8, бутан C_4H_{10}) та неорганічного походження (сірководень H_2S, вуглекислий газ CO_2, гелій He).

Вода й водні розчини мінеральних солей, які містяться в нафті, збільшують витрати на її транспортування, крім того, вода обумовлює можливість утворення стійких нафтових емульсій, що утруднює переробку нафти на нафтопереробних заводах (НПЗ) унаслідок посиленого розвитку корозії устаткування. Тому нафту, яку добувають із свердловин разом із пластовою водою, зневоднюють і знесолюють безпосередньо на нафтових родовищах та на НПЗ.

Уміст води, солей і механічних домішок, що містяться в нафті необхідно знати й для визначення кількості товарної нафти при передачі її товаротранспортним організаціям.

Нафтові промисли мають складне й різноманітне господарство. Споруди й комунікації, що входять до їх складу, можна умовно розділити на основні та допоміжні.

До *основних споруд* відносять експлуатаційні свердловини з їх обладнанням, нафто- і газозбірні мережі з установками зі збору нафти і газу, резервуарні парки, компресорні станції, нафтоперекачувальні станції, газорозподільні вузли, установки зі зневоднення, знесолення та стабілізації нафти, газобензинові заводи.

До *допоміжних споруд* належить система електроживлення, водопровідні мережі з водоносними станціями, а також механічні й електроремонтні майстерні тощо.

Конфігурація та потужність промислових споруд на промислах різні й залежать від геолого-експлуатаційної характеристики родовища.

Первинними наземними спорудами на промислах є об’єкти системи збору нафти і газу та їх транспортування до установок комплексної підготовки.

Постійним супутником нафти є попутний нафтовий газ, який має бути відділений від нафти перед закачуванням у промислові резервуари. Піднята зі свердловини нафта часто буває змішана з пластовою мінералізованою водою, тому утворені нафтоводяні емульсії необхідно зруйнувати, а воду видалити з нафти.

Нафтозбірні системи на промислах складаються з окремого обладнання, обв'язаного між собою сталевими трубопроводами для вимірювання продукції свердловин, відділення попутного газу від нафти, зневоднення і знесолення та стабілізації нафти, збору і зберігання та вимірювання кількості товарної нафти, трубопровідного транспортування нафти і газу споживачам.

Первинний збір продукції свердловин, її вимірювання та відділення газу від нафти відбувається в спеціальних автоматизованих групових вимірювальних установках (АГВУ). Основними елементами АГВУ, як правило, є розподільні батареї, що служать для перемикання продукції свердловин, мірники, автоматичні вимірні установки «Супутник» та сепараційні установки.

На рис. 6.1 показана схема сучасної централізованої системи збору нафти.

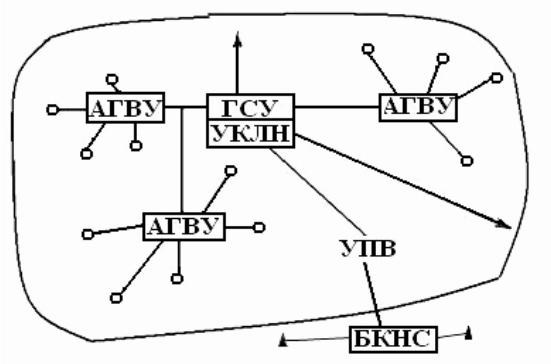


Рисунок 6.1 – Сучасна централізована система збору нафти:

o – *видобувні свердловини;*

▲ – *нагнітальні свердловини*

Згідно зі схемою, продукція свердловин за рахунок тиску на їх викиді направляється спочатку на автоматизовані групові вимірні установки АГВУ і далі – на центральний пункт збору. Тут, у газосепараційних установках (ГСУ), газ відділяється від рідини та подається на газопереробний завод, а рідина надходить до установки комплексної підготовки нафти (УКПН).

Попутна пластова мінералізована вода після відділення від нафти, проходить очищення на установці підготовки води (УПВ) і надхо-

дить у систему підтримання пластового тиску для закачування в пласт на блоковій кущовій насосній станції (БКНС).

Трубопровідні системи збору і підготовки нафти (нафто-, водо-, газо-, продуктопроводи) складають основну частину витрат на облаштування нафтових промислів. Їх довжина становить сотні кілометрів на невеликих за площею родовищах, а для значних за розмірами досягає багатьох десятків тисяч кілометрів. Практично всі трубопроводи в системах промислового збору (викидні лінії, збірні та товарні колектори) є підземними напірними системами з робочим тиском 1-3 МПа.

Особливість експлуатації промислових трубопроводів – одночасний сумісний транспорт водонафтогазових сумішей, значна зміна в часі сумарних об'ємів їх транспорту. Технологічні особливості транспортування нафтопромислової продукції, зокрема наявність ускладнень при транспортуванні продукції свердловин, які призводять до зниження їх пропускної здатності, змушують використовувати більші за розрахункові діаметри трубопроводів.

Усі сучасні технології видобутку, транспортування, підготовки і переробки нафти передбачають необхідність тривалого зберігання нафти й нафтопродуктів у резервуарах. Як правило, для збору, відстою і перекачування нафти на промислі в одному місці встановлюються декілька резервуарів. Така група резервуарів називається *резервуарним парком*.

Сучасні конструкції резервуарів відзначаються значною різноманітністю їх за матеріалом, формою та способами розміщення. У промисловій практиці видобутку і підготовки нафти використовуються переважно сталеві вертикальні циліндричні резервуари наземного розміщення (РВС).

Резервуари типу РВС виготовляються стандартними об'ємами 100, 200, 400, 700, 1000, 2000, 3000, 5000 і 10000 $м^3$. Резервуари з мінімальним об'ємом у 100-200 $м^3$ використовуються як вимірні ємності, більші є технологічними або сировинними й товарними.

Обладнання кожного резервуара повинно передбачати безпечну його експлуатацію, можливість наповнення та спорожнення, вимірювання рівня рідини, підтримання внутрішнього тиску в резервуарі в безпечних межах, його зачищення й ремонт (рис. 6.2).

Світловий люк *2* і люк-лаз *6* потрібні для огляду резервуара та його провітрювання під час ремонту. Приймально-роздавальні патрубки *1*, *7* забезпечують операції із заповнення й звільнення резервуара від рідини. Вони повинні передбачати ламінарний рух рідини всередині резервуара, відсутність розбризкування та інтенсивного перемішування. Усередині резервуарів можуть монтуватися змійовики для підігрівання продукції паром, а в технологічних резервуарах – пристрої для покращення умов підготовки нафти.

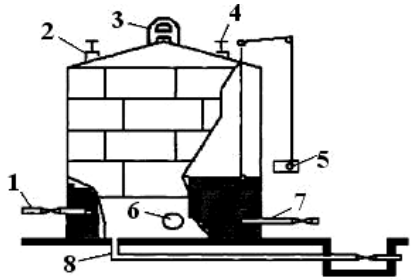


Рисунок 6.2 – Схема обладнання РВС:

1, 7 – приймально-роздавальні патрубки; 2 – світловий люк; 3 – запобіжний клапан з вогневим запобіжником; 4 – дихальний клапан; 5 – вказівник рівня; 6 – люк-лаз; 8 – патрубок скидання води

Особливе значення при зберіганні нафти і нафтопродуктів має герметизація резервуарів, відсутність прямого контакту їх газового середовища з атмосферою. Для цього всі резервуари повинні бути обладнані дихальними клапанами.

Ці клапани виготовляються у вигляді тарілок, відповідно відтарованих, які піднімаються з клапанного гнізда вгору під дією перепаду тиску, а опускаються під власною вагою, коли надлишковий тиск чи вакуум у резервуарі досягає норми.

6.2. Промислова підготовка нафти

З нафтових свердловин видобувається суміш, яка містить нафту, попутний нафтовий газ, воду та механічні домішки (пісок і ін.). У такому вигляді транспортувати продукцію нафтових свердловин магістральними нафтопроводами не можна тому що:

а) вода – це баласт, перекачування котрого потребує додаткових витрат.

б) при спільному транспортуванні нафти, газу та води мають місце значно більші втрати тиску на подолання сил тертя, ніж при перекачуванні чистої товарної нафти.

в) мінералізована пластова вода викликає прискорену корозію трубопроводів і резервуарів, а частинки механічних домішок породи – абразивний знос обладнання.

Метою промислової підготовки нафти є її дегазація, зневоднення, знесолення та стабілізація.

Дегазація нафти здійснюється для відокремлення попутного газу від нафти. Обладнання, у якому відбувається цей процес, називається *сепаратором*. Процес сепарації здійснюється в декілька етапів (ступенів). Чим більше ступенів сепарації, тим більший вихід дегазованої нафти з пластової рідини. Однак при цьому збільшуються капіталовкладення в сепаратори. У зв'язку із цим кількість ступенів сепарації обмежують двома-трьома.

Сепаратор являє собою циліндричний корпус, забезпечений патрубками для введення газорідинної суміші й виведення рідкої та газової фаз, запобіжною і регулюючою арматурою, а також спеціальними пристроями, що забезпечують розділення рідини і газу.

У конструкції нафтових сепараторів будь-якого типу розрізняють чотири секції (рис. 6.3).

I. Основна секція сепарації слугує для відділення нафти від газу. На роботу секції сепарації значно впливає конструктивне оформлення схеми введення продукції свердловин (радіальна, тангенціальна, використання різного роду насадок-диспергаторів, турбулізуючих уведення газорідинної суміші).

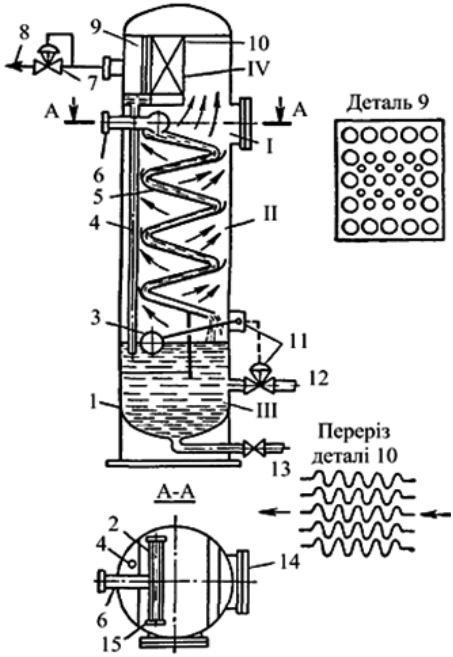


Рисунок 6.3 – Вертикальний сепаратор:

1 – корпус; 2 – роздавальний колектор; 3 – поплавець; 4 – дренажна труба; 5 – похилі площини; 6 – уведення газорідинної суміші; 7 – регулятор тиску «до себе»; 8 – вихід газу; 9 – переділка для вирівнювання швидкості газу; 10 – жалюзійний краплеуловлювач; 11 – регулятор рівня; 12 – скидання нафти; 13 – скидання бруду; 14 – люк; 15 – заглушки

II. Осаджувальна секція, в якій відбувається додаткове виділення бульбашок газу з нафти, збільшених у сепараційній секції. Для більш інтенсивного виділення оклюдованих бульбашок газу з нафти її направляють тонким шаром по похилих площинах, збільшуючи тим самим довжину шляху руху нафти й ефективність її сепарації. Похилі площини рекомендується виготовляти з невеликим порогом, котрий сприяє виділенню газу з нафти.

III. Секція збору нафти розміщується у нижній частині сепаратора і призначена для збору та виведення нафти із сепаратора. Нафта може знаходитися тут або в однофазному стані, або в суміші з газом залежно від ефективності роботи сепараційної та осаджувальної секцій, а також від в'язкості нафти та часу перебування її в сепараторі.

IV. Краплеуловлювальна секція розташована у верхній частині сепаратора або винесена за його межі і слугує для уловлювання найдрібніших крапельок рідини, що виносяться потоком газу в газопровід.

Сепарація рідини (розділення нафти, газу і води) у сепараторах різних типів відбувається з метою:

1) отримання нафтового газу, який використовується як хімічна сировина або як паливо;

2) зменшення перемішування нафтогазового потоку і тим самим зниження гідравлічних опорів та можливості утворення нафтових емульсій;

3) розкладання утвореної піни;

4) відділення води від нафти при добуванні нестійких емульсій;

5) зменшення пульсацій тиску при транспортуванні нафтогазоводяної суміші по збірних колекторах, прокладених до дотискних насосних станцій (ДНС) чи установок комплексної підготовки нафти.

Робота сепараторів будь-якого типу характеризується трьома показниками:

– ступенем розгазування нафти або її усадкою;

– ступенем очищення газу, що надходить у газопровід, від крапельок нафти;

– ступенем очищення нафти, яка надходить у нафтопровід, від бульбашок газу.

Технічно досконалим буде той сепаратор, котрий за рівних умов забезпечує вищий ступінь очищення газу і рідини і, крім того, має значну продуктивність з мінімально необхідними витратами металу на його виготовлення. Ефективне очищення газу від краплинної рідини і рідини від бульбашок газу відбувається в таких сепараторах, як

правило, при великих значеннях швидкостей руху газу і рідини по перетину сепаратора, тобто при великій продуктивності.

Ступінь технічної досконалості сепаратора характеризується такими показниками:

1) мінімальним діаметром крапель рідини, які затримуються в сепараторі;

2) максимально допустимою величиною середньої швидкості газового потоку у вільному перетині сепаратора чи в краплеуловлювальній секції;

3) часом перебування рідини (нафти або нафтової емульсії) в сепараторі, протягом котрого відбувається максимальне відділення вільного газу від рідини.

Допустиме значення питомого виносу краплинної рідини K_p не повинно перевищувати 50 см^3 на 1000 м^3 газу. Питоме винесення вільного газу потоком рідини в сепараторі рекомендується приймати таким, що дорівнює $K_г \leq 200$ л на 1 м^3 рідини. Величина $K_г$ залежить від багатьох чинників, головними з яких є: в'язкість і густина нафти, її здатність спінюватись, а також час затримки рідини в сепараторі.

Час перебування в сепараторі для нафт, що не спінюються, і малов'язких нафт рекомендується приймати від 2 до 3 хв, для нафт, котрі спінюються, і в'язких нафт – від 5 до 20 хв.

Малов'язкими вважаються нафти, які мають в'язкість $5 \cdot 10^{-3}$ Па·с (5 сПз), а в'язкими з в'язкістю більшою $1{,}5 \cdot 10^{-2}$ Па·с (15 сПз).

Ефективність роботи сепараторів, які встановлюються на площах газових і газоконденсатних родовищ, оцінюється, як правило, лише за першим показником, тобто кількістю краплинної рідини, яка виноситься газом за межі сепаратора. Тому вимоги, що висуваються до нафтових сепараторів і сепараторів природного газу, повинні бути різними.

Конструктивні особливості сепараторів. На рис. 6.3 показано загальний вигляд у розрізі сепаратора з жалюзійною насадкою *10*. У процесі його роботи нафтогазова суміш під тиском на гирлах свердловин або тиском, що розвивається насосами дотискної насосної станції (ДНС), проходить через патрубок до роздавального колектора *2*, який має по всій довжині щілину для виходу суміші. Зі щілини нафтогазова суміш потрапляє на похилі площини *5*, що збільшують шлях руху нафти і тим самим полегшують виділення оклюдованих бульбашок газу. У верхній частині сепаратора встановлена краплеуловлювальна насадка *10* жалюзійного типу.

Основний потік газу разом з найдрібнішими частинками нафти, що не встигли випасти під дією сили тяжіння, зустрічає на своєму шляху жалюзійну насадку *10*, в якій відбувається «захоплення» (прилипання) крапельок рідини і додаткове вилучення їх з газу; при цьому утворюється плівка, що стікає по дренажній трубі *4* в секцію збору нафти *III*, з якої по трубі для скидання нафти *12* вона виводиться із сепаратора.

Краплеуловлювальна насадка *10* може мати різні конструкції, а її робота повинна ґрунтуватися на таких принципах:

1) зіткнення потоку газу з різного роду переділками;

2) зміна напрямку потоку;

3) зміна швидкості потоку;

4) використання відцентрової сили;

5) застосування коалестуючої набивки (різного роду металевих сіток).

На (рис. 6.4) зображено схему горизонтального сепаратора, в якому частинки рідини осідають як під дією гравітаційних, так і інерційних сил.

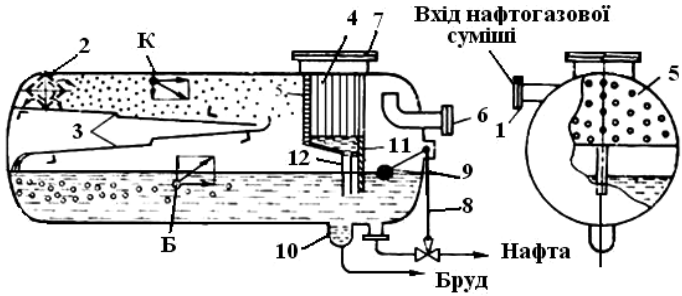


Рисунок 6.4 – Загальний вигляд горизонтального сепаратора в розрізі
1 – уведення газонафтової суміші; 2 – диспергатор; 3 – похилі площини; 4 – жалюзійна насадка-краплеуловлювач; 5 – переділка для вирівнювання потоку газу; 6 – вихід газу; 7 – люк; 8 – регулятор рівня; 9 – поплавцевий рівнеутримувач;10 – блок скидання бруду; 11– переділка для запобігання прориву газу; 12 – зливна трубка

Основний потік газу разом з найменшими частинками нафти, що не встигли осісти під дією сили тяжіння, зустрічає на своєму шляху жалюзійну насадку *4*, в якій відбувається «захват» (прилипання) крапельок рідини і додаткове відділення їх від газу; при цьому утворю-

ється плівка, котра стікає в піддон, а звідти по зливній трубі *12* вона потрапляє під рівень рідини в сепараторі.

В розглянутому сепараторі (рис. 6.4) у верхній частині сепаратора показана крапелька нафти *К*, а в нижній частині сепаратора показана бульбашка газу *Б* та сили, які діють на них.

Зневоднення нафти. У процесі руху суміші нафти і води з пласта на денну поверхню, а також по промислових трубопроводах утворюються водонафтові емульсії.

За характером дисперсійного середовища і дисперсної фази розрізняють два типи нафтових емульсій: «вода в нафті» і «нафта у воді». Тип емульсії в основному залежить від співвідношення обсягів фаз, а також від температури, поверхневого натягу на межі фаз «нафта – вода» та ін. Однією з найважливіших характеристик емульсій є діаметр крапель дисперсної фази, тому що від нього залежить швидкість їх осадження та руйнування емульсії.

Для руйнування нафтових емульсій застосовуються декілька методів:

– гравітаційне холодне розділення;
– внутрішньотрубна деемульсація;
– термічний вплив;
– термохімічний вплив;
– електричний вплив;
– фільтрація;
– розділення під дією відцентрових сил.

Гравітаційне холодне розділення здійснюється, як правило, в сировинних резервуарах, коли нафта і вода не піддаються сильному перемішуванню та коли вміст пластової води в нафті досягає приблизно 60%. Відстоювання проводиться у відстійниках періодичної або безперервної дії.

Як відстійники періодичної дії зазвичай використовуються сировинні резервуари, аналогічні до резервуарів для зберігання нафти. Після заповнення таких резервуарів сирою нафтою вода під дією сил гравітації осідає в нижню частину.

У відстійниках безперервної дії відділення води здійснюється при безперервному проходженні нафтоводяної суміші через відстійник. Принципова схема відстійника безперервної дії наведена на рис. 6.5.

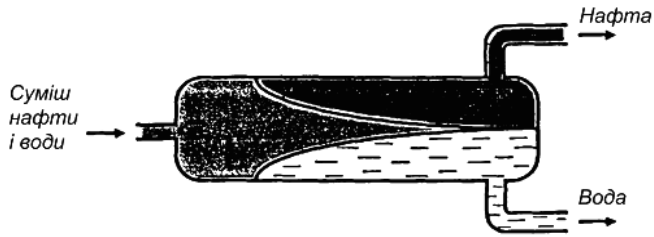


Рисунок 6.5 – Принципова схема відстійника безперервної дії

При застосуванні методу *внутрішньотрубної деемульсації* в міжтрубний простір експлуатаційних свердловин або на початок збірного колектора дозувальним насосом подається поверхнево-активна речовина (ПАР) – деемульгатор у співвідношенні 15 – 20 г на тонну нафтової емульсії, який сильно перемішується з емульсією у процесі її руху від вибою до установки комплексної підготовки нафти і руйнує її. Основне призначення деемульгаторів – витіснити з поверхневого шару крапель води емульгатори – природні поверхнево-активні речовини, котрі містяться в нафті (асфальтени, нафтени, смоли, парафіни) та в пластовій воді.

Витіснивши з поверхневого шару крапель води природні речовини, що емульгують, деемульгатор створює гідрофільний адсорбційний шар, унаслідок чого крапельки води при зіткненні коалесціюють (зливаються) у більші краплі й осідають під дією сил гравітації. Чим ефективніший деемульгатор, тим він більше знижує міцність «броньованого» шару, створеного на поверхні диспергованих крапель води, і тим інтенсивніше руйнується емульсія.

Існуючі методи деемульсації нафти без застосування тепла й поверхнево-активних речовин малоефективні. Тому близько 80% всієї обводненої нафти, яка видобувається, обробляють на *термохімічних установках (ТХУ)*. Перевагами таких установок є: їх простота (теплообмінник, відстійник і насос); порівняно низька чутливість режиму роботи установки до значних змін умісту води в нафті; можливість заміни деемульгаторів при зміні характеристик емульсії без заміни устаткування й апаратури.

Електричний вплив. Стійкі нафтові емульсії типу «вода в нафті» (В/Н) можна також руйнувати в електричному полі при застосуванні електродегідраторів.

Якщо безводну нафту помістити між двома плоскими паралельними електродами, що знаходяться під високою напругою, то виникає

однорідне електричне поле, силові лінії якого паралельні одна до одної. При заміні безводної нафти емульсією типу В/Н розташування силових ліній змінюється, й однорідність електричного поля порушується. У результаті індукції електричного поля диспергувані краплі води поляризуються і витягуються вздовж силових ліній з утворенням у вершинах крапель води електричних зарядів, протилежних зарядам електродів. Під дією основного та додаткових електричних полів відбувається спочатку впорядкований рух, а потім зіткнення крапель води.

Якщо відстань між краплями незначна, а розміри крапель порівняно великі, то сила притягування стає настільки великою, що адсорбовані на поверхні крапель води «броньовані» оболонки, які відокремлюють їх від нафти, руйнуються, внаслідок чого відбувається коалесценція (злиття) крапель води.

Фільтрація. Нестійкі емульсії іноді успішно розшаровуються при пропусканні їх через фільтруючий шар, складений із гравію, битого скла, деревних і металевих стружок, скловати та інших матеріалів.

Деемульсація нафти за допомогою фільтрів базується на явищі селективного (вибіркового) змочування.

Фільтри конструктивно виконуються у вигляді колон. Нафтова емульсія вводиться в колону знизу і проходить через фільтр, де вода утримується, а нафта вільно пропускається й відводиться через верх. Вода, що виділилась у фільтрі, скидається через низ колони.

Розділення водонафтових емульсій під дією відцентрових сил у центрифугах є досить ефективним методом. Значну силу інерції, яка виникає при центрифугуванні в центрифузі, використовують для розділення рідин, що мають різні густини. При цьому осадження дрібних крапель однієї рідини в іншій підпорядковується закону Стокса.

Знесолення нафти. Одним з показників якості зневодненої товарної нафти є залишковий уміст у ній солей. Цей показник має важливе значення, оскільки він визначає витрати на додаткову підготовку нафти на нафтопереробному заводі (НПЗ).

Знесолення нафти здійснюється шляхом змішування зневодненої нафти з прісною водою, після чого отриману емульсію зневоднюють. При змішуванні з прісною водою солі розподіляються по всьому її об’єму, і, отже, їх середня концентрація у воді зменшується. При знесолюванні вміст солей у нафті доводиться до величини, меншої ніж 0,1%.

Знесолення нафти на нафтопереробних заводах здійснюється із застосуванням електрознесолювальних установок.

Стабілізація нафти. Під процесом стабілізації нафти розуміють відокремлення від неї легких (пропан-бутанових і частково бензинових) фракцій з метою зменшення втрат нафти при її подальшому транспортуванні.

Стабілізація нафти здійснюється методом гарячої сепарації або методом ректифікації. При *гарячій сепарації* нафту спочатку нагрівають до температури 40 ... 80 °С, а потім подають у сепаратор. Легкі вуглеводні, що виділяються при цьому, відсмоктуються компресором і направляються в холодильну установку. Тут важкі вуглеводні конденсуються, а легкі збираються і закачуються в газопровід.

При *ректифікації* нафту піддають нагріву в спеціальній стабілізаційній колоні під тиском і при підвищених температурах (до 240 °С). Відокремлені в стабілізаційній колоні легкі фракції конденсують і перекачують на газофракційні установки або на газопереробні заводи (ГПЗ) для подальшої переробки.

6.3. Збір природного газу на промислах

Природний газ, який добувається зі свердловин – це суміш вуглеводневих і невуглеводневих газів. Він може містити у своєму складі різну кількість парів води, воду в рідкому стані, вуглекислий газ (CO_2), сірководень (H_2S), азот (N_2) і гелій (He).

Сірководень, вуглекислий газ і пари води – шкідливі домішки у природному та нафтовому газі. При зборі і транспортуванні газу, що містить вуглекислий газ і сірководень, відбувається сильна корозія газопроводів і всього сепараційного обладнання. Якщо в газі міститься велика кількість сірководню (3 – 5 %), то з цього газу отримують кристалічну сірку, яка використовується для промислових цілей.

Вміст у газі парів води та води в краплинному стані призводить до неприємних наслідків при зборі і транспортуванні газу. При контакті газу, що має високий тиск, з водним конденсатом утворюються гідрати, які, відкладаючись на стінках газопроводу, зменшують його пропускну спроможність, або призводять до повного припинення подачі газу.

Тому природний та нафтовий газ ретельно очищають від сірководню і вуглекислого газу, а також осушують від парів води та вуглеводневого конденсату.

Збір, транспортування і підготовка газу і конденсату на газових родовищах істотно відрізняються від подібних операцій стосовно нафти на нафтових родовищах. Основна відмінність зводиться до того, що на газових родовищах ми маємо справу з видобутком і транспортуванням природного газу або газоконденсатних сумішей на відміну від нафти або водо-нафтових сумішей (як правило емульсій) на нафтових родовищах.

Збір газу на родовищі здійснюється з метою його направлення на промисел для підготовки і подачі на головну компресорну станцію та в магістральний газопровід, яким він транспортується до споживачів.

Головним показником якості для газу, що подається в магістральний газопровід, є точка роси по волозі і вуглеводневому конденсату. Для холодної кліматичної зони точка роси по волозі не повинна перевищувати 20 ^{0}C, по вуглеводнях – не вище 10 ^{0}C.

Газові промисли, як і нафтові мають складне й різноманітне господарство. Споруди й комунікації, що входять до їх складу, можна умовно розділити на основні та допоміжні.

До *основних споруд* відносять експлуатаційні свердловини та їх обладнання, газозбірні мережі з установками зі збору газу, компресорні станції, газоперекачувальні станції, газорозподільні вузли, установки з осушення газу, газобензинові заводи.

До *допоміжних споруд* належить система електроживлення, водопровідні мережі з водоносними станціями, механічні та електроремонтні майстерні тощо.

Конфігурації та потужність промислових споруд на промислах, залежно від геолого-експлуатаційної характеристики родовища, можуть бути різними.

Так як постійним супутником природного газу є волога та механічні домішки від руйнування порід-колекторів, піднятий на поверхню природний газ, перед транспортуванням магістральними газопроводами, необхідно осушити й очистити від механічних домішок, та від газоконденсату.

Первинними наземними спорудами на промислах є об’єкти системи збору газу та його транспортування до установок комплексної підготовки.

На рис. 6.6 показані схеми систем збору природного газу. Елементи газозбірної мережі є загальними для різних родовищ і складаються з фонтанних ялинок, газовідвідних ліній (маніфольдів, шлейфів), засувок, що відключають газозбірні колектори, конденсатопроводів, промислових газозбірних пунктів (ПГЗП) (рис. 6.6, *а*, *б*, *в*, *г*).

Форма газозбірних колекторів залежить від конфігурації площі родовища (витягнута, кругла), розміщення свердловин на ній, числа і характеристики продуктивних горизонтів і прийнятої схеми осушки, очищення та обліку газу по свердловинах. Назва газозбірної системи визначається формою газозбірного колектора. Якщо газозбірний колектор являє собою одну лінію, схема збору називається *лінійною* (рис. 6.6, *а*). Коли газозбірні колектори сходяться у вигляді променів до центрального збірного пункту, схема носить назву *променевої* системи (рис. 6.6 ,*б*). При *кільцевій* системі газозбірний колектор огинає площу газоносного родовища (рис. 6.6, *в*). *Групова* система збору застосовується при наявності на промислі групових пунктів сепарації газу (рис. 6.6, *г*).

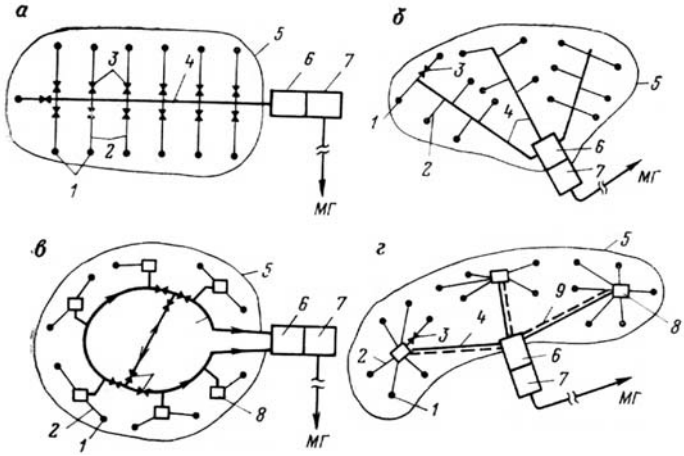


Рисунок 6.6 – Системи збору природного газу

а – лінійна; б – променева; в – кільцева; г – групова;
1 – свердловина; 2 – шлейфи; 3 – відключаючі засувки;
4 – газозбірний колектор; 5 – контур газоносності родовища;
6 – промислова газорозподільча станція (ПГРС); 7 – головні споруди;
8 – групові пункти збору газу (ГПЗГ); 9 – конденсатопровід;
МГ – магістральний газопровід

Конфігурація системи збору вибирається виходячи з наступного:

1) безперебійної подачі газу в магістральний газопровід;

2) маневреності;

3) зручності обслуговування газозбірної мережі;

4) мінімальних витрат на її спорудження та експлуатацію.

Кільцева система збору газу більш маневрена, так як при аварії на будь-якій ділянці цієї системи перекриттям відключаючих засувок можна забезпечити безперебійну роботу всієї газозбірної мережі. Інші системи збору газу цієї умови не задовольняють.

Проте з точки зору зручності обслуговування свердловин, сепараторів та застосування засобів автоматики групова система збору більш прийнятна. При цьому застосовують шлейфи високого тиску і порівняно малого діаметра (100 – 150 мм).

Для багатопластових родовищ, пласти яких мають різні пластові тиски, часто застосовують роздільний збір газу по різних газозбірних мережах. Різні газозбірні мережі будують також у випадку, якщо газ одного з продуктивних горизонтів містить в собі велику кількість конденсату, сірководень або вуглекислий газ.

При транспортуванні газу на промислі можуть виникати проблеми, обумовлені тим, що і природний, і нафтовий гази, як правило, містять водяну пару, й іноді газоконденсат. Температура, при якій газ досягає стану насиченості водяною парою при незмінному тиску називається *точкою роси*. При зниженні температури надлишок води в повітрі починає конденсуватися, утворюючи крапельки.

Прийнято розрізняти абсолютну і відносну вологість газу. Під *абсолютною вологістю* розуміють масову кількість водяної пари, що міститься в 1 $м^3$ газу при нормальних умовах. Масова кількість водяного пару в газі виражається в $г/м^3$ або в кг на $1000м^3$ газу. Під *відносною вологістю* розуміється відношення фактично вмісту в газі водяної пари до максимально можливого його вмісту при даних температурі і тиску. Відносну вологість визначають як відношення парціального тиску p водяної пари, що знаходиться в газі до тиску насиченого водяного пару P при даній температурі, тобто

$$\varphi = p/P, \text{ або } \varphi = (p/P)\ 100\%,$$

де φ – відносна вологість газу;

p – парціальний тиск водяної пари, що перебуває в газі, *Па* (1 мм рт. ст. = 133,3 *Па*);

P – тиск насиченого водяного пару при даній температурі, *Па*.

Для насиченої водяної пари φ = p/P = 1, тому вологий газ називається *насиченим*, коли він містить максимально можливу кількість водяної пари при даній температурі.

При русі нафтового і природного газу по газозбірних мережах завжди відбувається падіння температури і тиску, що супроводжується виділенням вуглеводневого і водного конденсату. Вуглеводневий і водний конденсат в понижених місцях газопроводу утворює рідинні пробки, які суттєво знижують продуктивність. Крім того, за певних термодинамічних умов гази в контакті з водним конденсатом можуть утворювати гідрати, які, відкладаючись на стінках труб, зменшують номінальний перетин газопроводу та знижують його продуктивність.

Газогідрати за зовнішнім виглядом схожі на пухкий сніг з жовтуватим відтінком. Вони можуть утворюватися в газозбірних мережах як при негативних, так і при позитивних (до 22 ^{0}C) температурах.

Гідрати відносяться до нестійких сполук і за деяких термодинамічних умов швидко розкладаються на газ і воду. Чим вищий тиск газу в газопроводі і нижча його температура, тим швидше утворюються і відкладаються на стінках труб газогідрати.

Основним способом попередження утворення гідратних пробок є осушка нафтового і природного газу від парів води.

Для усунення утворених гідратних відкладень застосовуються інгібітори. Це можуть бути метанол CH_3OH, етиленгліколь (ЕГ), діетиленгліколь (ДЕГ), триетиленгліколь (ТЕГ), 30 %-ний розчин хлористого кальцію і т. п.

Гідратні відкладення можна ліквідувати також знижуючи тиск газу в газопроводі або, якщо цей захід є малоефективним, підігріваючи його в місцях утворення відкладень.

Оптимальна концентрація інгібітору c_I, що вводиться в потік газу, залежить від ступеня необхідного зниження температури гідратоутворення і кількості вологи (води), що виділяється з газу.

Для запобігання утворенню рідинних пробок у газопроводах також встановлюють сепаруючі пристосування, звані камерами з розривом струменя (рис. 6.7). Такі камери широко застосовуються в газовій промисловості. Їх встановлюють як правило на висхідній ділянці газопроводу.

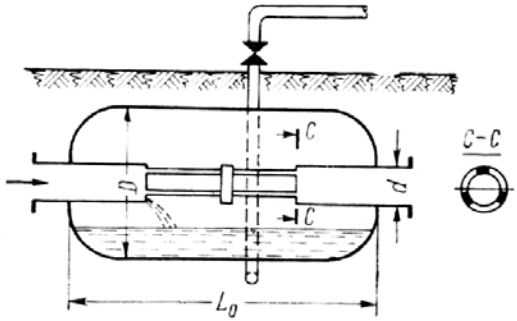


Рис. 6.7 – Камера з розривом струменя

Величину L_0 в камерах з розривом струменя приймають рівною 1 – 1,2 м, а діаметр корпуса камери D = (10 –15)d, але не більший 2 м (d – внутрішній діаметр викидної лінії, шлейфу)

На газових промислах, де здійснюється одночасно-роздільна експлуатація декількох газових пластів з різними тисками на гирлах свердловин широко застосовуються ежектори. На газонафтових і нафтових родовищах ежектори можна застосовувати для транспортування нафтового газу, використовуючи при цьому газ високого тиску з чисто газових свердловин або коли є достатня різниця тисків у сепараторах. Орієнтовна схема ежектора наведена на рис. 6.8.

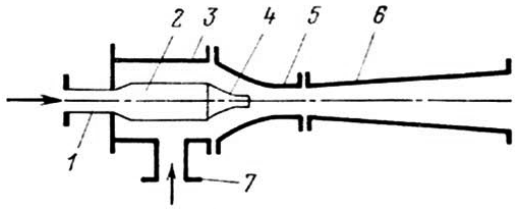


Рисунок 6.8 – Схема ежектора

1 – патрубок для газу високого тиску; 2 – камера високого тиску; 3 – корпус ежектора; 4 – сопло (може бути змінним); 5 – камера змішування; 6 – дифузор; 7 – патрубок для газу низького тиску

Газ високого тиску надходить у патрубок *1*, з якого направляється в камеру високого тиску *2*, а потім через сопло *4* з великою швидкістю (30 – 50 м/с) «вривається» в камеру змішування *5*. За рахунок великої швидкості газу, що виходить з сопла *4*, в корпусі *3* знижується тиск і газ низького тиску інтенсивно надходить у патрубок *7*. В камері змішування перемішуються гази високого і низького

тиску і вирівнюються швидкості перед дифузором *6*. У дифузорі швидкість газу падає, а тиск відновлюється за рахунок переходу основної частини кінетичної енергії газу (швидкісної) в енергію тиску (потенційну). Таким чином, газ низького тиску, що надходить в патрубок *7*, в дифузорі *6* збільшує свій тиск на 10 – 30 %.

6.4. Промислова підготовка природного газу

Метою промислової підготовки природного газу є очищення в сепараторах від крапельок рідини (вуглеводневий конденсат, вода) і частинок породи, що виносяться разом з газом із свердловин.

Установка комплексної підготовки газу (УКПГ) являє собою комплекс технологічного обладнання та допоміжних систем, що забезпечують збір та підготовку (очищення, розділення) природного газу і газового конденсату. Товарною продукцією установки комплексної підготовки газу є: сухий газ газових родовищ, сухий відбензинений газ газоконденсатних родовищ, газовий конденсат.

До складу УКПГ входять:

– блок попереднього очищення (сепарації), який забезпечує відділення від газу крапельної вологи, рідких вуглеводнів і механічних домішок (сепаратори і фільтр-сепаратори);

– технологічні установки очищення, осушення і охолодження газу;

– дотискні компресорні станції, які забезпечують робочі параметри технології промислової обробки газу, підтримують тиск подачі газу в магістральний газопровід (для зниження температури компримованого газу після дотискних станцій встановлюються апарати повітряного охолодження);

– допоміжні системи виробничого призначення (операційна, майданчики з установками засобів зв'язку, електро-, тепло- і водопостачання, електрохімічного захисту, пожежогасіння, резервуарний парк зберігання діетиленгліколю або триетиленгліколю і т.д.).

На промислах природного газу застосовують сепаратори різних конструкцій: вертикальні, горизонтальні і кульові з різними внутрішніми і зовнішніми пристроями.

За принципом дії газові сепаратори діляться на:

1) *гравітаційні*, в яких крапельки рідини і частинки породи осідають за рахунок сил маси;

2) *інерційні*, в яких зазначені частинки осідають за рахунок сил інерції;

3) *насадочні*, в яких використовуються сили адгезії (прилипання);

4) сепаратори *змішаного типу*, в яких для відділення частинок і крапельок рідини використовуються названі в попередніх пунктах сили.

Ступінь ефективності роботи сепаратора $K_{еф}$, вимірюється відношенням фактично відсепарованого об'єму краплинної рідини $(q_ф)$ до загального обсягу краплинної рідини, що знаходиться в газі $(q_{заг})$.

Саму високу ступінь ефективності мають, як правило, сепаратори насадочні (жалюзійні) і змішаного типу, які є технічно більш досконалими.

Гравітаційні сепаратори. Використання в сепараторах лише сили тяжіння осідаючих частинок призводить до того, що розміри апаратів виходять дуже великими, а тому потрібна значна витрата металу. У зв'язку з цим гравітаційні сепаратори практично не випускаються без спеціальних відбійників.

Інерційні сепаратори. У інерційних сепараторах ефект осадження із газу крапельок рідини і часток породи досягається за рахунок використання відцентрових сил. Такі сепаратори називають *циклонними*.

На рис. 6.9. приведена схема циклонного сепаратора СЦВ-5 з розривом струменя.

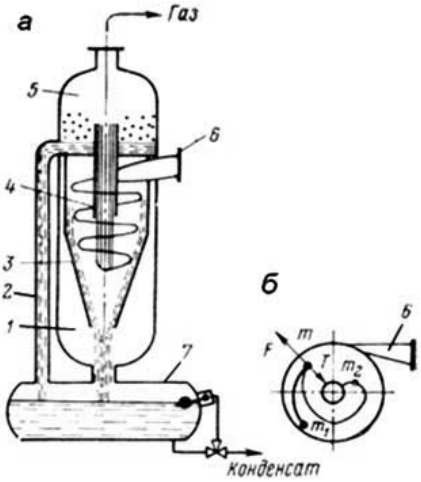


Рисунок 6.9 – Циклонний сепаратор СЦВ-5 для природного газу

а *– загальний вигляд сепаратора;*
1 – корпус сепаратора;
2 – зливна труба;
3 – корпус циклону;
4 – вивід газу з корпусу циклону;
5 – камера розриву;
6 – тангенціальне введення газорідинної суміші;
7 – конденсатозбірник;

б *– розрахункова схема сепаратора*

Принцип роботи циклонних сепараторів ґрунтується на тому, що газорідинний потік з великою швидкістю (10 – 25 м/с) вводиться в тангенціальний патрубок *6*, що має невеликий нахил до горизонту. За рахунок відцентрової сили важкі крапельки рідини осідають на стінці корпусу циклону *3* і у вигляді плівки стікають вниз, а газ, легший, ніж рідина, відтискається до центру циклону.

В циклонних сепараторах передбачено різке зниження швидкості рідини, яка не встигла осісти в корпусі циклону *3* і унесеної потоком газу по трубці *4*, яка осідає і по зливній трубі *2* направляється в конденсатозбірник *7*.

Такі сепаратори широко застосовуються на газових і газоконденсатних родовищах.

Насадочні сепаратори. Основним елементом сепараторів цього типу є насадка. На газових промислах поширені насадки жалюзійного типу. На рис. 6.10, *а* наведена схема сепаратора насадочного типу з жалюзійною насадкою.

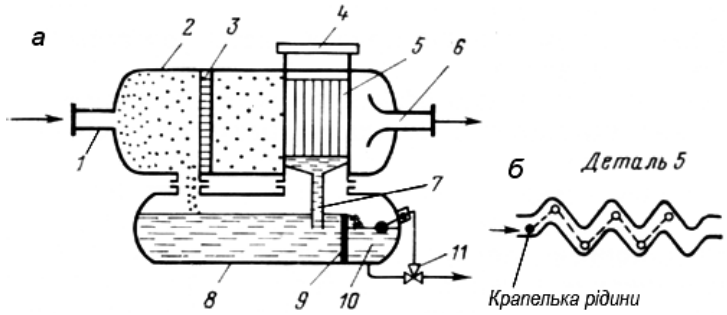


Рис. 6.10 – Загальний вигляд сепаратора природного газу з жалюзійною насадкою (*а*) і схема жалюзійної насадки (*б*)

1 – патрубок; 2 – корпус сепаратора; 3 – перфорована переділка; 4 – люк для монтажу насадки; 5 – насадка жалюзійна; 6 – газовідвідний патрубок; 7 – зливний патрубок; 8 – конденсатозбірник; 9 – переділка – заспокоювач рівня; 10 – поплавкова камера; 11 – виконавчий механізм;

***б** – рух крапельки рідини між пластинами жалюзей.*

Даний сепаратор працює наступним чином. Газ надходить спочатку в патрубок *1*, потім потрапляє на перфоровану переділку *3*, що служить для вирівнювання швидкості потоку.

Потім газ проходить жалюзійну насадку *5*, в якій затримується основна маса крапель рідини, що рухаються потоком газу. На жалюзі крапельки рідини, що прилипли, утворюють плівку, яка стікає в піддон, а потім через зливний патрубок *7* потрапляє до конденсатозбірника *8*. Щоб уникнути коливання рівня рідини в камері поплавця *10* встановлюється глуха переділка *9*. Рідина з конденсатозбірника *8* скидається через виконавчий механізм *11*, а газ – через газовідвідний патрубок *6*.

На рис. 6.10, *б* наведено вид зверху двох пластин жалюзійних насадок і траєкторія краплі рідини, що рухається між цими пластинами.

Частинки рідини, які містяться в потоці газу, що проходить між пластинами, вдаряються об них і прилипають. У міру накопичення крапельок на пластинах, рідина стікає у вигляді плівки в нижню частину сепаратора. Пластини жалюзі не повинні створювати великих гідравлічних опорів потоку і повинні мати досить розвинену поверхню, щоб максимально «вловлювати» краплинну рідину. Чим більша швидкість потоку газу між пластинами, тим; ефективніше «уловлюються» крапельки рідини.

Однак надмірне збільшення швидкості потоку газу (> 1 м/с) призводить до зриву з поверхні пластин плівкової рідини, її дроблення знову на крапельки і вторинного виносу. Тому в жалюзійних сепараторах швидкість газового потоку не повинна перевищувати 0,7 м/с.

Застосовуються також сепаратори інших типів, наприклад сіткові, робота яких заснована на тому ж принципі, що і жалюзійних.

Згідно з технологією підготовки природного і нафтового газу, відразу після видобутку газ на установках комплексної підготовки осушується, в ході чого з нього витягуються пари води і сірки. Подальша переробка природного і попутного газу здійснюється на хімічних і газопереробних заводах.

Осушка природного і нафтового газу проводиться з метою витягування парів води і тим самим попередження утворення та відкладення гідратів на стінках газопроводів.

При осушенні газу намагаються зменшити в ньому вміст вологи до такої міри, щоб, пари води в газопроводі не досягали стану насичення (точки роси), а, отже, не могли конденсуватися.

Осушка газу здійснюється на спеціальних установках твердими (хлористий кальцій, силікагель, молекулярні сита та ін) або рідкими (ДЕГ і ТЕГ) речовинами, а також з використанням холоду, який оде-

ржують у спеціальних холодильних машинами або шляхом зниження високого тиску газу в штуцерах.

Тверді і рідкі речовини, що застосовуються при осушенні газів, називаються називаються *сорбентами*. Розрізняють адсорбенти та абсорбенти.

Адсорбенти – тверді або рідкі речовини, на поверхні частинок яких відбувається адсорбція – вибіркове поглинання речовини з газового чи рідкого середовища поверхневим шаром твердого тіла (адсорбенту) чи рідини. Адсорбентами є високодисперсні природні та штучні пористі тверді речовини з великою зовнішньою та (або) внутрішньою поверхнею, на якій і протікає адсорбція газів чи рідин. Для підвищення поглинальної здатності і максимального розвитку площі поверхні штучні адсорбенти, як правило, роблять пористими.

Абсорбенти – природні та штучні речовини, здатні до абсорбції – вбирання газів або рідин всім об'ємом (на відміну від адсорбції) рідини чи твердого тіла, що є абсорбентом. Основна вимога до абсорбентів, що використовуються в промисловості, – висока вбирна здатність щодо компонента, який абсорбується. Цінною якістю абсорбентів є можливість їх регенерації, що здешевлює технологічний процес. У ряді випадків абсорбенти повинні забезпечувати селективність абсорбції. Крім того, абсорбент повинен бути хімічно індиферентним щодо абсорбату та хімічно стабільним (не розщеплюватися, не окиснюватися, не осмолюватися тощо), дешевим та корозійно неактивним.

На практиці найчастіше для осушки газу використовують рідкі сорбенти ДЕГ і ТЕГ, що мають цілий ряд переваг перед іншими сорбентами, та холод, що одержується шляхом дроселювання газу в штуцерах.

Промислова обробка газу на УКПГ складається з наступних етапів:

– абсорбційна або адсорбційна сушка;

– низькотемпературна сепарація або абсорбція;

– масляна абсорбція.

На газових родовищах підготовка газу полягає в його осушенні, тому там використовуються процеси абсорбції або адсорбції.

На газоконденсатних родовищах осушка і виділення легкоконденсивних вуглеводнів здійснюються шляхом низькотемпературної сепарації, низькотемпературної абсорбції або низькотемпературної масляної абсорбції.

Контрольні питання

1. *Які об'єкти відносяться до основних нафтопромислових споруд?*
2. *Де в промислових умовах відбувається первинний збір продукції свердловин, її вимірювання та відділення газу від нафти?*
3. *Як називається група резервуарів встановлена для збору, відстою і перекачування нафти на промислі?*
4. *Яка мета промислової підготовки нафти?*
5. *Назвати секції нафтового сепаратора.*
6. *Які методи застосовуються для руйнування нафтових емульсій?*
7. *Яким способом здійснюється знесолення нафти на промислах?*
8. *Що розуміють під процесом стабілізації нафти?*
9. *Яким методом здійснюється стабілізація нафти?*
10. *Що являє собою природний газ?*
11. *Що являє собою газовий конденсат?*
12. *В чому полягає підготовка природного і нафтового газу?*
13. *Які типи газових сепараторів застосовуються на промислах?*
14. *З якою метою проводиться осушка природного газу?*
15. *Яке обладнання входить до складу УКПГ?*

РОЗДІЛ 7. НЕТРАДИЦІЙНІ ВУГЛЕВОДНІ

7.1. Видобування нетрадиційної нафти

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

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

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

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

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

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

У 1788 році вперше нафтоносні піски Канади були описані європейцями.

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

Плани видобутку нафти з бітумінозних пісків Альберти в значних масштабах, порівняно зі звичайними джерелами сирої нафти, почали розробляти в 1950 роки. Тоді підрахували, що такий видобуток буде економічно вигідним, якщо він перевищить 20 тис. барелів на день. Пропоновані технічні рішення були різними, наприклад, у 1958 році корпорація «Річфілд Ойл» запропонувала ідею підірвати під землею дев'ятикілотонну атомну бомбу. Згідно з ідеєю, вибух повинен був розрідити підземні поклади важких вуглеводнів, миттєво перетворивши родовище в озеро нафти. Проект був сприйнятий, і навіть провели випробувальні підземні вибухи в пустелі Невада.

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

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

Запаси бітумінозних пісків у світі обчислюються сотнями мільярдів барелів (1 барель – 159 літрів). За даними Міжнародної ради з енергетики (WEC), в світі виявлено близько шестисот родовищ бітумінозних пісків, найбільші з яких розташовуються в Канаді, Казахстані та Росії. Проте, понад 70% цих запасів, майже 180 млрд. барелів,

знаходяться в трьох найбільших родовищах, розташованих на південному заході Канади в Альберті.

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

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

Перший вид – це нафта, що складається з легких фракцій, яка має властивості звичайної нафти, але міститься в щільних низькопроникних низкопористих глинисто-алевритових осадових гірських породах-колекторах. У світовій практиці такі породи часто називають сланцями (shales). У США нафта, видобута з таких порід, має назву *light tight oil – LTO – tight oil – tight shale oil.* Синоніми – *нафта щільних порід, малопроникна нафта.* Про запаси цієї нафти було відомо давно, але її видобуток довгий час вважався нерентабельним. За складом сланцева нафта не відрізняється від традиційної. Відмінність полягає у властивостях осадових порід, в яких вона залягає. Сланцева нафта міститься в порах пластів, які характеризуються низькою проникністю, тому нафта не може вільно пересуватися всередині пласта. Внаслідок цього приплив нафти до свердловини практично відсутній. Крім того, продуктивні пласти щільних низькопроникних колекторів мають товщину від десяти до 100 метрів на глибині від тисячі до п'яти тисяч метрів і можуть розташовуватися як горизонтально, так і похило. Це зменшує площу зіткнення вертикальної свердловини з таким пластом і також зменшує ефективність видобутку. Оскільки сланцева нафта видобувається із порід, пори яких занадто дрібні, тому для вилучення нафти необхідно в породі зробити додаткові тріщини. Технологія видобутку сланцевої нафти мало чим відрізняється від технології видобування сланцевого газу. Однак при видобутку сланцевої нафти горизонтальну ділянку експлуатаційної колони розташовують дещо глибше – за рівень, де залягають більш важкий конденсат і нафта. Щоб нафта могла фільтруватись у привибійну зону свердловини, у горизонтальній ділянці свердловини проводять гідророзриви продуктивного пласта (рис. 7.1).

Найдавніші свідчення про видобування сланцевої нафти датовані X століттям.

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

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

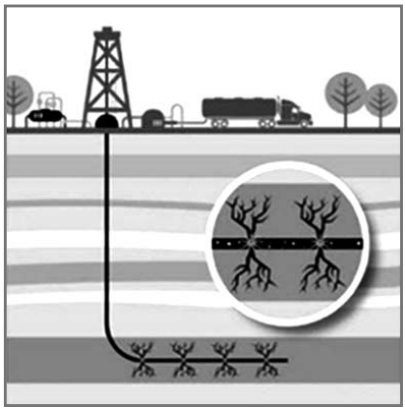


Рисунок 7.1 – Горизонтальне буріння і гідророзрив продуктивного сланцевого пласта

За даними журналу Time від 9 квітня 2012 року (дані EIA і OPEC) світові запаси сланцевої нафти становлять 300 млрд. барелів. Для порівняння – загальносвітові запаси традиційної нафти оцінюють в 1390 млрд. барелів.

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

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

Перспективними формаціями сланцевої нафти у США є Bakken Shale, Niobrara Formation, Barnett Shale і Eagle Ford Shale, в Сирії – R'Mah, в північній частині Перської затоки – утворення Саргелу, в Омані – утворення Ателі, в Росії – формації Західного Сибіру, в Австралії – басейн Аркарінга, у Мексиці – утворення Chicontepec та нафтове поле Vaca Muerta в Аргентині.

Активний розвиток індустрії сланцевої нафти в США відбувається кілька останніх років, особливо, починаючи з 2010 року (рис. 7.2). Ще в 2007 році складно було уявити комерційно вигідний видобуток нафти на сланцевих родовищах. Проте до початку 2015 року обсяг видобутої сланцевої нафти в США практично зрівнявся з обсягом традиційно видобутої нафти і становив понад 4,5 млн.

барелів на день. 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.



Рисунок 7.2 – Видобування сланцевої нафти в США

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

Слід відзначити, що видобування сланцевої нафти стало комерційно вигідним завдяки технологіям горизонтального буріння і гідравлічного розриву пласта *(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 багатостовбурного горизонтального буріння, при якій одна вертикальна свердловина розгалужується на декілька (до 30) горизонтальних свердловин. Цей метод буріння в багато разів збільшує площу зіткнення сланцевої породи із свердловиною, проте в силу низької проникності породи не дозволяє зібрати достатню кількість нафти. Для забезпечення припливу нафти до свердловини в породі створюється мережа тріщин за допомогою гідророзриву пласта (ГРП). Сьогодні поширене застосування багатоступінчастого гідророзриву пласта.

Ці технології були відомі ще в 50-х роках XX ст. Однак масштабне тестування і вдосконалення технологій почалося в 1970 роки в США при спробах незалежних компаній видобувати газ, який міститься в пластах щільних осадових порід. Майже через три десятиліття спроби увінчалися успіхом і дали початок безпрецедентного зростання видобутку сланцевого газу в 2007 – 2008 роках.

Видобуток нафти і газу зі сланцевих пластів здійснюється за допомогою аналогічних технологій. У зв'язку з тим, що в 2008 – 2009 роках ціна на газ стрімко знизилася, а ціна на нафту, після падіння в 2008 році, повернулася до високих рівнів близько 100 доларів США за барель, промисловики стали переходити на видобуток відносно дорогої нафти. Так, якщо в 2009 році лише 20% бурових установок в США використовувалися для буріння на сланцеву нафту, то в 2012 році – вже 80%. Це дало початок повномасштабному видобутку сланцевої нафти, яка стала відігравати істотну роль в нафтовидобутку США. Важливим є те, що США мають великий парк бурових станків – понад 60% всіх установок світу, що дозволило швидко наростити кількість свердловин.

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.

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

Другий вид – це сланцева нафта (*Shale oil*), одержувана з горючих сланців – твердої горючої осадової породи органічного походження (залишки тваринного і рослинного походження), які піддалися впливу часу та геологічних факторів. Цю нафту одержують з розташованої в сланцевій породі особливої речовини – керогену. Така нафта за своїми властивостями (густина, в'язкість) значно відрізняється від легкої традиційної нафти. Для високов'язкої сланцевої смоли з горючих сланців, що вимагає додаткової обробки для перетворення її в нафту, прийнято термін *Shale oil* (сланцева нафта).

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

На даний час існує технологія, за якою добування сланцевої нафти відбувається на поверхні землі (процес лат. *ex situ*). Спочатку видобувають горючий сланець, який потім відправляють на переробні фабрики. Інші технології видобування сланцевої нафти передбачають нагрівання сланців під землею і відбирання нафти через свердловини (процес лат. *in situ*) (рис. 7.3).



Рисунок 7.3 – Експериментальна установка фірми Shell видобування сланцевої нафти *in situ*

Горючі сланці використовували ще у стародавні часи.

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

У 1771 році почали досліджувати естонські горючі сланці.

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

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

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

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

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

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

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

Світова енергетична криза 1973 року тимчасово пожвавила цікавість до горючих сланців. У 1974 році в СРСР в експлуатації знаходилося 10 шахт і 4 розрізи. На розрізах застосовувалася безтранспортна система розкривання покладів горючих сланців з використанням потужних екскаваторів. Найбільші шахти мали фабрики, що збагачували видобутий сланець мокрою відсадкою і у важких середовищах. Сланці використовувалися для енергетичних і технологічних цілей. На сланцевому паливі в кінці XX ст. працювали всі електростанції Естонії, ТЕЦ у м. Сланці і в м. Сизрані (Росія). У Естонії, Ленінградській і Куйбишевській областях Росії діяли сланцепереробні комбінати, які виробляли паливне мастило, побутовий газ, бензин, сірку, дубильні речовини, отрутохімікати, бітуми, карбамідні смоли, антисептики, барвники тощо. На базі рідких фракцій перегонки сланців було організоване виробництво бензолу, іхтіолу, толуолу, сланцевого сольвенту, лаків, клеїв, електродного коксу тощо. З горючих сланців виробляли близько 1 млрд. $м^3$ побутового газу на рік.

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

Піковий рівень в СРСР у видобутку сягав 36 млн. тонн пального зі сланцю на рік. Значна частина видобутку припадала на Естонію. Видобуток і переробка горючого сланцю в Естонії продовжується й по нині. У Росії ж велику частину сланцевих шахт було закрито з економічних причин.

З середини 1990-х років, а ще активніше з 2005 року у світі спостерігається зростаючий інтерес до горючих сланців як енергетичної сировини. У 2008 році 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. У 2005 році Естонія була лідером з виробництва рідких палив зі сланцю (70% світового виробництва).

У 2006 році близько 11 млн. т горючих сланців спалювалося на електростанціях, а 3 млн. т використовувалося в сланцехімічній промисловості, де вироблялося 0,3 млн. т мастила.

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

Важка нафта – нафта з високою в'язкістю та густиною (понад 885 кг/м^3 при 20°С). Характерна підвищеним вмістом асфальтено-смолистих речовин, переважанням у її складі циклічних вуглеводнів та низьким вмістом легкокиплячих фракцій. Часто включає вуглеводневі сполуки, які містять сірку, кисень, азот, а також сполуки металів (в основному ванадію, нікелю, заліза, хрому). Температура кипіння такої нафти іноді перевищує 200°С. Важка нафта залягає в пісковиках, карбонатних або теригенних колекторах.

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

За оцінками вчених легка нафта скінчиться вже в першій половині цього століття. У країнах, що не входять в ОПЕК, вона скінчиться ще раніше – через 20 – 25 років. Але в цілому нафтові запаси ще далекі від виснаження. У надрах залягають величезні запаси важкої або, як її ще називають, бітумної нафти (рис. 7.4).



Рисунок 7.4 – Розповсюдження важкої нафти у світі

Поняття «важка нафта» не має однозначного визначення. У різних країнах до цієї групи входять нафти, що характеризуються різною густиною і в'язкістю. До важкої нафти відносяться арабська нафта густиною 0,8927 г/см^3 й іранська нафта густиною 0,8703 г/см^3. У Канаді термін «важка нафта» вживається звичайно для позначення малорухомої і в'язкої нафти густиною понад 0,934 г/см^3.

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

– легкі нафти з густиною менш 870,3 кг / м?;

– середні нафти з густиною 870,3 – 920,0 кг / м?;

– важкі нафти з густиною 920,0 – 1000 кг / м?;

– надважкі нафти з густиною більше 1000 кг/м? при в'язкості менш 10 000 мПа с;

– природні бітуми з густиною більше 1000 кг/м? при в'язкості понад 10 000 мПа· с.

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

Спроби видобувати важку нафту сьогодні ще поодинокі. Для прикладу, це – нафтова шахта в Республіці Комі (Росія), де нафту добувають шахтним способом з глибини 220 м. Або експериментальний видобуток важкої нафти свердловинами, що йдуть під землю під кутом 45 ° в Татарстані (Росія) (рис. 7.5).



Рисунок 7.5 – Експериментальний видобуток важкої нафти свердловинами, що йдуть під землю під кутом 45° в Татарстані (Росія)

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

7.2. Видобування нетрадиційного газу

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

Поклади «сланцевого газу» знаходяться у низькопористих породах змішаної літології, які є одночасно і нафтогазоматеринською по-

родою і резервуаром. Вуглеводні утворились всередині цієї товщі і не мали можливості мігрувати.

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

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

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

Згадати про сланцевий газ змусила нафтова криза 1970-х років. Американський уряд перейнявся енергетичною безпекою своєї держави і почав дослідження своїх надр. У результаті були відкриті колосальні родовища, з котрих виділялися чотири – Barnett, Haynesville, Fayetteville та Marcellus.

Проте у 1980-х роках криза завершилася, а технології видобутку як і раніше не дозволяли зробити цей процес економічно рентабельним. Технічній революції в газовидобутку сприяло те, що в США не існує монополії на буріння надр. Окремі приватні фірми в 1990-х роках продовжували дослідження в цьому напрямку. Найбільшою та найуспішнішою з них виявилася компанія Chesapeake Energy.

Фахівці компанії відновили старі методи – передусім за рахунок застосування горизонтального буріння, коли введений у пласт буровий інструмент починали поступово відхиляти, спрямовуючи його в горизонтальне положення. Після цього в пробурених горизонтальних свердловинах створювався ефект гідроудару за рахунок закачування води, піску і хімікатів (рис. 7.6). Усе це повинно було замінити буріння багатьох свердловин. Старі методи стали успішними завдяки розвитку технологій та відкриттю нових матеріалів для бурового обладнання. Завдяки різкому зростанню видобутку сланцевого газу, названому в ЗМІ «газовою революцією», в 2009 році США стали світовим лідером з видобутку газу (745,3 млрд. $м^3$).

На початку 2000-х років компанія Devon Energy в США розпочала масштабний промисловий видобуток сланцевого газу. У 2002 році компанія на родовищі Барнетт в Техасі вперше застосувала комбінацію похило-спрямованого буріння, в тому числі горизонтального, та багатостадійного гідророзриву пласта *(англ. hydraulic fracturing)*.

До початку 2012 року ціни на природний газ в США впали до рівня значно нижчого собівартості видобутку сланцевого газу, в результаті чого найбільша компанія з видобутку сланцевого газу Chesapeake Energy оголосила про скорочення виробництва на 8%, а капітальних вкладень в буріння – на 70%.



Рисунок 7.6 – Схема буріння на сланцевий газ (зліва) та на традиційний (з пісковика)

Перспективи сланцевого газу. Говорити про глобальні наслідки того, що сталося на американському континенті, поки що рано. Оптимісти пророкують повний переворот в енергетичному бізнесі. Якщо вірити їх оцінкам, США мають більш ніж 2000 трильйонів кубічних футів сланцевого газу. Цього ресурсу країні вистачить більш ніж на 100 років. Для порівняння запаси звичайного газу в Росії оцінюються в 1529 трильйонів кубічних футів.

Що стосується Європи, то Міжнародне енергетичне агентство оцінює європейські запаси нетрадиційного газу в 35 трильйонів кубометрів. У цілому, важливо те, що основні запаси газу розташовані в розвинених країнах, які вже сьогодні зможуть добувати його на своїй території. У Європі це родовища розташовані в Нідерландах, Швеції, Франції та інших країнах.

Відповідно до звітів газових компаній, ціна окупності видобутого газу за окремими категоріями сланців знизилася до $ 2,50 за тисячу кубічних футів (менше $ 90 за тисячу кубічних метрів).

Видобувати сланцевий газ готуються Китай, Індія, Австралія та ін. У цей проект уже вкладено величезні ресурси – британська компанія BG інвестувала 1,3 млрд доларів у родовища Техасу. Норвезька компанія Statoil Hydro вклала $ 3,4 млрд у спільне підприємство з Chesapeake Energy. Shell отримала ліцензії на розробку надр Польщі й

Німеччини. У травні 2010 року перші свердловини сланцевого газу планувалося пробурити в Польщі, в районі Гданська.

Але в сучасній технології видобутку сланцевого газу існує екологічний аспект використання в технології гідроудару води, змішаної з хімічними реактивами, що може призвести до забруднення підземних вод. Такі факти були зафіксовані в США. Головним бар'єром для газових корпорацій у Європі може стати суворе екологічне законодавство Євросоюзу.

Собівартість видобутку сланцевого газу. За відомостями директора Інституту проблем нафти і газу РАН академіка А. Дмитрієвського, собівартість видобутку сланцевого газу в США на 2012 рік не менше 150 доларів за тисячу кубометрів. На думку більшості експертів, собівартість видобутку сланцевого газу в таких країнах, як Україна, Польща і Китай буде в декілька разів вищою, ніж у США.

У цілому, собівартість сланцевого газу вища, ніж традиційного. Так, у Росії собівартість природного газу зі старих газових родовищ, з урахуванням транспортних витрат, становить близько $ 50 за тис. $м^3$.

Технологія видобутку сланцевого газу. Для видобутку сланцевого газу використовують горизонтальне буріння *(англ. directional-drilling)*, гідророзрив пласта *(англ. Hydraulic fracturing)* та сейсмічне моделювання. Аналогічна технологія видобутку застосовується і для отримання вугільного метану.

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

Географія, оцінка запасів і перспективи видобутку сланцевого газу. Ресурси сланцевого газу у світі становлять 200 трлн $м^3$. На сьогодні сланцевий газ є не тільки потужним регіональним фактором, який суттєво впливає на ринок країн Північної Америки, але і глобальним, який змінює світовий ринок газу.

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

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

Видобуток сланцевого газу в США. У США розвідані запаси сланцевого газу складають 24 трлн. м^3 (ті, що технічно видобуваються – 3,6 трлн. м^3). Провідною корпорацією в США з видобутку сланцевого газу є Chesapeake Energy.

У 2009 році видобуток сланцевого газу в США склав 14% від усього природного газу; його частка збільшується, що в 2009 році призвело до істотних змін у розподілі світового ринку природного газу між країнами з утворенням надлишкової пропозиції на ринку до початку 2010 року.

До 2010 року видобуток сланцевого газу в США досягав 51 млрд. м^3 на рік.

East European Gas Analysis прогнозував, що видобуток сланцевого газу в США до 2015 року складе більше 180 млрд. м^3 на рік. За основним прогнозом Міжнародного енергетичного агентства, видобуток сланцевого газу в США до 2030 року буде не більшим ніж 150 млрд. м^3 на рік.

Масштаби розробки сланцевого газу в Європі. Поклади сланцевого газу виявлені у ряді держав Європи, зокрема в Австрії, Великобританії, Угорщині, Німеччині, Польщі, Швеції, Україні.

На початку квітня 2010 року повідомлялося, що в Польщі відкриті значні запаси сланцевого газу, освоєння яких планувалося в травні того ж року компанією Conoco Phillips. У середині 2011 року американське видання Stratfor відзначало, що «навіть якщо поляки і виявлять величезні запаси сланцевого газу в Померанії, їм будуть потрібні десятки мільярдів доларів, щоб побудувати необхідну для видобутку інфраструктуру, трубопроводи для доставки, об'єкти для виробництва електроенергії та хімічні заводи, необхідні, щоб скористатися перевагами цих запасів». На думку Stratfor, «прогрес у цьому напрямі буде вимірюватися роками, можливо, десятиріччями». Навесні 2012 року Exxon Mobil пробурила в Польщі дві свердловини і згорнула проект, заявивши про його нерентабельність.

У Франції діє введена у 2012 році п'ятирічна заборона на використання технології гідророзриву для розробки запасів сланцевого газу з екологічних міркувань.

МЕА прогнозує, що видобуток нетрадиційного газу в Європі до 2030 року складе 15 млрд. м^3 на рік. Згідно з найоптимістичнішими з

нинішніх прогнозів видобуток у Європі не перевищить 40 млрд. м^3 на рік до 2030 року. Дехто вважає, що такі прогнози занижені.

Росія. 25 березня 2010 року Комітет Держдуми з енергетики провів круглий стіл на тему «Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу». Учасники круглого столу рекомендували Уряду РФ провести оцінювання газосланцевого потенціалу Росії, вивчити передові технології видобутку сланцевого газу, оцінити можливість і перспективи їх упровадження в Росії, а також детально опрацювати питання, пов'язані із впливом розвитку сланцевої промисловості в США, європейських країнах і Китаї на поточні та перспективні експортні поставки газу з Росії. «Газпром» не планує в найближчі десятиліття починати розробку родовищ сланцевого газу в Росії.

На думку ряду зарубіжних експертів, очікувані через кілька років поставки сланцевого газу із США в Євразію не створять загрози для поставок трубопровідного газу від «Газпрому», оскільки російський газ більш конкурентоспроможний порівняно з американським через те, що витрати з видобутку і транспортування газу з Росії набагато нижчі аналогічних витрат для сланцевого газу з США. Однак є й інші прогнози, наприклад, що в Росії залишилося 3 – 4 роки «ситих років» до реального приходу сланцевого газу та сланцевої нафти, після чого вона не зможе бути конкурентною в умовах СОТ.

Україна. Згідно з даними агенції EIA 2011 року, обсяг досліджених і оцінених обсягів сланцевого газу в Україні становить 1,2 трлн. м^3, що ставить Україну на четверте місце в Європі за обсягами резервів цього типу після Польщі, Франції і Норвегії.

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

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

Перспективними для видобування сланцевого газу є Юзівська та Олеська площі.

Інші країни. Поклади сланцю, з якого можна видобувати сланцевий газ, дуже великі й знаходяться в ряді країн: Австралія, Індія, Китай, Канада.

Китай планував у 2015 році видобути 6,5 млрд. м^3 сланцевого газу. Загальний обсяг виробництва природного газу в країні зріс на 6% з поточного рівня. До 2020 року Китай планує вийти на рівень видобутку в діапазоні від 60 до 100 млрд. м^3 сланцевого газу щорічно.

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

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

По-перше, для технології гідророзриву пласта-колектора можуть застосовуватися сотні хімічних речовин, які можуть проникати у водоносні шари, річки та атмосферу (час такого проникнення більшістю експертів оцінюється в межах 10 – 100 років). У період 2005 – 2009 років чотирнадцять провідних нафтогазових компаній США використовували понад 2500 різних продуктів для гідророзриву. Деякі з них були звичні й загалом безпечні, такі як сіль чи лимонна кислота. Але також було понад 750 різноманітних хімічних речовин та інших компонентів. Серед цих хімічних речовин 29 видів, включаючи бензол, толуол, ксилол, формальдегід тощо, є відомими канцерогенами. Для підвищення густини води як рідини глушіння свердловин застосовують також хлорид цинку, який є небезпечним для довкілля. Велика частина води, котру використовували для гідророзриву, потім повертається на поверхню. Вона містить хімічні речовини зі сланцевих порід: важкі метали, природні радіоактивні матеріали та різноманітні забруднюючі речовини, що використовуються при закачуванні, включаючи токсичні речовини.

По-друге, потенційну небезпеку для видобутку сланцевого газу становить також виснаження запасів прісних підземних і поверхневих вод, які забираються в процесі буріння й експлуатації свердловин. Під час виконання гідравлічних розривів лише для однієї свердловини використовується від 9 000 до 29000 м^3 води. Велика частина води (1300 – 23000 м^3 води з однієї свердловини) потім повертається на поверхню. Окрема проблема – утилізація забруднених вод, що використовувались для гідравлічних розривів.

У вересні 2012 року Конгрес Міжнародного союзу охорони природи (МСОП), до котрого входять понад 78 країн, 112 урядових та

735 неурядових експертних організацій, прийняв резолюцію № 118, у якій закликав держави призупинити видачу ліцензій на видобуток газу методом гідророзриву, а також заборонити його застосування поблизу родовищ питної води, у сейсмонебезпечних районах, у районах з дефіцитом води, поблизу сейсмічних розломів і на природоохоронних територіях.

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

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

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

Гази вугільних родовищ. Метан вугільних пластів *(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 в транспортних і закритих каналах і порах. Вміст газу у вугіллі залежить від глибини залягання пластів, ступеня метаморфізації вугілля, умов залягання (структури) та багатьох інших чинників.

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

У США активне видобування шахтного метану почалось після ухвалення в 1980 році закону про альтернативні види палива, яким надавалася податкова знижка (tax credit), що дорівнює приблизно 15 – 20 доларів США на умовну тонну видобутого або використаного нетрадиційного газу.

Промислове видобування шахтного метану в США розпочалося у 1984 році, коли з 284 свердловин було отримано 280 млн. $м^3$ газу. У 1997 року число пробурених свердловин досягло 7300, а об'єм видобування склав 32 млрд. $м^3$. У 2000 році число пробурених свердловин дорівнювало 8000, а об'єм видобування склав 35 млрд. $м^3$. 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. $м^3$ газу.

Уже в 1992 році 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 котельних або 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 витісняти адсорбований метан поверхнево-активними речовинами.

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

Наприкінці XX століття оцінені запаси метану вугільних родовищ ряду країн. Зокрема ресурси метану вугільних родовищ Китаю становлять 25 – 30 трлн. м^3, США – 8,5 – 14 трлн. м^3, Австралії – 6,0 трлн. м^3, ФРН – 3 – 4 трлн. м^3, України – 2,5 – 3,0 трлн. м^3, Великобританії – 1,9 – 2,8 трлн. м^3, Польщі – 1,6 – 2,0 трлн. м^3.

Газ вугільних родовищ в Україні. В Україні метаноносність кам'яного вугілля Донецького та Львівсько-Волинського басейнів коливається в межах 0,5 – 25 м^3/т. Ресурси метану в розвіданих кондиційних вугільних пластах до глибини 1800 м становлять 0,45 – 0,55 трлн. м^3. 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. м^3 метану. Таким чином, вугільні родовища України містять близько 2,5 – 3,0 трлн. м^3 метану. За іншими оцінками, ресурси метану у вугільних пластах діючих шахт Донбасу становлять 0,491 трлн. м^3; ресурси метану у вугільних пластах за межами полів діючих шахт – 0,592 трлн. м^3; ресурси вільного метану у вмісних породах – 3,77 трлн. м^3. Загалом запасів метану понад 4,0 трлн. м^3.

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 80-ті роки XX століття в Донецькому вугільному басейні дегазація здійснювалася на 115 – 120 шахтах із 272. Ефективність видобування метану тут не перевищувала 25%. Із щорічно видобутих 800 млн. м^3 метану використовувалося не більше 10%, переважно для шахтних котелень (рис. 7.7).

В об'єднанні «Донецьквугілля» за 10 років зі всієї кількості метану, що виділився при видобутку вугілля, 80% було викинуто в атмосферу системами вентиляції шахт, 18% видобуто системами підземної дегазації шахт і 2% – через свердловини, пробурені з поверхні. Метан, що міститься у вентиляційній суміші (концентрація 0,2 – 0,6%) може використовуватися як дуттьове повітря енергетичних

установок, проте ця технологія не знайшла практичного застосування. Отримана системами підземної дегазації метаноповітряна суміш на деяких шахтах має концентрацію метану 60%, але як правило знаходиться в межах 25 – 30%. Це обмежує її використання в енергетичних цілях. Таким чином використання метану вугільних пластів в Україні знаходиться на початковій стадії.

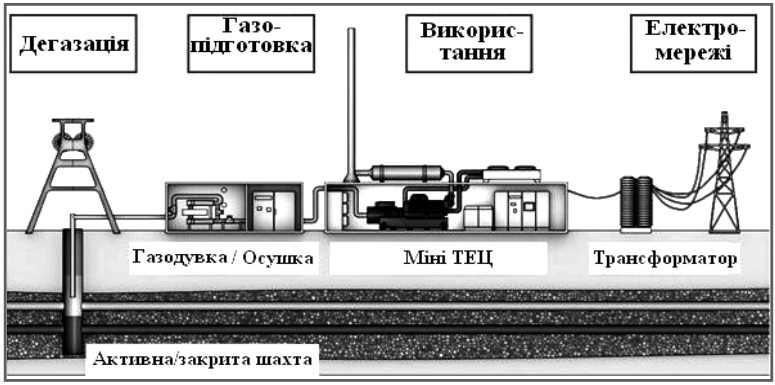


Рисунок 7.7 – Схема установки для використання метану

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

До останнього часу ставлення до метану, котрий виділяється при розробці вуглегазових родовищ, було як до шкідливого і небезпечного компонента вугільних пластів, його вилучення, за невеликими винятками, визначається вимогами техніки безпеки. Аналіз діяльності об´єднання «Донецьквугілля» за останні 10 років XX ст. показав, що з 4,5 млрд. м^3 метану, який виділився при видобуванні вугілля, 80% було викинуто в атмосферу, 18% кооптовано системами підземної дегазації, 2% вилучено через свердловини, пробурені з поверхні. Метан, який міститься у вентиляційній суміші, поки що не знайшов застосування як паливо для енергетики. У кооптованій метаноповітряній суміші його концентрація досягає в деяких шахтах 60%, але частіше – нижча 25%, через що використання такого метану в енергетиці не перевищує 9% загальної кількості. Збільшення його частки в найближ-

чій перспективі пов'язане з технологіями, що дозволяють одержати газ з великою концентрацією метану.

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

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

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

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

Здатність метану вугільних пластів скласти економічну конкуренцію природному газу залежить від чотирьох основних взаємозалежних критеріїв: дебіту і продуктивного життя свердловини; низьких капітальних та експлуатаційних витрат; наявності надійного і конкурентноспроможного ринку для збуту видобутого газу; обсягів видобутку. Для успішної розробки метанових покладів, перш ніж говорити про економічну привабливість проекту видобутку метану, необхідно враховувати й оцінювати названі критерії.

Задача концентрування метану у вихідній структурі може бути вирішена шляхом переведення його у твердий стан у вигляді кристалогідратів, оскільки гідратна технологія дешевша порівняно з іншими технологіями. Існують розробки на рівні лабораторних і напівпромислових установок, для Донбасу підготовлений проект «Метан» з утилізації шахтного метану.

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

Історія. Історичні відомості, які наводить в своїх роботах Є. Ф. Шнюков свідчать, що в Чорному морі в 20 – 30-х роках XX ст. спостерігалися виділення великої кількості горючих газів, які супроводжувалися спалахами та вибухами. Найбільш потужні спалахи були зафіксовані під час Кримського землетрусу (12.08.1927 р.) на відстані 55,5 км між Севастополем і мисом Лукул. Болгарські дослідники також стверджують, що викиди газу в Чорному морі відомі ще з часів Римської імперії.

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

Газогідрати довгий час лишалися мало вивченими. У 1934 році Гаммершмідт (Hammershmidt) 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. Дослідження тривають і до сьогодні.

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

Перше припущення про існування газогідратних покладів в районах вічної мерзлоти Канади в 1943 році зробив Д. Катц, професор Мічиганського Університету, проте довести їх наявність бурінням свердловин тоді не вдалося. У 1946 році аналогічне припущення було

висловлено професором Московського нафтового інституту ім. Губкіна Стрижовим І.М., проте доказової бази не було наведено. У 1963 році, коли в Росії (Якутія) була пробурена Мархинська свердловина глибиною 1850 м, яка на глибині 1450 м розкрила розріз порід з температурою 0°С, також було висловлено припущення про існування газогідратних скупчень в охолоджених пластах. На той час висунута гіпотеза у багатьох викликала сумніви. Були потрібні докази можливості утворення гідратів в реальних пористих середовищах та формування газогідратних покладів.

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

Після комплексної міжнародної експертизи, 24 грудня 1969 року 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».

У 1969 році почалася розробка Мессояхського родовища в Сибіру (Росія), де вперше вдалося вилучити природний газ безпосередньо з гідратів. Станом на 1990 рік на Мессояхському родовищі видобуто до 36% природного газу від загального обсягу газогідратих покладів.

Після доповіді на 11-му Міжнародному Газовому Конгресі в червні 1970 року про результати лабораторних і промислових досліджень, відкриття одержало широкий міжнародний резонанс. Незабаром в ряді країн були створені національні програми досліджень і освоєння гідратних покладів.

В 90-х роках XX ст. дослідження були продовжені в лабораторіях США, Японії, Канади, Індії, Кореї, Німеччини та ін. Сьогодні аналогічні дослідження ведуться і в Україні.

На межі XX – XXI ст. розвіданість ресурсів гідратів метану ще досить фрагментарна.

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. За оцінками фахівців, запаси газу, що містяться в метанових газових гідратах, у 100 разів більші за запаси газу з традиційних родовищ.

У 1998 році 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.

Характеристика газогідратів. Гідратоутворюючими газами можуть бути метан, етан, пропан, ізобутан, азот, аргон, діоксид вуглеводню, кисень, криптон, ксенон, озон, сірководень і хлор. Найпоширенішими газогідратами є гідрати метану – сполуки води з метаном, поклади яких в донних осадових породах морів та океанів є досить значними в різних частинах світу. Кристалічна ґратка клатрату вміщує до 8 молекул газу на 46 молекул води (рис. 7.8). Найчастіше ця ґратка природного «горючого льоду» складається із шести молекул води й однієї молекули метану, який знаходиться там у стисненому вигляді (до 25 МПа).

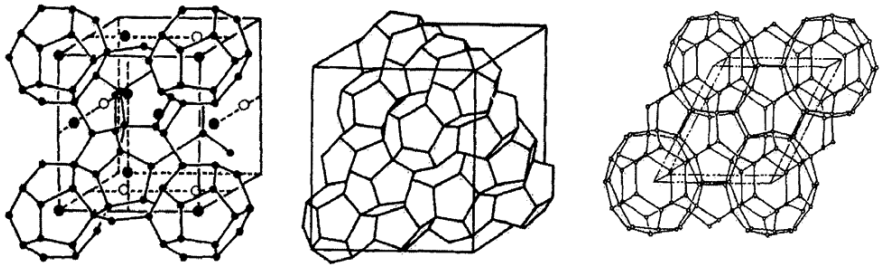


Рисунок 7.8 – Типи кристалічних граток газових гідратів
***а* – КС-І, *б* – КС-ІІ, *в* – КС-ІІІ**

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

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

Назву «клатрати» (*від лат. clat (h) ratus* – «закритий гратами, посаджений в клітку»), було дано дослідником Пауеллом в 1948 році. Клатратна природа газових гідратів, в яких молекули газу укладені в окремі осередки, утворені молекулами води за рахунок водневого зв'язку, підтверджена в 1950-ті роки після рентгеноструктурних досліджень 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. 7.9).



Рисунок 7.9 – «Горючий лід». Метан у вигляді газових гідратів

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

Вони мають такі хімічні формули:

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

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

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

Газогідрати утворюються при температурі 0^oC та тиску 25 атмосфер. Такий тиск має місце на глибині океану близько 250 м. Якщо температура води вища, то для утворення газогідрату потрібне збільшення тиску. Саме тому газогідрати залягають в основному в океанах і морях на глибинах від 300 до 1200 метрів. Поклади газогідратів виявлені як на дні моря, так і придонних гірських породах кількома прошарками завтовшки від 0,5 до 500 м. При цьому 98% світових запасів газогідратів зосереджено в морях та океанах, і лише 2% на суходолі в зоні вічної мерзлоти. При атмосферному тиску гідрат метану

зберігає стійкість при температурі порядка 80 – 90 ^{0}C. У випадку «консервації» гідрату плівкою льоду гідрат метану при атмосферному тиску може існувати тривалий час і при температурах -3 – 5°C.

При підвищенні температури та зменшенні тиску газогідрати розкладаються на газ і воду з поглинанням великої кількості тепла. На діаграмі «тиск – температура» (рис. 7.10) показано фазовий стан газогідратів.

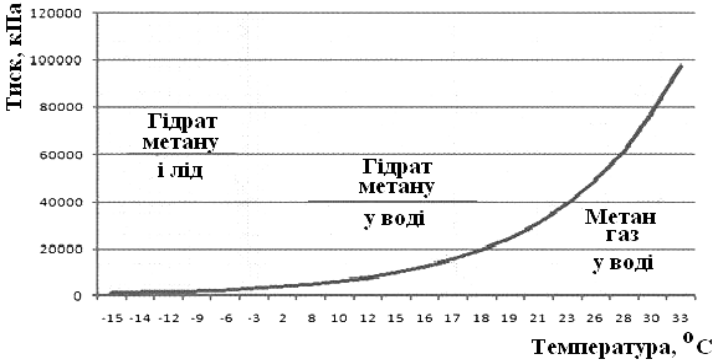


Рисунок 7.10 – Фазова діаграма гідрату метану: гідрат метану та льоду – гідрат метану у воді – газ метан у воді)

За прогнозами фахівців, кількості метану в газогідратах може вистачити для всього людства на 6 тисяч років.

Досвід країн світу у видобутку газу з газогідратів. Протягом останнього часу інтерес до проблеми газових гідратів у всьому світі значно посилився. З'ясовується їх поширення в океанах і криолітозоні материків, нестабільність при підвищенні температури і зниженні тиску. В деяких країнах уже розпочалося їх дослідно-промислове освоєння. Сьогодні морські газогідрати визнані фахівцями найперспективнішим альтернативним паливом у багатьох країнах, над їх розвідкою й освоєнням активно працюють у Франції, Німеччині, США, Канаді, Росії, Індії, Японії, Китаї, Новій Зеландії, Тайвані, Бразилії, Чилі, Уругваї.

США. Згідно з відомостями Адміністрації енергетичної інформації США, за різними оцінками світові запаси природного газу у формі газогідратів складають від 283 до 2831 трлн. м^3. Однак, у зв'язку зі складністю використання метану з газогідратів, яка полягає в технологічних труднощах видобутку, а також в ризиках для довкілля та

безпеки, пов'язаних з можливістю раптових викидів великої кількості метану, практичний видобуток на даному етапі розвитку технологій та із врахуванням наявних ресурсів природного газу з інших джерел в найближчі роки не розглядається.

На сьогодні усталеної технології видобутку гідрату метану поки не існує. Існують лише окремі дослідницькі проекти, які працюють над дослідженням та випробовуванням різних технологічних підходів для видобутку природного газу з газогідратів. Запропоновані і досліджувані технології видобутку метану з гідратів включають такі методи: термічний вплив, зниження тиску, і закачування інгібіторів гідратоутворення.

За інформацією Програми з охорони навколишнього середовища ООН (UNEP Global Outlook on Methane Gas Hydrates), вивчення газогідратів проводилося або продовжується на 42 ділянках по всьому світі. Зокрема, в травні 2012 року компанія Conoco Phillips спільно з Департаментом енергетики США та Japan Oil, Gas and Metals National Corporation завершили практичний експеримент із видобутку природного газу з газогідратів на Алясці (рис. 7.11). Проект був ініційований для польового тестування технології видобутку метану з газогідратів шляхом заміщення метану діоксидом вуглецю. Тестова свердловина Iğnik Sikumi-1 була пробурена в 2011 році, а видобуток метану тривав з січня по травень 2012 року. У свердловину, пробурену в товщі покладів газогідратів, під тиском закачувалась суміш азоту та діоксиду вуглецю. Молекули двоокису вуглецю заміщували метан, формуючи гідрат двоокису вуглецю, а вільний метан піднімався на поверхню. За час проведення експериментальних робіт було видобуто 24,2 тис. м^3 метану.



Рисунок 7.11 – Свердловина для дослідження газогідратів на Алясці

За оцінками геологічної служби запаси гідрату метану в США становлять 9,6 трлн. м^3.

В арктичних районах США та Канади запущені експериментальні установки для видобутку гідрату метану, які на Алясці видали першу партію нової сировини. Арктичні поклади розташовані у районах вічної мерзлоти на глибині 500 метрів і нижче. У морських від-

кладеннях продуктивні пласти можуть мати кілометрову товщу. На даний час найбільш значні родовища гідратів метану розвідані в Канаді й на Алясці. В умовах арктичних температур гідрати можуть залишатися стабільними після витягання на поверхню.

У 2003 році Конгрес США виділив 42 млн. доларів на дослідження, пов'язані із видобутком метанового гідрату.

У 2006 році американський уряд направив на наукові дослідження газових гідратів 8,6 млн. доларів.

У 2007 році дослідження, що фінансуються з федерального бюджету, були сфокусовані на таких напрямах, як підтвердження можливості видобутку газових гідратів в Арктиці й установлення можливості дистанційного виявлення та часткового визначення якісних характеристик арктичних газових гідратів.

Японія. В Японії на шельфі виявлені газогідратні родовища із значними запасами. В березні 2013 року Японська національна корпорація нафти, газу і металів (Japan Oil, Gas and Metals National Corporation; JOGMEC) отримала приток метану зі свердловини глибиною 270 м, пробуреної в товщі осадових порід морського дна неподалік від берегів Японії, якою було відкрито шар метаногідратів потужністю 60 м. В проекті використовувалася технологія дренажу або штучного зменшення тиску в пласті газогідратів, в результаті чого метан вивільняється і потрапляє до стовбура свердловини. За час тестування свердловини було видобуто близько 120000 $м^3$ природного газу (близько 20000 $м^3$ на добу). Крім того Японія спільно зі США, Канадою, Німеччиною та Індією здійснює проект видобутку газу з порід в районі вічної мерзлоти в канадській провінції Маккензі.



Рисунок 7.12 – Спалення природного газу з газогідратів на факелі

Китай. У 2017 році Геологічна служба Міністерства земельних і природних ресурсів Китаю повідомила, що експеримент з видобутку газових гідратів з родовища на дні Південно-Китайського моря закінчився «повним успіхом». Розробка родовища газових гідратів почалася 10 травня 2017 року. За перші 8 днів з родовища, розташованого на глибині понад 1200 м від поверхні моря і ще близько 200 м від поверхні дна, було отримано понад 120 тис. $м^3$ газу із вмістом метану до 99,5%.

Дослідження газогідратів Чорного моря в Україні. За аналітичними даними Національного інституту стратегічних досліджень, у 1988 – 1989 роках експедиціями Міністерства геології і Академії наук СРСР були виявлені поклади газогідрату метану на шельфі Чорного моря. За мінімальними підрахунками об'єм метану в цих покладах оцінювався в 100 трлн. $м^3$. З цих покладів на частку України припадає близько 25 трлн. $м^3$ 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.

В 1993 році Кабінет Міністр 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». Проте на реалізацію програми не було передбачено фінансування з державного бюджету. Через відсутність фінансування в 90-х роках XX ст. виконання програми обмежилося лише кількома експедиціями і лабораторними дослідженнями, тому мало обмежені практичні результати.

Інститут геологічних наук НАН України провів 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 бу-



Рисунок 7.13 – Брила гідрату метану на дні моря

дівництво 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 роках.

У травні 2010 року на борту сучасного німецького наукового судна Maria S. Merian протягом двох місяців перспективи видобутку газогідратів досліджували вчені Інституту біології південних морів НАН України та фахівці бременського науково-дослідницького Центру екології моря MARUM (рис. 7.14). 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.



Рисунок 7.14 – Експедиція німецького судна MARIA S. MERIAN

У 2011 році експедиція на судні Meteor здійснила тестове буріння в осадових покладах Чорного моря за допомогою спеціального обладнання (Drill Rig MeBo). 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 під час даної експедиції тестове буріння осадових покладів не проводилося, але 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 році в Німеччині, який координується Інститутом морських досліджень Лейбніца в Кілі (Leibniz Institute of Marine Sciences). Так, з грудня 2013 по січень 2014 року відбувалися експедиції судна MARIA S. MERIAN для дослідження покладів газогідратів в районі дельти Дунаю.

Слід відзначити, що дослідження перспектив видобутку газогідратів в Чорному морі і, зокрема, в українських його ділянках досі перебувають на початковій стадії і покищо не передбачають видобутку природного газу.

Проте в результаті геофізичних досліджень на схилі північно-західного шельфу Чорного моря (акваторія палеодельти Дніпра) встановлені розмір і потужність донних газогідратонасичених відкладень, запропоновано місце розташування першої дослідно-промислової свердловини. В Одеській «Академії холоду» розроблено технологію добування 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. $м^3$.

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

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

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

III тип: лінзовий-шаруватий поклад.

IV тип: поріроподібний поклад.

V тип: брекчієва структура.

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

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

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

ний з утворенням гідратів у привибійній зоні, що ускладнює процес видобутку газу;

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

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

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

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

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 року.

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 швидше у 20 разів.

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 році 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.

Біогаз. Біогаз – узагальнена назва горючої газової суміші, що одержується при природному розкладанні речовин органічного походження в результаті анаеробного мікробіологічного процесу (метанового бродіння).

Історія застосування біогазу. Історія розвитку біогазових технологій відноситься до стародавніх часів. Першими використовувати енергію біогазу почали китайці ще за сотню років до нашої доби.

Окремі випадки використання примітивних біогазових технологій були зафіксовані в Китаї, Індії, Ассирії і Персії починаючи з XVII століття до нашої доби.

У II столітті н. д. на території сучасної Німеччини існували примітивні біогазові установки. Алеманам (група західно-германських племен), що населяли заболочені землі басейну Ельби, ввижалися дракони в корчах на болоті. Вони вважали, що горючий газ, який скупчу-



Рисунок 7.15 – Виробництво біогазу в Китаї

ється 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 столітті Ян Баптист ван Гельмонт виявив, що розкладаючись, біомаса виділяє займисті гази. Проте систематичні наукові дослідження біогазу почалися лише в XVIII столітті нашої доби.

У 1764 році Бенджамін Франклін у своєму листі Джозефу Пріствлі 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 році 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 році, Європейськими вченими були зроблені перші кроки в дослідженнях практичного застосування біогазу. У 1808 році британський фізик і хімік Хемфрі Деві виявив метан у біогазі.

Перші відомості про практичне використання європейцями біогазу, отриманого з сільськогосподарських відходів, відносяться до 1814 року, коли Хемфрі Дейві зібрав біогаз при дослідженні агрохімічних властивостей гною великої рогатої худоби. Для збору відходів, починаючи з 1881 року, стали використовуватися закриті ємності, які, після невеликої модифікації, отримали назву "септик".

У 1859 році в Бомбеї (Індія) була побудована перша задокументована біогазова установка.

У 1875 році 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°С. При підвищенні температури до 50°С, 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 році почалися дослідження європейських вчених з використанням біогазу для обігріву приміщень і освітлення вулиць. Починаючи з 1895 року, вуличні ліхтарі в одному з районів міста Ексетер (Англія), забезпечувались газом, який утворювався у результаті бродіння стічних вод і збирався в закриті ємкості. Починаючи з 1897 року, очищення вод в цьому місті проводилося в ємностях, з яких збирали біогаз і використовували для обігріву та освітлення.

У 1897 році 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 XX ст. були продовжені дослідження в галузі збільшення кількості виділеного біогазу при підвищенні температури бродіння. Німецькі вчені Імхофф і Бланк в 1914 – 1921 роках запатентували ряд нововведень, які полягали в запровадженні постійного підігріву ємностей з біомасою.

Перший великомасштабний завод з виробництва біогазу був побудований в 1911 році 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 року вони розробили декілька типів установок для переробки стічних вод. Перша біогазова установка для переробки твердих відходів об'ємом 10 $м^3$ була розроблена Ісманом і Дюсельє і побудована в Алжирі в 1938 році.

Одним з найважливіших наукових кроків в розвитку біогазових технологій стали експерименти Бусвелла в 30-х роках XX століття з комбінування різних видів органічних відходів з гноєм у якості сировини.

У 1930 році були виявлені бактерії, що беруть участь у процесі вироблення біогазу.

У роки Другої світової війни, коли енергоносіїв катастрофічно не вистачало, у Німеччині і Франції був зроблений акцент на отримання біогазу з відходів сільськогосподарського виробництва, голо-

вним чином з гною тварин. У Франції до середини 40-х років XX ст. 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 СРСР дослідження біогазу проводились починаючи з 40-х років XX століття. У 1948 – 1954 роках була розроблена і побудована перша лабораторна установка з виробництва біогазу. Однак технологія не отримала поширення через дешевизну природних енергоресурсів. У зв'язку з енергетичною кризою в середині 1970-х років інтерес до енергозберігаючих технологій зріс, і в 1981 році 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 $м^3$ газу на добу з 50 $м^3$ 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 70-х років XX ст., 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. Ви-

користання 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 викуповує 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 році налічувалося близько 4 тис. біогазових установок.

В Австрії кількість біогазових установок з об'ємом реакторів понад 2 тис. $м^3$ 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 році 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.

У 30-ті роки XX ст. досвід Європи був перенесений в США. У 1939 році тут була побудована біогазова установка з переробки тваринницьких відходів, яка успішно працювала протягом більш ніж 30 років. У 1954 році в 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 країнах, що розвиваються широко поширене виробництво енергії і тепла за допомогою біогазових установок.

У Китаї перші біогазові установки з'явилися в заможних господарствах в 1940-х роках. З 1970-х років ведеться дослідницька робота по біогазовим установкам за підтримки уряду.

У сучасний період в Китаї, завдяки глибоким історичним корінням і програмам державної підтримки галузі, біогазові технології використовуються дуже широко. У 2000 році тут налічується 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 $м^3$, виробляє 300 $м^3$ газу на рік і коштує приблизно $ 200 – 250. З 2002 року уряд інвестує в розвиток біогазових установок щорічно близько 200 млн. доларів. Приблизно 50% вартості установки компенсується державою.

В Індії ще в 1859 році була побудована біогазова установка в колонії хворих на проказу для переробки рідких і твердих відходів. У 1970-х роках за державної підтримки відбулося зростання кількості установок. В даний момент 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.

У Непалі з розвитком біогазових технологій було відзначено значне збільшення річних заощаджень від заміни гасу, дров і вугілля на енергію, що отримується від біогазу. Під час реалізації програми було засновано 60 фірм-виробників установок, близько 100 організацій, які надають кошти на фінансування будівництва установок, прийняли стандарти якості для установок, займалися інтенсивним розвитком ринку біогазових технологій.

На Філіппінах біогазові установки виробляють газ для роботи моторів, що працюють на іригацію.

В Азії та Латинській Америці установки використовують для утилізації стічних вод, виробництва енергії та добрив.

Сьогодні інтерес до біогазових установок зростає, чому сприяє висока вартість енергоресурсів. Крім того, в силу специфічності вихідної сировини для установок, потреба в розвитку біогазових технологій може грунтуватись на утилізації стічних вод, очищенні індустріальних стічних вод, переробці сільськогосподарських та твердих побутових відходів.

Енергія, отримана з біогазу, належить до відновлюваної, оскільки виробляється з органічного поновлюваного субстрату. Фактом є те, що викопні енергоносії на Землі закінчуються й існує нагальна потреба в альтернативних джерелах, що додає ще більшого значення виробництву біогазу на біогазових установках. Крім того, енергетичне використання біогазу порівняно зі спалюванням природного газу, зрідженого газу, нафти та вугілля є нейтральним по відношенню до CO_2, оскільки CO_2, що виділяється, перебуває в межах природного кругообігу вуглецю і споживається рослинами протягом вегетаційного періоду. Таким чином, концентрація CO_2 в атмосфері порівняно з використанням твердого палива не збільшується.

Утворення, збір і очищення біогазу. Розглянемо процеси, в яких можна отримати енергію з відходів життєдіяльності людини та сільськогосподарських тварин. Продукти життєдіяльності людини (відходи) видаляються через каналізаційну систему міста й у вигляді твердого сміття та вивозяться на звалища. У великих містах каналізаційні стоки збираються й обробляються в спеціальних відстійниках – аеротенках, у котрі подається повітря. При цьому відбувається окиснення органічних речовин, які відкладаються на дно і потім вивозяться на поля у вигляді добрива. Очищена вода також подається на поля для зрошення або скидається в річки.

Частина каналізаційних стоків подається в метантенки, що являють собою герметичні посудини великої ємності. У метантенках без доступу кисню спеціально вирощені мікроорганізми (бактерії) за певних температурних умов переробляють органічні речовини з виділенням метану та діоксиду вуглецю (вуглекислоти). Отриманий біогаз можна використовувати як паливо. Тверді побутові відходи складуються за межами міст у природних заглибленнях чи на спеціально підготовлених майданчиках (полігонах), які можуть займати територію в декілька гектарів. При закритті сміттєзвалища його територія засипається землею, вкривається спеціальною плівкою і покривається глинистим ґрунтом для виключення неприємних запахів.

Через п’ять років у шарі звалища утворюються колонії мікроорганізмів та починає інтенсивно виділятися біогаз. Тому з поверхні полігону бурять свердловини на всю глибину звалища і збирають газ у колектори для використання або спалювання на факелі. Виділення біогазу може тривати 25 років.

На фото рис. 7.16 показано звалище в одному з міст США. На ньому пробурено 60 свердловин, з яких видобувається 4000 кубічних метрів біогазу за годину. Газ спалюється на факелі.



Рисунок 7.16 – Міське звалище і факел для спалювання метану на факелі

Природні процеси отримання газу метану можна значно прискорити, використовуючи нові технології. Більш докладно розглянемо процеси, що відбуваються в метантенках. Анаеробна обробка вмісту метантенка здійснюється шляхом біохімічного розкладання органічних матеріалів за відсутності кисню.

Як вважають учені, розкладання органіки відбувається в чотири стадії, і на кожній з них працює певний вид бактерій. Перша група відповідає за розчинення і гідроліз органіки. Друга діє на розчинені продукти, перетворюючи їх на більш прості органічні продукти. Третя продовжує руйнування з утворенням оцтової, масляної, пропіонової, валер'янової й інших кислот. Четверта група складається з метаногенних бактерій, які утворюють метан, вуглекислий газ, водень тощо за рахунок раніше отриманого іншими бактеріями живильного середовища. Швидкість і ефективність зазначених мікробіологічних процесів залежать від багатьох чинників: температури 30 – 35 чи 52 – 57 ^{o}C, кислотності (pH 6,6 – 7,6), швидкості подачі живлення, ступеня перемішування та ін. Тому великі метантенки обладнуються системами обігріву (рис. 7.17), перемішування, контролю pH, рекуперації тепла зброджeного продукту, а сам метантенк покривається шаром теплоізоляції. Для підтримки теплового режиму метантенка витрачається від 20 до 50% виробленого біогазу залежно від температури навколишнього середовища. Сировиною для метантенків служать найчастіше відходи тваринництва та птахівництва і відходи сільськогосподарського виробництва (солома, гичка), спиртового виробництва (барда) й ін. За розрахунками, в Україні щорічно утворюється більше 120 млн. тонн органічних відходів на суху масу, кожна тонна яких

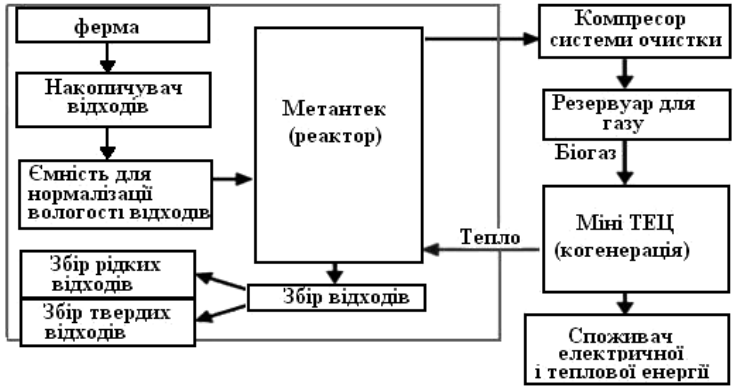


Рисунок 7.17 – Технологічна схема отримання і використання біогазу

може дати від 300 до 800 м^3 біогазу. Переробка всієї кількості відходів може дати від 36 до 75 млрд. м^3 біогазу або в перерахунку на метан від 20 до 45 млрд. м^3 на рік.

Отже, біогаз утворюється в результаті мікробіологічного синтезу органічних речовин. Сьогодні у світі використовується близько 60 різновидів технологій отримання біогазу. Найбільш поширений метод – анаеробне зброджування в метатанках, або анаеробних колонах. Частина енергії, що одержується в результаті утилізації біогазу, направляється на підтримку процесу (взимку до 15 – 20%). У країнах з жарким кліматом немає необхідності підігрівати метантанк. Бактерії переробляють біомасу в метан при температурі від 25 до 70 °С. Для зброджування деяких видів сировини в чистому вигляді потрібна особлива двостадійна технологія. Отримання біогазу економічно виправдане при переробці постійного потоку відходів, наприклад на тваринницьких фермах.

Технологією збору біогазу передбачено його компримування, охолодження і очищення. Для технологічних потреб енергокомплексу використовується тепло відпрацьованих газів двигунів і тепло системи охолодження двигунів.

Майже при кожній великій біогазовій установці встановлений та цілодобово функціонує поршневий двигун – генератор електричної і теплової енергії. Такий пристрій називається когенератором. Він складається з двигуна, з'єднаного з ним 3-фазного електрогенератора з напругою 400 (380) В і частотою 50 Гц, пристроїв для знімання теплової енергії із системи охолодження двигуна і вихлопних газів та нагріву теплоносія для використання в зовнішніх споживачах тепла, блока автоматики. Існують модифікації таких генераторів, що працюють на різних видах горючих газів: природному газі, біогазі, піролізному газі, шахтному метані, вугільному синтез-газі й т. п.

Переваги біогазових установок:

– середній час експлуатації однієї свердловини складає 15 років;

– орієнтовний термін окупності проекту складає 4 – 5 років;

– незалежність у сфері енергоносіїв і енергозабезпечення;

– економія коштів за рахунок переходу на власний біогаз;

– замість звичайної утилізації органічних відходів виробляється енергія, та використовуються поживні речовини;

– поліпшення екології підприємства, на якому реалізується проект;

– отримання додаткового доходу за рахунок виробництва «зеленої» енергії й зниження рівня шкідливих викидів в атмосферу (економія на податках);

– перероблені відходи тваринництва є більш ефективними як добриво порівняно з неферментованими;

– підвищення рівня екологічної безпеки навколишнього середовища та підтримка захисту клімату;

– виробництво екологічно безпечної енергії – додатковий спосіб фінансування.

Екологічні аспекти. Виробництво біогазу й біометану одночасно підвищує рівень екологічної безпеки на переважній території України, оскільки відходи тваринництва, птахівництва, харчової та переробної промисловості створюють кричущу загрозу здоров'ю населення, стану ґрунтів, повітря й підземних вод. Біогазові установки можуть установлюватися як очисні споруди на фермах, птахофабриках, спиртових заводах, цукрових заводах, м'ясокомбінатах.

Біогазові технології – один з основних і найбільш раціональних шляхів знешкодження органічних відходів.

Перероблені таким чином відходи є цінним органічним добривом, яке здатне підвищувати родючість та екологічність ґрунтів. Це дозволяє знизити застосування хімічних добрив, скорочується навантаження на ґрунтові води.

Виробництво біогазу дозволяє запобігти викидам метану в атмосферу.

Застосування біогазу. У багатьох країнах Європейського Союзу й світу біогаз є суттєвою складовою їх енергобалансу. У Західній Європі близько половини птахоферм опалюються біогазом. Volvo і Scania виробляють автобуси з двигунами, що працюють на біогазі. У Китаї наприкінці 2006 року діяло близько 18 млн. біогазових установок, що дозволяє замінити 10,9 млн. тонн умовного палива. Україна, маючи потужний агропромисловий сектор, що продукує значні обсяги органічних відходів, має значний енергетичний ресурс для вироблення біогазу.

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 електро-

енергії тощо. Теплотворна здатність біогазу, що містить 70% метану, становить 25100 кДж/м^3, або 5990 ккал/м^3.

Розвиток біогазових технологій в Україні дозволяє замістити від 2,6 до 8 млрд. м^3/рік природного газу.

Контрольні питання

1. Який газ називають сланцевим природним газом?

2. Як порівнюється собівартість сланцевого газу з традиційним природним газом?

3. Яку технологію використовують для видобутку сланцевого газу?

4. За рахунок застосування якої технології можна одержувати значну кількість сланцевого газу?

5. В якому стані знаходиться газ метан у викопному вугіллі?

6. Який газ переважає у вугільних родовищах?

7. Що розуміють під газогідратами?

8. Які вуглеводневі гази можуть бути гідратоутворюючими?

9. Якою формулою в загальному вигляді можна виразити хімічний склад газових гідратів?

10. Яка хімічна формула гідрату метану?

11. Яка хімічна формула гідрату етану?

12. Який газ називають біогазом?

13. Що є сировиною для отримання біогазу?

РОЗДІЛ 8. ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ ТА ГАЗУ

8.1. Основні види транспорту нафти і нафтопродуктів

Для транспортування нафти й нафтопродуктів використовують трубопровідний, залізничний, водний і автомобільний транспорт. У деяких випадках нафтопродукти доставляються споживачам повітряним шляхом: літаками або гелікоптерами.

Трубопровідний транспорт нафти й нафтопродуктів та природного газу забезпечує їх транспортування у великих об'ємах на будь-які відстані. Загальна протяжність магістральних нафтопроводів у нашій державі складає 2,5 тис. кілометрів, продуктопроводів – близько 3 тис. кілометрів.

Залізничним транспортом сирі нафти перевозяться лише в цистернах, а нафтопродукти – в цистернах та дрібній тарі (в бочках тощо).

Водний транспорт залежно від використовуваних шляхів сполучення поділяється на морський і річковий. Сиру нафту перевозять у самохідних наливних судах (танкерах) та в несамохідних судах (баржах, ліхтерах).

Під час *автомобільних перевезень* нафтопродукти з великих нафтобаз доставляються на невеликі нафтобази й окремим споживачам. При цьому нафтопродукти перевозяться в автоцистернах, а також у дрібній тарі.

Транспортування газу здійснюється по *газопроводах.* Загальна протяжність магістральних газопроводів в Україні складає близько 35 тис. кілометрів.

Скраплені гази перевозяться в балонах або в спеціальних залізничних і автомобільних цистернах.

8.2. Розвиток методів транспортування нафти, газу і нафтопродуктів

З історії трубопровідного транспорту у світі. Ще в давнину «горюче повітря» – природний газ з вулканічних тріщин – збирали за допомогою очеретяних трубочок у шкіряні бурдюки й на в'ючних тваринах або морських судах перевозили в країни, населення яких сповідувало зороастризм – культ вогню.

5000 років тому в давньоіндійському місті Мохенджо-Даро стоки з деяких будинків відводилися по глиняних трубах.

У Стародавньому Єгипті видобута з глибоких колодязів вода відводилася дерев'яними, мідними і свинцевими трубами.

У Кноському палаці на острові Крит за 2000 років до н. д. теракотові труби застосовувалися для водопостачання і відведення стічних вод.

У Стародавньому Римі свинцеві трубопроводи використовувалися для подачі питної води і постачання водою громадських лазень. Найбільший з них мав довжину 91 кілометр.

За 200 років до н. д. у китайських провінціях Юнань, Шу-Гуань і Шансі природний газ бамбуковими трубами подавався від місць його виділення або видобутку до місць споживання, де його використовували для опалення, освітлення, приготування їжі та випарювання розсолу.

У VII столітті неподалік від селища Сурахани, поблизу Баку, де існували природні виходи газу на поверхню землі, був побудований храм вогнепоклонників. Газ підводився в храм по глиняних трубах.

У 1825 році під Фредонією в США був побудований перший металевий трубопровід із свинцю для подачі газу споживачам. У 1891 році збудований перший великий газопровід від промислів на півночі штату Індіана до Чикаго діаметром 200 мм, довжиною 195 км.

У 1863 році в Пенсільванії з'явилися перші нафтопроводи з дерев'яних труб невеликого діаметру. Порівняно з підводами та бочками, об'ємом 159 літрів, цей спосіб транспортування був зручнішим і дешевшим.

У 1865 році в США фірмою «Стандарт ойл» був побудований перший у світі нафтопровід діаметром 50 мм і довжиною 6 км. Будівництво першого такого нафтопроводу було здійснено з метою збити високі залізничні тарифи на перевезення нафти. Сама ж ідея транспортування рідин по трубах не була новою.

І надалі трубопровідний транспорт газу розвивався переважно в США. В кінці 20-х – початку 30-х років XX ст. на газопровідному транспорті США впроваджується ряд технічних нововведень, що сприяло організації далекого транспорту газу. У 1928 – 1932 роках були побудовані великі магістральні газопроводи від родовища Панхендл у Чикаго та Детройт протяжністю 1570 і 1375 кілометрів відповідно. Потім став до ладу Теннессійський газопровід довжиною близько 2000 км, по якому газ із родовищ Техасу подавався в Західну Вірджинію.

У 1878 в Азербайджані був побудований промисловий нафтопровід від Балаханських промислів до заводу Л. Нобеля в Чорному місті (район Баку) діаметром 76 мм і протяжністю 10 км.

У 1907 році був побудований перший у світі нафтопровід довжиною 835 км «Баку – Батумі».

На Кавказі перші газопроводи місцевого значення з'явилися в 1880 – 1890 роках у районі Баку. У 1925 – 1936 роках у цьому ж районі було споруджено кілька газопроводів діаметром 300 – 400 мм невеликої довжини для транспортування попутного нафтового газу з довколишніх нафтових родовищ.

У 1981 році в Азербайджані побудований підводний нафтопровід від Нафтових Каменів на берег діаметром 350 мм, протяжністю 78 км.

У 2005 році побудований нафтопровід найбільшого енергетичного проекту XXI століття «Баку – Тбілісі – Джейхан», довжиною в 1774 км, що простягається від Сангачальського терміналу в Азербайджані до середземноморського порту Туреччини. Уведення в експлуатацію нафтопроводу дає можливість більш активно освоювати ресурси Каспійського басейну. В Азербайджані це в першу чергу освоєння блоку родовищ Азери-Гюнешли, у Казахстані – Кашаган.

З історії нафтогазопровідного транспорту в Україні. Український трубопровідний транспорт енергоносіїв бере свій початок з транспортування газу, який виготовляли штучним способом з вугілля. Пізніше почали транспортувати супутній нафтовий та природний газ, сиру нафту та нафтопродукти.

На початку XX ст. у найстарішому нафтогазовидобувному регіоні України – Прикарпатті для подавання супутнього газу віддаленим споживачам почали споруджувати газопроводи. У 1912 році 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.

У 1924 – 1929 роках на території України споруджено перші магістральні газопроводи: «Дашава – Стрий», «Дашава – Дрогобич», «Дашава – Львів».

Магістральний газопровід «Дашава – Стрий» діаметром 150 мм збудовано у 1924 році. Цей рік вважають *роком заснування газової промисловості України*, оскільки саме тоді було введено в експлуатацію Дашавське газове родовище.

Протягом 1936 – 1937 років від трубопроводу Дашава – Миколаїв – Львів» побудували відгалуження до Жидачева й Ходорова. Було прокладено газопровід «Стрий – Моршин – Болехів – Долина – Вигода» та газопровід від Калуського родовища до міста Калуша та місцевого калійного комбінату. У 1939 році побудовано трубопровід «Опари – Дрогобич».

Перед Другою світовою війною газова промисловість України розвивалась також у Східному і Південному регіонах (Донеччина, Приазов'я). В цих регіонах використовувався газ металургійного виробництва, підземна газифікація вугілля, а також проводилось видобування природного газу з невеликих газових родовищ. Були побудовані газопроводи від Рутченківського коксохімічного заводу до Донецького металургійного заводу довжиною 6 км, проведено газифікацію Донецька, Макіївки, Маріуполя.

В часи німецької окупації було завершено будівництво другої нитки газопроводу «Дашава – Львів» діаметром 327 мм і довжиною 65,5 км. Прокладено найдовший на той час у Прикарпатті газопровід «Опари – Перемишль – Стальова Воля» діаметром 327 мм і загальною протяжністю 210 км, який у Стальовій Волі був з'єднаний з системою місцевих газопроводів. Цим газопроводом з 1945 року до середини 70-х років XX ст. постачався український газ до Польщі. Таким чином він став першим експортним газопроводом в Європі.

У 1948 році збудовано газопровід «Дашава – Київ» діаметром труби 500 мм. Його загальна протяжність склала 509,6 км, пропускна здатність – 1,5 млн. $м^3$ за добу.

Цей рік прийнято вважати *роком заснування газотранспортної галузі України*. На той час «Дашава – Київ» був найпотужнішим газопроводом у Європі з пропускною здатністю близько 2 млрд. $м^3$ на рік. 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).

У 1951 році газопровід «Дашава – Київ» продовжено через Брянськ до Москви. Його довжина склала 1301 км. Максимальної пропускної здатності 5 млн. $м^3$ газу на добу було досягнуто в 1959 ро-

ці з пуском компресорних станцій у Тернополі, Красилові, Бердичеві й Боярці.

Після введення в експлуатацію Шебелинського газового родовища в 1956 році збудовано газопроводи: «Шебелинка – Харків»; «Шебелинка – Дніпропетровськ – Кривий Ріг – Одеса – Кишинів»; «Шебелинка – Білгород – Брянськ»; «Шебелинка – Полтава – Київ»; «Шебелинка – Острогозьке»; «Шебелинка – Слов'янське – Луганськ» та ін.

Газопроводом «Шебелинка – Полтава – Київ» діаметром 720 мм було об'єднано дві незалежні системи магістральних газопроводів і покладено початок єдиної системи газопостачання України.

У 1960 році побудовано газопровід «Дашава – Мінськ», який згодом продовжено до Вільнюса і Риги. Його загальна довжина сягнула 1198 км. Інші газопроводи: «Глібовка – Сімферополь – Джанкой – Херсон»; на Прикарпатті: «Угерське – Івано-Франківськ – Чернівці»; «Рудки – Дроздовичі – Польща»; «Рудки – Мінськ – Вільнюс – Рига»; «Дашава – Долина – Ужгород» з продовженням до Словаччини й Угорщини. Наприкінці 1960-х років побудовано газопроводи «Єфремівка – Київ – Кам'янка Бузька» та «Диканька – Кривий Ріг».

У середині XX століття природний газ українського походження транспортувався до Росії, Білорусі, Литви, Латвії, Польщі, Чехословаччини та Австрії.

У 1960 – 1980 роки XX ст. відбувався активний розвиток української газотранспортної системи (ГТС), у результаті чого вона стала основним каналом транспортування природного газу в Європу з регіонів його видобутку в колишньому СРСР.

На 1950 рік довжина магістральних газопроводів в Україні становила 984 км, а на 1970 рік – 10900 км. Розбудова газопроводів тривала далі, і їх довжина у 1977 році в Україні становила близько 100000 км.

Пізніше й менш потужно в Україні розвивався нафтопровідний транспорт. У 1950-х роках збудовано кілька коротких нафтопроводів: «Долина – Дрогобич» довжиною 60 кілометрів, «Гнідинці – Прилуки» довжиною 40 кілометрів та ін. У 1960 – 1963 роках через територію України проведено відтинок магістрального нафтопроводу «Дружба», що простягається з Росії до центральної Європи двома відгалуженнями – через Ужгород до Угорщини й Чехословаччини та через Брест до Польщі й Німеччини. Його довжина на території України становить 680 кілометрів (рис. 8.1).



Рисунок 8.1 – Схема системи магістральних нафтопроводів України

Перший потужний нафтопровід на території України «Гнідинці – Кременчук» побудовано у другій половині 1960-х років. У 1970-х роках побудовано нафтопровід «Кременчук – Херсон» довжиною 340 кілометрів, нафтопровід з Північного Кавказу до Лисичанська довжиною 510 кілометрів та нафтопродуктопроводи: «Кременчук – Лубни – Київ» і «Кременчук – Черкаси».

8.3. Місце трубопровідного транспорту, його розвиток та структура на сучасному етапі

Трубопровідний транспорт належить до нових засобів сполучення, які інтенсивно розвиваються в наш час. У багатьох країнах світу нафтова і газова промисловість – це основа їхньої економіки тому трубопровідний транспорт займає помітне місце серед інших видів транспорту. Трубопровідний транспорт світу – це сукупність взаємопов'язаних транспортних систем, які ведуть від країн-експортерів нафти до її імпортерів. У наш час гостро постала проблема енергозабезпечення, яка пов'язана з вичерпністю корисних копалин, що у свою чергу спричиняє необхідність проведення розвідки нових родовищ і будівництва нових нафто- й газопровідних систем.

Високі темпи розвитку різних галузей науки і світового господарства у двадцятому столітті – столітті масового застосування в усіх галузях двигунів внутрішнього згоряння привели до бурхливого розвитку у світі нафтової й газової промисловості і, як наслідок, до прискореного будівництва трубопровідного транспорту. У суспільному виробництві різних країн світу він зайняв провідне місце серед інших видів транспорту. Нині у світовому трубопровідному транспорті з окремих національних магістралей створено взаємозалежні, закільцьовані транспортні системи з доставки споживачам нафти, газу та нафтопродуктів не лише внутрішньодержавного, але й трансконтинентального значення. Довжина магістральних трубопроводів у світі, побудованих і введених у дію на початок 1986 року, складала 1,5 млн. км.

У *Сполучених Штатах Америки* найбільша у світі мережа магістральних трубопроводів. Загальна протяжність магістральних газопроводів США наприкінці 2005 року складала 308 тис. км. Серед магістральних газопроводів США переважають трубопроводи відносно невеликого діаметра. Так, у сумарній протяжності газопроводів близько третини мають діаметри 254 мм і менше. У 2005 році частка газопроводів США діаметром понад 762 мм у загальній протяжності досягала лише 2,1%.

Росія та Саудівська Аравія, які займають перші місця у світі з видобутку нафти і газу, здійснили інтенсифікацію трубопровідного транспорту за рахунок зміни структури довжини за діаметрами та різкого збільшення питомої ваги трубопроводів діаметрами 1220 і 1420 мм.

Газотранспортна система (ГТС) України – одна з найбільших у світі газотранспортних систем. Вона виконує дві основні функції: забезпечення природним газом внутрішніх споживачів, а також транзит природного газу через територію України у країни Західної та Центральної Європи (рис. 8.2).

Станом на березень 2009 року ГТС України мала такі параметри:

– довжину газопроводів – 37,0 тис. км;

– у тому числі магістральних газопроводів – 22,2 тис. км;

– у тому числі діаметром 1020 – 1420 мм – 14,0 тис. км;

– газопроводів-відводів – 14,8 тис. км;

– пропускна здатність газотранспортної системи на вході – 288 млрд. $м^3$ на рік;

– пропускна здатність газотранспортної системи на виході – 178,5 млрд. $м^3$ на рік;

– у тому числі у країни Європи – 142,5 млрд. м^3 на рік;
– у тому числі до Молдови – 3,5 млрд. м^3;
– кількість компресорних станцій – 72;
– кількість компресорних цехів – 110;
– кількість газоперекачувальних агрегатів – 702;
– потужність компресорних станцій – 5442,9 МВт;
– кількість підземних сховищ газу (ПСГ) – 13;
– загальна активна місткість ПСГ – 31 млрд. м^3.
– кількість газорозподільних станцій – 1437.

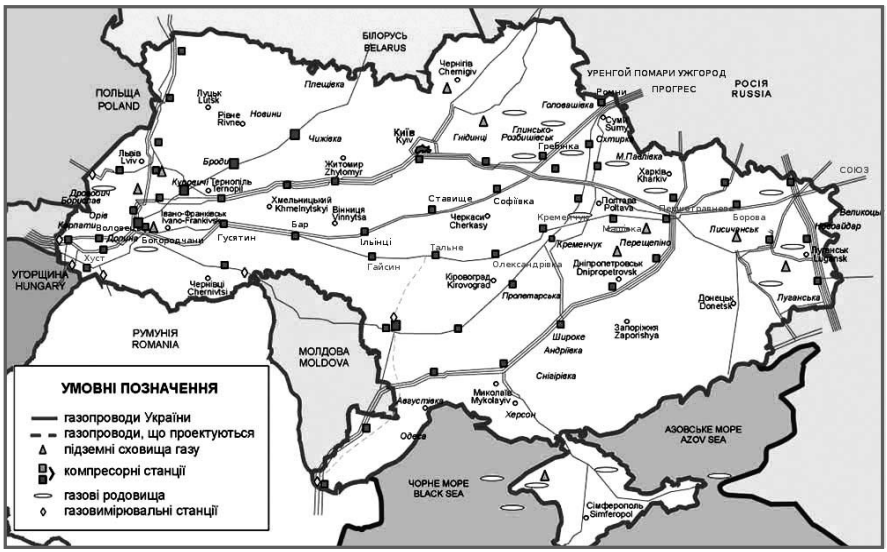


Рисунок 8.2 – Газотранспортна система України

Серед найбільш відомих транспортних систем у світовому трубопровідному транспорті:

– Європейське газове кільце;
– Трансадріатичний газопровід;
– Північний потік;
– газопровід «Уренгой – Помари – Ужгород»;
– Транс'європейський газопровід;
– Транс-Середземноморський газопровід та ін.

Європейське газове кільце – система газопроводів країн – членів ЄС, створена на основі національних мереж газопроводів Німеччини,

Нідерландів, Бельгії, Італії, Франції. Формування системи почалося з кінця 1960-х років XX століття.

Трансадріатичний газопровід (Trans Adriatic Pipeline – TAP) – проектований трубопровід для транспортування природного газу з Каспійського й Близькосхідного регіонів у Західну Європу. Маршрут газопроводу довжиною в 520 кілометрів проходить через Грецію, Албанію, Адріатичне море, Італію. Передбачувана потужність газопроводу – 10 млрд. м^3 на рік з можливістю збільшення пропускної здатності до 20 млрд. м^3.

«Північний потік» (Nord Stream) – газопровід від Росії до Німеччини, перша гілка якого вже збудована. Проектна потужність першої гілки морського газопроводу «Північний потік» склала 27 млрд. м^3. Після планованої добудови другої гілки потужність газопроводу збільшиться до 55 млрд. м^3. Магістральний газопровід «Північний потік» через Балтійське море з'єднав Росію і Європейський Союз. Газопровід пройшов територією Росії, Швеції, Данії й Німеччини. Його довжина склала близько 1,2 тис. км.

Газопровід «Уренгой – Помари – Ужгород» – експортний газопровід з Росії, який з'єднує Уренгойське газове родовище та газові родовища півночі Західного Сибіру з Ужгородом та кінцевими споживачами у Центральній і Західній Європі.

Загальна довжина газопроводу – 4451 км, діаметр труб – 1420 мм, потужність – 32 млрд. м^3 газу на рік. Протяжність територією України – 1160 км. На трасі знаходяться дев'ять компресорних станцій.

Трансєвропейський газопровід (Trans Europa Naturgas Pipeline – TENP) – магістральний газопровід Аахен – Швьорштадт – від німецько-нідерландського до німецько-швейцарського кордону. Побудований у 1972 – 1974 роках, модернізований у 1978 і 2009 роках. Протяжність траси 968 км. Продуктивність 15,5 млрд. м^3 природного газу.

Транс-Середземноморський газопровід (трубопровід Енріко Мате) – магістральний газопровід довжиною 2475 км, потужністю 30,2 млрд. м^3 на рік. Бере початок у Хассі Рмель (Алжир), досягає Тунісу, потім Сицилії та йде далі до континентальної Італії й Словенії. Трубопровід побудований у 1983 році. У 1994 році його потужність подвоєна.

Останні дані за 2014 рік дають в цілому трохи менше 2 175 000 км (3500 000 км) газопроводів у 120 країнах світу. У США – 65%, у Росії – 8%, а в Канаді – 3%, отже сумарно 76% всіх трубопроводів було в цих країнах.

8.4. Транспортування нафти і нафтопродуктів трубопроводами

Найбільш економічним видом транспорту нафти і нафтопродуктів на далекі відстані є трубопровідний.

Основні переваги трубопровідного транспорту перед іншими видами такі:

– висока економічність транспортування нафти і нафтопродуктів у великих кількостях та на далекі відстані; собівартість трубопровідного транспорту приблизно в 2 – 4 рази нижча за собівартість залізничних перевезень;

– можливість повної герметизації нафти і нафтопродуктів на всьому шляху транспортування від пунктів відправлення до пунктів призначення, що дозволяє значно знизити їх втрати;

– можливість прокладання трубопроводу в будь-якому напрямку та на будь-яку відстань – це найкоротший шлях між початковим і кінцевим пунктами;

– безперебійність роботи та відповідно гарантоване постачання споживачів незалежно від погоди, пори року й доби;

– високий ступінь механізації та автоматизації транспорту, що дозволяє мінімізувати чисельність обслуговуючого персоналу;

– висока надійність і простота в експлуатації;

– розвантаження традиційних видів транспорту.

Нафтопроводами транспортується переважна частина нафти, що видобувається, з промислів до нафтопереробних заводів. Також продуктопроводами транспортується значна частина продуктів переробки нафти від заводів до нафтобаз.

До недоліків трубопровідного транспорту належать:

– великі початкові витрати на спорудження магістрального трубопроводу, що робить доцільним застосування трубопроводів лише при великих, стабільних вантажопотоках;

– певні обмеження на кількість сортів (типів, марок) енергоносіїв, що транспортуються по одному трубопроводу;

– для організації постачання енергоносіїв до нових споживачів потрібні додаткові капіталовкладення.

Залежно від виду продукту, що транспортується розрізняють такі типи вузькоспеціалізованих трубопровідних систем: нафтопроводи, нафтопродуктопроводи, газопроводи і трубопроводи для транспортування нетрадиційних вантажів.

За призначенням трубопровідні системи поділяються на три групи: внутрішні, місцеві й магістральні.

Внутрішні знаходяться всередині промислів, нафтобаз, нафто- або газопереробних заводів. Протяжність їх невелика.

Місцеві з'єднують різні елементи транспортного ланцюжка: промисел і головну станцію магістрального нафто- чи газопроводу, нафтопромисел та пункт наливання залізничних цистерн або суден. Протяжність місцевих трубопровідних систем більша, ніж внутрішніх.

До *магістральних* нафтопроводів відносять трубопроводи протяжністю понад 50 км і діаметром від 219 до 1420 мм, призначені для транспортування товарної нафти з районів видобутку до місць споживання чи перевалки на інший вид транспорту (рис. 8.3). Товщина стінок труб визначається проектним тиском у трубопроводі.



Рисунок 8.3 – Магістральний нафтопровід

Залежно від умовного діаметра магістральні нафтопроводи поділяються на чотири класи:

I клас – від 1000 до 1200 мм включно;

II клас – від 500 до 1000 мм включно;

III клас – від 300 до 500 мм включно;

IV клас – менше 300 мм.

Крім того, нафтопроводи поділяються на категорії, які враховують при розрахунку товщини стінки, виборі випробувального тиску, а також при визначенні частки монтажних зварних з'єднань, що підлягають контролю фізичними методами.

У сучасних магістральних трубопроводах великої довжини робочий тиск перекачування становить 5,5 – 6,4 МПа, пропускна здатність до 90 млн. т нафти на рік.

Незалежно від того, що транспортується по трубах, усі системи магістральних трубопроводів складаються з одних і тих же елементів:

1) трубопроводів;

2) головної і проміжних нафтоперекачувальних станцій (НПС);

3) кінцевого пункту;

3) лінійних споруд.

Головна НПС призначена для прийому нафти з промислу, змішування чи розділення її по сортах, обліку нафти та її закачування з резервуарів у трубопровід. Головна НПС розташовується поблизу нафтопромислів.

Проміжні НПС слугують для поповнення енергії, витраченої потоком на подолання сил тертя, з метою забезпечення подальшого перекачування нафти. Проміжні НПС розміщують по трасі трубопроводу, згідно з гідравлічним розрахунком, через кожні 50 – 200 км.

Для перекачування нафти і нафтопродуктів застосовуються відцентрові насоси з електроприводом чи приводом від газотурбінних установок (ГТУ).

Кінцевим пунктом магістрального нафтопроводу, як правило, є нафтопереробний завод або велика перевалочна нафтобаза.

До *лінійних споруд* магістрального нафтопроводу відносять:

– трубопровід (чи лінійну його частину);

– лінійні засувки;

– засоби захисту трубопроводу від корозії (станції катодного й протекторного захисту, дренажні установки);

– переходи через природні та штучні перешкоди (ріки, автомагістралі і т.п.);

– лінії зв’язку;

– лінії електропередачі;

– будинки обхідників;

– гелікоптерні майданчики;

– ґрунтові дороги, що прокладаються вздовж траси трубопроводу.

Трубопровід є основною складовою магістрального нафтопроводу, який являє собою труби, зварені в «нитку». Оснащення трубопроводу включає камери прийому й пуску, роздільники, прилади, а також трубопроводи-відводи.

Лінійні засувки встановлюються по трасі трубопроводу не рідше ніж через 30 км з урахуванням рельєфу місцевості таким чином, щоб розлив нафти в разі можливої аварії був мінімальним. Крім того, лінійні засувки розміщуються на виході з НПС і на вході в них, на обох берегах перетнутих трубопроводом водойм, по обидва боки переходів під автомагістралями й залізницями.

Станції катодного та протекторного захисту розташовуються в здовж траси трубопроводу відповідно до розрахунку.

При переходах через водні перешкоди трубопроводи, як правило, заглиблюються нижче рівня дна. Для запобігання спливання на трубопроводах монтують чавунні або залізобетонні привантажувачі різної конструкції. Крім основної, укладають резервну нитку переходу того ж діаметра. На перетинах залізничних і великих шосейних доріг трубопровід укладають у патроні (кожусі) з труб, діаметр яких не менше ніж на 200 мм більший від діаметра трубопроводу. При перетині природних і штучних перешкод застосовують також надземне прокладання трубопроводів (на опорах або за рахунок власної жорсткості труби).

Лінії електропередач служать для електропостачання перекачувальних станцій, станцій катодного захисту і дренажних установок.

Уздовж *доріг поблизу траси* трубопроводу переміщуються аварійно-відновлювальні бригади, фахівці електрохімічного захисту, обхідники та ін.

Гелікоптерні майданчики призначені для посадок гелікоптерів, які здійснюють патрулювання траси трубопроводів.

Магістральний трубопровід потребує спеціального технічного нагляду. Тому вся магістраль розбивається на окремі ділянки, кожна з яких закріплюється за певною насосною станцією. У свою чергу така ділянка ділиться на ряд більш дрібних ділянок, і до кожної з них прикріплюють лінійних обхідників. Для цього вздовж траси трубопроводу, на відстані 10 – 20 км один від одного, розміщують *будинки обхідників*. В обов'язки обхідника входить спостереження за справністю ділянки трубопроводу.

При транзитному перекачуванні нафти і нафтопродуктів магістральний трубопровід оснащується засобами місцевої автоматики, дистанційним керуванням і засобами зв'язку.

На кожній станції, крім обслуговуючого експлуатаційного персоналу, є ремонтні бригади.

Основними параметрами, які характеризують магістральний трубопровід, є його продуктивність, довжина, діаметр та кількість перекачувальних станцій.

Продуктивність і довжина трубопроводу визначаються розмірами й напрямком вантажопотоку нафти або нафтопродуктів. Діаметр і кількість перекачувальних станцій нафтопроводу розраховуються. Для заданої продуктивності нафтопроводу зі збільшенням його діаметра кількість станцій зменшується і, навпаки, зі зменшенням діаметра необхідна кількість станцій збільшується, тому що зростають сили опору руху рідини в трубопроводі.

Одна й та ж продуктивність магістрального нафтопроводу може бути отримана при різних його діаметрах. Однак від діаметра трубопроводу і від кількості станцій безпосередньо залежить вартість самої магістралі й вартість її експлуатації. Тому з усіх можливих варіантів діаметр нафтопроводу повинен бути обраний такий, який відповідає мінімальній вартості нафтопроводу і мінімальній вартості його експлуатації, тобто мінімальній собівартості перекачування.

8.5. Транспортування природного газу трубопроводами

Магістральний газопровід – один з основних елементів газотранспортних систем.

Сучасний магістральний газопровід споруджується зі сталевих труб діаметром до 1420 мм на робочий тиск 7,5 МПа з пропускною спроможністю до 50 – 60 млрд. $м^3$ газу на рік.

Магістральний газопровід багато в чому тотожний магістральному нафтопроводу і містить ті ж основні елементи: трубопровід, перекачувальні станції та засоби зв'язку. Трубопроводи для перекачування нафти й газу однакові. Компресорні станції газопроводу аналогічні до насосних станцій нафтопроводу і відрізняються від них лише особливостями обладнання, що обумовлено специфікою продукту, який перекачується.

До складу споруд магістральних газопроводів входять:

– головна та проміжні компресорні станції, призначені для компримування газу в початковому і проміжному пунктах траси;

– пункти осушування газу та його очищення від H_2S і CO_2 на головній компресорній станції,

– приймальний термінал.

Лінійна компресорна станція, так само як і насосна на магістральному нафтопроводі, являє собою відповідальний та складний комплекс споруд зі своїм індивідуальним технічним господарством, експлуатаційною й ремонтною службою, засобами зв'язку, автоматики і телемеханіки.

Захист труб магістральних газопроводів від ґрунтової корозії здійснюється зовнішньою протикорозійною ізоляцією та катодним захистом трубопроводів. Магістральні газопроводи оснащуються системами телемеханіки і зв'язку для можливості контролювання роботи компресорних станцій із центрального диспетчерського пункту, обладнаного автоматизованою системою керування технологічним процесом транспортування газу.

Надійність магістральних газопроводів забезпечується створенням резерву газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях, застосуванням високоякісних сталевих труб, прокладанням паралельних ліній магістральних газопроводів з перемичками між ними.

На компресорних станціях магістральних газопроводів великого діаметра (1020 – 1420 мм) після відцентрових нагнітачів установлюють апарати повітряного охолодження газу. На магістральних газопроводах менших діаметрів газ встигає охолоджуватися за рахунок теплообміну з ґрунтом. На кінцевому пункті магістрального газопроводу і кінцевих пунктах відгалужень від магістрального газопроводу газ надходить у газорозподільну станцію, де його тиск знижується до величини, яка допускається в цій газорозподільній системі.

Магістральні газопроводи при підземному прокладанні заглиблюють у ґрунт на 0,8 – 1 м, при наземному прокладанні – розміщують у насипних греблях, а при надземному – прокладають на опорах.

Для транспортування газу з морських газових промислів на берег споруджуються підводні магістральні газопроводи.

Газопроводи мають деякі особливості порівняно з нафтопроводами, обумовлені великим питомим об'ємом газу і змінами цього об'єму під впливом тиску, який розвивається на станціях при перекачуванні. До таких особливостей відносять збільшені діаметри газопроводів порівняно з нафтопроводами в еквівалентних газу вагових кількостях.

Іншою особливістю магістрального газопроводу є підтримка значного тиску в кінці перегонів між станціями газопроводу, котрий має на всьому протязі один діаметр. Наприклад, якщо на нафтопроводі початковий тиск нафти на насосній станції, що дорівнює 5 МПа, знижується до кінця перегону практично майже до нуля, то на газо-

проводі тиск у кінці перегону підтримується на рівні 2 МПа, що відповідає оптимальним параметрам перекачування.

До особливостей магістральних газопроводів належить також необхідність спеціальних заходів щодо запобігання утворенню в них гідратних пробок і заходів, пов'язаних з підвищеною вибухонебезпечністю газу. До основних особливостей магістральних газопроводів слід віднести особливо високі вимоги до безперебійності перекачування, тому що кожна більш-менш тривала зупинка газопроводу порушує постачання паливом споживачів та може викликати зупинку видобутку газу в початковому пункті газопроводу, бо неможливо накопичувати його запаси в значних кількостях.

Перед подачею в газопровід виконують очищення газу від домішок, які ускладнюють його транспортування або роблять небезпечним для використання внаслідок отруйності. Домішками, котрі ускладнюють транспортування газу, є волога, що міститься в газі у вигляді води чи водяної пари, конденсат і частинки крихких порід. Наявність вологи в газі, що перекачується становить небезпеку, тому що може статися закупорка трубопроводу крижаними й гідратними пробками або звуження робочого перерізу трубопроводу.

Отруйною домішкою в природному газі для людини є сірководень, уміст якого в повітрі в кількості 0,01% викликає отруєння, а 0,025% – смерть. Крім того, сірководень дуже активно сприяє внутрішній корозії труб.

Вуглекислота, що міститься в газі, є також корозійним агентом для труб, особливо за наявності кисню.

Гідрати являють собою тверді речовини, які утворюються в результаті з'єднання води та деяких вуглеводнів. Основні умови гідратоутворення – наявність у газі вологи, високий тиск і певний мінімум температури, котрий у багатьох випадках значно вищий від нуля. Утворенню гідратів сприяють також фактори, що викликають перемішування газового потоку.

Метановий гідрат утворюється при тиску 5 МПа й температурі близько +7 °С, а етановий гідрат – при тиску газу 3,4 МПа і температурі +14,5 °С.

Для запобігання утворенню гідратів у температурних умовах перекачування газу по магістральному газопроводу необхідно попередньо осушити газ, знизивши в ньому вміст вологи до величини, при якій утворення гідратів неможливе. Ця величина відповідає вмісту вологи, при котрому парціальний тиск водяної пари стає меншим від пружності парів гідрату.

Для очищення природного газу від води й конденсату та від частинок крихких порід застосовуються газові сепаратори. Їх принцип дії й конструкція аналогічні до нафтових сепараторів, які використовуються для відділення газу від нафти.

Повністю звільнити газ від вологи за допомогою сепараторів неможливо, тому що весь водяний пар, що міститься в газі, проходить через сепаратор, не затримуючись у ньому. Тому за необхідності проводять спеціальне осушення газу шляхом конденсації водяної пари, яка містяться в газі або поглинанням її спеціальними поглиначами.

Конденсація водяної пари здійснюється шляхом охолодження газу в холодильних установках чи проведенням низькотемпературної сепарації. У процесі низькотемпературної сепарації при різкому зниженні тиску газу і відповідному збільшенні його об'єму втрачається велика кількість тепла й газ різко охолоджується. Залежно від перепаду тиску газ можна охолодити до декількох десятків градусів нижче нуля, внаслідок чого відбувається замерзання крапельок вологи і випадання її у вигляді шматочків льоду та інею в нижню частину сепаратора.

Для здійснення низькотемпературної сепарації необхідно мати великий запас тиску на гирлі газових свердловин, щоб після зниження його в сепараторах, у головній частині магістрального газопроводу він становив 5 – 6 МПа.

При осушенні газу поглиначами застосовуються тверді або рідкі речовини, які називаються *сорбентами*. Найбільшого поширення отримав сорбент діетиленгліколь.

Від сірководню газ очищають, пропускаючи його через різні поглиначі, причому одні з них поглинають сірководень, а інші реагують з ним утворюючи хімічні сполуки, які випадають в осад.

Велику небезпеку в пожежному відношенні становить витік газу з трубопроводу, тому що в певних пропорціях поєднання газу з повітрям утворює «гримучу» суміш. Особливо небезпечний витік газу в закритих приміщеннях. Тому дуже важливо своєчасно виявити витік газу і усунути його, а також видалити накопичену суміш шляхом інтенсивної вентиляції.

Присутність газу в повітрі легко виявити за запахом, але природний газ у більшості випадків його не має. Для надання природному газу специфічного запаху проводять його *одоризацію* на головній компресорній станції та на кінцевому пункті магістрального газопроводу. Речовини, що вводяться в газ, називаються *одорантами*.

Одорант повинен мати різкий і неприємний запах, щоб сигналізувати при найменшій наявності газу в повітрі. Разом з тим одорант та продукти його згоряння повинні бути нешкідливими для людини. Крім того, потрібно, щоб одорант не підвищував кородуючої здатності газу, утворював з ним стійку суміш і був дешевим.

Як одоранти застосовують етилмеркаптан, пенталарм, калодорант, каптан та сульфани. Перші чотири види одорантів виготовляються на нафтопереробних заводах із сірчистих нафт, а сульфани виготовляють з відходів сульфатцелюлозної промисловості.

Одорант уводиться в газ за допомогою одоризаційних установок двох видів – *прямої дії* й *паралельно включеними*. В установках прямої дії одорант подається в газопровід безпосередньо. У паралельно включених установках одорант уводиться в паралельну гілку газопроводу, по якій тече частина газового потоку.

За способом дії одоризатори поділяються на крапельні, ґнітові й барботажні.

Крапельний одоризатор подає в газопровід рідкий одорант краплями або тонким струменем. Там він випаровується, змішуючись з газом.

Ґнітовий одоризатор забезпечений ґнітами з фланелі, частково зануреними в рідкий одорант. Піднімаючись по ґноту, одорант випаровується із зовнішньої його частини й у вигляді пари змішується в одоризаторі з газом.

У *барботажних одоризаторах* газ проходить крізь шар рідкого одоранту; в результаті одорант випаровується, і газ насичується його парами.

В одоризаторах усіх трьох типів передбачається автоматичне регулювання подачі одоранту в газ для точного дозування суміші.

Специфічною особливістю роботи газової промисловості є нерівномірна за часом витрата газу споживачами: містами, селищами, промисловими центрами, електростанціями. Найбільша потреба в газі зимою, найменша – влітку. Помітні також добові коливання в споживанні газу: в денні години його витрата значно більша, ніж вночі. Крім того, при ремонтах печей на електростанціях і заводах витрата газу тимчасово зменшується.

Така нерівномірність у споживанні може викликати певні неполадки в роботі газових промислів і магістральних газопроводів. Для забезпечення безперебійної роботи промислів та газопровідної мережі перед великими споживачами газу встановлюють буферні сховища. У

них газ накопичується у періоди мінімального споживання і витрачається в міру потреби.

Для зберігання газу використовуються:

1) циліндричні (вертикальні й горизонтальні) або сферичні газгольдери постійного об'єму і змінного тиску;

2) газгольдери змінного об'єму і постійного тиску;

3) природні підземні газосховища.

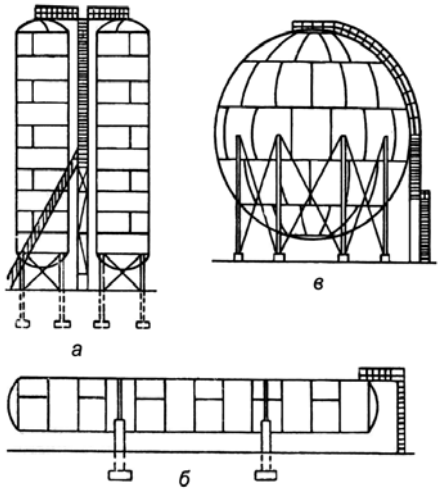


Рисунок 8.4 – Газгольдери постійного об'єму
а – вертикальний; б – горизонтальний; в – шаровий

Газгольдери постійного об'єму (рис. 8.4) характеризуються неповним використанням їх геометричної ємності. Наприклад, якщо газгольдер розрахований на максимальний тиск 0,8 МПа, а тиск у міському колекторі становить 0,2 МПа, то корисна ємність газгольдера складе шість геометричних об'ємів замість восьми, тобто коефіцієнт використання становитиме 75%.

Газгольдери змінного об'єму розраховані на зберігання великого об'єму газу під низьким тиском. До їх недоліків відносять труднощі герметизації, складність монтажу, громіздкість, тому що для зміни об'єму при постійному тиску вони обладнуються плаваючими дахами або понтонами.

Застосування газгольдерів не розв'язує завдання накопичення великих кількостей газу, потрібних для вирівнювання значних сезонних коливань у споживанні газу. Вони можуть відігравати роль буферної ємності лише при добових, незначних коливаннях подачі газу споживачам: вночі заповнення газгольдерів, вдень – спорожнення при постійній продуктивності магістрального газопроводу.

Для перекачування газу на лінійних станціях магістрального газопроводу переважно встановлюють одноступеневі поршневі компресори дотискного типу, які підвищують тиск газу з 2 – 3 до 5 – 6 МПа.

8.6. Підземні сховища природного газу

Для компенсації сезонної нерівномірності газоспоживання, забезпечення рівномірної роботи газових промислів і магістральних газопроводів, накопичення використовуваних або стратегічних ресурсів газу поблизу кінцевого пункту магістральних газопроводів споруджуються підземні газосховища чи сховища скрапленого природного газу, в яких улітку створюється запас газу для подальшого його використання взимку або при збільшенні споживання. Як підземні газосховища використовуються:

1) виснажені нафтові й газові родовища;

2) різноманітні геологічні пастки пластових водонапірних систем;

3) природні та штучно створювані в надрах землі тріщини, каверни, печери.

Існує велика кількість підземних газосховищ найрізноманітнішої ємності – від декількох мільйонів до 3 млрд. $м^3$.

Для підтримання порівняно високого тиску в кінці відбору газу і зменшення просування води при відборі повний об'єм підземного газосховища повинен перевищувати необхідний об'єм на величину від 40 до 100% для вміщення буферного чи залишкового газу.

Підземні газосховища розташовуються на трасі магістрального газопроводу перед великими споживачами газу.

При зниженні споживання газу він закачується через свердловини в сховище, а при збільшенні споживання – відбирається зі свердловин і знову надходить у газопровід.

Для зберігання скраплених природних газів використовують підземні тріщини, каверни, печери, стінки яких зміцнюють та герметизують. Печери можуть бути утворені шляхом вимивання гарячою водою солі в куполах.

Перше у світі підземне сховище газу (ПГС) було побудоване в Канаді в 1915 році.

Найбільший розвиток ПСГ отримали в США. Сьогодні підземні сховища газу мають США, Канада, Велика Британія, Франція, Україна, Німеччина, Нідерланди, Італія, Японія, Росія.

Для надійного забезпечення газом споживачів в умовах нерівномірного відбору та в екстремальних ситуаціях в Україні було споруджено одну з найбільших в Європі мережу підземних сховищ газу, яка за своєю потужністю поступається лише російській.

Перші газосховища – Олишівське і Червонопартизанське були створені у водоносних структурах і призначені для надійного газопостачання м. Києва. Дослідне закачування газу в Олишківське ПГС розпочалося у 1964 році, а у Червонопартизанське – у 1968 році.

Подальший розвиток підземного зберігання газу базувався переважно на використанні відпрацьованих газових родовищ Прикарпаття. ПГС виконували не лише функцію надійного забезпечення внутрішніх споживачів, а й стали запорукою стабільного експортного постачання газу в європейські країни.

У 1969 році уперше проведено дослідно-промислове закачування газу у відпрацьовані горизонти Угерського родовища. У 1973 році 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 році почалося дослідно-промислове закачування газу в Опарське та Богородчанське ПГС. Протягом 1983 – 1992 років на основі двох взаємодіючих покладів XVI горизонту створено одне з найбільших у світі Більче-Волицько-Угерське підземне газове сховище. У 1973 році розпочато будівництво у водоносній структурі Краснопопівського ПГС. У 1987 році на базі відпрацьованого родовища споруджено Вергунське ПГС на Донеччині. На вироблених газових родовищах у 1983 році створено Глібівське ПГС у Криму, та в 1986 році – Пролетарське ПГС у Дніпропетровській області. У 1987 році споруджено ПГС у відпрацьованих газових пластах Солохівського родовища на Полтавщині, а в 1988 – Кегічівського ПГС на Харківщині.

Сьогодні загальна потужність підземного зберігання газу в Україні перевищує 32 млрд. $м^3$ по активному газу, який не лише повністю забезпечує потреби держави, а й може бути використаний для газопостачання інших європейських країн. ПГС відіграють важливу роль при виникненні екстремальних ситуацій. Так, у січні 2009 року при повному припиненні подавання газу з Росії вдалося забезпечити газопостачання споживачів східних і південних регіонів нашої держави зі сховищ Прикарпаття.

Комплекс українських підземних газосховищ за своїми показниками займає третє місце в світі після США і Росії. Він забезпечує закачування та відбір понад 30 млрд. $м^3$ газу за сезон. В даний час на території України створено 13 підземних сховищ газу.

8.7. Залізничне транспортування нафти, нафтопродуктів та скрапленого газу

У давнину «горюче повітря» – природний газ з вулканічних тріщин – збирали за допомогою очеретяних трубочок у шкіряні бурдюки і на в'ючних тваринах або морських судах перевозили в країни, населення яких сповідувало зороастризм – культ вогню.

В Азербайджані нафту від місць видобутку до переробних заводів перевозили на гарбах у глиняних посудинах.

Починаючи з XVI ст. і тривалий час транспортування нафти відбувалося караванним способом на возах у дерев'яних бочечках і бурдюках, або ж по воді – в дубових, а пізніше сталевих бочках. Такий спосіб транспортування був дорогий і тому вартість нафтопродуктів була дуже високою.

Перші нафтові компанії в Пенсільванії перевозили нафту в 180-літрових винних бочках. З часом, аби сировина при перевезенні не переливалася, в них почали заливати лише 159 літрів (42 американських галони). Навіть сьогодні при купівлі або продажі нафти кількість сировини вимірюють 159-літровими барелями.

У XVI столітті на шахтах Німеччини та сусідніх регіонів використовували дерев'яні рейкові дороги та вагонетки, колеса яких були обладнані ребордами, для перевезення вугілля, руди та інших корисних копалин (рис. 8.5). В деяких регіонах Англії дерев'яні рейкові дороги для вагонеток були відомі під час правління королівства Єлизавети I (друга половина XVI століття), в XVII столітті вони отримали широке розповсюдження в гірничо-видобувних районах Англії, а в XVIII столітті їх поступово витіснили залізні рейкові дороги.

Першою залізничною дорогою вважається «Воллатонська вагонна дорога» (англ. Wollaton Wagonway). Ця залізна дорога довжиною

приблизно в три кілометри була побудована між 1603 і 1604 роками для перевезення вугілля між населеними пунктами Стріллі (англ. Strelley) і Воллатон (англ. Wollaton) поруч із Ноттінгемом.



Рисунок 8.5 – Шахтна дерев'яна рельсова дорога і вагонетка, Німеччина, XVI століття. Німецький технічний музей

Після виникнення залізничного транспорту у 1825 році та з розвитком залізничних шляхів, нафтопродукти почали перевозити залізничним транспортом.

Розвиток залізниць і нафтовидобування відбувалося приблизно в один і той же час, тому залізниця стала одним з перших сучасних способів транспортування нафти. Цей спосіб транспортування став популярним завдяки порівняно високій швидкості доставки та всесезонного використання.

Відомо, що у США в кінці 1850-х на початку 1860-х років компанія з обробки нафти «Ендрюс і Кларк» підприємців Самуела Ендрюса і Джона Рокфеллера в Клівленді по залізній дорозі транспортували нафту і готову продукцію з нафтопереробного заводу «Флатс».

У 1878 році в Росії, з метою задоволення стрімко зростаючого попиту на нафтопродукти, був виданий указ про створення залізничної гілки Баку – Сурахани – Сабунчі довжиною 20 км. Її будівництво закінчили 20 січня 1880 року. Вперше нафту стали перевозити в спеціальних цистернах.

У Росії перші вагони-цистерни з'явилися в 1863 році, це були вагони зарубіжного виробництва. У 1872 році, їх почали будувати в дорожніх майстернях Грязе-Царицинської та Московсько-Нижегородської залізниць. Їх поява обумовлена необхідністю транспортування від Волзьких причалів у глибину країни гасу відвантажуваного з Бакинських нафтопромислів. Перші цистерни були побудовані двовісними з котлом діаметром 1360 – 1500 мм, довжиною від 5 метрів, об'єм котла від 8 до 10 м^3.



Рисунок 8.6 – Двовісний вагон-цистерна в залізничному музеї, Німеччина

У 1905 – 1911 роках почався процес збільшення вантажопідйомності цистерн, з 12,5 до 16,5 т (1000 пудів), що було зроблено за рахунок додаткової надбудови у нормальних цистерн.

У 1895 році Гротен розробив тривісну цистерну, і в тому ж році на російських залізних дорогах з'явилася перша чотиривісна цистерна системи Фокс-Арбель на спеціальних візках. В наступні роки з'яви-

лось ще кілька типів чотиривісних цистерн вантажопідйомністю 25 – 33 т. Всі вони мали ряд переваг перед двовісними.

Під час Першої світової війни російські заводи будували 2-х і 4-вісні цистерни. В основному парк цистерн в Росії до революції складався з нормальних 750 і 1000-пудових вагонів, які експлуатувались до кінця 50-х років XX століття.

Сьогодні перевезення нафтопродуктів залізничним транспортом здійснюється переважно у спеціальних вагонах-цистернах, які виробляються з високоякісної листової сталі, товщиною більше 8 мм або в критих вагонах у тарі. Вантажопідйомність таких цистерн варіюється від 50 до 120 тонн, але частіше використовують цистерни на 50, 60 і 120 тонн.

Для транспортування нафтовантажів у залізничних цистернах необхідне таке обладнання та пристрої:

1) вагони-цистерни;

2) наливна естакада в пункті відправлення нафтопродуктів;

3) зливна естакада в пункті призначення.

Вагони-цистерни складаються із цистерн, у які наливають нафтопродукт, що транспортується, і ходової частини (рис. 8.7). Такі цистерни являють собою стальні горизонтальні циліндрові ємності. Залежно від вантажопідйомності вагони-цистерни бувають дво- та чотиривісними. За конструкцією розрізняють *стандартні* цистерни і

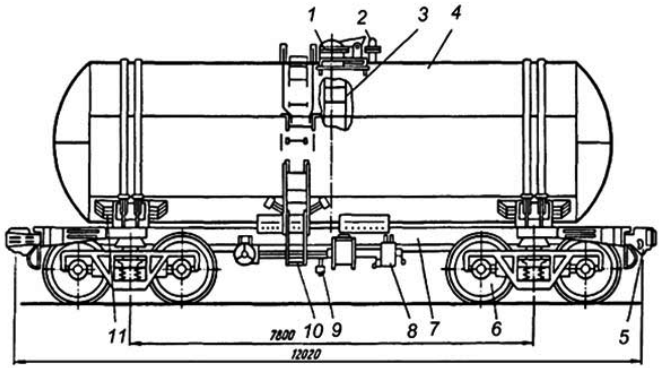


Рисунок 8.7 – Цистерна для перевезення бензину та світлих нафтопродуктів, модель 15-1443

1 – пристрій завантаження; 2 – запобіжна арматура; 3 – внутрішні сходи; 4 – котел; 5 – ударно-тягові пристрої; 6 – ходова частина; 7 – рама; 8 – гальмівне обладнання; 9 – пристрій вивантаження; 10 – зовнішні сходи; 11 – кріплення котла на рамі

цистерни *спеціального призначення*. У стандартних цистернах перевозять нафтопродукти, в'язкість та температура котрих не залежать від зливно-наливних робіт. У цистернах спеціального призначення перевозять високов'язкі нафтопродукти.

Ємність *стандартної* цистерни складається з декількох барабанів, двох днищ і ковпака, виготовлених з листової сталі та сполучених між собою зварними швами.

Ковпак, на якому розміщений наливний люк, поліпшує герметизацію наповненої цистерни, слугує для розміщення нафтопродукту, що розширюється при підвищенні температури, і полегшує замірювання нафтопродукту в цистерні. Стандартні цистерни обладнані горизонтальним люком, розташованим у верхній частині ковпака. Люк закривається кришкою на шарнірі та слугує для наповнення цистерни, а в деяких випадках і для її зливу. Через люк усередину цистерни потрапляє обслуговуючий персонал для її очищення й ремонту.

Наповнення цистерни здійснюється через люк уведенням наливного шланга. Для зливання нафтопродуктів цистерни, як правило, обладнані зливними пристроями, які розташовуються в нижній частині цистерни.

Цистерни *спеціального призначення* призначені для перевезення швидкозастигаючих і високов'язких нафт і нафтопродуктів.

Такі цистерни мають теплоізоляцію для сповільнення охолоджування нафтопродуктів, що знаходяться в них, або забезпечуються підігрівальними пристроями. Для підігрівання високов'язких рідин цистерни обладнують *паровою сорочкою*. Нижня частина таких цистерн забезпечується системою парового підігрівання з площею поверхні нагріву близько 40 $м^2$. Крім того, для перевезення підігрітих високов'язких нафтопродуктів використовуються *цистерни-термоси*, покриті тепловою ізоляцією, а всередині котла у них установлений стаціонарний трубчастий підігрівач з поверхнею нагріву 34 $м^2$.

Для перевезення скраплених газів застосовуються цистерни, розраховані на підвищений тиск (для пропану – 2 МПа, для бутану – 8 МПа) (рис. 8.8).

Об'єм котла сучасних цистерн становить від 54 до 162 $м^3$. Діаметр – до 3,2 м.

Для перевезення бітуму, як досить тугоплавкого нафтопродукту, застосовують спеціальні залізничні вагони, звані *бункерними піввагонами*. Особливість їх полягає в тому, що вони складаються із чотирьох бункерів, об'ємами по 11,8 $м^3$ кожний, установлених на рамі вагону. Опорні точки бункера розташовані таким чином, що в заповне-

ному стані його центр тяжіння знаходиться вище цих точок, і бункер легко перекидається при звільненні захватів, виливаючи бітум на розвантажувальний майданчик, а потім повертається в початкове вертикальне положення.



Рисунок 8.8 – Цистерна для перевезення скраплених газів

Деяка частина нафтопродуктів (близько 2%) транспортується в дрібній тарі (бочках, контейнерах, бідонах чи балонах).

Контейнери – це невеликі цистерни вантажопідйомністю 25 і 50 кН, розміщені на залізничній платформі. Після прибуття до місця призначення їх перевантажують кранами або іншими пристроями на вантажні автомобілі. У цистернах-контейнерах перевозять, головним чином, високов'язкі мастила. Тому контейнери забезпечені пристроями для розігрівання нафтопродуктів.

Зливання і наливання нафтопродуктів у залізничні цистерни виконують за допомогою залізничних естакад.

Залізничні естакади залежно від здійснюваних операцій поділяються на наливні, зливні й зливно-наливні.

Наливні естакади. Процес наливання продукції в залізничні вагони-цистерни пов'язаний з виконанням у певній послідовності багатьох операцій з підготовки цистерн до наливання, пуску насосів, відкриття запірної арматури і контролю процесу наповнення. Після заповнення цистерни запірна арматура закривається, вимірюється кількість налитого продукту, відбираються проби, закриваються і пломбуються люки.

Залізничною нафтовою естакадою умовно називається сукупність споруд, за допомогою яких здійснюється наливання нафтопродуктів або сирої нафти з нафтосховищ у залізничні цистерни. Як правило, наливна естакада складається з таких основних елементів:

1) естакади із залізничними коліями для подачі та стоянки цистерн;

2) наливної насосної з парокотельнею;

3) резервуарів-нафтосховищ.

При наливанні лише світлих чи малов'язких темних нафтопродуктів потреба в парокотельні відпадає.

Резервуари-нафтосховища зазвичай входять до складу нафтобазового, нафтозаводського або нафтопромислового резервуарного парку біля котрого розташована естакада.

За способом обслуговування під час наливання наливні естакади поділяються на естакади *з нижнім* і *верхнім* управлінням. Естакади з нижнім управлінням недосконалі й незручні в обслуговуванні. Необхідність заправки шлангів та контролю за рівнем нафтопродукту в цистернах вимагає присутності обслуговуючого персоналу на верху цистерн, у той же час регулювання наливу стояковими засувками на цих естакадах відбувається знизу. Тому естакади з нижнім управлінням, як правило, є тимчасовими спорудами, які будують за необхідності терміново організувати налив. В інших випадках користуються естакадами з верхнім управлінням.

Основними елементами естакад для наливання і зливання нафтопродуктів є наливні стояки, котрі встановлюються з одного або з обох боків залізничних колій на відстані від 4 до 12 м, що забезпечує одночасне обслуговування всіх цистерн, поданих на естакаду. Стояки об'єднуються між собою колекторами з відповідною арматурою для їх підключення і відключення у міру наповнення цистерн. На верхньому кінці стояка закріплюють шланг, який під час наливання через люк заводять усередину цистерни. Подача продукції в колектори естакади, як правило, здійснюється насосами.

Наливний колектор з'єднують підвідним трубопроводом з наливною насосною чи безпосередньо з резервуарами-нафтосховищами.

Відстань між кінцевими стояками називається *фронтом наливу*. Цією відстанню визначається максимальна кількість цистерн, котру можна наливати на естакаді одночасно.

За фронтом наливу естакади бувають різних розмірів: на повний маршрут, тобто на повний склад цистерн, на половину маршруту, на кілька цистерн. За кількістю залізничних колій і розташуванням відносно них стояків бувають *одно-* та *двобічні* естакади. Однобічна естакада має один шлях і ряд стояків, розташованих з одного його боку. Двобічна естакада має два шляхи й ряд стояків між ними.

На рис. 8.9 зображена двостороння естакада галерейного типу. Головною відмінною рисою її є галерея *А*, що йде вздовж усього фронту наливу. По галереї наливальники легко пересуваються від однієї цистерни до іншої на зручній висоті для заправки шлангів у цистерни і спостереження за ходом їх наливання.

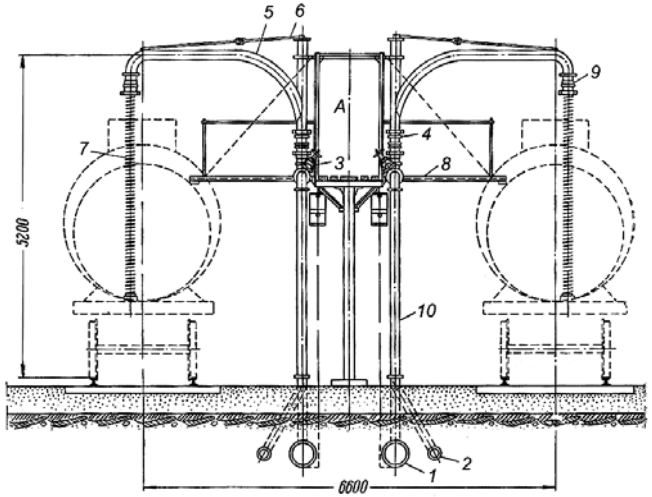


Рисунок 8.9 – Наливна естакада галерейного типу

А – галерея; 1 – основний колектор; 2 – зачисний колектор; 3 – засувка; 4 – поворотний сальник; 5 – хобот колонки; 6 – відтяжка; 7 – шланг; 8 – відкидний місток; 9 – стяжний хомут; 10 – труба колонки

Маховики засувок виведені на галерею, що полегшує відкриття і закриття засувок.

Галерея являє собою поміст, установлений на стійках. Поміст має огорожу й відкидний місток *8* для полегшення підходу до ковпаків цистерн. Містки кріпляться до галереї на шарнірах і збалансовані вантажами, що полегшує їх спуск та підйом.

Наливні естакади мають каналізацію, котра відводить у нафтоуловлювач продукт, який випадково або внаслідок пошкодження цистерн розливається при наливанні. Обов'язковими атрибутом нафтоналивної естакади є протипожежний водопровід та освітлення, що відповідають вимогам пожежної безпеки.

Наливні насосні. Найбільш зручним і дешевим способом наливання нафти чи нафтопродуктів у цистерни є самопливний спосіб, коли відкриттям засувок забезпечується перетікання продукту з нафто-

сховища в цистерни. Але самопливне наливання можливе лише тоді, коли рельєф місцевості дозволяє розташувати резервуари на вищій горизонтальній площині від цистерн, при якій можна забезпечити необхідну швидкість наливання і повне спорожнення резервуарів.

У більшості випадків для наливання цистерн доводиться застосовувати насоси. Для цього найбільше підходять відцентрові насоси. Вони дозволяють автоматично регулювати подачу зі зміною опору на викиді.

Наливна насосна станція зв'язується з естакадою лінією зв'язку.

Зливні естакади. Подібно наливній естакаді зливна, як правило складається з трьох основних частин: естакади, зливної насосної та нафтосховищ.

Злив продукту із залізничних цистерн у резервуари може здійснюватися за допомогою насосів через верхню частину цистерн або самопливом з нижньої їх частини.

Технологічна схема зливної естакади зворотна технологічній схемі наливної естакади.

Зливні естакади поділяються за своїм типом на дві групи: естакади для *верхнього зливання* й естакади для *нижнього зливання*.

Естакади для верхнього зливання за своєю конструкцією не відрізняються від наливних естакад (рис. 8.9). Продукт із цистерн зливається безпосередньо в резервуари за допомогою насосів.

Часто застосовуються естакади для нижнього зливання, в яких продукт зливається самопливом. Нафтопродукт повинен потрапити в нафтосховища, розташовані зазвичай вище цистерн, з котрих відбувається зливання. Тому естакади з нижнім зливанням обладнуються *нульовими резервуарами*, тобто резервуарами, заглибленими в землю так, що їх верхня відмітка знаходиться нижче нульової відмітки майданчика, на якому розташована естакада.

Технологічна схема естакади з нижнім зливанням відрізняється від естакади з верхнім зливанням тим, що насоси всмоктують продукт не безпосередньо з цистерн, а з нульових резервуарів.

Комбіновані (зливно-наливні) естакади. З метою економії коштів і території застосовують комбіновані естакади, які можуть обслуговувати як наливання, так і зливання цистерн. Вони, як правило, являють собою естакади з верхнім наливанням та верхнім зливанням.

На великих нафтозаводах і нафтобазах для кожної групи нафтопродуктів – світлих і темних – споруджують окремі естакади. При невеликому вантажообігу наливання або зливання світлих та темних

нафтопродуктів проводять на загальній естакаді, яка має відособлені колектори і комунікації для кожної із цих двох груп.

Підігрівання цистерн. Для прискорення наливання та зливання високов'язких нафтопродуктів і нафти застосовують підігрів, унаслідок котрого їх в'язкість знижується.

Підігрівання нафтопродуктів при зливанні можна здійснювати парою чи електроенергією. Електропідігрівання широкого поширення не отримало внаслідок високої вартості електроенергії й пожежної небезпеки.

При застосуванні підігрівання, вздовж фронту зливу споруджують спеціальну естакаду для кріплення паро- або електропроводів з відгалуженнями, кількість і розташування яких розраховане на обслуговування всіх цистерн по фронту наливу.

За наявності в цистернах стаціонарних парових підігрівачів у них подається пар від колектора.

Використовуються паропідігрівачі *відкритого* і *закритого* типу. У паропідігрівачах відкритого типу їх труби мають отвори й підігрівання здійснюється парою, що проходить безпосередньо через продукт. Недоліком такого підігрівання є обводнення нафтопродукту паровим конденсатом, що небажано та абсолютно неприпустимо для мастил.

У паропідігрівачах закритого типу їх труби не мають отворів і пар передає своє тепло нафтопродукту через стінки трубок, конденсуючись у них та видаляючись у вигляді конденсату назовні.

Перевагами залізничного транспорту є:

– можливість цілорічного здійснення перевезень;

– в одному складі (маршруті) можуть одночасно перевозитися різні вантажі;

– нафта і нафтопродукти можуть бути доставлені в будь-який пункт країни, що має залізничне сполучення;

– швидкість доставки вантажів залізницею приблизно вдвічі вища, ніж річковим транспортом.

До недоліків залізничного транспорту належать:

– висока вартість прокладання залізниць;

– збільшення завантаження існуючих залізниць і як наслідок – можливі перебої в перевезенні інших масових вантажів;

– холостий пробіг цистерн від споживачів нафти до її виробників.

8.8. Водне транспортування нафти, нафтопродуктів і скрапленого газу

Піонером у розвитку ранніх нафтових танкерів був Людвіг Нобель. Спочатку, для перевезення нафти наливом, він використовував самохідні однокорпусні баржі з танками для нафти, але зіткнувся з низкою проблем. Головним завданням було віддалення вантажів і парів нафти на достатню відстань від машинного відділення, щоб уникнути пожеж. Ще однією проблемою було розширення і стискання нафти та нафтопродуктів при зміні температури, а також забезпечення вентиляції танків.

Перший в світі успішний нафтовий танкер Нобеля «Зороастр» (Zoroaster) був збудований у 1877 році на шведській судноверфі на кошти братів Нобелів. Цей танкер, який він розробив у Швеції, в Гетеборзі разом зі Свеном Алмквістом (Sven Almqvist) і започаткував наливний спосіб перевезення нафти та нафтопродуктів (рис. 8.10).



Рисунок 8.10 – Зороастр – перший успішний танкер братів Нобель

Зороастр вміщував 242 довгих тонни гасу в двох сталевих танках з'єднаних трубами. Один танк був на носі судна, машинне відділення на міделі, а інший танк на кормі. Танкер також мав набір з 21 вертикального водонепроникного відсіку для додаткової плавучості. Максимальна довжина судна дорівнювала 56 м (184 фути), ширина 8,2 м (27 футів), і осадка 2,7 м (9 футів). На відміну від інших танкерів Нобеля, «Зороастр» був побудований досить маленьким, щоб ходити від Швеції до Каспійського моря шляхом Балтійського моря, Ладозького озера, Онезького озера, Рибінського і Маріїнського каналів і по Волзі.

Брати Нобель згодом почали адаптувати кораблі з однокорпусним дизайном, в яких корпус судна був частиною його танкової структури. У листопаді 1880 року Нобель замовив свій перший однокорпусний танкер «Мойсей» (Moses).

Після аварії в 1881 році, коли танкер Норденскьйольд (Nordenskjold) вибухнув в Баку під час прийому гасу, було удосконалено систему завантаження танкера: створено гнучку систему трубопроводів, захищено від протікання вантажні труби, які стали набагато стійкішими до розливів.

У 1883 році в конструкції нафтоналивних танкерів відбувся великий крок вперед. Працюючи в компанії Нобеля, полковник Генрі Ф. Свен (Henry F. Swan) розробив серію з трьох танкерів Нобеля. Замість одного або двох великих вантажних танків, Свен розмістив кілька танків по ширині і довжині судна. Трюми були розташовані в ряд і розділялися на секції лівого і правого бортів повздовжньою переділкою. Недоліком більш ранніх моделей було те, що вільна поверхня рідинного вантажу, внаслідок бовтання нафти з боку в бік могла привести до перевертання судна. Поділ танків судна на невеликі резервуари практично ліквідував проблему вільних поверхонь. Підхід, який був вперше використаний у Свенових танкерах «Блиск» (Blesk), «Люмен» (Lumen) і «Люкс» (Lux) є універсальним і сьогодні.

У 1903 році брати Нобель побудували два нафтові танкери які працювали на двигунах внутрішнього згоряння, на відміну від старіших, які мали парові машини. Перший дизель-електричний танкер «Вандал» був здатний перевозити 750 довгих тонни переробленої нафти, він мав три дизельні двигуни потужністю по 120 кінських сил (89 кВт). Великий за розмірами танкер «Сармат» мав чотири дизельні двигуни по 180 к.с. Перший морський дизельний танкер «Мысль», місткістю 4500 тонн, був побудований російськими конкурентами Нобелів у Коломні. У відповідь Нобелі та Емануель і Карл Хагелін побудували танкер на 4600 довгих тонн гасу, з потужністю двигунів 1200 кінських сил (890 кВт).

Танкер «Глюкауф» (Gluckauf) – перший нафтовий танкер з двигуном внутрішнього згоряння (ДВЗ) – був великим кроком вперед в проектуванні танкерів (рис. 8.11). Інший проект полковника Свена став "справжнім родоначальником всіх наступних великотоннажних танкерів". Він включав можливість приводити в дію з палуби вантажні клапани, основні вантажні трубопроводи, лінії пари, коффердам



Рисунок 8.11 – «Глюкауф» перший нафтовий танкер з двигуном внутрішнього згоряння (ДВЗ)

для додаткової безпеки, а також можливість заповнювати баластні цистерни з морською водою, коли судно в баласті (без вантажу).

В запущеному 17 квітня 1915 року бункеровнику USS «Maumee», з потужністю 14500 довгих тонн дедвейту, було вперше використано техніку заправки великих кораблів у морі. З початку Першої світової війни «Maumee» почав заправляти есмінці на шляху до Великої Британії.

Метод бункерування в морі швидко поширився. Одним із прикладів цьому є австралійський бункеровщик HMAS «Kurumba», що надавав послуги бункерування в морі Королівському флоту Великобританії з 1917 по 1919 рік.

Після Другої світової війни танкери значно зросли в розмірах. Цьому сприяло декілька факторів. До 1956 року танкери розроблялися з обмеженням розмірів для проходження через Суецький канал. Після закриття каналу під час Суецької кризи 1956 року нафту почали транспортувати навколо мису Доброї Надії (Африканський континент), що створювало додаткові витрати. Судновласники зрозуміли, що більш ефективними в транспортуванні і, відповідно, торгівлі є великі танкери. Також вплинули націоналізація нафтопереробних заводів на Близькому Сході і жорстка конкуренція серед самих судновласників. З економічних міркувань було зрозумілим, що чим більші розміри має танкер, тим дешевше він може транспортувати сиру нафту, і тим краще може задовольнити зростаючий попит на неї. У той час як типовий танкер часів Другої світової війни Т2 мав довжину 162 м (532 фути) і потужність 16500 DWT, ультра-великий танкер для сирої нафти (ULCC) побудований в 1970-ті роки мав довжину більше ніж 400 м (1300 футів) і потужність 500000 DWT.

Бар'єр 100000 довгих тонн важкої водотоннажності у 1958 році перебрав танкерний магнат Сполучених Штатів Даніел К. Людвіг. Його найбільший танкер на той момент «Universe Apollo» вміщував 104500 довгих тонн, що на 23% більше порівняно з попереднім рекордсменом, «Universe Leader», який також належав йому.

Найбільший у світі супертанкер «Seawise Giant» був побудований в 1979 році на Оппама верфі в Sumitomo Heavy Industries, Ltd (у 1989 році перейменований в «Happy Giant», в 1991 році – в «Jahre Viking», в 1999 році – в «Knock Nevis»). Судно довжиною 458,45 м (1504,1 футів) з осадкою 24,61 м (80,74 футів) мало 46 танків, його потужність дорівнювала 564 763 DWT (рис. 8.12).



Рисунок 8.12 – Один з найбільших супертанкерів «Seawise Giant» побудований в 1979 році
(в 1999 році перетворений в постійно пришвартований танкер-накопичувач «Knock Nevis»)

Після резонансних аварій наприкінці XX століття всі сучасні танкери почали будувати з подвійною обшивкою. Одним з основних компонентів архітектури танкера, є конструкція корпусу або зовнішній корпус. Танкер з одним зовнішнім корпусом, що розділяє нафтопродукти і океан називається *однокорпусним*. У 2010 році Організація Об'єднаних Націй прийняла рішення відмовитися від однокорпусних танкерів. Всі нові танкери будуються з подвійним корпусом, тобто з

додатковим простором між корпусом і резервуарами. Гібридні конструкції, такі як з подвійним дном і двосторонні поєднують аспекти однокорпусного і конструкцій з подвійним корпусом. Всі однокорпусні танкери будуть заборонені по всьому світу до 2026 року, відповідно до Міжнародної конвенції по запобіганню забруднення з суден (МАРПОЛ) 1973 року.

Сьогодні танкери після трубопроводів є найбільш економічно ефективним способом транспортування нафти і нафтопродуктів. Більше третини світового видобутку нафти транспортується на світові ринки за допомогою танкерів.

Основні технічні елементи водного транспорту нафти і нафтопродуктів такі:

1) нафтоналивні судна (самохідні або з буксиром);

2) причальні пристрої в пунктах відправлення та прибуття нафтовантажів;

3) пристрої для наливання і зливання нафтопродуктів.

Для перевезення нафтовантажів використовуються сухонтажні й наливні судна. Сухонтажними суднами вантаж перевозиться безпосередньо на палубі переважно у бочках. Нафтоналивними суднами перевозять нафту і нафтопродукти в трюмах, а також у танках (баках), розміщених на палубі.

Нафтоналивні судна. Розрізняють такі типи нафтоналивних суден:

– танкери морські та річкові;

– баржі або ліхтери (самохідні й несамохідні) морські та річкові.

Танкером називається морське самохідне нафтоналивне судно, що складається з жорсткого металевого каркаса, до якого кріпиться металева обшивка. Корпус судна поздовжніми та поперечними непроникними переділками ділиться на ряд відсіків. Це забезпечує його непотоплюваність, зменшує гідравлічні удари при качці, збільшує пожежну безпеку, поліпшує умови експлуатації. Вантажопідйомність танкера досягає 500 МН і більше. Танкери використовуються для перевезення як нафти так і газу (рис. 8.13).

Несамохідне судно називається *морською баржею,* або *ліхтером*. Баржі, що перевозять нафту по річках, також можуть бути самохідними й несамохідними.

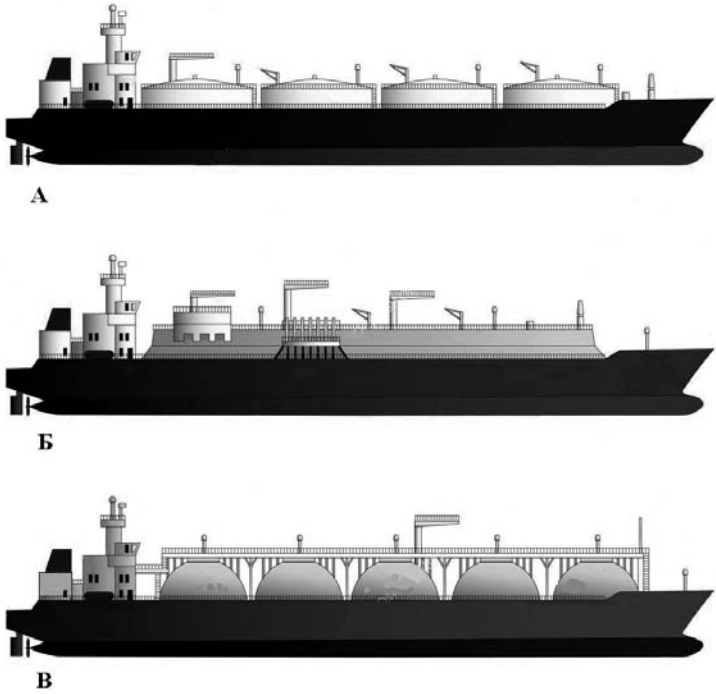


Рисунок 8.13 – Нафтовий танкер (А) і газові танкери (Б, В)

На рис. 8.14 показана загальна схема танкера. Його корпус має три основні частини: носову (форпік), середню (танки) і кормову (ахтерпік). Середня – найбільша за своїми розмірами частина танкера зайнята відсіками-ємностями (танками) для вантажу. У сучасних морських танкерах об'єм одного танка має місткість 600 – 1500 м^3. Для запобігання потраплянню випарів нафти і нафтопродуктів у господарчі й машинне відділення середня частина танкера відокремлена від носового і кормового відсіків здвоєними непроникними переділками, які утворюють порожнину шириною до 1,5 м та називаються *кофердамом*. Кофердами можуть заповнюватися водою, створюючи таким чином подобу водяних стінок, що відокремлюють зону розташування вантажних танків від інших частин судна. Вантажні танки з'єднані між собою трубопроводами, що проходять від насосного відділення по днищу танка. Крім того, вони обладнуються підігрівниками, установками для вентиляції та пропарювання танків, засобами пожежогасіння й ін.

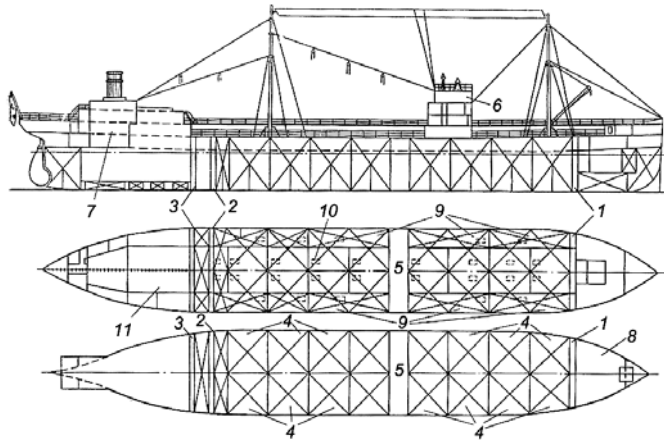


Рисунок 8.14 – Схема танкера

1 – кофердам № 1; 2 – кофердам № 2; 3 – паливна ємність; 4 – танки для продукта; 5 – насосне відділення; 6 – штурманський місток; 7 – котельне відділення; 8 – суховантажний трюм; 9 – літні танки; 10 – вантажні люки; 11 – машинне відділення

У кормовій частині розміщується машинне й котельне відділення, допоміжне обладнання (освітлення, водопостачання) та житлові приміщення. Котельне відділення слугує для опалення житлових і господарчих приміщень танкера, а на деяких танкерах і для підігрівання високов'язких або швидкозастигаючих нафтопродуктів, що транспортуються.

У носовій частині танкера розміщується трюм для перевезення нафтопродуктів у тарі й сухих вантажів, а також відділення для господарчих вантажів.

У середній частині розташовано насосне відділення, сполучене з усіма танками системою трубопроводів.

Поздовжніх переділок у танкера буває одна, дві або три. Кількість поперечних переділок залежить від загальних розмірів судна і його вантажопідйомності.

Люки танків закриваються герметичними кришками на гумових прокладках. Щоб уникнути перевищення допустимого тиску при змінах температури нафтовантажу танки мають газовідвідні труби та дихальні клапани. У танкерів, призначених для перевезення високов'язких і швидкозастигаючих нафтопродуктів, танки забезпечуються паропідігрівниками у вигляді змійовиків.

Щоб уникнути негативних наслідків температурних коливань об'єму рідини, що перевозиться, над танками розміщують вільно сполучену з ними розширювальну шахту (рис. 8.15). Розширювальна шахта являє собою вертикальну щілину, яка йде вздовж усього танкера. Ця щілина поділена на секції, кількість котрих залежить від кількості танків. Під час наливання танк заповнюють нафтопродуктом повністю, а розширювальну шахту – частково; унаслідок чого вона слугує для танка температурним компенсатором. При розширенні нафтопродукту від нагрівання надлишок його витісняється в шахту, а при зменшенні об'єму нафтопродукту від охолодження вільної порожнини в танку не утворюється. Тому роль розширювальної шахти подібна до ролі ковпака залізничної цистерни.

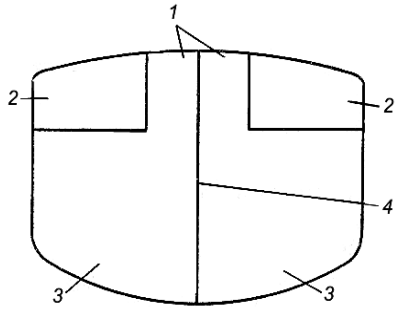


Рисунок 8.15 – Розширювальні шахти танкера

1 – розширювальні шахти; 2 – літні танки; 3 – основні танки; 4 – поздовжня переділка

Незаповненість розширювальної шахти не може викликати помітних гідравлічних ударів або погіршення стійкості танкера внаслідок невеликої ширини шахти і поздовжнього її розташування в танкері.

При проектуванні танкера призначеного для перевезення якогось певного нафтопродукту виникає питання компенсації змін об'єму нафтопродукту від коливань температури влітку й узимку.

Така компенсація необхідна для постійного використання повної розрахункової вантажопідйомності танкера, а від цього безпосередньо залежить ступінь його використання як транспортного засобу.

Для такої компенсації об'єму розширювальної шахти недостатньо. Тому доводиться поділяти всі танки на основні й літні, причому розрахунок вантажопідйомності танкера ведеться, виходячи із заповнення нафтопродуктом лише основних танків, але при максимальному, тобто зимовому значенні густини нафтопродукту. Літні ж танки залишаються взимку порожніми, збільшуючи плавучість судна. Їх заповнюють лише в літній час, коли густина нафтопродукту зменшується.

Розташування літніх танків по відношенню до основних танків неоднакове у різних танкерів. На рис. 8.14 показано розташування лі-

тніх танків у двопалубного танкера з однією поздовжньою переділкою. У цьому випадкові літні танки являють собою бортові відсіки, між якими знаходиться розширювальна шахта.

Для наливання і зливання нафтопродуктів передбачені навантажувально-розвантажувальні трубопроводи, наявні в кожному танку, які на палубі підключені до загального колектора. Система наливання та зливання може бути трубопровідною або перепускною.

При *трубопровідній* вантажній системі вся зона, зайнята танками, опоясується всмоктуючим трубопроводом, що прокладається по днищу танкера вздовж його поздовжніх діаметральних переділок. Цей трубопровід, як правило, складається з двох гілок – лівої та правої. Такі гілки на одному кінці, що йде в насосне відділення, з'єднані із всмоктуючим насосом та з напірним трубопроводом, прокладеним від викиду насосів на палубу. На інших кінцях гілки з'єднані між собою, утворюючи кільцеву трубопровідну магістраль. У кожний танк від кожної з двох гілок магістралі до днища танка відходить відросток труби.

Напірна магістраль розташовується на палубі й тому називається також *палубною*. Цю магістраль прокладають по кільцевій схемі або у вигляді одного трубопроводу, що йде від кормової до носової частини судна. На палубній магістралі є відростки, які закриваються засувками, для приєднання шлангів від берегових трубопроводів.

При *перепускній* системі наливання і зливання нафтопродуктів вхідні та напірні (палубні) магістралі відсутні. Зливні операції здійснюються шляхом перетікання продукту з танка в танк, а із суміжного з насосним відділенням танка за допомогою насоса направляється на берег чи в інше судно при вивантаженні на плаву.

Наливання нафтопродукту відбувається не в усі танки одночасно, а в один або декілька танків, розташованих усередині судна. Звідси він розтікається самопливом по всім танкам через відкриті під час наливання перебіркові отвори – клінкети.

Перепускна вантажна система простіша за трубопровідну, але має значні недоліки:

1) не дозволяє одночасно перевозити різні нафтопродукти;

2) неможливо проводити внутрішні перекачування нафтопродукту з одного танка в інший;

3) стікання нафтопродукту в кормові танки в кінці зливання, коли рівень рідини в танках знижений, різко сповільнюється.

Перепускна вантажна система має обмежене застосування і використовується в основному для танкерів, що здійснюють масові перевезення односортних малов'язких нафтопродуктів.

Для перекачування високов'язких нафтопродуктів на танкерах установлюються поршневі чи ротаційні насоси, а для малов'язких продуктів – відцентрові насоси.

На сьогодні накопичений значний досвід з перевезення танкерами зріджених вуглеводневих газів (ЗВГ). Морський транспорт зріджених вуглеводневих газів широко використовується у Великобританії, Данії, Італії, США, Франції, Японії та інших країнах.

У світовій практиці прийнято такий поділ танкерів за дедвейтом[1]: малотоннажні до 5 тисяч тонн, середньотоннажні до 30 тисяч тонн, великотоннажні понад 30 тисяч тонн. У свою чергу великотоннажні танкери мають такі найменування:

– Supertanker 30-70 тис. т (рис. 8.16);

– Mammath tanker 70 – 150 тис. т;

– Very Large Crude Carrier (VLCC) – 150-300 тис. т;



Рисунок 8.16 – Супертанкер класу ULCC TI «Helespont Tara» (в даний час «TI Asia»), який є найбільшим морським судном у світі

[1] З 2011 року двома найбільшими у світі робочими супертанкерами є танкери TI класу: супертанкери TI Europe і TI Oceania. Ці нафтоналивні кораблі було побудовано в 2002 і 2003 роках, як «Геллеспонт Альгамбра» (Hellespont Alhambra) і «Геллеспонт Тара» (Hellespont Tara) для грецької Пароплавної корпорації Геллеспонт. Кожен з них має максимальну довжину 380 м (1246,7 футів), вантажопідйомність 3166353 барелів (503409900 л) і потужність понад 441500 DWT. Вони були першими ULCCs (іноді V-Плюс) з подвійним корпусом.

Сьогодні нафтоналивні танкери транспортують широкий спектр рідких вуглеводневих продуктів, починаючи від сирої нафти і до бензинів найвищої якості. Їх розміри вимірюються в дедвейт тоннах (DWT). Танкери, що транспортують сиру нафту, є одними з найбільших, у діапазоні від 55000 DWT Панамакс (англ. *Panamax*), до надвеликих танкерів перевізників сирої нафти (ULCCs) понад 440000 DWT.

Термін "Супертанкер" є неофіційним терміном, який використовується для опису великих танкерів. Сьогодні він застосовується по відношенню до дуже великих танкерів, що транспортують сиру нафту VLCC і ULCCs, потужністю понад 250000 DWT. Ці кораблі можуть перевозити 2 млн. барелів (320000 м3) нафти / 318000 метричних тонни. Для порівняння, загальна витрата нафтопродуктів в Іспанії та Сполученому Королівстві в 2005 році становила близько 3,4 млн. барелів (540 000 м3) нафти на день.

– Ultra Large Crude Carrier (ULCC) – 300 – 800 тис. т;

– Megatanker – 1 млн т.

Річкові танкери порівняно з морськими мають відносно невелику вантажопідйомність. Вони також подібно до морських суден і мають поділ на відсіки.

Морські баржі (ліхтери) застосовуються для перевезення нафтовантажів на великі відстані, для рейдових операцій з навантаження і розвантаження танкерів із глибокою посадкою, які не можуть підійти безпосередньо до причалів берегової нафтобази, а також для каботажних перевезень нафтовантажів. Вони мають вантажопідйомність 10000 т і більше.

Зливно-наливні операції здійснюються за допомогою насосів, установлених на ліхтерах, або на плавучій насосній станції.

Для далеких перевезень використовуються ліхтери вантажопідйомністю до 10000 т і вище, які буксируються танкерами чи суховантажними судами. Для рейдових операцій будують самохідні й несамохідні ліхтери.

Вантажні трубопроводи та допоміжне обладнання у ліхтерів такі ж, як і у танкерів.

Річкові баржі застосовуються для перевезення нафтопродуктів внутрішніми водними шляхами. Тому їх корпус менш міцний, ніж у морських барж. Річкові баржі бувають самохідними й несамохідними, котрі переміщують за допомогою буксирів або штовхачів.

Їх виготовляють вантажопідйомністю від 100 до 12000 т. Незважаючи на різноманітність типів і розмірів, всі річкові баржі мають однакове розташування їх основних частин. Подібно танкеру їх внутрішня порожнина розбита поздовжніми й поперечними переділками на окремі відсіки, кількість яких може досягати 50. Як правило, річкові баржі забезпечені перепускною вантажною системою з магістральним трубопроводом для зачищення відсіків після вивантаження баржі.

Самохідні річкові баржі застосовуються здебільшого для перевезення бензину і мають невеликі розміри порівняно з великими несамохідними баржами.

Пристрої для наливання та зливання суден. Для того щоб налити нафтопродукт у судно або вивантажити його із судна, необхідно забезпечити надійне сполучення його вантажної системи з береговою нафтоємністю і мати обладнання для наливання і зливання.

Вантажні операції за місцем їх здійснення бувають *береговими* і *рейдовими*. При берегових операціях судно під час наливання чи зли-

вання стоїть біля причальних пристроїв, а при рейдових вантажні операції здійснюються на рейді, тобто при віддаленні судна від берега (рис. 8.17, 8.18).

Наливання і зливання нафтопродуктів біля берега відбувається в спеціальних відокремлених гаванях, які називаються *нафтогавані*. Нафтогавань повинна мати достатню водяну поверхню (акваторію) і глибину для причалювання й маневрування нафтоналивних суден.



Рисунок 8.17 – Завантаження нафти в танкер

Споруда для причалювання суден і зв'язку їх з берегом у загальному випадку називається *пристанню* або *пірсом*. Пристань чи пірс можуть мати один, два та більше причалів, забезпечених спеціальними причальними пристроями.



Рисунок 8.18 – Схема плавучої установки для видобутку, зберігання і відвантаження нафти *(англ. Floating Production, Storage and Offloading (FPSO)*

Від нафтопричалів до берегових резервуарів прокладають трубопроводи. Перекачування продукції з резервуарів у судна, а також із суден у резервуари здійснюється за допомогою берегових насосних станцій (якщо судна не мають насосів). З'єднання берегових трубопроводів із судновими відбувається за допомогою шлангів або шарнірних елементів.

На річкових пристанях (іноді й на морських) для зливання продукції широко використовують плавучі насосні станції. При цьому судна причалюють до насосної станції, яка розміщується біля причалу. Вхідні трубопроводи насосної станції сполучають з вантажною системою судна, а викидні – з береговими трубопроводами. Після

цього за допомогою насосів продукція перекачується із судна в берегові резервуари.

Плавуча насосна станція – це річкове чи морське судно, на якому змонтовано насоси (два або більше). Таку станцію застосовують для проміжних перевантажень нафтопродукції на плаву.

Якщо будівництво морського нафтопричалу ускладнене чи економічно недоцільне, наливання танкерів здійснюється на деякій відстані від берега по підводному трубопроводу. Трубопровід прокладається від берегової насосної станції по морському дну до найближчої від берега акваторії, де достатня глибина для стоянки танкера під час наливання. Довжина підводного трубопроводу може досягати декількох кілометрів.

Підводний трубопровід забезпечується шлангом, кінець якого прикріплений до плавучого буя. Поряд із цим буєм розташовуються причальні буї, закріплені тросами до мертвих якорів.

Перевагами водного транспорту є:

– відносна дешевизна перевезень;

– велика пропускна здатність водних шляхів.

До недоліків водного транспорту належать:

– сезонність перевезень річковими і частково морськими шляхами, що викликає необхідність створювати великі запаси нафтовантажів;

– повільне просування вантажів (особливо вгору за течією річок);

– неможливість повністю використовувати тоннаж суден за необхідності перекидання спеціальних нафтопродуктів у невеликих кількостях;

– порожні рейси суден у зворотному напрямку.

8.9. Автомобільне транспортування нафти, нафтопродуктів та скрапленого газу

Автотранспортом можна перевозити всі типи вуглеводневих рідин. Його застосовують для транспортування нафтопродуктів і зріджених вуглеводневих газів.

Автомобільний транспорт широко використовується при перевезеннях нафтопродуктів з розподільних нафтобаз безпосередньо споживачам. Цей вид транспорту найефективніше використовується в районах, у які неможливо доставити нафтопродукти залізницею або

водним шляхом, для завезення нафтовантажів споживачам, віддаленим на невелику відстань від джерел постачання (наливних пунктів, складів і баз). Наприклад, автотранспортом відвантажуються нафтопродукти з нафтобаз в автогосподарства, на автозаправні станції, в сільські склади пального.

Автоперевезення нафтовантажів здійснюються в автомобільних цистернах, а також у тарі (нафтопродукти – в контейнерах, бочках, каністрах, бідонах; зріджені вуглеводневі гази – в балонах).

Автоцистерни, у котрих перевозять нафтопродукти (рис. 8.19), оснащуються таким обладнанням: патрубком для наливання нафтопродукту, дихальним клапаном, покажчиком рівня, клиновою швидкодіючою засувкою для зливання палива, двома шлангами з наконечниками і насосами з механічним приводом. Об'єм окремих автоцистерн досягає 25 м^3. Усередині цистерни встановлені поперечні й поздовжні хвилерізи для зменшення сили ударної хвилі рідини під час руху автомобіля.



Рисунок 8.19 – Автоцистерна з автопричепами

Для забезпечення пожежної безпеки на автоцистернах установлюють вогнегасники і пристрої для заземлення цистерн і шлангів з метою відведення статичної електрики, яка може утворитися під час зливно-наливних операцій з нафтопродуктами.

У практиці нафтонавантажувального автотранспорту широко застосовують цистерни на автопричепах, що підвищує ефективність використання цього виду транспорту (рис. 8.19).

Для заправки паливом автотранспортних засобів, які функціонують на віддалі від нафтобаз і заправних станцій, а також сільськогосподарських машин та літаків застосовують спеціальні автоцистерни, обладнані комплектом насосно-роздавальних пристроїв. Такі автоцистерни називаються *автопаливозаправниками*.

Управління обладнанням паливозаправника відбувається з кабіни водія, де розміщені важелі включення насоса, засувки і вентилі, необхідні для виконання операцій із приймання, роздачі й перекачування палива, а також контрольно-вимірювальні прилади.

Автопаливозаправники виготовляють із цистернами об'ємом 4 – 16 $м^3$.

Контейнери – металеві або еластичні гумотканинні місткості об'ємами 2,5 і 4 $м^3$ (відомі гумотканинні контейнери об'ємом до 20 $м^3$), у яких нафтопродукти доставляються споживачам без перекачування в стаціонарні сховища. Після прибуття до місця призначення контейнери вивантажують з автомобілів за допомогою кранів. Особливість контейнерних перевезень полягає в тому, що місткості-цистерни не закріплюються за автомобілем. Вони можуть слугувати як транспортною місткістю, так і тимчасовим сховищем. Такі перевезення досить зручні для віддалених від транспортних магістралей районів та при організації польових пересувних складів.

З дрібної тари найбільш поширені бочки й бідони.

Бочки зручні в експлуатації та їх широко застосовують для доставки нафтопродуктів з нафтобаз споживачам. В окремих випадках доставка нафтопродуктів у бочках є єдиним способом задоволення потреб віддалених районів, які не мають залізничних і водних сполучень. Розрізняють два основні типи бочок – металеві об'ємом 0,05 – 0,5 $м^3$ для транспортування рідкого палива (бензину, гасу та ін.) і фанерні (штамповані) об'ємом 0,05 $м^3$ для перевезення в основному консистентних мастил.

Бідони застосовують двох типів: металеві й метало-фанерні. Металеві бідони об'ємом 0,005 – 0,062 $м^3$ для перевезення бензину виготовляють з білої жерсті прямокутної та циліндричної форм. Металофанерні бідони для перевезення консистентних мастил виготовляють об'ємом 0,016 $м^3$ з фанерним корпусом і металевим штампованим днищем. Такі бідони, покриті зсередини бензостійким матеріалом, використовуються також для рідких мастил.

Для перевезення рідких нафтобітумів, а також мастил застосовують *металеві гофровані барабани* або *мішки* з обгорткового паперу. Використовується також поліетиленова тара.

Для наливання світлих нафтопродуктів в автоцистерни, бочки, бідони й іншу дрібну тару застосовують наливальні пристрої.

Масла і мастила відпускають у розфасованому вигляді. Наливання в автоцистерни здійснюється через автоналивні пристрої – автоестакади та автоколонки. Наливання нафтопродуктів у бочки, бідони й іншу тару здійснюються в спеціальних приміщеннях – розливних (розфасовувальних), обладнаних роздавальними пристроями.

Заправку нафтопродуктів в автотранспорт проводять на автозаправних станціях (АЗС), які розташовуються біля нафтобаз, чи на автотранспортних магістралях. При цьому місткості заповнюються за допомогою трубопроводу, прокладеного від нафтобази, або за допомогою автоцистерн.

Залежно від призначення та місця розташування автозаправні станції поділяються на міські, дорожні, паркові, сільські, пересувні. Міські АЗС розташовують на міських магістралях, площах і в районах великих автобаз та стоянок автотранспорту. Сільські АЗС розміщують, як правило, в районних центрах, а дорожні – на основних автомагістралях. Пересувні заправні станції тимчасово розміщують на автомобільних дорогах, у місцях скупчення автомобілів, на будівельних майданчиках, у польових станах, на туристських маршрутах, у передмістях тощо. Катери й моторні човни заправляють як пересувні автозаправні станції, так і плавучі, обладнані на катерах.

Перевагами автомобільного транспорту нафтовантажів є:

– велика маневреність;

– швидкість доставки;

– можливість завезення вантажів у пункти, значно віддалені від водних та залізничних шляхів;

– всесезонність.

До недоліків автомобільного транспорту нафтовантажів відносять:

– обмежену місткість цистерн;

– відносно високу вартість перевезень;

– наявність порожніх зворотних пробігів автоцистерн;

– значну витрату палива на власні потреби.

8.10. Нафтобазове господарство

Нафтобазою називається комплекс споруд і установок для зберігання, прийому та відпуску нафтопродуктів.

Нафтобази розрізняють:

– за характером операцій – перевалочні, розподільні, перевалочно-розподільні й призаводські;

– за способом постачання – водні (морські та річкові), залізничні, трубопровідні, автотранспортні;

– за номенклатурою нафтопродуктів і нафт, що зберігаються.

Залежно від сумарної місткості резервуарів та тари для зберігання нафти і нафтопродуктів нафтобази поділяються на три категорії:

– I – понад 100000 м^3;

– II – від 20000 до 100000 м^3;

– III – до 20000 м^3.

Нафтобази також поділяються за характером своєї оперативної діяльності та умовами завезення і вивезення нафтопродуктів:

– перевалочні нафтобази;

– сировинні й товарні призаводські нафтобази;

– завізні нафтобази;

– розподільні тощо.

Існує багато нафтобаз змішаного типу, які одночасно виконують перевалочні, завізні й розподільні операції.

На нафтобазах здійснюють такі основні операції:

1) прийом нафтопродуктів, що доставляються на базу в залізничних цистернах, нафтоналивних судах, по трубопроводах тощо;

2) зберігання нафтопродуктів у резервуарах і тарних сховищах;

3) відпускання великих партій нафтопродуктів у залізничні цистерни, нафтоналивні судна, трубопроводи;

4) відпускання малих об’ємів нафтопродуктів дрібним споживачам через розливні автоколонки і тарні склади в контейнери, бочки, бідони;

5) підігрівання застигаючих та в'язких нафтопродуктів у резервуарах, залізничних цистернах, нафтоналивних судах, трубопроводах.

Крім того, на нафтобазах можуть виконуватися і допоміжні операції: очищення, освітлення й регенерація мастил, виготовлення дрібної тари і т.п. На сировинних призаводських нафтобазах за необхідності роблять зневоднення й знесолення сирих нафт.

Залежно від потужності нафтобаз та обсягу виконуваних операцій кількість і характеристика окремих споруд та об'єктів виробничого й допоміжного призначення, які входять до загального комплексу нафтобаз, можуть бути різними.

На рис. 8.20 наведена приблизна схема великої змішаної нафтобази.

Територія нафтобази розбивається на шість зон:

I – зона прийому та відпуску нафтопродуктів;

II – зона зберігання;

III – оперативна зона;

IV – зона допоміжних технічних споруд;

V – адміністративно-господарська зона;

VI – зона очисних споруд.

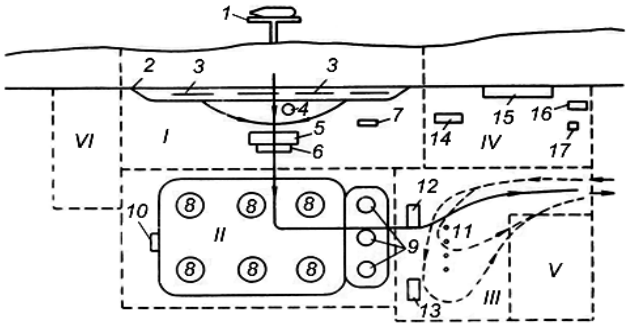


Рисунок 8.20 – Схема нафтобази

1 – причал; 2 – залізничний тупик; 3 – зливно-наливна естакада; 4 – нульовий резервуар; 5 – насосна; 6 – маніфольд; 7 – лабораторія; 8 – резервуари; 9 – мірник; 10 – піноакумуляторна станція; 11 – автоестакада; 12 – розливна; 13 – тарний склад; 14 – котельня; 15 – розвантажувальний майданчик; 16 – водонасосна; 17– електростанція

Зона прийому та відпуску нафтопродуктів включає споруди, призначені для прийому й відпускання нафтопродуктів великими партіями. До складу споруд цієї зони входять причали, залізничні тупики зі зливно-наливними естакадами, насосна з обв'язкою і лабораторія для проведення аналізу нафтопродуктів.

У *зону зберігання* входить резервуарний парк з мірниками для вимірювання невеликих партій нафтопродуктів. У цій зоні розміщується піноакумуляторна станція для вироблення піни, необхідної при гасінні палаючих резервуарів.

Об'єкти першої і другої зон з'єднані між собою мережею трубопроводів, що дозволяють направляти нафтопродукти з одного об'єкта в інший.

В *оперативній зоні* проводиться відпускання нафтопродуктів дрібними партіями в автоцистерни, контейнери, бочки, бідони. У цій зоні розміщуються автоестакади для відпускання нафтопродуктів в автоцистерни, розливні станції для розливання нафтопродуктів у бочки та бідони, тарні склади, де зберігаються в дрібній тарі розфасовані нафтопродукти, автомобільні ваги для зважування порожніх і навантажених автомобілів.

Зона допоміжних технічних споруд призначена для обслуговування основних об'єктів нафтобази. До неї входять такі споруди: розвантажувальний майданчик, призначений для розвантажування обладнання, що прибуло залізницею, матеріалів, запасних частин і нафтопродуктів у тарі; складські приміщення; котельня для постачання парою силових установок, а також підігрівання нафтопродуктів та опалення приміщень; механічна майстерня; бондарний цех; електростанція або трансформаторна підстанція; водонасосна з резервуарами чи водонапірною баштою.

Зона адміністративно-господарських споруд включає в себе контору з прохідною, пожежне депо, будівлю охорони нафтобази, гараж.

У *зоні очисних споруд* розташовуються об'єкти для очищення зливних вод і збору пролитих на території нафтобази продуктів. До складу споруд цієї зони входять піско-, нафтовловлювач, аварійний амбар, муловий майданчик.

Усі об'єкти нафтобази(котельні, насосні, естакади) з'єднані між собою промисловими комунікаціями, до яких відносять електричну мережу, водопровід, парову мережу і т.п.

На рис. 8.20 рух нафтопродуктів на складі показано суцільною лінією, а шлях транспорту – пунктирною лінією.

До складу кожної нафтобази можуть уходити не всі перелічені об'єкти. Так, чисто перевалочні бази, як правило, не мають споруд третьої зони; нафтобази, що мають справу лише зі світлими нафтопродуктами, можуть не мати котельних установок, не на всіх нафтобазах є бондарські майстерні, регенераційні установки і т.п. Але основний комплекс споруд: зливні й наливні пристрої, резервуарний парк, насосна, засоби пожежогасіння, механічна майстерня обов'язково наявні на всіх великих нафтобазах.

Контрольні питання

1. *Який транспорт застосовується для транспортування нафти й нафтопродуктів?*
2. *Назвати перші магістральні газопроводи, які споруджено на території України?*
3. *Коли споруджено перші магістральні газопроводи на території України?*
4. *Який рік і чому його прийнято вважати роком заснування газотранспортної галузі України?*
5. *Коли і який перший магістральний нафтопровід побудовано на території України?*
6. *Як оцінюють газотранспортну систему України за її величиною?*
7. *Який вид транспорту нафти і нафтопродуктів на далекі відстані є найбільш економічним?*
8. *На які групи поділяються нафтогазотрубопровідні системи за їх призначенням?*
9. *Де прокладаються внутрішні нафтогазотрубопровідні системи?*
10. *Які об'єкти з'єднують місцеві нафтогазотрубопровідні системи?*
11. *Які нафтогазотрубопровідні системи відносяться до магістральних нафтопроводів?*
12. *Для чого призначена головна нафтоперекачувальна станція?*
13. *Які об'єкти є кінцевим пунктом магістрального нафтопроводу?*
14. *Назвіть основні параметрами, які характеризують магістральний трубопровід.*
15. *Назвіть основні робочі характеристики сучасного магістрального газопроводу.*
16. *Яке обладнання застосовують для очищення природного газу від води, конденсату та частинок крихких порід?*
17. *Якими методами проводиться осушення природного газу?*
18. *Яким методом здійснюється конденсація водяної пари при очищенні природного газу?*

19. *Як називаються тверді та рідкі поглиначі, що застосовуються при осушенні природного газу?*
20. *З якою метою проводять одоризацію природного газу?*
21. *Які сховища використовують для зберігання природного газу?*
22. *Які сховища використовують для зберігання скраплених природних газів?*
23. *Які за конструкцією бувають залізничні цистерни для перевезення нафти й нафтопродуктів?*
24. *Яке обладнання та пристрої необхідні для транспортування нафтовантажів у залізничних цистернах?*
25. *Яких типів бувають завантажувально-розвантажувальні залізничні естакади залежно від здійснюваних операцій?*
26. *З яких технологічних елементів складається наливна залізнична естакада?*
27. *Назвати основні технологічні засоби, які застосовуються при водному транспортуванні нафти і нафтопродуктів.*
28. *Назвати типи нафтоналивних суден.*
29. *З якою метою на танках нафтоналивних суден встановлюють газовідвідні труби і дихальні клапани?*
30. *В яких ємностях відбувається автоперевезеннях нафтовантажів?*
31. *Який об'єкт називають нафтобазою?*
32. *Які види нафтобаз бувають за характером їх роботи?*
33. *На які зони розбивається територія нафтобази?*

РОЗДІЛ 9. ПРОДУКТИ І ПРОЦЕСИ ПЕРЕРОБКИ НАФТИ

9.1. Розвиток технології переробки нафти і газу

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 гасового 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 роком 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 року. 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 у 1800 році поблизу села Погар та потоку Роп'янка у Сколівщині. За описами австрійського геолога Еміля Тітца тут з колодязів глибиною від 5 – 7 до 70 м отримували до 260 т нафти на рік. Відомі поодинокі спроби промислового використання Бориславського родовища в 1810 – 1817 роках, які не дістали сталого розвитку з причин відсутності значного попиту на нафтопродукти.

Найдавніші свідчення про розробки нафтових родовищ у Молдовському князівстві з'являються 1440 року (зокрема, опис родовища Лукечешті). 1517 роком 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 нафтовидобутку спостерігався в Румунії вже на початку XIX ст. 1821 року 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 Пекурецi, де в 30-х роках XIX ст. щорічно видобували до 225 т мазуту (кожен колодязь давав щодоби від 15 до 80 кг сировини).

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. Уперше технологія дистиляції та хімічного очищення сирої нафти була розроблена в 1853 році у Львові хіміком-фармацевтом Йоганном Зегом[1].

Майбутній винахідник гасу Й. Зег працював у львівській аптеці «Під зіркою», назва якої виявилася пророчою. Її власник Петро Міколяш у 1852 році створив при аптеці хіміко-фармацевтичну лабораторію (дистилярню), закупив у дрогобицького підприємця А. Шрайнера центнер бориславського недосконалого дистиляту 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 року

[1] 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 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.). Аптекарську 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 дистиляту. 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.

Зег подав матеріали заявки на винахід («привілей») на очищення нафти хімічним шляхом і отримав його в грудні того ж року у Відні. 1854 року на Всесвітній господарській виставці в Мюнхені Й. Зег одержав «похвальне визнання за повну дистиляцію скельної олії».



Рисунок 9.1 – Аптека Петра Міколяша у Львові на вул. Коперника і дистилярня-лабораторія де Й. Зег та І. Лукасевич здійснили першу в світі дистиляцію нафти *(світлина XIX ст.)*

Великою заслугою Й. Зега та І. Лукасевича було розуміння перспектив нового використання отриманого дистиляту – вже не як традиційної фармацевтичної сировини, а як універсального засобу для освітлення мільйонів помешкань і міських вулиць, що закладало 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 публічно «засвітилася» 30 березня 1853 року у львівській аптеці «Під зіркою» (в хімічній лабораторії якої й був отриманий новий нафтопродукт – гас). Наприкінці липня цього ж року за допомогою цих ламп уже освітлювали приміщення (зокрема операційну) в головній львівській лікарні. У 1854 році на гасові лампи перейшла Північна австрійська залізниця. Так розпочалась тріумфальна хода гасу Львовом, Галичиною, усім світом. Спочатку лампа з’явилася в оселях, потім нею почали освітлювати й вулиці міст. Перша у світі вулична гасова лампа

була влаштована 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 гасового освітлення міських вулиць.

Ігнасій Лукасевич (рис. 9.2), 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.





Рис. 9.2 – Піонер нафтопромислу Карпат І. Лукасевич і фото триноги для ударного буріння свердловин, яку він використовував з 1854 року

У 1854 році І.Лукасевич власним коштом пробурив першу в Галичині нафтову свердловину в селі Полянка біля Коросно (зараз Підкарпатське воєводство Польщі). Того ж року поблизу Коросно ним була закладена підземна нафтова копальня (нині Музей нафтогазової промисловості). Свердловина Лукасевича поклала початок упровадженню прогресивного свердловинного способу видобутку нафти в Галичині, який поступово (здебільшого у 80-х роках XIX ст.) почав витісняти колодязну технологію.

1853 року починають розробляти потужне Бориславське нафтогазове родовище (Дрогобицький район Львівщини). Його відкриття пов'язують із діяльністю львівського підприємця Роберта Домса, який відкрив у Бориславі перше нафтоперегінне підприємство, де використовувався патент Й. Зега.

Поступ нафтової промисловості в Румунії був схожим на розвиток у Галичині. 1857 року 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.). Цікаво, що перша в світі наукова монографія про нафту та її видобуток «Петролеул» була написана румуном Куку Старостеску й видана 1881 року.

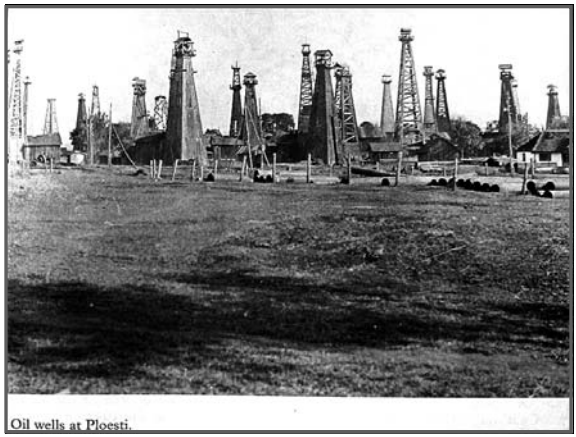


Рис. 9.3 – Бурові вежі в Плоєшті (Румунія), кінець XIX ст.

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.

США. Видобуток, переробка і транспортування нафти в США значною мірою визначалися діяльністю компанії "Стандард Ойл", заснованої Джоном Рокфеллером у 1870 році в багатому на нафту штаті Огайо. Нафтопереробні потужності компанії зосереджувалися в Клівленді. У 1882 році "Стандард Ойл" підпорядкував 40 компаній нафтової індустрії, об'єднавши їх в одному тресті, який став практично монополістом в нафтовій галузі США. Це вдалося завдяки захопленню значної частини нафтопереробних і транспортних підприємств (разом із Вандербільдом), тиску на видобувні компанії з боку транспортних. Конкуренти Рокфеллера отримували більш високі транспортні тарифи, а інколи влаштовувались повні транспортні блокади видобувних

підприємств. Показовим прикладом конкурентної боротьби "Стандард Ойл" було засилання розбійних банд на будівництво нафтогону (протяжністю 110 км), який незалежні від Рокфеллера компанії будували в Пенсильванії. Коли нафтопровід конкурентами було все ж споруджено і це могло призвести до втрати транспортної монополії "Стандард Ойл", Рокфеллер побудував паралельні нафтогони, якими нафту переганяли за символічну платню, доки транспортна артерія конкурентів не зазнала фінансового краху. У 1894 році Джон Рокфеллер став першим американським мільярдером.

Апшерон (Азербайджан). Перший ґрунтовний опис бакинського нафтового промислу було зроблено 1683 року німецьким натуралістом Е. Кемпфером, секретарем шведського посольства в Персії (в цей час видобуток сягав близько 700 пудів нафти за добу).

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 року 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 підведену до неї залізницю (на час створення цього проекту залізничного транспорту в Російській імперії ще не існувало взагалі).

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

Мірзоєвих». Їхня перша свердловина була закладена 1869 року на балаханському родовищі й могла відразу дати велику нафту.

У 1879 році було засновано «Товариство нафтового виробництва «Брати Нобель» (скорочено «БраНобель») з потужним капіталом – 3 млн. карбованців, значна частина якого отримана за посередництвом Альфреда Нобеля в західних банках (зокрема в банку «Ліонський кредит»).

Починаючи з 90-х років XIX ст., нафтова промисловість поступово перетворюється з гасової на мазутну. Основну увагу приділяють не тільки засобам освітлення, а й енергетичному паливу, яке споживалось за допомогою «нобелівських форсунок».

Відкриття нових перспективних можливостей застосування нафтопродуктів як палива (мазут, 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 бакинська нафта грала в цьому розподілі «першу скрипку» (1901 р. Бакинський район дав понад 49 % світового видобутку нафти, що становило близько 11 млн. т). До початку XX століття в Баку в цілому діяло 167 нафтових підприємств.

Інженер Семен Квітка з України був управителем нафтових промислів братів Мірзоєвих і завдяки впровадженню нових технологій у стислий термін підняв продуктивність промислів майже в 3 рази. Квітка перебудував старий перегінний завод Мірзоєвих на гасово-мастильний, який уславився якістю своєї продукції. На початку 90-х років XIX ст. за власними конструктивними рішеннями розробив проект і збудував нафтоперегінний завод для «Товариства Отто і Ко». Найбільшим досягненням інженера 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 року (вже після кончини автора) й успішно працювала протягом тривалого часу, що дало можливість утворити в колишньому СРСР першу практичну школу у сфері термічного крекінгу.

9.2. Продукти переробки нафти

Сьогодні вся нафта, що видобувається, піддається переробці для одержання багатьох різноманітних продуктів (рис. 9.4).

З нафти одержують тисячі продуктів. Основними групами є рідке, газоподібне, тверде паливо (нафтовий кокс), мастильні й спеціальні масла, парафіни, церезини, бітуми, ароматичні сполуки, сажа, ацетилен, етилен, нафтові кислоти і їхні солі, вищі спирти.

Найбільше застосування продукти переробки нафти знаходять у паливно-енергетичній галузі. Наприклад, мазут має майже в півтора рази вищу теплоту згорання порівняно з кращим вугіллям. Він займає мало місця при згорянні й не дає твердих залишків. Мазут застосовується на теплових електростанціях (ТЕС), заводах, на залізничному й водному транспорті, дає велику економію, сприяє швидкому розвитку основних галузей промисловості й транспорту.

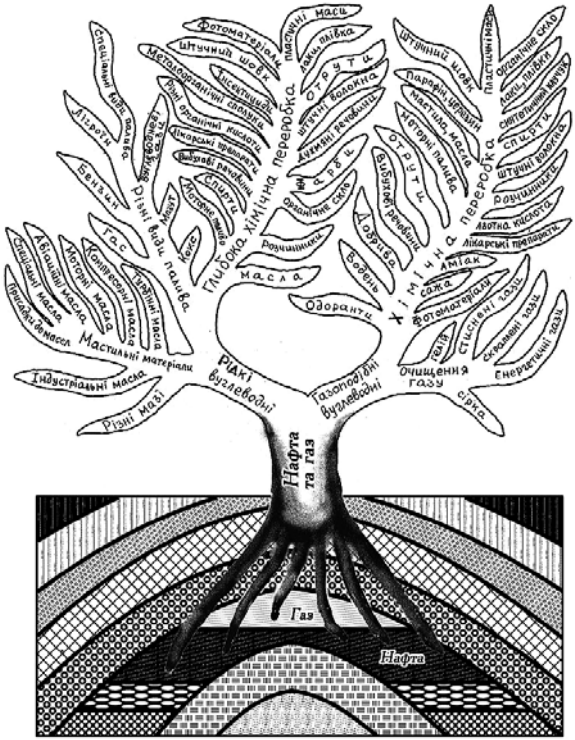


Рисунок 9.4 – Основні продукти, які отримують з нафти та природного газу

Бензин застосовується як пальне для двигунів внутрішнього згоряння. Залежно від призначення він поділяється на два основних сорти: авіаційний та автомобільний. Бензин використовується також як розчинник масел, каучуку, для очищення тканин від жирних плям і т. п. Гас застосовується як пальне для реактивних та тракторних двигунів, а також для побутових потреб, як флотореагент тощо. Солярове масло застосовується як пальне для дизельних двигунів, мастило для змащення різних механізмів. Після перегонки мазуту залишається нелетка темна маса – гудрон, що йде на асфальтування вулиць. Лігроїн слугує паливом для дизельних двигунів, а також розчинником у лакофарбовій промисловості. Значні кількості його переробляють на бензин. Парафін застосовують для одержання вищих карбонових кислот, для просочення деревини у виробництві сірників і олівців, для виготовлення свічок, гуталіну, у медицині, парфумерії й т. п.

Енергетичний напрям у використанні нафти на сьогодні залишається головним у всьому світі. Частка нафти у світовому енергобалансі становить більше 46%.

Однак останнім часом продукти переробки нафти все ширше використовуються як сировина для хімічної промисловості. Близько 8% нафти споживається як сировина для сучасної хімії. Наприклад, етиловий спирт застосовується приблизно в 50 галузях промисловості. У хімічній промисловості використовується формальдегід, пластмаси, синтетичні волокна, синтетичний каучук, аміак, етиловий спирт і т. п.

Продукти переробки нафти застосовуються й у сільському господарстві. Тут використовуються стимулятори росту, протруйники насіння, отрутохімікати, азотні добрива, сечовина, плівки для парників і т. п. У машинобудуванні й металургії застосовуються універсальні клеї, деталі й частини апаратів із пластмас, мастила й т. ін. Широке застосування знайшов нафтовий кокс як анодна маса при електровиплавці. Пресована сажа йде на вогнестійкі обкладки в печах. У харчовій промисловості застосовується поліетиленове пакування, харчові кислоти, парафін, виробляються білково-вітамінні концентрати, вихідною сировиною для яких слугує метиловий і етиловий спирти та метан. У фармацевтичній і парфумерній промисловості з похідних переробки нафти виготовляють нашатирний спирт, хлороформ, формалін, аспірин, вазелін та ін. Похідні нафтосинтезу знаходять широке застосування й у деревообробній, текстильній, шкіряно-взуттєвій та будівельній промисловості.

9.3. Основні методи переробки нафти

Методи переробки нафти і рідких нафтопродуктів діляться на дві групи: фізичні та хімічні.

Фізичні методи переробки полягають у тому, що з нафти чи нафтопродуктів одержуються індивідуальні вуглеводні або частіше їх суміші на основі різниці в їх фізичних властивостях: температурі кипіння, кристалізації, розчинності й т. п. Найбільше поширення одержала так звана пряма перегонка нафти і нафтопродуктів, заснована на різниці в температурах кипіння окремих фракцій нафти.

Хімічні методи засновані на глибоких хімічних деструктивних перетвореннях, яких зазнають вуглеводні, що містяться у нафті чи нафтопродуктах, під впливом температури, тиску, каталізаторів. Найбільше поширення серед цих методів одержали різні види крекінгу.

Апаратура, яка застосовується для здійснення фізичних і хімічних процесів переробки нафти та нафтопродуктів, повинна забезпечувати нагрівання до високої температури і розділення одержаних продуктів. Для деяких хімічних методів переробки, що включають каталітичні процеси, необхідні контактні апарати.

Нагрівання нафти або нафтопродуктів відбувається, головним чином, у трубчастих печах, у котрих передача тепла від гріючих газів до матеріалу, що переробляється, здійснюється через стінки радіантних труб шляхом випромінювання від полум'я, розжарених газів, а також від склепіння і шляхом конвекції через стінки конвекційних трубок.

Розділення продуктів нафтопереробки відбувається, як правило, ректифікацією у ректифікаційних колонах різних типів. Найбільше поширення одержали колони з барботажними ковпаками. Особливістю ректифікаційних колон нафтопереробних установок є те, що вони мовби являють собою декілька поставлених одна на одну простих самостійних колон з відбором по висоті рідини. Рідина надходить у розміщені поза колоною відпарні секції й обробляється у них парою. При цьому одержуються пари низькокиплячих фракцій, які повертаються в колону, і рідкий нафтопродукт, або дистилят. Ректифікаційні колони працюють при підвищеному чи атмосферному тиску, а також під дією вакууму.

Каталітичні процеси нафтопереробних установок здійснюються у контактних апаратах різних конструкцій. Як правило, каталізатор у цих процесах дуже скоро втрачає активність, і тому контактні вузли включають контактні апарати й регенератори. Експлуатуються конта-

ктні апарати і регенератори з фільтруючим шаром каталізатора, киплячим шаром та з рухомим каталізатором.

Отже, у процесі переробки нафти мають місце такі основні процеси:

а) перегонка;

б) термічний крекінг;

в) каталітичний крекінг;

г) піроліз;

г) коксування;

д) деструктивна гідрогенізація.

Частина названих процесів протікає за наявності різних каталізаторів.

9.4. Перегін нафти

Нафта являє собою складну суміш великої кількості взаємно розчинних вуглеводнів, що мають різні температури початку кипіння. На цій властивості нафти заснований її перегон, тобто ступеневе випаровування і конденсація окремих фракцій.

Перегоном нафти називають процес її термічного розділення на частини (фракції) без помітного розкладання вуглеводнів, які входять до складу нафти.

При нагріванні нафти з неї насамперед випаровуються найлегші, леткі вуглеводні.

У міру відгону низькокиплячих вуглеводнів відносний уміст у нафті більш важких продуктів, з високою температурою кипіння збільшується. Оскільки пружність їх парів значно менша, ніж низькокиплячих, то при певній температурі перегонки вона може виявитися нижчою від атмосферного тиску, і нафта перестане кипіти. Для того, щоб перегонка тривала, слід підвищити температуру решти нафти. При нагріванні пружність парів буде зростати, й коли вона досягне величини зовнішнього тиску, нафта знову закипить. Таким чином, перегонка нафти відбувається при безперервному підвищенні температури.

У процесі перегону нафти з неї будуть випаровуватися все нові, більш важкі та більш висококиплячі вуглеводні. На кожному етапі перегонки пари, що виділяються з нафти, складаються не з одного якого-небудь вуглеводню, а із суміші вуглеводнів, які мають близьку температуру кипіння.

Фракції, що киплять при низьких температурах, називаються *легкими фракціями*, а висококиплячі – *важкими фракціями*.

Температуру падіння першої краплі скондесованих парів вважають початком кипіння фракції. Температуру, при якій випаровування фракції припиняється, вважають кінцем кипіння фракції.

Фракції, відігнані в широких температурних межах, називають *дистилятами*. Шляхом подальшої обробки дистилятів отримують різні нафтопродукти. Існують бензинові, лігроїнові, гасові, солярові й інші дистиляти. Бензинові дистиляти википають при температурі 40 – 205 °С, гасові – в межах 200 – 300 °С і т. п.

Поділ нафти на дистиляти шляхом ступеневого випаровування й конденсації утворюваних фракцій називається *фракційною перегонкою*. У найпростішому вигляді цей процес здійснюють прямою перегонкою нафти. Виділення окремих продуктів відбувається шляхом нагрівання нафти, випаровування і подальшого поділу на фракції та конденсації парів дистилятів. При цьому хімічний склад нафти й одержуваних продуктів не змінюється, молекули вуглеводнів, що входять до складу нафти, не зазнають жодних змін.

Схема установки прямого перегону нафти показана на рис. 9.5.

Нагрівання нафти відбувається в трубчастій печі, всередині якої розташований змійовик, що складається з багатьох з'єднаних між собою труб. Поверхня труб нагрівається за допомогою форсунок або пальників, у яких згорає рідке паливо.

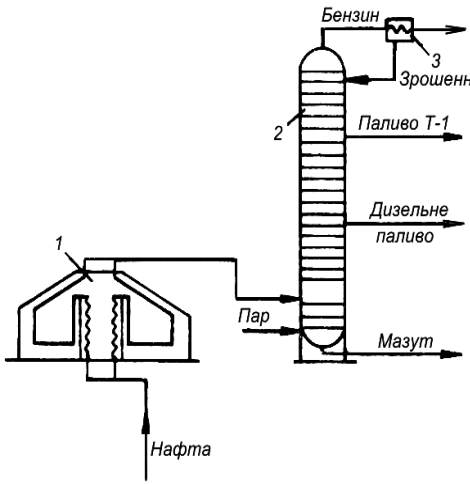


Рисунок 9.5 – Схема перегонки нафти на атмосферній установці

1 – піч; 2 – ректифікаційна колона; 3 – холодильник

Нафта прокачується через ці труби, нагрівається до необхідної температури і частково перетворюється в пар. Пари нафти разом із залишком, що не випарувався, надходять у нижню частину ректифікаційної колони, куди подається також водяна пара.

У колоні відокремлюються у вигляді пари всі фракції, які повинні бути відігнані від нафти.

У верхній частині колони відходить найбільш легка фракція – бензинова, що конденсується в конденсаторі й через холодильник направляється в резервуари. Частина бензинової фракції після охолодження повертається назад у колону для зрошення.

З колони також відбираються фракції реактивного палива Т-1 і дизельна фракція. Залежно від заданого асортименту можуть бути відібрані й інші фракції. Для отримання товарних продуктів дистиляти, одержані перегонкою нафти, піддаються очищенню.

З нижньої частини колони відходить залишок перегонки нафти – мазут. Мазут залежно від якості вихідної нафти може бути використаний як сировина для термічного крекінгу з метою отримання автомобільного бензину, мастил, бітуму. Без переробки мазут можна використовувати як котельне паливо.

Основні елементи установки прямої перегонки нафти: ректифікаційна колона, трубчаста піч, теплообмінники, конденсатори і холодильники.

Ректифікаційна колона – це сталевий циліндр висотою 40 м і діаметром 4 м. Усередині колони встановлено кілька десятків горизонтальних переділок, званих тарілками. Кожна така тарілка має велику кількість отворів для проходження парів угору по колоні та для стікання рідини з тарілки на тарілку.

Тарілки призначені для того, щоб забезпечити найбільш тісний контакт між парами, що піднімаються вгору по колоні, і рідкою флегмою, яка стікає вниз.

Для ректифікації суміші необхідно, щоб температура рідкої та парової фаз, що взаємодіють на тарілках колони, була різною. Пари, які піднімаються на чергову тарілку, повинні мати більш високу температуру, ніж рідина, що стікає із цієї тарілки.

Для забезпечення потрібної різниці температур між верхом і низом колони необхідно в нижню її частину подавати тепло й віднімати його від верхньої частини. Для цього в нижню частину колони подається пара, а верхня частина її охолоджується шляхом холодного зрошення.

Оскільки температура на кожній вищележачій тарілці все більше знижується (найнижча температура на тарілці, що розміщена найвище, на неї подається холодна флегма), то пари, що надходять з нижньої тарілки, конденсуються, віддаючи своє тепло рідині на цій тарілці. У результаті з рідини випаровуються її найбільш легкокиплячі фракції й у вигляді пари надходять на вищележачу тарілку, де відбувається аналогічний процес.

Таким чином, рідина на кожній вищележачій тарілці все більше збагачується легкокиплячими фракціями. З іншого боку, флегма, стікаючи з тарілки на тарілку та поступово підігріваючись, позбавляється низькокиплячих вуглеводнів і збагачується висококиплячими. Зрошення, що подається на верх колони назустріч парам, забирає у них частину тепла і викликає конденсацію вищекиплячих компонентів, тобто виконує те ж завдання, що й тарілки. Тому, змінюючи ступінь зрошення, можна регулювати роботу колони і підтримувати необхідний температурний режим у будь-якому перетині колони.

Трубчасті установки вирізняються відносно низькою температурою перегону сировини, меншим крекінгом сировини, більшим ККД. Тому на сучасному етапі нафтопереробки трубчасті установки входять до складу всіх нафтопереробних заводів та слугують постачальниками як товарних нафтопродуктів, так і сировини для вторинних процесів (термічного й каталітичного крекінгу, риформінгу).

9.5. Процеси переробки нафти

В установці прямого перегону нафти всі процеси відбуваються при атмосферному тиску з нагріванням сирої нафти до 300 – 325 °С. За цих умов нафта переганяється не цілком і в мазуті залишається велика кількість висококиплячих масляних фракцій. Щоб досягти більш повного перегону нафти, треба або підвищити температуру нагрівання, що неможливо, тому що при високій температурі починається розкладання вуглеводнів, або знизити температуру кипіння залишку фракцій з метою більш повного їх виділення з нафтових залишків.

Знизити температуру кипіння рідини можна шляхом зменшення тиску: чим менший тиск, тим нижча температура кипіння. Тому для перегонки висококиплячих вуглеводнів (наприклад, масляних фракцій мазуту, для відгону яких за атмосферних умов потрібна температура нагріву близько 500 °С) використовують колону зі зниженим тиском, звану вакуум-колоною.

У вакуум-колону подають нагрітий до 400 – 420 °С мазут. Вуглеводні, що не випарувалися в атмосферній колоні, тут закипають і легко випаровуються. Утворені при цьому пари мазуту, так само як і пари нафти, поділяються на дистиляти.

Вакуумні трубчасті установки для перегону мазуту (рис. 9.6) відрізняються від атмосферних лише в конструктивному відношенні та

складаються в основному з аналогічних апаратів, які забезпечують перегін у вакуумі.

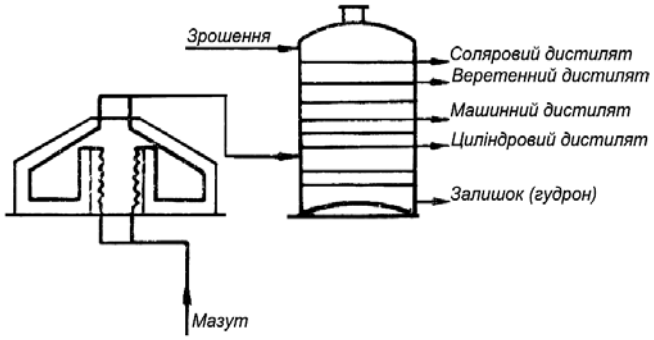


Рисунок 9.6 – Схема перегону мазуту на вакуумній установці

Вакуум-колона має більший діаметр, ніж атмосферна, але вона менша за висотою і містить усього десять тарілок.

Попередньо підігрітий мазут надходить у трубчасту піч, де він нагрівається до температури 420 °С; звідси він подається в колону. У результаті ректифікації з мазуту отримують дистиляти мастил, на верхніх тарілках колони скупчуються дистиляти легкого солярового мастила, під ними послідовно дистиляти веретенного, машинного, циліндрового мастил.

Залишок від вакуумного перегону (гудрон) використовується залежно від напряму переробки вихідної нафти. Гудрон від високоякісних нафт піддається складному очищенню для отримання високов'язких залишкових мастил (наприклад, авіаційних, дизельних). Його також можна переробляти на бітум шляхом окиснення його на бітумних установках або використовувати як сировину для коксових установок і для установок термічного крекінгу.

Дистиляти, отримані в результаті прямого перегону нафти на атмосферних і вакуумних установках, як правило, потребують подальшої переробки. Лише дизельне паливо й авіаційний гас отримують після прямого перегону як товарні продукти.

При прямому перегоні нафти на атмосферних і вакуумних установках після відділення всіх дистилятів залишається велика кількість мазуту. Для отримування з мазуту бензину, дизельного палива та інших легких вуглеводнів застосовані способи перетворення висококиплячих вуглеводнів, з яких складається мазут, у низькокипячі, а також

способи хімічного розкладання великих вуглеводневих молекул мазуту на більш дрібні.

Такий процес переробки нафти при підвищеній температурі й під тиском з розщепленням молекул отримав назву *крекінгу* (розщеплення). Він використовується для одержання бензолу, толуолу та освітлювального газу.

При крекінгу великі молекули важких нафтових фракцій стають неміцними, зв'язки між окремими атомами слабшають, і молекули розщеплюються на більш дрібні частинки, що утворюють фракції бензину, гасу й газу.

Крім реакцій розкладання, при крекінгу відбуваються також реакції конденсації та полімеризації, тобто дрібні молекули з'єднуються й утворюють більш великі та важкі частинки.

Таким чином, при крекінгу мазуту виходять продукти як легші (бензин, гас, газ), так і важчі за вихідну сировину (смоли, кокс).

У сучасній нафтопереробці крекінг-процес займає значне місце. Він дозволяє значно збільшити кількість виробленого з нафти бензину, перетворюючи в нього важкі нафтові залишки. Крім того, бензин, отриманий таким шляхом, характеризується більш високими антидетонаційними властивостями порівняно з бензином прямого перегону.

Обладнання крекінг-установки складається з печі, реакційних і ректифікаційних колон, теплообмінників, конденсаторів, холодильників, тобто майже з тих же апаратів, які використовуються й при первинному перегоні. Термічний крекінг зазвичай здійснюється при температурі 400 – 600 °С і тиску до 7 МПа. Установки для крекінгу повинні мати підвищену міцність, тому що вони працюють в умовах високих температур і тисків.

Кількість і якість одержуваних продуктів залежать від властивостей вихідної сировини й умов процесу термічного крекінгу – тиску і температури.

Шляхом термічного крекінгу отримують автомобільні бензини, які мають більш високі октанові числа, ніж бензини прямого перегону, а також тракторні гаси. Бензин термічного крекінгу хімічно нестабільний при зберіганні через уміст великої кількості ненасичених вуглеводнів, котрі приєднують кисень повітря. Стабільність бензинів термічного крекінгу поліпшують додаванням до них антиоксидантів, які уповільнюють полімеризацію й окиснення.

У нафтопереробці широко застосовуються такі термічні процеси перетворення важких вуглеводнів нафти в легкі:

1) легкий крекінг нафтових залишків або висококиплячих дистиляційних фракцій, здійснюваний при температурі 480 °С і тиску 4,5 МПа;

2) крекінг легких фракцій (риформінг), що застосовується для підвищення якості бензинів прямого перегону при температурі 540 °С та тиску 7 МПа;

3) високотемпературний крекінг (піроліз), який полягає в розкладанні сировини при температурі 750 °С і атмосферному тиску. При піролізі виходять ароматичні вуглеводні – бензол, толуол тощо.

Широкого розповсюдження набули процеси коксування важких нафтових залишків з отриманням товарного продукту (беззольного нафтового коксу) й різних дистилятів (автомобільного бензину, дизельного палива та ін.).

Коксування полягає в нагріванні важких нафтових залишків під атмосферним тиском при температурі 400 – 500 °С. Нафтовий кокс застосовується у великих кількостях у кольоровій металургії й для виробництва електродів.

Крім термічного крекінгу, при якому перетворення вуглеводнів досягається шляхом нагрівання сировини до підвищеної температури, існують каталітичний крекінг та інші спеціальні процеси переробки нафти. При каталітичному крекінгу перетворення вуглеводнів відбувається під впливом каталізаторів, що прискорюють реакції розщеплення вуглеводнів. При застосуванні каталізаторів продукти виходять кращої якості, ніж при термічній переробці нафти.

Для каталітичного крекінгу використовують різні каталізатори, наприклад спеціально оброблені глини (алюмосилікати), що містять оксиди алюмінію, кремнію та ін. Каталізатори зазвичай застосовуються у формі кульок діаметром 4 мм. Існують установки каталітичного крекінгу, пристосовані для застосування каталізаторів у вигляді пилу.

Реакція розщеплення вуглеводнів при термічному або каталітичному крекінгу є ендотермічною реакцією, для якої необхідно підводити тепло із зовні.

При термічному крекінгу тепло підводиться в зону реакції через стінки трубчатки. Найбільш поширені схеми каталітичного крекінгу передбачають попереднє нагрівання каталізатора, котрий при цьому одночасно відіграє роль теплоносія.

Гарячий каталізатор подається ковшовими елеваторами чи пневмотранспортером у реакційну камеру, куди також надходять пари сировини, де й відбувається крекінг-процес. У процесі реакції каталі-

затор закоксовується і його виводять із зони реакції в регенератор, де відбувається випалювання коксу та відновлення первинних властивостей каталізатора з одночасним його нагріванням. Після цього він знову використовується за призначенням. У реакторі, де відбувається крекінг, і регенераторі, де регенерується каталізатор, останній рухається суцільним потоком зверху вниз під дією власної ваги.

У нафтопереробній галузі поряд із крекінгом застосовуються й інші технологічні процеси: каталітичний риформінг, гідроочищення, полімеризація, алкілування, ізомеризація та інші методи хімічної переробки нафтопродуктів і заводських газів, у результаті яких одержують високоякісні нафтові та хімічні продукти.

Основні варіанти переробки нафти: 1) паливний; 2) паливно-мастильний; 3) нафтохімічний.

За паливним варіантом нафта переробляється в основному на моторні й котельні палива. Паливний варіант переробки вирізняється найменшою кількістю технологічних установок і низькими капіталовкладеннями.

Розрізняють глибоку й неглибоку паливну переробку. При глибокій переробці нафти прагнуть одержати максимально можливий вихід високоякісних автомобільних бензинів, зимових і літніх дизельних палив та палив для реактивних двигунів літаків. Вихід котельного палива в цьому варіанті зводиться до мінімуму. Отже, передбачається такий набір процесів вторинної переробки, при якому з важких нафтових фракцій і залишку – гудрону одержують високоякісні легкі моторні палива. За цим варіантом застосовуються каталітичні процеси – каталітичний крекінг, каталітичний риформінг, гідрокрекінг і гідроочищення, а також термічні процеси, наприклад коксування. Переробка заводських газів у цьому випадку спрямована на збільшення виходу високоякісних бензинів. При неглибокій переробці нафти передбачається високий вихід котельного палива.

При паливно-мастильному варіанті переробки нафти разом з паливами одержують мастила. Для виробництва мастил звичайно підбирають нафти з високим потенційним умістом масляних фракцій. У цьому випадкові для вироблення високоякісних мастил потрібна мінімальна кількість технологічних установок.

Масляні фракції (фракції, що википають при температурі, вищій ніж 350 °С), виділені з нафти, спочатку піддаються очищенню вибірковими (селективними) розчинниками: фенолом або фурфуролом, щоб видалити частину смолистих речовин і низькоіндексні вуглеводні, потім виконують депарафінізацію за допомогою сумішей метил-

етилкетону чи ацетону з толуолом для зниження температури застигання мастила. Закінчується обробка масляних фракцій доочищенням відбілюючими глинами. В останніх технологіях для одержання мастил використовують процеси гідроочищення замість селективного очищення та обробки відбілюючими глинами. Таким чином одержують дистилятні мастила (легкі й середні індустріальні, автотракторні й ін.). Залишкові мастила (авіаційні, циліндрові) виділяють з гудрону шляхом його деасфальтизації рідким пропаном. При цьому утворюються деасфальти та асфальт. Деасфальт піддається подальшій обробці, а асфальт переробляють на бітум або кокс.

Нафтохімічний варіант переробки нафти порівняно з попередніми варіантами вирізняється більшим асортиментом нафтохімічної продукції й у зв'язку із цим найбільшою кількістю технологічних установок і високими капіталовкладеннями. Нафтопереробні заводи, будівництво яких здійснювалося в останні десятиліття, орієнтовані на нафтохімічну переробку. Нафтохімічний варіант переробки нафти являє собою складне поєднання підприємств, на котрих, крім виробництва високоякісних моторних палив і мастил, не лише відбувається підготовка сировини (олефінів, ароматичних, нормальних та ізопарафінів вуглеводнів тощо) для важкого органічного синтезу, але й здійснюються складні фізико-хімічні процеси, пов'язані з багатотоннажним виробництвом азотних добрив, синтетичного каучуку, пластмас, синтетичних волокон, мийних речовин, жирних кислот, фенолу, ацетону, спиртів, етерів і багатьох інших хімікалій.

9.6. Переробка вуглеводневих газів

Природні вуглеводневі гази, які видобувають з надр, умовно розділяють на природні, нафтові гази, гази конденсатних родовищ, метан вугільних родовищ. Ці гази є сумішшю вуглеводнів метанового ряду – метану, етану, пропану, бутанів тощо.

Природні гази – це гази газових і газоконденсатних родовищ. Природні гази газових родовищ дуже бідні важкими вуглеводнями; переважаючим компонентом їх є метан (93...98%), тому вони використовуються в основному для паливно-енергетичних потреб і як сировина в хімічній промисловості.

Гази газоконденсатних родовищ також складаються в основному з метану, але містять деяку кількість висококиплячих вуглеводнів, які при зниженні тиску перетворюються на конденсат.

Газовий конденсат в природних умовах являє собою розчин в газі більш важких вуглеводнів. Це суміш рідких вуглеводнів (C_5H_{12} і вищі), що виділяється з природних газів при експлуатації газоконденсатних покладів в результаті зниження температури і пластового тиску (нижче за тиск початку конденсації). Вміст газового конденсату в газах різних родовищ коливається від 12 до 700 $см^3$ на 1 $м^3$ газу. Виділений із природного газу при зниженому тиску і температурі в результаті зворотньої конденсації газовий конденсат по зовнішньому вигляду є безбарвною або слабко забарвленою (коричневобурою) рідиною з густиною 700….800 $кг/м^3$ і температурою початку кипіння 30….70 ^{0}С. Склад газового конденсату приблизно відповідає бензиновій або гасовій фракції нафти або їх суміші. Газовий конденсат є цінною сировиною для виробництва моторних палив, а також для хімічної переробки. Газовий конденсат використовується як паливо, а також для переробки в прямогінний бензин (з октановим числом менше 65), дизельне і пічне паливо.

Добування газового конденсату здійснюють із зворотним закачуванням в пласт газу, очищеного від бензинової фракції.

Для отримання конденсату з газу використовують масляну абсорбцію або низькотемпературну сепарацію.

Для доставки газового конденсату моторним транспортом його стабілізують ректифікацією або витримують при атмосферному тиску і підвищеній температурі для усунення легколетких фракцій. Практикується також доставка нестабільного газового конденсату по трубопроводу під власним тиском на газопереробні заводи для забирання легколетких фракцій і кінцевої переробки.

Нафтові гази характеризуються підвищеним вмістом пропану, бутану і бензинових фракцій вуглеводнів і пониженим вмістом метану і є основною сировиною газопереробних заводів.

В деяких газах поряд з вуглеводнями можуть міститися: гелій, азот, діоксид вуглецю, сірководень та інші невуглеводневі компоненти. Кількість та вміст їх змінюється в широких межах. Ресурси етану, пропану, бутанів та важчих вуглеводнів сировинної бази промисловості органічного синтезу значно менші від метану.

Нафтові та природні гази є головними джерелами одержання одного з найважливіших та перспективних видів хімічної сировини – етану, з якого виробляють етилен, необхідний для виробництва пластичних мас, оксиду етилену, поверхнево-активних речовин та багатьох інших продуктів і напівпродуктів (за обсягом та структурою споживання етилену визначають рівень розвитку промисловості ор-

ганічного синтезу). У перспективі етан може перетворитись з альтернативної на основну вуглеводневу сировину – ведуться розробки синтезу вінілхлориду, ацетальдегіду, етилового спирту та інших продуктів безпосередньо з етану, обминаючи стадію виробництва етилену.

Метан вугільних родовищ – попутна корисна копалина, яка міститься у вугільних пластах і вмісних породах. Є джерелом для одержання моторного палива (замінник нафтопродуктів) і може використовуватися для одержання теплової та електроенергії.

На газопереробних заводах (ГПЗ) з нафтових та природних газів одержують велику кількість пропану, який у чистому вигляді або в суміші з бутаном використовують як нафтохімічну (піролізну) сировину, комунально-побутове та моторне палива, для вогневої культивації ґрунту, сушіння сільськогосподарської продукції тощо.

Окрім етану та пропану, з нафтових та природних газів вилучають n-бутан, ізобутан, n-пентан та ізопентан, які застосовують для виробництва синтетичного каучуку, комунально-побутового та моторного палив. Висока ефективність використання етану, пропану та інших гомологів метану тривалий час стимулює розвиток видобутку та виробництва цієї сировини в багатьох країнах (зокрема, в США та Канаді). Світова практика доводить, що за наявності великих покладів природних і нафтових газів на базі цієї сировини можна створити багатотоннажні високорентабельні виробництва етану, зріджених газів (пропану, бутанів) та інших видів вуглеводневої сировини і моторного палива, обсяги виробництва яких можна порівнювати з ресурсами сировини і моторного палива, одержаними внаслідок поглиблення переробки нафти.

Актуальність комплексного підходу до використання ресурсів нафтових і природних газів зростає, оскільки збільшення виробництва моторних палив і нафтохімічної сировини забезпечуватиметься, насамперед, збільшенням потужностей вторинних процесів переробки нафти і введенням потужностей з переробки вугілля, для будівництва яких потрібні великі капіталовкладення.

Під час очищення та переробки газу одержують у великих кількостях дешеву сірку, гелій та інші неорганічні продукти, які необхідні для розвитку низки галузей економіки. Завдяки наявності великих потужностей з переробки природних газів, що містять сірководень, Канада займає друге місце в світі з виробництва сірки. Перше місце з виробництва гелію – одного з найважливіших та перспективних промислових продуктів належить США.

Мінерально-сировинні ресурси нафтових, газових та газоконденсатних родовищ є величезним національним багатством, раціональне використання якого залежить, зокрема, від наявності потужностей з переробки природних та нафтових газів. У світі природний та нафтовий газ почали переробляти у двадцятих роках минулого століття. Найактивніше цей напрямок розвивався у США, Канаді та інших країнах. Головні етапи розвитку переробки газу наступні:

Перший етап (20-і – 40-і роки XX ст.) називають "ерою газового бензину", оскільки газопереробні заводи (ГПЗ) (тоді їх називали газобензиновими заводами) будували для вилучення газового бензину і підготовки газу до транспортування. Щоб запобігти утворенню кристалогідратів та конденсації важких вуглеводнів у газопроводах на ГПЗ з газу виділяли механічні домішки та вільну вологу (вода та вуглеводневий конденсат), осушували газ до заданої точки роси та виділяли з газу газовий бензин (він складався переважно з пентанів та інших важчих вуглеводнів). У цей період на заводах переважали компресійні методи осушування та відбензинювання газу – газ компримували до певного тиску і охолоджували водою, внаслідок чого відбувалася конденсація парів води та важких вуглеводнів.

Другий етап (50 – 60-ті роки) називають "ерою зріджених газів", оскільки газопереробні заводи почали будувати насамперед для виділення зріджених газів (пропану та бутанів), які використовували як комунально-побутове і моторне паливо та нафтохімічну сировину. Водночас з пропаном і бутаном з газу виділяли газовий бензин. Схеми переробки нафтового та природного газів ускладнились: спочатку застосовували абсорбційні схеми з водяним (повітряним) охолодженням потоків, згодом почали використовувати процес абсорбції за низьких температур та високих тисків (низькотемпературна абсорбція). На таких заводах виділення пропану становить 80 – 85 %. На газопереробних заводах, як і раніше, готують газ до транспортування, але ця технологічна операція здійснюється тепер через необхідність глибшої переробки газу. На деяких ГПЗ водночас з низькотемпературною абсорбцією (НТА) почали застосовувати схеми низькотемпературної конденсації (НТК).

Третій етап (починається з середини 60-х років) називають "ерою етану", оскільки на заводах водночас з традиційними продуктами почали одержувати товарний етан (етанові фракції). Для виділення етану використовують насамперед схеми НТА і НТК з різними холодильними циклами та турбодетандерними розширювальними машинами. На сучасних ГПЗ вихідний газ можна охолод-

жувати до мінусових температур (80 – 100) ^{0}С, а вилучення етану може сягати 80 – 90 % від його потенційного вмісту в сировині.

Наприкінці 90-х років XX ст. у США функціонувало близько 750 газопереробних заводів загальною потужністю 719 млрд. м^3 газу на рік. Середня потужність заводу становила близько 900 млн. м^3 на рік, але понад 550 ГПЗ мали продуктивність від 3 до 500 млн. м^3 на рік. Максимальна потужність ГПЗ (млрд. м^3 газу на рік) становила: у США – 25, у Саудівській Аравії – 15, у Російській Федерації – 45.

Останнім часом спостерігається тенденція до збільшення одиничних потужностей технологічних ліній та газопереробних заводів. На нових ГПЗ будують комбіновані установки, на яких поєднані декілька технологічних процесів, необхідних для переробки газу (є заводи, де всі головні технологічні процеси поєднують в одному блоці). За наявності високопродуктивного компресорного, теплообмінного та іншого обладнання заводи проектують так, що кожна технологічна лінія має один компресор, один теплообмінник, один турбодетандер тощо. Такий підхід до проектування зменшує капітальні вкладення, спрощує обслуговування і підвищує надійність роботи ГПЗ.

В Україні зріджений газ виробляють нафтопереробні заводи та ГПЗ, останні підпорядковуються АТ "Укргазвидобування" і ПАТ "Укрнафта", які є структурними підрозділами НАК "Нафтогаз України". За даними Держкомстату за 2000 рік НПЗ виробили 105 тис. т, а підрозділи НАК "Нафтогаз України" за 2002 рік досягли рівня виробітку 308,1 тис. т скрапленого газу.

У підпорядкуванні АТ "Укргазвидобування" три газопереробні заводи: Шебелинське відділення з переробки газового конденсату та нафти (ШВПГКН) потужністю близько 720 тис. т газового конденсату на рік; Селещинський технологічний цех стабілізації конденсату (СТЦСК) проектною потужністю 1,2 млн. т нестабільного газового конденсату на рік; Яблунівське відділення переробки газу (ЯВПГ), потужності якого дають змогу переробляти за рік 2 млрд. м^3 природного газу виробляючи до 95 – 100 тис. т зрідженого газу і 1,8 – 1,9 млрд. м^3 очищеного природного газу.

ПАТ "Укрнафта" підпорядкований: Гнідинцівський ГПЗ (частка його виробництва становить 2/3 від всієї потужності "Укрнафти" за зрідженим газом і стабільним бензином); Качанівський ГПЗ – основна продукція заводу – зріджений газ і стабільний бензин, в незначній кількості моторне паливо; Долинський ГПЗ, який базується на Долин-

ському, Пасічнянському і Бориславському виробництвах (продукція заводу – зріджений газ і стабільний газовий бензин).

Способи переробки вуглеводневих газів.

Переробка газового конденсату. При переробці конденсату на газопереробному або нафтопереробному заводі отримують зріджений газ, бензин і дизельне паливо.

Бензини з газового кондесату або з жирного газу виробляють на заводських і окремих високотехнологічних установках. Завод де виробляють бензин називається завод стабілізації конденсату (ЗСК).

Газопереробний завод призначений для уловлювання з природних або попутних газів бензинових фракцій, а також пропану і бутанів. Сухий газ частково використовують на потреби заводу, а основну його масу направляють в газопроводи для використання в якості побутового або промислового палива, хімічної сировини.

На газопереробних заводах застосовують різні технологічні схеми переробки вихідної вуглеводневої сировини, що характеризуються різним ступенем глибини вилучення і чистоти кінцевих рідких продуктів. До обладнання, яке використовується на газопереробних заводах належить теплообмінна апаратура, абсорбери, відганяючі колони, ректифікаційні колони, підігрівачі вогневі і парові, апаратура осушки газу, випарники і конденсатори холодильної установки. Газопереробні заводи мають також установки з осушення і очищення газу від сірководню.

Абсорбційні газопереробні заводи за технологією і структурою є досить складними підприємствами. Продукти попередніх по ходу сировини колон служать сировиною для подальших колон, в зв'язку з чим потрібна чітка узгодженість технологічних режимів не лише основних процесів, але й допоміжних служб. Такі заводи мають велике паросилове і допоміжне господарство.

Переробка нафтових газів зводиться до виділення з них бензину, отримання зріджених газів і індивідуальних вуглеводнів. Схематично це можна зобразити так: газ → нестабільний газовий бензин → стабілізація → фракціонування → зріджений газ → індивідуальні вуглеводні.

Відповідно до цієї схеми на газопереробному заводі здійснюють:

1) стиснення газу до тиску, необхідного для переробки сирого газу і для транспортування відбензиненого газу магістральними газопроводами до споживачів;

2) видобування з сирого газу нестабільного бензину;

3) розділення нестабільного бензину, отриманого на заводі і ззовні (наприклад, з окремих нафтостабілізаційних установок) на стабільний бензин і індивідуальні вуглеводні: пропан, ізобутан і n-бутан.

Сирий газ надходить на завод під порівняно невеликим тиском (0,3...0,4 МПа). Усі газопроводи, що йдуть до заводу, сполучені в один вузол, який називається пунктом прийому газу, в якому заміряють кількість газу, що надходить по кожному трубопроводу. Потім газ одним потоком направляється на очищення.

Для очищення газу від механічних домішок встановлюють сепаратори різних конструкцій, робота яких заснована на тому, що при зменшенні швидкості руху газу, зміні напряму потоку або виникненні відцентрової сили з газу випадають пісок, пил, краплі вологи, масла і конденсату.

У газах деяких родовищ міститься значна кількість сірчаних сполук, головним чином сірководню, який є корозійною речовиною. Він дуже токсичний. Газ очищають від сірчаних сполук на спеціальних установках, на яких використовується здатність деяких хімічних сполук, зокрема моноетаноламіну, поглинати сірководень при низьких температурах і зниженні тиску.

Очищений від сірководню газ направляється на наступну стадію переробки – відбензинювання. Промислове значення мають чотири способи відбензинювання газів: компресорний, абсорбції, адсорбції, низькотемпературної ректифікації.

1. *Компресійний спосіб* – стиснення газу в компресорах і подальше його охолоджування. В результаті цього значна частина важких вуглеводнів, що входять до складу газу, переходить в рідкий стан і відділяється в сепараторах від незконденсованого газу. Компресійний спосіб застосовують для відбензинювання “жирних” газів з високим вмістом пропану, бутану і більш важких вуглеводнів. Цей спосіб, як правило, є допоміжним і поєднується з іншими способами відбензинювання.

2. *Спосіб абсорбції.* Суть його полягає в розчиненні рідким нафтопродуктом (наприклад, гасом) важких вуглеводнів, які містяться в газі. У спеціальній колоні, яка називається абсорбером, контактують абсорбент і газ, що переробляється. При цьому поглинаючу рідину (абсорбент) подають у верхню частину колони. Стікаючи по насадці або тарілках вниз, абсорбент багато разів стикається з потоком газу, що йде від низу до верху.

Збагачений вуглеводнями абсорбент відводиться з низу колони на десорбцію, при якій видобуті вуглеводні, які утворюються після

конденсації нестабільного бензину, відпарюються з нього. Регенерований абсорбент охолоджується і використовується знову.

Застосування способу абсорбції є найраціональнішим для відбензинювання газів, які містять в 1 $м^3$ більше 100 г пропану, бутану й інших важких вуглеводнів.

3. *Адсорбційний спосіб* заснований на здатності твердих пористих матеріалів (адсорбентів) поглинати (адсорбувати) пари і гази. Газ пропускають через циліндрові апарати – адсорбери, наповнені адсорбентом, наприклад активованим вугіллям. Адсорбент поглинає з газу переважно важкі вуглеводні і з часом насичується ними. Для витягування поглинених вуглеводнів і відновлення адсорбційної здатності насичений адсорбент обробляють гострою водяною парою. Суміш водяної і вуглеводневої пари охолоджується і конденсується. Отриманий нестабільний бензин легко відділяється від води при відстоюванні. Для забезпечення безперервного відбензинювання газу ставлять декілька періодично працюючих адсорберів, які почергово відключаються на десорбцію. Така система роботи є *напівбезперервною*.

Процес адсорбції може здійснюватися і в *безперервно* діючих апаратах. При цьому відбензинювання проводять шаром активованого вугілля, який рухається назустріч газу. Цей процес носить назву *гіперсорбції*. У ньому поєднуються одночасно відбензинювання і фракціонування, тобто в цьому процесі сирий газ розділяється на сухий, індивідуальні вуглеводні і газовий бензин. Вуглеадсорбційний спосіб доцільно застосовувати для відбензинювання газів, в яких вміст пропану, бутану і вищих вуглеводнів не перевищує 50 г/$м^3$, а також газів, які містять повітря. Перероблюваний газ не повинен містити сірководню, з якого утворюється сірка, що забиває пори вугілля, внаслідок чого вугілля стає непридатним для подальшої роботи.

4. *Спосіб низькотемпературної ректифікації* полягає в тому, що із стиснутого газу після попереднього охолоджування до мінусових температур виділяється конденсат. Суміш газу і конденсату або відсепарований конденсат надходить в колону ректифікації. На верху колони підтримується негативна температура, а низ її підігрівається. В результаті зріджений газ розділяється: важкі вуглеводні збираються в нижній частині, а легкі у вигляді залишкового газу виходять у верхню частину колони. З низу колони безперервно відводиться отриманий з газу нестабільний бензин.

Низькотемпературний спосіб відбензинювання доцільний тоді, коли необхідно забезпечити максимальне видобування з газу індивідуальних вуглеводнів – пропану і етану.

Присутність в газі вологи при високому тиску і низьких температурах може привести до утворення гідратів і тим самим спричинити часткову або повну закупорку газопроводу. Для запобігання утворенню пробок гідратів і забезпечення безаварійного перекачування газ перед подачею в магістральний газопровід піддають осушенню на спеціальній установці.

Видалення з газового бензину метану, етану, пропану і частково бутану називається *стабілізацією*. Для стабілізації газового бензину застосовують спеціальні стабілізаційні установки.

Отриманий на відбензинювальній установці нестабільний бензин направляють на газофракціонувальну установку. На цю ж установку може надходити з нафтостабілізаційних установок нестабільна фракція нафти. Робота газофракціонувальної установки, на якій розділяють нестабільний газовий бензин на фракції (індивідуальні вуглеводні або їх групи), заснована на різниці температур кипіння цих фракцій.

В результаті фракціонування нестабільного бензину отримують звільнений в значній мірі від легких вуглеводнів бензин та індивідуальні вуглеводні (пропан, ізобутан, нормальний бутан). Вони є товарною продукцією заводу.

9.7. Хімічна переробка нафтової та газової сировини

Для нафтохімічного виробництва використовують попутні нафтові й природні гази, які у своєму складі містять до 97% вуглеводнів, а також рідкі продукти нафтопереробки у вигляді низькооктанових бензинів прямого перегону, побічних продуктів, котрі утворюються при виробництві бензолу, толуолу, та ароматичні вуглеводні, наприклад бензол тощо.

Ароматичні вуглеводні необхідні для виробництва пластичних мас, синтетичного волокна та інших хімічних продуктів. При виробництві мил використовують синтетичні жирні кислоти. Ці кислоти отримують з нафтового парафіну, який міститься в багатьох нафтах.

У багатьох галузях промисловості – лакофарбовій, гумовій, харчовій – потрібна велика кількість різних розчинників. Основним джерелом їх отримання також є нафта.

Синтетичний каучук, пластмаси, синтетичні волокна, сажу і багато інших продуктів одержують на основі нафтової сировини.

Але нафтову сировину у вигляді попутного газу та рідких наф-

топродуктів не можна відразу піддати переробці в товарні продукти хімічної промисловості. Для такої переробки потрібно попередньо отримати хімічно активні, реакційно-здатні вуглеводні, до яких у першу чергу відносять ненасичені вуглеводні (олефіни). Особливе значення для багатьох хімічних процесів мають найпростіші олефіни: етилен C_2H_4, пропілен C_3H_6 і бутилен C_4H_8.

Основним промисловим методом отримання олефінових вуглеводнів є піроліз різної газоподібної та рідкої нафтової сировини. Піроліз нафтової сировини здійснюють у спеціальних трубчастих печах із трубами з жаротривких сплавів при температурі газу на виході з печі до 830 °С і з наявністю пари. Робочий тиск у печі при цьому дорівнює або трохи вищий атмосферного.

Для одержання окремих індивідуальних олефінів (етилену й пропілену) продукти піролізу розділяють на спеціальних установках. Поділ виконують методами ректифікації із застосуванням охолодження до – 100 °С та тиску до 3 – 4 МПа.

Ненасичені вуглеводні для хімічної переробки отримують також і на нафтопереробних заводах при виробництві паливних продуктів. Вони утворюються в результаті вторинної переробки нафтової сировини на установках термічного, каталітичного крекінгу в результаті коксування важких нафтових залишків та інших процесів.

Газоподібні продукти від цих процесів розділяють на газофракційних установках (ГФУ) з виділенням окремих вуглеводнів, які надходять на хімічну переробку.

Ароматичні вуглеводні, наприклад бензол, отримують шляхом переробки бензинових фракцій з вузьким інтервалом кипіння методами каталітичної ізомеризації та дегідрування.

Легкі ароматичні вуглеводні – бензол, толуол і ксилоли – утворюються при каталітичному риформінгу переважно із циклічних нафтенових вуглеводнів. Чим більше в сировині нафтенових вуглеводнів, тим більше утворюється ароматичних вуглеводнів. Як каталізатор для цього процесу застосовують платину, яку наносять у вигляді найдрібніших частинок на алюмогелевий носій.

З газів вузької фракції, одержуваних у газофракційних установках, установках з гідратації, окиснення, алкілування, полімеризації, отримують хімічні продукти, які слугують сировиною для різних синтетичних речовин.

Сутність основних технологічних процесів при хімічній переробці нафтових газів і рідких вуглеводнів полягає в наступному.

Полімеризація – процес з'єднання різних або однакових простих молекул (мономерів) в одну гігантську молекулу.

Каталітична полімеризація – той же процес з'єднання мономерів, але при впливі каталізатора – речовини, що прискорює і направляє реакцію, але не бере участь у ній. Отримані в результаті полімеризації речовини називаються *полімерами*.

Зазвичай легко полімеризуються молекули, котрі мають подвійний чи потрійний зв'язок, тобто ненасичені. Наприклад, за певних умов молекули газу етилену з'єднуються й утворюють тверду речовину – поліетилен. Хімічну реакцію полімеризації в цьому випадкові можна записати в такий спосіб:

$$nC_2H_4 \rightarrow (C_2H_4)_n,$$

де *n* – число, яке може змінюватися від двох до тисячі та більше.

Дегідрування – реакція, при якій від молекули вихідного вуглеводню відривається один або декілька водневих атомів. За допомогою дегідрування можна перетворювати насичені вуглеводні в більш реакційно-здатні ненасичені (олефіни). Так, етан можна перетворити в етилен, а бутан в бутилен:

$$C_2H_6 \rightarrow C_2H_4 + H_2;$$

$$C_4H_{10} \rightarrow C_4H_8 + H_2.$$

Подальшим дегідруванням олефінів отримують діолефіни (з'єднання з двома подвійними зв'язками, наприклад бутадієн):

$$C_4H_8 \rightarrow C_4H_6 + H_2.$$

Гідрування – реакція, зворотна дегідруванню, яка полягає в приєднанні водню до вуглеводнів. Гідрування широко застосовується при переробці нафти. Гідруючи, наприклад, олефіни, отримують парафіни. Піддаючи гідруванню ароматичні вуглеводні, одержують граничні циклічні вуглеводні.

Окиснення – безпосередній вплив на вуглеводні кисню чи повітря. Шляхом окиснення отримують кислотовміщувальні сполуки: кислоти, спирти, альдегіди, кетони, оксиди олефінів тощо.

Гідратація – реакція приєднання води до ненасичених вуглеводнів. У результаті гідратації одержують спирти.

Алкілування – процес взаємодії переважно низькомолекулярних олефінів (етилену, пропілену, бутилену) з парафіновими або ароматичними вуглеводнями. Так, у процесі реакції алкілування бензолу етиленом і пропіленом отримують етилбензол та ізопропілбензол. Етилбензол необхідний у виробництві синтетичного каучуку і пластмас; з ізопропілбензолу виробляють фенол і ацетон. За допомогою алкілування в нафтопереробній промисловості одержують високооктанові компоненти моторних палив.

Сульфування – реакція взаємодії ароматичних вуглеводнів із сірчаною кислотою. У результаті такої реакції отримують сульфокислоти, які слугують вихідною речовиною для багатьох синтезів.

9.8. Основні нафтохімічні виробництва

Синтетичний каучук. Синтетичний каучук (СК) є найважливішим технічним матеріалом для промисловості.

Він являє собою високополімерний продукт, що складається в основному з вуглеводнів.

Цінною властивістю як натурального, так і синтетичного каучуку є їх здатність у результаті вулканізації переходити в гуму – високоеластичний продукт, який зберігає свої властивості в досить широких температурних межах. Гума, як і каучук, водонепроникна та є прекрасним електроізоляційним матеріалом.

Синтетичні каучуки, які виготовляються промисловістю, поділяються на дві основні групи: загального і спеціального призначення. *Каучуки загального призначення* використовуються замість натурального каучуку для виробництва основної маси шинної та широкого асортименту гумової продукції. *Каучуки спеціального призначення* йдуть на виготовлення спеціальних, особливо морозо-, теплостійких гумових виробів, а також виробів, що контактують у процесі роботи з бензином, маслами та іншими розчинниками.

Залежно від складу вихідної сировини і напівпродуктів, з яких виходять СК, вони розподіляються на бутадієнові, бутадієнстирольні, бутадієнметилстирольні, поліізопренові, бутилкаучуки й ін.

Найпростіший технологічний процес отримання СК зводиться до такого. З етилену шляхом гідратації отримують етиловий спирт. У герметично закритих посудинах спирт випаровують. Потім температуру парів спирту, перекачаних у реактор, доводять до декількох сотень градусів за наявності спеціального каталізатора. Під дією висо-

кої температури відбувається розщеплення молекули спирту на молекулу водню, дві молекули води і молекулу бутадієну (дівінілу) (C_4H_6).

Одержаний таким чином дівініл очищають та потім піддають наступній хімічної операції – каталітичної полімеризації. При полімеризації молекули дівінілу з'єднуються між собою в довгий ланцюг – полімер, який і є молекулою каучуку-сирцю. Після обробки його в мішалках при зниженому тиску (для видалення газів) та прокатки отримують полотнища каучуку. Згорнутий у рулони він надходить на гумові заводи, де з нього виготовляють різноманітні вироби.

Синтетичний каучук також можна отримувати з бутану. Для цього з нього шляхом відбирання двох атомів водню (дегідрування) одержують бутилен, а при подальшому відбиранні від бутилену ще двох атомів водню – дівініл, з якого виробляють каучук.

Вуглеводень етилен не лише сировина для виробництва етилового спирту і синтетичного каучуку. Шляхом синтезу з нього отримують вибухові речовини й харчові жири. Полімеризуючи етилен за наявності хлористого алюмінію, виробляють високоякісне авіаційне мастило.

Пластмаси. При реакції з'єднання етилену з хлором утворюється біла порошкоподібна речовина, так звана полівінілхлоридна смола. Піддаючи її подальшій хімічній переробці, отримують *вініпласт* – тверду кристалічну речовину світлого кольору. Вініпласт негорючий і не має запаху, він не розчиняється в кислотах та лугах, на нього не діє навіть концентрована азотна кислота. Вініпласт легко розпилюється й обробляється на верстатах. Його можна різати і зварювати струменем нагрітого до 200 °С повітря. З вініпласту можна виготовляти деталі штампуванням, пресуванням та литтям.

Вініпласт іде на виробництво вентилів, труб, штуцерів, шлангів, арматури для хімічної промисловості, електроізоляційного матеріалу тощо. Він є основою таких пористих матеріалів, як піно-, пороласти і мипори. Вони легкі і мають чудові звуко- й теплоізоляційні властивості.

Для приготування піно- і пороластів до подрібненого в порошок вініпласту або інших подібних синтетичних смол, нагрітих до 140 – 150 °С, додають порофор – речовину, що виділяє велику кількість газів при нагріванні. Потім цю суміш ретельно перемішують, завантажують у металеві форми та нагрівають до тих пір, поки вона не розплавиться. Коли з порофору починає виділятися газ, розплавлена маса пузириться і величезна кількість газових бульбашок прагне піднятися на поверхню. Однак унаслідок високої в'язкості розігрітого

вініпласту їм важко вирватися з розплаву. У результаті обсяг завантаженого матеріалу, немов тісто, збільшується в кілька разів.

Пінопласт виходить тоді, коли утворені з порофору гази лише частково прориваються крізь розплавлену масу, а основна частина їх залишається всередині речовини й кожний пухирець замкнутий у маленькому об'ємі. Якщо ж велика частина газів прориваються назовні, а їх місце заповнюється атмосферним повітрям, то таку пластмасу називають *поропластом*.

Легкі матеріали отримують і без порофору, збиваючи спеціальною мішалкою рідку пластмасу до густої піни. Затвердівши, вона перетворюється в мипору – пластмасу з великою кількістю дрібних пор.

Одним з найбільш поширених видів пластмас є *поліетилен*. Це високомолекулярний продукт полімеризації етилену. Розрізняють два основних види цього матеріалу – поліетилен високого тиску й поліетилен низького тиску. Поліетилен високого тиску отримують шляхом полімеризації етилену при тиску від 100 до 300 МПа і температурі від 100 до 300 °С. Найчастіше застосовують тиск 150 МПа та температуру 220 – 280 °С. Для цього процесу потрібен етилен високої чистоти – 99,9%. Як каталізатор використовують кисень чи з'єднання, що розкладаються з виділенням кисню.

Полімеризацію етилену здійснюють у трубчастих змійовиках або апаратах з мішалками. При цьому близько 25% вихідного етилену перетворюється в полімер високої молекулярної ваги. Вихід полімеру з етилену досягає 98 – 99%.

З реактора продукти полімеризації й етилен, котрий не прореагував надходять у сепаратор. Тут відділяється етилен, що не містить кисню, який повертається на полімеризацію. Залишок у сепараторі є поліетиленом. Він швидко охолоджується і твердне. Отриману тверду масу після різання та пакування відправляють на заводи.

Поліетилен низького тиску являє собою порошок білого чи жовтого кольору. Одержують його шляхом полімеризації етилену безперервним методом за наявності спеціального каталізатора.

Разом з етиленом у реактор подають розчин каталізатора. Процес полімеризації протікає при тиску до 1 МПа і температурі 60 – 80 °С. Продукти полімеризації разом з розчинником з реактора направляються у випарник, де розчинник відділяється від полімеру.

Для видалення каталізатора полімер промивають спиртом та водою.

Поліетилен як високого, так і низького тиску має низку цінних властивостей: він легкий, гнучкий, може бути пофарбований у найрі-

зноманітніші кольори, легко піддається очищенню. Завдяки хорошим механічним та діелектричним властивостям, високій хімічній стійкості й водонепроникності його широко застосовують у багатьох галузях промисловості. Труби з поліетилену успішно використовують для водопроводів, іригаційних споруд, для перекачування продуктів на хімічних заводах. Ці труби вирізняються легкістю і хорошими теплоізоляційними властивостями. На них не утворюється вапняних відкладень, вони не лопаються й не виходять з ладу при замерзанні води.

Прекрасні властивості має інший пластичний матеріал – *тетрафторетилен*, або *тефлон*. Цю пластмасу отримують шляхом полімеризації мономерів, у яких атом вуглецю сполучений із двома атомами фтору. Такі мономери зазвичай виходять з етилену, замінюючи в його молекулах атоми водню атомами фтору. Молекула тефлону схожа на молекулу поліетилену, тільки в ній на місці водню знаходяться атоми фтору. Міцність тефлону на розрив майже дорівнює міцності сталі. Тефлон не можуть розчинити киплячі луги, кислоти, суміш азотної та соляної кислот не справляє на нього ніякої дії. Він розчиняється лише в металевому натрії, газоподібному фторі, трифтористому хлорі при високій температурі.

Вироби з тефлону не змінюють своїх властивостей навіть при – 100 °С і витримують нагрівання майже до 350 °С; вони не набухають у воді й не змочуються нею. Якщо прокатати тефлон між валками під тиском 10 – 20 МПа, утворюється тонка, надзвичайно міцна та еластична плівка.

Властивості цієї пластмаси дозволяють успішно використовувати її в промисловості для виготовлення різних прокладок шлангів, труб, клапанів, для електричної ізоляції, а також у хірургії.

Синтетичні волокна. Ці волокна знайшли широке застосування в різних галузях народного господарства і для побутових потреб населення.

Найбільшого розповсюдження набули такі види синтетичних волокон: капрон, лавсан, нітрон, анід та ін.

Вихідним матеріалом для вироблення *капрону* є капролактам. Цей продукт отримують у результаті складної хімічної переробки фенолу або бензолу.

Отриманий капролактам у розплавленому вигляді в суміші з водою і стабілізаторами піддають полімеризації. При цьому утворюється капронова смола. Полімеризацію здійснюють при температурі 250 °С за наявності інертного газу – азоту, що не містить домішок кисню.

Капронову смолу видавлюють з апарату азотом у холодну воду у вигляді стрічки. Застиглу, тверду масу подрібнюють і після виділення залишків вихідного капролактаму, який не вступив в реакцію полімеризації, використовують для виготовлення капронового волокна.

Капрон забарвлюють шляхом додавання фарбника в подрібнену тверду капронову масу.

Вихідним продуктом для вироблення *лавсану* є параксілол, який отримують шляхом каталітичної переробки бензинових фракцій на установках каталітичного риформінгу.

Лавсан має високу міцність, стійкість до світла, стирання і негоди. Його випускають у вигляді шовку та штапелю. Штапель-лавсан використовують для вироблення якісних вовняних тканин для костюмів і пальто.

Жиразамінники та миючі речовини. Широке застосування знайшли синтетичні миючі засоби – пральні порошки і рідини. Ці засоби мають високу миючу здатність у воді різної жорсткості, включаючи й морську; вони повністю витрачаються на прання і не губляться при взаємодії із солями, що містяться у воді.

Початковою сировиною для отримання миючих засобів є синтетичні жирні кислоти. Ці кислоти одержують при окисненні нафтового парафіну.

Для отримання необхідних у миловарінні кислот та запобігання побічним реакціям при окисненні вихідний парафін повинен бути очищений від ароматичних, нафтенових і ненасичених вуглеводнів. Крім того, для окиснення має бути виділена фракція парафіну в межах кипіння 320 – 450 °С.

Очищення й дистиляцію парафіну виконують на нафтопереробних заводах; на окиснювальні установки передають підготовлену сировину.

Окиснення парафіну здійснюють періодичним або безперервним способом, при атмосферному тиску і температурі 105 – 130 °С. Як каталізатор застосовують марганцевокислий калій.

У результаті окиснення виходить так званий оксидат, що складається з частини, що не омилюється (в основному неокисненного парафіну) й кислої частини (жирних насичених кислот).

Для відділення неокисненого парафіну від жирних кислот оксидат обробляють лугом – їдким натром. При цьому жирні кислоти омилюються з утворенням солей – мила. Омилення здійснюють деяким надлишком лугу при температурі 90 °С.

Отриману в результаті омилення суміш парафіну і солей жирних кислот, що зветься мильним розчином, перекачують у спеціальний апарат для відділення неомилюваного парафіну.

У цьому апараті виділяють до 50 – 70% неомлюваних парафінів від загальної їх кількості.

Остаточне відділення неомилюваних парафінів виконують термічною обробкою мильного розчину в спеціальній печі у дві стадії – під тиском 12 – 13 і 1 МПа. Виділений парафін після промивання і очищення направляють на окиснення. Сухе мило розплавляють і змішують з насиченим розчином сульфату натрію. Отриману суміш, звану мильним клеєм, обробляють 92 – 96-процентною сірчаною кислотою, при цьому мило розкладається з виділенням жирних кислот і сульфату натрію. Жирні кислоти після відстоювання, фільтрації та промивання водою піддають дистиляції під вакуумом.

При окисненні парафіну поряд з кислотами для миловаріння одержують до 37 – 38% інших кислот, які знаходять застосування в різних галузях промисловості. Для миловаріння використовують кислоти із числом вуглецевих атомів від 10 до 20. Кислоти із числом вуглецевих атомів від 5 до 6 застосовують для виробництва спеціальних мастил, кислоти із числом вуглецевих атомів 7 – 9 – для отримання жирних спиртів, а кислоти із числом вуглецевих атомів вищим, ніж 20, – для виробництва консистентних мастил.

Одним з основних синтетичних матеріалів для одержання миючих засобів є сульфанол. Розроблено декілька технологічних схем виробництва цього продукту. Уперше сульфанол було отримано з вузьких фракцій гасу, які википають у межах температур 220 – 245 °С.

Добре очищений гас обробляють хлором при температурі 60 °С. У результаті виходить хлорований гас – алкілхлорид. Хлорним гасом обробляють (алкілують) бензол, у результаті чого виходить алкілбензол. Після відділення непрореагованого бензолу та інших вуглеводнів його обробляють сірчаної кислотою (сульфують).

Сульфанол одержують у вигляді пасти. Після сушіння і формування його направляють для виготовлення миючих засобів.

Для виробництва сульфанолу замість гасу використовують іншу сировину. Розроблено способи отримання сульфанолу з полімерів пропілену. При цих способах виключається процес хлорування. Алкілування бензолу здійснюють полімером пропілену.

Важливими продуктами для отримання миючих порошків є алкілсульфати, котрі виходять з вищих жирних спиртів шляхом їх сульфування. Утворені при цьому сульфоз'єднання – сульфоефіри

спиртів – обробляють лугом (нейтралізують), у результаті чого виходить натрієва сіль сульфоефірів – *сульфонат*.

Вищі жирні спирти виробляють з жирних кислот, що утворюються при окисненні парафіну.

Для одержання спиртів жирні кислоти піддають гідрогенізації за наявності каталізатора. Спирти можна також отримувати і шляхом прямого окиснення парафіну.

Описані продукти хімічного синтезу різноманітної вуглеводневої сировини не вичерпують усіх можливостей нафтохімії.

Контрольні питання

1. *В якому році у Львові було вперше здійснено фракційну перегонку нафти?*
2. *Які продукти одержують з нафти?*
3. *В якій галузі найбільше знаходять застосування продукти переробки нафти?*
4. *На які групи поділяють методи переробки нафти і рідких нафтопродуктів?*
5. *В яких галузях застосовуються продукти переробки нафти?*
6. *Яким методом, як правило, відбувається розділення продуктів нафтопереробки?*
7. *Які основні процеси мають місце у процесі переробки нафти?*
8. *Що являє собою нафта в фізичному сенсі?*
9. *Який процес називають перегоном нафти?*
10. *Які фракції нафти називаються легкими?*
11. *Які фракції нафти називаються важкими?*
12. *Як називаються фракції нафти, відігнані в широких температурних межах?*
13. *Який процес називається фракційною перегонкою нафти?*
14. *Що являє собою ректифікаційна колона?*
15. *Який процес переробки нафти отримав назву крекінгу?*
16. *В чому полягає процес коксування важких нафтових залишків?*
17. *Які гази називають природними газами?*
18. *Який продукт називають газовим конденсатом?*
19. *Чим характеризуються нафтові гази?*
20. *Які продукти отримують на газопереробному або нафтопереробному заводі при переробці газового конденсату?*

СЛОВНИК ВИКОРИСТАНИХ У ПІДРУЧНИКУ ТЕРМІНІВ

Барель – одиниця вимірювання об'єму в системі англійських мір. Скорочення: *бр.* Значення залежить від того, що вимірюється:

– сухий барель – 115,628 дм^3;

– нафтовий барель – 158,98 дм^3 (літрів);

– англійський барель (для сухих речовин) – 163,65 дм^3.

Дедвейт (англ. *Deadweight*, скорочено DWT) – повна вантажопідйомність судна: сумарна величина ваги змінних вантажів у тоннах, тобто сума ваги всього корисного вантажу, що перевозиться судном (пального, мастила, технічної та питної води, пасажирів з багажем, екіпажу та продовольства).

Дедвейт являє собою різницю між повною та порожньою водотоннажністю, і є показником максимально допустимого завантаження судна, при якому забезпечується його безпечний хід. В окремих випадках дедвейт може використовуватись для позначення фактичного рівня завантаження судна.

Діапір *(від грец. Diapeiro – протикаю, пронизую)* – куполо- або валоподібні антиклінальні складки з інтенсивно зім'ятим ядром, яке може зрізати крила складки. Діапірові складки і куполи виникають за рахунок видавлювання з нижніх горизонтів високопластичних порід – солей, глин. При нерівномірному розподілі тиску пластичний матеріал нагнітається з одних ділянок в інші, утворюючи характерні «роздуви» – ядра нагнітання. В інших випадках цей матеріал повністю прориває товщу верхніх порід і формує ядра протикання, які, разом з вміщуючими їх і створеними ними антикліналями створюють велике сімейство різноманітних діапірових складок.

Дистиля́ція, перего́нка (англ. *refining, distillation*) – процес розділення твердих або рідких речовин, чи їхньої суміші, на складові компоненти шляхом випаровування з наступною конденсацією без доступу повітря. Процес дистиляції заснований на різній здатності речовин переходити в пароподібний стан залежно від термодинамічних умов (температури і тиску).

Довга тонна – імперська англійська тонна або довга тонна (англ. *Long ton, gross ton, weight ton*) дорівнює 2240 фунтів (1016,0469088 кг).

Геологічна ера – проміжок часу геологічної історії, протягом якого сформувалася ератема (група); підрозділяється на геологічні періоди; кілька ератем об'єднуються в еон. Наприклад: палеозойська, мезозойська, кайнозойської ера.

Геологічний вік – підрозділ геохронологічної шкали, що відповідає часові утворення відкладів одного ярусу. Частина геологічної епохи. За даними радіоізотопних визначень, тривалість віків у палеозої близька до 10 млн. років, а в мезозої і кайнозої – до 5 – 6 млн. років.

Геологічний період – це ділянка геохронологічної шкали, підінтервал геологічної ери.

На геохронологічній шкалі більшість періодів поділяються на менші одиниці, які називаються *епохи*.

У стратиграфії геологічний період відповідає геологічній системі, тобто геологічний період – це проміжок часу, протягом якого відклався шар порід, що утворюють відповідну геологічну систему.

Геологічна система є основною одиницею міжнародної стратиграфічної шкали, як відповідна природному етапу в розвитку земної кори і біосфери Землі.

Розрізняють такі геологічні періоди:

– у кайнозої:
четвертинний
неогеновий
палеогеновий

– у мезозої:
крейдовий
юрський
тріасовий

– у палеозої:
пермський
кам'яновугільний
девонський
силурійський
ордовицький
кембрійський

– у неопротерозої:
едіакарський
кріогеновий
тонійський

– у мезопротерозої:
стенійський
ектазійський
калімійський

– у палеопротерозої:
статерійський
орозирійський
ріасійський
сидерійський

Епоха геологічна *(англ. Geological epoch)* – підрозділ геохронологічної шкали, що відповідає часові утворення відкладів одного відділу.

Складова частина періоду, поділяється на віки.

Абсолютна тривалість більшості епох – 10 – 30 млн років.

Поточна геологічна епоха – *голоцен*.

Міжнародною комісією зі стратиграфії (International Commission on Stratigraphy) у 2018 р. виділена Мейгалейська доба (англ. Meghalayan) – верхня підсерія голоцену, яка охоплює останні 4200 років голоцену. Більш ранні етапи Голоцену отримали назву Північногріппський (почався 8300 років тому) і Гренландський (почався 11700 років тому).

Желонка (англ. *bailer, sludge pump*) – металева посудина циліндричної форми, якою вичерпують рідину і зруйновану породу, пісок, бруд із свердловини на поверхню під час буріння, чищення піщаних пробок, доставляють у свердловину цементний розчин, здійснюють пробне відбирання рідини з пласта під час освоєння свердловин.

Розрізняють:

– желонку, що являє собою трубу з плоским чи тарілчастим клапаном внизу і дужкою для приєднання троса вверху (звичайна желонка),

– поршневу желонку, в якій всмоктування рідини і шламу в желонку після кожного удару по вибою здійснюється з допомогою поршня,

– пневматичну желонку, заповнення і розвантаження якої здійснюється під дією надлишкового тиску, що створюється в двох її камерах (пісковій і повітряній).

Желонка застосовується при бурінні свердловин ударно-канатним способом, підземному ремонті свердловин, випробуванні пластів і освоєнні свердловин.

Кепрок *(cap – шапка, rock – порода)* – в перекладі з англ. – покриваюча порода, покрив продуктивної світи, кам'яний капелюх соляного купола або рудної жили. У США та країнах заходу під терміном кепрок часто розуміють взагалі породи, незалежно від їх складу і походження, які відіграють роль непроникної покришки для нафтових і газових покладів. Геологи-нафтовики кепрок вважають кам'яним капелюхом над соляними куполами, де він в найбільш типових випадках представлений внизу ангідритом і гіпсом, які догори переходять в пористий вапняк з сіркою, іноді з асфальтом або нафтою і, нарешті, в щільний вапняк верхньої зони капелюха.

Кип'ячка, ропа – староукраїнська назва нафти; трапляється в документах XVI століття.

Кліренс (у морському нафтовидобуванні)– відстань від найнижчих точок нижніх конструкцій верхньої будови бурової платформи (за винятком опор) до морського рівня води.

Коалесце́нція (англ. *coalescence*) – злиття крапель рідини або газових (повітряних) бульбашок при їх зіткненні всередині середовища, яке рухається (рідина, газ), або на поверхні будь-якого тіла, за якими йде зміна фазових границь, що призводить до зменшення загальної поверхні.

Коффердам (в суднобудуванні) – невеликий простір між двома переділками, який завжди залишається порожнім, для захисту від спеки, пожежі або зіткнення. Танкери, як правило, мають коффердам попереду і в кормі стосовно вантажних танків, а іноді і між окремими танками.

Крипто- *(від грец. таємний, прихований)* – частина складних слів, яка вказує на якийсь прихований, таємний стан або дію.

Кристалі́чний щит – великий (до 1000 км впоперек) виступ фундаменту платформи, що зберігав протягом еволюції більш-менш постійне в плані й по висоті положення й лише епізодично, під час найбільших трансгресій заливався водами мілкого моря.

Український кристалічний щит – піднята південно-західна частина фундаменту Східноєвропейської платформи. Складений кристалічними сланцями, ґнейсами, ґранітами і іншими інтрузивними породами. Характеризується зниженим тепловим потоком і підвищеною (150 км) потужністю літосфери. Приклади кристалічних щитів – Український і Балтійський щити Східно-Європейської платформи, Алданський Сибірської, Канадський – Американської. В межах кристалічного щита відомі поклади залізняку (наприклад, Кривий Ріг), руд міді і нікелю (наприклад, Печенга), марганцю (Індія), золота (Західна Австралія, Південна Америка), слюди (Алданський щит), керамічної сировини і ін.

Либаки – перші збирачі нафти на Прикарпатті. Від «либати» – видобувати нафтопродукти найпримітивнішим способом. *«Береться кінський хвіст, згониться ним поверх води, то тота ропа набирається на волосінь, а з неї рукою зсувається до коновки»* (І.Франко).

Майко́пська се́рія – регіональний стратиграфічний елемент, загальна назва для порід олігоцен-нижньоміоценового віку, які поширені на великій території, від західного Причорномор'я до східного Передкавказзя. Вперше виділена і описана М. І. Андрусовим у Криму.

Складена піскувато-глинистими породами, переважно не вапнистими, потужністю від кількох десятків до 4000 м. Як правило залягає зі стратиграфічною перервою на різновікових утвореннях, від метаморфічних сланців і гнейсів протерозойського фундаменту Східноєвропейської платформи до мергелів середнього еоцену.

Мегацикл – найбільший часовий підрозділ в тектонічній історії Землі, що охоплює найважливіші перебудови її структури. Ранньопалеозойский мегацикл найбільш представницько охарактеризований на Північно-Американській платформі, де з ним пов'язано 11,1% запасів нафти і газу.

Міделъ судна (англ.*beam*) – ширина судна в його максимальному поперечному перерізі.

Міоце́н *(від давньогрецького μείων – «менший», «менш значний» і καινός – «новий», «сучасний»)* – рання епоха неогенового періоду, почалася 23,03 мільйонів років тому і закінчилася 5,333 мільйонів років тому. Міоцену передував олігоцен, а після нього настав пліоцен.

Оолі́ти *(англ. oolites, egg-stones)* – мінеральні утворення, дрібні (від сотих часток міліметра до 2,5 см) стяжки діаметром кілька міліметрів, звичайно більш-менш кулястої форми і концентрично-шкаралупчастої та радіально-променистої будови. Бувають вапнисті, залізисті, марганцеві тощо. Ололіти подекуди утворюють промислові родовища. Залізисті ооліти – різновид залізних руд (так звана бобова руда).

Оолітова порода (*англ. oolitic rock)* – гірська порода, яка складається з оолітів і цементуючої речовини. До цієї групи належать деякі карбонатні породи – оолітові вапняки і доломіти, а також частина залізних і манґанових руд (оолітові гідроґетити, бурі залізняки, оолітові лептохлоритові або гідроґетит-лептохлоритові руди, оолітові псиломелан-піролюзитові руди, деякі боксити.

Палеозойська ера, палеозой, PZ (*від грец. Πάλαιός – древній, грец. Ζωή – життя)* – геологічна ера в історії планети Земля, відома як епоха стародавнього життя. Перша ера фанерозойського еону. Наступна за неопротерозойською ерою і передує мезозойській. Почалася 541,0 ± 1,0 мільйонів років тому і закінчилася 251,902 ± 0,024 мільйонів років тому. Таким чином, вона тривала близько 289 млн років. Ділиться на 6 періодів: кембрій, ордовик, силур, девон, карбон і перм.

На початку ери південні материки були об'єднані в єдиний суперконтинент Гондвану, а до її кінця до нього приєдналися інші континенти і утворився суперконтинент Пангея. Почалася ера з кембрійського

вибуху таксономічного різноманіття живих організмів, а закінчилася масовим пермським вимиранням. Породи, що утворилися протягом палеозойської ери, називаються палеозойської групою. Цю групу вперше виділив в 1837 році англійський геолог Адам Седжвік.

Палеоценова епоха, палеоцен *(англ. Palaeocene; від давньогрецького παλεω – «давній» та ζεηος – «явний»)* – нижній відділ палеогенової системи (рання епоха палеогенового періоду). Нижня межа – 66,0 млн років верхня – 56,0 млн років тому. Нижня межа палеоцену є і нижньою межею кайнозою. Складається з трьох ярусів (віків):

– Данський ярус (66,0 – 61,6 млн р.);

– Зеландський ярус (61,6 – 59,2 млн р.);

– Танетський ярус (59,2 – 56,0 млн р.).

Клімат у середній смузі Європи та на сучасній території України був теплий, переважала теплолюбна рослинність. Геологічні відклади, що утворилися, складають палеоценовий відділ.

Panamax (укр. *Панамакс*) або також **PanMax** – клас морських суден, котрі можуть проходити шлюзами Панамського каналу. За сьогоднішніми маштабами габарити Panamax-суден є далеко не рекордними. Модерні танкери, що перевищують Панамакс-стандарти класифікуються як Postpanmax, Postpanamax або Overpanamax-судна. Судна, котрі занадто великі для проходу Панамським, а також Суецьким каналом, звуться Capesize (від англ. *Cape* – мис). Це судна, що мусять обходити Мис Горн та Мис Доброї Надії.

Парціа́льний тиск (від лат. *partialis* – частковий) – внесок газу певного роду в загальний тиск суміші газів і відповідає тиску, під яким перебував би газ, що входить до складу газової суміші, коли б він один займав об'єм, рівний об'ємові суміші при тій же температурі.

Рафінерія – нафтопереробний завод або невелике нафтопереробне виробництво.

Реборд (від фр. *reborde*) – виступаюча частина колеса, що запобігає бічному переміщенню колеса при його русі по рейках або канатах, а також зсуву ременя відносно шківа.

Ректифіка́ція (англ. *rectification, fractionation*) – розділення рідких сумішей, що містять два або кілька компонентів різної питомої ваги, багаторазовим випаровуванням суміші й конденсацією пари.

Ропа, нафтова ропа, скельний олій – давня (староукраїнська) назва нафти в Україні. Зустрічається в писемних джерелах XVI ст.

Ропа, роп'янка, ропиця – назви багатьох карпатських сіл, в яких відомі виходи нафти на земну поверхню.

Тектóніка *(грец. Τεκτονική – будівельна справа, від τεκταίνω – майструю, будую)* – наука (галузь геології), що вивчає структуру та рухи земної кори і підкорових мас та форми залягання гірських порід, створені цими рухами, досліджує геологічну історію й закономірності розвитку тектонічних рухів.

Туф *(від лат. Tūfus, tōfus)* – легка, зцементована, пориста гірська порода. Маючи високі декоративні властивості, являє собою цінний обробний будівельний матеріал . За способом геологічного утворення розрізняють основні типи туфів: вулканічні, вапняні і крем'янисті. Вапняні і крем'янисті туфи утворюють, на відміну від вулканічних туфів, групу гірських порід, об'єднаних генезисом – відкладенням карбонату кальцію або кременистої речовини з розчину в місцях виходу на земну поверхню мінеральних джерел.

Фація *(лат. Facies – особа, зовнішність, вигляд)* – поняття, що виникло в XIX столітті для позначення змін складу осадових гірських порід і поміщених в них органічних залишків в межах одного стратиграфічного горизонту на площі його поширення. Термін «фація» запропонований швейцарським геологом А. Гресслі (1814 – 1865 рр.). Він писав, що фація – шар або група шарів, що відображають середовище осадонакопичення.

ЛІТЕРАТУРА

1. Алиев Р. А., Белоусов В. Д., Немудров А. Г. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – Москва: Недра, 1988. – 368 с.

2. Бык С. Ш., Макогон Ю. Ф., Фомина В. И. Газовые гидраты. – Москва: Химия, 1980. – 296 с.

3. Білецький В. С., Орловський В. М., Дмитренко В. І., Похилко А. М. Основи нафтогазової справи. – Полтава: ПолтНТУ, Київ: ФОП Халіков Р.Х., 2017. – 312 с.

4. Біогаз в Україні. Розвиток при підтримці держави. URL: http://pagro.com.ua.

5. Биогаз / Объединение «Альтернативная энергия». URL: http://biogas.in.ua.

6. Біогазові когенераційні електростанції / TNG-ENERGY. Альтернативні джерела енергії. URL: http://www.tng-energy.com.ua.

7. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. – Київ: Реал-Принт, 2004. – 695 с.

8. Бойко В. С., Бойко Р. В. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу. – Т. 1-2, 2004 – 2006. – 560 + 800 с.

9. Бойко В. С. Технологія розробки нафтових родовищ. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 509 с.

10. Боровик Г. Чистий біогаз. *Агросектор. Журнал сучасного сільського господаря*. 2007. № 10. 11 (24 – 25). URL: http://journal.agrosector.com.ua.

11. Бугай Ю. Н., Балакиров Ю. А. Газогидратные месторождения. – К., МНТУ, 2001. 170 с.

12. Бучинський М. Я., Світлицький В. М. Системи верхнього приводу для буріння та підземного ремонту свердловин. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 78 с.

13. Василев А., Димитров Л. Оценка пространственного распределения и запасов газогидратов в Черном море. *Геология и геофизика*. – 2002. – Т. 43. №7. – С. 672 – 684.

14. Волович О. О. Регіональний філіал Національного інституту стратегічних досліджень у м. Одесі. *Стан і перспективи освоєння видобутку газогідратів в українському секторі Чорного моря". Аналітична записка*. URL: http://www.niss.gov.ua.

15. Бондаренко В. І. Газогідрати. Гідратоутворення та основи розробки газових гідратів: монографія. – Дніпропетровськ: Літограф, 2015. – 219 с.

16. Діяк І. В., Осінчук З. П., Савків Б. П. Газова галузь України. Становлення, досягнення, особистості. – К.: Світ успіху, 2009. – 320 с.

17. Діяк І. В., Осінчук З. П. Газова промисловість України на зламі століть: наукове видання. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2000. – 236 с.

18. Довідник з нафтогазової справи / ред. В. С. Бойко, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук. – Львів, 1996. – 620 с.

19. Ильиных А. И., Кудасов Э. А. Система верхнего привода ОАО "Уралмаш". *Нефтяное хозяйство*. – 2000. № 6. – С. 37 – 38.

20. Кочмар Ю. Д., Світлицький В. М., Синюк Б. Б., Яремійчук Р. С. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. – Львів: Центр Європи, 2004. – Книга 1. – 352 с.

21. Кочмар Ю. Д., Світлицький В. М., Синюк Б. Б., Яремійчук Р. С. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. – Львів: Центр Європи, 2004. – Книга 2. – 352 с.

22. Клапчук В. М. Корисні копалини Галичини: видобування та переробка: монографія / ДВНЗ «Прикарпатський національний університет імені Василя Стефаника». – Івано-Франківськ: Фоліант, 2013. – 508 с.

23. Колтюбінг у нафто газовидобуванні. – Київ, Сімферополь, Львів: Центр Європи, 2014. – 336 с.

24. Коцкулич Я. С., Кочкодан Я. М. Буріння нафтових і газових свердловин. – Коломия, 1999. – 504 с.

25. Крушневич Т. К. Биогаз – получение и использование. URL: http://sergeyk.kiev.ua.

26. Курганський В. М., Тішаєв І. В. Електричні та електромагнітні методи дослідження свердловин: навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл. – К.: Вид. полігр. центр «Київський університет», 2011. – 175 с.

27. Макогон Ю. Ф. Гидраты природных газов. – Москва: Недра, 1974. – 208 с.

28. Макогон Ю. Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы. *Российский химический журнал*. – 2003. – т. 48. №3. – С. 70 – 79.

29. Мала гірнича енциклопедія: в 3 т. / укл. В.С. Білецький. – Донецьк: Донбас, 2004.

30. Martin Raymond, William L. Leffler. Oil and Gas Production in Nontechnical Language. PennWell Books, 2006. 254 p. URL: https://books.google.com.ua/books/

31. Мислюк М. А., Рибчич І. Й., Яремійчук Р. С. Буріння свердловин: довідник у 5 т. – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2002.

32. Михайлюк О. Екологічні аспекти видобутку газогідратів метану. URL: http://nomos.com.ua.

33. Молчанов А. Г., Вайншток С. М., Некрасов В. И., Чернобровкин В. И. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб. – 2000. – 224 с.

34. Мончак Л. С., Омельченко В. Г. Основи геології нафти і газу. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 276 с.

35. Кондрат Р. М., Середницький Л. М. Нафтогазова галузь України: поступ і особливості. *Видобування нафти і газу*. URL: http://www.logos.biz.ua/proj/naftogaz/pdf/0031-0038.pdf.

36. Некотоые аспекты нефтеносности сланцев: понятийная база, возможности оценки и поиск технологий извлечения нефти. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2013. Т.8. – №1.

37. Саранчук В. І., Ільяшов М. О., Ошовський В. В., Білецький В. С. Основи хімії і фізики горючих копалин. Донецьк: Східний видавничий дім, – 2008. – 640 с. URL: http://www.experts.in.ua/baza/doc/download/final.pdf.

38. Педченко М. М. Гідратоутворення вуглеводневих газів: монографія / за ред. В. С. Білецького. – Полтава: ПолтНТУ, 2014. – 182 с.

39. Перспективи біогазу в Україні. URL: https:// www.epravda.com.ua/columns/2013/07/3/383399/

40. Волович О. О. Перспективи та проблеми видобування метану із газогідратів в українському секторі Чорного моря. *Національний інститут стратегічних досліджень. Аналітична записка*. URL: http://www.niss.gov.ua/articles/1259/

41. Пилипів Л. Д. Основи нафтогазової справи: навч. посіб. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. – 312 с. URL: http://chitalnya.nung.edu.ua/osnovi-naftogazovoyi-spravi.html-1.

42. Попадюк Р. М., Солончак Я. В. Збір і підготовка нафтопромислової продукції: навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 194 с.

43. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений / ред. Ш. К. Гиматудинов. – Москва: Недра, 1988. – 302 с.

44. Клапчук В. М. Рафінування нафти на початку XX століття. *Таємниці галицьких надр*. URL: http://photo-lviv.in.ua/tajemnytsi-halytskyh-nadr-rafinuvannya-nafty-na-pochatku-xx-stolittya/

45. Розгонюк В. В., Хачикян Л. А., Григіль М. А., Удалов О. С., Нікішин В. П. Експлуатаційникові газонафтового комплексу: довідник. – К.: Росток, 1998. – 430 с.

46. Рябцев Г. Л., Сапегин С. В., Кривогуз М. И. Нетрадиционные углеводороды: монография. – Киев: НТЦ «Психея», 2014. – 352 с.

47. Світлицький В. М., Синюк Б. Б., Троцький В. П. Техніка та технологія підземного ремонту свердловин. Навчальний посібник. – Харків: Прапор, 2007. – 496 с.

48. Синтезгаз. Альтернативная энергия. URL: http://sintezghaz.org.ua.

49. Соловьёв В. А. Природные газовые гидраты как потенциальное полезное ископаемое. *Российский химический журнал*. – т. 48. – №3. – 2003. – с. 59 – 69.

50. Становлення нафтопромислової промисловості Прикарпаття. *Музей нафтопромислів Галичини*. URL: http://oilmuseum.org.ua.

51. Войтенко В. С., Вітрик В. Г., Яремійчук Р. С., Яремійчук Я. С. Технологія і техніка буріння: узагальнювальна довідкова книга. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.

52. Топільницький П. І. Первинна переробка природних і нафтових газів та газоконденсатів: навч. посіб. – Львів: Львівська політехніка, 2008. – 260 с.

53. Тугунов П. И., Новосёлов В. Ф., Абузова Ф. Ф. Транспорт и хранение нефти и газа. – Москва: Недра, 1975. – 248 с.

54. Шнюков Е. Ф. Газогидраты метана в Черном море. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*. – 2005. – №2. – С. 41–52.

55. William C. Lyons, Gary J. Plisga. Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. Gulf Professional Publishing, 2011. P. 1568. URL: https://books.google.com.ua/books?id=hDRjBCI08QC&dq=oil+and+gas+monograph&hl=ru&source=gbs_navlinks_s.

56. Що таке сланцева нафта? Місця видобутку сланцевої нафти в США, Собівартість видобутку. URL: //http://resursy.com/shho-take-slantseva-naftu-mistsya-vidobutku-slantsevoyi-nafti-v-ssha-sobivartist-vidobutku/

57. Яремійчук Р. С., Яремійчук Я. С. Освоєння свердловин: Довідникове видання. – Львів: Центр Європи, 2007. – 368 с.

В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. Г. Вітрик

ОСНОВИ НАФТОГАЗОВОЇ ІНЖЕНЕРІЇ

Підручник для студентів вищих навчальних закладів

Підписано до друку 20.02.2019 р.
Формат 60x84/16. Папір друк. №2. Гарнітура Times New Roman Умовн. друк. арк. 7,5.
Тираж 300 прим.
Замовлення 22-02-19

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