

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛТАВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
імені ЮРІЯ КОНДРАТЮКА

**В. С. БІЛЕЦЬКИЙ, В. М. ОРЛОВСЬКИЙ,
В. І. ДМИТРЕНКО, А. М. ПОХИЛКО**

ОСНОВИ НАФТОГАЗОВОЇ СПРАВИ

Полтава 2017

УДК 622

Б 61 Білецький В. С. Основи нафтогазової справи / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. І. Дмитренко, А. М. Похилко. – Полтава : ПолтНТУ, Київ : ФОП Халіков Р.Х., 2017. – 312 с.

ISBN 978-617-7565-05-4

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

Посібник може бути використаний також при підготовці робітничих кадрів для бурових і нафтогазовидобувних підприємств.

Рецензенти:

Яремійчук Р. С. – доктор технічних наук, професор;

Бойко В. С. – доктор технічних наук, професор кафедри «Розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ» Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу;

Горобець Г. Ж. – доктор технічних наук, професор кафедри збагачення корисних копалин Національного гірничого університету

ISBN 978-617-7565-05-4

Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка

© Білецький В.С., Орловський В.М.,
Дмитренко В.І., Похилко А.М.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1. ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ	8
1.1. Джерела енергії й органігенна сировина.....	8
1.2. Загальна характеристика паливно-енергетичної сировини та її роль в енергетиці.....	19
РОЗДІЛ 2. ОСНОВИ НАФТОГАЗОПРОМИСЛОВОЇ ГЕОЛОГІЇ.....	30
2.1. Історія видобутку та використання нафти і газу	30
2.2. Геологія земної кори.....	51
2.3. Характеристика нафтових та газових родовищ.....	64
2.4. Гідрогеологічні особливості родовищ нафти і газу.....	75
2.5. Походження, класифікація та фізико-хімічні властивості нафти.....	83
2.6. Природні й нафтові гази, гази альтернативних джерел та їх властивості.....	99
2.7. Пошуки і розвідка родовищ нафти й газу	131
РОЗДІЛ 3. БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН	137
3.1. Історія розвитку та сфери застосування буріння свердловин	137
3.2. Елементи свердловин і їх класифікація.....	143
3.3. Способи буріння свердловин	146
3.4. Режими буріння свердловин	152
3.5. Промивання та продування свердловин.....	153
3.6. Розмежування пластів і закінчування свердловин	156
3.7. Бурові долота	160
3.8. Бурильна колона	167
3.9. Вибійні двигуни.....	170
3.10. Бурові установки.....	172
РОЗДІЛ 4. РОЗРОБЛЕННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ	180
4.1. Пластова енергія та сили, що діють у покладах	180
4.2. Режими роботи нафтових покладів	180
4.3. Системи розроблення нафтових і газових родовищ.....	187
4.4. Методи підвищення нафтовіддачі пластів	190

4.5. Способи експлуатації нафтових і газових свердловин	193
4.6. Методи підвищення продуктивності свердловин	205
4.7. Ремонт свердловин.....	209
4.8. Обладнання, що застосовується при експлуатації свердловин.....	210
4.9. Обладнання, яке використовується при підземному ремонті свердловин.....	223
РОЗДІЛ 5. СИСТЕМИ ЗБОРУ НАФТИ І ГАЗУ НА ПРОМИСЛАХ ТА ЇХ ПРОМИСЛОВА ПІДГОТОВКА	228
5.1. Призначення установок підготовки нафти.....	228
5.2. Промислові споруди для збору нафти на промислах	228
5.3. Промислова підготовка нафти	331
РОЗДІЛ 6. ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ ТА ГАЗУ	240
6.1. Основні види транспорту нафти і нафтопродуктів.....	240
6.2. З історії нафтогазопровідного транспорту	240
6.3. Місце трубопровідного транспорту, його розвиток та структура на сучасному етапі	244
6.4. Транспортування нафти і нафтопродуктів трубопроводами	247
6.5. Транспортування природного газу трубопроводами.....	251
6.6. Залізничне транспортування нафти, нафтопродуктів та скрапленого газу.....	258
6.7. Водне транспортування нафти, нафтопродуктів та скрапленого газу	265
6.8. Автомобільне транспортування нафти, нафтопродуктів та скрапленого газу	273
6.9. Нафтобазове господарство	276
РОЗДІЛ 7. ПЕРЕРОБКА НАФТИ	279
7.1. Продукти і процеси переробки нафти	279
7.2. Основні методи переробки нафти.....	281
7.3. Перегін нафти.....	282
7.4. Процеси переробки нафти	285
7.5. Хімічна переробка нафтової і газової сировини	291
7.6. Основні нафтохімічні виробництва	293
ПИТАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ СТУДЕНТІВ	300
ЛІТЕРАТУРА.....	309

ВСТУП

Розвиток промисловості й сільського господарства країни практично неможливий без застосування нафти і 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 народного господарства. Бензин, дизельне паливо, гас, різні 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 побуту. Газ знаходить застосування і як сировина для хімічної промисловості. Він використовується для виробництва синтетичного каучуку, пластмас, синтетичних волокон, спиртів, добрив, сажі та інших найцінніших продуктів.

Отже, нафта, газ і продукти їх переробки істотно впливають на розвиток економіки країни, на підвищення матеріального добробуту народу. Тому темпам зростання нафтової та газової промисловості в Україні, як і в інших нафтогазовидобувних державах Європи та світу, постійно приділяється велика увага.

Свідченням тому є історія розвитку нафтової й газової промисловості в Україні, яка нараховує більше 100 років, а також показники видобутку й переробки нафти та газу в нашій державі.

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 на Прикарпатті, що належало Австро-Угорщині, у Бориславі, Львові, Дрогобичі, Надвірній в середині – другій половині XIX століття.

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 й 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-Хрещищенське газоконденсатне родовище, котре експлуатується з 1970 року, потім Гнідинцівське нафтоконденсатне родовище – одне з найпродуктивніших в Україні, яке діє з 1960 року.

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

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

В Україні діють 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 ХХ 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 газу в 1975 році – 68,7 млрд м³.

Починаючи з другої половини 1970-х років видобуток нафти й газу в Україні стабільно скорочувався в першу чергу у зв'язку з виснаженням старих родовищ, які нещадно експлуатувалися під час вимушеного входження України до СРСР. Унаслідок цього у 2013 році нафти і газоконденсату було видобуто лише 2,97 млн т, а природного газу – 19,34 млрд м³.

Через значне падіння видобутку нафти і газу в державі утворився дефіцит енергоносіїв. Тому на державному рівні здійснювалися заходи щодо визначення й упровадження найбільш ефективних способів збільшення обсягів видобування 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 м³.

У 2015 році в Україні було видобуто 2,46 млн т нафти й газоконденсату і 19,9 млрд м³ природного газу.

На 2020 рік передбачається досягти видобутку нафти та газоконденсату 5,3 млн т, а природного газу – 28 млрд м³.

У цьому навчальному посібникові викладено програмний матеріал курсу «Основи нафтогазової справи».

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

Широкий обсяг питань, що розглядаються, створює певні труднощі при вивченні цієї дисципліни.

Мета навчального посібника – полегшити вивчення цього курсу, підготувати студентів до наукового розуміння ведення основних робіт на нафтогазовидобувних підприємствах.

Автори дякують кафедрі «Обладнання нафтових і газових промислів» (протокол №9 від 13.06.2017), а також факультету «Нафти і газу та природокористування» Полтавського національного технічного університету ім. Юрія Кондратюка» (протокол №10 від 20.06.2017) за розгляд і організаційну підтримку видання.

Автори будуть вдячні читачам за всі зауваження і поради, які будуть ураховані при підготовці наступних видань навчальних посібників із цього курсу.

РОЗДІЛ 1. ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

1.1. Джерела енергії й органічна 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 для кожного технологічного устрою.

Мінімум енергії, необхідний для підтримки життєдіяльності людини (в первісному і сучасному світі), дорівнює 12,6 МДж на день, або $4,18 \cdot 10^3$ МДж на рік, що еквівалентно енергії, яка виділяється при спалюванні 125 кг нафти. У зв'язку з підвищенням вимог людей до комфорту на початку ХХ століття споживання енергії перевищило біологічно необхідний рівень у 5,5 рази, у 1980 р. – в 13,3 рази, а на початку ХХІ століття – у 23 – 25 разів.

У середньому одна людина за рік споживає енергію 2,2 т у.п. (тонн умовного палива), 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 1950 року – до 2,5, а до середини 1987 року – до 5,0 млрд, у другій половині 1999 р. – 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 (т у.п.) наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Світове використання енергоресурсів

Показник	1900 р.	1950 р.	1970 р.	2000 р.	2020 р.	2050 р.
Сумарне енерго-використання, 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 тільки протягом обмеженого терміну.

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

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

Процес заміщення технологічних укладів починається з різкого підвищення цін на енергоносії й сировинні матеріали, що обумовлено зростанням попиту на них. Стрибок цін на енергоносії та 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 ре-

сурсу. 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), потім ідуть нафта і газ (EROEI = 35), потім – ядерне паливо (EROEI = 15)[4]. 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 рідких палив із природного газу.

Слід зазначити, що питоме енергоспоживання на одиницю виробленої продукції в країнах Східної Європи, у тому числі й 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 прийнято поділяти на відновлювані й невідновлювані. До першої групи 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) 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. До 2018 року вони, за прогнозами, займатимуть майже 25% у глобальному енергетичному виробництві порівняно з 20% у 2011 році. Зокрема, частка вітру, сонця, геотермальної та біоенергетики у виробництві електроенергії подвоїться і досягне 8% до 2018 року, порівняно з 4% 2011 року. У 2006 році вона становила лише 2%.

За прогнозами Міжнародного енергетичного агентства, країни, що не є членами Організації економічного співробітництва та розвитку (ОЕСР), у тому числі Китай, мають забезпечити 60 % світового зростання в галузі відновлюваних джерел енергії до 2018 року. Таке швидке розгортання повною мірою компенсує уповільнення розвитку галузі в інших регіонах світу, зокрема, в ЄС та США – ринках відновлюваної енергетики, які вже сформувалися.

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 р. У США на «зелену енергетику» у 2014 р. 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 тепер 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. На цей

момент 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 використанням традиційних схем у теплових установках, у яких теплота від згоряння палива замінюється потоком концентрованого сонячного випромінювання.

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

- генеруванням електричної енергії з використанням сонячних елементів;
- генеруванням електричної енергії із застосуванням концентраторів сонячного випромінювання;
- 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. Вітряні млини для переробки зерна винайдені ще у середньовіччі, а в останнім часом енергія вітру все ширше використовується для одержання електроенергії. Створюються вітряки великої потужності й встановлюються на місцевості, де дмуть часті й сильні вітри. Кількість і якість таких двигунів зростає щорічно, налагоджене 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 запроєктована Новоазовська ВЕС проектною потужністю 50 МВт. У 2000 році працювало 134 турбіни з 3500 запроєктованих 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 «Південмаші» у Дніпрі будують турбіну потужністю 1,0 МВт, яка буде встановлена на Новоазовській ВЕС.

На 2013 рік в Україні діяли десятки ВЕС, оснащених як імпорнтними, 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 рази більше, ніж у попередньому році (89,5 млн кВт-год.).

Станом на кінець 2014 року на вітроелектрогенерацію ЄС припадало 128,8 ГВт установлених потужностей із 134,0 ГВт усього в Європі (106,0 ГВт). Це складає 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 р. було встановлено 222 МВт потужностей, 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 р. очікується встановлення плаваючої вітроелектростанції потужністю 30 МВт.

Енергія води, як і енергія вітру, використовується людьми здавна як джерело механічної енергії, а починаючи з ХХ 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 гідроелектростанцій. 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 дорівнює 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).

Енергія хвиль, яка виділяється при хвильовому русі води в океані, величезна. Середня хвиля висотою 3 м несе приблизно 90 кВт енергії на 1 м² узбережжя.

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

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

Окремим перспективним видом енергії є енергія хвиль, океанічних течій. В останні десятиріччя проводяться широкомасштабні дослідження практичного використання значного потенціалу течій у морях і океанах, котрі поділяють на неперіодичні, мусонні (пасатні) й припливновідпливні. 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 р. 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 р. 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 тільки 12% енергії щорічного світового приросту біомаси. Частка і кількість біомаси, використовуваної для одержання енергії, постійно знижується, що можна пояснити порівняно низькою теплою згоряння біомаси внаслідок високого вмісту в ній води.

Усе частіше як 8–20-процентна домішка до звичайних бензинів для підвищення октанового числа використовується паливний етанол, 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. Досвід використання етанолу як домішки до бензину є і в Україні.

Певне застосування в енергетиці можуть знайти сільськогосподарські відходи: солома, відходи життєдіяльності тварин та птиці тощо.

Лідером у використанні соломи як палива є Данія, де побудова-

но 8000 фермерських установок потужністю 0,1 – 1,0 МВт, 62 теплові станції потужністю 1 – 10 МВт і 9 комбінованих тепло-електростанцій. Крім Данії, солому використовують Австрія, Швеція, Фінляндія та 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 м³ 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 м³.

Одним з перспективних джерел енергії є звалювальний газ, що утворюється в результаті розкладання органічної частини твердих побутових відходів в анаеробних умовах, які виникають невдовзі після їх санітарного поховання. Тільки в містах утворюється 400 – 450 млн т твердих побутових відходів на рік. Вихід газу з теплою згоряння 17 – 20 МДж/м³ складає 100 м³/т твердих побутових відходів протягом 20 років зі швидкістю 5 м³/т на рік. Потенціал звалювального газу в країнах Європейського Союзу наближується до 9 млрд м³/рік, у США – 13 млрд м³/рік, в Україні – близько 1 млрд м³ 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-ХІ, досягає 137 трлн т у.п., що в 10 разів перевищує геологічні ресурси всіх видів палива разом узятих.

З усіх видів геотермальної енергії мають найкращі економічні показники гідрогеотермальні ресурси – 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 басейн.

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 нагнітається 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°C. 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 скла-

дають 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 °С 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. м³ гарячої води, тобто понад 1,5 млн ГДж теплової енергії.

У таблиці 1.2 показані основні енергоресурси планети.

Таблиця 1.2 – Структура світового споживання енергетичних ресурсів

Споживання енергії, ПВт·год (1 ПВт·год = 1012 кВт·год)				
Роки	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
Зміни 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 2010 – 2020 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%. Структуру виробництва і частинне (у відсотках) використання енергоресурсів на одержання одиниці електроенергії у 2006 р. у різних країнах наведено у табл. 1.3.

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 ХХ ст. (вийняток складають роки Другої світової війни).

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

За даними Міжнародного енергетичного агентства (ІЕА) частка вугілля у продукуванні енергії у 2005 р. 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%, ядерне паливо – 15,2%, нафту – 6,6%).

В історії вугільної промисловості Західної Європи ХХ ст., а саме у період 1960 – 1980 рр., почалося скорочення видобутку вугілля, закриття нерентабельних шахт. У першому десятилітті ХХІ ст. суттєво скоротився вуглевидобуток у Великобританії та 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, Польщі, Україні у 1990-х роках. Цей процес супроводжувався реструктуризацією вугільної промисловості із закриттям найменш продуктивних виробничих одиниць, особливо тих, де запаси вироблені.

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

Починаючи з 2001 р. 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 р. склав 7475 млн т, що на 44% вище, ніж у 2001 р. (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 (360 млн т) (рис. 1.1).

добутку достовірних запасів нафти вистачить на 41 рік, природного газу – на 65 років, 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%.

Вугільна промисловість України характеризується такими даними.

У 1976 році обсяг видобутку вугілля в Україні дорівнював 218 млн т, 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 млн т.

Шахтний фонд на травень 2008 р. складав 160 шахт, з них 140 – державні. У 1991 р. нараховувалося 276 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.

Навантаження на очисний вибій: завдання 790 – 740 т/добу (2006 – 2007 рр.).

Продуктивність праці робітника (2007 р.) – 21,9 т/місяць.

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 укладено в пластах потужністю до 1,2 м.

Залягання пластів: полого (65%) і крутоспадне (35%).

Людський потенціал вугільної галузі: за 1992 – 2008 роки чисельність працівників у галузі зменшилася на 640 тис. ос. (74% загальної кількості) й наприкінці 2008 р. склала близько 224 тис. ос.

Фактори небезпеки українських вугільних шахт: 90% шахт небезпечні за метаном, 60% – за вибухами вугільного пилу; 45% – за раптовими викидами; 22% – за самозайманням вугілля. У 2002 році коефіцієнт травмування складав на 1 млн т 26,7 ос., коефіцієнт смертельного травматизму – 3,3 ос. Кількість професійних захворювань – 56 тис. ос. Крім того, 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.).

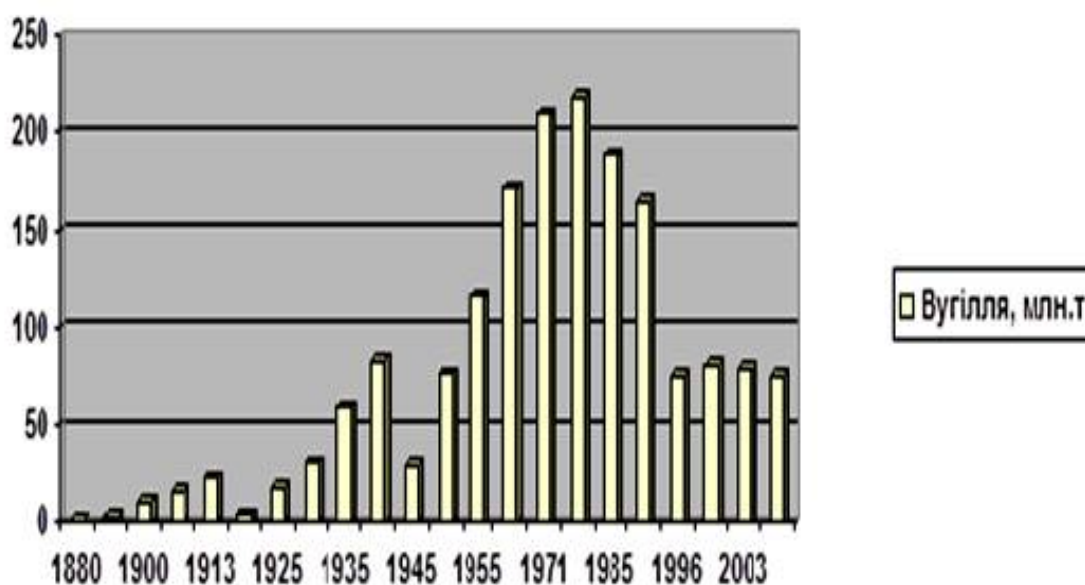


Рисунок 1.2. – Динаміка вуглевидобутку в Україні

У 2007 році при виробництві 18,7 млн т доменного коксу використано 28,1 млн т вугільних концентратів, при цьому частка україн-

ського вугілля у шихті складала 66,5%, а 33,5% – імпортного вугілля (найбільше з Росії). Згідно з планами виробництва чавуну в Україні очікується зростання потреби в коксі й збільшення його виробництва. Це обумовлює підвищення потреби у вугільних концентратах для коксування – з 28 млн т у 2007 році до 41 млн т у 2015 році.

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 вона склала 158 т, 270 т – у 2001 році, 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 м³ метану. Щорічно шахти викидають з повітрям і газом дегазації шахт до 3 млрд м³ метану. За рахунок газів вугільних родовищ можна отримувати декілька мільярдів метрів кубічних метану.

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 тільки 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 експлуатаційних установок;
- 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 р. відповідно склав 3,5 млрд т та 3,1 трлн м³. Пік видобутку нафти й природного газу прогнозується відповідно на 2010 і 2020 рр. Зростає і споживання ПЕС, структура котрої 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 направленою 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 м³. Усі заходи передбачені відповідними галузевими та державними програмами на період до 2010 і більш далеку перспективу.

У майбутньому Україна може забезпечити себе газом самостійно (рис.1.3). Розвідка родовищ природного газу ведеться в Чорному морі, в Полтавській, Чернігівській та Харківській областях, у Карпатському регіоні. На дні Чорного моря знайдено газогідратів 20 – 25 трлн м³.

Територію України прокладено близько 7000 км магістральних газопроводів, якими передають з Росії в Західну Європу понад 100 млрд м³ газу на рік.

У 1999 році Україна використала близько 76 млрд м³ природного газу при видобуванні свого газу 18 млрд м³ (23,6%). Він складає близько 45% паливного балансу країни.

За розрахунками для забезпечення транспорту України на перспективу потрібно до 10 млн т бензину та дизельного палива, або 25 млн т сирової нафти, для хімічної промисловості – 10 – 15 млн т нафти. Максимальний рівень видобутку 6 – 8 млн т, зараз виробляється близько 4 млн т.

Для виробництва моторного палива Україна може використовувати коксовий газ, при утилізації якого можна отримати декілька мільйонів тонн моторного палива. Тільки на Авдіївському коксохімічному заводі за рахунок утилізації коксового газу можна виробляти 350 тис. т на рік метанолу, або 150 тис. т бензину.

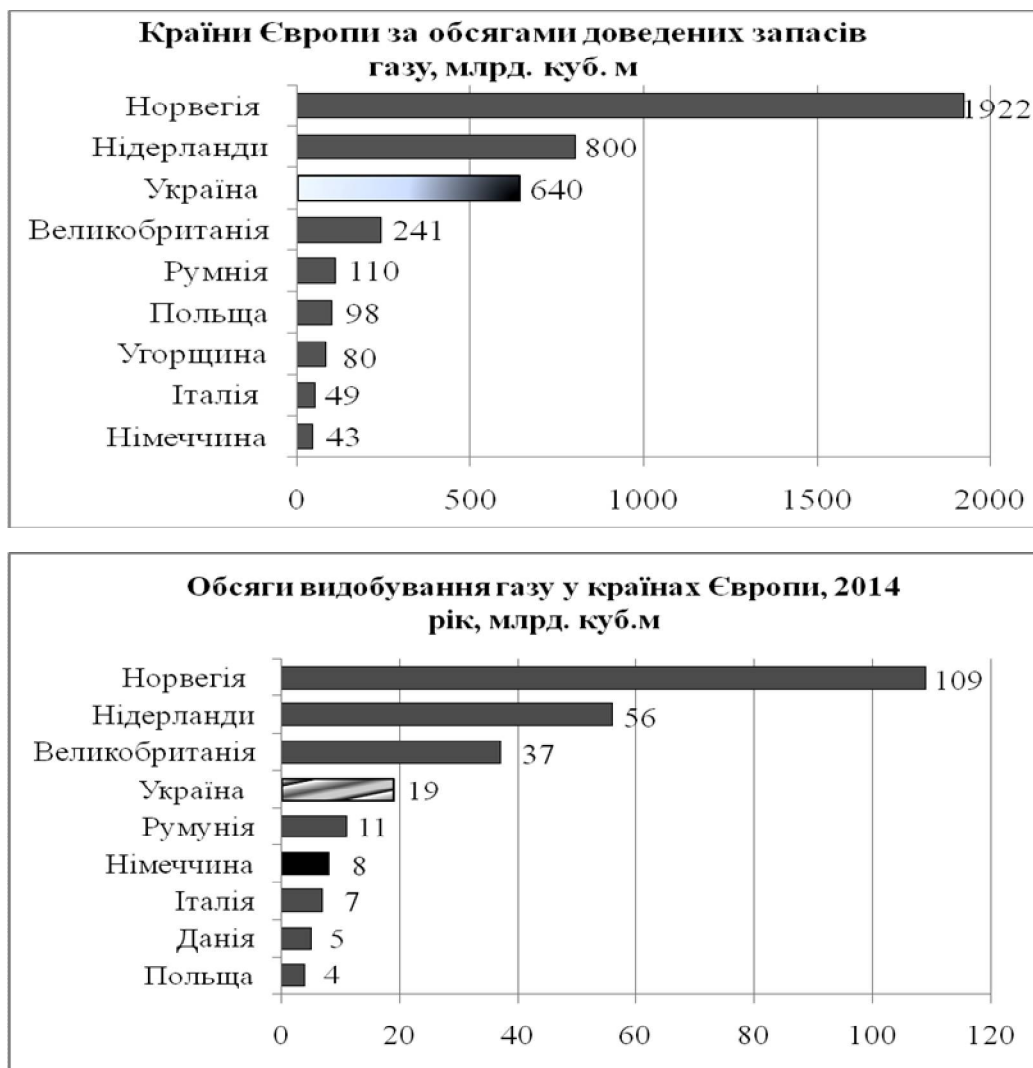


Рисунок 1.3. – Обсяги видобування та доведені запаси газу в країнах Європи

Уран. Використання ядерної енергії було започатковано в 50-ті роки ХХ 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 виробленої електроенергії АЕС у загальному обсязі отриманої енергії в Україні склала: 1990 р. – 24,5%; 1991 р. – 27,1%; 1992 р. – 28,4%; 1993 р. – 32,9%; 1994 р. – 34,2%.

У 1997 році загальне споживання первинних ресурсів в Україні, включаючи атомну і гідроенергетику, а також моторне паливо, склало 209,6 млн т у.п., в тому числі котельно-грубого палива (вугілля, газ, мазут) 161,5 млн т у.п. У Франції понад 75% електроенергії

виробляється на АЕС, у США – 20%, у Великобританії та Бельгії – близько 60%, 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. Наприкінці першого десятиріччя XXI ст. у світі планується побудова від 300 до 600 нових атомних реакторів уже до 2025 р.

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

Атомна енергетика в Україні. За наявності в Україні п'яти атомних електростанцій потужністю 11800 МВт (на 01.01.2000) уран відіграє значну роль у забезпеченні країни електроенергією. Його частка у виробництві електроенергії порівняно з іншими енергоносіями, постійно зростає. Так, у 2000 р. АЕС виробили 45,1% електроенергії й майже зрівнялись із часткою ТЕС (рис. 1.4), на яких 19 млн кВт потужностей із 36 вимагають ремонту чи реконструкції.

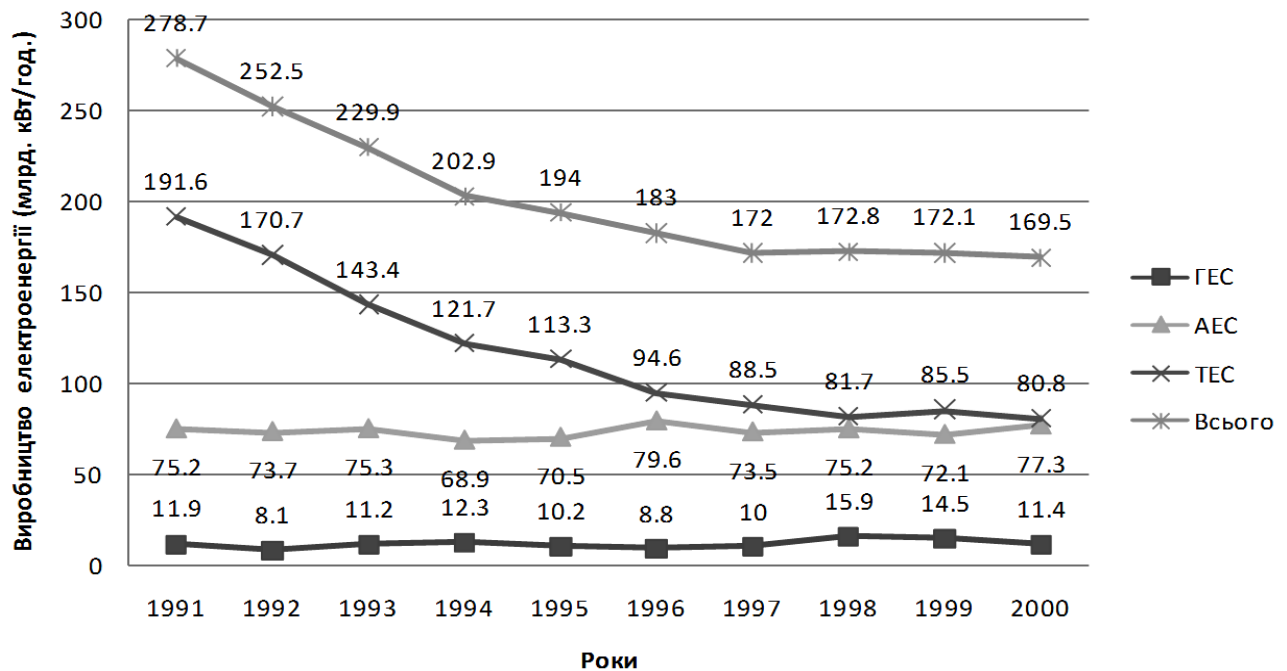


Рисунок 1.4. – Виробництво електроенергії в Україні за видами енергоносіїв (млрд кВт/год.)

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 р. 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.

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

РОЗДІЛ 2. ОСНОВИ НАФТОГАЗОПРОМИСЛОВОЇ ГЕОЛОГІЇ

2.1. 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 тільки 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. Будівництво 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 водах Нілу, вона попередньо осмолила асфальтом, забезпечивши тим його водонепроникність. Під час зведення Вавилонської вежі (й бага-

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

До сьогодні збереглися артефакти, що підтверджують використання нафти у Стародавній Індії. На руїнах давньоіндійського міста Мохенджо-Даробув 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 свердловин. Нафту використовували також як паливо при випарюванні солі з природних розсолів. Крім того, асфальт широко застосовували під час будівництва Великої китайської стіни.

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

Вельми цікаві описи Геродота колодязних способів видобутку нафти, занотовані ним на Євфраті: «Із цього колодязя вичерпують асфальт, сіль (тобто пісок) і олій наступним чином. Асфальт вичерпують за допомогою колодязного журавля, а замість відра причіпляють до нього підлогу винного бурдюка. Зануривши бурдюк, зачерпують ним рідину і виливають у посудину. Потім рідину переливають в іншу посудину, де вона розкладається на три складові частини. Асфальт та сіль негайно ж осідають» («Історія», Кн. VI). Ось що Геродот пише про загадковий «олій» (нафту – авт.): «Перси називають його «раднака», 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 Македонського (IV ст. до н.д.) описав, як воїни цього полководця вперше побачили в Прикаспії нафту. Це була, за словами літописця, густа й жирна рідина. Коли вичерпали поверхневий шар, із джерела забив світлий і чистий струмінь, що ні за смаком, ні за запахом не відрізня-

вся 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) киево-руського флоту. Одиниці киян, що врятувалися, порівнювали у своїх оповідях цю зброю з «блискавками, що на небесах».



Рисунок 2.1. – Використання «грецького вогню».
Мініатюра мадридського списку «Хроніки» Іоанна Скилиці

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.»

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 Рігведи оспівувався бог вогню Агні) та Персією, де шанування вогню, поєднане з поклонінням сонцю, отримало розвиток у вченні Заратустри. Завдяки негасимим 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 Ліньцзоні (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 показано як місцеву пам'ятку (лише сторож використовував його з утилітарною метою – готував на вогні сніданок). У Європі природний газ було виявлено в другій половині XIX ст. під час буріння свердловин на нафту. З 1872 року він почав

використовуватися в промисловості, залишаючись побічним продуктом нафтовидобутку. Тоді ж розпочалося й будівництво газопроводів.

Перше європейське газове родовище було відкрите лише 1910 р., коли в передмістях Гамбурга була пробурена глибинна свердловина в пошуках питної води. Газ, що піднявся на поверхню з глибини близько 250 м, запалав і вирвався назовні у вигляді вогненних фонтанів, на які люди, що спостерігали за бурінням, зачаровано дивилися, як на унікальне диво природи. За період 1913 – 1930 років на цьому родовищі було видобуто 250 млн м³газу. Загалом з 20-х років ХХ 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 ХVI – на початку ХVII ст. (для порівняння – в Російській імперії промислове видобування нафти розпочато в 60-х роках ХІХ ст. в районі Баку, Азербайджан). Але ще в ХVI 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 р. На початку ХІХ ст. нафтові поклади було відкрито в смузі від Добромиля через Дрогобич до Кут і далі до Румунії. Бориславське нафтогазове родовище почали розробляти в 1854 р. Нафтові ями тут розміщували переважно вздовж р.Тисмениці. У 1865 р. у Бориславі функціонувало близько 5 тис. ям глибиною 35 – 40 м. Додаткова продуктивність однієї копанки досягала 130 – 140 кг. У 1855 –

1865 рр. вартість щорічного видобутку нафти та озокериту в Галичині оцінювалася в 15 млн золотих. У 1865 р. за межі Галичини вивезено 150 т нафти.

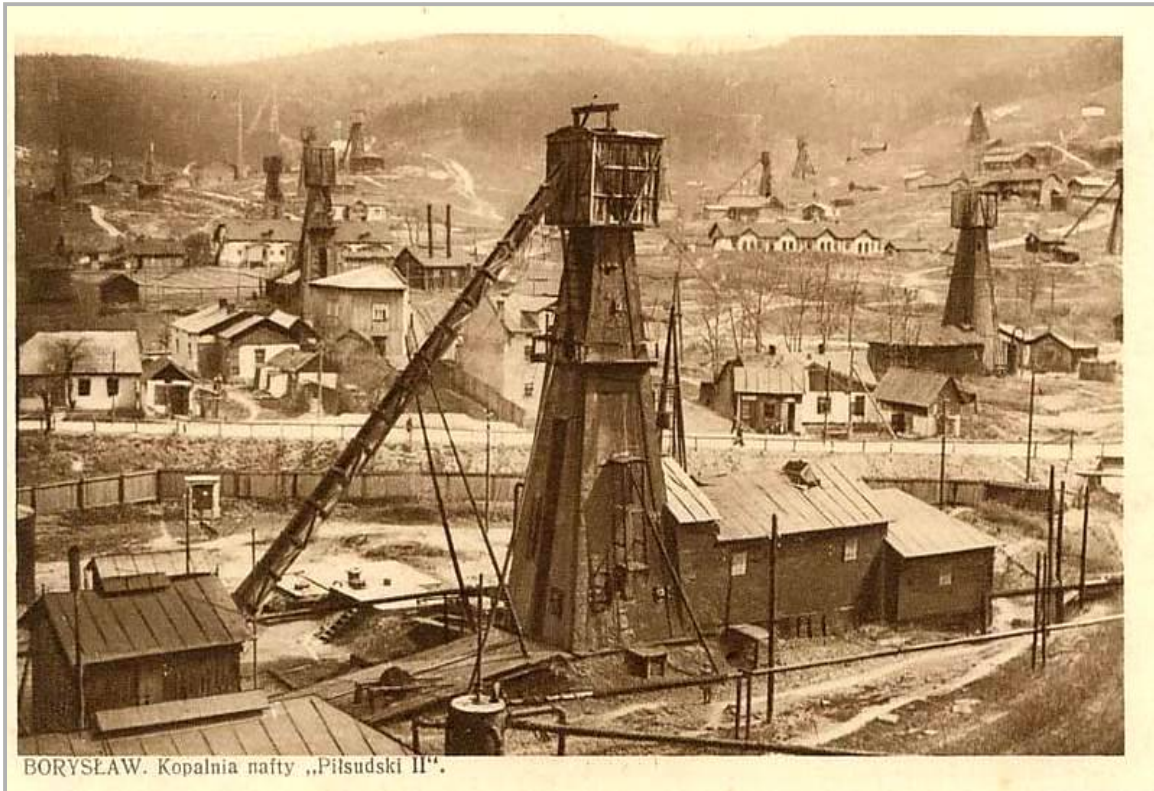


Рисунок 2.2 – Нафтова копальня у Бориславі (кінець XIX ст.)

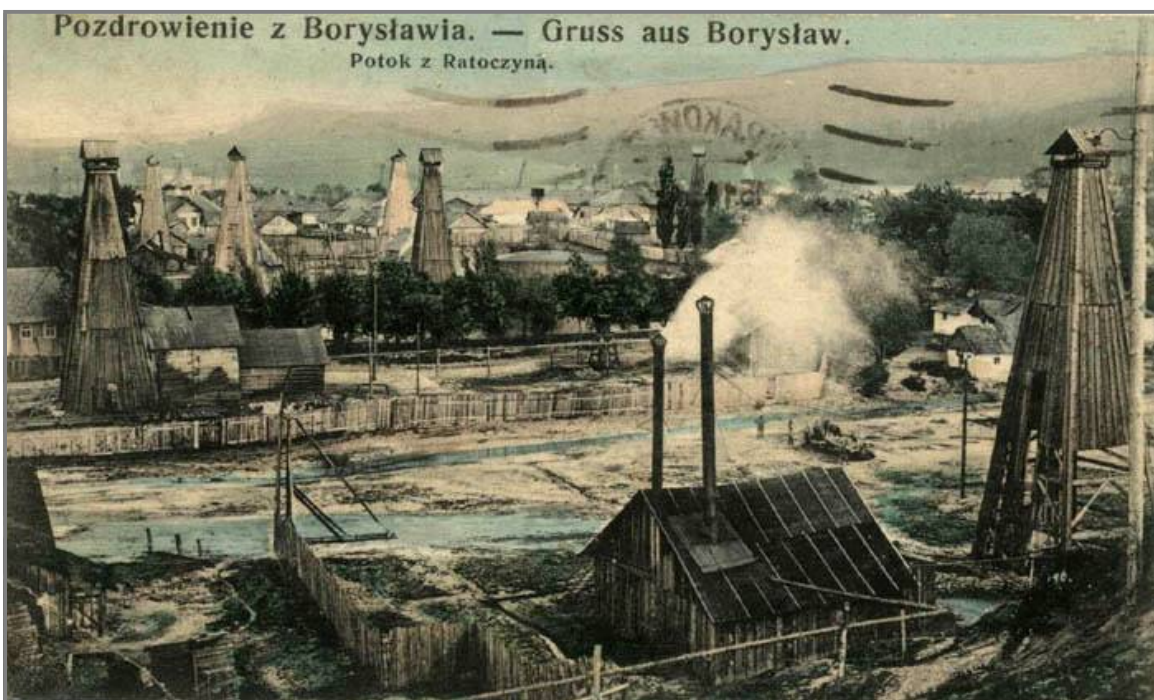


Рисунок 2.3 – Панорама Борислава з численними нафтовими вежами (кінець XIX ст.)

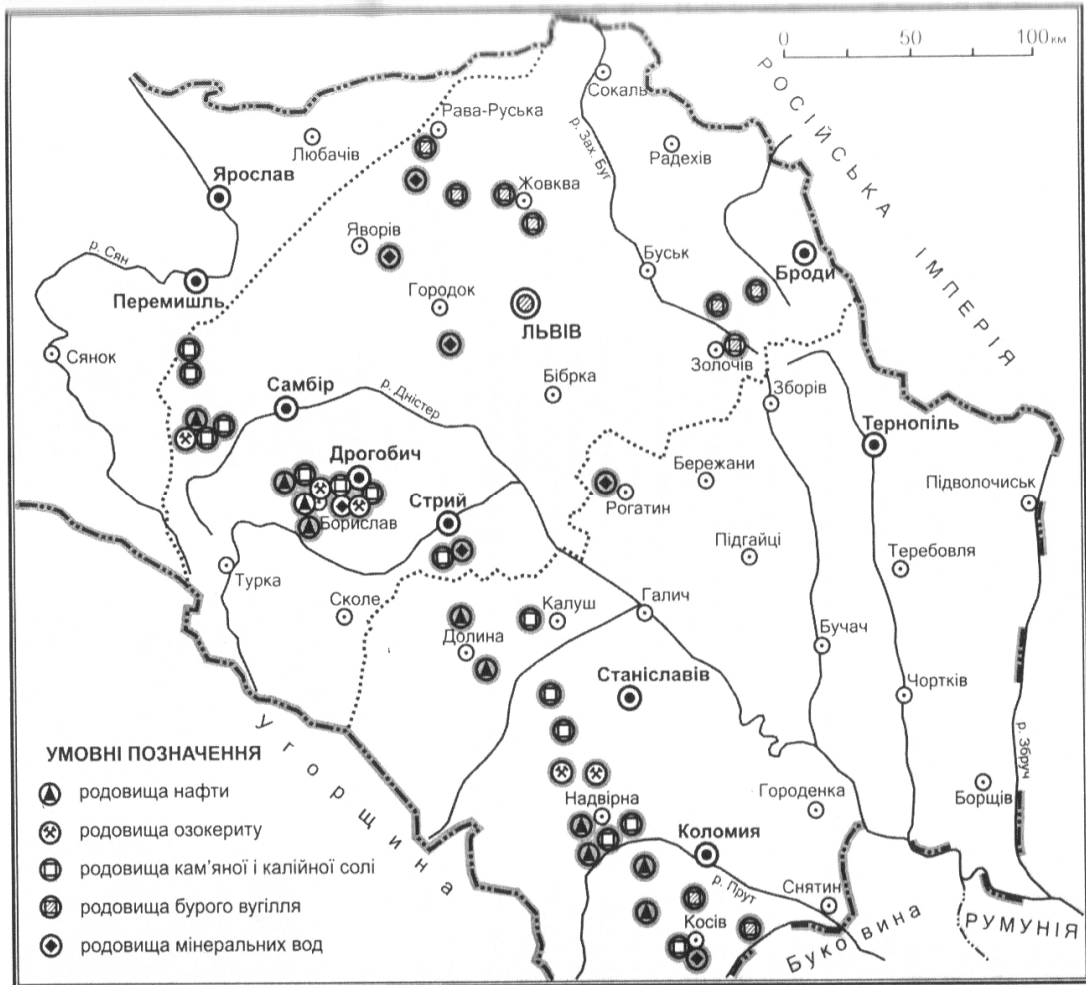


Рисунок 2.4 – Найбільші родовища корисних копалин Східної Галичини другої половини XIX – початку XX ст.

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 р. у Слободі Рунгурській, що біля Печеніжина, закладено шахту, котра давала нафту. У 1886 р. у Бориславі розпочато буріння свердловин механічним ударним способом. Пробурено перших 9 свердловин із добовим дебітом 4 т. У 1893 р. у Бориславі вперше розпочато буріння свердловин канатним способом. Уже у 1894 р. 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 і світу. Видобуток нафти зростає. У 1906 р. у Бориславському нафтовому районі було видобуто 562 тис. т нафти, а в 1909 р. – понад 1,9 млн т.

Апшерон (Азербайджан). Сталий видобуток нафтопродуктів у Прикаспії розпочався вже за кілька сторіч до нашої доби, причому, за свідченнями перських і арабських джерел, кустарні промисли на Апшеронському півострові майже не припинялися протягом усього Середньовіччя. Недаремно сама назва країни Азербайджан означає «земля вогню» або «захищена вогнем» (походить від 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 р. німецьким натуралістом Е. Кемпфером, секретарем шведського посольства в Персії (в цей час видобуток сягав близько 700 пудів нафти за добу). Перша карта Апшеронського півострова з докладними позначками нафтових колодязів була створена військовими картографами російської армії 1729 р. Після укладення Гюлістанського миру з Персією (1813 р.) більша частина Азербайджану відійшла до складу Російської імперії, що спричинило поступове залучення бакинської нафти в процеси промислового розвитку Росії. У 1813 році майже всі нафтові колодязі належали бакинському ханові Гусейну.



Рисунок 2.5 – 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 Мірзоеви, 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 р. 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.

Історія нафтогазовидобування у 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 1859 р. 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 р. 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 р. поблизу Пітсбурга і протягом майже двох місяців виносила на поверхню 1200 т нафти на добу. Уже 1873 р. 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 р. 8,6 млн т. Про масштаби пода-

льшого 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.

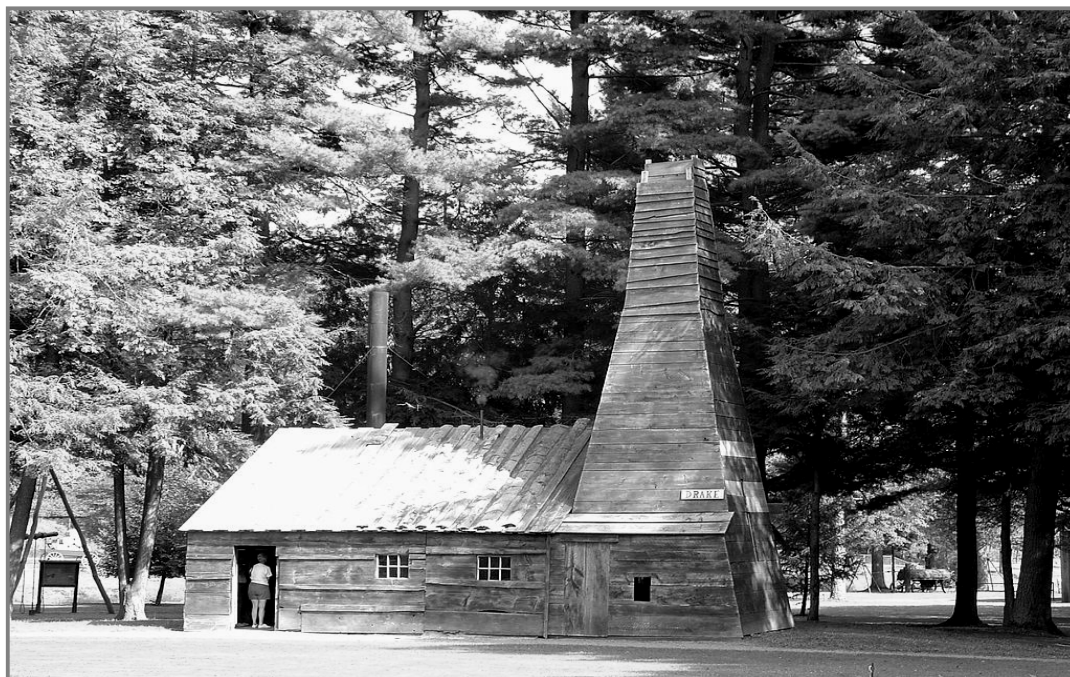


Рисунок 2.6 – Реставровані двигун, будинок і вежа на Ойл-Крік, штат Пенсільванія

Видобуток, переробка та транспортування нафти в США значною мірою визначалися діяльністю компанії «Стандард Ойл», заснованої Джоном Рокфеллером 1870 р. у багатому нафтою штаті Огайо (нафтопереробні потужності компанії зосереджувалися в Клівленді). 1882 р. «Стандард Ойл» підпорядкував 40 компаній нафтової індустрії, об'єднавши їх в одному тресті, який заповів 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 конкуре-

нтів не зазнала фінансового краху. 1894 р. Джон Рокфеллер став першим американським мільярдером.

1911 р. 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, котрі за рішенням Конгресу стали Федеральним резервом США (тобто тимчасовим місцезнаходженням податків держави). Таким чином нафтова промисловість уже на початку ХХ ст. відігравала роль одного з основних фінансових джерел індустриального світу, що значною мірою посилилося після виникнення і розвитку автомобільної, авіаційної та оборонної промисловості.

Історія нафтогазовидобування на Близькому Сході. 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 привертала Персія (Іран) та межиріччя Тигру і Євфрату (Ірак). Пошукові роботи на Середньому Сході розпочалися 1853 р., але протягом тривалого часу геологічні експедиції не мали успіху.

Відкриття великої перської (іранської) нафти пов'язано з ім'ям золотошукача В. Д'Арсі. Його капітали виникли на золотих рудниках Австралії. 1882 р. 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, котра 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 1886 р. продали родовище золотошукачеві В. Д'Арсі, який уже за три роки став найбагатшою людиною континенту.

В. Д'Арсі розпочав буріння пошукових свердловин, а 1908 р. 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, котрий двічі нечувано поталанило – бути власником найбагатшого австралійського рудника золота та найперспективнішого нафтового родовища світу, причому в обох випадках доводилося йти на величезні ризики. 1913 р. став до ладу нафтопереробний завод в

Абадані, й було збудовано нафтогін до нього. Наступного, 1914 р. розпочався експорт перської нафти.

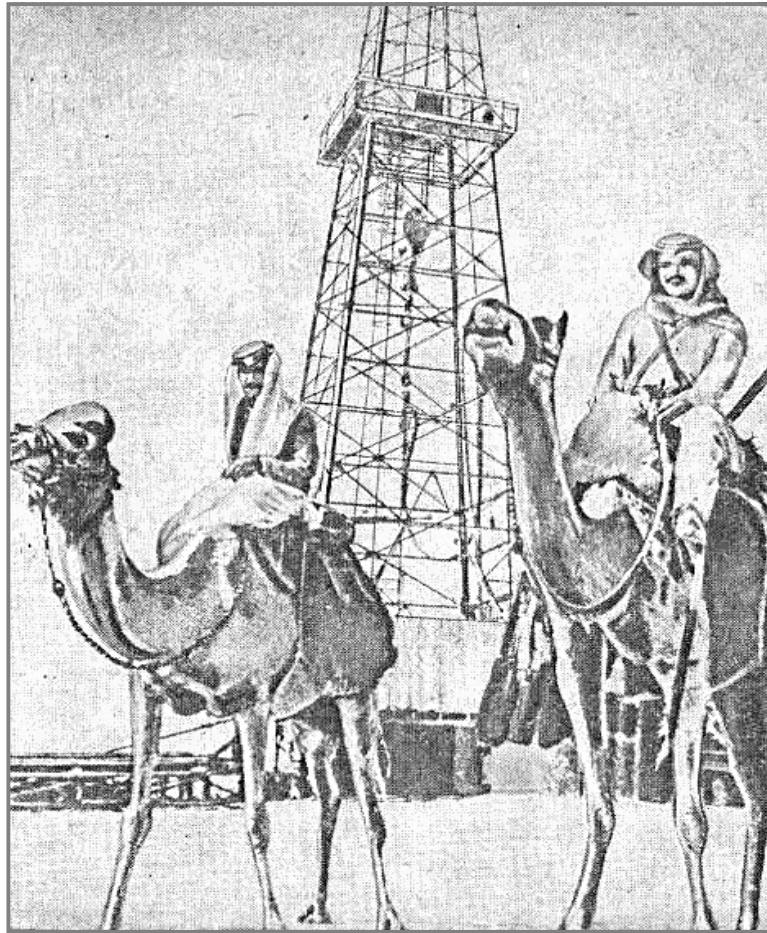


Рисунок 2.7 – Нафтові вежі в Ірані на початку ХХ ст (реконструкція)

Пошуки нафти на території сучасного Іраку велися з 1888 р., а перше родовище Нефтхан було відкрито 1923 р. 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 1938 р. Сьогодні ця країна має найбільші запаси нафти у світі. Видобуток, переробку й транспортування близькосхідної нафти контролювали здебільшого британські та американські компанії, зокрема «Бритиш петролеум» («Anglo-Persian Oil Co.», а з 1954 р. – «British Petroleum Corp.»), «Шелл» («Royal Dutch – Shell Group»), АРАМКО ("Arabian American Oil Co.", як частина "Standard Oil Co.") й ін. Близькосхідний регіон разом з Іраном у другій половині ХХ ст. був основним експортером нафти, забезпечуючи цією сировиною значну частину світової економіки та транспорту (максимальні обсяги видобутку в цьому регіоні сягали до 40% світових).

Історія нафтогазовидобування в Росії. Одна з перших згадок про нафту в Росії відноситься до XV століття, коли нафта була знайдена в Ухті. У 1684 іркутський письмовий голова Леонтій Кислянський виявив нафту в районі Иркутського острогу. Про іншу знахідку нафти в Росії було повідомлено 2 січня 1703 р. 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 украй 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, СРСР.

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

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

Перший простий нафтопереробний завод, що виробляє гас, був створений у Баку 1863 року 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 аббревіатурою БНІТО. У Батумі були побудовані нафтосховища і створені пункти збуту.

У 1913 році в Росії було видобуто 9093 млн тонн нафти, що дорівнює 555 100 000 пудів.

Історія промислового нафтогазовидобування в Україні. Розвиток Західного нафтовидобувного регіону України у ХХ ст. Після 1919 р. 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 р. було видобуто понад 1 млн т нафти, а в 1938 р. – лише 0,5 млн т. У цей час на Галичині діяло близько 40 нафтопромислів, близько 4100 свердловин.

Після 1939 р. промислові підприємства нафтогазоозокеритової галузі були націоналізовані й підпорядковані тресту «Укрнафтовидобуток» (управління в Бориславі). Німецька окупація перервала розвиток нафтогазової промисловості, який відновлюється в 1944 р.

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 ХХ ст. видобуток нафти на Прикарпатті досяг максимуму. Подальше зниження видобутку – закономірний процес, пов'язаний з вичерпанням запасів. З 1966 р. застосовуються нові методи заводнення, циклічного витиснення водою нафти з продуктивних пластів.

З 1970-х років починається розвідка і видобування нафти на глибоких (4000 – 6000 м) і надглибоких (понад 6000 м) горизонтах. У 1975 р. шляхом надглибокого буріння відкрито Новосхідницьке нафтогазове родовище. Свердловина №3 Новосхідниця з глибини 4350 м дала нафту з дебітом понад 300 т за добу. Сумарно на початок 2000 р. свердловина видала 730 тис. т нафти і 284 млн м³ газу. Це найкращий показник видобутку нафти на одну свердловину на Прикарпатті.

В жовтні 1992 р. на Прикарпатті видобуто стомільйонну тонну нафти від часу обліку, тобто з 1886 р. Разом з тим на межі ХХ – ХХІ 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 част-

ково 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 були виявлені у 1935 році при пошуковому бурінні на калійні солі геологічною партією АН УРСР на г. 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, відкрите 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 р. 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 у 1962 році Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область дала більшу частину видобутої в Україні нафти, а в 1964 р. – і газу. Із цього часу Східний регіон залишається провідним в Україні за запасами і видобутком вуглеводнів. Обсяги глибокого буріння постійно зростали. Максимального значення вони досягли у 1967 році (358900 м погонних). Саме в цей час пошуково-розвідувальні роботи переходять на глибини 3000 – 5000 м. Стрімко збільшувалися обсяги сейсмозвідувальних робіт з використанням методу 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-Хрещищенського, Яблунівського,

Котелевського, Березівського та інших родовищ. Суттєво змінився розподіл розвіданих запасів за глибинами. З 1970 році у зв'язку з постійно зростаючим дефіцитом пошукових об'єктів було успішно розпочато промислове оцінювання малоамплітудних піднять на малих і середніх глибинах. Це дозволило повернутися до ділянок, де вже проводилися геологорозвідувальні роботи, та завдяки перегляду матеріалів досліджень виявити значну кількість нових об'єктів. У результаті було відкрито рентабельні для видобутку вуглеводнів Суходолівське, Юр'ївське, Виноградівське, Бережівське й інші родовища.

Перша спроба пошуків покладів вуглеводнів у пастках неантиклинального типу (Північно-Голубівське родовище, 1960 р.) була невдалою і надовго загальмувала ці роботи. Надалі досвід набувався переважно шляхом побіжного вивчення цих об'єктів. Тільки із середини вісімдесятих років минулого століття почалася їх цілеспрямована підготовка та введення в глибоке буріння. Відкриття Волошківського й інших родовищ підтвердило ефективність цього напрямку робіт. З кінця 90-х років ХХ 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).

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. км², у тому числі акваторій морів – 123,5 тис. км². Станом на 2000 р. виявлено 39 родовищ: 10 нафтових, 7 газоконденсатних, 22 газових.

Надра півдня України здавна відомі як умістилище природних вуглеводнів. Про це свідчать, зокрема, амфори з нафтою в могильниках Боспорського царства (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 ХХ ст. під керівництвом А.Д. Архангельського виконані науково-дослідні роботи з вивчення стратиграфії і тектоніки Керченського півострова, оцінювання його нафтогазоносності. У 1935 – 1937 рр. В.В. Колюбинською, Г.О. Личагіним та М.В. Муратовим узагальнено геологічний матеріал по всьому Кримському півострову і складено геологічну карту. 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 р. трестом «Кримнафтогаз».

У 1944 р. 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 рр. пошуки родовищ вуглеводнів поширюються й на інші регіони Криму і Присивашся, 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 р. Згодом були відкриті Октябрське нафтове та Глібовське і Карлавське газові родовища (1961 р.). Протягом 60-х років ХХ 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 р. 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 р., що видобуток нафти в материковій частині США досягне піку між 1965 та 1970 і що світовий видобуток досягне піку у 2000 р.

Видобуток традиційної нафти в США досягнув максимуму в 1971 р., і з тих пір зменшується. Світовий видобуток не досягнув максимуму у 2000 р. Прихильники теорії піку нафти висувають пояснення, що модель Хабберта не враховувала нові методи видобутку й ефект від нафтових ембарго ОПЕК 1973 і 1979 рр., 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 виробленням.

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 р.

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, але через труднощі транспортування цієї порівняно легкої речовини, час піку буде залежати від регіону.

У 2004 р 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, імовірно за все, відходять у минуле. У серпні 2005 р. 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 р., пророкує можливий пік нафтовидобутку близько 2037 г.

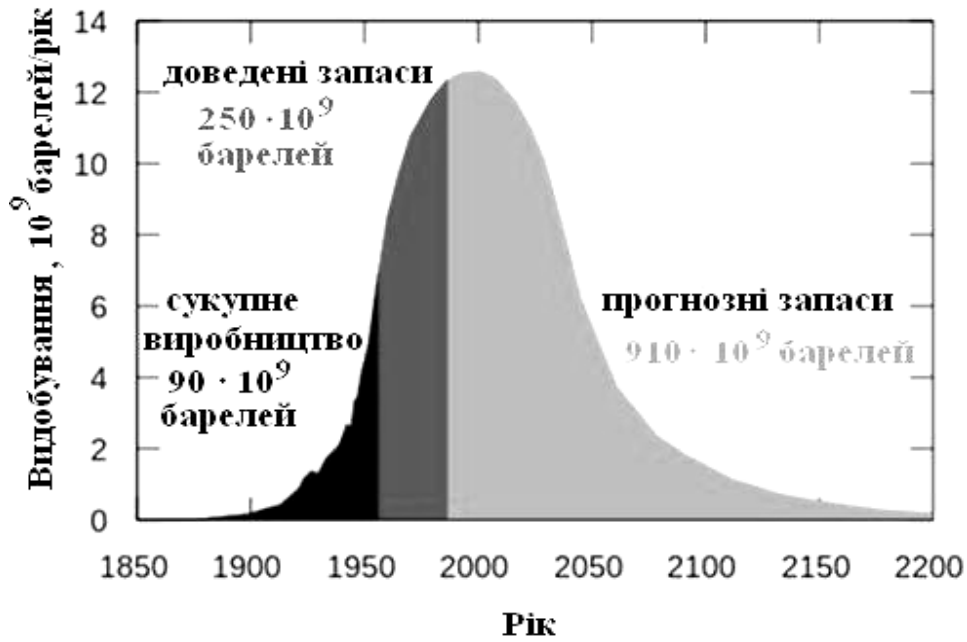
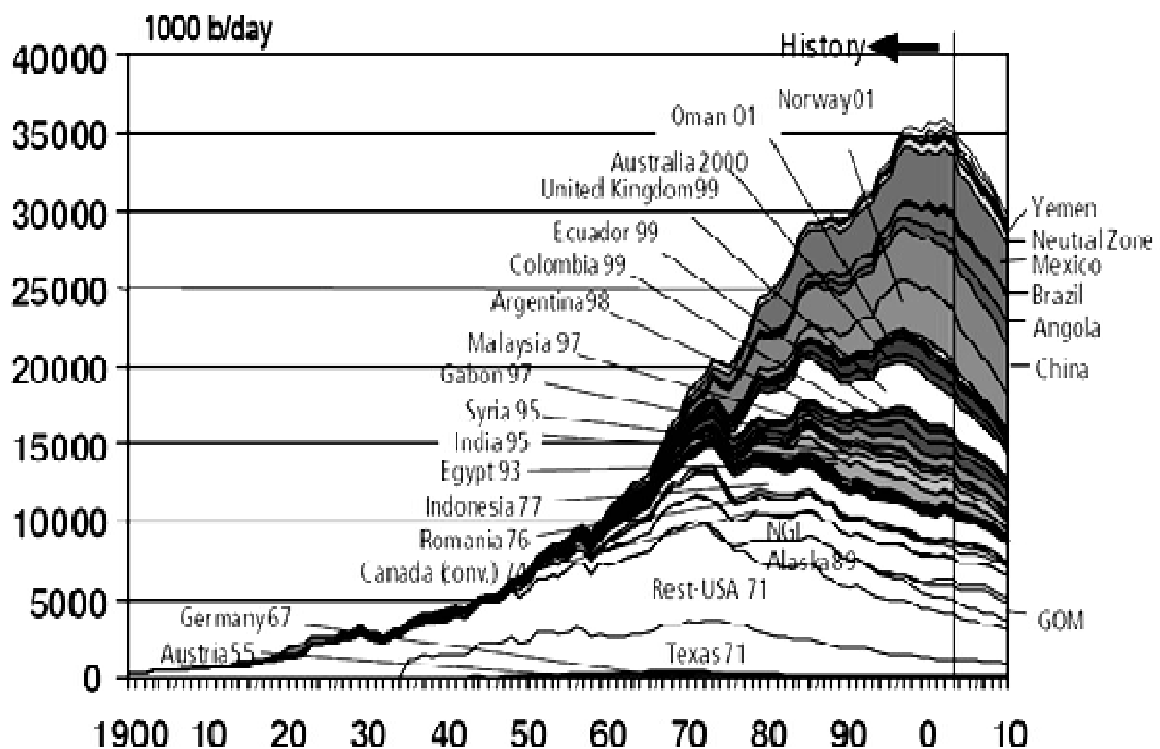


Рисунок 2.8 – Крива видобутку нафти за моделлю М. Кінга Хабберта 1956 року:

*Лівий сектор – сукупне виробництво (барелів);
центральний сектор – доведені запаси; правий сектор – майбутні відкриття*



Source: Industry database, 2003 (IHS 2003)
OGI, 9 Feb 2004 (Jan-Nov 2003)

Рисунок 2.9 – Крива видобутку нафти, 2004 рік

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.

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 вивержені (магматичні), осадові і метаморфічні (видозмінені).

Вивержені гірські породи утворилися в результаті застигання на поверхні або в надрах земної кори силікатного розплаву, що називається магмою.

Більшість вивержених порід має кристалічну будову. За своїми фізичними властивостями вони являють щільні, здебільшого дуже міцні однорідні масиви. Типовими представниками вивержених 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, сірчаноокислі 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 залізняка, залізисті ооліти). До галоїдних солей належать кам'яна сіль. Ангідрит і гіпс складають групи сірчаноокислих 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 і набувають нових властивостей, вивержені непластичні породи перетворюються в сланцюваті, а осадові породи набувають кристалічну структуру.

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. 2.10), 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.

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 K _r	–	–	770
Еоархей	–	–	200
Палеоархей	–	–	400
Мезоархей	–	–	400
Неоархей	–	–	300
Палеопротерозой	Сідерій		200
	Ріасій		250
	Орозірій		250
	Статерій		250
Мезопротерозой	Калімії		200
	Ектазії		200
	Стеній		200
Неопротерозой	Тоній		150
	Кріогеній		220
	Едіакарій		88
Палеозойська Pz	Кембрійський (кембрійська) Cm	Нижньокембрійська (нижній) Cm ₁	90
		Середньокембрійська (середній) Cm ₂	
		Верхньокембрійська (верхній) Cm ₃	
	Ордовицький (ордовицька) O	Нижньоордовицька (нижній) O ₁	60
		Середньоордовицька (середній) O ₂	
		Верхньоордовицька (верхній) O ₃	
	Силурський (силурська) S	Нижньосилурська (нижній) S ₁	20
		Верхньосилурська (верхній) S ₂	
	Девонський (девонська) D	Нижньодевонська (нижній) D ₁	80
		Середньодевонська (середній) D ₂	
		Верхньодевонська (верхній) D ₃	

Ери (групи) та їх індекси	Періоди (системи) та їх індекси	Епохи (відділи) та їх індекси	Трива- лість, млн. років
	Кам'яно- вугільний (кам'яно- вугільна) С Пермський (пермська) Р	Нижньокам'яновугільна (нижній) С ₁ Середньокам'яновугільна (середній) С ₂ Верхньокам'яновугільна (верхній) С ₃ Нижньопермська (нижній) Р ₁ Верхньопермська (верхній) Р ₂	50 45
Мезозойська Мз	Тріасовий (тріасова) Т Юрський (юрська) J Крейдовий (крейдова) Сг	Нижньотріасова (нижній) Т ₁ Середньотріасова (середній) Т ₂ Верхньотріасова (верхній) Т ₃ Нижньоюрська (нижній) J ₁ Середньоюрська (середній) J ₂ Верхньоюрська (верхній) J ₃ Нижньокрейдова (нижній) Сг ₁ Верхньокрейдова (верхній) Сг ₂	40 45 70
Кайнозойська Кз	Палеогеновий (палеогенова) Рg Неогеновий (неогенова) N Четвертинний (четвертинна), або антропоге- новий (антропо- ге-нова) Q	Нижньопалеогенова (нижній) Рg ₁ Середньопалеогенова (середній) Рg ₂ Верхньопалеогенова (верхній) Рg ₃ Нижньонеогенова (нижній, або міоцен) N ₁ Верхньонеогенова (верхній, або пліоцен) N ₂ Нижньочетвертинна (нижній) Q ₁ Середньочетвертинна (середній) Q ₂ Верхньочетвертинна (верхній) Q ₃ Сучасна (сучасний) Q ₄	45 25 2

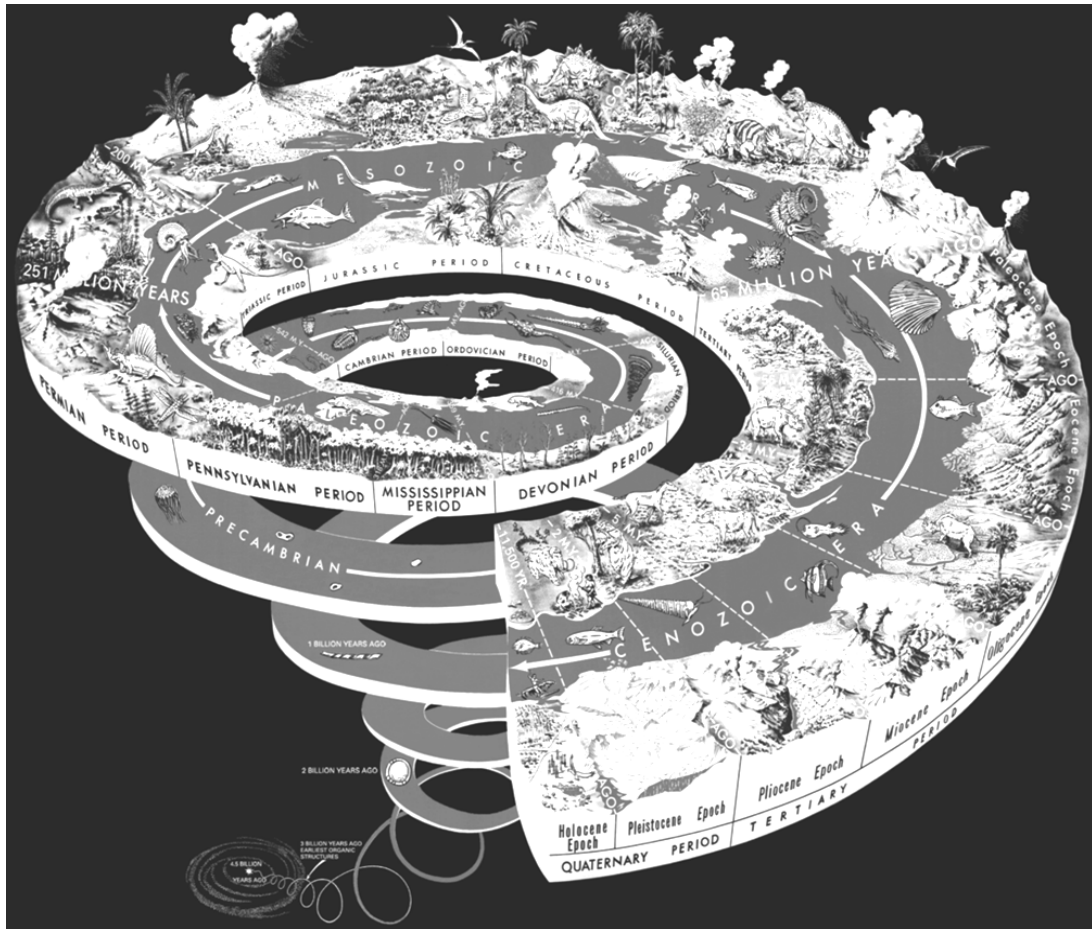


Рисунок 2.10 – Геохронологічна шкала у вигляді спіралі

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 *підощвою*, а поверхня, що обмежує пласт зверху – *покрівлю*. Отже, покрівля нижчого шару є одночасно підощвою 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 підшві. Однак у результаті руху земної кори первинна горизонтальна форма залягання осадових гірських порід може бути порушена, внаслідок чого пласт приймає будь-яке похиле положення.

Похило залягаючий пласт характеризується істинною, горизонтальною та вертикальною потужностями.

Істинною потужністю називається довжина перпендикуляра, опущеного з будь-якої точки покрівлі пласта до його підшови (АС на рис. 2.11). *Горизонтальна потужність* визначається відстанню по горизонталі від будь-якої точки покрівлі до підшови пласта (АБ на рис. 2.11).

Вертикальна потужність – відстань по вертикалі від будь-якої точки покрівлі до підшови пласта (АД на рис. 2.11).

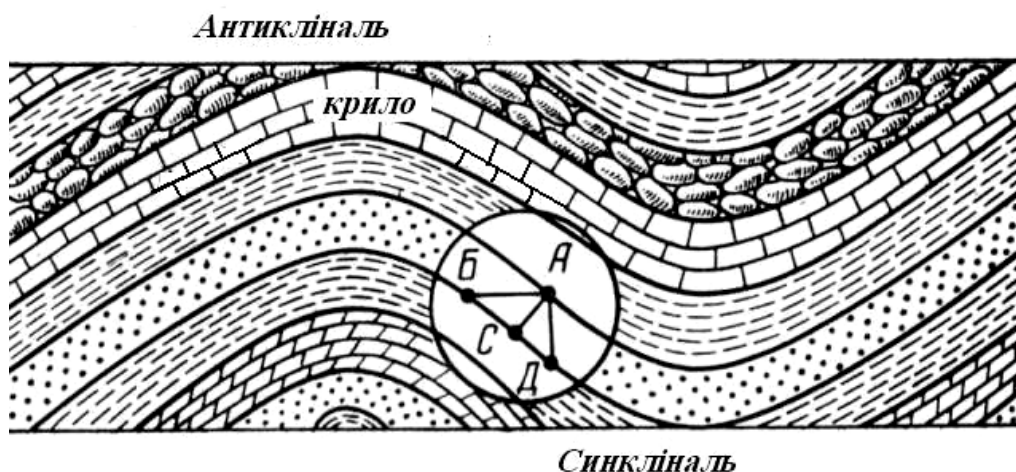


Рисунок 2.11 – Повна складка

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 гірських 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*.

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. 2.11). Складка, в ядрі якої знаходяться молодші пласти, ніж по краях, називається *синклінальною*. Вона, як правило, буває направлена вигином вниз, і пласти на крилах її пада-

ють 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.

Складка включає такі основні елементи (рис. 2.12):

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

2) *замок Б* – лінія перегину, що з'єднує між собою крила (борти); 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.

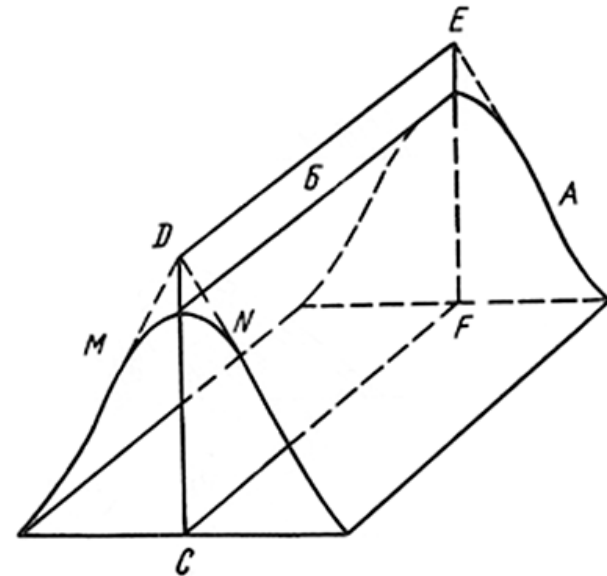


Рисунок 2.12 – Елементи складки

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. 2.13, а). Проте будова антикліналі та синкліналі не завжди буває симетричною, тобто не завжди крила пласта мають однакові кути падіння.

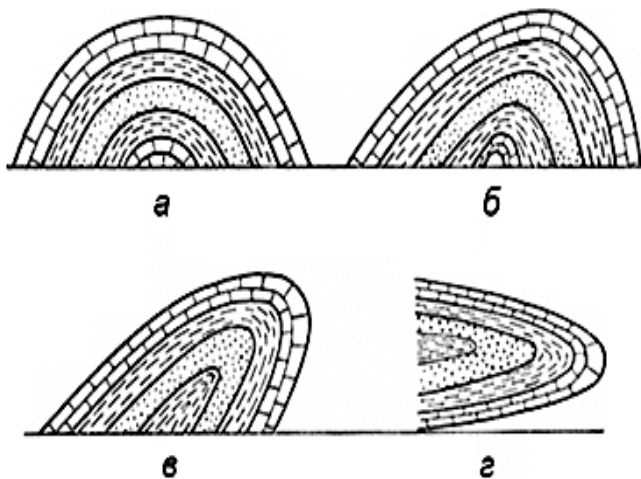


Рисунок 2.13 – Види складок

Якщо кут падіння одного крила більший від кута падіння іншого, то така складка називається *косою* (рис. 2.13, б). Якщо сідло перекинуто за одне з крил, складка називається *перекинутою* (рис. 2.13, в). Складка, у якій крила розташовані горизонтально, називається *лежачою* (рис. 2.13, г).

Якщо кут падіння одного крила більший від кута падіння іншого, то така складка називається *косою* (рис. 2.13, б). Якщо сідло перекинуто за одне з крил, складка називається *перекинутою* (рис. 2.13, в). Складка, у якій крила розташовані горизонтально, називається *лежачою* (рис. 2.13, г).

У природі часто зустрічаються однокрилі складки, так звані *монокліналі*, або *флексури*, що виникли внаслідок підйому чи опускання пласта з одного боку (рис. 2.14).

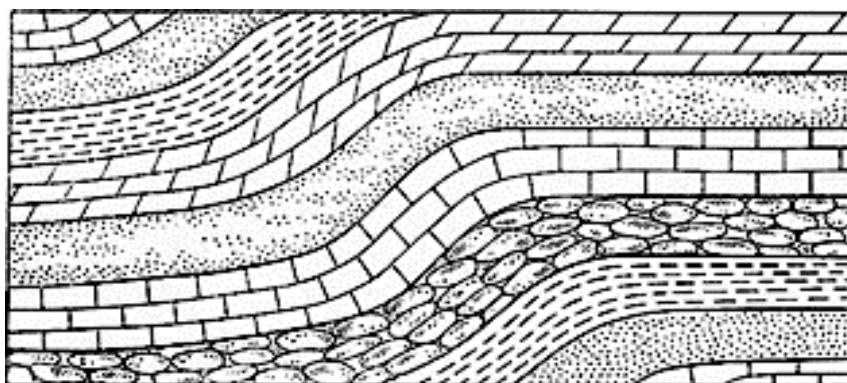


Рисунок 2.14 – Монокліналь

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.

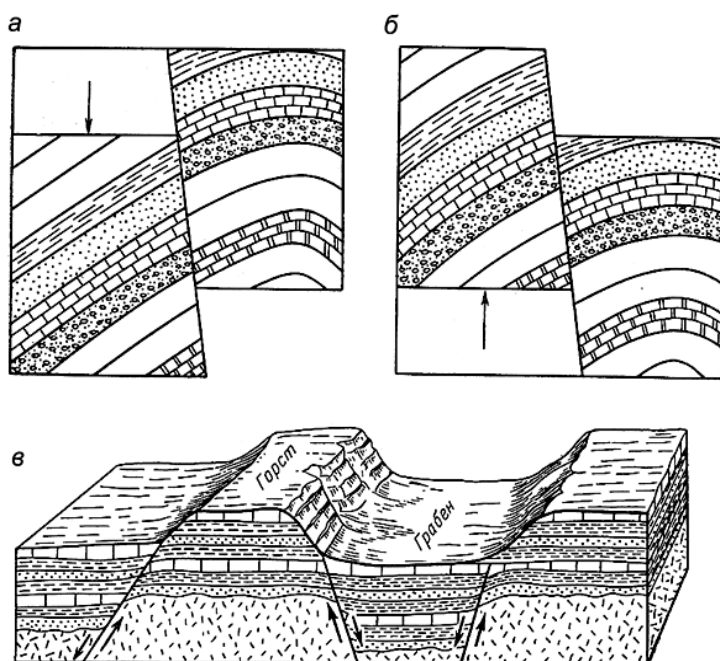


Рисунок 2.15 – Види розривних порушень

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. 2.15, а). Якщо одна частина складки піднімається, а інша залишається на колишньому місці, то утворюється *підкид* (рис. 2.15, б).

При розривних рухах особливо часто руйнуються склепінні частини антикліналей. Якщо склепінна частина антикліналі виявляється піднятою відносно опущених крил, то така структура називається *горстом* (рис. 2.15, в). Структура, в якій склепінна частина антикліналі відносно нерухомих крил опущена, називається *грабеном* (рис. 2.15, 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 $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$, можна визначити дійсну величину пластового тиску $p_{пл}$ (Па) за формулою

$$p_{пл} = 10^4 H_1 \quad (2.1)$$

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

$$P_{пл.оч.} = 10^4 H \quad (2.2)$$

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, врахований за формулою (2.2), може істотно відрізнитися від дійсного пластового тиску, визначеного за формулою (2.1).

На підтвердження цього розглянемо схему розподілу рівнів рідин у свердловинах (рис. 2.16).

Незалежно від місця відкриття пласта відмітки рівнів у свердловинах 1 і 2 будуть перебувати на одній висоті, тобто лежати на одній уявній *ізометричній поверхні*. Оскільки розглянутий пласт сполучений з поверхнею в області рівня моря, ізометрична поверхня в цьому випадку збігається з рівнем моря (при $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ в обох свердловинах).

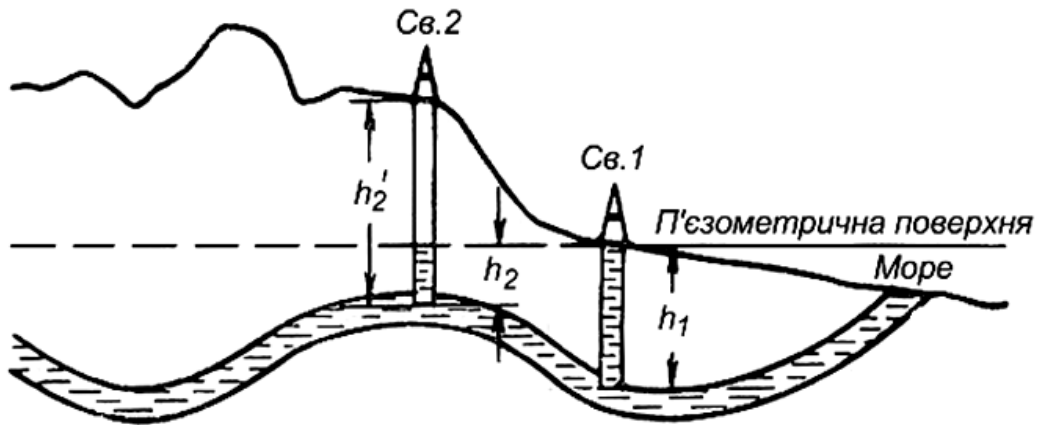


Рисунок 2.16 – Схема розподілу рівнів рідини у свердловинах залежно від гідростатичного тиску

Як видно з рис. 2.16, 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,

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

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

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

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 обважені промивальні рідини. Стовпом таких рідин створюють протитиск на пласт з аномально високим тиском.

Температура в земній корі закономірно зростає з глибиною. Глибина (m), при якій температура порід підвищується на 1°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

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

де H – глибина вимірювання температури, m ; h – глибина шару з постійною температурою, m ; T – температура на глибині H , $^{\circ}C$; t – середньорічна температура повітря на поверхні, $^{\circ}C$.

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, $^{\circ}C$, на 100 м.

Геотермічний градієнт визначається за формулою

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

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

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 підіймаються 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 м³ 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 минулого століття був розроблений новий, перспективний спосіб пошуку. Буріння стали вести на прямій, що з'єднує дві свердловини, що вже 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...»*

Тому гостро постало питання про те, де бурити свердловини, щоб безпомилково знаходити нафту та газ. Відповідь на це питання дає сучасна нафтогазова геологія.

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, пошу-

ку, розвідки й розробки нафтогазових родовищ. На геологічній основі розроблено принципи підрахунку ресурсів і запасів вуглеводневої си- ровини 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 контрактом. Якщо скупчення вуглеводнів досить велике та рентабельне для розробки, його називають *промисловим покладом* нафти і газу.

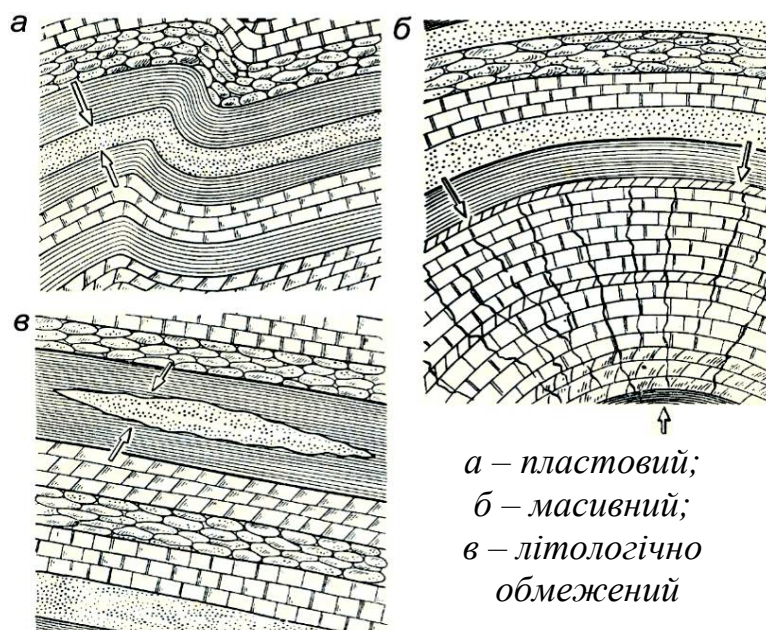
Форма й розміри покладу вуглеводнів пов'язані з формою і розміром пастки. Основний параметр покладу – його запаси.

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. 2.17).



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

Рисунок 2.17 – 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 характери-

зується невеликою товщиною і розповсюджується на величезні площі (сотні й тисячі квадратних кілометрів). 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 чис-

ленних 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. 2.18).

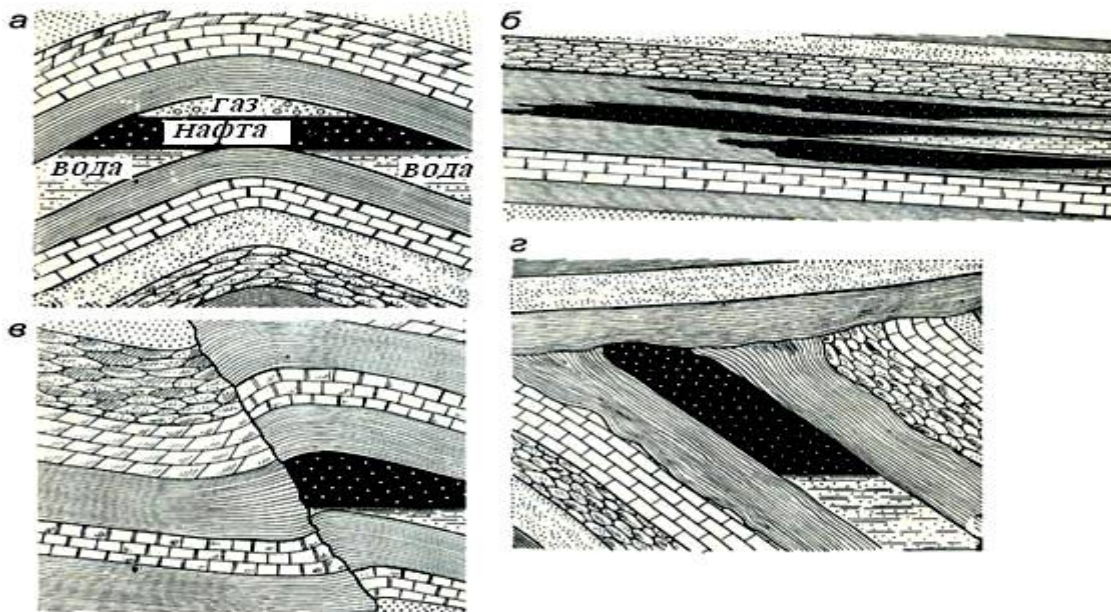


Рисунок 2.18 – Пастки нафти і газу:

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 монокліналі стратиграфічна пастка може утворитися при виклинюванні пласта-колектора, підшва 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, тупікові (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 монокліналях 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. Одиначний 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 – монокліналю. Але монокліналь на своїй протяжності може мати різного роду екрановані 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 – геосинклиналей та платформ визначило поділ родовищ нафти і газу на два основні класи:

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

II клас – родовища, що сформувалися в платформенних областях.

Характерними представниками родовищ першого класу є родовища Північного Кавказу, південно-східної частини Кавказького хребта, Криму, Східних Карпат, Туркменистану, Фергани, Узбекистану, Таджикистану та Сахаліну. Родовища нафти і газу, розташовані між Волгою й Уралом, відносяться до родовищ другого класу.

Класифікація родовищ нафти і газу:

- за величиною видобутих запасів:

- *унікальні* – більше 300 млн т нафти або 500 млрд м³ газу;
- *великі* – від 30 до 300 млн т нафти чи від 30 до 500 млрд м³ газу;
- *середні* – від 5 до 30 млн т нафти або від 5 до 30 млрд м³ газу;

- *дрібні* – від 1 до 5 млн т нафти чи від 1 до 5 млрд м³ газу;
 - *дуже дрібні* – менше 1 млн т нафти, менше 1 млрд м³ газу;
- 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 тільки газ;
 - *газоконденсатні*, які містять газ з конденсатом;
 - *нафтогазоконденсатні*, що містять нафту, газ і конденсат;
- за кількістю покладів виділяють одно- та багатопокладові родовища. Гігантське родовище Болівар у Венесуелі містить 325 покладів;
- 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 D_2* – прогнозні ресурси значних регіональних геологічних структур, нафтогазоносність яких ще не доведено;

– *категорія D_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 B* – 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 розробки, 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 колектору, 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 м³. З надр видобуто близько 60 трлн м³ при щорічному видобутку понад 2 трлн м³ 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 м³) і найбільших (0,1 – 1,0 трлн м³) 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 р., м. Борислав (Івано-Франківська 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 підшовні*. 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 *підшовними 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, вуглекислою, 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/дм³), лужністю (рН 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/дм³) 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: російських (А. Абрамович, В. Сулін, Н. Ігнатович, А. Карцев, М. Альтовський, В. Швець, А. Ніканоров та інші), 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).

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 та воду, флюїди закономірно розподіляються по вертикалі, і кожний з них займає горизонтальний шар. Найлегша складова флюїду – газ – розташовується у поровому просторі у верхній частині пастки. Основною речовиною,

що заповнює пори продуктивного шару, є нафта. Ще нижче поровий простір буває заповнений водою (рис. 2.19).

Межа між нафтою та водою має назву *водо-нафтового контакту* (ВНК). У пастках, де нафта відсутня, а пасткові флюїди представлені лише газом і водою, межа між ними називається *газоводяним контактом* (ГВК) (рис. 2.20).

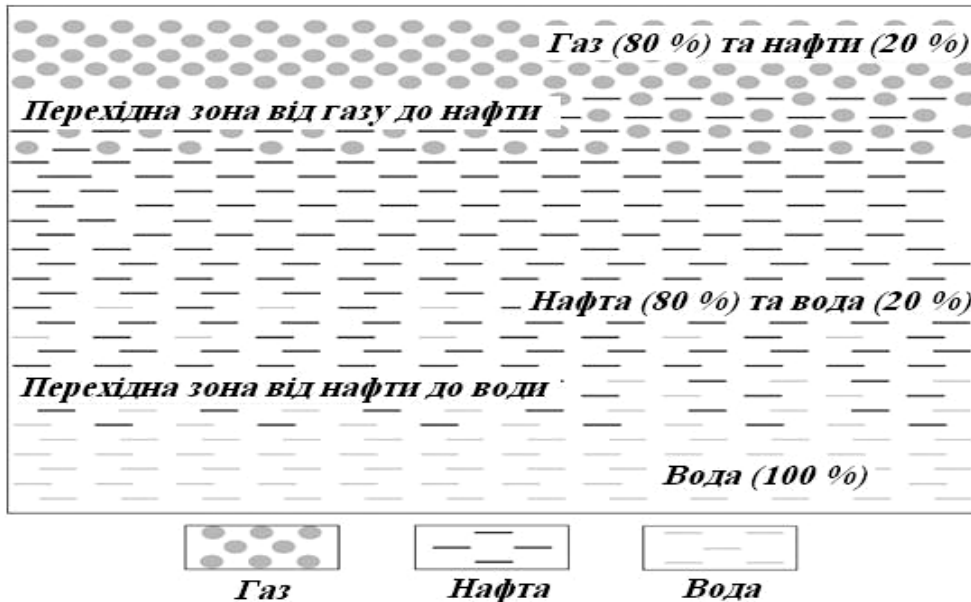


Рисунок 2.19 – Відносний розподіл газу, нафти та води у типовому природному резервуарі

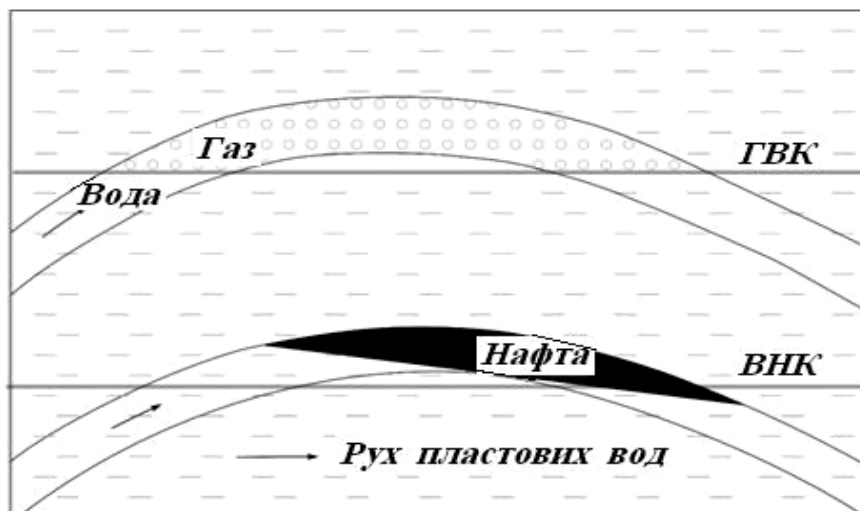


Рисунок 2.20 – Газоводяний та водо-нафтовий контакти у покладі нафтогазового родовища

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 ВНК (водоногового контакту) покладу свідчить про умови акумуляції нафти і газу у пасці 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 *підшовних* або *краєвих вод* залежно від їх положення відносно покладів (рис. 2.21).

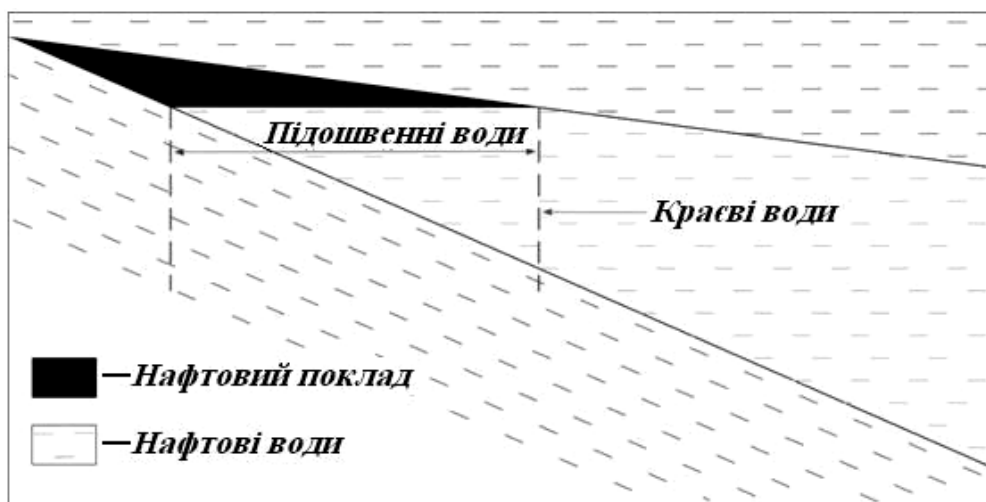


Рисунок 2.21 – Положення у розрізі підшовних та краєвих вод відносно нафтового покладу

Зі зниженням дебітів нафти і газу з більшості свердловин починають надходити нафтові води (розсоли), об'єми яких постійно збільшуються. Це порові, підошвенні 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 ізолюваності 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/дм³;
- прісні – 0,1 – 1,0 г/дм³;
- слабомінералізовані – 1,0 – 3,0 г/дм³;
- середньої мінералізації – 3,0 – 10,0 г/дм³;
- високої мінералізації – 10,0 – 35,0 г/дм³;
- розсоли – понад 35,0 г/дм³.

У свою чергу розсоли нафтогазових родовищ за ступенем мінералізації поділяються на слабкі (до 140 г/дм³), міцні (140 – 270 г/дм³) та дуже міцні (270 – 340 г/дм³). 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 H₂S, CO₂, N₂, а у незначних – H, Ar, He, пара 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 см³/дм³, H₂S – 2000 см³/дм³, а H₂ – до 1000 см³/дм³.

З водою гази утворюють молекулярні розчини. У підземних водах нафтогазоносних структур переважають CH₄ і його гомологи, а серед інших газів наявні CO₂, N₂, NO, H₂, інертні гази.

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

газів і виражається в одиницях об'єму газу на об'єм води ($\text{нм}^3/\text{м}^3$ або $\text{нсм}^3/\text{см}^3$).

Уміст вуглеводневих газів у водах нафтових та газових родовищ іноді перевищує $13000 \text{ см}^3/\text{дм}^3$. 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 ($\text{мг}/\text{дм}^3$) жирні ($n \cdot 10^{-3} - n \cdot 10^3$) і нафтенові ($n \cdot 10^{-2} - n \cdot 10^2$) кислоти, ароматичні вуглеводні – бензол ($n \cdot 10^{-2} \cdot n \cdot 10^2$), толуол ($n \cdot 10^{-3} \cdot n \cdot 10$), феноли ($n \cdot 10^{-2} \cdot n \cdot 10$), азотисті сполуки ($n \cdot 10^{-1} \cdot n \cdot 10$), сполуки фосфору ($n \cdot 10^{-2} \cdot n \cdot 10$) 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 ($>300 \text{ г}/\text{дм}^3$) 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, бромю, амонію, сіліцію, 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 вуглеводів 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/дм³, 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, пара 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 газонасиченості.

Гідрогеохімічні аномалії, що є ділянками різкої зміни хімічного складу підземних вод порівняно з фоновими показниками, є важливим критерієм прогнозування і пошуку родовищ нафти й газу. Це визначається тією величезною роллю, котру 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 прогнозованому 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 кис-

невих, 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 фізичної 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, соляріві, 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, нафтовим та ароматичним. Ця обставина використана при побудові хімічної класифікації нафт, основи якої розроблені в ГрозНДІ (Грозненський науково-дослідний інститут).

За переважанням (більше 75% за масою) одного з класів вуглеводнів розрізняють, по-перше, три основні класи нафт, а саме: 1) метанові (М); 2) нафтові (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-нафтові (М–Н); 5) нафтово-метанові (Н–М); 6) ароматично-нафтові (А–Н); 7) нафтово-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 до 300 °С. Нафти не тільки різних, але й одного і того ж родовища можуть давати при розгоні фракції, що википають до 300 °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 сірки 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, дистилляти) 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°C;
- 2) середньотемпературна перегонка – для нафтопродуктів, що википають до 350°C;

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

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°C . 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 $180 - 200^{\circ}\text{C}$ – бензинові фракції, у яких можуть виділяти вузькі відгони: від 40 до $70 - 90^{\circ}\text{C}$ – петролейний етер; від 160 до 205°C – лігроїн;

2) від 200 до 300°C – гасові фракції;

3) $270 - 350^{\circ}\text{C}$ – газойлева фракція;

4) $300 - 370^{\circ}\text{C}$ – солярова фракція;

5) залишок після відгону всіх фракцій називається мазутом.

Фізичні властивості нафти. Середня молекулярна маса нафти $220 - 300$ г/моль (рідко $450 - 470$). Її густина може бути від 650 до 1050 кг/м^3 (як правило $820 - 950 \text{ кг/м}^3$). Нафта, густина якої нижча ніж 830 кг/м^3 – легка, $831 - 860 \text{ кг/м}^3$ – 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, $>28^{\circ}\text{C}$, рідше $>100^{\circ}\text{C}$ – 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 $450 - 500^{\circ}\text{C}$ (википає $\sim 80\%$ об'єму проби), рідше до $560 - 580^{\circ}\text{C}$ ($90 - 95\%$). Температура застигання нафти від -60 до 30°C і залежить переважно від умісту у ній парафіну та легких фракцій. В'язкість нафти змінюється в широких межах (від 2 до $266 \text{ мм}^2/\text{с}$ для різних нафт), визначається фракційним складом нафти і її температурою, а також умістом смолисто-асфальтенових речовин. Питома теплоємність $1,7 - 2,1 \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot\text{K})$; діелектрична проникність $2,0 - 2,5$; електрична провідність від $2 \cdot 10^{-10}$ до $0,3 \cdot 10^{-18} \text{ Ом}^{-1} \cdot \text{см}^{-1}$.

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, гази, висококиплячі продукти прямої перегонки нафти залежно 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 °С володіють люмінесценцією – світінням, що виникає при їхньому опроміненні ультрафіолетовими променями. До люмогенних речовин входять нафтеніві кислоти, поліциклічні ароматичні вуглеводні та смоли.

Коефіцієнт світлопоглинання нафти – використовуваний при застосуванні методу фотокалориметрії показник світлопоглинання нафти $k_{\text{сп}}$, який розраховується за формулою $k_{\text{сп}} = D / (0,4343 \cdot c \cdot e)$ і змінюється головним чином залежно від умісту асфальтено-смолистих речовин, де D – 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° С) залежить від тиску, температури та кількості розчиненого газу і змінюється приблизно в межах 0,800 – 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. Основу технологічної класифікації нафти складає вміст сірки: клас I – малосірчисті нафти, що включають до 0,5% S; клас II – сірчисті нафти з 0,5 – 2% S; клас III – високосірчисті нафти, що містять понад 2% S).

Усього в нафті виявлено 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) і кисневі (близько 85), а

також метал-органічні сполуки (в основному ванадієві й нікелеві); інші компоненти – розчинені вуглеводневі газу $C_1 - C_4$ (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 відсотків), нафтеніві – (25 – 75%), ароматичні – (10 – 20, рідше до 35%) і змішаної (гібридної) будови – парафіно-нафтеніві, нафтеніо-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 – нафтеніві 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 стінках порожнин.

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°C – бензин першого сорту, до 110°C – бензин спеціальний, до 130°C – гас звичайний, до 265°C – гас (сорт «метеор»), до 270°C – гас звичайний; залишок відносять до мазу, з якого при підігріванні (у вакуумі) до 400 – 420°C 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-нафтеніова, нафтеніова, метано-нафтеніо-ароматична та нафтеніо-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°C, 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%).

У практиці вживається умовний поділ нафти на легку, середню і важку з густиною до 850, 850 – 950 та понад 950 кг/м³.

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

У нафтовій промисловості, найчастіше застосовується класифікація нафти за місцем видобутку, густиною й вмістом 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 вказані вище сорти використовуються як головні показники світових цін на нафту.

Проблема походження нафти і формування її родовищ має велике практичне значення, тому що її розв'язання дозволить обґрунтовано підходити до пошуку і розвідки нафтових родовищ та оцінювання їх запасів, однак і зараз серед геологів та хіміків є прихильники як гіпотез неорганічного, так і гіпотез органічного походження нафти.

Походження нафти й газу – одне з найскладніших і дискусійних питань у геології. Ця проблема виникла ще у XVI ст. та продовжує залишатися дискусійною дотепер.

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 вихідної органічної тканини. Донедавна позбавлені прямих і переконливих фактів, що належать безпосередньо до досліджуваного об'єкта, науковці змушені були оперувати непрямыми міркуваннями і фактами, які допускають різне тлумачення. У зв'язку із цим не було єдності думок навіть у такому кардинальному питанні, як питання про органічне чи неорганічне походження нафти. Сьогодні переважна більшість геологів підтримують думку про наявність двох механізмів утворення нафти: із залишків живої матерії, а також неорганічного походження нафти з еманцій верхньої ма-

нтії. Ці механізми мають вагомий підтвердження як геологічного, так і хімічного порядку.

Гіпотези неорганічного походження нафти. Розділемо ці гіпотези на старі й нові. Старі гіпотези, об'єктивно, дещо наївні, уможливлені. Новітні – суттєво науково аргументовані.

До застарілих гіпотез неорганічного походження нафти належать:

1. Космічна гіпотеза Соколова (1892 р.) «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.). 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. Однак 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 менше 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 мантиї 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 більше 110 – 150 градусів Цельсія на глибинах не більше 5 – 10 км, але перетворення метану в більш складні вуглеводні відбувається лише при тисках понад 30 кілобар на відповідних глибинах близько сотні кілометрів.

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

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 р.; Лукін, 2015 р.].

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

Переконаливим практичним підтвердженням глобальних перспектив ендеогенних вуглеводнів стало відкриття в 1988 р. унікальних

нафтових родовищ Білий Тигр (Батьхо), Дракон, Ринг-Донг, Чорний Лев тощо, у різновіковому (верхній палеозой-мезозой) фундаменті південно-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 побудови 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 побудовою стоять близько до деяких вуглеводнів нафти. Розрізняють стадії:

- а) діагенетичну – анаеробно-бактеріальні процеси;
- б) катагенетичну – фізико-хімічні перетворення, зумовлені температура-турою 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 декарбоксилювання кислот у вуглеводні, ізомеризації й полімеризації алкенів, деструкції та перерозподілу (диспропорціонування) водню й ін. Нафта являє собою поєднання двох груп сполук: з успадкованою структурою молекул вихідної органічної речовини і сполук, що утворилися в результаті глибоких перетворень.

На сьогодні найбільше поширення одержала гіпотеза парагенезису горючих копалин, відповідно до якої шляхи перетворення органічних залишків обумовлюються материнською речовиною й умовами перетворення. Прийнято, що органічні речовини (ОР) гумусового ряду генерують переважно газ, у той час як ОР планктогенного (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, термokatалітичних 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-коксолової 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 преважують над газовими, що зумовлено такими причинами:

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

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

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

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

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

Виявлені на сьогодні запаси газу сконцентровані в основному в мезозойських (насамперед крейдових) відкладах. Роздільне формування великих зон газо- і нафтонакопичення зумовлене, 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 газonosні райони півночі Західного Сибіру. У мезозойських відкладах Перської затоки, що мають морське походження і містять ОР сапропелевого типу, знаходиться найбільша на Землі зона переважаючого нафтонакопичення.

На підставі виявлених закономірностей зміни ОР у процесі катагенезу 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. 2.22).

На рис. 2.22, *a* 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.

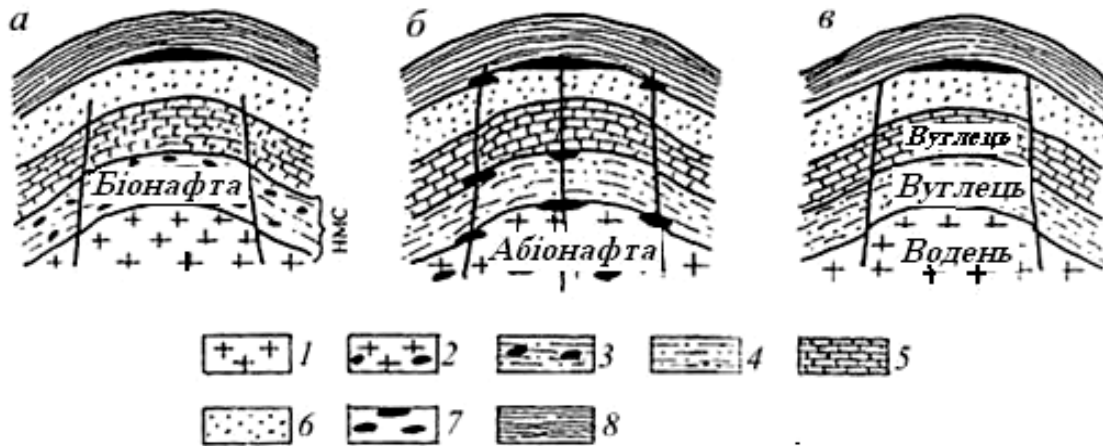


Рисунок 2.22 – Принципові схеми формування нафтових і газових родовищ за різними теоретичними уявленнями:

а – за органічною теорією; б – за магматично-неорганічною теорією;

в – за осадово-неорганічною теорією І.І. Чабаненка, М.І. Євдошука, В.П. Ключка, В.С. Токовенка: НМС – нафтоматеринська, або нафто твірна, світа; 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 уразливі місця деяких положень органічної теорії:

1) недоведеність лабораторними експериментальними дослідженнями можливостей перетворення решток похованих рослин і тварин безпосередньо на вже готову нафтову речовину;

2) відсутність у «материнських» осадових породах залишків рослин та тварин, які не могли повністю перетворитися на нафту (целюлоза, хітин, кістки тощо);

3) відсутність у тих самих нафтовірних 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 нафтовірних шарів (без залишку в них слідів їх колишнього там знаходження);

5) відсутність родовищ нафти і газу в самих нафтоматеринських породах.

Ці та інші невідповідності органічної теорії законам фізико-хімії 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. 2.22, 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.

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

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

2) невизначеність закономірностей надходження (суцільними потоками чи вибірковими) нафтових вуглеводнів із внутрішніх частин Землі;

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

На рис. 2.22, 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 із 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 впливає з обмежених можливостей нафтоутворення за органічною гіпотезою.

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

2.6. Природні й нафтові гази, гази альтернативних джерел 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, 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 індивідуальних 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 ($\text{C}_2 > \text{C}_4$); 2) пропан-етанова ($\text{C}_4 > \text{C}_2$); 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 й 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 в сепараторі рідини, що конденсується.

2. «Жирний газ» з газовим фактором 10000 – 18000 м³/м³, рідиною густиною менше 740 кг/м³.

3. «Конденсатний газ» з газовим фактором від 1400 до 12500 м³/м³ і рідиною густиною між 780 та 740 кг/м³.

4. «Нафта з високою усадкою» з газовим фактором від 180 до 1400 м³/м³ і густиною 740 – 800 кг/м³.

5. «Нафта з низькою усадкою» з газовим фактором менше 180 м³/м³ та густиною більше 800 кг/м³.

«Сухий газ» складається в переважній більшості з метану з домішкою етану і дуже невеликої кількості важких вуглеводневих газів. Азотно-метанові й азотні газу 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 у зв'язку з тим, 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 газу» є проміжною ланкою між «сухими» й «конденсатними газу». Із «сухими газу» 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 здійснення товщі при тектонічних переміщеннях.

«Конденсатний газ» порівняно з «жирним» містить більше важких компонентів; кількість рідини, що виділяється в сепараторі на 1 м³ 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» у тому, що в першому флюїді міститься більше легких вуглеводнів. Критична температура для цих нафт ближча 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 табл. 2.1 наведені типові склади трьох флюїдів, виражені в мольних відсотках.

Таблиця 2.1 – 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 неуглеводневі 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 котрого 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 газonosних 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 менше 1 до 800 – 900 кгс/см². 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/см².

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 м³/т при коливаннях фонових значень у межах 20 – 110 м³/т. Для стародавніх платформ середня газонасиченість (47 м³/т) дещо нижча, ніж для молодих (55 м³/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 від концентрації 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 м³/м³. Проте загалом для попутних газів характерний низький уміст азоту. Більше 65% всіх нафтових покладів містять попутний газ з концентрацією азоту не вище 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 вуглеводнів. 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 $5 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

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

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 вище 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 відрізнитися 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 складові її 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 є, звичайно, 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°C і нормальному тиску маса 1 м^3 метану становить $0,677 \text{ кг}$.

Метан має високу термічну стійкість. Він починає помітно розкладатися при температурі не меншій ніж 600°C . Ізотопний склад вуглецю метану характеризується відношенням $^{12}\text{C}/^{13}\text{C} = 89 - 92$. Він має нижчу теплоту згоряння ($34,0 - 37,2 \text{ МДж}/\text{м}^3$) і приблизно в

2,0 рази більшу, ніж кам'яне вугілля. Прикладом знаходження в природі чистого метану є так званий болотяний газ.

Метан – основний компонент 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 м³ етану за нормальних умов складає 1,270 кг. У чистому вигляді етан у природі не зустрічається, звичайно він супроводжує метан. Нижча теплота згоряння його – від 60,3 до 66,2 МДж/м³.

Пропан – також безбарвний газ, більш важкий, ніж повітря. Маса 1 м³ 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/м³.

Бутан (нормальний) має вдвічі більшу густину, ніж повітря. Маса 1 м³ 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.

Також відомий *ізобутан*, який 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 тільки 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/м³.

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 відсотків, за винятком газів, пов'язаних з нафтовими покладами, де кількість пентану може досягати 10 об. %.

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 ¹³C_{сер}: етан – 3,4%, пропан – 2,9%, бутан – 2,7%.

Крім вуглеводневих компонентів, горючі природні гази звичайно 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_n) природних газів коливається в межах 25,1 – 33,5 МДж/м³, 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) до поверхні з величезною швидкістю. Деякі газові свердловини здатні дати до 6 млн. м³ газу на добу.

Основними проблемами, що виникають при експлуатації газових свердловин, є регулювання тиску й установа 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 і 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, у котрих 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. 2.23). 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.

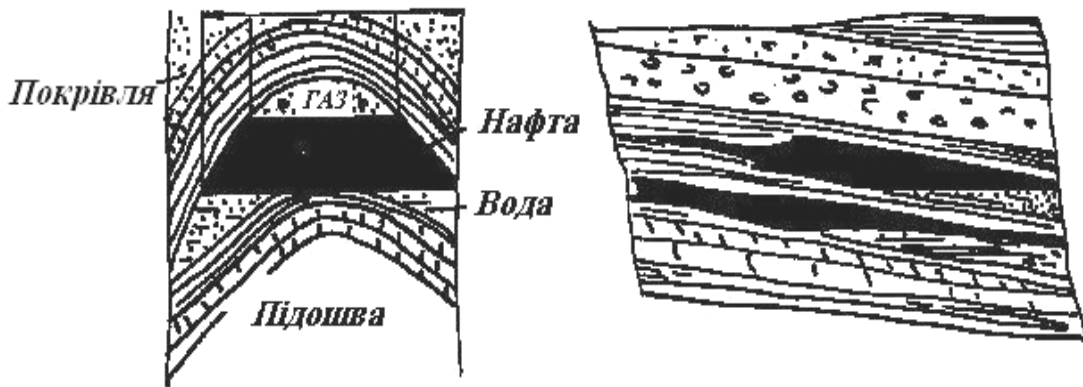


Рисунок 2.23 – Родовище нафти з газовим прошарком

У деяких випадках газ повністю розчинений у нафті; цей газ видобувається разом з нафтою. Як правило, газу міститься 200 – 400 м³ на 1 т нафти (цю величину називають газовим фактором). Найбільш часто зустрічаємо прості форми нафтогазових покладів, показані на рис. 2.24.

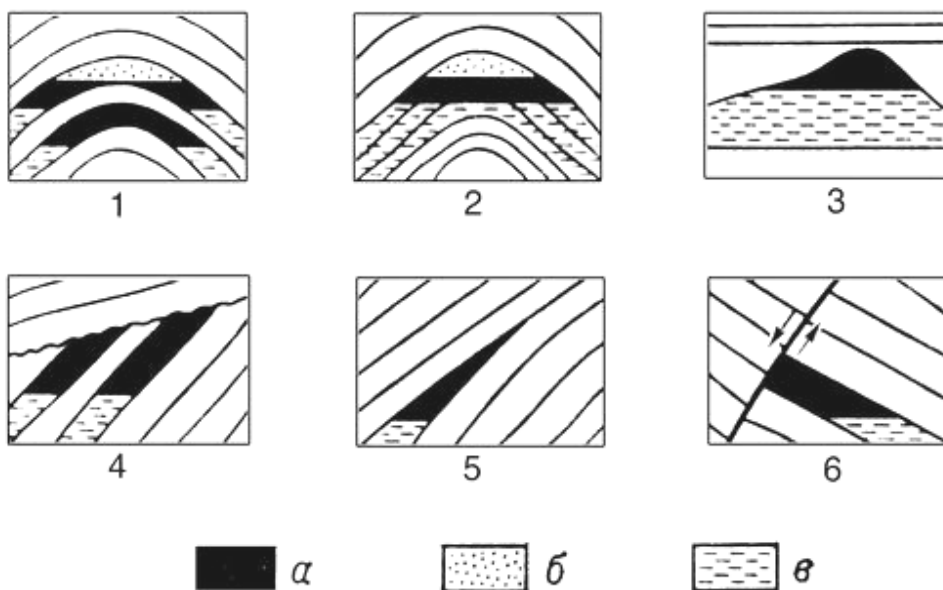


Рисунок 2.24 – Нафтогазові поклади різного типу в гідравлічно незамкнених (1-3) і замкнених (4-6) пастках: а – нафта; б – газ; в – вода.

*1 – пластові склепінчасті нафтові і газонафтові 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.*

Гази вугільних родовищ. Метан вугільних родовищ (англ. methane of coal deposits) – попутна корисна копалина, яка міститься у вугільних пластах і вмісних породах.

Шахтний метан як побічна корисна копалина використовується понад 50 років. На метан вугільних родовищ як самостійну корисну копалину звернули увагу після нафтової кризи 1973 року. На кінець ХХ ст. використання метану з вугільних покладів у світі ще не набуло великого поширення. Так, у 1998 році в США з вугільних пластів великої потужності з метаноносністю 8,5 – 19,2 м³/т видобуто й утилізовано близько 10 млрд м³ метану, що майже в 12 разів більше порівняно з 1997 роком.

Наприкінці ХХ століття запаси метану вугільних родовищ оцінені в ряді країн. Ресурси метану вугільних родовищ США становлять 8,5 – 14 трлн м³, ФРН – 3 – 4 трлн м³, Великобританії – 1,9 – 2,8 трлн м³, Польщі – 1,6 – 2,0 трлн м³, Китаю – 25 – 30 трлн м³, Австралії – 6,0 трлн м³.

У США експлуатується понад 5000 свердловин, які видобувають газ з вугільних пластів. Видобуток метану з вугільних родовищ у США 2000 року склав 30 млрд м³.

Метан – основний газ вугільних родовищ. Гази вугільних родовищ – це гази, адсорбовані у самому вугіллі, а також ті, що знаходяться у пустотах супутніх гірських порід (суфляри). Переважно газ вугільних родовищ складає метан.

У викопному вугіллі метан знаходиться в трьох станах: вільному (в порах), адсорбованому (на поверхні, головним чином, пор) і розчиненому в органіці вугільної речовини.

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 нарузі, що сприяє метановидаленню. Для поліпшення метановидалення з вугілля масив необхідно обробляти хімічно-активними речовинами чи витіснити адсорбований метан поверхнево-активними речовинами.

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

Газ вугільних родовищ в Україні. В Україні метаноносність кам'яного вугілля Донецького та Львівсько-Волинського басейнів коливається в межах 0,5 – 25 м³/т. Ресурси метану в розвіданих кондиційних вугільних пластах до глибини 1800 м становлять 0,45 – 0,55 трлн м³. У вмісних породах акумульовано в 1,5 – 2 рази більше вуглеводневих газів, ніж у вугільних пластах, тобто в них не менше 1,5 – 2,0 трлн м³ метану. Таким чином, вугільні родовища України містять близько 2,5 – 3,0 трлн м³ метану. За іншими оцінками, ресурси метану у вугільних пластах діючих шахт Донбасу становлять 0,491 трлн м³; ресурси метану у вугільних пластах за межами полів діючих шахт – 0,592 трлн м³; ресурси вільного метану у вмісних породах – 3,77 трлн м³. Загалом запасів метану понад 4,0 трлн м³.

Використання метану вугільних пластів в Україні знаходиться на початковій стадії.

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 газомісними породами.

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

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

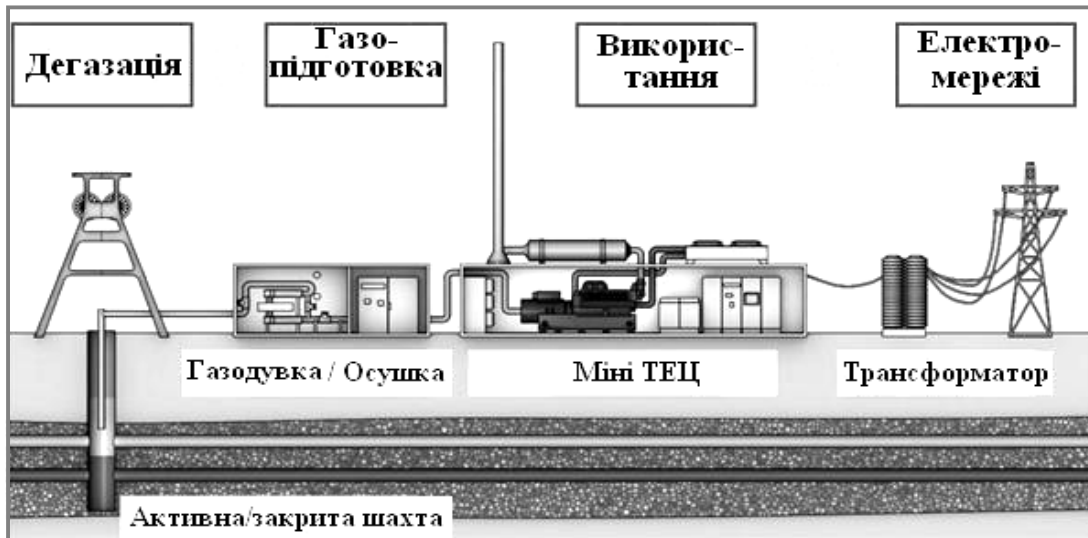


Рисунок 2.25 – Схема установки для використання метану

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 подрібки 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 подрібці. 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.

Сланцевий газ. Історія. Сланцевий природний газ (англ. shalegas) – природний газ, що видобувається з горючих сланців і складається переважно з метану.

У світі всюди знаходиться осадова порода, яка отримала назву «сланець». У цій осадовій породі міститься величезна кількість органіки, необхідної для виникнення нафти й газу. І газ у цих породах дійсно є. Проблема полягала в тому, що звичайні родовища газу утворені в піщаних породах. Сланець – це порода на кшталт пісковика, але ця порода більш щільна, з низькою пористістю та складається з більш дрібних і твердих частинок.

Цю тверду породу бурити набагато складніше, а запаси газу в таких родовищах набагато менші. Щоб добути цей газ, потрібно пробурити велику кількість горизонтальних свердловин, кожна з яких дасть лише обмежений обсяг газу. Тому довгий час розробляти їх було просто нерентабельно, хоча вперше сланцевий газ був видобутий у США ще в 1821 році.

Згадати про сланці як джерело енергоресурсів 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.

Однак 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 немає монополії на буріння надр. Окремі приватні фірми в 1990-х роках

продовжували дослідження в цьому напрямі. Найбільшою та найуспішнішою з них виявилася компанія ChesapeakeEnergy.

Фахівці компанії реанімували старі методи – передусім горизонтальне буріння, коли вже введений у пласт буровий інструмент починали поступово приводити в похиле положення, поки він не ставав повністю горизонтальним. Після цього в пробурених горизонтально свердловинах створювався ефект гідроудару за рахунок закачування води, піску і хімікатів (рис. 2.26). Усе це повинно було дозволити обійтися без буріння багатьох свердловин. Старі методи стали успішними завдяки розвитку технологій та відкриттю нових матеріалів для бурового обладнання. Це привело до того, що у 2008 році відбувся технологічний прорив і видобуток газу зі сланцю вийшов на промисловий рівень, а США зайняли перше місце у світі з видобутку газу, легко змістивши з п'єдесталу Росію.



Рисунок 2.26 – Схема буріння на сланцевий газ (зліва) та на традиційний (з пісковика)

Перспективи сланцевого газу. Говорити про глобальні наслідки того, що сталося на американському континенті, покищо 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 2009 році європейці опам'яталися і виявили, що колосальні 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 StatoilHydro вклала \$ 3,4 млрд у спільне підприємство з ChesapeakeEnergy. Нідерландці із Shell уже купили ліцензії на розробку надр Польщі й Німеччини.

Більш того, 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 гідродару води, змішаної з хімічними реагентами, що може призвести до забруднення вод підгрунтя. 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. м³.

Технологія видобутку сланцевого газу. Для видобутку сланцевого газу використовують горизонтальне буріння (англ. directional-drilling), гідророзрив пласта (англ. Hydraulicfracturing) та сейсмічне моделювання. Аналогічна технологія видобутку застосовується і для отримання вугільного метану.

Хоча сланцевий газ міститься у невеликих кількостях (0,2 – 3,2 млрд м³/км²), 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 м³. На сьогодні сланцевий газ є регіональним фактором, який має значний вплив лише на ринок країн Північної Америки.

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 м³ (ті, що технічно видобуваються – 3,6 трлн м³). Провідною корпорацією в США з видобутку сланцевого газу є Chesapeake Energy.

У 2009 році видобуток сланцевого газу в США склав 14% від усього горючого газу; його частка збільшується, що в 2009 році призвело до істотних змін у розподілі світового ринку горючого газу між країнами а утворення надлишкової пропозиції на ринку до початку 2010 року. У результаті зростання видобутку сланцевого газу термінали з імпорту зрідженого газу, побудовані в США, залишалися бездіяльними. Нині вони переобладнуються для експорту газу.

У листопаді 2009 року прес-секретар Білого дому заявив, що «використання сланцевого газу, як очікується, значно підвищить енергетичну безпеку США і допоможе знизити забруднення парниковими газами».

До 2010 року видобуток сланцевого газу в США досягав 51 млрд м³ на рік. На початку квітня 2010 р. повідомлялося, що Міністерство енергетики США встановило, що цифри з виробництва природного газу в країні завищувалися, у зв'язку із чим воно має намір скоригувати підсумкові показники в бік зменшення.

East European Gas Analysis прогнозував, що видобуток сланцевого газу в США до 2015 року складе більше 180 млрд. м³ на рік. За основним прогнозом Міжнародного енергетичного агентства, видобуток сланцевого газу в США до 2030 року буде не більшим ніж 150 млрд м³ на рік.

Масштаби розробки сланцевого газу в Європі. Великі 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 ConocoPhillips. 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 ExxonMobil пробурила в Польщі дві свердловини і згорнула проект, заявивши про його нерентабельність.

У Франції діє введена у 2012 році 5-річна заборона на використання технології гідророзриву для розробки запасів сланцевого газу.

МЕА прогнозує, що видобуток нетрадиційного газу в Європі до 2030 року складе 15 млрд м³ на рік. Згідно з найоптимістичнішими з нинішніх прогнозів видобуток у Європі не перевищить 40 млрд м³ на рік до 2030 року. Дехто вважає, що такі прогнози занижені.

Росія. 25 березня 2010 р. 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. У 2010 році Україна видала ліцензії на розвідку сланцевого газу для ExxonMobil і Shell.

У травні 2012 року стали відомі переможці конкурсу з розробки Юзівської (Донецька область) та Олеської (Львівська область) газових площ. Ними стали Shell і Chevron відповідно. Очікувалося, що промисловий видобуток на цих ділянках почнеться у 2018 – 2019 роках. 25 жовтня 2012 Shell почала буріння першої пошукової свердловини газу ущільнених пісковиків у Харківській області.

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. м³ 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 кубометрів 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 рр. 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 метрів кубічних води. Велика частина води (1300 – 23000 м³ води з однієї свердловини) потім повертається на поверхню. Окрема проблема – утилізація забруднених вод, що використовували для гідравлічних розривів.

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

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

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 виробничих 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.

Газові гідрати. З огляду на постійне зростання цін на імпорتنі традиційні енергоносії та необхідність забезпечення енергетичної безпеки України дедалі більш актуальним стає питання отримання природного газу з нетрадиційних джерел: вугільних шахт, горючих сланців і газогідратів. За прогнозами фахівців, кількості метану в газогідратах може вистачити для всього людства на 6 тисяч років.

Уперше газові гідрати були відкриті у 1810 році. Протягом останнього часу інтерес до проблеми газових гідратів у всьому світі значно посилюється, 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.

У листопаді 1993 року Урядом України було прийнято постанову «Про пошуки газогідратної сировини в Чорному морі і створення ефективних технологій її видобутку та переробки».

21 квітня 2011 року Законом України № 3268-VI було затверджено Загальнодержавну програму розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року, проте в ній питання про видобуток метану з газогідратів не ставиться.

Характеристика газогідратних ресурсів. Газогідрати (гідрати природних газів, або клатрати) – це молекулярні тверді кристалічні сполуки газу з водою, які за зовнішніми ознаками подібні на звичайний лід. Гідратоутворюючими газами можуть бути метан, етан, пропан, ізобутан, азот, аргон, діоксид вуглеводню, кисень, криптон, ксенон, озон, сірководень і хлор. Найчастіше зустрічаються газогідрати, які містять метан. Кристалічна ґратка клатрату вміщує до 8 молекул газу на 46 молекул води (рис. 2.27). Найчастіше ця ґратка природного «горючого льоду» складається із шести молекул води й однієї молекули метану, який знаходиться там у стисненому вигляді (до 25 МПа).

Молекули газу зв'язані з каркасом з молекул води силами Ван-дер-Ваальса.

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

Газогідрати представлені переважно кригоподібною масою у вигляді пластин завдовжки до 7 см, дрібними сірими кристалами розміром до 1 – 3 см (рис. 2.28).



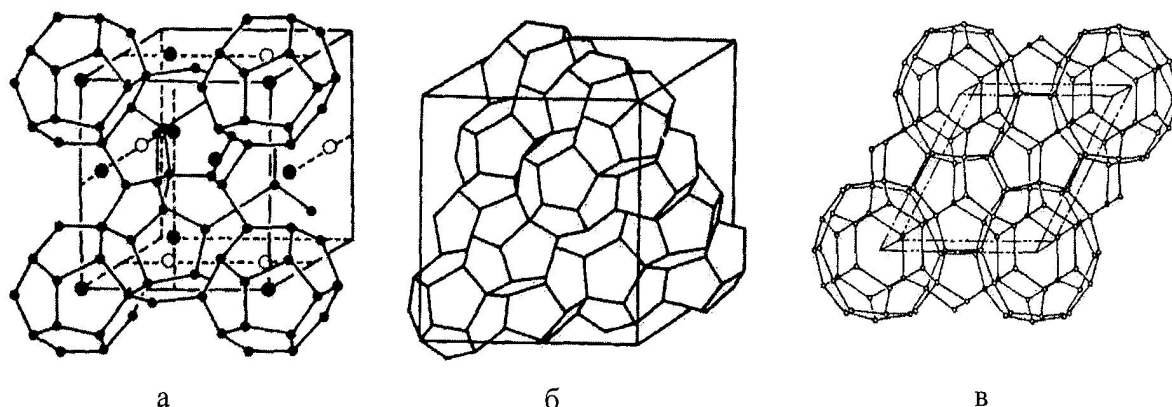
Рисунок 2.27 – «Горючий лід». Метан у вигляді газових гідратів

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

Гідрати мають такі хімічні формули:

- для метану й етану $\text{CH}_4 \times \text{H}_2\text{O}$ і $\text{C}_2\text{H}_6 \times 8\text{H}_2\text{O}$;
- для пропану та бутану $\text{C}_3\text{H}_8 \times 17\text{H}_2\text{O}$ і $\text{C}_4\text{H}_{10} \times 17\text{H}_2\text{O}$.

Гідрати належать до нестійких сполук та за деяких умов швидко розкладаються на газ і воду.



**Рисунок 2.28 – Типи кристалічних ґраток газових гідратів:
а – КС-I, б – КС-II, в – КС-III.**

Газогідрат утворюється при температурі 0°C та при 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, так і під дном моря кількома прошарками завтовшки від 0,5 до 500 м. При цьому 98% світових запасів газогідратів зосереджено в морях та океанах, і тільки 2% на суходолі в зоні вічної мерз-

лоти. При атмосферному тиску гідрат метану зберігає стійкість при температурі -80°C .

При підвищенні температури та зменшенні тиску газогідрати розкладаються на газ і воду з поглинанням великої кількості тепла. На діаграмі «тиск – температура» (рис. 2.29) показано фазовий стан газогідратів.

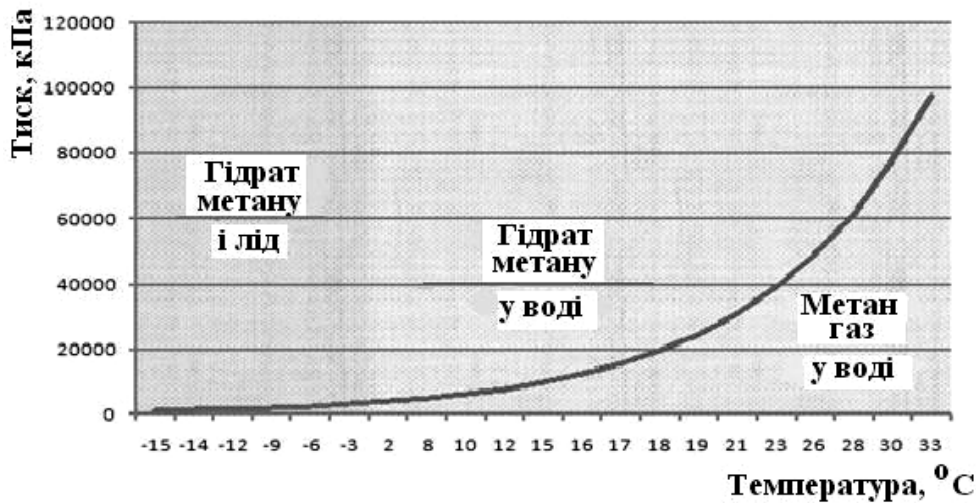


Рисунок 2.29 – Фазова діаграма гідрату метану: гідрат метану та льоду – гідрат метану у воді – газ метан у воді).

Метан та інші гази накопичуються в зоні залягання газогідратів і під їх пластами в результаті витоків крізь розщілини з глибин земної кори, а також у результаті життєдіяльності бактерій на дні морів.

За оцінками фахівців, світових ресурсів вуглеводнів у газогідратах у 2,4 разу більше ніж у вільному газі, нафті та вугіллі разом узятих. Станом на 2006 рік у всьому світі було відкрито близько 220 морських газогідратних покладів, кількість метану в яких становила близько 85% від усіх традиційних світових ресурсів газу.

У 1988 – 1989 рр. експедиціями Міністерства геології та Академії наук були виявлені поклади газогідрату метану на шельфі Чорного моря, об'єм метану в яких оцінювався в 100 трлн м^3 , з котрих на частку України припадає близько 25 трлн м^3 метану в газогідратних пластах, розташованих уздовж Південного берега Криму, зокрема у западині Сорокіна глибиною 2 км.

Якщо прийняти потреби України в газі в обсязі 50 млрд м^3 газу на рік, то цих газогідратних ресурсів вистачить на 500 років. На дні Чорного моря газогідратні поклади розташовані на глибинах 300 – 1000 м, а під його дном у середньому на глибині 400 – 500 м (макси-

мально 800 – 1000 м). За даними українського дослідника Є.Ф. Шнекова, в басейні Чорного моря виявлено понад 300 газовиділень різної інтенсивності, що дає йому підставу стверджувати, що з дна Чорного моря у водну товщу виділяється $1,640 \times 10^9$ м³ метану на рік. Це свідчить про величезний енергетичний ресурс, зосереджений у газогідратних покладах, незважаючи на те, що газовіддача Чорного моря продовжується вже як мінімум 30 тис. років.

На сьогодні дослідження можливостей видобутку метану з газогідратів в українському секторі Чорного моря здійснюються вченими Морського гідрофізичного інституту НАН України, Інституту фізичної хімії НАН України, Інституту геологічних наук НАН України, Інституту біології південних морів та Одеської державної академії холоду, Міжнародного науково-технічного університету (м. Київ), Інституту проблем матеріалознавства ім. І.М. Францевича НАН України. Так, у результаті досліджень, проведених в Інституті геологічних наук НАН України, на підставі геофізичних та сейсмічних досліджень було виявлено три зони гідратоутворення в північній частині Чорного моря з імовірними сумарними запасами в об'ємі 50 – 60 трлн м³ газу. Зокрема, перспективною вважається зона палеодельти Дніпра.

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

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 витратити багато енергії, через що значна частина газу, що добувається, використовується на місці, а сам газ виходить досить дорогим. Метод зниження тиску придатний для гідратних пластів, де насиченість гідратами невелика. Інший недолік методу зниження тиску пов'язаний з утворенням гідратів у привибійній зоні, що ускладнює процес видобутку газу;

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

– технологія заміщення полягає 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.

Досвід країн світу у видобутку газу з газогідратів. Нині в США, Канаді, Німеччині, Норвегії, Японії, Індії, Китаї, Росії та інших країнах розроблено декілька варіантів технологій видобутку метану з газогідратів. У Росії дослідження газових гідратів проводяться у ВАТ «Газпром», в інститутах Російської академії наук та університетах. На сьогодні газ із гідратів на планеті добувають лише у двох місцях – у Західному Сибіру і на Алясці. Але це суходільні, а не морські

родовища. Так, Мессояхське родовище газогідратів на півострові Таймир уже впродовж 30 років частково забезпечує газом Норильськ та його численні промислові підприємства.

У 1998 – 2008 рр. японсько-канадська група вчених за участю фахівців із США, Німеччини й Індії в результаті пробного буріння виявила шар газогідратів на глибині близько 1000 – 1200 м неподалік від гирла річки Маккензі на північному заході Канади.

На сьогодні лідерами освоєння газогідратів є Японія, Корея та Індія.

У всіх трьох країнах проекти в цій сфері активізувалися у 2007 – 2008 рр., під час найвищого зростання цін на нафту і на зріджений природний газ.

В індійських водах прогнольні запаси газогідратного газу оцінюються більш ніж у 55 трлн м³. З метою проведення досліджень у сфері освоєння газогідратних покладів у 1997 р. було засновано державну компанію National Gas Hydrate Program. Почати комерційний видобуток метану з газогідратів компанія планувала у 2014 – 2015 рр.

На початку 2012 р. у Японії розпочато перший у світі експеримент з видобутку метаногідратів під дном океану. Японія вже витратила декілька сотень мільйонів доларів на розвиток технології з видобутку метанових гідратів способом розгерметизації. Процес розгерметизації (зниження тиску) був визнаний японцями ефективнішим для перетворення гідратів на газ, ніж його нагрівання морською водою. За оцінками експертів, покладів метаногідратів під океанським дном у прилеглих районах Японії вистачить приблизно на 100 років. Повномасштабне освоєння родовища планується почати у 2018 році після розробки придатної для промислового використання технології видобутку.

У Республіці Корея освоєнням газогідратних покладів займається державна компанія Korea National Oil Corp, яка з метою набуття досвіду бере участь в дослідженнях процесу видобутку газу з газогідратів на Алясці за участі низки американських компаній. Потужність газогідратів на корейському шельфі Японського моря оцінюється в 1 трлн м³ метану. Газогідратний проект включено в державну програму розвитку нафтогазовидобувної галузі Кореї. Початок видобутку метану із газогідратів було заплановано на 2015 рік.

У США дослідженням проблеми видобутку газогідратів сприяло ухвалення Конгресом у 1999 р. Акта про широкомасштабні пошуки й освоєння газогідратів на суходолі та в морі. У 2001 році Конгрес США виділив на ці дослідження 42 млн дол. Дослідження у сфері га-

зогідратного газу переважно проводяться на Алясці, де його запаси за попередніми оцінками складають близько 16 трлн м³. Цей проект реалізують Міністерство енергетики США і ряд компаній. У 2010 р. було проведено тестовий видобуток метану за технологією його заміщення вуглекислим газом. Крім цього, з 2009 р. Міністерство енергетики США та приватна фірма Chevron проводять дослідження в Мексиканській затоці. За оцінками американської компанії Mineral Management Service, запаси газогідратного газу в Мексиканській затоці можуть досягати астрономічного значення – 600 трлн м³. Проте великі нафтогазові компанії не квапляться освоювати ці невичерпні ресурси через занадто високі витрати й ризики.

У 2017 р. 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 р. За перші 8 днів з родовища, розташованого на глибині понад 1200 м від поверхні моря й ще близько 200 м від поверхні дна, було отримано понад 120 тис. м³ газу з умістом метану до 99,5%.

Співпраця України з іншими державами в освоєнні газогідратних покладів. Спільні експедиції українських та німецьких науковців з метою визначення перспектив видобутку природного газу з газогідратів на українському шельфі Чорного моря було започатковано у травні 2010 р. Протягом двох місяців на борту сучасного німецького наукового судна *Magia S. Merian* перспективи видобутку газогідратів досліджували вчені Інституту біології південних морів НАН України й фахівці бременського Науково-дослідницького центру екології моря MARUM. Того ж року німецько-українська експедиція виявила запаси газогідратів неподалік від Севастополя.

У жовтні 2011 року було досягнуто домовленість між фахівцями Інституту екології Балтійського моря (м. Варнемюнде, Німеччина) та Інституту біології південних морів НАНУ (м. Севастополь) щодо продовження досліджень проблематики, пов'язаної з видобутком газогідратів. Згідно з укладеною угодою, у 2012 – 2013 роках було заплановано чотири спільні експедиції.

У результаті геофізичних досліджень на схилі північно-західного шельфу Чорного моря (акваторія палеодельти Дніпра) встановлені розмір і потужність газогідратонасичених донних відкладень, запропоновано місце розташування першої дослідно-промислової свердловини [Коболєв, Верпаховська, 2014].

Екологічні ризики видобутку метану з газогідратів. У процесі видобутку метану з морського дна існує реальна небезпека підняття газогідратних мас на поверхню, що може призвести до вибухового виділення газу. За однією з вірогідних версій, саме такий підйом газогідратного пласта став причиною вибуху і руйнування платформи Deepwater Horizon у квітні 2011 р. Деякі фахівці взагалі радять не чіпати газогідрати, оскільки це може призвести до значних викидів в атмосферу метану, який є у 20 разів сильнішим парниковим газом, ніж діоксид вуглецю. Якщо метан із газогідратів з-під води у великій кількості потрапить до атмосфери, то процес парникового ефекту та руйнування озонового шару піде 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 дол. Саме вивільнення великої кількості газу зі скупчення газогідратів у морських донних осіданнях, на думку низки дослідників, призвело свого часу до руйнування видобувних платформ у Північному і Каспійському морях.

Отже, проаналізувавши стан проблеми видобутку сланцевого газу в Україні можна зробити наступні висновки:

1. На думку багатьох українських експертів, незважаючи на те, що в Україні накопичено фундаментальний науковий матеріал за результатами досліджень газогідратів у Чорному морі, наша країна дедалі більше відстає від передових країн світу в розробці й запровадженні новітніх технологій розвідки та видобутку метану з газогідратів. Основні причини – брак фінансування хоча б на рівні проведення дослідницько-пошукових робіт, а також фізична обмеженість доступу до газогідратних об'єктів у Чорному морі із часу анексії Росією Криму у 2014 р.

2. Наявні теоретичні розробки українських учених і фактичні дані, отримані ними в ході вивчення газогідратів Чорного моря, підтверджують доцільність проведення комплексних експериментальних

досліджень з метою запровадження технологій практичного видобутку метану з газогідратів Чорного моря для потреб економіки України.

3. На сьогодні серед експертів немає однозначної думки щодо можливої вартості майбутнього видобутку метану з газогідратів. Проте, оскільки за прогнозами фахівців через 20 – 30 років газогідрати будуть основним енергетичним ресурсом у світі, слід очікувати, що процес видобутку метану з газогідратів буде неухильно вдосконалюватися та ставати дедалі більш рентабельним, як це, наприклад, сталося з видобутком сланцевого газу.

4. При розробці газогідратних родовищ і зміні термодинамічних умов, близьких до межі фазової стійкості газогідратів, можуть виникнути серйозні екологічні проблеми. Тому освоєння газогідратів Чорного моря може забезпечити енергетичну незалежність України лише за умови вибору ефективного та екологічно безпечного методу їх видобутку.

Біогаз – це газ, який утворюється у процесі метанового бродіння біомаси. Розкладання біомаси на компоненти відбувається під впливом трьох видів бактерій. У ланцюгу харчування наступні бактерії харчуються продуктами життєдіяльності попередніх. Перший вид – гідролізні бактерії, другий – кислототвірні, третій – метанотвірні. У виробництві біогазу беруть участь не лише бактерії класу метаногенів, але й усі три види.

Склад утвореного біогазу: метан – 55 – 75%, CO_2 – 25 – 45%, H_2 і H_2S – незначні домішки. Після очищення біогазу від CO_2 одержують біометан. Біометан – аналог природного газу. Відмінність лише в походженні.

Сировиною для отримання біогазу є органічні відходи: гній, зернова та меласна післяспиртова барда, пивна дробина, буряковий жом, фекальні осади, побутові відходи, відходи рибного і забійного цеху, молокозаводів, виробництва соків, крохмалю та патоки, чіпсів, біодизеля, переробки картоплі, трава, водорості й т. п. Біогаз одержують із спеціально вирощених енергетичних культур, наприклад із силосної кукурудзи або сільфії. Вихід газу може досягати до 500 м^3 з тонни.

Історія застосування біогазу. Люди навчилися використовувати біогаз давно. У II столітті н.е. на території сучасної Німеччини існували примітивні біогазові установки. Алеманам, що населяли заболочені землі басейну Ельби, ввижались дракони в корчах на болоті. Вони вважали, що горючий газ, який скупчується в ямах на болотах – це смердюче дихання дракона. Щоб задобрити дракона в

болото кидали жертвопринесення і залишки їжі. Люди вірили, що дракон приходить уночі та його подих залишається в ямах. Алемани шили зі шкіри тенти, накривали ними болото, відводили газ по шкіряних трубках до свого житла і спалювали його для приготування їжі.

У XVII столітті Ян Баптист ван Гельмонт виявив, що розкладаючись, біомаса виділяє займісті газу. Алесандро Вольта у 1776 р. прийшов до висновку про існування залежності між кількістю біомаси, котра розкладається, і кількістю газу, який виділяється. У 1808 р. Хемфрі Деві виявив метан у біогазі.

Перша задокументована біогазова установка була побудована в Бомбеї, Індія 1859 року. У 1895 році біогаз застосовувався у Великобританії для вуличного освітлення. У 1930 р. були виявлені бактерії, що беруть участь у процесі вироблення біогазу.

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 складаються 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. 2.30 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.

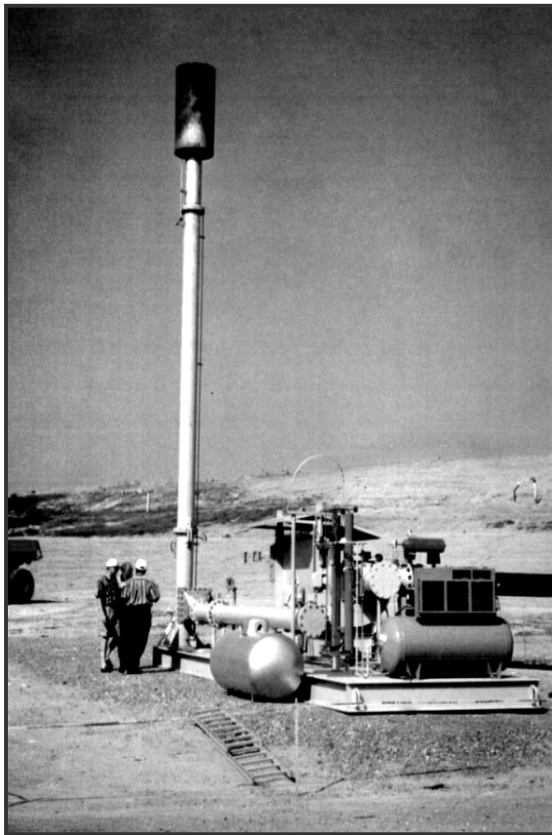


Рисунок 2.30 – Міське звалище і факел для спалювання метану на факелі

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 °С, кислотності (рН 6,6 – 7,6), швидкості подачі живлення, ступеня перемішування та ін. Тому великі метантенки обладнуються системами обігріву (рис. 2.31), перемішування, контролю рН, рекуперації тепла збродженого 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 може дати від 300 до 800 м³ біогазу. Переробка всієї кількості відходів може дати від 36 до 75 млрд м³ біогазу або в перерахунку на метан від 20 до 45 млрд м³ на рік.

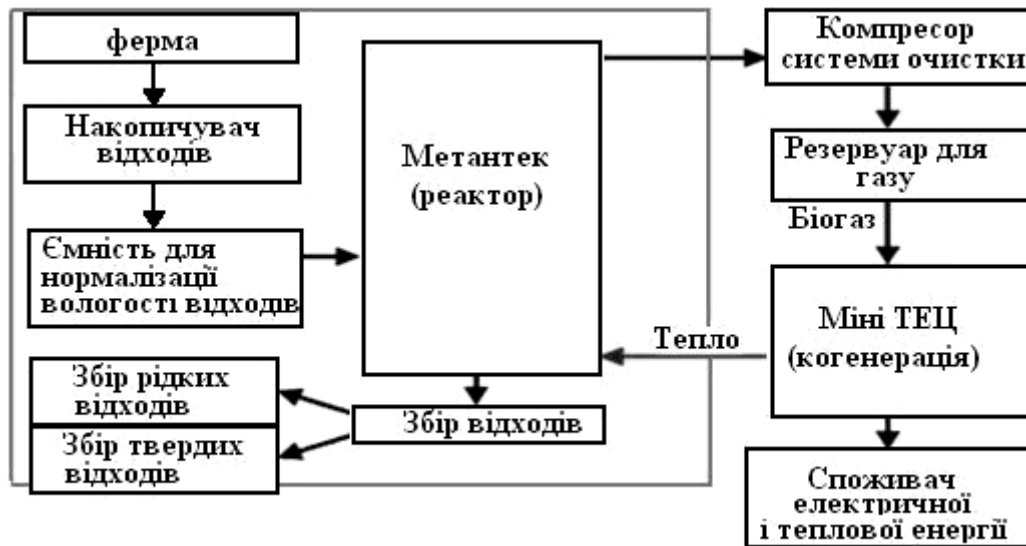


Рисунок 2.31 – Технологічна схема отримання і використання біогазу

Отже, біогаз утворюється в результаті мікробіологічного синтезу органічних речовин. Усього у світі нині використовується близько 60 різновидів технологій отримання біогазу. Найбільш поширений метод – анаеробне зброджування в метанках, 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 й 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'єданого з ним 3-фазного електрогенератора з напругою 400 (380) В та частотою 50 Гц, пристроїв для знімання те-

плогої 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 свій 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.

Екологія. 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 р. 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 електроенергії тощо. Теплотворна здатність біогазу, що містить 70% метану, становить 25100 кДж/м^3 , або 5990 ккал/м^3 .

Розвиток біогазових технологій в Україні дозволяє замінити від 2,6 до 8 млрд м^3 /рік природного газу.

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.

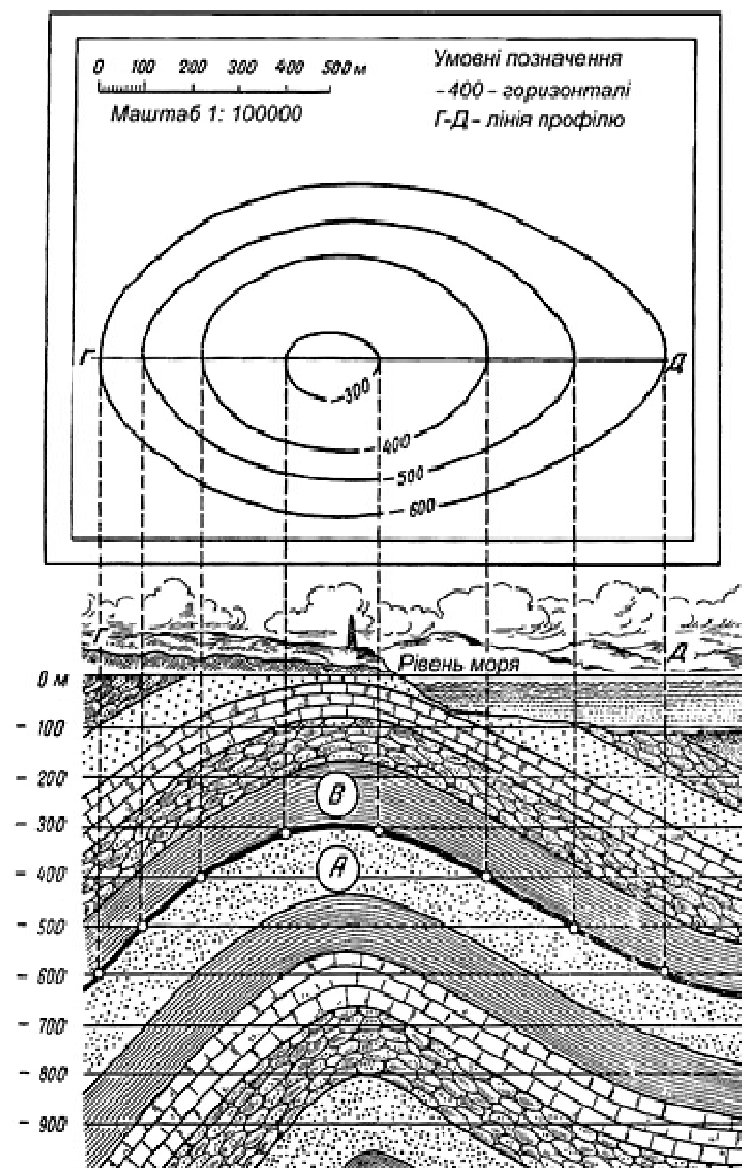


Рисунок 2.32 – Структурна карта

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. 2.32 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 дозво-

ляють 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.

Після закінчення пошуково-розвідувальних робіт починається *період буріння експлуатаційних свердловин* усередині контуру нафтоносності (або газоносності), через які буде здійснюватися видобуток нафти чи газу. Слід відмітити, що успіх пошуково-розвідувальних робіт значною мірою 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 *м*. Під час пошукового етапу роботи ведуться в трьох напрямках: 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 сейсмозрозвідка, 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 (уточнюються) поклади, уточнюються 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.

Останнім часом на етапі пошукових робіт на нафту і газ стали широко застосовуватися зйомки з космосу – *аерогеологічна зйомка*.

При аерогеологічних дослідженнях використовуються візуальні спостереження космонавтів, 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 й 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 законно-мірностей 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 повернеться на поверхню землі. Відбиті хвилі реєструються спеціальними приладами, які називаються сейсмографами. За часом приходу відбитої хвилі до сейсмографа та віддалі 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 в ультрафіолетовому промінні. За специфічним характером світіння відібраної проби породи роблять висновок про наявність нафти в покладі.

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

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

РОЗДІЛ 3. БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

3.1. Історія розвитку та сфери застосування 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.

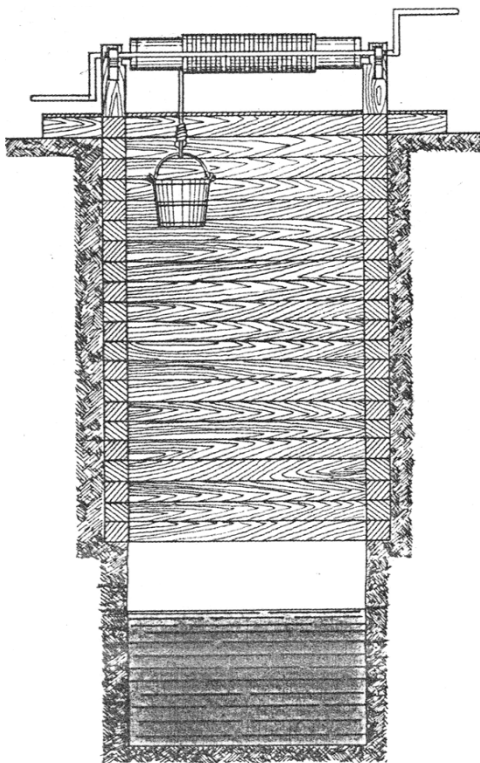


Рисунок 3.1 – Колодязь для видобутку нафти XIX ст.

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 трудоемним та складним і несло загрозу для життя гірників.

У 1865 році в Бориславі й на Волянці, на обох берегах Тисмениці, 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.

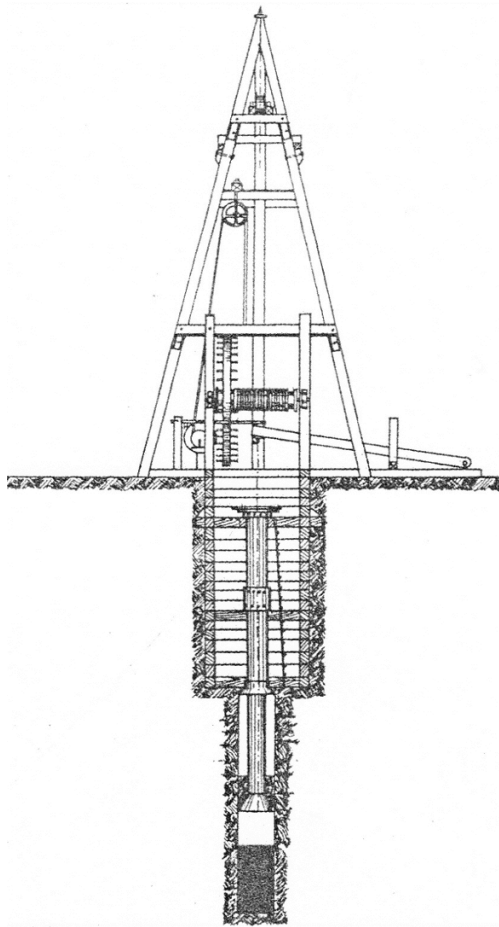


Рисунок 3.2 – Установа для ударного буріння з ручним приводом

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 сажнів, 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 (держак), 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 змінив новий, механічний, при цьому в бурильному верстаті для привода «вахача» почали використовувати локомотив (рис. 3.3). Таке обладнання застосовувалось упродовж довгого часу і давало добрі результати. Проте в ньому існувала суттєва небезпека внаслідок близького розміщення топки локомотива 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: «лож-

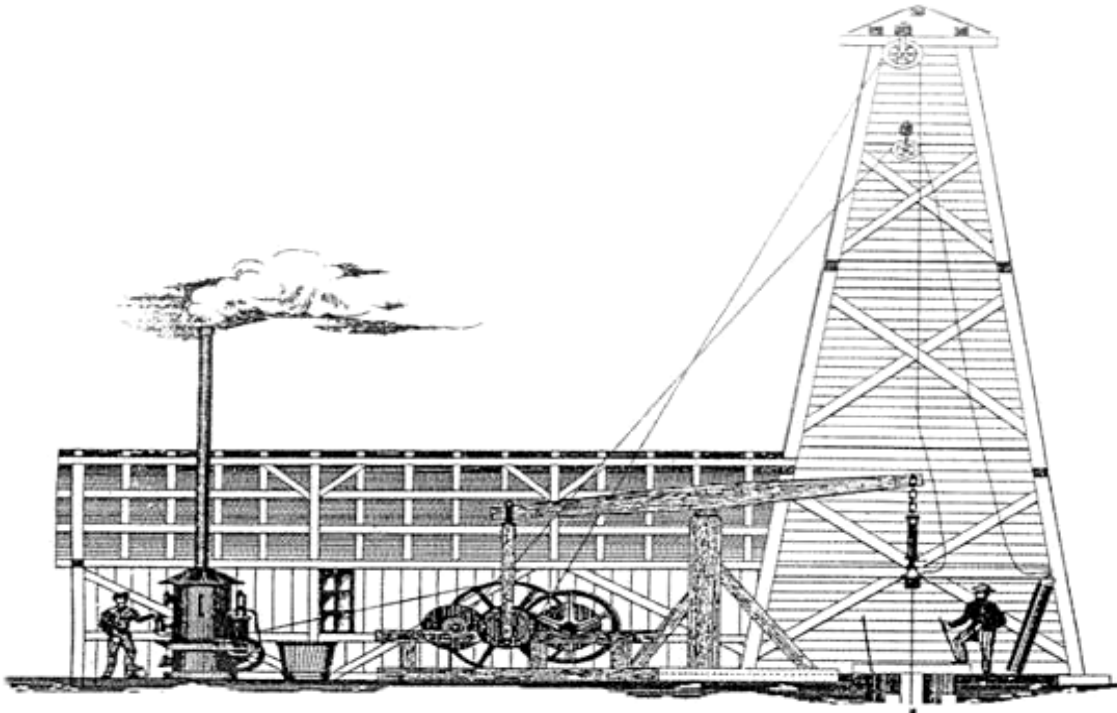


Рисунок 3.3 – Бурильний верстат, у якому для привода «вахача» використано локомотив

кування», 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 Борислава, на Потоці, уперше розпочато буріння свердловини «Карпатський Раточин-1» механічним ударним способом канадською машиною (рис. 3.4). Проте виявилось, що її конструкція не відповідає геологічним умовам прикарпатських родовищ. Верстат та інструменти, які застосовували в процесі буріння, для проходки більш глибоких свердловин було вдосконалено. Зокрема, було створено польсько-канадську бурову машину, котру довгий час використовували на нафтових площах Прикарпаття.

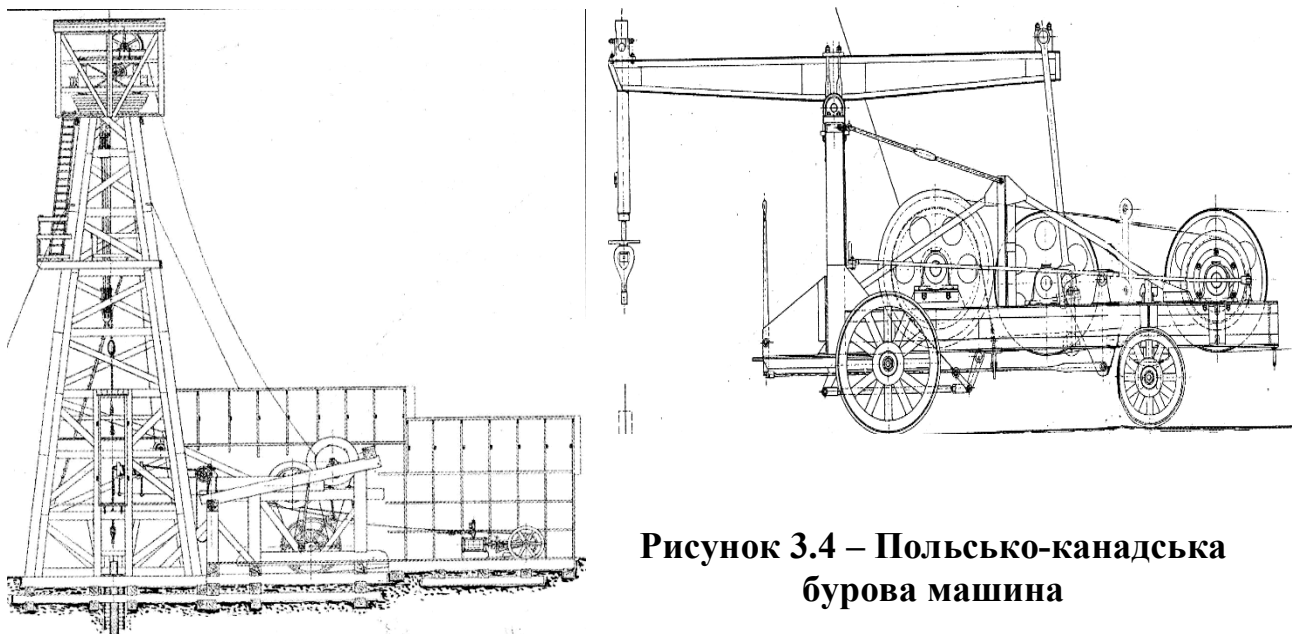


Рисунок 3.4 – Польсько-канадська бурова машина

На початку ХХ сторіччя бурова справа на Прикарпатті одержала новий розвиток. Було вдосконалено конструкції машин ударно-штангового буріння, скорочено час буріння свердловин, а самі вони стали більш глибокими. У 1910 році термін буріння свердловин 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 ХХ 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 – поверхнєве обладнання» втрачається ефективність ударного буріння. Разом з тим із збільшенням глибини свердловин різко змінюються пластові умови, зокрема пластові тиски

водоносних горизонтів, що унеможливило 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 Борислава 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 °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 ґрунту 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

Свердловиною 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 **стілкою** свердловини.

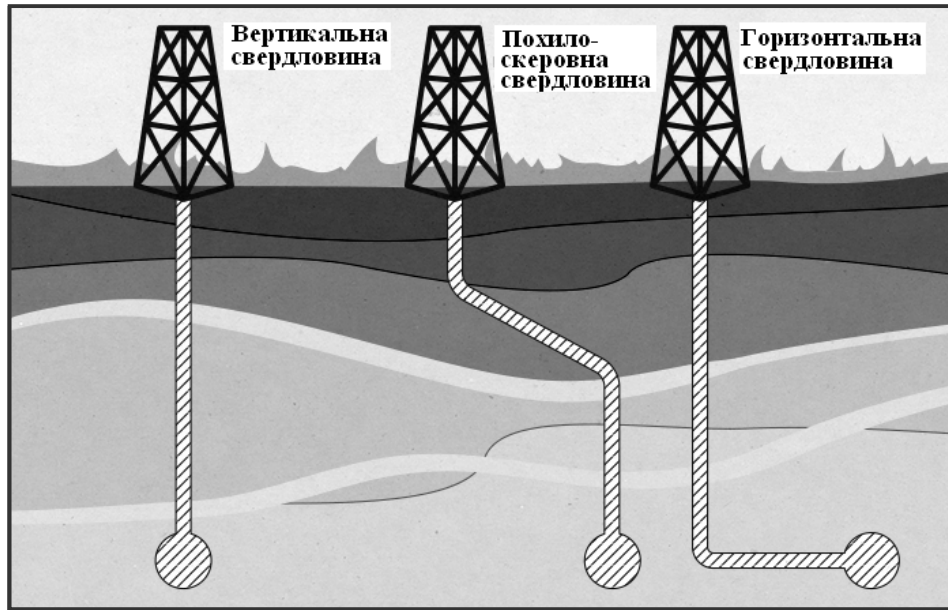
Нафтові та газові свердловини бурять на суші (рис. 3.5 а) й на морі за допомогою бурових установок. При бурінні на морі бурові установки монтується на естакадах, плавучих бурових платформах чи бурових судах (рис. 3.5 б).

Свердловини поділяють за глибиною та положенням осі стовбура і конфігурацією.

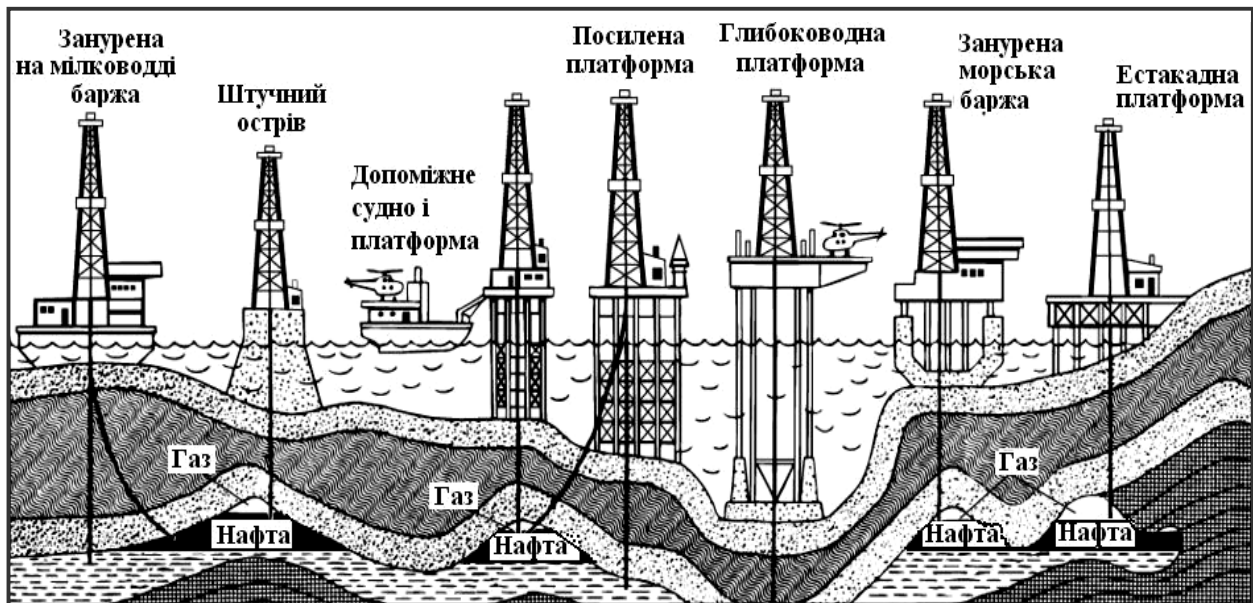
За глибиною свердловини бувають:

- 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 прогностичні 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 ефективно 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 інструменту на вибій поділяють на:

обертальний роторний, або із застосуванням вибійних двигунів (турбо-, електробурів, гвинтових двигунів);

ударний (ударно-штанговий, ударно-канатний);

ударно-обертальний.

Нафтові й газові свердловини споруджуються обертальним способом.

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.

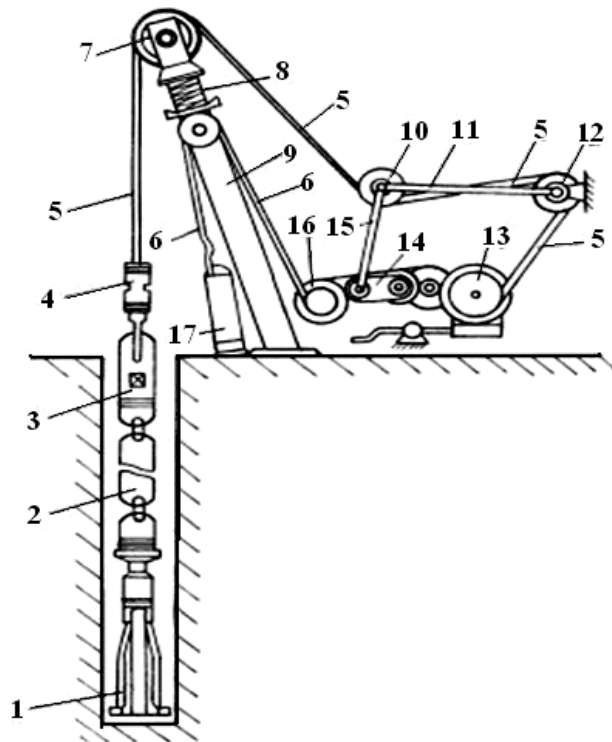


Рисунок – 3.6. Схема ударно-канатного буріння:

- 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 – балансірна 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 балансірна рама приводиться в коливальний рух відносно осі напрямного ролика 12. Відтяжний ролик балансірної 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.

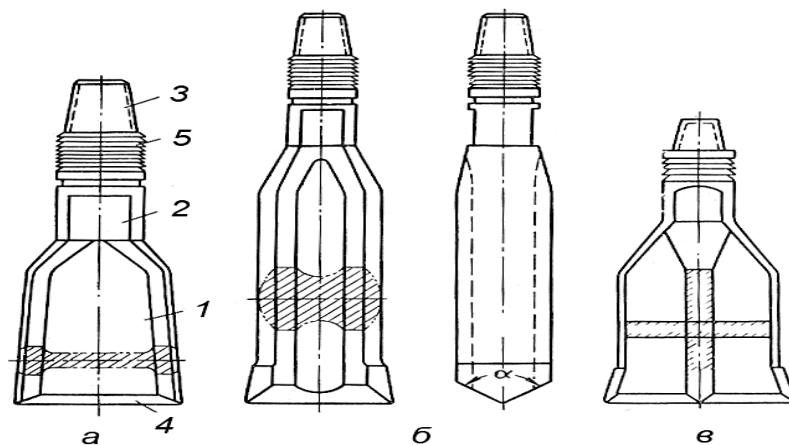


Рисунок 3.7 – Долота для ударного буріння:

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 продовжують.

Із збільшенням довжини обсадної колони настає 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 якого приєднують ведучу трубу та напірний рукав, проводять центрування вишки 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.

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

Буріння та кріплення свердловини. Після закінчення монтажу приступають до 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 сталевих бурильних труб. Під дією осьового навантаження долото занурюється в породу, а під впливом 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 (кern) витягується на поверхню з метою вивчення геологічної будови пройдених пластів і т. п.

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

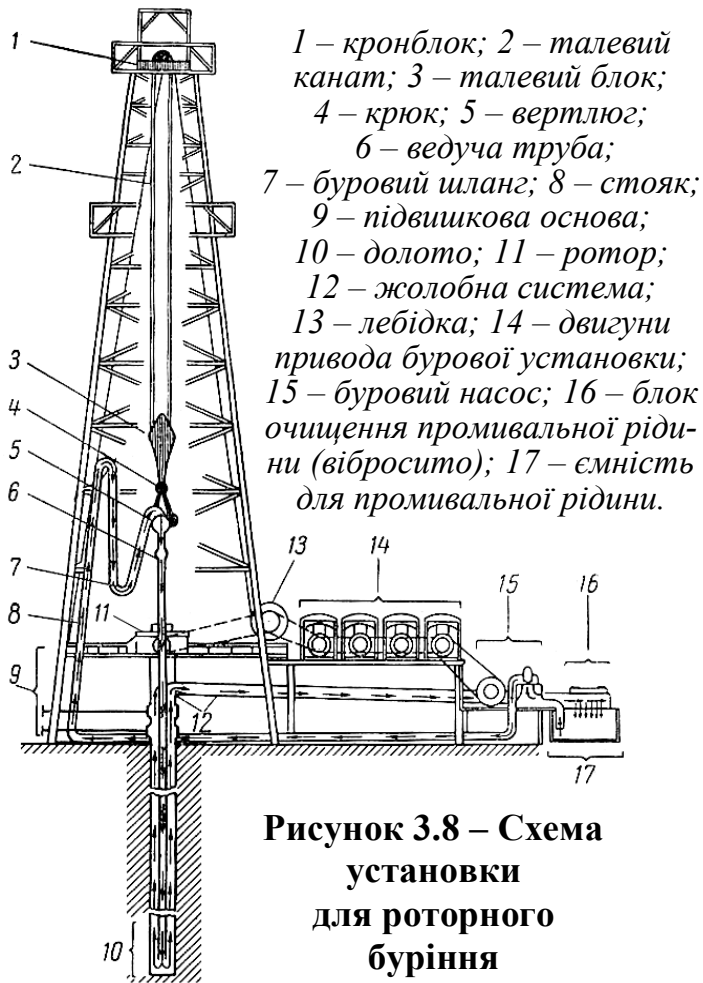
При *роторному бурінні* (рис. 3.8) установлений у центрі бурової ротор одержує оберти від двигунів привода бурової установки. Ротор у свою чергу передає обертання ведучій трубі, а через неї бурильним трубам і долоту.

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.



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 твердіння тампонажного розчину та перевірки якості утвореного цементного кільця в експлуатаційній колоні можна приступати до відкриття продуктивного пласта. При цьому обсадна колона прострілюється навпроти продуктивного пласта (перфорується), а у свердловину через утворені отвори починає надходити нафта або газ. Після перфорації експлуатаційної колони газ інтенсивно просочується у свердловину. При відкритті нафтового пласта приходиться здійснювати 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 будь-якого з методів освоєння добиваються такого положення, 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 експлуатацію.

Демонтування обладнання. Бурове та енергетичне обладнання демонтують великими блоками і перевозять на іншу бурову, яка монтується.

Процесом буріння свердловини керує кваліфікований спеціаліст – буровий майстер. На буровій цілодобово працює бурова бригада, що складається з трьох вахт, які змінюються по чергово. Ще одна додаткова вахта підміняє основні в їх вихідні дні.

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.

Оптимальним – це такий режим буріння, що 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.

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, охолодження 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) тиксотропні властивості (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 струшу-

ванні 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) нейтралізувати 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 буріння 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):

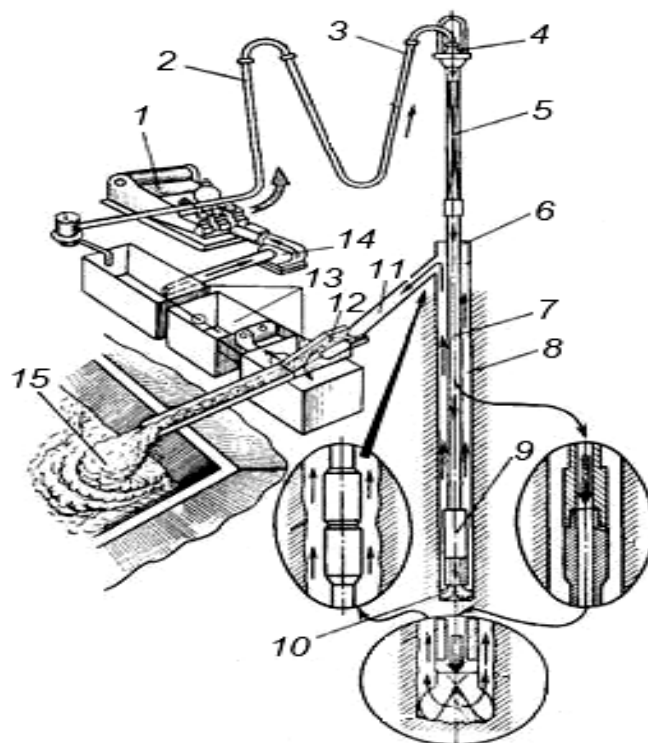


Рисунок 3.9 – Схема циркуляції промивальної рідини:

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 патрубков; 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 такими, що легко руйнуються, складеними слабозцементованими або крихкими породами. 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 і виходу флюїдів на денну поверхню.

Тому в процесі будівництва нафтові й газові свердловини кріплять шляхом спуску в пробурену гірську виробку сталевих 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 за колонного простору цементним розчином.

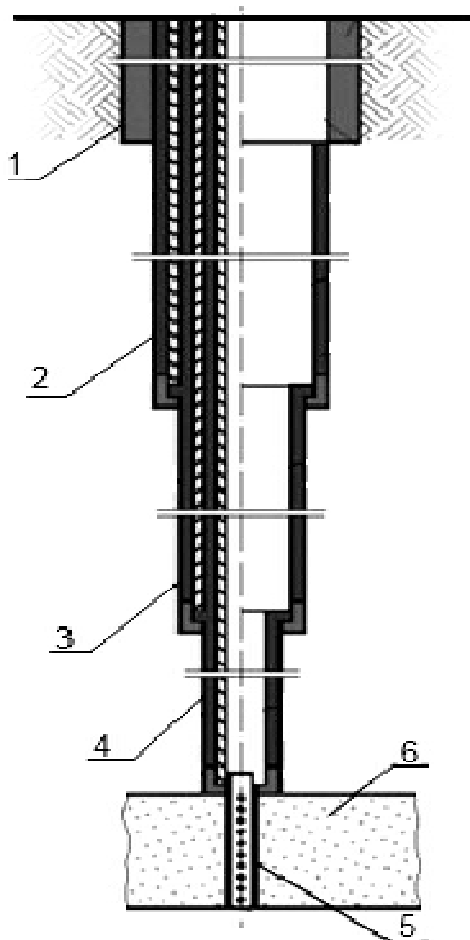


Рис. 3.10. Конструкція свердловини

- 1 – напрямлення; 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 напрямлення залежить від стану ґрунту і коливається від 5 – 7 до кількох десятків метрів.

При бурінні свердловин на морі напрямлення служить для ізоляції стовбура свердловини від водяної товщі.

У цьому випадку напрямлення називають *водоізоляційною колоною*.

Кондуктор – колона, яку спускають у свердловину після напрямлення. 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 встановлюють 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**. Проміжна колона може бути відсутня чи може 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**.

Зазвичай верхній кінець колони обсадних труб установлюють на гирлі свердловини. Інколи верхній кінець колони обсадних труб установлюють на значній глибині від гирла. Такі колони називають **потайними** чи **хвостовиками**.

Частина експлуатаційної колони, 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 у муфтових з'єднаннях від дії власної ваги, а також на міцність від дії зовнішніх і внутрішніх надлишкових тисків. Перед спуском у свердловину обсадну колону компонують трубами з потрібною міцністю, що відповідає проведеним розрахункам.

Після спуску обсадної колони, виконують цементування затрубного простору свердловини. Метою цементування є одержання міцного кільця цементного каменю в затрубному просторі, надійно ізолюючого всі відкриті свердловиною поглинаючі й нафтогазоводопро-являючі горизонти один від одного.

Для цементування обсадних колон застосовують різні типи тампонажних цементів. Із цементів при замішуванні їх з водою готують добре текучі тампонажні розчини. Процес цементування відбувається із застосуванням спеціального цементувального обладнання: насосних (цементувальних) агрегатів (рис. 3.11), цементно-змішувальних машин (рис. 3.12), осереднювальної ємності, блока маніфольду, станції контролю цементування.

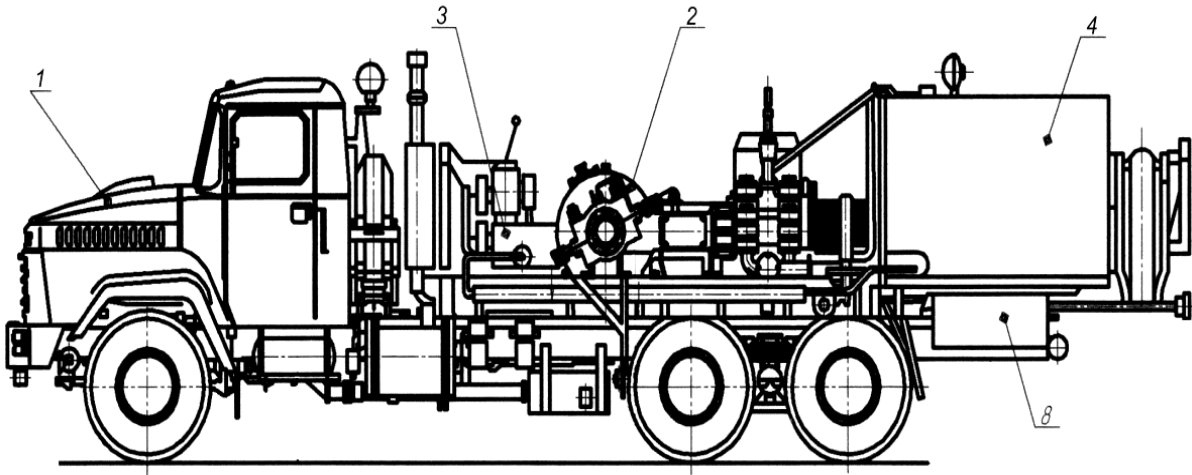


Рисунок 3.11 – Цементувальний агрегат ЦА-320:
 1 – шасі автомобіля КрАЗ-250; 2 – нагнітальний насос;
 3 – маніфольд; 4 – мірний бак

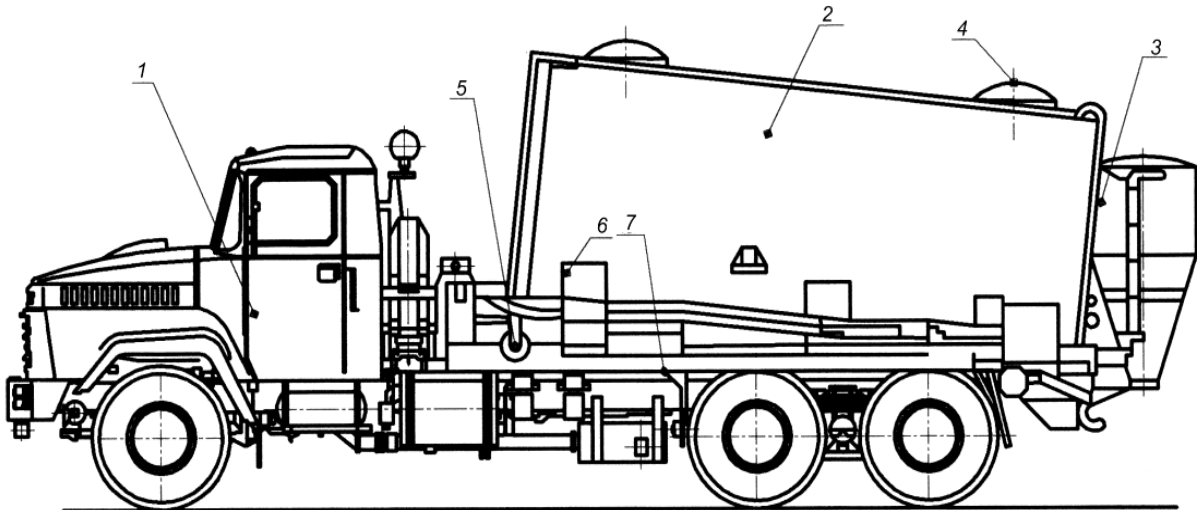


Рисунок 3.12 – Цементно-змішувальна машина 2СМН-20:
 1 – шасі автомобіля КрАЗ-250; 2 – бункер; 3 – змішувач;
 4 – завантажувальний шнек; 5 – приймальний колектор;
 6 – роздавальний колектор; 7 – рама

Після затвердіння 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 з пласта.

Існує декілька методів виклику припливу нафти, суть котрих полягає в зниженні протитиску на пласт (депресії), 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 доліт, вибір яких при бурінні свердловин визначається способом буріння, що застосовується, та фізико-механічними властивостями гірських порід, котрі розбурюють.

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 для буріння свердловин суцільним вибоєм, так і для колонкового буріння створені долота, які дають можливість руйнувати гір-

ську породи за будь-яким з перелічених чотирьох принципів. Це полегшує підбір типу долота згідно з фізико-механічними властивостями певної гірської породи.

Лопатеві долота. Випускаються дволопатеві долота типу 2Л, трилопатеві долота 3Л, трилопатеві ЗІР, шестилопатеві БІР та шестилопатеві долота ІНМ.

Під дією навантаження на вибій лопаті вриваються 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.

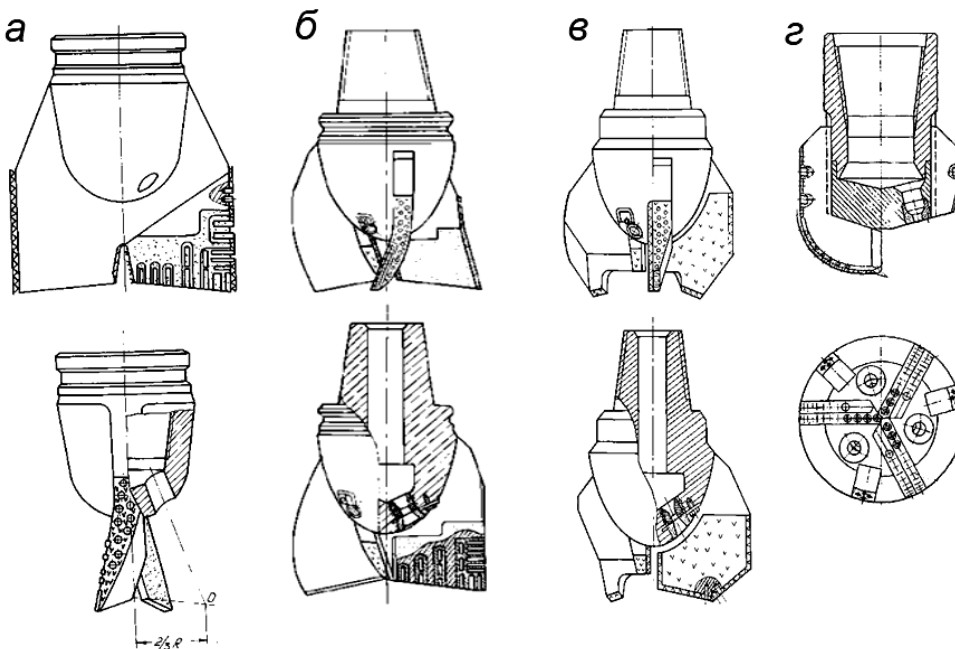


Рисунок 3.13 – Лопатеві долота:

*а – дволопатеве долото 2Л; б – трилопатеве долото 3Л;
в – трилопатеве долото ЗІР; 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 ЗЛ 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 **гідро-моніторними**.

Долота ЗІР (рис. 3.13, в) відрізняються від доліт ЗЛ 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 (мікрорізнанням) і стиранням.

Долота БІР 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 (мікрорізнанням) 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 шестилопатеve долото «ІНМ» відрізняється від долота БІР 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 (мікрорізнанням) 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.

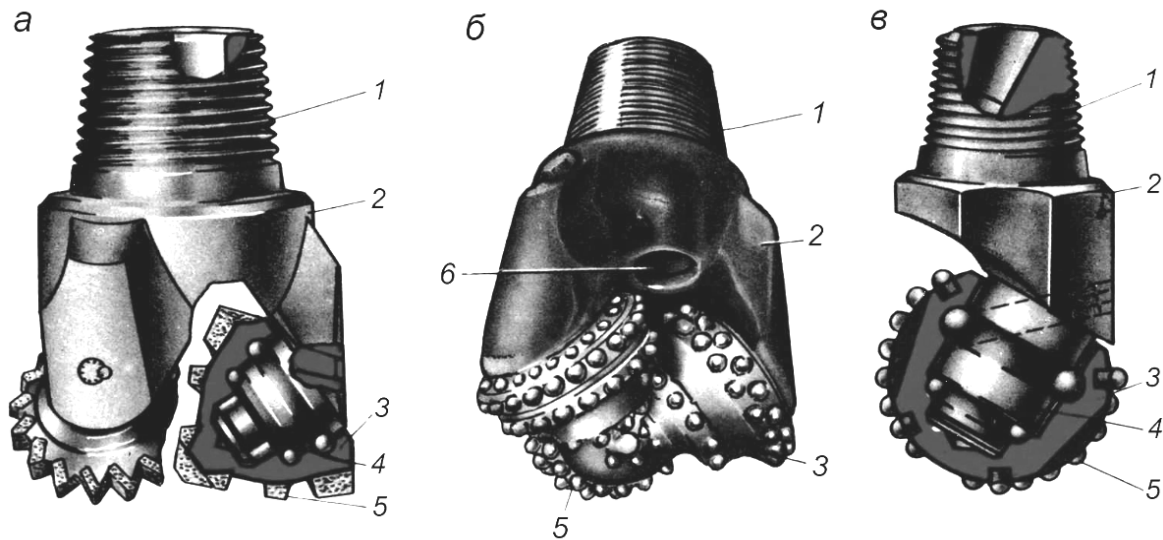


Рисунок 3.14 – Шарошкові долота:

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 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 міцної	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 абразивни-

ми властивостями порід. Для пропуску промивальної рідини долото має промивальні отвори. Приєднання 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 наносять 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, або 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, що призначені для буріння абразивних порід, оснащені запресованими в тіло шарошки тврдосплавними зубцями, які 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.

Випускають 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 зуби 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 достатньої кількості промивальної рідини, але й застосуванням раціональних конструкцій і схем розміщення промивальних отворів у долоті.

За розміщенням і конструкцією 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 розміщенні промивальних отворів струмина рідини направляєється 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).

Алмазні долота (рис. 3.15) складаються зі сталевого корпусу і алмазнесучої головки, виконаної з порошкоподібної твёрдосплавної 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 руйнування ризанням (мікроризанням) та сти-

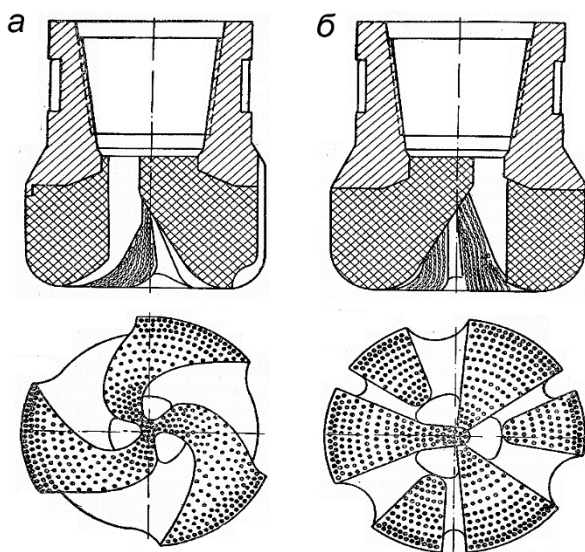


Рисунок 3.15 – Алмазні долота:

- а – спіральне;*
- б – радіальне*

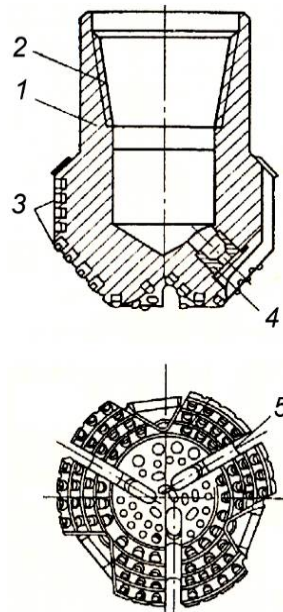
ранням неабразивних порід середньої твердості і твердих.

Твердосплавні долота ІНМ (рис. 3.16) складаються зі сталюого корпусу, на торцевій, профільній та калібруючих стінку свердловини поверхнях яких є зубці-вставки з твердого сплаву «Славутич», які виконані у вигляді радіально розміщених секторів.

Долота ІНМ руйнують породу аналогічно алмазним долотом за принципом різання (мікрорізання) та стирання.

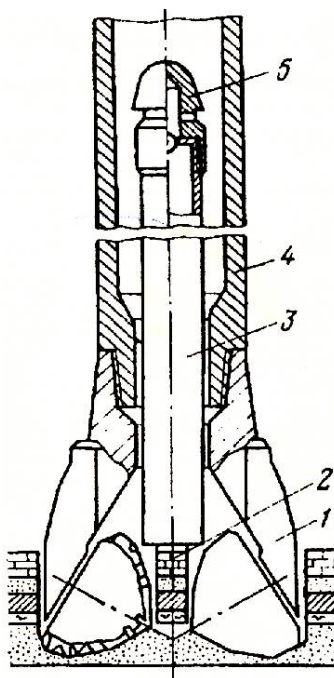
З'єднують долото з бурильною колоною або валом вибійного двигуна за допомогою замкової різьби.

Промивальна рідина з насадок надходить у промивальні канали між секторами долота.



**Рисунок 3.16 –
Твердосплавне
долото ІНМ
типу М:**

- 1 – корпус;
- 2 – приєднувальна різьба;
- 3 – різці-вставки;
- 4 – насадка;
- 5 – промивальні канали



**Рисунок 3.17 – Схема
колонкового долота:**

- 1 – бурильна головка;
- 2 – керн; 3 – кернаприймач;
- 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 (кернаприймача);
- 4) кернаотримача (кернавідривача).

Бурильна головка, руйнуючи породу по периферії вибою, залишає в центрі свердловини породу (кern).

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.

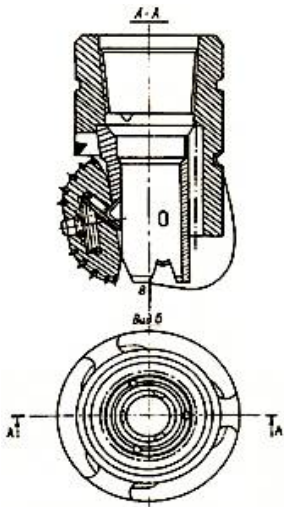


Рисунок 3.18 – Тришарошкова бурильна головка

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 kern.

3.8. Бурильна колона

Бурильна колона складається з ведучої труби, бурильних труб, обважнених бурильних труб, замків, перехідників і 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 з вибійним двигуном). Ці труби, як правило, мають квадратний перетин. Під час буріння вони подаються у свердловину через квадратний отвір у затискачах ведучої труби. Одним кінцем провідна труба приєднується до вертлюга, а іншим – до звичайної бурильної труби круглого перетину.

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 зі 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.

Поряд зі звичайними використовують *обважнені бурильні труби (ОБТ)*. Їх призначенням є створення навантаження на долото та підвищення стійкості нижньої частини бурильної колони.

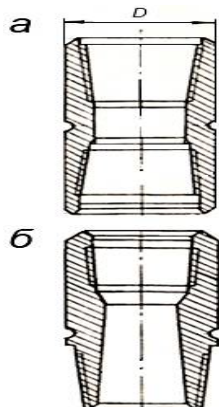


Рисунок 3.20 – Бурильний замок:
а – муфта;
б – ніпель

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

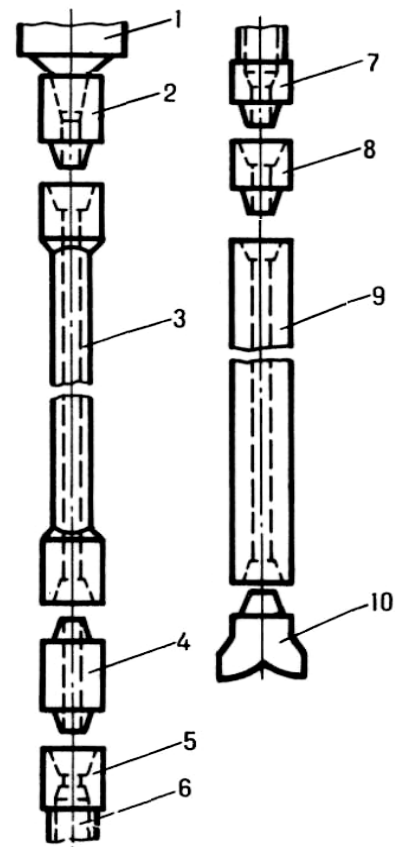


Рисунок 3.19 – Конструкція бурильної колони:
1 – вертлюг;
2 – перехідник вертлюга;
3 – ведуча труба;
4 – перехідник ведучої труби;
5 – муфта замка;
6 – бурильна труба;
7 – ніпель замка;
8 – перехідник;
9 – обважнена труба;
10 – долото

з'єднання труб у свічки. Замок складається із замкової муфти (рис. 3.20, а) і замкового ніпеля (рис. 3.20, б).

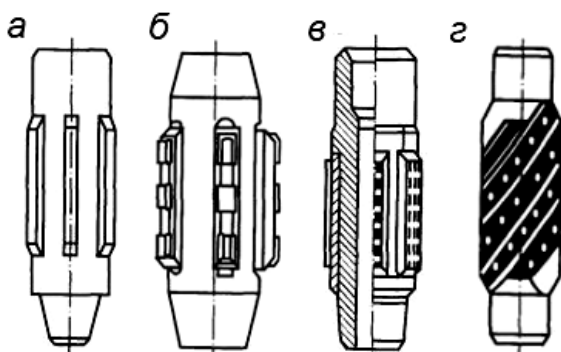
Допоміжними елементами бурильної колони є перехідники різного призначення, протектори, центратори, стабілізатори, калібратори, наддолотні амортизатори.

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.

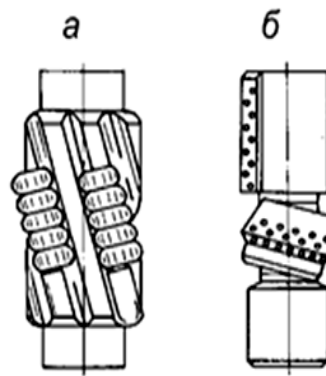
Протектори призначені для оберігання бурильних труб і замків від поверхневого зносу, а обсадної колони – від протирання при переміщенні в ній бурильних труб. Як правило, застосовують протектори зі щільною посадкою, що являють собою гумове кільце, надіте на бурильну трубу над замком. Зовнішній діаметр 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. Виготовляють їх з поздовжнім розташуванням лопатей, армованих твердим сплавом. Від центраторів вони відрізняються більшою довжиною.



**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 вста-
вками в одношарошковому
виконанні

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 гідрравлічні та електричні вибійні двигуни.

Гідравлічні вибійні двигуни випускають двох типів:

- 1) гідродинамічної дії – *турбобури*;
- 2) гідростатичної дії – *гвинтові двигуни*.

Електричні вибійні двигуни називаються *електробурами*.

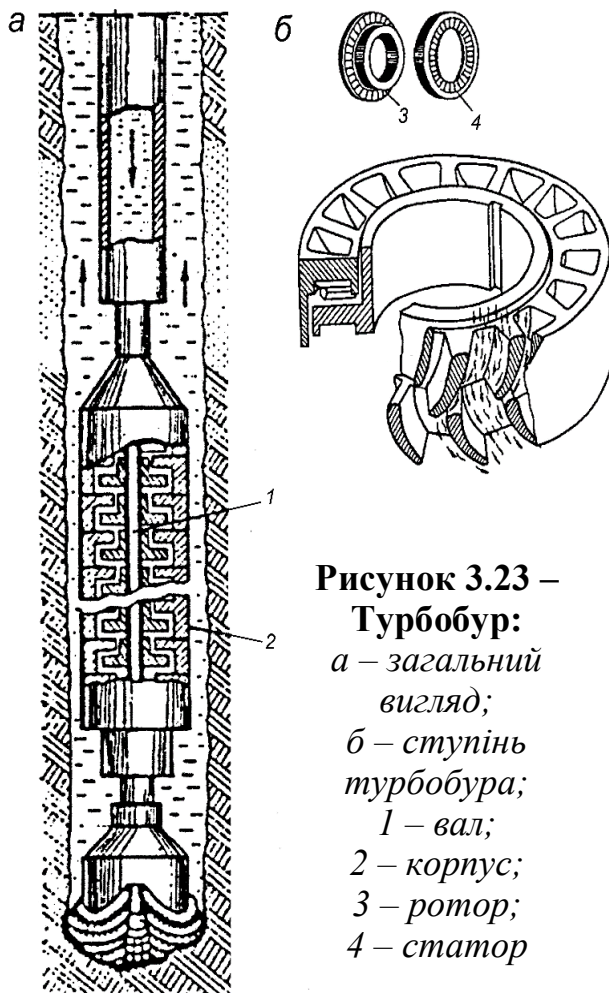


Рисунок 3.23 –

Турбобур:

- a* – 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 зі статора, жорстко з'єданого 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 обертового 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; шпindelльні; високомоментні (з похилою лі-

нією тиску); колонкові (для буріння з відбором керна); для буріння похилих свердловин; редукторні; реактивно-турбінні бури (РТБ).

Гвинтовий 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 сталевго 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 планетарний рух, котрий через універсальні шарніри передається валу шпинделя, що обертає породоруйнуючий інструмент.

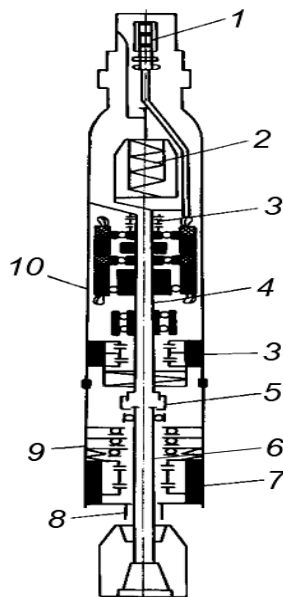


Рисунок 3.25 – Схема електродвигуна з маслозаповненим шпинделем:

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

При роботі електробура обертається вал електродвигуна, на котрому закріплене долото, а його корпус і бурильна колона залишаються нерухомими.

Електродвигун являє собою високовольтну трифазну асинхронну маслonaповнену 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 підймання 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 підймального механізму й установка свічей бурильної колони здійснюються у вежі, як правило, А-подібної конструкції.

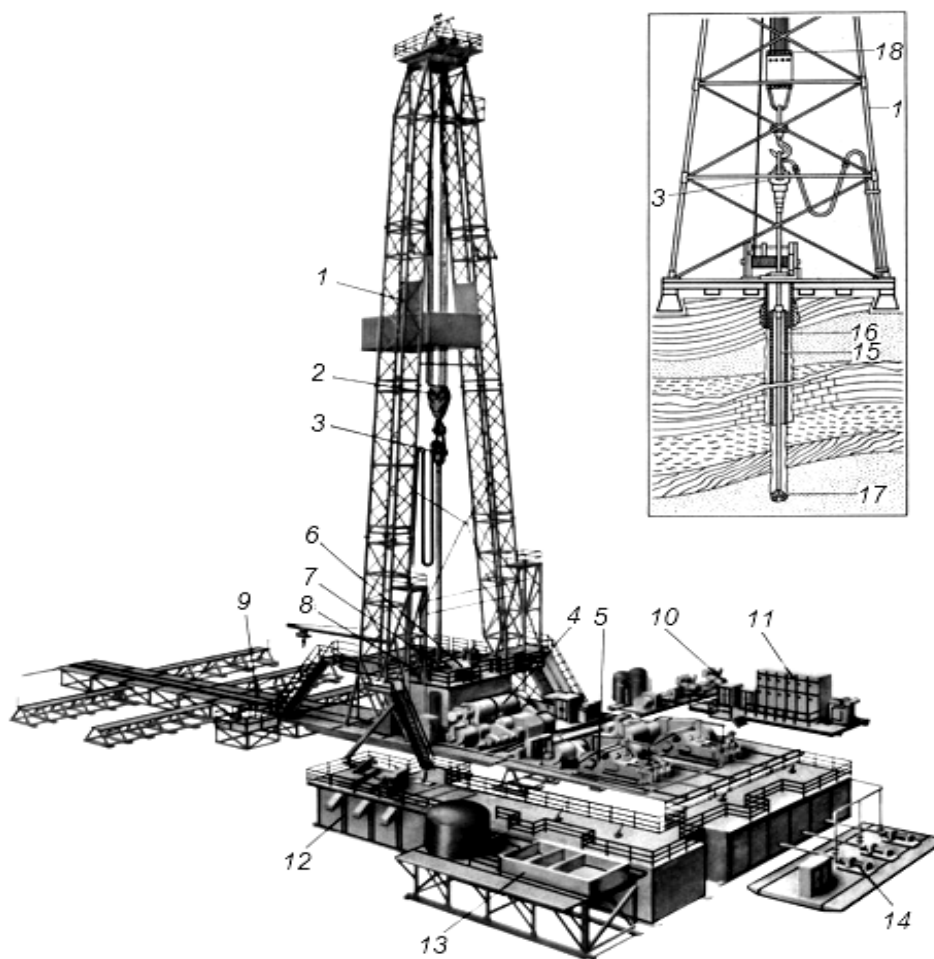


Рисунок 3.26 – Бурова установка:

- 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 – електророзподільний пристрій;
 12 – циркуляційна система; 13 – блок приготування промивальної рідини;
 14 – підірний насос; 15 – бурильна колона; 16 – обсадна колона;
 17 – долото; 18 – талева система

Для обертання бурильної колони під час роторному бурінні та періодичному прокручуванні бурильної колони при бурінні вибійними двигунами, підвішуванні бурильної колони у процесі спуско-підіймальних операцій та підвішуванні обсадної колони при її спуску у свердловину слугує ротор.

Промивання свердловини, як правило, здійснюється двома буровими насосами.

Привід лебідки, ротора і насосів в установці здійснюється від потужних електродвигунів або дизельних двигунів.

Верхній привід 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. Верхній привод бурової установки створений у 1980-х роках. Станом на 2016 р. експлуатувався 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-піднімальних операцій.

Розрізняють баштові й щоглові бурові вежі (рис. 3.27). Серед щоглових веж найбільше поширення одержали секційні А-подібні бурові вежі, які складаються з двох опор, що утримуються у вертикальному стані за допомогою спеціальних трубних підкосів або порталної споруди і канатних відтяжок.

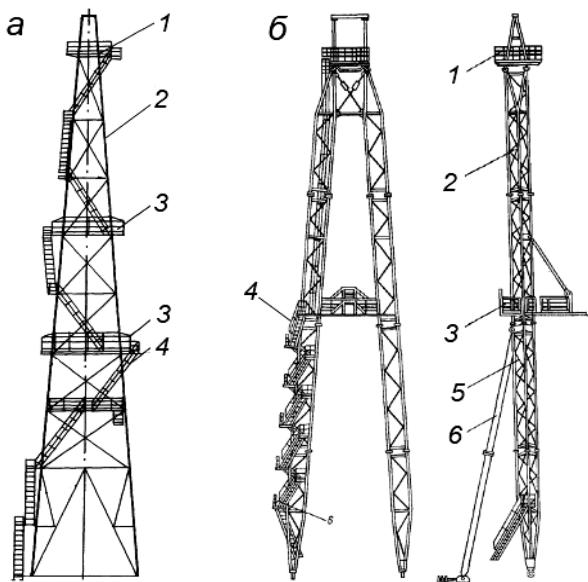
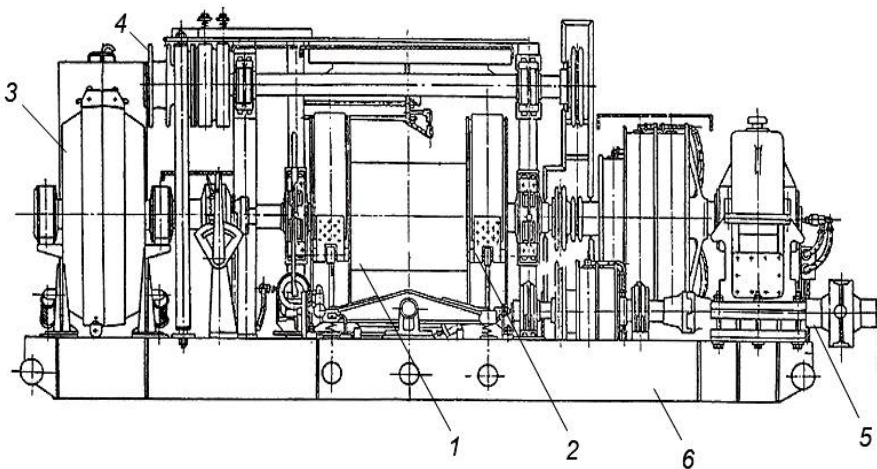


Рисунок 3.27 –
Бурові вежі:
a – баштова;
б – щоглова (А-подібна);
 1 – підкронблочний майданчик;
 2 – зварна секція;
 3 – балкони робочого;
 4 – маршеві сходи;
 5 – нога вежі;
 6 – підкоси

Бурові баштові вежі, переважно, застосовують при бурінні на морі й 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) чи поагрегатно, А-подібні вежі перевозять у складеному вигляді.

Бурові лебідки призначені для виконання спуско-піднімальних 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. 3.28) складається з *піднімальної* (вал з барабаном, стрічкове гальмо, допоміжне гальмо, транс-місія ротора) і *трансмісійної* (ланцюгова коробка передач, проміжний вал, регулятор подавання долота) частин.



**Рисунок 3.28 –
Бурова лебідка:**

- 1 – барабан лебідки;
- 2 – стрічкове гальмо;
- 3 – допоміжне гальмо;
- 4 – фрикційна котушка;
- 5 – приводний вал трансмісії;
- 6 – основа (рама) лебідки

Бурові лебідки розрізняються за потужністю й іншими технічними параметрами, а також за кінематичними та конструктивними ознаками.

Потужність бурових лебідок регламентується стандартом і знаходиться в межах 200 – 2950 кВт залежно від глибин буріння.

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 шківів, 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. 3.29 наведена типова конструкція кронблока зі співвісним розміщенням шківів. На зварній рамі 1 у різних 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.

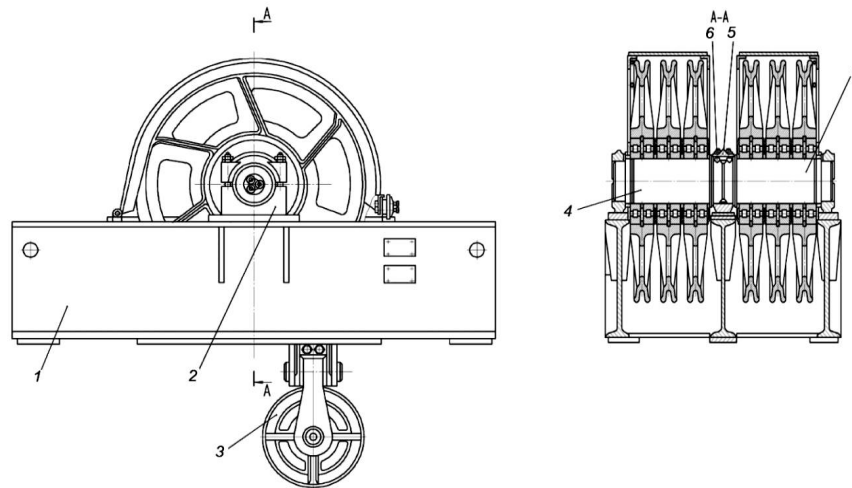


Рисунок 3.29 – Кронблок:

1 – рама; 2, 5 – опори; 3 – підвісний блок; 4, 7 – вали секцій шківів; 6 – дюбель

Талевий блок – це рухома частина талевої системи при спуско-піднімальних операціях. Талевий блок складається з двох з'єднаних між собою зварних щок. У щоках нерухомо закріплена вісь, на якій на роликових підшипниках установлені канатні шківви (рис. 3.30).

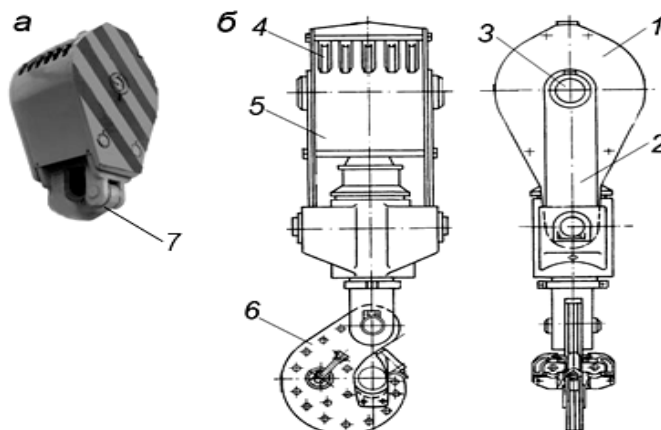


Рисунок 3.30 – Талевий блок і гакоблок:

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 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 поєднанні спуско-піднімальних операцій, підвішування бурильних труб за допомогою вертлюга при бурінні свердловини, підвішування обсадних труб під час спуску обсадних колон.

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. 3.31). 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.

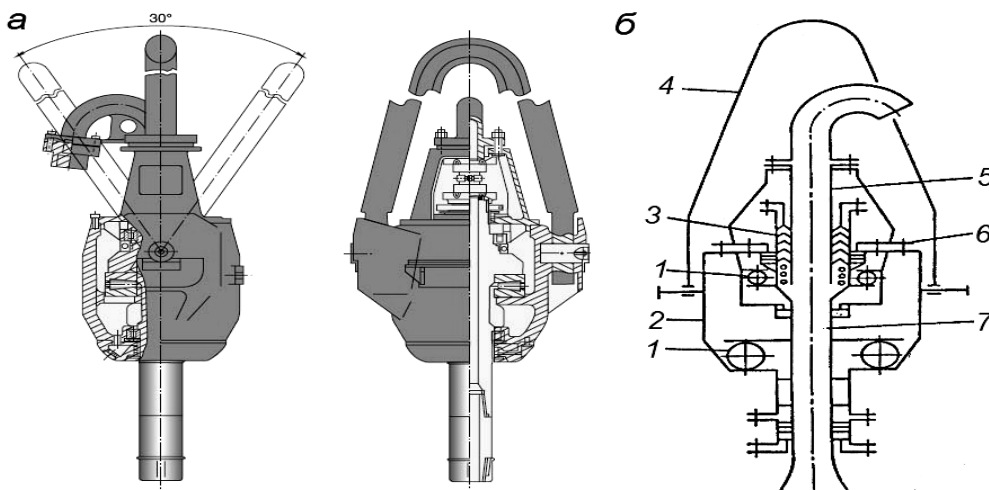


Рисунок 3.31 – Вертлюг:

а – вертлюг; *б* – схема вертлюга;

1 – підшипники; *2* – корпус; *3* – сальники;

4 – штроп; *5* – напірна труба; *6* – кришка корпусу; *7* – стовбур

Під час спуско-піднімальних 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 повертання 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 чи клинах або на елеваторі. Ротори також використовуються для відгвинчування та згвинчування труб у процесі спуско-піднімальних, 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. 3.32 показана принципова схема ротора з консольним розміщенням конічного колеса, змонтованого на радіально-упорних шарикопідшипниках у верхній частині втулки ротора.

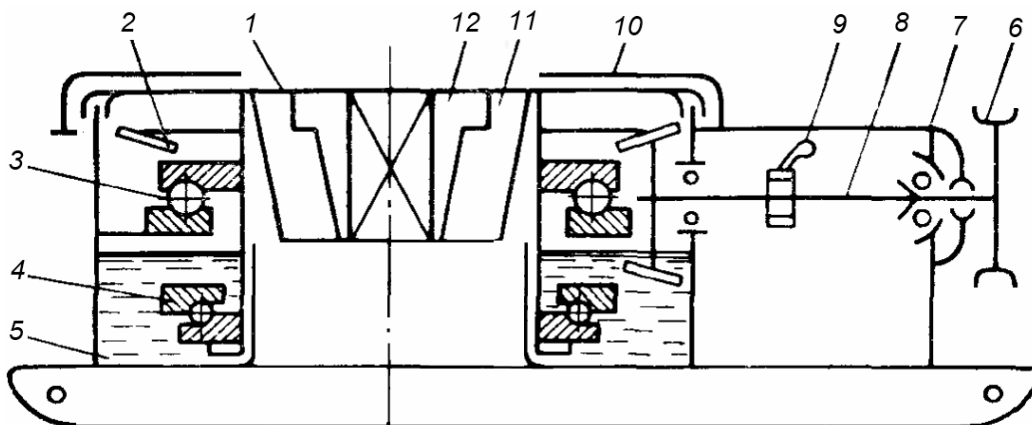


Рисунок 3.32 – Схема ротора

- 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 з станини 5, у внутрішній порожнині котрої встановлено на підшипнику стіл 1 з укріпленням зубчастим конічним колесом 2, вала з ланцюговим колесом з одного боку і конічною шес-

тернею 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. 3.33). Приводна частина складається з шківів, трансмісійного вала, пари зубчастих коліс, корінного вала з кривошипом чи ексцентром, двох шатунів і двох крейцкопфів.

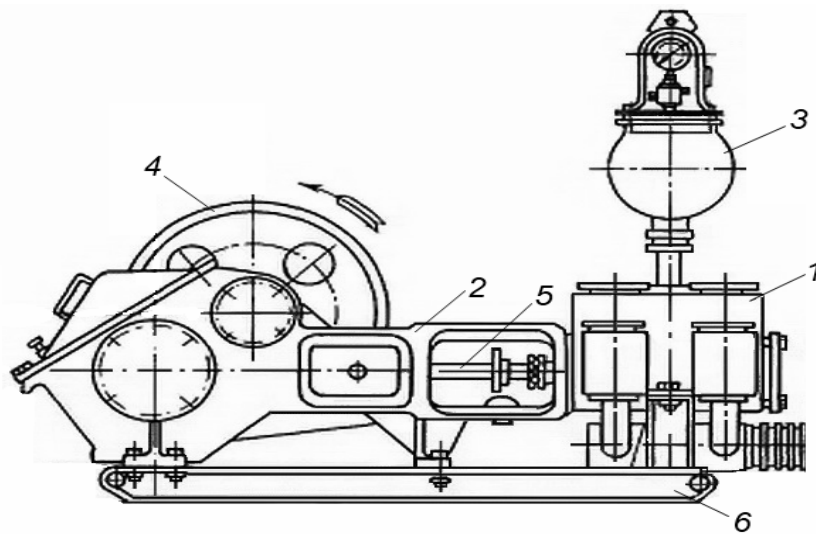


Рисунок 3.33 – Буровий насос:

1 – гідравлічний блок; 2 – станина; 3 – пневмокомпенсатор;
4 – шестірня трансмісійного вала; 5 – шток; 6 – рама

Подача насоса змінюється за допомогою змінних циліндрових втулок або зміною числа ходів насоса. Пульсації тиску, викликані нерівномірною швидкістю поршнів, знижуються до практично прийняттого рівня за допомогою пневматичних компенсаторів.

У бурових насосних агрегатах використовуються переважно електродвигуни і дизелі, обертання яких передається трансмісійному валу насоса клинопасовою чи ланцюговою передачею.

РОЗДІЛ 4. РОЗРОБЛЕННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

4.1. 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 підгрунтова вода рухається до свердловин чи криниць під дією перепаду тиску у водяному пласті й на вибої свердловини або колодязя.

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 дренажу покладу*. Прийнято давати назви режиму за переважанням у цей період часу головної рушійної сили.

4.2. 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. 4.1 зображена схема нафтового покладу з напором крайової води.

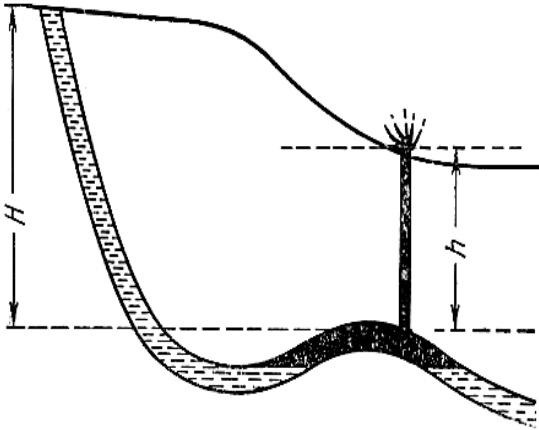


Рисунок 4.1 – Нафтовий поклад з напором крайової води

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.

На зображеній схемі рис. 4.1 тиск крайової води H більший ніж висота стовпа нафти у свердловині, тому нафта буде вилучатися 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 надходить 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 дренавання**. 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. Із часом експлуатації 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 невитягнутої 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 запасів 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 підшовна 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 з 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 в залежності 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.

Режим роботи нафтового пласта, при якому основною рушійною силою є пружне розширення породи і рідин, що вміщуються в ній, називається **пружноводонапірним або пружним режимом** (рис. 4.2).

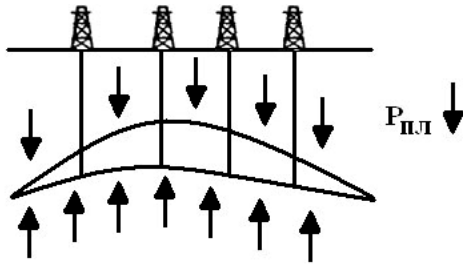


Рисунок 4.2 – Схема механізму проявлення пружного режиму

У покладах нафти з пружним режимом активно 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 та 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. 4.3).

Процес витіснення нафти газом аналогічний до процесу витіснення нафти водою з тією лише різницею, що

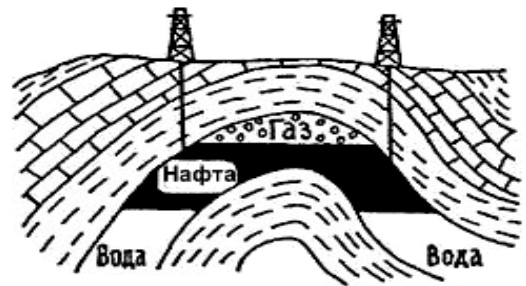


Рисунок 4.3 – Схема механізму проявлення газонапірного режиму

вода витісняє нафту в підвищені частини покладу, а газ, навпаки, в знижені.

Об'єм газу, що знаходиться під тиском 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 з 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, припинити 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. 4.4).



Рисунок 4.4 – Схема механізму проявлення режиму розчиненого газу

Високий темп відбору рідини навіть за наявності в покладі крайових вод чи газової шапки також сприяє прояву 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.

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 проори-ваються 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.

Енергія напору, котра виникає внаслідок проявлення сили тяжіння, іноді виявляється єдиним видом енергії, яка просуває нафту до вибоїв нафтових свердловин. Режим дренавання таких покладів називається *гравітаційним* (рис. 4.5).



Рисунок 4.5 – Схема механізму проявлення гравітаційного режиму

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 дрениватися 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 дронування 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 дронування газового покладу, що має напір крайових чи підшовних 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.

4.3. 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 дренажування) і якісні характеристики нафти, що в них містяться приблизно однакові, розробляються спільно однією сіткою свердловин.

Також може здійснюватися спільно-роздільна експлуатація декількох об'єктів однієї сіткою свердловин. При цьому всі продуктивні пласти цього родовища (чи основні з них) розбурюються однією 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 газонасиченості.

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 підшовних 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 газонасиченості, 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.

4.4. 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 дренажування 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 зтягується 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:

- заводнення;
- циклічний вплив на пласти при заводненні;
- зміну напрямку фільтраційних потоків між свердловинами;
- установлення оптимальних величин репресій і депресій на пласти;
- часткове зниження тиску нижче тиску насичення нафти.

Крім того, для підвищення нафтовіддачі впроваджують багато інших методів, серед них:

- фізико-хімічні методи (застосування поверхнево-активних речовин (ПАР), полімерів, лугів, кислот, міцелярних розчинів (МР), двоокису вуглецю (CO_2), сухого вуглеводневого газу (метану), збагаченого і зрідженого газу, газоводяного впливу);
- теплові методи (використання пари, гарячої води, внутрішньо-пластового горіння).

За іншою класифікацією розрізняють:

- **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 і 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 тепло-

вої 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 покладах 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 м³ 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 генерується 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/м³) і надвологе (те ж понад 2 – 3 л/м³) 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), сірчаноокислотне 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 породами різного мінерального складу з різним ступенем глинястості, 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.

4.5. Способи експлуатації нафтових і газових свердловин

При бурінні стовбур свердловини заповнений промивальною рідиною. Стовп цієї рідини у свердловині створює протитиск на пласт, який дорівнює пластовому тиску чи більший за нього. Унаслідок цього приплив пластової рідини або газу до свердловини відсутній. Для того, 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 ($P_{пл.} - P_{виб.}$) називається депресією на пласт.

Експлуатацію нафтової свердловини можна вести при різних величинах заданих депресій, а отже, й інтенсивність руху рідини та газу в пласті й 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 виснаженням 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 установаження 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 з 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 свіжий, 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; відбуваються 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 комплексної його 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 розши-

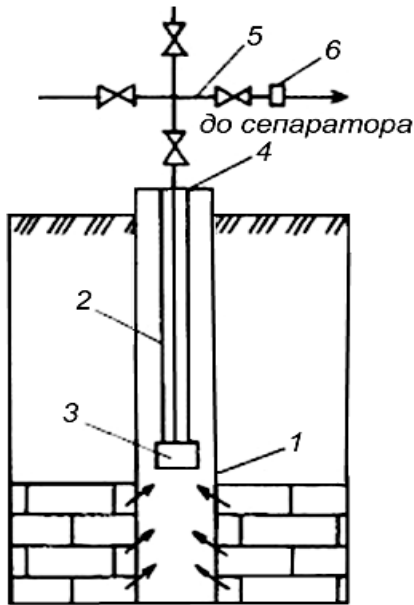


Рисунок 4.6 – Облаштування свердловин для фонтанного видобутку нафти:

- 1 – експлуатаційна колона; 2 – насосно-компресорні труби; 3 – башмак; 4 – фланець; 5 – фонтанна арматура; 6 – штуцер

рюється 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. 4.6. 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.

Зі штуцера пластова нафта направляється в сепаратор (трап), де відбувається її поділ на нафту і попутний нафтовий газ.

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.

Принцип роботи повітряного або газового підйомника полягає в наступному. Якщо під рівень рідини, що знаходиться в посудині, опу-

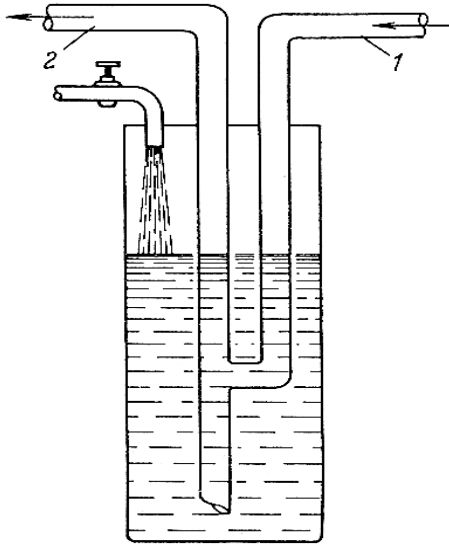


Рисунок 4.7 – Схема повітряного підйомника

стити систему трубок, з'єднаних між собою (рис. 4.7), і в трубку 1 нагнати 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. 4.8. 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 (рис. 4.8). 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 трубами 1 і 3 (рис. 4.8), продовжує рухатись угору, досягає поверхні й надходить у викидну лінію свердловини.

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);
- 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 підйом 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.

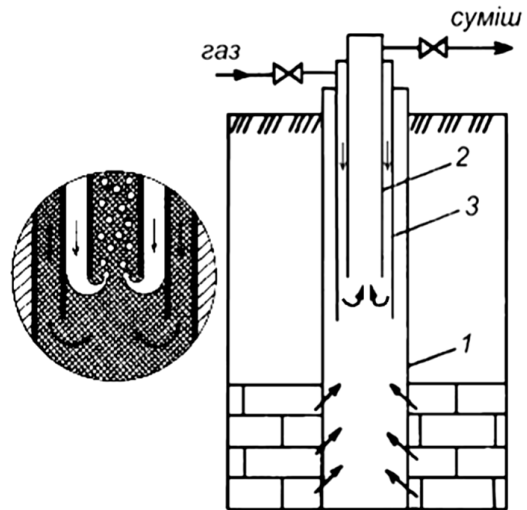


Рисунок 4.8 – Облаштування свердловин для газліфтного видобутку нафти:

- 1 – експлуатаційна колона;*
- 2 – внутрішні насосно-компресорні труби;*
- 3 – зовнішні насосно-компресорні труби*

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 середньодобітних 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.

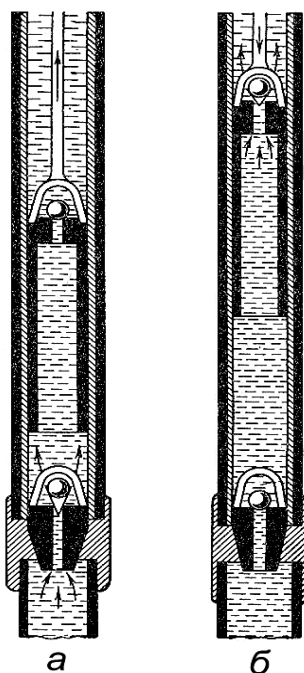


Рис. 4.9. Схема роботи глибинного насоса

Штанги передають плунжеру зворотно-поступальний рух від спеціального механізму, встановленого над гирлом свердловини.

При русі плунжера вгору (рис. 4.9, 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. 4.9, 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 жорівнює 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. 4.10.

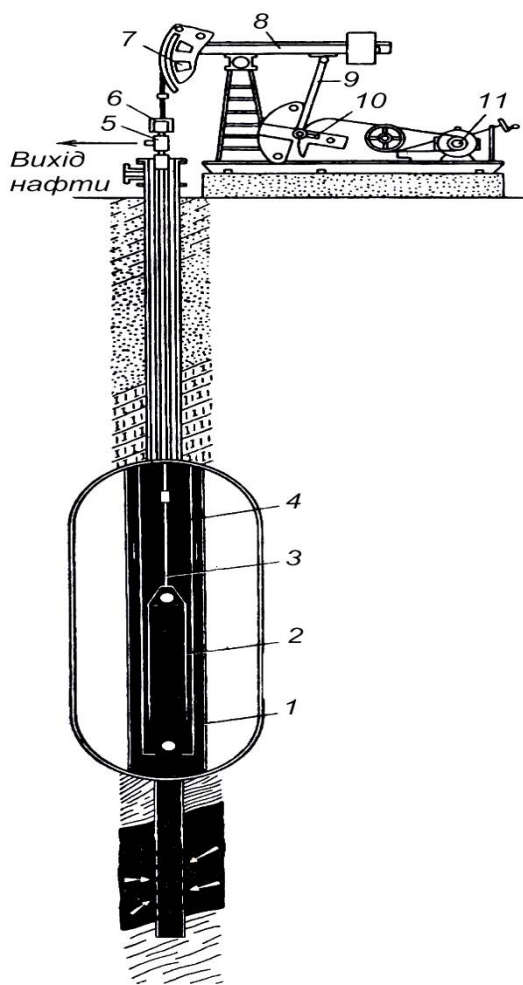


Рис. 4.10. Схеми роботи глибинонасосної установки плунжером

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 встановлено 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 укріпленням 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.

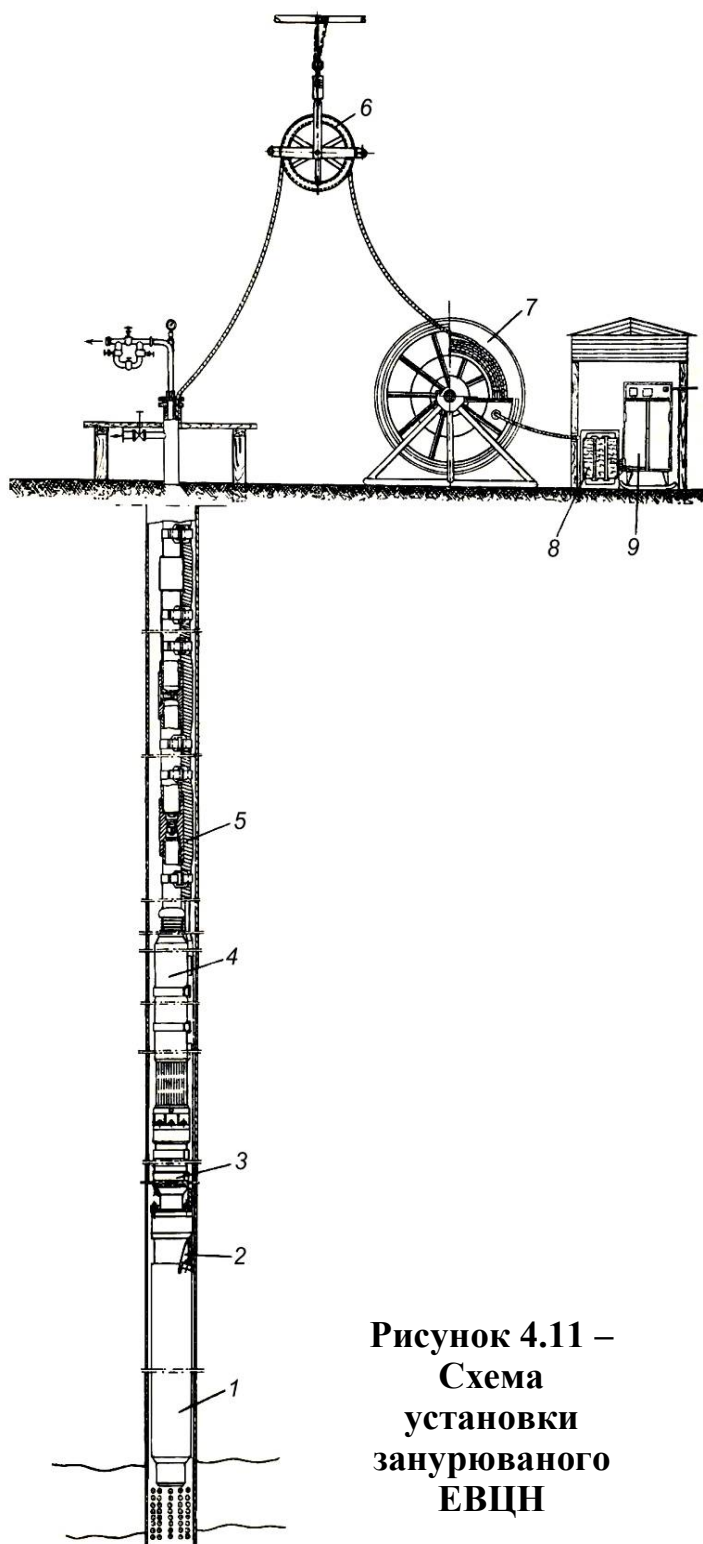
Установка ЕВЦН (рис. 4.11) складається із занурюваного агрегату, що спускається у свердловину на насосно-компресорних трубах, наземного обладнання й кабелю живлення.

Занурюваний агрегат складається з трьох основних вузлів, розташованих на одному вертикальному валу: багатоступінчастого відцентрового насоса 4, зануреного електродвигуна 1 і протектора 2. Протектор встановлюється 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 встановлюється 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 напрямними ролика з підвіскою 6, кабельного барабана 7, автоматизованої станції управління 9 та автотрансформатора 8.



**Рисунок 4.11 –
Схема
установки
занурюваного
ЕВЦН**

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 трубах 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 $60 \text{ м}^3/\text{добу}$, 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 склада-

ється з колони фонтанних труб, що спускаються до фільтрової зони, і гирлової арматури. Вона містить такі вузли:

- 1) колонної головки для з'єднання і герметизації обсадних колон;
- 2) трубної головки для підвішування, закріплення та герметизації фонтанних труб;

3) ялинки 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 приви́бійної зони, винос частинок породи у свердловину, утворення пісчаних пробок;
- 2) обводнення свердловини крайовою або підшовною водою;
- 3) винесення в приви́бійну зону кристалів солі, мулу та закупорювання її;
- 4) надмірне охолодження газу, обмерзання обладнання, гідратування;
- 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.

4.6. 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 використувати 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 м³ 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-пісконосія;
- 3) закачування продавлювальної рідини для продавлювання піску у свердловину.

Як рідини розриву і пісконосії для нафтових свердловин використовують високов'язкі нафти, емульсії, загущені милами вуглеводневі рідини, для нагнітальних свердловин – розчини сульфїтно-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 прогривається періодично. До охолодження порід потоком нафти провідність їх у прогрійтій 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 електронагрівник терморегуляторами. За розрахунковими даними, при температурі у свердловині 140 °С, потужності електронагрівник 25 кВт і початковій температурі пласта 40 °С для прогрівання пісковика на глибину 0,45 – 0,5 м до 60 °С потрібно 4 – 5 діб. У цьому випадкові ефект від термообробки може продовжуватися кілька 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 порохомими 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 порохомих 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 перекидає 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.

4.7. 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 впускених 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.

4.8. 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 і 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-виміральної установки.

Обладнання монтується перед освоєнням свердловини і залишається на ній до кінця експлуатації.

Підйомні труби. Колона підйомних труб, якою рухається рідина й газ у свердловині, складається з окремих високоміцних сталевих НКТ (насосно-компресорних труб) довжиною 6 – 9 м кожна. На обох кінцях труб є різьба 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: фонтанному, компресорному, насосному та при експлуатації газових свердловин.

Насосно-компресорні труби застосовуються 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 й навпаки. Швидкість руху су-

міші 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 парафіністих 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 сталеву арматурою, призначеною для герметизації кільцевого простору між обсадною колоною та підйомними трубами, підвішування 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. 4.12, 4.13). Герметизують з'єднання металевими кільцями овального поперечного перерізу, котрі вставляють у канавки на фланцях, а потім затягують болтами.

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, вида-

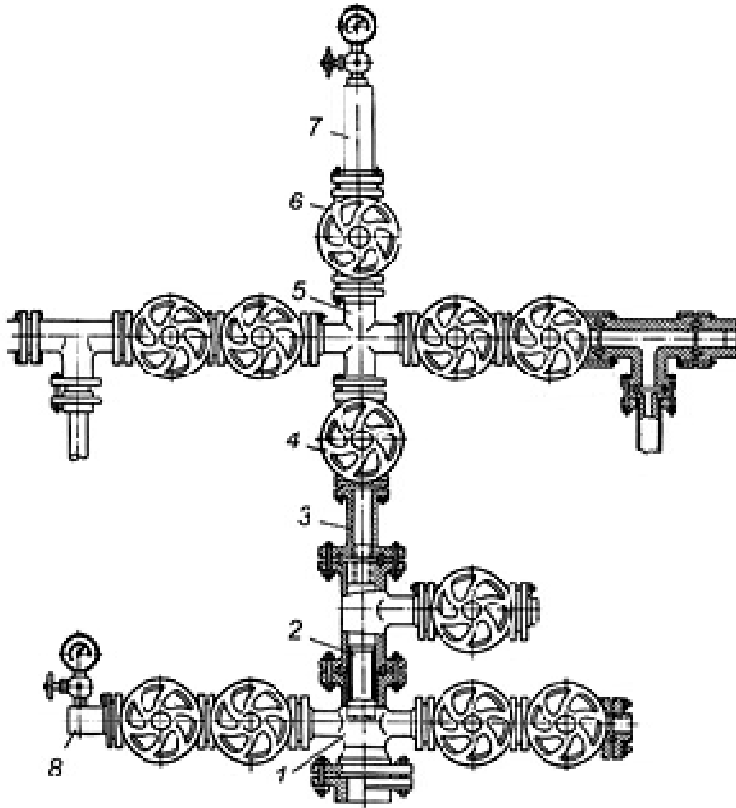


Рисунок 4.12 – Фланцева хрестова фонтанна арматура

- 1, 5 – хрестовина; 2 – трійник;
 3 – котушка; 4 – центральна засувка;
 6 – верхня засувка; 7 – буфер;
 8 – бічний відвід

ленням 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 товсто-стінних 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, створений 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).

$$P_{пл.оч.} = 10^4 H, \quad (4.1)$$

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 фонтан-

ну 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 і 105 МПа);
- 2) за розмірами прохідного стовбура (50, 65, 80, 100 та 150 мм);
- 3) за конструкцією фонтанної ялинки: хрестові (АФК) і трійникові (АФТ);
- 4) за кількістю рядів НКТ, які спускають у свердловину: одно- й дворядні;
- 5) за типом запірних пристроїв: із засувками або кранами;
- 6) за типом з'єднання елементів арматури: фланцеві та різьбові;
- 7) за схемою виконання (застосовується вісім схем).

У трійниковій арматурі (рис. 4.13) при двох бічних відводах верхній є основним робочим відведенням. При виході його деталей з

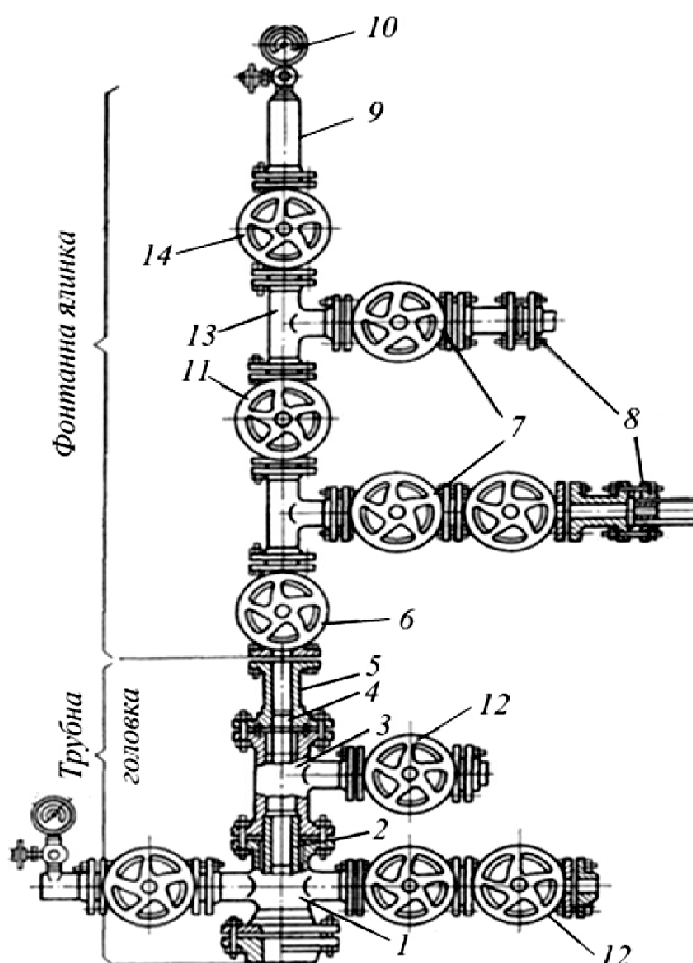


Рисунок 4.13 – Фланцева трійникова фонтанна арматура:

- 1 – хрестовина;
 - 2, 4 – перевідні втулки;
 - 3 – трійник;
 - 5 – перевідна катушка;
 - 6 – центральна засувка;
 - 7 – засувки; 8 – штуцери;
 - 9 – буферна заглушка;
 - 10 – манометр;
 - 11 – проміжна засувка;
 - 12 – засувка; 13 – трійник;
 - 14 – буферна засувка
- ручним, пневматичним дистанційним або автоматичним управлінням

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 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. 4.12). 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. У трійниковій арматурі з верхнім робочим відведенням при виході його з ладу можна закрити середню стовбурову засувку та включити в роботу нижнє резервне відведення.

До запірних пристроїв арматури відносять прохідні пробкові крани з ручним керуванням і прямоточні засувки.

Крани як запірні пристрої мають переваги перед засувками: менші габарити й вага, менші гідравлічні опори, простіше відкривання і закривання. Їх недоліком є застосування для свердловин з тиском до 14 МПа.

На рис. 4.12 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 коштушку 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-вимірвальні установки. Для відділення газу від нафти при експлуатації свердловин застосовують спеціальні установки, звані трапами або сепараторами (рис. 4.14).

Суміш нафти і газу через фонтанну ялинку і викидну лінію направляється в сепаратор. У сепараторі швидкість руху рідини різко

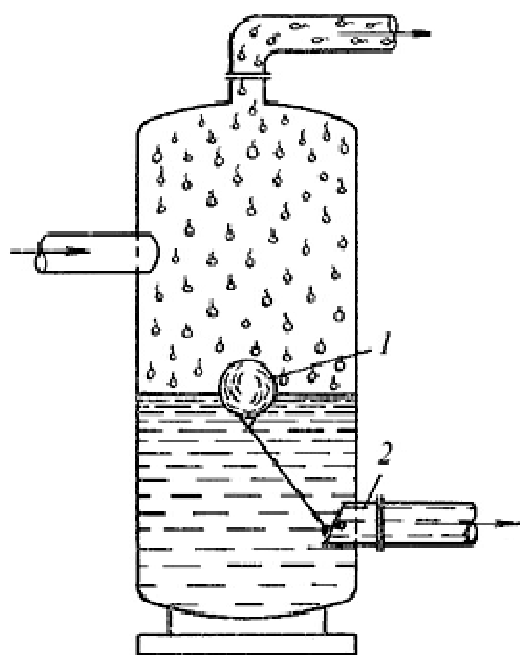


Рисунок 4.14 – Схема роботи сепаратора:
1 – поплавок; 2 – клапан

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 встановленому на викидній лінії спеціального клапана, з'єданого за допомогою важелів з поплавком (рис. 4.14). При під-

йомі рівня рідини в сепараторі поплавков 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.

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 (робочий тиск до 0,6 МПа), середнього (робочий тиск 0,6 – 2,5 МПа) і високого тиску (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. 4.15. 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 засувка 5 відкрита.

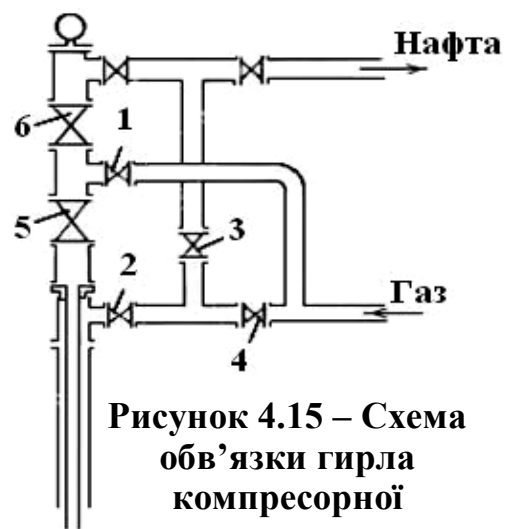


Рисунок 4.15 – Схема обв'язки гирла компресорної свердловини:

1, 2, 3, 4, 5, 6 – засувки

Обладнання свердловини при експлуатації штанговими глибинними насосами. При експлуатації свердловини штанговою свердловинно-насосною установкою (ШСНУ) у свердловину опуска-

ють підйомні насосно-компресорні труби та глибинний насос, а біля гирла свердловини встановлюють верстат-качалку. Обладнання гирла штангової насосної свердловини (рис. 4.16) включає колонний фланець 1, планшайбу 2 з підвішеними до неї насосно-компресорними трубами 3.

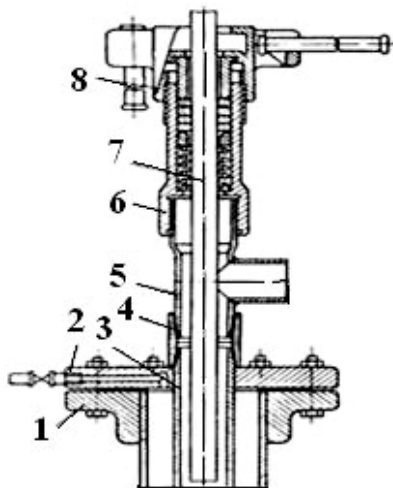


Рисунок 4.16 – Обладнання гирла свердловини, що експлуатується занурювальним штанговим насосом:

- 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 привід нафтового свердловинного насоса (рис. 4.17). Його основними вузлами є стійка 15 у вигляді усіченої чотиригранної піраміди, балансір 10 з поворотною головкою, траверса із шатунами 11, шарнірно підвішена до балансира, редуктор 13 з кривошипамі 12 і противагами 17.

Для забезпечення можливості зміни кількості хитань верстат-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.



Рисунок 4.17 – 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 – балансір; 11 – шатун;
 12 – кривошип; 13 – редуктор;
 14 – електродвигун; 15 – стійка;
 16 – балансірний вантаж; 17 – противаги

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 СКЗ-1,2-630 означає: СК – варіант виконання; 3 – вантажопідйомність в тоннах; 1,2 – максимальна довжина ходу головки балансіра 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 укріплені шків з канавками для клиноподібних ременів, за допомогою яких передається обертання цього шківів від електродвигуна. З протилежного боку ведучого вала закріплені 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 кривошипними 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 здійснюється 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 та 93 мм і довжиною ходу плунжера від 0,6 до 4,5 м. Недоліком цих насосів є необхідність підйому всієї колони насосно-компресорних труб для заміни насоса чи його ремонту.

Застосування вставних насосів значно прискорює й спрощує ремонт свердловин за рахунок того, що насос у зібраному вигляді спус-

кають 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 довжина 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. 4.18, а. Насос складається з трьох основних вузлів: циліндра із сідлом конуса на кінці; усмоктувального клапана з конусом і ловильним штоком, угвинченим у клітку клапана; цей 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 із 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.

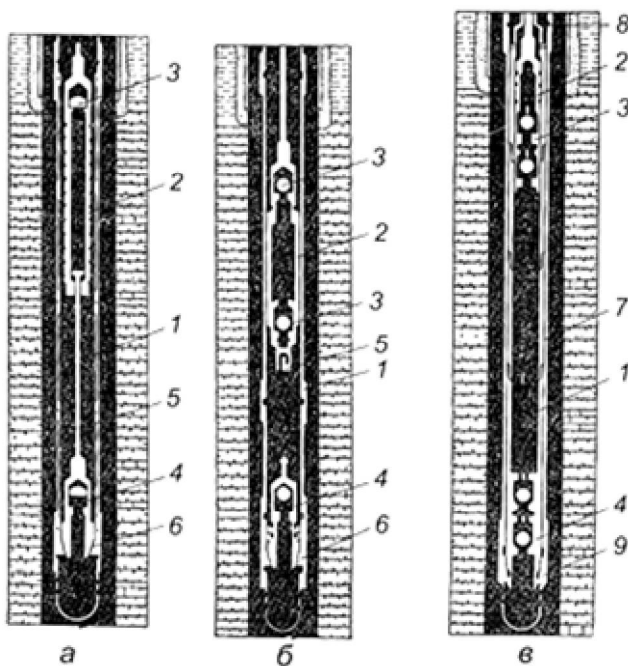


Рисунок 4.18 – Схема глибинних насосів:
а – невставний двоклапанний насос;
б – невставний триклапанний насос;
в – вставний насос НСВ1;
 1 – корпус із циліндром;
 2 – плунжер; 3 – клітка нагнітального клапана;
 4 – клітка усмоктувального клапана;
 5 – ловильний шток;
 6 – сідло конуса; 7 – кожух;
 8 – упор; 9 – посадкове гніздо

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. 4.18, б. Такий насос складається з трьох основних вузлів: циліндра, плунжера і всмоктувального клапана.

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 третється об труби, через що псується його полірована поверхня. Через часті підйоми і спуски насосних труб зношуються їх різьби.

Зазначені недоліки невставних (трубних) насосів усунуті у вставних насосах, які спускаються у свердловину і витягуються з неї в зібраному вигляді на штангах.

На рис. 4.18, 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.

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. 4.19.

На гирлі свердловини встановлюють хрестовину або трійник гірлової 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 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 4.19 показано схему компонування обладнання для експлуатації свердловини за допомогою УЗВЕН. Обладнання складається з маслозаповненого занурюваного електродвигуна (ЗЕД) трифазного струму 2,

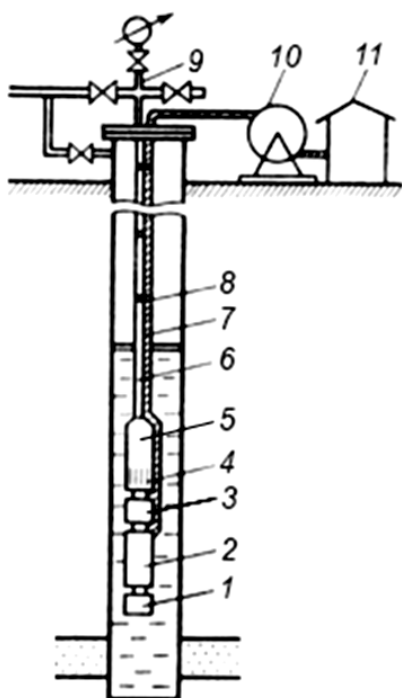


Рисунок 4.19 – Схема компонування агрегатів УЗВЕН:

- 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

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.

4.9. 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 підймальні 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 підймального обладнання зі складною вишкою на шасі автомобілів високої прохідності й тракторах, а також колтюбінгові установки. У промисловій практиці підймальною 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 підймальне обладнання, котре, крім підймальних 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. Привід 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. 4.20). Під час установаження і знімання вежі управління здійснюється з ручного виносного пульта, а в процесі спуско-піднімальних операцій – з кабіни водія. Загальне компоування основних вузлів устаткування відповідає компоуванню агрегату Азінмаш-43А. Агрегат УПТ1-50 характеризується вищими основними параметрами, зокрема: висота від землі до осі кронблока 19 м, вантажопідйомність 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.

Агрегат «А-50-У» зібраний на шасі автомобіля КрАЗ-257 (рис. 4.21). Він призначений для спуско-піднімальних 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.

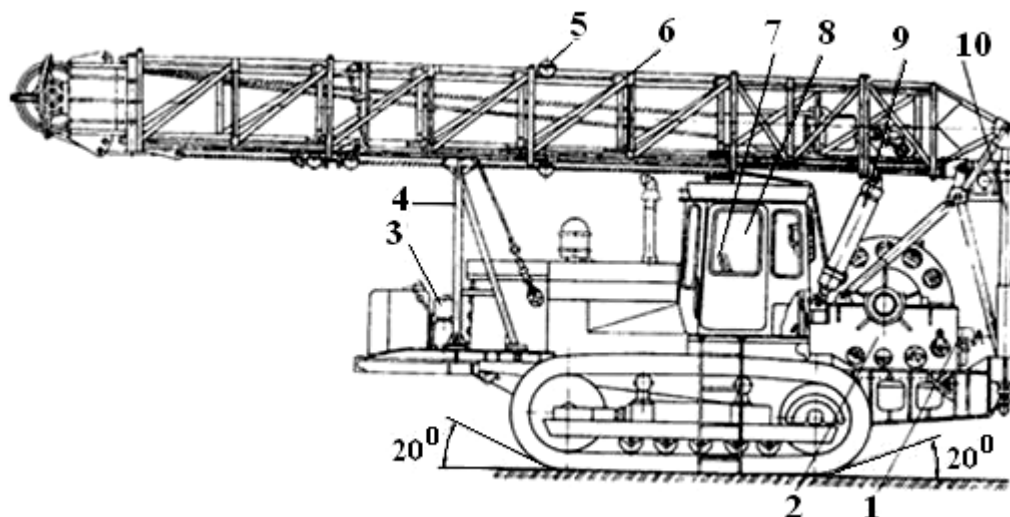


Рисунок 4.20 – Устаткування тракторне піднімальне УПТ1-50:

*1 – коробка передач; 2 – одnobарабанна 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*



Рисунок 4.21 – Підйомний агрегат А-50 і УП-60

Комплекс «КОРО-80» складається з підйімальної 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. Підйімальна установка УПА-80 має привід від двигуна автомобіля, а насос – від трансмісійного вала лебідки через карданний вал.

Перспективним напрямом застосування спеціалізованого обладнання для газонафтової промисловості сьогодні є колтюбінг. У колтюбінгових установках (рис. 4.22) використовуються гнучкі безперервні труби, 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.

Колтюбінг широко використовується в технологічних, а також ремонтно-відновлювальних роботах, котрі виконуються на нафтових, газових і газоконденсатних свердловинах.

Обладнання установки колтюбінгу змонтоване на шасі автомобіля чи автомобільному напівприцепі. До складу обладнання входять, крім колони гнучких труб, інжектор та лубрикатор, блок превенторів, які під час роботи монтують на гирлі свердловини.

Колтюбінгові установки можуть працювати без глушіння свердловини з герметизацією гирла до тиску 70 МПа.



Рисунок 4.22 – Колтюбінгова установка серії М1002 (на платформі КАМАЗ-53228 6х6) з гнучкою трубою діаметром 19,05-38,08 мм, довжина установки до 10900 мм.

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 кронблочі 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.

РОЗДІЛ 5. СИСТЕМИ ЗБОРУ НАФТИ І ГАЗУ НА ПРОМИСЛАХ ТА ЇХ ПРОМИСЛОВА ПІДГОТОВКА

5.1. Призначення установок підготовки нафти

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 NaCl , 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 сприяє утворенню 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 у нафті необхідно знати й для визначення кількості чистої нафти при передачі її товаротранспортним організаціям.

5.2. Промислові споруди для збору нафти на промислах

Нафтові промисли мають складне й різноманітне господарство. Споруди і 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 й 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. Утворені нафтоводяні емульсії необхідно зруйнувати, а воду видалити з нафти.

Тому 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, перекачування 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. 5.1 показана схема сучасної централізованої системи збору нафти. У відповідності

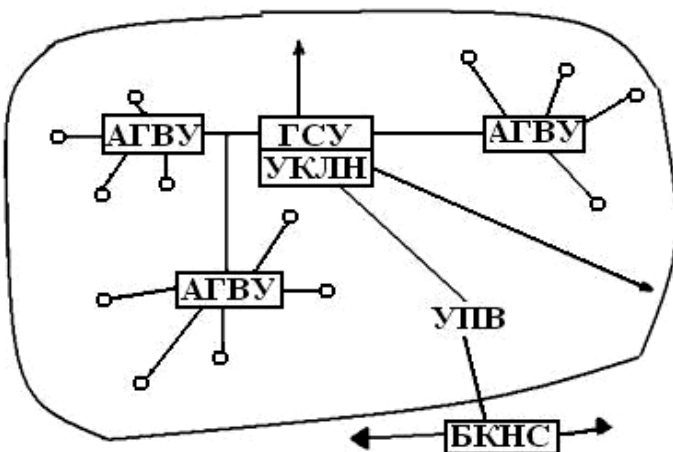


Рисунок 5.1 – Сучасна централізована система збору нафти:

- – 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 надходить у систему підтримання пластового тиску для закачування в пласт на блоковій куцтовій 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 від 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 більший, ніж показують результати розрахунків, їх діаметр.

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 (РНС).

Резервуари типу РВС виготовляються стандартними об'ємами 100, 200, 400, 700, 1000, 2000, 3000, 5000 і 10000 м³. Резервуари з мінімальним об'ємом у 100 – 200 м³ 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. 5.2).

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 змішувачі для підігрівання продукції паром, а в технологічних резервуарах – пристрої для покращення умов підготовки нафти.

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 відтарированих, які піднімаються з клапанного гнізда вгору під дією перепаду тиску, а опускаються під власною вагою, коли надлишковий тиск чи вакуум у резервуарі досягає норми.

5.3. Промислова підготовка нафти

З нафтових свердловин витягується складна суміш, яка містить нафту, попутний нафтовий газ, воду і механічні домішки (пісок та ін.). У такому вигляді транспортувати продукцію нафтових свердловин магістральними нафтопроводами не можна.

По-перше, вода – це баласт, перекачування котрого потребує додаткових витрат.

По-друге, при спільному транспортуванні нафти, газу та води мають місце значно більші втрати тиску на подолання сил тертя, ніж при перекачуванні однієї нафти.

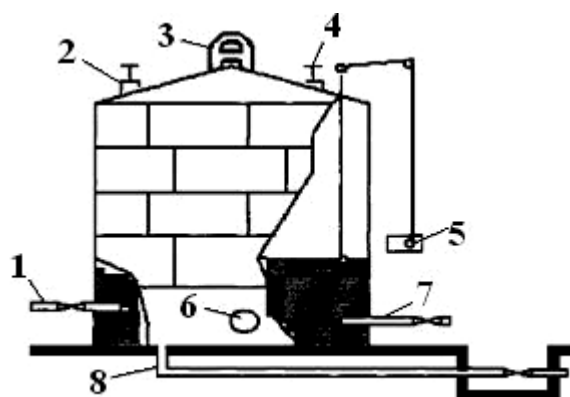


Рисунок 5.2 – Схема обладнання РВС:

- 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

По-третє, 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.

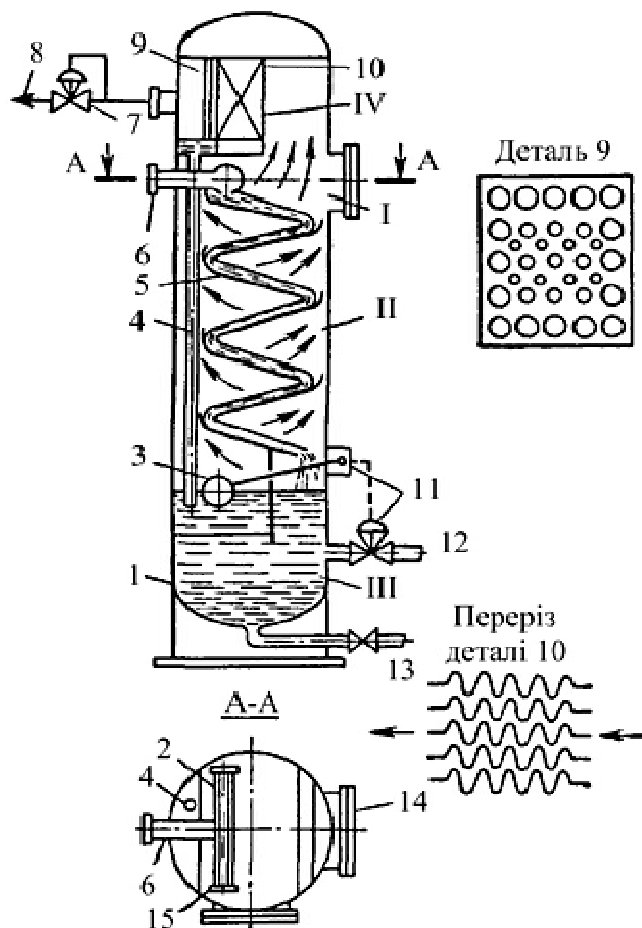


Рисунок 5.3 – Вертикальний сепаратор:

- 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

Дегазація нафти здійснюється для відокремлення газу від нафти. Апарат, у якому це відбувається, 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 нафтових сепараторах будь-якого типу розрізняють чотири секції (рис. 5.3).

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 різ-

ного роду насадок-диспергаторів, турбулізуючих уведення газорідної суміші).

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 та призначена для збору й 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 й часу перебування її в сепараторі.

IV. Краплеуловлювальна секція розташована у верхній частині сепаратора чи винесена за його межі та слугує для уловлювання найдрібніших крапельок рідини, що виносяться потоком газу в газопровід.

Сепарація рідини (розділення нафти, газу й 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 нафтогазової 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 та, крім того, має значну продуктивність з мінімально необхідними витратами металу на його виготовлення. Ефективне очищення газу від краплинної рідини й рідини від бульбашок газу відбувається в таких сепараторах, як правило, при великих значеннях швидкостей руху газу та 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 повинне перевищувати 50 см^3 на 1000 м^3 газу. Питоме винесення вільного газу потоком рідини в сепараторі рекомендується приймати таким, що дорівнює $K_2 \leq 200$ л на 1 м^3 рідини. Величина K_2 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 з в'язкістю $5 \cdot 10^{-3}$ Па·с (5 сПз), а в'язкими – більше $1,5 \cdot 10^{-2}$ Па·с (15 сПз).

Ефективність роботи сепараторів, які встановлюються на площах газових і газоконденсатних родовищ, оцінюється, як правило, лише за першим показником, тобто кількістю крапельної 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. 5.3 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 коалескуючої набивки (різного роду металевих сіток).

Розглянемо схему горизонтального сепаратора, в якому частинки рідини осідають під дією як гравітаційних, так і інерційних сил (рис. 5.4).

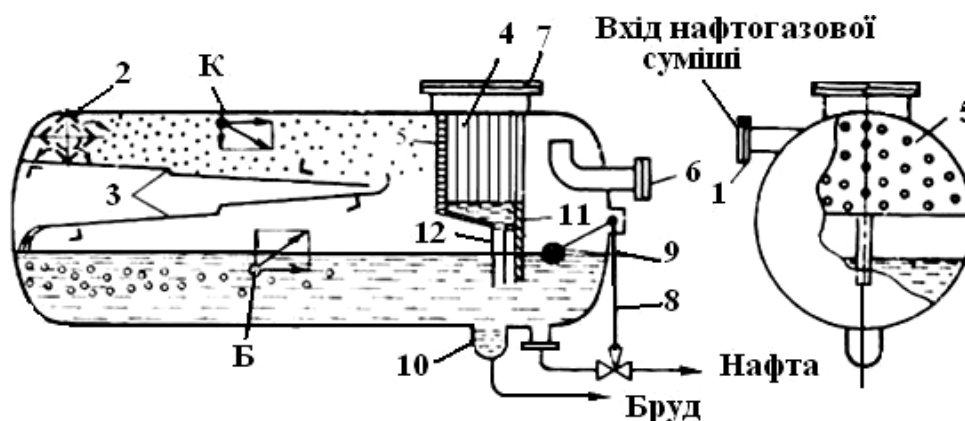


Рисунок 5.4 – Загальний вигляд горизонтального сепаратора в розрізі:

- 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 утворюється плівка, котра стікає в піддон, а звідти по зливній трубі 12 вона потрапляє під рівень рідини в сепараторі.

На рис. 5.4 у верхній частині сепаратора показана крапелька *K* та сили, що діють на неї, а в нижній частині сепаратора – бульбашка газу *B* і також сили, які діють на неї.

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 і руйнування емульсії.

Для руйнування нафтових емульсій застосовуються декілька методів:

- гравітаційне холодне розділення;
- внутрішньотрубна деемульсація;
- термічний вплив;
- термохімічний вплив;
- електричний вплив;
- фільтрація;
- розділення в полі 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 і безперервної дії.

Як відстійники періодичної дії зазвичай використовуються сировинні резервуари, аналогічні до резервуарів для зберігання нафти. Після заповнення таких резервуарів сировою 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. 5.5.

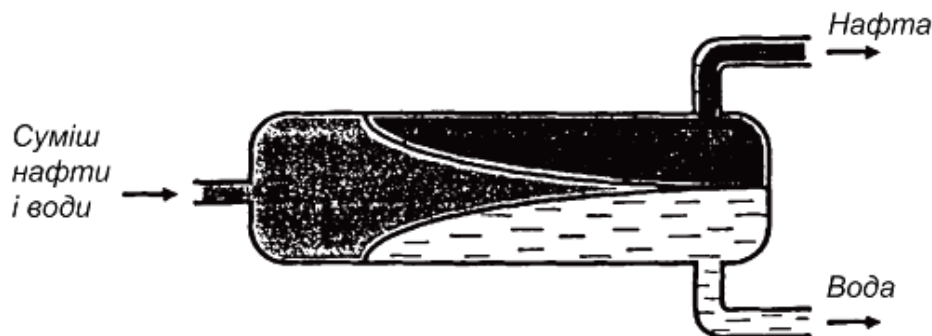


Рисунок 5.5 – Принципова схема відстійника безперервної дії

При застосуванні методу *внутрішньотрубної деемульсації* в міжтрубний простір експлуатаційних свердловин або на початок збирного 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 УКПН 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. 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 дисперговані 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 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 в полі відцентрових сил у центрифугах є досить ефективним методом. Значну силу інерції, яка виникає при центрифугуванні в центрифугі, 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.

РОЗДІЛ 6. ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ ТА ГАЗУ

6.1. 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 річний. 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.

6.2. З історії нафтогазопровідного транспорту

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.

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.

І надалі трубопровідний транспорт газу розвивався переважно в США. 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.

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 1946 році в СРСР запущено магістральний газопровід «Саратов – Москва» діаметром 325 мм, довжиною 843 км.

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.

5000 років тому в давньоіндійському місті Мохенджо-Даро стілки з деяких будинків відводилися по глиняних трубах.

У Стародавньому Єгипті видобута з глибоких колодязів вода відводилася дерев'яними, мідними і свинцевими трубами.

У Кносському 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.

З історії нафтогазопровідного транспорту в Україні. У 1924 – 1929 роках на території України споруджено перші магістральні газо-

проводи: «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.

У 1948 році збудовано газопровід «Дашава – Київ» діаметром труби 500 мм. Його загальна протяжність склала 509,6 км, пропускна здатність – 1,5 млн. м³ 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 м³ 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 м³ газу на добу було досягнуто в 1959 році з пуском компресорних станцій у Тернополі, Красилові, Бердичеві й Боярці.

На період 1960 – 1980 років минулого століття прийшовся активний розвиток газотранспортної системи (ГТС), у результаті чого система стала основним каналом транспортування природного газу в Європу з регіонів його видобутку в колишньому СРСР.

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 – Острогоське»; «Шебелинка – Слов'янське – Луганськ» та ін.

У 1960 році побудовано газопровід «Дашава – Мінськ», який згодом продовжено до Вільнюса й 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 газопровід «Єфремівка – Київ – Кам'янка Бузька» та «Диканька – Кривий Ріг».

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 відтинки 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. 6.1).



Рисунок 6.1 – Схема системи магістральних нафтопроводів України

Перший потужний нафтопровід на території України побудовано у другій половині 1960-х років «Гнідинці – Кременчук». 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».

6.3. 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 й 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. 6.2).

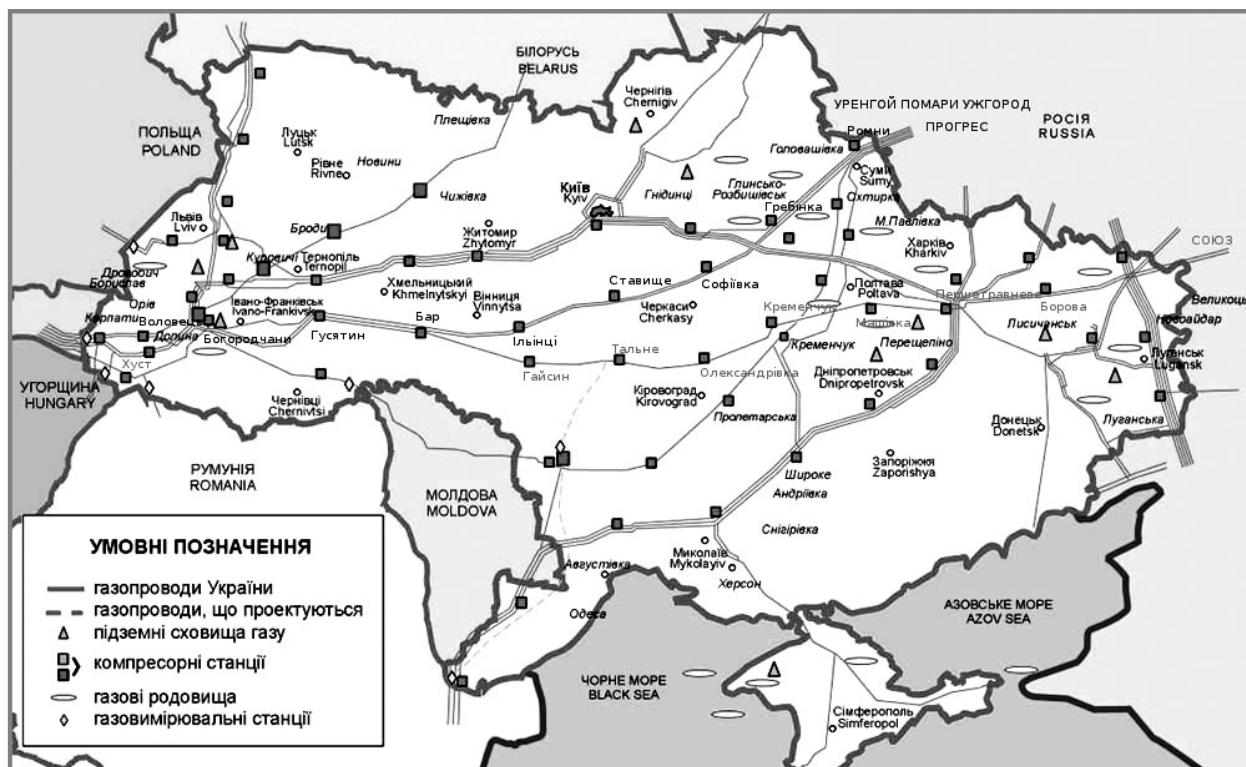


Рисунок 6.2 – Газотранспортна система України

Станом на березень 2009 р. 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 м³ на рік;
- пропускна здатність газотранспортної системи на виході – 178,5 млрд м³ на рік;
- у тому числі у країни Європи – 142,5 млрд м³ на рік;
- у тому числі до Молдови – 3,5 млрд м³;
- 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 м³.
- кількість газорозподільних станцій – 1437.

Серед найбільш відомих транспортних систем у світовому трубопровідному транспорті:

- Європейське газове кільце;
- Трансадриатичний 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 ХХ століття.

Трансадриатичний газопровід (Trans Adriatic Pipeline – TAP) – проєктований трубопровід для транспортування природного газу з Каспійського й Близькосхідного регіонів у Західну Європу. Маршрут газопроводу довжиною в 520 кілометрів проходить через Грецію, Албанію, Адриатичне море, Італію. Передбачувана потужність газопроводу – 10 млрд м³ на рік з можливістю збільшення пропускної здатності до 20 млрд м³.

«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 кубометрів. Після планованої добудови другої гілки потужність газопроводу збільшиться до 55 млрд кубометрів. Магістральний газопровід «Північний потік» через Балтійське море з'єднав Росію і Європейський Союз та став важливим фактором енергобезпеки Європи. 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 кубометрів газу на рік. Протяжність територією України – 1160 км. На трасі знаходяться дев'ять компресорних станцій.

Транс'європейський 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 кубометрів природного газу.

Транс-Середземноморський газопровід (трубопровід Енріко Мате) – магістральний газопровід довжиною 2475 км, потужністю 30,2 млрд кубометрів. 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.

6.4. Транспортування нафти і нафтопродуктів трубопроводами

Найекономічнішим 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. 6.3). Товщина стінок труб визначається проектним тиском у трубопроводі.



Рисунок 6.3 – 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 вздовж 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 обхід-*

ників. 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.

6.5. 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 м³ 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 встановлюють 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 газо-

проводів 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 газопроводі 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 ПМа й температурі близько $+7\text{ }^{\circ}\text{C}$, а етановий гідрат – при температурі $+14,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ і тиску газу 3,4 МПа.

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 міститься 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, гнітові й барботажні.

Крапельний одоризатор подає в газопровід рідкий одорант краплями або тонким струменем. Там він випаровується, змішуючись з газом.

Гнітовий одоризатор забезпечений гнітами з фланелі, частково зануреними в рідкий одорант. Піднімаючись по гноту, 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.

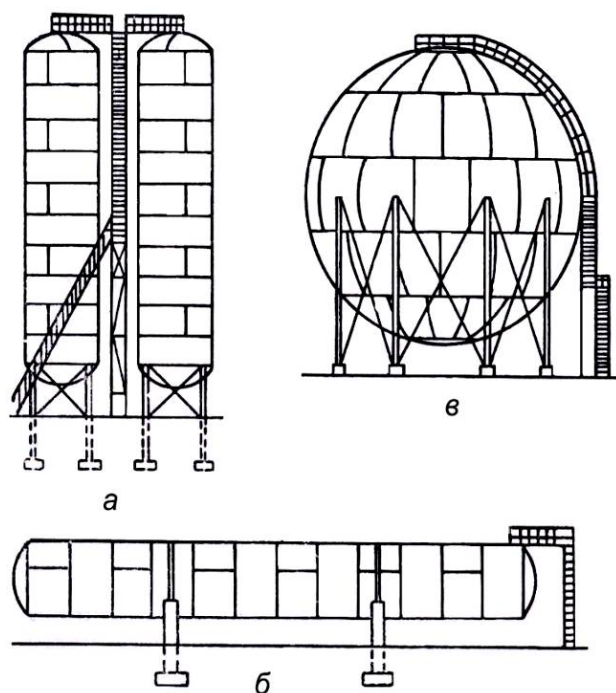


Рисунок 6.4 – Газгольдери постійного об'єму:

а – вертикальний;

б – горизонтальний; в – шаровий

Газгольдери постійного об'єму (рис. 6.4) 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, громізд-

кість, 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 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 м³.

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.

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.

6.6. Залізничне транспортування нафти, нафтопродуктів та скрапленого газу

Транспортування енергоносіїв по залізницями здійснюється переважно в цистернах або критих вагонах у тарі.

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. 6.5). Такі цистерни являють собою сталеві горизонтальні циліндрові ємності. Залежно від вантажопідйомності вагони-цистерни бувають дво- та чотиривісними. За конструкцією розрізняють *стандартні* цистерни і 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.

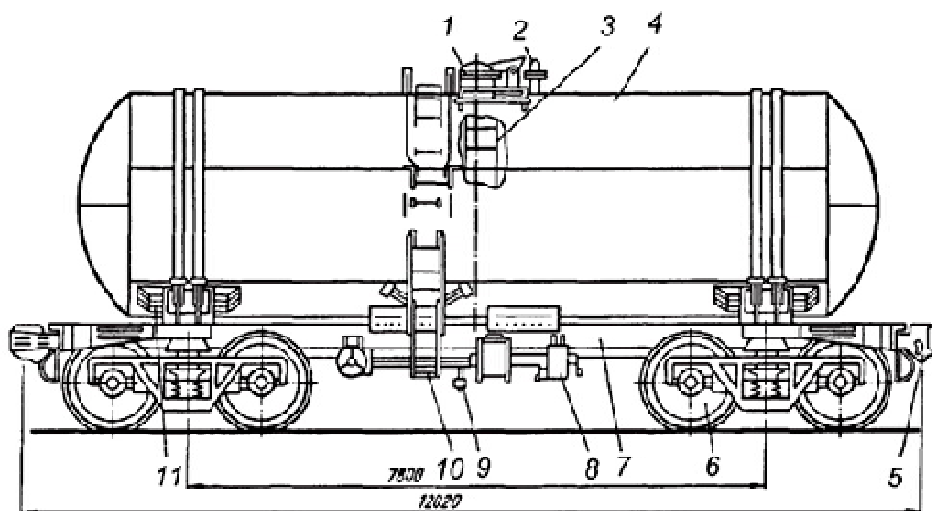


Рисунок 6.5 – Цистерна для перевезення бензину та світлих нафтопродуктів, модель 15-1443:

- 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 – зовнішня сходи; 11 – кріплення котла на рамі

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 охолодження 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. 6.6).

Об'єм котла сучасних цистерн становить від 54 до 162 м^3 . Діаметр – до 3,2 м.



Рисунок 6.6 – Цистерна для перевезення скраплених газів

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 м³ кожний, установлених на рамі вагону. Опорні точки бункера розташовані таким чином, що в заповненому 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.

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 запірні 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 сирової 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 *двосторонні* естакади. Одностороння естакада має один шлях і ряд стояків, розташованих з одного його боку. Двостороння естакада має два шляхи й ряд стояків між ними.

На рис. 6.7 зображена двостороння естакада галерейного типу. Головною відмінною рисою її є галерея *A*, 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.

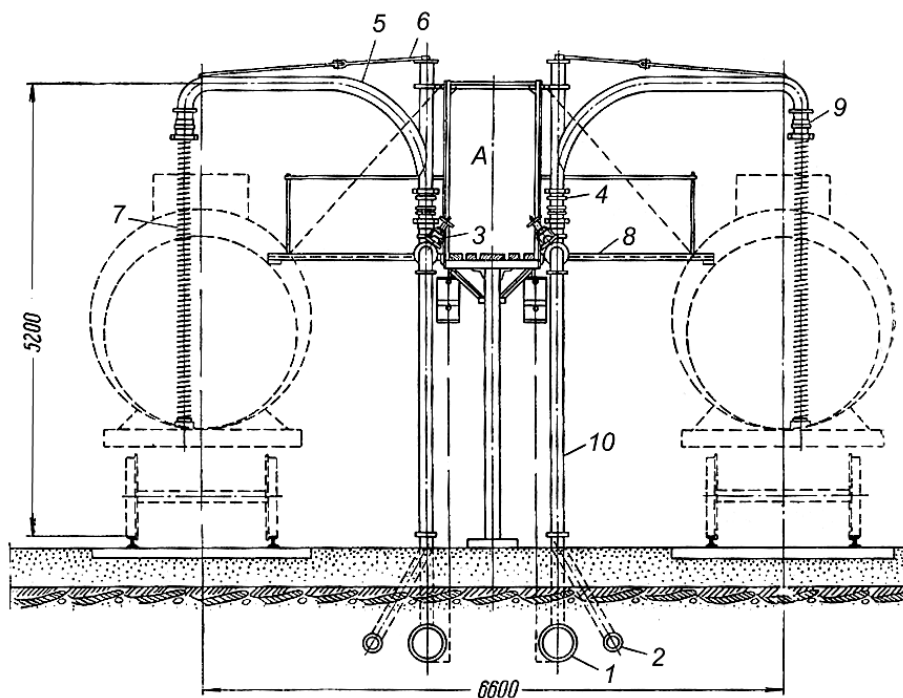


Рисунок 6.7 – Наливна естакада галерейного типу:

A – 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 атрибутами 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 засувки забезпечується перетікання продукту з нафтохранища в цистерну. 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. 6.7). 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 (зливо-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.

6.7. Водне транспортування нафти, нафтопродуктів і скрапленого газу

Перший у світі залізний танкер-пароплав «Зороастр» був збудований у 1877 році на шведській судноверфі на кошти братів Нобелів. Цей танкер і започаткував наливний спосіб перевезення гасу й нафти.

Після резонансних аварій наприкінці ХХ століття всі сучасні танкери робляться з подвійною обшивкою.

Найбільшим у світі на сьогодні є норвезький супертанкер Knock Nevis, побудований у 1981 році (рис. 6.8). Це і найбільший корабель у світі. Його розміри: 458 метрів у довжину і 69 метрів в ширину, а водотоннажність 825614 тонн.

На сьогодні 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.



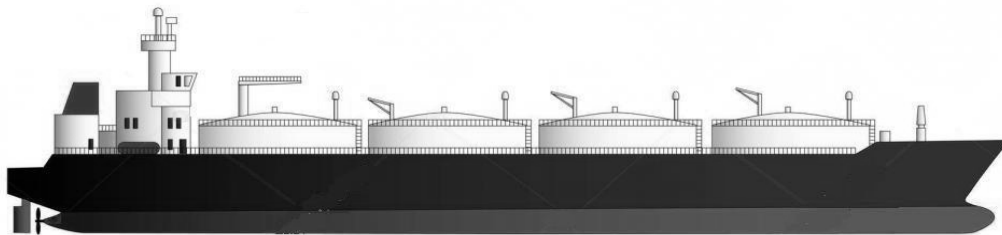
Рисунок 6.8 – Найбільший на сьогодні у світі норвезький супертанкер Knock Nevis

Для перевезення нафтовантажів використовуються суховантажні й наливні судна. Суховантажними 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.

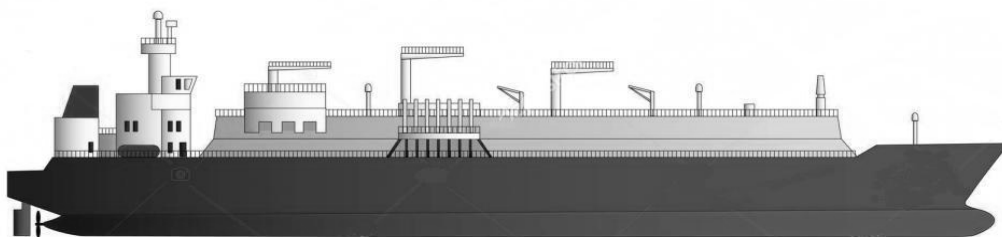
Нафтоналивні судна. Розрізняють такі типи нафтоналивних суден:

- танкери морські та річкові;
- баржі або ліхтери (самохідні й несамохідні) морські та річкові.

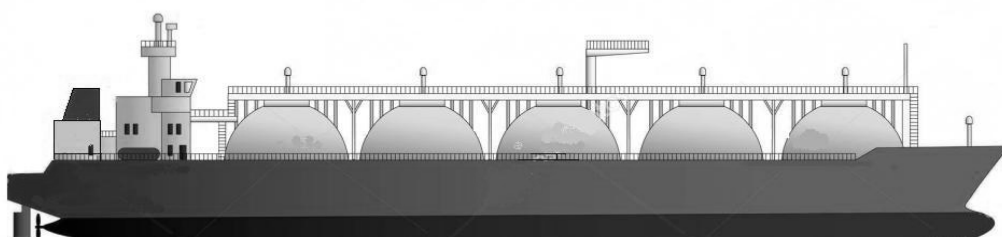
Танкером називається морське самохідне нафтоналивне судно, що складається з жорсткого металевого каркаса, до якого кріпиться металева обшивка. Корпус судна поздовжніми та поперечними непроникними перегородками ділиться на ряд відсіків. Це забезпечує його непотоплюваність, зменшує гідравлічні удари при качці, збільшує пожежну безпеку, поліпшує умови експлуатації. Вантажопідйомність танкера досягає 500 МН і більше. Танкери використовуються для перевезення як нафти так і газу (рис. 6.9).



А



Б



В

Рисунок 6.9 – Нафтовий танкер (А) і газові танкери (Б, В)

Несамохідне судно називається *морською баржею*, або *ліхтером*. Баржі, що перевозять нафту по річках, також можуть бути самохідними й несамохідними.

На рис. 6.10 показана загальна схема танкера. Його корпус має три основні частини: носову (форпик), середню (танки) і кормову (ахтерпик). 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 м³. Для запобігання потраплянню випарів нафти і нафтопродуктів у господарчі й машинне відділення середня частина танкера відокремлена від носового і кормового відсіків здвоєними непроникними перегородками, 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.

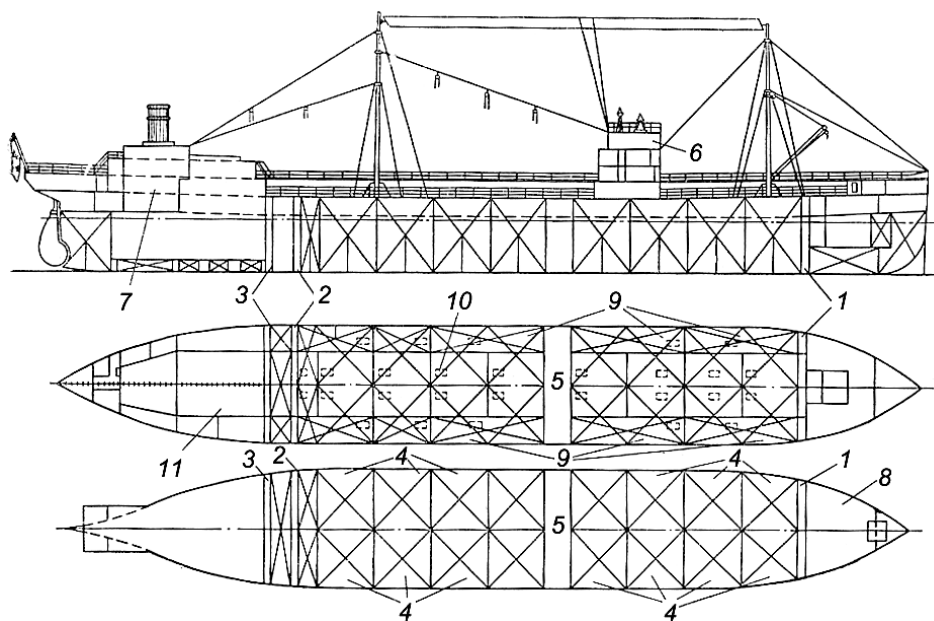


Рисунок 6.10 – Схема танкера:

- 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. 6.11). Розширювальна шахта являє собою вертикальну щілину, яка йде вздовж усього танкера. Ця щілина поділена на секції, кількість котрих залежить від кількості танків.

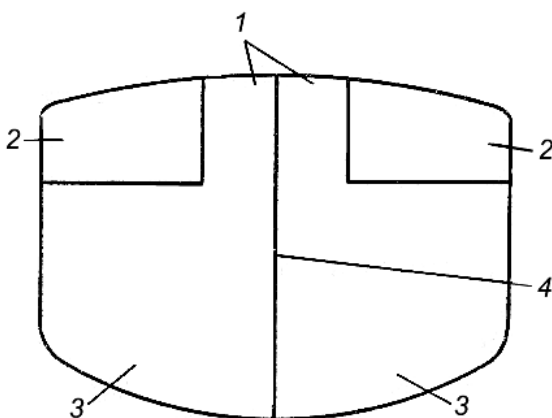


Рисунок 6.11 – Розширювальні шахти танкера:

- 1 – розширювальні шахти;
2 – літні танки; 3 – основні танки;
4 – поздовжня переділка*

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.

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. 6.10 показано розташування літніх 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 встановлюються 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: 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;
- Mammoth tanker 70 – 150 тис. т;
- Very Large Crude Carrier (VLCC) – 150 – 300 тис. т;
- 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 піді-

йти 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 магистральним 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 зливання стоїть біля причальних пристроїв, а при рейдових вантажні операції здійснюються на рейді, тобто при віддаленні судна від берега.

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.

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.

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.

6.8. 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. 6.12), оснащуються таким обладнанням: патрубком для наливання нафтопродукту, дихальним клапаном, показчиком рівня, клинковою швидкокодуючою засувкою для зливання палива, двома шлангами з наконечниками і насосами з механічним приводом. Об'єм окремих автоцистерн досягає 25 м³. У середині цистерни встановлені поперечні й поздовжні хвилерізи для зменшення сили ударної хвилі рідини під час руху автомобіля.



Рисунок 6.12 – Автоцистерна з автопричепами

Для забезпечення пожежної безпеки на автоцистернах встановлюють 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 автопричепках, що підвищує ефективність використання цього виду транспорту (рис. 6.12).

Для заправки паливом автотранспортних засобів, які функціонують на віддалі від нафтобаз і заправок 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 контрольовано-вимірювальні прилади.

Автопаливозаправники виготовляють із цистернами об'ємом 4 – 16 м³.

Контейнери – металеві або еластичні гумотканинні місткості об'ємами 2,5 і 4 м³ (відомі гумотканинні контейнери об'ємом до 20 м³), 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 м³ для транспортування рідкого палива (бензину, гасу та ін.) і фанерні (штамповані) об'ємом 0,05 м³ для перевезення в основному консистентних мастил.

Бідони застосовують двох типів: металеві й метало-фанерні. Металеві бідони об'ємом 0,005 – 0,062 м³ для перевезення бензину виготовляють з білої жерсті прямокутної та циліндричної форм. Металофанерні бідони для перевезення консистентних мастил виготовляють

об'ємом 0,016 м³ 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 обгортувального паперу. Усе більше застосування знаходить 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.

Переваги 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.

6.9. Нафтобазове господарство

Нафтобазою називається комплекс споруд і установок для зберігання, прийому та відпуску нафтопродуктів.

Нафтобази розрізняють:

- за характером операцій – перевалочні, розподільні, перевалочно-розподільні й при заводські;
- 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 поділяються на три категорії:

- I – понад 100000 м³;
- II – від 20000 до 100000 м³;
- III – до 20000 м³.

Нафтобази також поділяються за характером своєї оперативної діяльності та умовами завезення і вивезення нафтопродуктів: перевалочні нафтобази, сировинні й товарні при заводські 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 при заводських 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. 6.13 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.

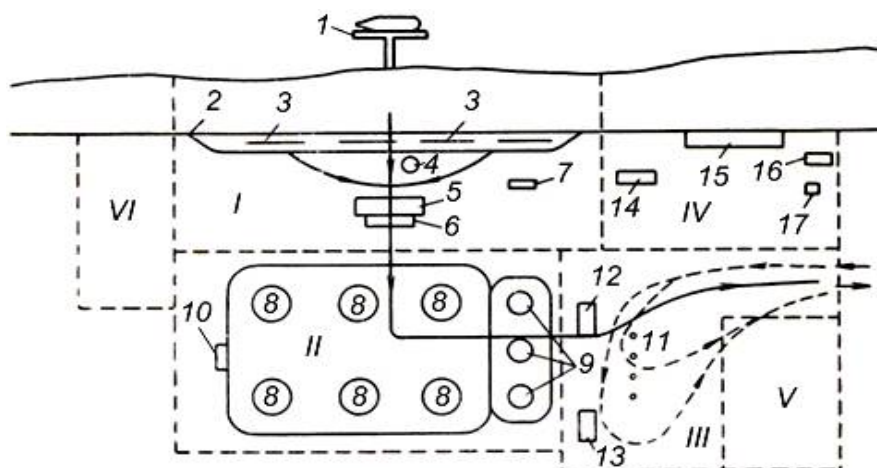


Рисунок 6.13 – Схема нафтобази

1 – причал; *2* – залізничний тупик; *3* – зливно-наливна естакада;

4 – нульовий резервуар; *5* – насосна; *6* – маніфольд; *7* – лабораторія;

8 – резервуари; *9* – мірник; *10* – піноаккумуляторна 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 піноаккумуляторна 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 паром силового обладнання, 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. 6.13 рух нафтопродуктів на складі показано суцільною лінією, а шлях транспорту – пунктирною лінією.

До складу кожної нафтобази можуть входити 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.

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.

Бензин застосовується як пальне для двигунів внутрішнього згорання. 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 використаються 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 ін. Широке за-

стосування знайшов нафтовий кокс як анодна маса при електровиплаві. 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.

7.2. 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 нафто- продуктів 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. Особливіс-

тю 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 паром. При цьому одержуються пари низькокиплячих фракцій, які повертаються в колону, і рідкий нафтопродукт, або дистиллят. 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 контактні 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.

7.3. 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, легкі 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 низькоки-

плячих, 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 сконденсованих 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, соляркові 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. 7.2.

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.

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.

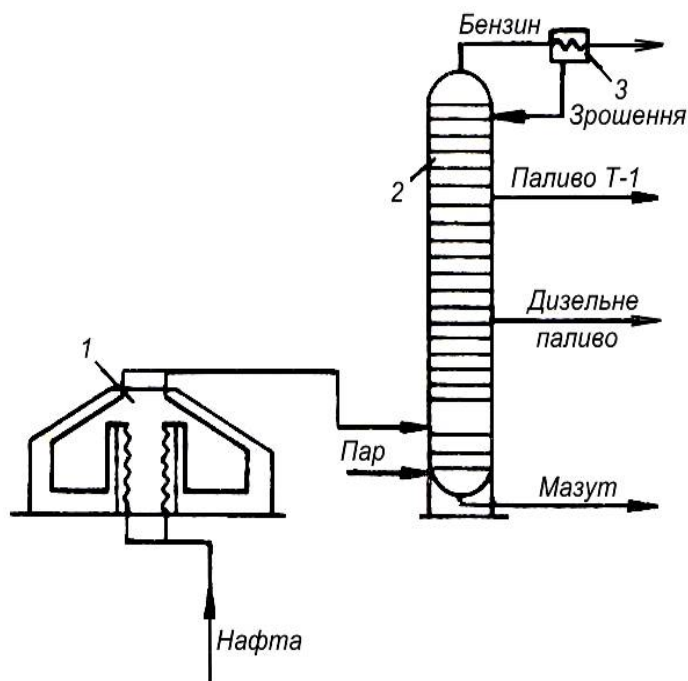


Рисунок 7.2 – Схема перегонки нафти на атмосферній установці:
1 – піч; 2 – ректифікаційна колона;
3 – холодильник

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 підігриваючись, 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).

7.4. Процеси переробки нафти

В установці прямого перегону нафти всі процеси відбуваються при атмосферному тиску з нагріванням сирової 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. 7.3) відрізняються від атмосферних лише в конструктивному відношенні та складаються в основному з аналогічних апаратів, які забезпечують перегін у вакуумі.

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.

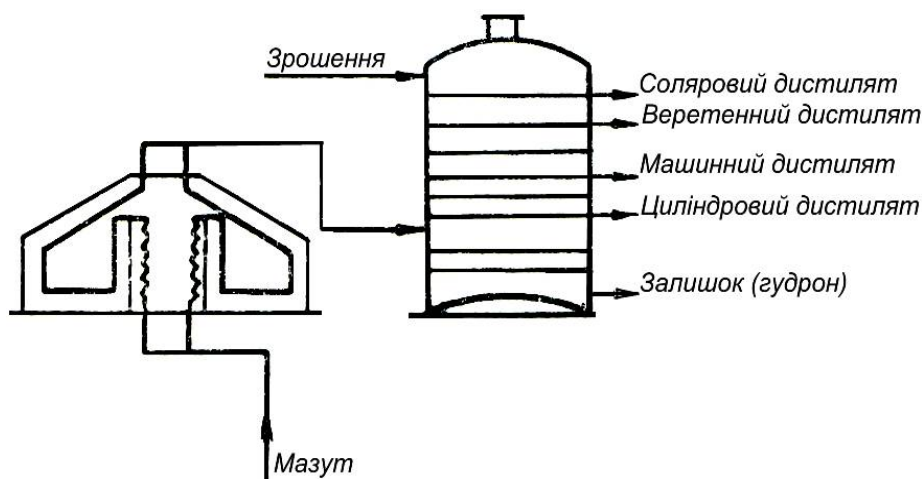


Рисунок 7.3 – Схема перегону мазуту на вакуумній установці

Залишок від вакуумного перегону (гудрон) використовується залежно від напрямку 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 отримання 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 та 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 застосову-

ються 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 ззовні.

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 каталізатор закоксується 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, гідрокре-

кінг 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 метилетилкетону 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 дистильатні 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 вироблення високоякісних моторних палив і мастил, не тільки 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.

7.5. 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 й 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, сажа і багато інших продуктів одержують на основі нафтової сировини.

Але нафтову сировину у вигляді попутного газу та рідких нафтопродуктів не може бути прямо піддано 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 $830\text{ }^{\circ}\text{C}$ 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 $-100\text{ }^{\circ}\text{C}$ 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 газофрак-

ційних 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 нафтових вуглеводнів. Чим більше в сировині нафтових вуглеводнів, тим більше утворюється ароматичних вуглеводнів. Як каталізатор для цього процесу застосовують платину, яку наносять у вигляді найдрібніших частинок на алюмогелевий носій.

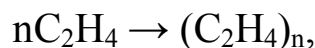
З газів вузької фракції, одержуваних у газофракційних установках, установках з гідратації, окиснення, алкілування, полімеризації, отримують хімічні продукти, які слугують сировиною для різних синтетичних речовин.

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:



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:



Подальшим дегідруванням олефінів отримують діолефіни (з'єднання з двома подвійними зв'язками, наприклад бутадієн):



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, окисли 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.

7.6. 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.

СК, які виготовляються промисловістю, поділяються на дві основні групи: загального і спеціального призначення. Каучуки загаль-

ного 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 високої 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 хімічній операції – каталітичній 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 полотна каучуку. Згорнутий у рулони він надходить на гумові заводи, де з нього виготовляють різноманітні вироби.

СК можна отримувати також з бутану. Для цього з нього шляхом відбирання двох атомів водню (дегідрування) одержують бутілен, а при подальшому відбиранні від бутілену 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-, поропласти і мипори. Легкі, як пробка, вони мають чудові звуко- й теплоізоляційні властивості.

Для приготування піно- і поропластів 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 газу лише частково прориваються крізь розплавлену масу, а основна частина їх залишається всередині речовини й кожний пухирець замкнений у маленькому об'ємі. Якщо ж велика частина газів проривається 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 змішувачах 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 найрізноманітніші 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 капролактаму. Цей продукт отримують у результаті складної хімічної переробки фенолу або бензолу.

Отриманий капролактаму 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 неготи. Його випускають у вигляді шовку та штапелю. Штапель-лавсан використовують для вироблення якісних вовняних тканин для костюмів і пальто.

Жирозамінники 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, нафтових 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 неокисненого 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% неомилюваних 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 (алкілюють) бензол, у результаті чого виходить алкілбензол. Після відділення непрореагованого бензолу та інших вуглеводнів його обробляють сірчаною кислотою (сульфують).

Сульфанол одержують у вигляді пасти. Після сушіння і формування його направляють для виготовлення миючих засобів.

Для виробництва сульфанола замість гасу використовують іншу сировину. Розроблено способи отримання сульфанола з полімерів пропілену. При цих способах виключається процес хлорування. Алкілювання бензолу здійснюють полімером пропілену.

Важливими продуктами для отримання миючих порошків є алкілсульфати, котрі виходять з вищих жирних спиртів шляхом їх сульфонування. 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.

ПИТАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ СТУДЕНТІВ

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. В якому регіоні і в якому столітті в Україні почали вперше видобувати нафту?
13. Які області охоплює східний нафтогазовий регіон України?
14. Який відсоток природного газу і видобувних запасів нафти міститься у східному нафтогазовому регіоні України?
15. Які області охоплює південний нафтогазовий регіон України?
16. Що розуміють під терміном "пік нафти"?
17. Що вивчає геологія, нафтогазова геологія?
18. Яку оболонку Землі називають літосферою?
19. Яку оболонку Землі називають гідросферою?
20. Яку оболонку Землі називають атмосферою?
21. Що розуміють під мінералами?
22. Що розуміють під гірськими породами?
23. Як утворюються вивержені гірські породи?
24. Як утворюються осадові гірські породи?
25. Як утворюються уламкові гірські породи?

26. Як утворюються гірські породи хімічного походження?
27. Які гірські породи мають органічне походження?
28. Поясніть поняття «метаморфічні гірські породи».
29. Що являє собою геохронологічна шкала?
30. Поясніть поняття «підшва пласта», «покрівля пласта».
32. Як поділяються нафтогазові колектори за мінералогічним складом?
33. Які бувають пласти-колектори за типом порового простору?
34. Що характеризує пористість гірських порід?
35. Що розуміють під відкритою пористістю породи?
36. Що розуміють під закритою пористістю породи?
37. Що розуміють під проникністю породи?
38. Що розуміють під промисловим покладом нафти і газу?
39. Що називають покришкою покладу нафти і газу?
40. Що розуміють під природним резервуаром нафти і газу?
41. Які бувають природні резервуари нафти і газу за колекторськими властивостями і умовами залягання?
42. Що означає термін "пастка" нафти і газу?
43. Що означає термін "ресурси" вуглеводневої сировини?
44. Що означає термін "запаси" вуглеводневої сировини?
45. Що означає термін "розвідані запаси" нафти або газу?
46. Що означає термін "нафтові води"?
47. Що називають водонафтовим контактом?
48. Що називають газоводяним контактом?
49. Які свердловини називаються сухими?
50. На які класи поділяються нафти за складом дистильованої частини?
51. На які класи поділяються нафти за вмістом сірки?
52. На які класи поділяються нафти за густиною?
53. Що являють собою природні гази?
54. Чим характеризується «сухий газ»?
55. З яких компонентів складається «сухий газ»?
56. Головна різниця між «конденсатним», «сухим» і «жирним» газом?

57. Яка частка важких вуглеводнів в попутних газах?
58. Який газ є основною складовою частиною природних горючих газів?
59. Як називаються породи, здатні вмщувати і віддавати газ?
60. В якому стані знаходиться газ метан у викопному вугіллі?
61. Який газ переважає у вугільних родовищах?
62. Який газ називають сланцевим природним газом?
63. Як порівнюється собівартість сланцевого газу з традиційним природним газом?
64. Яку технологію використовують для видобутку сланцевого газу?
65. За рахунок застосування якої технології можна одержувати значну кількість сланцевого газу?
66. Що розуміють під газогідратами?
76. Які вуглеводневі гази можуть бути гідратоутворюючими?
77. Якою формулою в загальному вигляді можна виразити хімічний склад газових гідратів?
78. Яка хімічна формула гідрату метану?
79. Яка хімічна формула гідрату етану?
80. Який газ називають біогазом?
81. Що є сировиною для отримання біогазу?
82. Які роботи включає в себе комплекс пошуково-розвідувальних робіт на нафту і природний газ?
83. Які роботи проводяться на етапі загальної геологічної зйомки при пошуково-розвідувальних роботах на нафту і природний газ?
84. Які роботи проводяться на етапі детальної структурно-геологічної зйомки при пошуково-розвідувальних роботах на нафту і природний газ?
85. Які роботи проводяться на етапі камеральних робіт при пошуково-розвідувальних роботах на нафту і природний газ?
86. Які роботи проводяться після проведення комплексу геофізичних і геохімічних досліджень при пошуково-розвідувальних роботах на нафту і природний газ?
87. Які методи відносяться до геофізичних методів розвідки нафти і природного газу?

88. У якому році в Україні почали освоювати обертове буріння з використанням бурових глинистих рідин?
89. У якому році в Україні вперше застосовували бурові алмазні долота діаметром 188 мм?
90. У якому році в Україні вперше застосовували буріння з продуванням вибою повітрям?
91. У якому році в Україні було введено в експлуатацію першу глибоку видобувну свердловину (глибиною 5218 м)?
92. У яких галузях і з якою метою застосовують буріння свердловин?
93. Що називається свердловиною?
94. Що називають гирлом свердловини?
95. Що називають вибоєм свердловини?
96. Що називають стінкою свердловини?
97. Які бувають свердловини за глибиною?
98. Які бувають свердловини за положенням осі стовбура свердловини?
99. На які категорії поділяють свердловини, що буряться з метою геологічного дослідження району, пошуків, розвідки й розроблення нафтових і газових родовищ?
100. Які існують способи механічного буріння свердловин?
101. З яких основних етапів складається повний цикл робіт по проходці свердловин обертальним способом?
102. Які параметри відносяться до режимних параметри обертального буріння?
103. Які бувають різновиди режимів буріння?
104. З якою метою здійснюється промивання свердловин?
105. З яких матеріалів, як правило, складається бурова промивальна рідина?
106. Що розуміють під конструкцією свердловини?
107. Яка обсадна колона в конструкції свердловини називається "направленням"?
108. Яка обсадна колона в конструкції свердловини називається "кондуктором"?

109. Яка обсадна колона в конструкції свердловини називається "проміжною колоною"?
110. Яка обсадна колона в конструкції свердловини називається "експлуатаційною колоною"?
111. Яка частина експлуатаційної колони називається фільтром?
112. Яка мета цементування свердловин?
113. Яке обладнання застосовується при цементуванні свердловин?
114. За допомогою якого обладнання здійснюють вторинне розкриття продуктивних горизонтів?
115. Як класифікуються бурові долота за характером руйнування породи?
116. Як класифікуються бурові долота за призначенням?
117. Як класифікуються бурові долота за конструктивним виконанням?
118. Як поділяються бурові долота за розміщенням і конструкцією промивальних каналів?
119. З яких елементів складається бурильна колона?
120. Для чого призначені обваженні бурильні труби?
121. Назвати допоміжні елементи, що входять до бурильної колони.
122. Які вибійні двигуни застосовуються при бурінні свердловин?
123. Який вибійний двигун називається турбобуром?
124. Який вибійний двигун називається гвинтовим вибійним двигуном?
125. Який вибійний двигун називається електробуром?
126. Назвати основний параметр бурових установок.
127. Які бувають бурові вежі за конструкцією?
128. Які двигуни застосовуються в бурових установках для приводу лебідки, ротора і бурових насосів?
129. Яке призначення бурових лебідок?
130. Яке призначення бурових вертлюгів?
131. Яке призначення роторів бурових установок?
132. Яке призначення бурових насосів?
133. Назвати джерела пластової енергії нафтових родовищ.

134. Назвати сили, які протидіють руху нафти і газу в пластових умовах.
135. Назвати режими роботи нафтових покладів, при яких відбувається переміщення нафти до свердловин.
136. Що означає коефіцієнт нафтовіддачі?
137. За рахунок чого забезпечуються високі темпи видобутку нафти та збільшення коефіцієнта нафтовіддачі?
138. Які методи застосовують для збільшення нафтовіддачі пластів?
139. На які групи поділяють способи підйому нафти на поверхню?
140. Який спосіб експлуатації нафтових свердловин називається фонтанним?
141. Який спосіб експлуатації нафтових свердловин називається газліфтним?
142. Які способи газліфтної експлуатації застосовують у нафтовидобуванні?
143. Який підйомник при підйомі рідини з пласта на поверхню називається ерліфтом?
144. Який підйомник при підйомі рідини з пласта на поверхню називається газліфтом?
145. Що розуміють під насосною експлуатацією свердловин?
146. Якими типами насосів здійснюється підйом нафти на поверхню при насосному способі експлуатації?
147. Які типи глибинних насосів застосовуються у нафтовидобувній галузі для підйому нафти із свердловин на поверхню?
148. Яким способом проводиться експлуатація газових свердловин?
149. З допомогою яких технологій покращують умови припливу нафти і газу до свердловин?
150. На які групи можна розділити методи поліпшення проникності пластів, за характером впливу на привибійну зону?
151. З якою метою проводять гідравлічний розрив пласта?
152. З якою метою проводять кислотну обробку продуктивного пласта?

153. Які типи ремонтів проводять в експлуатаційних свердловинах?
154. Яке обладнання монтують на гирлі фонтанної свердловини?
155. Для чого призначена колонна головка?
156. Для чого призначена трубна головка?
157. Для чого призначена фонтанна ялинка?
158. З яких елементів складається трубна головка?
159. Назвати конструктивні типи фонтанних ялинок.
160. Назвати конструктивні типи фонтанних ялинок за кількістю спускаємих у свердловину рядів НКТ.
161. Яке обладнання застосовують для відділення газу від нафти при експлуатації свердловин?
162. Що являє собою верстат-качалка?
163. На які групи за конструкцією та способом установки у свердловині поділяються глибинні штангові насоси?
164. Яке технологічне обладнання застосовується для ремонтних робіт на свердловинах?
165. Які агрегати з підймальним обладнанням застосовують при ремонті свердловин?
166. Які об'єкти відносяться до основних нафтопромислових споруд?
167. Де в промислових умовах відбувається первинний збір продукції свердловин, її вимірювання та відділення газу від нафти?
168. Як називається група резервуарів встановлена для збору, відстою і перекачування нафти на промислі?
169. Яка мета промислової підготовки нафти?
170. Назвати секції нафтового сепаратора.
171. Які методи застосовуються для руйнування нафтових емульсій?
172. Яким способом здійснюється знесолення нафти на промислах?
173. Що розуміють під процесом стабілізації нафти?
174. Яким методом здійснюється стабілізація нафти?

175. Який транспорт застосовується для транспортування нафти й нафтопродуктів?
176. Назвати перші магістральні газопроводи, які споруджено на території України?
177. Коли споруджено перші магістральні газопроводи на території України?
178. Який рік і чому його прийнято вважати роком заснування газотранспортної галузі України?
179. Коли і який перший магістральний нафтопровід побудовано на території України?
180. Як оцінюють газотранспортну систему України за її величиною?
181. Який вид транспорту нафти і нафтопродуктів на далекі відстані є найбільш економічним?
182. На які групи поділяються нафтогазотрубопровідні системи за їх призначенням?
183. Де прокладаються внутрішні нафтогазотрубопровідні системи?
184. Які об'єкти з'єднують місцеві нафтогазотрубопровідні системи?
185. Які нафтогазотрубопровідні системи відносяться до магістральних нафтопроводів?
186. Для чого призначена головна нафтоперекачувальна станція?
187. Які об'єкти є кінцевим пунктом магістрального нафтопроводу?
188. Назвіть основні параметрами, які характеризують магістральний трубопровід.
189. Назвіть основні робочі характеристики сучасного магістрального газопроводу.
190. Яке обладнання застосовують для очищення природного газу від води, конденсату та частинок крихких порід?
191. Якими методами проводиться осушення природного газу?
192. Яким методом здійснюється конденсація водяної пари при очищенні природного газу?

193. Як називаються тверді та рідкі поглиначі, що застосовуються при осушенні природного газу?
194. З якою метою проводять одоризацію природного газу?
195. Які сховища використовують для зберігання природного газу?
196. Які сховища використовують для зберігання скраплених природних газів?
197. Які за конструкцією бувають залізничні цистерни для перевезення нафти й нафтопродуктів?
198. Яке обладнання та пристрої необхідні для транспортування нафтовантажів у залізничних цистернах?
199. Яких типів бувають завантажувально-розвантажувальні залізничні естакади залежно від здійснюваних операцій?
200. З яких технологічних елементів складається наливна залізнична естакада?
201. Назвати основні технологічні засоби, які застосовуються при водному транспортуванні нафти і нафтопродуктів.
202. Назвати типи нафтоналивних суден.
203. З якою метою на танках нафтоналивних суден встановлюють газовідвідні труби і дихальні клапани?
204. В яких ємностях відбувається автоперевезення нафтовантажів?
205. Який об'єкт називають нафтобазою?
206. Які види нафтобаз бувають за характером їх роботи?
207. На які зони розбивається територія нафтобази?

ЛІТЕРАТУРА

1. Крез В. Г. Основы нефтегазового дела. Учебное пособие [Электронный ресурс] / В. Г. Крез, А. В. Шадрина. – Томск : Томский политехнический институт, 2011. – 200 с. – Режим доступа : http://portal.tpu.ru/SHARED/k/KR_NAS_SH/Ycheb_metod/Tab3/Posobie_ONGPD.pdf.
2. Коршак А. А. Основы нефтегазового дела. Учебник для вузов [Электронный ресурс] / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – [3-е изд., испр. и доп.]. – Уфа : ООО «Дизайн Полиграф Сервис», 2005. – 528 с. – Режим доступа : http://www.nnkinfo.ru/files/books/korshak_a_a_shammazov_a_m_osnovy_neftegazovogo_dela.pdf.
3. Пилипів Л. Д. Основы нафтогазової справи : навч. посіб. [Електронний ресурс] / Л. Д. Пилипів. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2012. – 312 с. – Режим доступа : <http://chitalnya.nung.edu.ua/osnovi-naftogazovoyi-spravi.html-1>.
4. Основы химии і фізики горючих копалин [Електронний ресурс] / [Саранчук В. І., Ільяшов М. О., Ошовський В. В., Білецький В. С.]. – Донецьк : Східний видавничий дім, 2008. – 640 с. – Режим доступа : <http://www.experts.in.ua/baza/doc/download/final.pdf>.
5. Біогаз в Україні. Розвиток при підтримці держави [Електронний ресурс]. – Режим доступа : <http://pagro.com.ua>.
6. Биогаз / Объединение «Альтернативная энергия» [Електронний ресурс]. – Режим доступа : // <http://biogas.in.ua>.
7. Біогазові когенераційні електростанції / TNG-ENERGY. Альтернативні джерела енергії [Електронний ресурс]. – Режим доступа : <http://www.tng-energy.com.ua>.
8. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / В. С. Бойко. – К. : Реал-Принт, 2004. – 695 с.
9. Боровик Г. Чистий біогаз [Електронний ресурс] / Г. Боровик // Агросектор. Журнал сучасного сільського господаря. – 2007. – № 10. – 11 (24 – 25). – Режим доступа : <http://journal.agrosector.com.ua>.
10. Волович О. О. Регіональний філіал Національного інституту стратегічних досліджень у м. Одесі [Електронний ресурс] / О. О. Волович // Стан і перспективи освоєння видобутку газогідратів в українському секторі Чорного моря". Аналітична записка. – Режим доступа : <http://www.niss.gov.ua>.

11. Педченко М. М. Гідратоутворення вуглеводневих газів : [монографія] / М. М. Педченко ; [за ред. В. С. Білецького]. – Полтава : ПолтНТУ, 2014. – 182 с.
12. Газогідрати. Гідратоутворення та основи розробки газових гідратів : [монографія / В. І. Бондаренко та ін.]. – Дніпропетровськ : Літограф, 2015. – 219 с.
13. Довідник з нафтогазової справи / [ред. В. С. Бойко, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук]. – Львів, 1996. – 620 с.
14. Експлуатаційникові газонафтового комплексу: довідник / [В. В. Розгонюк, Л. А. Хачикян, М. А. Григіль, О. С. Удалов, В. П. Нікішин]. – К. : Росток, 1998. – 430 с.
15. Коцкулич Я. С. Буріння нафтових і газових свердловин / Я. С. Коцкулич, Я. М. Кочкодан. – Коломия, 1999. – 504 с.
16. Крушневич Т. К. Биогаз – получение и использование [Електронний ресурс] / Т. К. Крушневич. – Режим доступу : <http://sergeyk.kiev.ua>.
17. Курганський В. М. Електричні та електромагнітні методи дослідження свердловин : [навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл.] / В. М. Курганський, І. В. Тішаєв. – К. : Вид.-полігр. центр «Київський університет», 2011. – 175 с.
18. Мала гірнича енциклопедія: в 3 т. / [укл. В.С. Білецький]. – Донецьк : Донбас, 2004.
19. Михайлюк О. Екологічні аспекти видобутку газогідратів метану [Електронний ресурс] / О. Михайлюк. – Режим доступу : <http://nomos.com.ua>.
20. Мончак Л. С. Основи геології нафти і газу / Л. С. Мончак, В. Г. Омельченко. – Івано-Франківськ : Факел, 2004. – 276 с.
21. Попадюк Р. М. Збір і підготовка нафтопромислової продукції : [навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл.] / Р. М. Попадюк, Я. В. Солончак. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2009. – 194 с.
22. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений / [ред. Ш. К. Гиматудинов]. – М. : Недра, 1988. – 302 с.
23. Синтезгаз. Альтернативная энергия [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://sintezghaz.org.ua>.
24. Рябцев Г. Л. Нетрадиционные углеводороды : [монографія] / Г. Л. Рябцев, С. В. Сапегин, М. И. Кривогуз. – К. : НТЦ «Психея», 2014. – 352 с.

25. Проектування бурового і нафтогазопромислового обладнання / [Білецький В. С., Вітрик В. Г., Матвієнко А. М., Орловський В. М., Савик В. М., Рой М. М. та ін.]. – Полтава : ПолтНТУ, 2015. – 192 с.
26. Бойко В. С. Технологія розробки нафтових родовищ / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ : Нова Зоря, 2011. – 509 с.
27. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / [Кочмар Ю. Д., Світлицький В. М., Синюк Б. Б., Яремійчук Р. С.]. – Львів : Центр Європи, 2004. – Книга 1. – 352 с.
28. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / [Кочмар Ю. Д., Світлицький В. М., Синюк Б. Б., Яремійчук Р. С.]. – Львів : Центр Європи, 2004. – Книга 2. – 352 с.
29. Яремійчук Р. С. Освоєння свердловин: Довідникове видання / Р. С. Яремійчук, Я. С. Яремійчук. – Львів : Центр Європи, 2007. – 368 с.
30. Технологія і техніка буріння: узагальнювальна довідкова книга / [Войтенко В. С., Вітрик В. Г., Яремійчук Р. С., Яремійчук Я. С.]. – Львів : Центр Європи, 2012. – 708 с.
31. Мислюк М. А. Буріння свердловин: довідник у 5 т. / М. А. Мислюк, І. Й. Рибчич, Р. С. Яремійчук. – К. : Інтерпрес ЛТД, 2002 – 2004.
32. William C. Lyons Air and Gas Drilling Manual Applications for oil and gas recovery wells and geothermal fluids recovery wells / William C. Lyons, Boyun Guo, Reuben L. Graham, Greg D. Hewlay. – Gulf Professional Publishing is in imprint of Elsevier 30 Corporate Drive, Suite 400, Burlington, MA 01803, USA Lincre House.
33. William C. Lyons Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering / William C. Lyons, Gary J Plisga, BS. – Gulf Professional Publishing, 2011. – P. 1568. – Electronic resource : https://books.google.com.ua/books?id=hDRjBCI08QC&dq=oil+and+gas+monograph&hl=ru&source=gbs_navlinks_s.
34. Martin Raymond. Oil and Gas Production in Nontechnical Language / Martin Raymond, William L. Leffler. – PennWell Books, 2006. – 254 p. – Electronic resource : <https://books.google.com.ua/books/>

НАВЧАЛЬНЕ ВИДАННЯ

**Білецький Володимир Стефанович,
Орловський Віталій Миколайович,
Дмитренко Вікторія Іванівна,
Похилко Аліна Миколаївна**

**ОСНОВИ
НАФТОГАЗОВОЇ СПРАВИ**

Відповідальний за випуск *Р.Х. Халіков*

Комп'ютерна верстка
Редактор
Коректор
Дизайн обкладинки

*О. О. Федоряченко
В. С. Білецький
Я. В. Новічкова
І. А. Венгренюк*

Підписано до друку 12.07.2017 р. Формат 60x84 1/16.
Гарнітура Times New Roman. Папір офсетний.
Ум.-друк. арк. 18,1. Обл.-вид. арк. 14,6.
Тираж 100 прим.

Видавець:

ФОП Халіков Руслан Халікович,
Св. № ДК, № 5346 від 17.05.2017
e-mail: halikoffr@gmail.com

Віддруковано:

Типографія «УСПІХ ПРИНТ». Україна, 69097, Запорізька область,
м. Запоріжжя, Хортицький р-н, вул. Сергієнка (Задніпровська), буд. 34
Свідоцтво про державну реєстрацію державного засобу масової інформації
ПЛ 1183-440Р від 01.12.2016