

Міністерство освіти і науки України  
НТУ «Дніпровська політехніка»

**КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ**  
**З ДИСЦИПЛІНИ**  
«Технологія глибинного буріння»  
**ДЛЯ СТУДЕНТІВ СПЕЦІАЛЬНОСТІ 185**  
«Нафтогазова інженерія та технології»

Дніпро  
2018

## ЗМІСТ

	Вступ	3
1	Речовинний склад земної кори надглибоких горизонтів	7
2	Розвиток та перспективи нафтогазової галузі надглибоких горизонтів	15
3	Сучасний стан видобування та використання вуглеводнів	17
4	Особливості видобування сланцевого газу, газу щільних колекторів, метану вугільних пластів та інших видів природного газу надглибоких горизонтів	20
5	Основні нафтогазоносні провінції Європи та України	26
6	Особливості знаходження води, нафти і газу у надглибоких природних резервуарах	36
7	Характеристика стану скупчень вуглеводнів на великих глибинах	40
8	Поклади вуглеводнів у породах кристалічного фундаменту надглибоких горизонтів	45
9	Класифікація, конструкції, буріння та дослідження надглибоких свердловин	49
10	Методика пошукового надглибокого буріння	63
11	Характеристика покладів нафти і газу на великих глибинах	73
12	Надглибокі пошуково-розвідувальні роботи на морських акваторіях	74
13	Охорона геологічного довкілля в процесі буріння надглибоких свердловин	79
14	Екологічна безпека при виконанні надглибоких морських геологорозвідувальних робіт на нафту і газ	82
	Список використаних джерел	84

## Вступ

Земля як об'єкт дослідження геології доступна для прямого спостереження тільки з поверхні. Про її складі і будові можна судити лише за непрямыми даними. Проникнення якомога далі в глиб Землі здійснюється за допомогою буріння. Сучасна техніка дозволяє бурити свердловини на континентах глибиною до 10-15 кілометрів.

Свердловини найчастіше споруджують для розвідки родовищ корисних копалин, для вилучення з надр води, нафти і газу, а також для інженерних вишукувань та інших прикладних цілей. Крім того, з 1970-х років буріння все ширше використовується як метод вирішення фундаментальних наукових проблем сучасної геології. До речі, самі результати наукового буріння багато в чому виявилися несподіваними і змусили переглянути теоретичні уявлення, які до цього здавалися очевидними і непорушними.

Початок систематичного наукового буріння відноситься до 1960-х років. У 1968 році в США було спущено на воду спеціальне бурове судно, і почалася реалізація міжнародної програми глибоководного буріння в океанах. За більш ніж тридцятирічну історію в Світовому океані пробурили сотні свердловин, які перетнули пухкі опади океанського дна і заглибилися в підстилають базальти. Найглибша з свердловин була пробурена в Тихому океані на південь від берегів Коста-Ріки. Її глибина сягала 2105 метрів нижче океанського дна. Океанське буріння відкрило нову сторінку в геології, оскільки раніше точних даних про будову дна океанів практично не було.

Свердловини наукового буріння на континентах, як правило, відносяться до категорій глибоких (3-7 кілометрів) або надглибоких (більше 7 кілометрів). В цьому відношенні з ними можна зіставити лише свердловини, які буряться для пошуків, розвідки та експлуатації глибоких родовищ нафти і газу в США. Найглибша свердловина з них - Берта Роджерс (9583 метри) була пробурена в 1973-1974 роках всього за 502 дня. Настільки висока швидкість проходки обумовлена двома факторами. Перший - можливості американської техніки. Другий - буріння здійснювалося без відбору керн, тобто без підйому зразків гірських порід на поверхню. Відбір керн вимагає великого додаткового часу, але абсолютно необхідний при науковому бурінні. З цієї причини глибокі і сверхглибокі пошукові та розвідувальні свердловини мають досить обмежене значення як джерела наукової інформації.

Перша програма систематичного надглибокого континентального буріння з науковими цілями розроблена і здійснена в колишньому СРСР. Основи цієї

програми були сформульовані ще в 1960-1962 роках. У травні ж 1970 року на півночі Мурманської області в десяти кілометрах від міста Заполярного почалося буріння Кольської надглибокої свердловини. Її проектну глибину визначили в п'ятнадцять кілометрів Але досягти її не вдалося, в 1991 році буріння припинили на глибині 12261 метр. Проте Кольська свердловина донині залишається найглибшою в світі. Прискорили розробку програм наукового континентального буріння в Німеччині, Франції, США, Канаді, Японії, Великобританії. Одного з кращих результатів домоглися німці, пробуривши надглибоких свердловину КТБ-Оберпфальц в Баварії (1990-1994 роки), яка досягла глибини 9101 метр.

Якщо глибина свердловин невелика (сотні метрів), то двигун, що знаходиться на поверхні, обертає колону сталевих бурильних труб, на нижньому кінці труби кріпиться бурова коронка, армована твердими сплавами або алмазами. Обертаючись, коронка вирізає циліндричний стовпчик породи, який поступово заповнює спеціальну внутрішню (колонкову) трубу. При бурінні без відбору керна часто використовують бурові головки, які являють собою систему кількох обертаються конусів, армованих твердими сплавами. Якщо стінки свердловини нестійкі, в неї опускають сталеву обсадних труб. В процесі буріння насос постійно закачує в свердловину спеціальний глинистий розчин, необхідний для додання стійкості стінок, охолодження інструменту, винесення дрібних частинок породи (шламу) і для інших цілей. Час від часу колону бурових труб піднімають на поверхню за допомогою лебідки, встановленої на буровій вищці, вивантажують керна, якщо необхідно, замінюють зношену коронку на нову і знову опускають бурової снаряд на забій.

Буріння супроводжується вимірами фізичних властивостей порід уздовж стовбура свердловини. Для цього на спеціальному кабелі в свердловину опускають прилади, які фіксують температуру, електропровідність, магнітну сприйнятливність, радіоактивність та інші властивості порід. Цей процес називають каротажем свердловин.

Досвід буріння в США та інших країнах показав наступне. За рахунок потужності двигунів і тиску насосів, нагнітають буровий розчин, а також збільшення вантажопідйомності лебідок і міцності сталевих бурових труб, таким способом можна бурити свердловини глибиною до 9-10 кілометрів. Для буріння більш глибоких свердловин необхідні інші нетрадиційні інженерні рішення. І такі рішення були запропоновані і реалізовані в ході виконання програм надглибокого наукового буріння.

З'ясувалося, що в тих випадках, коли забій свердловини знаходиться на багатокілометрової глибині, доцільно використовувати забійні двигуни, встановлені не на поверхні, а в нижній частині бурової колони, яка при цьому

сама не обертається. Забійні двигуни - це мініатюрні турбіни або гвинтові механізми, які приводяться в обертання буровим розчином, що нагнітається під тиском в свердловину.

Для зменшення ваги колони бурових труб, що досягають довжини кілька кілометрів, їх виготовляють зі спеціальних легких, але досить міцних і термостійких сплавів. Алюмінієві сплави, використані при бурінні Кольської свердловини, були в 2,4 рази легше сталі.

При досягненні великої глибини виникає значна різниця між гідростатичним тиском стовпа бурового розчину і літостатическим (гірським) тиском, обумовленим вагою гірських порід. Це може привести до руйнування стінок свердловини, а це, в свою чергу, викликає серйозні ускладнення при бурінні. Для досягнення рівноваги гірського тиску збільшують щільність бурового розчину, додаючи в нього спеціальні наповнювачі.

Одна з найбільш складних технічних задач полягає в тому, щоб забезпечити надійну роботу бурового обладнання при високих температурах, що існують в надглибоких свердловинах. Це стосується металевих деталей, їх з'єднань, мастил, бурового розчину і вимірювальної апаратури. Хоча на забої, тобто в самій нижній точці свердловини Солтон-Сі в США на глибині 3220 метрів була зафіксована температура 355 градусів Цельсія, а в іншій свердловині, пробуреної до 1440 метрів в одній з молодих вулканічних структур на заході США, виміряна температура досягала 465 градусів, сучасні технічні засоби не дозволяють бурити надглибокі свердловини при таких високих температурах протягом тривалого часу, оскільки термостійкість існуючого бурового обладнання не перевищує 200-300 градусів. Найбільші проблеми виникають з вимірювальною апаратурою, особливо з електронікою, яка відмовляє вже за 150 градусів. Водні бурові розчини зберігають технологічні властивості до 230-250 градусів. При більш високій температурі доводиться переходити на нафтову основу розчинів і застосовувати більш складні суміші. Висока температура земних надр залишається одним з головних факторів, що обмежують глибину наукового буріння.

Серйозні технічні труднощі пов'язані з самовільним викривленням глибоких свердловин в процесі буріння через нерівномірне руйнування порід на вибої, геологічних неоднорідностей розрізу і інших причин. Наприклад, забій Кольської свердловини на глибині близько 12 кілометрів відхилився від вертикалі на 840 метрів. Існують технічні прийоми утримання свердловини у вертикальному положенні. Завдяки вдаль конструкції спеціального пристосування свердловина КТБ-Оберпфальц в Німеччині залишалася до глибини 7500 метрів самою вертикальною свердловиною в світі. Однак глибше це пристосування вийшло з ладу через високої температури і тиск, і

свердловина пішла своїм шляхом; в результаті на глибині 9101 метр вона відхилилася від вертикалі на 300 метрів.

Надглибоке буріння зажадало створення спеціальної вимірювальної апаратури, яка контролює умови вздовж стовбура і на вибої. Малопрідатною виявилася звичайна технологія каротажу з датчиками, які опускають в свердловину на термостійкому кабелі. В результаті тривалих пошуків вдалося розробити телеметричну і іншу електронну апаратуру, що кріпиться на буровому снаряді, а також автономні вимірювальні прилади, які опускаються вниз і виносяться наверх потоком бурового розчину. Тепер сигнали датчиків можуть передаватися не по дротах, а гідравлічним способом шляхом створення імпульсів тиску в буровому розчині.

Треба відзначити, що глибокі і надглибокі свердловини мають телескопічну конструкцію. Буріння починають з самого великого діаметру, а потім переходять на менші. Так, в Кольській свердловині діаметр з 92 сантиметрів у верхній частині знизився до 21,5 сантиметрів. А в свердловині КТБ-Оберпфальц - з 71 сантиметра до 16,5 сантиметрів.

Механічна швидкість буріння надглибоких свердловин складає 1-3 метра на годину. За один рейс між спуско-підйомними операціями можна заглибитися на 6-10 метрів. Середня швидкість підйому колони бурових труб дорівнює 0,3-0,5 метрів в секунду. В цілому буріння однієї надглибокої свердловини займає роки і коштує дуже дорого. Наприклад, буріння надглибокої свердловини в Німеччині обійшлося в 583 мільйони німецьких марок.

При бурінні глибоких свердловин не обходиться, звичайно, і без аварій. Найбільш часто вони викликані мертвим прихватом бурового снаряда. На усунення аварій потрібно багато часу. Часом же вони не дозволяють продовжити роботу, і доводиться починати буріння нового стовбура. Можна зрозуміти, наскільки дорогий і в прямому, і переносному сенсі багатокілометровий стовпчик керна діаметром від 5 до 20 сантиметрів, який є одним з основних, але не єдиним результатом наукового буріння. Керн ретельно документують і зберігають у спеціальних приміщеннях. Потім його детально вивчають великі колективи фахівців. Так, матеріал, отриманий при бурінні німецької надглибокої свердловини, вивчали близько 400 вчених. Пізніше вони опублікували на їх основі 2000 наукових робіт!

Коли власне буріння завершено, робота на надглибокій свердловині не припиняється. Свердловина перетворюється в постійно діючу лабораторію. Фахівці продовжують стежити за зміною режиму земних надр вздовж стовбура свердловини і в присвердловинному просторі, проводять різні експерименти. Такі лабораторії були створені на базі Кольської свердловини в Росії і свердловини КТБ-Оберпфальц в Німеччині.

## **1. Речовинний склад земної кори надглибоких горизонтів**

### **Зальні відомості про літосферу**

На підставі даних науки вдалося встановити, що наша планета складається з трьох основних частин: ядра, мантії та земної кори.

Ядро - наймасивніша внутрішня частина Землі. Воно складається з речовин, що мають властивості металів. Радіус ядра становить близько 3500 км. Температура в ядрі досягає 4000-5000°C.

Мантія - найбільша за об'ємом частина планети (4/5 об'єму Землі). Речовина мантії перебуває у твердому стані. Лише на глибині близько 150-200 км від поверхні у верхній частині мантії в'язкий шар - астеносфера. Температура речовини мантії з наближенням до поверхні Землі знижується від 4000° до 1000 °С.

Вище мантії лежить земна кора - верхня тверда оболонка Землі, що складається з гірських порід і мінералів. Порівняно з товщиною мантії та ядра - це тонка плівка. Товщина земної кори коливається від 5-10 км під океанами до 80 км - у найвищих горах на суходолі.

Земна кора разом з верхньою частиною мантії до шару астеносфери утворює тверду оболонку Землі - літосферу. Отже, середня товщина літосфери становить 150-200 км.

Потужність літосфери під океанами сягає 5 - 100 км (мінімальна під серединно-океанічними хребтами, максимальна на периферії океанів), під континентами - 25 - 200 км і більше (мінімальна - під молодими гірськими утвореннями, вулканічними дугами і континентальними рифтовими зонами, максимальна – під щитами древніх платформ). Найбільша потужність літосфери спостерігається на найменш прогрітих, а найменша – на найбільш прогрітих ділянках. Найбільші структурні одиниці літосфери – літосферні плити, розміри яких у поперечнику становлять 1 - 10 тис. км.

Під континентами і океанами літосфера переходить в астеносферу, твердість і в'язкість речовини якої нижчі, ніж у літосфери. Разом з астеносферою літосфера утворює тектоносферу Землі, в якій відбуваються основні геологічні процеси.

Земну кору вивчено значно краще, ніж глибинні сфери Землі. Як показали геофізичні дослідження, в будові земної кори беруть участь три шари порід. Верхній шар називається осадовим, бо він складений переважно осадовими породами: пісками, глинами, вапняками та ін. Поширений майже скрізь на планеті, але його товщина коливається в значних межах – від кількох метрів на

виходах на поверхню давніх кристалічних порід до 15 км в Баренцовому морі. Середній шар називається гранітно - метаморфічним за його схожість за щільністю з магматичними породами - гранітами. Поширений переважно під материками, товщина його змінюється від 0 до 20 км.

Верхня частина гранітів в деяких районах, наприклад на Кольському півострові, в північних і центральних районах України, виходить на земну поверхню і доступна для безпосереднього вивчення. Нижній шар земної кори найменш досліджений, умовно названий базальтовим внаслідок схожості за щільністю з цією гірською породою. Як і осадові породи, має повсюдне поширення, а товщини його коливаються від 3 до 40 км.

Особливості будови земної кори під континентами і океанами стали причиною поділу її на два типи: континентальну і океанічну. Границя між ними не збігається з межами материків і океанів, вона проходить по океанічному дну на глибинах 2000–3500 м. Досить часто виділяють ще третій тип земної кори – перехідний: в цій зоні спостерігається чергування ділянок континентальної та океанічної кори.

Континентальний тип земної кори найтовщий. Мінімальна товщина становить близько 20 км, – на стику з океанічною корою, максимальна, до 75 км, – під гірськими хребтами Тибету, Тянь-Шаню, Паміру. В цьому типі здебільшого добре виражені всі три шари порід – осадові, гранітні та базальтові.

Океанічний тип земної кори має малу товщину (5–20 км) при значному поширенні. Характерна його особливість – відсутність гранітного шару. Тому осадові породи незначної товщини залягають безпосередньо над базальтовими.

Для перехідного типу земної кори характерна велика контрастність, властива зонам сучасних геосинкліналей. До перехідного типу належить ділянка кори під Курильською дугою, ділянки, зайняті Чорним, Середземним, Червоним і Карибським морями, а також деякі підводні хребти. Утворення перехідного типу кори пов'язане з активним гороутворенням.

Важливі дані про будову і товщину земної кори на одних і тих самих широтах дають гравіметричні дослідження – вивчення сили тяжіння. Нагадаємо, що її величина є рівнодією притягання маси Землі і відцентрової сили обертання планети.

Гірські хребти створюють у верхніх шарах додаткову масу і тому повинні б збільшити величину сили тяжіння пропорційно масі гір. В океанах же густина води близько  $1 \text{ г/см}^3$ , тому сила тяжіння над її поверхнею повинна б бути меншою, ніж в горах. Низинні райони на суші займають проміжне положення, і тому логічно припустити, що сила тяжіння тут матиме середньоширотні значення.



Вимірювання показали, що фактично сила тяжіння на одній і тій самій паралелі скрізь практично однакова. Це означає, що в горах вона менша від нормальної, тобто тут проявляється, як прийнято говорити, від'ємна гравіметрична аномалія, на морі сила тяжіння більша розрахункової і аномалія тут додатна, на низовинах величини сили тяжіння близькі до розрахункових.

Такий розподіл сили тяжіння та її аномалій пояснюють ізостазією - зрівноваженням ваги земної кори різної густини на верхній мантії.

Гірські хребти мають глибокі, але легкі "корені", а океанічне дно складене переважно важкими базальтовими породами. Якщо десь порушена рівновага від зміни навантаження, земна кора поступово спливає (наприклад при руйнуванні гір, таненні льодовиків та ін.) або занурюється в мантію, якщо її вага збільшується. Таким чином, земна кора ніби "плаває" на верхній мантії, а нижня межа кори дзеркально відображає рельєф поверхні Землі. У цьому відношенні кора нагадує айсберг в океані. Згідно із законом Архімеда, всі айсберги, щоб вони могли плавати, мають бути глибоко занурені у воду. Чим вищий айсберг, тим більша його підводна частина. Цей закон можна застосувати і для земної кори – материки мають товстішу кору ніж опущені простори океанічного дна.

Описане явище ізостазії означає, що океан – це не тільки результат наявності води в ньому; поділ земної поверхні на сушу і море зумовлений різною будовою надр Землі. Материки не можуть опуститися нижче рівня Світового океану, бо вони складені головним чином легкими гірськими породами. У будові океанічного дна переважають більш важкі породи. Таким чином, материк не може перетворитися в океан і навпаки.

Думки щодо поділу земної кори на різні типи дотримуються не всі вчені. Деякі геологи вважають, що земна кора скрізь на Землі однакова. Виявлені ж відмінності в характері проходження сейсмічних хвиль і розподілі сили тяжіння пояснюються тим, що кора під океаном зазнає величезного тиску водних мас і насичена водою. Це і змінює її властивості.

Так, результати аналізів гірських порід, взятих з Кольської надглибокої Важливі дані про будову земної кори дають відомості, одержані в процесі глибокого буріння свердловини, виявилися досить несподіваними. Там, де за геофізичними даними передбачалася наявність базальтового шару (у зв'язку з різкою зміною швидкості проходження хвиль), свердловина пересікла світлі архейські гнейси. Це дуже змінені, чи мета-морфізовані, гірські породи осадового або магматичного походження з високим вмістом кремнезему, і, що дуже важливо, одна з головних складових частин гранітного шару. Виникає питання: невже всі здогадки геологів і геофізиків про будову глибоких надр земної кори виявилися неправильними? Ні, це не так. Надглибоке буріння ще

раз показало, наскільки складні природні процеси і яка непроста будова кори. У даному випадку різка зміна швидкостей хвиль пов'язана не з переходом від гранітного шару до базальтового, а з розуцільненням порід за рахунок утворення тріщин в процесі звільнення води з кристалічних сіток мінералів під впливом високого тиску і температури.

Результати глибокого буріння змінили уявлення про характер розподілу температур в надрах Землі. Раніше вважалося, що в межах Балтійського щита й у подібних йому регіонах збільшення температур з глибиною незначне. Очікувалося, що на глибині близько 7 км температура досягає 500, а 10 км – 100°. Насправді температура виявилася значно вищою. До глибини 3 км температура збільшувалася на 1° через кожні 100 м, що відповідало розрахункам. Але далі її приріст досяг 2,5° на кожні 100 м, і, таким чином, на глибині 10 км температура виявилася рівною 180°. Допускають, що висока температура – наслідок інтенсивного теплого потоку, який іде від розігрітої мантії.

Щоб краще вивчити глибинну будову Землі, передбачається закласти кілька нових надглибоких свердловин у різних районах Землі. Деякі з них повинні досягнути границі Мохоровичича. Це означає, що в недалекому майбутньому до рук учених попадуть унікальні зразки геологічних порід. Цілком ймовірно, що глибоке буріння дозволить виявити родовища корисних копалин, розширить уявлення людей про будову надр Землі.

### **Історія розвитку земної кори**

За останніми даними вік найбільш давніх гірських порід земної кори досягає приблизно 3,8 млрд. років. Для визначення віку гірських порід у роках застосовують декілька геохронологічних методів, оснований на явищі радіоактивного розпаду. При цьому використовують головним чином радіоактивні ізотопи урану, торію, рубідію калію, вуглецю і водню. Для деяких спеціальних робіт застосовують також багато інших ізотопів.

Зазначені ізотопи нестабільні, вони постійно розкладаються з характерними швидкостями розпаду, які виражають періодами напіврозпаду. Для того щоб визначити вік, необхідно знайти відношення новоутвореного елемента до маси материнського елемента. Радіоактивні ізотопи відіграють роль атомного годинника, який почав свій хід з моменту кристалізації мінералу.

Найточніший метод визначення абсолютного віку порід полягає в обчисленні відношення кількості радіоактивного урану до кількості свинцю, що міститься в розглядуваній породі. Справа в тому, що свинець є кінцевим продуктом довільного розпаду урану. Швидкість цього процесу відома точно, і

змінити її не можна жодним способом. Чим менше урану лишилось і чим більше свинцю стало в породі, тим більший її вік.

З методів визначення відносного віку найбільшою популярністю користуються стратиграфічний, петрографічний і палеонтологічний методи. Стратиграфічний метод базується на вивченні положення гірських порід у земній корі. Шари, які в просторовому положенні залягають вище розглядуваних, вважаються за часом утворення більш молодими, ніж підстилаючі їх породи. Петрографічним методом розв'язується питання про вік шляхом зіставлення мінерального складу, виду і умов утворення порід, виходи яких просторово не збігаються. Найбільш широко і ефективно застосовують у геологічній практиці палеонтологічний метод, оснований на вивченні викопних решток вимерлих організмів. Достовірно встановлено, наприклад, що в різновікових пластах осадових порід зустрічаються специфічні комплекси залишків організмів, які характеризують розвиток тваринного і рослинного світу в ту чи іншу геологічну епоху. Порівняння цих залишків дає можливість судити про відносний вік гірських порід і скласти уявлення про еволюцію органічного світу Землі.

Історія розвитку земної кори нараховує близько 3,5–4 млрд. років. Цей час називають геологічним. Геохронологія земної кори – це поділ геологічного часу на більш дрібні одиниці часу. Геологічну історію Землі поділяють на ери, періоди та епохи (табл. 3). Геохронологічна шкала була прийнята для загального користування на другій сесії Міжнародного геологічного конгресу в 1981 р.

Геологічні дані свідчать, що уже в архейську еру існувала земна кора, яка була складена породами, подібними до сучасних кристалічних і осадових. Звідси випливає припущення, що основні геологічні процеси відбувалися так, як і в пізніші епохи, – з участю води й повітря. Очевидно, існували материки і океани, відбувалися зміни пір року, періоди потепління змінювалися похолоданням з утворенням льодовиків. З того часу намітилася загальна тенденція розвитку структури земної кори в бік розростання платформ за рахунок геосинкліналей.

Наприкінці архейської – на початку протерозойської ери проявилися найдавніші складко утворювальні рухи, які привели до виникнення перших платформ, або протоплатформ. У кінці протерозою на величезних просторах відбувалася інтенсивна складчастість, яку названо байкальською. Вона викликала підняття грандіозних складчастих структур гірських областей, названих байкалідами. Численними розломами з надр на поверхню Землі піднімалися лавові потоки магми, які істотно збільшували товщину земної кори.

З докембрійським етапом пов'язане формування основних родовищ різних корисних копалин – руд чорних і кольорових металів, рідких і розсіяних елементів, золота, фосфоритів, алюмінієвої сировини, графіту, слюди, кварцу, лабрадориту, граніту, мармуру та ін. В цей час утворилися, зокрема, родовища залізних руд Кривого Рогу і Курської магнітної аномалії, багато інших нині добре відомих і розроблюваних родовищ на території давніх тектонічних структур.

У палеозойську еру відбувалися два великі тектонічні цикли: каледонський і герцинський. Каледонський тектонічний цикл (нижній кембрій – силур) почався загальним підняттям материків та гороутворенням. У середині циклу підняття змінилися опусканням, підсилювався вулканізм. Останній етап цього циклу відзначався новими підняттями та складкоутворенням. Кожний етап циклу означав регресію або трансгресію моря, які супроводжувалися змінами клімату.

Герцинський цикл охоплював нижній девон, карбон і перм. У цілому він повторює етапи каледонського циклу: загальне підняття змінюється опусканням, наприкінці його знову відбувається підняття. Кожний етап цього тектонічного циклу викликав істотні зміни в розподілі суші і моря, впливав на будову земної кори.

Великі зміни в розвитку земної кори відбулися також в мезозойсько-кайнозойському (альпійському) тектонічному циклі. На цьому етапі розвитку Землі, який мав багато спільного з обома попередніми циклами, значного розвитку набув тваринний світ. Саме завдяки інтенсивній діяльності живих організмів, а також з їх залишків утворилися специфічні гірські породи і корисні копалини органогенного походження. Значні території суші в Південній півкулі покриті льодовиками.

Найновіший етап почався в четвертинному періоді. На його початку розвинулося могутнє зледеніння на півночі і в помірних широтах Європи і Північної Америки. Площа максимального дніпровського зледеніння дорівнювала 47 млн км. Найзнаменитішою подією цього етапу стала поява розумної істоти – людини, тому й період називається ще антропогенним. На сучасному етапі внаслідок своєї господарської діяльності людство все більш активно впливає на розвиток природних процесів.

### **Хімічний і речовинний склад земної кори**

Земна кора складається в основному з дев'яти елементів, на які припадає 99,79 % (табл. 1). Серед решти переважають титан, фосфор, марганець, фтор, сірка, стронцій, барій, вуглець, хлор, нікель. Тому, попри велику кількість

можливих комбінацій хімічних елементів, число основних породоутворюючих мінералів у цілому невелике. Декілька елементів – таких, як золото, срібло, мідь, сірка, платина, вуглець у формі графіту і алмазу – зустрічаються в чистому вигляді, але більшість – у вигляді хімічних сполук. Оскільки вміст кисню в земній корі є найбільшим, то хімічні сполуки з ним інших елементів особливо поширені. Кремній та алюміній, які займають відповідно друге і третє місця, найчастіше входять до складу силікатних мінералів. Силікати – це сполуки кремнію і кисню з іншими елементами – такими, як алюміній, натрій, калій, залізо і магній. Порівняно рідше мінеральні сполуки містять карбонати, сульфіді, сульфати, хлориди, фосфати, гідроксиди, нітрати і борати.

Вміст у земній корі найбільш поширених елементів (за О.П. Виноградовим, 1959 р.)

Елемент, Відсоток від загальної маси

Кисень 47,2

Натрій 2,64

Кремній 27,6

Калій 2,6

Алюміній 8,8

Магній 2,1

Залізо 5,1

Водень 0,15

Кальцій 3,6

Усі решта 0,21

Хімічний склад у земній корі безперервно оновлюється. Пояснюється це постійним переміщенням хімічних елементів у складі газів, водних і твердих розчинів. Завдяки міграції елементів між різними шарами кори, а також між материками і океанами здійснюється взаємний обмін речовиною. Але дослідження хімічного складу континентального й океанічного типів кори показали, що між ними є помітні відмінності: в континентальній земній корі підвищений вміст оксидів кремнію, натрію, калію і фосфору, в океанічному типі оксидів алюмінію, кальцію, заліза, титану, марганцю.

Хімічний склад земної кори, маса якої становить лише 1 % маси планети, відмінний від складу Землі в цілому. За даними О.Є. Ферсмана, найпоширенішими елементами Землі є (% маси): залізо – 39,76; кисень – 27,71; кремній – 14,53; магній – 8,69; нікель – 3,46; кальцій – 2,32; алюміній – 1,79; сірка – 0,64; інші – 1,1. Середній хімічний склад земних порід близький до складу більшості метеоритів. Таку ж схожість засвідчили дослідження ґрунту Місяця, доставленого на Землю автоматичними станціями і астронавтами.

Таким чином, зіставлення хімічного і мінерального складу метеоритів та інших тіл Сонячної системи свідчить про єдність походження матерії внутрішніх планет.

В природі мінерали (однорідні за складом і будовою хімічні сполуки або однорідні елементи) зустрічаються у твердому, рідкому або газоподібному стані. Основну масу складають тверді мінерали. Кристали мінералів мають форму багатогранників, для них характерне строго закономірне розташування атомів, з яких вони складаються.

Мінерали визначаються з допомогою спеціальних методів дослідження за кольором, блиском, спайністю, зломом, твердістю, кольором риски, питомою масою, розчинністю, магнітними властивостями, заломленням світлових і рентгенівських променів.

У природних умовах мінерали складають різні сполучення і утворюють гірські породи, які за походженням поділяють на три групи: магматичні, осадові, метаморфічні. Основну масу земної кори складають магматичні гірські породи (близько 95 % її маси). Поверхня ж Землі на 75 % складена осадовими породами і на 25 % – магматичними і метаморфічними породами.

Магматичні породи утворюються з магми або лави (вилитої на поверхню магми). Породи, що утворилися з магми на глибині, називаються інтрузивними, а на поверхні – ефузивними.

Осадові гірські породи бувають уламкового, органічного і хімічного походження. Відомо, що під дією тепла та холоду, вологи, вітру гірські породи постійно руйнуються, розпадаються на уламки, пісок, пил, мул. Текучі води, льодовики, вітер зносять цей вивітрений матеріал у моря, озера, низовини. Найбільша кількість піщаного і мулистого матеріалу осідає в морях і океанах. Спочатку він представляє собою напіврідку масу, але пізніше під тиском нових шарів ущільнюється і згодом перетворюється в тверду осадову породу: пісок – у пісковик, глина – в глинистий сланець. Ці гірські породи уламкового походження. Осадові породи органічного походження утворюються в результаті нагромадження органічних решток після відмирання тварин та рослин. Так, наприклад, органічного походження є крейда, яка складається головним чином з панцирів дрібних одноклітинних водоростей і мікроскопічних раковин корененіжок. Органічне походження має багато вапняків і такі корисні копалини, як кам'яне та буре вугілля. Осадові породи хімічного походження утворюються в результаті випадання з водних розчинів різноманітних розчинених речовин (наприклад, кам'яна сіль).

Метаморфічні гірські породи утворюються в процесі глибинного перетворення осадових і магматичних порід, які, будучи похованими під пластами нових нашарувань, опиняються в умовах великого тиску і високої

температури. Інколи відбувається повне переплавлення порід, внаслідок чого з граніту та одночасно з осадових порід утворюється гнейс, а наприклад, з рихлого пісковика – дуже твердий кварцит. Перекристалізація вапняку приводить до утворення мармуру. Метаморфічні породи відрізняються специфічним мінеральним складом і набувають нових текстурних ознак, наприклад сланцюватості. До числа найпоширеніших метаморфічних порід належать глинисті сланці, гнейси, кварцити, мармури, скарни, роговики.

## **2. Розвиток та перспективи нафтогазової галузі надглибоких горизонтів**

У розвитку нафтогазопошукових робіт можна виділити три періоди.

**Перший період** – освоєння нафтових родовищ у межах природних нафтопроявів зводився до риття колодязів і проходки неглибоких свердловин ручного буріння біля виходів нафти до земної поверхні. Це стосувалося нафтових покладів на території України, Росії, США та інших країн. Так, нафтопрояви на Керченському півострові було виявлено у колодязях та на грязьових вулканах ще в III ст. до н.е. В Україні промисловий видобуток нафти розпочався у 1771–1792 рр., спершу на Коломийщині, а потім – у інших районах Карпат. Найдавнішим на Галичині є нафтопромисел Слобода-Рунгурська, де промисловий видобуток нафти розпочався у 1771 р., коли при поглибленні соляної шахти отримали нафту з глибини 25 м.

Світове визнання одержав один з найстаріших карпатських нафтопромислів – Бориславський. Перші нафтові копальні тут виникли в 20-х роках XIX ст. За короткий час було викопано до 500 шахт глибиною від 35-40 до 150 м, які давали до 200 кг нафти на добу.

У 1861 р. Р. Домс організував ударне буріння свердловин глибиною до 150 м, яка у 1885 р. досягала 800 м. В 1908 р. свердловина “Ойл-Сіті” (Тустановичі) досягла глибини 1016 м і розкрила потужний нафтоносний горизонт – бориславський пісковик, який приніс згодом м. Бориславу світову славу.

**Другий період** почався в середині XIX ст. і продовжувався до 40-х років XX ст. Швидке зростання видобутку нафти у другій половині XIX і на початку XX ст. потребував виявлення нових родовищ з вивченням закономірностей їх поширення. Геологи встановили приуроченість покладів нафти до пористих порід і антиклінальних структур, що обумовило виникнення “антиклінальної теорії” пошуків, згідно з якою поклади нафти знаходяться у склепінних частинах антиклінальних складок. Гіпотеза про приуроченість покладів нафти до антиклінальних структур одержала розвиток у роботах російських (Г.В. Абіх, В.І. Мушкетов,

Г.П. Михайловський, М.І. Андрусов, Д.В. Голубятников), американських (Г. Роджерс та Г. УайтА); канадських (Т. Хант); європейських (Г. Гефер, Л. Мразек) вчених.

З 1859 р., коли Едвін Дрейк пробурих першу свердловину на нафту у якій виявився газ у Пенсільванії (США), з нафтової геології почала формуватися геологія нафти і газу.

На Керченському півострові (Крим), де нафту видобували із колодязів, у 1864 р. було розпочато бурові роботи, що проводились американськими, французькими, німецькими та іншими закордонними фірмами. У 1866 р. американець Гоузен заклав свердловину на Приозерній площі, яка розкрила нафтовий поклад на глибині 116 м з дебітами до 70–100 т/добу.

Постійно удосконалювалося вивчення геологічних структур, сприятливих для пошуків та розвідки вуглеводнів. З 1925–1926 рр. було розпочато розвідувальні роботи в районах Баку, Грозного та Майкопу. Було застосовано обертово-роторне буріння, яке з 1930-х років стало основним. Глибини свердловин швидко зростають. Якщо у 1925 р. вони не перевищували 800–1200 м, то в 30-х рр. значна їх кількість досягла глибин 1500–2000 м.

На основі структурної теорії геологами були відкрито багато родовищ нафти і газу у різних регіонах світу. Для виявлення сприятливих структурних форм почали застосовувати геофізичні методи досліджень, а також аналіз фаціально-тектонічних умов нафтогазонагромадження.

Перший газ на Галичині було отримано 1920 р. на Дашавській площі зі свердловини, що бурилася для розвідки солі, з глибини 395 м, дебітом 14 тис.м<sup>3</sup>/добу. У подальшому це сприяло побудові газопроводів з Дашави до Львова та інших міст регіону.

У 1936 р. Інститутом геологічних наук АН України встановлено нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини. У 1939 при бурінні структурної свердловини 2-с на північному крилі Роменського соляного штоку в інтервалі глибин 250–310 м було розкрито три горизонти нафтоносної брекчії, що привело до відкриття нафтового родовища. До Другої світової війни у Дніпровсько-Донецькій западині було виявлено понад 20 перспективних локальних нафтогазоносних структур.

**Третій період** характеризується розвитком антиклінальної теорії формування покладів вуглеводнів і супроводжується дослідженнями їх генезису. Великий внесок у це зробили академіки В.І. Вернадський та І.М. Губкін.

У 1947 р. у Дніпровсько-Донецькій западині були відкриті Радченківське газонафтове родовище, гігантське газове родовище – Шебелинське, а також



великі за запасами нафти Гнідинцівське, Лесяківське, Глинсько-Розбишівське, Анастасіївське. Були також відкриті великі газоконденсатні родовища – Кегичівське, Хрестищенське, Ланнівське та ін.

У межах Азово-Чорноморського шельфу геологорозвідувальні роботи почалися в 60-х рр. Приводом для їх проведення стало відкриття низки невеликих родовищ на суходолі Криму.

Для сучасного стану нафтогазопошукових і розвідувальних робіт характерним є:

- широкий розвиток регіональних геолого-геофізичних досліджень та наукових узагальнень з метою прогнозування нафтогазоносності;
- вдосконалення геофізичних та геохімічних методів для прогнозування та виявлення нафтогазоперспективних об'єктів;
- збільшення глибинності пошуків нафти і газу до 6–7 км;
- пошуково-розвідувальні роботи в акваторіях морів та океанів;
- пошуки покладів неантиклінального типу, пов'язаних з літологічними, стратиграфічними та гідродинамічними пастками і рифогенними тілами;
- пошуки та розвідка газу нетрадиційних родовищ центральnobасейнового та сланцевого типів.

### **3. Сучасний стан видобування та використання вуглеводнів**

Світове використання енергоресурсів, отриманих з різних джерел, на початку третього тисячоліття становило близько 12 млрд.т умовного палива за рік. Середнє їх використання на одного мешканця Землі становило близько 1825 кг/рік. Із використаних енергоносіїв частка нафти - близько 40 %, вугілля – 20 %, природного газу – 25 %, ядерної енергії – близько 8%, інших видів енергії – 2 %. Таким чином, основними енергоносіями залишаються нафта, вугілля і природний газ.

У загальному балансі споживання енергетичної сировини в Україні частка вуглеводнів становить понад 60 %. В Україні пріоритетним енергоресурсом є природний газ і його частка в енергобалансі становить близько 40 %.

За оцінкою фахівців початкові видобувні ресурси нафти на Землі становлять 320 млрд.т, а природного газу – 340 трлн.м<sup>3</sup>. На початок 2003 р. у світі видобуто понад 130 млрд.т нафти і близько 75 трлн.м<sup>3</sup> природного газу. Виробленість початкових видобувних ресурсів становить для нафти 0,36, а для газу – 0,19. Величина невиявлених на сьогодні ресурсів становить 64 млрд.т нафти та 128 трлн.м<sup>3</sup> газу. Розвіданість початкових ресурсів назагал у світі до 2000 р. досягла 0,80 для нафти і 0,62 для газу. Таким чином, за

загальноприйнятими оцінками належить ще виявити близько 20 % початкових ресурсів нафти і 38 % ресурсів газу. Оцінка ресурсів вуглеводнів має умовний характер. Вона відображає рівні геологічної вивченості надр і технологію видобутку вуглеводнів, економічні умови розвідки і розробки родовищ.

Найбільші запаси нафти зосереджені у п'яти країнах: Саудівській Аравії (36,4 млрд.т), Іраку (15,7 млрд.т), ОАЕ (12,6 млрд.т), Ірані (12,5 млрд.т), Венесуелі (10,7 млрд.т). На їх частку у загальносвітових запасах припадає 62 %, а разом з Росією – майже 67 %. Три чверті запасів нафти знаходяться у надрах дев'яти держав, включаючи також Мексику (4,0 млрд.т), Лівію (4,1 млрд.т) і Китай (3,4 млрд.т). При цьому у країнах Близького і Середнього Сходу в 2012 р. видобуто близько 1,4 млрд. т або майже третину від сумарного видобутку нафти.

Запаси нафти у Росії становлять 7,0 млрд.т, Казахстані – 762 млн.т, Туркменістані – 83,4 млн.т, Узбекистані – 84 млн.т. В Україні ця цифра дорівнює 56,6 млн.т.

Основні запаси газу знаходяться в регіонах Східної Європи і СНД (56,7 трлн.м<sup>3</sup>), а також Близького і Середнього Сходу (52,5 трлн.м<sup>3</sup>), що становить 72,6 % від світових запасів газу. Значні запаси має Росія (48,1 трлн.м<sup>3</sup>) та Іран (23,0 трлн.м<sup>3</sup>). Разом з Катаром (11,2 трлн.м<sup>3</sup>), Саудівською Аравією (6,0 трлн.м<sup>3</sup>) та Абу-Дабі (5,6 трлн.м<sup>3</sup>) вони мають 93,9 трлн.м<sup>3</sup> або 62,8 % світових запасів газу. Решта 37,2 % розміщені в 17 країнах, запаси яких змінюються у межах від 1,2 до 4,5 млрд.м<sup>3</sup>. До них належать Туркменістан (2,9 трлн.м<sup>3</sup>), Узбекистан (1,9 трлн.м<sup>3</sup>), Казахстан (1,8 трлн.м<sup>3</sup>), Лівія (1,3 трлн.м<sup>3</sup>), Норвегія (1,2 трлн.м<sup>3</sup>), а також Україна, на частку якої припадає 1,1 трлн.м<sup>3</sup> або 0,77 % від світових запасів.

Найбільше видобувається газу у Росії, Нідерландах, Норвегії, Великобританії, Ірані та деяких інших державах.

За останні десятиліття понад 30 країн здійснює промисловий видобуток нафти і газу, а більше 80 ведуть пошуково-розвідувальні роботи в межах акваторій. Сьогодні понад 25 % світового видобутку вуглеводнів припадає на морські акваторії.

Україна також має свої економічні інтереси на акваторіях. Верховна Рада прийняла у 1996 р. закон, яким морські райони, що зовні територіально прилягають до України, в тому числі і райони навколо островів, становлять виключну (морську) економічну зону нашої країни шириною до 200 морських миль.

На початок третього тисячоліття щорічний видобуток нафти у світі

становив близько 3500 млн.т і газу – 2500 млрд.м<sup>3</sup>. В Україні видобуток нафти з газовим конденсатом у 2012 р. становив близько 3 млн.т і природного газу – 16,4 млрд.м<sup>3</sup>. Максимальний видобуток нафти в Україні у 1972 р. склав 14,5 млн.т, а газу у 1975 р. – 68,7 млрд.м<sup>3</sup>. За приблизно 20 років експлуатації нафтових родовищ дебіт свердловин звичайно зменшується у 10-20 разів.

За прогнозом Світової ради з енергетики до 2020 р. споживання нафти може перевищити 4 млрд.т на рік, а її частка в енергобалансі становитиме 26 %. Споживання природного газу може збільшитися до 4 трлн.м<sup>3</sup> і становитиме 21 % від всіх енергоносіїв. В Україні в 2005–2010 р.р. споживання нафти становило 50–60 млн.т, а газу – близько 70–75 млрд.м<sup>3</sup>. Що стосується споживання природного газу, то, починаючи з 1991 р., спостерігається стійка тенденція до зниження обсягів його споживання. Так, у 1991 р. споживання газу становило 118,1 млрд.м<sup>3</sup>, і Україна за цим показником займала третє місце у світі після США і Росії. Для забезпечення запасами видобутку нафти і газу в Україні в найближчі роки необхідно щорічно нарощувати приріст запасів вуглеводнів у обсязі не менше, ніж 23 млн.т умовного палива.

Поточні нерозвідані ресурси вуглеводнів в Україні сягають більше 50 % від початкових і в цілому оцінюються в 4978,3 млн.т у.п., у тому числі нафти з конденсатом – 1137,1 млн.т. (23 %), газу – 3841,2 млрд.м<sup>3</sup> (77 %). При цьому третина нерозвіданих ресурсів газу і 19 % нерозвіданих ресурсів нафти припадають на акваторії Чорного та Азовського морів.

Подальший розвиток нафтогазодобування вимагає збільшення обсягів фінансування на поглиблення фундаментальних і прикладних наукових досліджень, на підставі яких можна проводити обґрунтування пошуково-розвідувальних робіт.

Особливої уваги заслуговує прогнозування, пошук і розвідка нетрадиційних родовищ газу щільних колекторів (“tide gas” та “shell gas”). На території України виділено шість ділянок, перспективних на відкриття таких родовищ у пісковиках та алевролітах і сланцях Донбасу, Дніпровсько-Донецької западини, Передкарпатського прогину. Для їх дослідження та розробки залучено такі потужні нафтогазові компанії як “Shell” та “Chevron”. Утворення гігантських скупчень нафти та бітумів неможливо пояснити тільки з позицій органічної теорії, оскільки і те, що основні запаси нафти (понад 80 %) пов’язані з великими тектонічними зонами (Персько-Середземноморською, Мексикансько-Карібською і Зондською) розпаду суперконтинентів в мезокайнозойську епоху дрейфу материків. Це свідчить про те, що саме у межах тектонічно найбільш активних районів літосфери створюються максимально сприятливі умови висхідної міграції глибинних флюїдів по “каналах”, які пов’язують земну кору з верхньою мантією як основного постачальника

глибинної речовини. Наявність деяких ознак “біогенності” нафт можна пояснити тим, що “первісна” нафта, яка є переважно продуктом мінерального синтезу, в процесі міграції по ослаблених зонах кори, тріщинах і порах осадової товщі “вимиває” з ОР окремі компоненти, а також піддається бактеріальному та іншим видам перетворення в результаті взаємодії з чужорідним органомінеральним середовищем і набуває природного складу. Сьогодні існують докази окиснення вуглеводнів за участю анаеробних бактерій. Геохімічними наслідками цих процесів є зміни складу флюїдів нафтогазових покладів і пластових вод в зоні їх безпосередньої взаємодії.

Успішність пошуків родовищ вуглеводнів залежить від виявлення закономірностей їх просторового розташування. Комплексування сейсморозвідки, буріння, геофізичних досліджень у свердловинах, циклостратиграфічних, стратиграфічних, аерокосмічних та інших методів дає можливість виявити нафтогазоперспективні об’єкти в усіх регіонах. Особливе значення мають пастки пов’язані з літологічними виклинюваннями і фаціальними заміщеннями порід, стратиграфічними незгідностями, породами кристалічного фундаменту, рифогенними спорудами тощо. Саме з такого типу пастками пов’язані значні світові запаси нафти і газу.

#### **4. Особливості видобування сланцевого газу, газу щільних колекторів, метану вугільних пластів та інших видів природного газу надглибоких горизонтів**

Горючі чи піробітумінозні сланці – осадові гірські породи глинистого, мергелистого чи кременистого складу, що містять від 10 до 50 % (зрідка до 60 %) сингенетичної осадконакопиченню органічної речовини (керогену), вихідним матеріалом якої була біомаса нижчих водоростей (сапропелеві компоненти) і вищих рослин (гумусові компоненти). За співвідношенням останніх горючі сланці поділяються на сапропеліти (Прибалтика, Волзький басейн, Болтиське родовище) і сапрогуміти (менілітові сланці Карпат).

Органічна речовина горючих сланців (кероген) зазвичай накопичується в донних осадах при нормальному режимі кисню, характеризується високим вмістом вуглецю (56–82 %), водню (7–10 %), значним – кисню (9–10 %), сірки (1,5–9 %) і азоту (1–6 %), великим виходом летких при термічній переробці (до 90 %), високою питомою теплотою згоряння (до 29–37 МДж/кг). У різних співвідношеннях можуть бути присутнім мікрокомпоненти груп вітриніту, ліптиніту, фюзиніту.

Горючі сланці – корисна копалина з групи твердих каустобіолітів, яка дає при піролізі значну кількість смоли, що нагадує нафту. В світових запасах

сланцю міститься від 550 до 630 млрд т сланцевої смоли (штучної нафти), тобто в 4 рази більше, ніж всі розвідані запаси натуральної нафти. Термічною переробкою горючих сланців в умовах напівкоксування (450–550 °С) одержують смолу (10–30 %), газовий бензин (1.0–1.5 %), пірогенетичну воду і горючі гази з високою теплотою згоряння. Смола напівкоксування (сланцеве масло) кукерситів містить 20–25 % фенолів (переважно висококиплячих), а також парафінові, аліфатичні, нафтеніві і ароматичні вуглеводні.

Промислове використання горючих сланців в енергетиці більшості країн світу є дуже обмеженим за винятком Естонії і Росії, хоча промислово-дослідні роботи проводяться в Бразилії, Австралії, США та інших країнах.

На використанні середньокалорійних (теплота згоряння 8–9 МДж/кг) горючих сланців Прибалтики працює низка ТЕС з КПД до 30 %.

Особливо перспективною є піролітична технологія переробки горючих сланців, які у подробленому стані перемішуються з високотемпературним (800–850 °С) теплоносієм (яким є його власна зола) і подаються до реактору піролізу, що обертається. Внаслідок безкисневого нагрівання до температури 460–490 °С, із сланця виділяється парогазова суміш, яка утримує пари вуглеводнів,  $H_2$ ,  $CO$ ,  $N_2$ ,  $H_2S$ ,  $CH_4$  та ін. і коксозольний залишок.

Виділяють формації горючих сланців древніх і молодих платформ, що пов'язані із синклінальними структурами чохла. Вік вмисних порід може бути різним: кембрій (Сибірська платформа), ордовик (Російська плита), девон (Тіман, Приуралля, Прип'ятська западина), юра (Російська плита), еоцен (схили Українського щита), палеоген-неоген (Дніпровсько-Донецька западина).

Окрім платформних, виділяють інші генетичні формаційні типи горючих сланців: геосинклінальний та ерогенний, що пов'язані з епіплатформною тектонічною активізацією.

Прикладом *геосинклінального типу* є менілітові сланці Карпат палеоген-олігоценного віку, потужністю понад 1000 м, що представлені кременисто-карбонатно-теригенними відкладами з лінзами горючих сланців низької якості (вихід сланцевої смоли 3–6 %).

*Орогенний формаційний тип* відомий у пізньокарбовими-ранньопермських карбонатно-теригенних відкладах Середньої Азії.

*Формації епіплатформної активізації* відомі в юрсько-ранньокрейдових накладених прогинах і западинах Забайкалля (Росія).

Перша свердловина в сланцевих пластах була пробурена у США в 1821 р. у штаті Нью-Йорк. Ініціатором масштабного виробництва сланцевого газу (Shale Gas) в США був Джордж П. Митчелл, який в 1946 р. заснував найбільшу нафто- і газодобувну компанію «Mitchell Energy & Development». Газ з

девонських сланців Аппалачів видобувався також у штатах Західна Вірджинія, Кентуккі і Пенсільванія. В 1880 р. газ видобували з формації Огайо (Ohio Shale), де були пробурені тисячі неглибоких вертикальних свердловин, час від часу стимулюючи приплив газу за допомогою вибухових матеріалів. Деякі з цих свердловин в Аппалачах діють до сьогодні. На межі 1950 і 60-х рр. вперше було випробувано метод гідравлічної стимуляції тріщинуватості в свердловинах.

В 70-і роки ХХ століття в США були проведені розвідувальні роботи, в ході яких виявлено чотири величезні сланцеві структури – Барнетт (Barnett), Хайнсвілл (Haynesville), Файетвілл (Fayetteville) і Марселлус (Marcellus), що тягнуться на десятки тисяч км<sup>2</sup> і, мабуть, вміщують гігантські запаси природного газу. Новий етап у його промисловому видобутку почався в 1981 р. в Північному Техасі, Пенсільванії на родовищі Барнетт. Буріння здійснювалося на глибину 750 м. Добовий дебіт склав близько 3000 м<sup>3</sup>, запаси сланцевого газу на піонерській свердловині – близько 8 млн м<sup>3</sup>. Проте на той момент ці резерви виявилися недоступними, а розробка відповідних технологій видобутку була припинена після падіння цін на нафту в 80-і роки. Проте, в 90-і роки декілька невеликих компаній, найбільшою і найактивнішою з яких була Chesapeake Energy, вирішили повернутися до ідеї вилучення газу із сланцевих пластів. В покладах Барнетт в штаті Техас Chesapeake Energy в 2002 р. була пробурена перша горизонтальна свердловина. Корпорація Chesapeake Energy була заснована в 1989 р. Томом Л. Уордом. Головною його стратегією було буріння горизонтальних свердловин для ПСГ. Зараз корпорація Chesapeake Energy є головною з видобутку природного газу в США. Вона видобуває ПСГ на чотирьох покладах сланців: Барнетт, Файетвілл, Марселлус, Хайнсвілл. Найбільш розвинений регіон видобутку сланцевого газу – Барнетт на півночі штату Техас.

Наприкінці минулого століття газ зі сланців видобувався у США з 5 родовищ (Огайо, Антрим, Барнетт, Ньюю Албані, Левіс) в незначних обсягах за допомогою вертикальних свердловин. В 2003 р. на родовищі Барнетт була впроваджена технологія горизонтального буріння з використанням гідроудару з утворенням гідравлічної тріщинуватості. Зараз у США газ зі сланців видобувається 40 000 свердловинами у понад 20 покладах, а його видобуток у 2008 р. досяг 57 млрд. м<sup>3</sup>.

Для видобутку сланцевого газу застосовуються технології, які були розроблені ще десятиріччя тому, але у той час не мали широкого використання. Одним з них було горизонтальне буріння, що полягало у викривленні вертикальних свердловин в процесі буріння на 90°.

В 2002 р. компанія Шлюмберже пробурила першу горизонтальну

свердловину на сланцевий газ з використанням технології гідророзриву де були отримані позитивні результати.

Зараз для видобутку сланцевого газу використовують сучасні технології: горизонтальне буріння (directional drilling), гідророзрив пласта (hydraulic fracturing) і сейсмічне моделювання 3D GEO (технологія розроблена фахівцями компанії Chesapeake Energy). Слід зазначити, що теоретичні основи гідророзриву пласта в 1953 р. розробив радянський академік С.А. Христіанович. При видобутку сланцевого газу за новою технологією бурять одну свердловину, від якої потім на великій глибині розходяться горизонтальні свердловини, довжина яких може досягати 2–3 км. Після цього в пробурені свердловини закачується під тиском суміш води (80%), піску (15%) і хімікатів (5%). Гідроударом руйнують перегородки у породах, що дозволяє сконцентрувати і відкачати газ через вертикальний стовбур. Оскільки в процесі буріння використовується сучасне сейсмічне моделювання 3D GEO, то процес розкриття мікроколекторів є досить швидким і точним. Аналогічна технологія видобутку застосовується і для отримання вугільного метану. Собівартість видобутку сланцевого газу за різними оцінками коливається від \$90 до \$212–283 за 1 тис. м<sup>3</sup>.

Промислові запаси сланцевого газу в США у 2008 р. становили 930 млрд м<sup>3</sup>, а ресурси, за різними даними, – від 7,5 до 23,6 трлн м<sup>3</sup>. Більшість запасів зосереджена у 7 басейнах, з яких Марселус (Marcellus) і Хайнсвілл (Haynesville), мають запаси по 7 трлн м<sup>3</sup> і є найбільшими не лише в США, але й у світі.

Сланцевий газ знаходиться у сланцевих (глинистих) породах, які є одночасно джерелом газу і їх вмістилищем. А тому, коли інтенсивна розвідка звичних типів нафти чи газу мала місце і використовувалась значна кількість керну свердловин, то можна скористатись великою кількістю матеріалів для визначення потенційних родовищ сланцевого газу. В порівнянні з традиційними джерелами газу, родовища сланцевого газу є більш поширеними.

Розвиток видобутку газу нетрадиційних родовищ стимулюється економічною політикою США. Зокрема, в 1980 р. Конгрес США запровадив так званий Nonconventional Fuels Tax Credit – політику фінансових заохочень для виробників палива, отриманого з неконвенційних джерел – газу зі сланців, метану вугільних родовищ і колекторів. Це було викликано загрозливим зменшенням видобутку і запасів газу традиційних родовищ в другій половині 70-х років, зростанням імпорту газу і мало на меті освоєння власних запасів неконвенційного газу, видобуток якого до цього був нерентабельним. В результаті з початку 90-х рр. в США відбувається постійне зростання

видобутку газу, в першу чергу за рахунок нетрадиційних джерел, незважаючи на систематичне зменшення видобутку традиційного газу.

Таким чином, підґрунтям «газової революції» в США були податкові пільги, впровадження технології горизонтального буріння і гідроудару, лібералізація ринку газу та сервісних послуг в США, зростаючі ціни на газ.

Існує технологія видобутку метану вугільних пластів (Coalbed Methane). У США створено цілу галузь промисловості, де працює близько 200 фірм. Розроблено технологію вилучення з вугільних пластів до 80 % метану. Такий ступінь вилучення досягається пневмо- і гідродинамічною дією спеціальних розчинів (пульпи) на пласти, що стимулює підвищену газовіддачу вугілля.

Світові запаси метану вугільних пластів перевищують запаси природного газу і оцінюються в 260 трлн м<sup>3</sup>. Найзначніші ресурси зосереджені в Китаї, Росії, США, Австралії, ПАР, Індії, Польщі, Німеччині, Великій Британії, Україні.

За останні 10 років видобуток вугільного метану із спеціальних свердловин у США збільшився до 60 млрд м<sup>3</sup>/р. Для його видобутку придатне далеко не все вугілля, а лише таке, що займає проміжне положення між бурим вугіллям і антрацитом. У вугільних родовищах метан сорбується вугіллям або затискається в найдрібніших тріщинах (подібно сланцю). Для вилучення такого метану необхідна спеціальна технологія: гідророзрив вугільного масиву з відкачуванням пластових вод. Метан збирається і подається на поверхню через спеціально пробурені свердловини глибиною від 150 до 1000 м. Середній час від обезводнення пласта до виходу на максимальний видобуток метану – один–два роки. У цілому на планеті запаси метану вугільних пластів складають 120 трлн м<sup>3</sup>. Такий газ часто містить менше домішок і на 92–95 % складається з чистого метану. США займають лідируюче положення в світі за видобутком вугільного метану, яке почалося ще на початку 1980-х рр. В 2005 р. його видобували 50 млрд м<sup>3</sup>/р., що відповідає 8 % від видобутку традиційного газу в США. Провідним добувним регіоном США є басейн Сан-Хуан (60 % вугільного метану в країні). Число свердловин для дегазації вугільних пластів в басейні перевищує 20 тис.

В Австралії видобуток метану вугільних пластів ведеться горизонтальними свердловинами, пробуреними по пласту на відстань до 1500 м; газ поступає на очисну фабрику, де відповідно до технічних вимог обезводнюється, фільтрується, стиснюється і далі по газопроводу високого тиску поступає в населені пункти.

В Китаї видобуток метану з вугільних пластів з 2005 по 2010 р. зріс майже в 100 разів (до 10 млрд м<sup>3</sup>).

Ресурси метану у вугільних пластах Росії складають за різними



джерелами 100–120 млрд м<sup>3</sup>/рік. Газоносність виробок складає близько 30–40 м<sup>3</sup> метану на тону вугілля, що видобувають. Більше 1 млрд м<sup>3</sup>/рік метану в Росії викидається.

Вважається, що до 2020 р. світовий видобуток метану з вугільних пластів досягне 100–150 млрд м<sup>3</sup>/рік, а в перспективі промисловий видобуток шахтного метану в світі може досягти 470–600 млрд м<sup>3</sup>/рік, що складе 15–20% світового видобутку природного газу.

Подібним до сланцевого газу є газ, що знаходиться у щільних колекторах пісковиків центральних частин басейнів седиментації (Fight Natural Gas). Площі та геологічні особливості формування його скупчень як і особливості пошуку, розвідки та розробки родовищ є ідентичними зтакими для сланцевого газу. Тому газ щільних колекторів та сланцевий газ часто поділяються лише формально.

Дещо інші, але цілком подібні характеристики має газ глибоких горизонтів (Deer Natural Gas), скупчення якого формуються у зонах ділатансії та мікротріщинуватості на глибинах більше 6–7 км.

Важливим і дуже перспективним напрямком є проблема видобутку з дна морських акваторій природних газогідратів (Natural Hydrates). Газові гідрати – тверді кристалічні сполуки типу  $M \cdot nH_2O$ , що утворюються за певних термобаричних умов із води (трьох фазових станів) і низькомолекулярних газів, розмір молекул яких знаходиться в межах 3,8...9,2 Å (метану, етану, пропану, вуглекислого газу та ін.). Газові гідрати належать до клатратних сполук або сполук включення, оскільки молекули газів («гості») вбудовуються в молекулярні порожнини льодоподібного каркаса («господаря»), утвореного молекулами води за допомогою водневих зв'язків. При цьому газові молекули пов'язані з каркасом ван-дер-ваальсовими силами взаємодії. У 1 м<sup>3</sup> газогідрату за нормальних умов може утримуватися до 160 м<sup>3</sup> метану. В акваторії Чорного моря ресурси CH<sub>4</sub> у гідратному стані оцінюються у  $25 \cdot 10^{12} - 70 \cdot 10^{12}$  м<sup>3</sup>, а у економічній зоні України –  $7 \cdot 10^{12} - 20 \cdot 10^{12}$  м<sup>3</sup> за річної потреби  $70 \cdot 10^9$  м<sup>3</sup>.

Ще один вид альтернативного природного газу – скраплений природний газ (Liquefied Natural Gas). Він отримується при охолодженні природного газу (метану) до -162 °С. Зберігається газ при низьких температурах в особливих криогенних судинах, які підтримують низьку температуру газу, при тиску 0.4 МПа. Це найбільш екологічно чистий і безпечний з видів палива, що масово використовуються.

Його перевагою є те, що відсутня проблема транспортування через треті країни, для його доставки до споживача не потрібні газопроводи великої

протяжності, а використовуються спеціальні танкери. Потім ЗПГ скраплений газ на спеціальних терміналах регазифікується (переводиться з рідинного у газоподібний стан) і вже по трубопроводах малої протяжності поступає до споживачів.

## **5. Основні нафтогазоносні провінції Європи та України**

Серед геологічних факторів, які обумовили розвиток у земній корі процесів нафтогазоутворення і нафтогазонакопичення, головну роль відігравали і відіграють тектонічні, палеогеографічні геохімічні, термодинамічні, гідрогеологічні та інші умови розвитку територій.

Серед них виділяють нафтогазоносні провінції та нафтогазоносні області.

*Нафтогазоносна провінція* – це значна за розмірами відокремлена територія, яка належить до великого тектонічного елемента (плити, синеклізи, антеклізи, авлакогену, крайового прогину тощо) або до їх групи, має спільні риси геологічної будови і розвитку, єдиний стратиграфічний діапазон нафтогазоносності, певні геохімічні, літолого-фаціальні та гідрогеологічні умови і можливості генерації й акумуляції вуглеводнів. Кожна нафтогазоносна провінція, як правило, відділяється від сусідньої великими тектонічними розломами або зоною різкої зміни віку осадових порід. Для аналогічних територій, в межах яких родовища нафти і газу ще не відкриті, але перспективи їх відкриття є значними, слід використовувати термін «перспективна нафтогазоносна провінція».

*Нафтогазоносна область* – частина нафтогазоносної провінції, що контролюється великими тектонічними елементами (крайовим прогином, склепінням мегавалу, западиною, зонами підняття або прогинів), які мають подібну геотектонічну будову, регіональне поширення основних нафтогазоносних комплексів і містять розвідані запаси нафти і газу. Для аналогічних територій, що не мають розвіданих запасів нафти і газу, але прогнозна оцінка засвідчує значні перспективи відкриття родовищ, варто застосовувати термін «перспективна нафтогазоносна область».

### **Нафтогазоносні провінції Європи Північноєвропейська нафтогазоносна провінція**

Охоплює території Нідерландів, ФРН, східну частину Великої Британії, західну частину Польщі та південну - Північного моря.

Провінція розташована в межах великої і глибокої платформної синеклізи, що розміщується в північній частині молоді платформи Західної

Європи. На півдні вона обмежена палеозойськими масивами - Брабант, Рейнським, Гарц і Чеським, на півночі - Балтійським щитом, а на сході межує зі Східноєвропейською платформою.

Промислові поклади нафти і газу провінції приурочені до відкладів різного віку – від карбону до палеогену. Причому основні родовища газу зосереджені у відкладах пермі та тріасу. Продуктивні горизонти виявлено переважно в карбонатних породах нижнього карбону, пісковиках середнього карбону, піщаних горизонтах верхнього карбону, пісковиках нижньої пермі, карбонатних породах нижньої пермі, пісковиках нижнього тріасу та середньої юри, вапняках верхньої крейди та пісковиках пліоцену і міоцену.

Серед інших виділяється величезне газове родовище Гронінген (Німеччина) відкрите у 1959 р. Воно приурочене до асиметричної брахіантиклінальної складки північно-західного простягання розмірами 40×24 км.

### **Західноєвропейська нафтогазоносна провінція**

Розташована в межах території Франції, південних областей ФРН і Бельгії, а також південну частину Великої Британії. Тектонічно провінція охоплює численні структурні елементи молоді платформи Західної Європи. Зони регіональних піднять: виступи герцинського складчастого фундаменту - Чеський, Рейнський, Центральний Французький і Армориканський масиви.

Зони регіональних внутрішньоплатформних западин: Паризька, Аквітанська, Ронська, Гемпширська западини, а також Рейнський грабен, виповнені мезозойськими, місцями кайнозойськими відкладами, загальна товщина яких інколи перевищує 6 км.

У межах провінції виділяють такі нафтогазоносні області: Паризьку, Аквітанську, Ронську, Рейнську та Гемпширську.

*Аквітанська нафтогазоносна область* охоплює південно-західну частину Франції і є окраїнною западиною епігерцинської платформи, яка утворилася на її глибокоступовому схилі, що поступово на півдні переходить у Передпіренейський прогин.

Аквітанська западина виповнена потужним комплексом осадових порід, представлених відкладами пізньокам'яновугільно-пермського віку, лагунно-континентальними – тріасу (до 1400 м) і переважно морськими осадами мезозою і кайнозою.

Аквітанська западина поділена широтним тектонічним підняттям на дві менші западини: Адурську і Аркашонську. Адурська западина замкнута і занурюється вбік Біскайської затоки. Її ускладнюють брахіантиклінальні

складки, а Адурську западину - більш складні антиклінали, які розбиті порушеннями. У Передпіренейській зоні трапляються віялоподібні та діапирові структури. Продуктивними передусім є доломіти і вапняки юрської системи, неокому і сеноману. В Аркашонській западині нафтоносними є також пісковики апту та альбу.

### **Британська нафтогазоносна провінція**

Провінція розташована в західній частині Великої Британії і охоплює південно-західну частину Шотландії та північно-західну частину Англії. У складі провінції виділяють Західноанглійську і Південношотландську нафтогазоносні області.

Родовища нафти і газу провінції приурочені до Ланкаширської (Західноанглійська нафтогазоносна область) і Південношотландської западин (Південношотландська нафтогазоносна область). Нафтогазоносними комплексами провінції є пісковики верхнього тріасу, а також верхнього та нижнього карбону. Тут виявлено незначні за запасами родовища Формбі (нафтове), Каусленд (газове) та ін.

### **Піренейська нафтогазоносна провінція**

Знаходиться на території Іспанії в межах Піренейського півострова. В провінції виділяють Арагонську нафтогазоносну область, яка в свою чергу належить до однойменної міжгірської западини. Саме з нею і пов'язані основні родовища нафти і газу. Нафтогазоносними породами області є відклади тріасу, юри, крейди та еоцену.

### **Передальпійська нафтогазоносна провінція**

Простирається на територіях ФРН (Баварія), Австрії, Швейцарії, Франції. Тектонічно вона належить до платформного схилу Передальпійського прогину, який між масивами Чеським і Шварцвальд з півдня облямований Альпами. Нафтогазоносність провінції виявлено у відкладах широкого вікового діапазону: пісковиках і вапняках тріасу, нижньої і середньої юри, верхньої крейди і палеогену. Найвідоміші родовища провінції - Апфінг (нафтове) та Ізен (газове).

### **Північнокарпатська нафтогазоносна провінція**

Охоплює території Польщі, Чехії та Словаччини.

Тектонічно вона входить до складу Альпійсько-Карпатської системи гірських складчастих споруд. У провінції виділяють нафтогазоносні області, що приурочені до однойменних геоструктурних елементів: Північно-передкарпатську і Флішових Карпат. Північнопередкарпатський прогин на заході сполучається з Передальпійським, а на півночі і північному сході – з Передкарпатським прогином Східних Карпат. Основні нафтогазоносні поклади Північнокарпатської нафтогазоносної провінції пов'язані з відкладами юри, верхньої крейди, палеогену і міоцену.

### **Передкарпатсько-Балканська нафтогазоносна провінція**

Провінція розташована на території Румунії і приурочена до міжгірського прогину, який на сході обмежений давньою Східноєвропейською платформою, а на заході і півдні - складчастими спорудами Східних і Південних Карпат та Балканами.

У провінції виділено чотири великі геоструктурні елементи: Бухуський передгірний прогин, який прилягає до Східних Карпат і знаходиться в північній її частині; Плоєштинсько-Фокшанський прогин - у периклінальній зоні Східних Карпат; Пітештинське поховане підняття, яке простягається на захід від Плоєштинсько-Фокшанського прогину та Карпатсько-Балканський міжгірський прогин. До її складу входять такі нафтогазоносні області:

Сіретсько-Бухуська, Плоєштинсько-Фокшанська, Пітештинська і Карпатсько-Балканська. Нафтогазоносність провінції приурочена до відкладів середньої юри, крейди, міоцену, олігоцену з якими пов'язані родовища Тецкань, Морень, Теїш, Балтень та ін.

### **Мізієвська нафтогазоносна провінція**

Розташована в межах Болгарії та Румунії і охоплює територію Мізієвської плити епіпалеозойської платформи, що знаходиться південніше Передкарпатсько-Балканської провінції. На півночі вона межує з Передкарпатським прогином, а на півдні - з передовим хребтом складчастої споруди Стара-Планіна.

У східній і південній частинах Мізієвської плити виділяються дві западини: Варненська і Нижньодунайська, що розділені похованим Північно-Болгарським підняттям. У межах Мізієвської провінції відкриті родовища: Тюленово, Нижньокамчійське, Гіген та ін.

### **Альпійсько-Карпатська нафтогазоносна провінція**

Знаходиться в межах Австрії, Чехії, Словаччини, Угорщини, Югославії, Словенії, Хорватії, Румунії. Тектонічно вона охоплює систему міжгірських западин, розміщених в середині кільця альпійських складчастих споруд - Альп, Карпат і Динарид. Утворення цих западин генетично пов'язане з процесами формування Альпійсько-Карпатської і Динарської систем складчастості. У ній розташовані міжгірські западини: Віденська, Паннонська, Трансільванська, з якими пов'язані однойменні нафтогазоносні області: Віденська, Паннонська і Трансільванська. У межах провінції виявлені родовища: Міхані (газове), Матцен-Бокфліс (нафтове), Цверндорф (газове), Кікінді та багато інших.

### **Динарська нафтогазоносна провінція**

Розповсюджується на території Албанії, Чорногорії та Хорватії в межах північно-східного узбережжя Адріатичного моря і приурочена до западини флішової зони синклінорію Далматського узбережжя, яка простягається з північного заходу на південний схід паралельно складчастим спорудам мегантиклінорію Динарських Альп. У межах западини виділені дві нафтогазоносні області: південно-східна частина Приадриатичної западини (Албанія) і Адріатичного узбережжя Чорногорії та Хорватії.

Нафтогазоносна область південно-східної частини Приадриатичної западини приурочена до прибережних районів Албанії. Тут відкрито близько 10 родовищ нафти і газу, найбільше з них родовище нафти Марінзе. Поклади приурочені до структур типу структурних носів і монокліналей, порушених скидами. Продуктивні горизонти - лінзоподібні пласти пісковиків тортонського і сарматського віку. На Адріатичному узбережжі поклади нафти і газу пов'язані з вапняками і доломітами верхнього тріасу, верхньої крейди, еоцену і неогену.

### **Апеннінська нафтогазоносна провінція**

Простягається на територіях Італії, Апеннінського півострова, о-ва Сицилія та у шельфових зонах Адріатичного, Іонічного і Тірренського морів. В її межах виділяють великі геотектонічні елементи: південну окраїну складчастих Альп; систему гірських споруд Апеннін, які охоплюють територію Апеннінського півострова і більшу частину острова Сицилія; Падансько-Браданський прогин, який простягається вздовж північно-східного схилу Апеннін; Апулійську плиту; Сицилійську западину, що є південно-західною частиною однойменного острова; западини, що простягаються вздовж південно-західного Тірренського узбережжя Апеннінського півострова, -

Тоскана, Кампанія та ін. У провінції поширені кайнозойські та сучасні вулканічні лавові й туфові утворення.

Тут виділено кілька нафтогазоносних областей: Паданську, Приадриатичну, Сицилійську, Притірренську.

Нафтогазоносні горизонти *Паданської нафтогазоносної області* знаходяться у пісковиках олігоцену, міоцену і пліоцену. Нафтогазоносними є нижньопліоценові пісковики. Родовища нафти і газу приурочені до брахіантиклінальних структур, ускладнених порушеннями. Більшість газових покладів характеризуються наявністю аномально високих пластових тисків (АВПТ). В області відкрите найбільше нафтогазове родовище Малосса.

Нафтогазоносні поклади *Приадриатичної нафтогазоносної області* виявлено у карбонатних відкладах тріасу і верхньої крейди та в піщаних колекторах неогену і антропогену - родовища Алано (нафтове) і Купело-Сан-Сальво (газове) та інші.

Нафтогазоносні поклади *Сицилійської нафтогазоносної області* приурочені до карбонатних відкладів тріасу і крейди, а місцями і до піщаних горизонтів міоцен-пліоцену. Нафтове родовище Рагуза пов'язане з асиметричною структурою. Колекторами є доломіти світи тоарміна (тріас).

*Притірренська нафтогазоносна область* охоплює південно-західне узбережжя Апеннінського півострова і шельфову зону Тірренського моря, де одержано незначні припливи газу і нафти з міоценових відкладів, однак значних нафтогазових родовищ поки що не виявлено.

### **Прибалтійська нафтогазоносна провінція**

Охоплює території Калінінградської області Російської федерації, Литви, Латвії та шельфові зони Балтійського моря. Вона приурочена до Балтійської синеклізи, що знаходиться на північно-західній окраїні Східноєвропейської платформи між Балтійським щитом – на півночі та Білоруським кристалічним масивом – на півдні. На заході Балтійська синекліза обмежена крайовим швом Східноєвропейської платформи - лінією Тейссейр- Торнквіста, по якій вона межує з молодією платформою Західної Європи.

Архейськоранньопротерозойський фундамент синеклізи має блокову будову через тектонічні уступи, які утворені глибинними розломами. До них в осадовому покриві приурочені прирозломні складки, з якими пов'язані нафтові родовища провінції. Осадовий покрив складений переважно відкладами венду, кембрію, ордовику і силуру.

Поклади нафти і газу, в основному, приурочені до середньокембрійських теригенних порід. Породи-колектори - кварцові пісковики, породи-

покришки - глини. Родовища Прибалтійської нафтогазоносної провінції у якій відкрито близько 30 невеликих родовищ нафти – переважно однопокладні.

### **Дніпровсько-Прип'ятська нафтогазоносна провінція**

Адміністративно знаходиться на території Гомельської, Могилевської і Мінської областей Білорусі, Чернігівської, Полтавської, Харківської, Сумської, Дніпропетровської, Донецької і Луганської областей України, а також займає частину Ростовської області Російської Федерації. Загальна площа провінції 100 тис. км<sup>2</sup>. Тектонічно вона входить до Прип'ятсько- Дніпровсько-Донецького авлакогену Східноєвропейської платформи.

У складі провінції виділяють Прип'ятську і Дніпровсько-Донецьку нафтогазоносні області.

*Прип'ятська нафтогазоносна область* знаходиться на території Білорусі у межах Поліської низовини. Тектонічно вона приурочена до однойменного прогину, який є північно-західним закінченням Дніпровсько- Донецької западини (ДДЗ). Прип'ятський прогин простягається з північного заходу на південний схід на 250 км, досягаючи ширини 140 км, і займає площу

35 тис. км<sup>2</sup>. Північну і південну межі прогину проводять по глибинних розломах, амплітуда яких збільшується із заходу на схід, досягаючи 4200 м. Південний крайовий розлом відділяє прогин від Українського щита, північний розлом - від Білоруського і Воронезького кристалічних масивів. На заході прогин обмежений Поліською сідловиною, на сході - Брагинським виступом фундаменту.

Прип'ятський прогин виповнений товщею до 4500-5000 м осадових порід, в яких близько 70 % товщини покриву займають відклади девону. Ці зони ускладнені значними порушеннями типу скидів з амплітудою до 2000 м. В їх межах встановлено локальні структури, до яких саме і належать окремі родовища.

Промислова нафтоносність пов'язана з двома регіональними нафтоносними комплексами: міжсольовим і підсольовим, які розділені лівенськими соленосними відкладами товщиною до кількох сотень метрів. У підсольовому комплексі виділяють нижню теригенну (з нафтоносним пашийським горизонтом) і верхню карбонатну частини. До останньої приурочені основні промислові поклади нафти (саргаєвський, семилуцький і воронезький горизонти). Поклади нафти пластові і масивні, стратиграфічно або тектонічно екрановані. Всього відкрито понад 30 родовищ, найбільшими з яких є Речицьке, Осташковицьке, Вишанське, Золотухінське та ін.

### **Волго-Уральська нафтогазоносна провінція**



Охоплює величезну територію між Волгою й Уралом. До її складу входять Татарська, Верхньокамська, Пермсько-Башкирська, Мелекеська, Південнопредуральська, Середньоволзька, Нижньоволзька нафтогазоносні й Уфимсько-Оренбурзька газонафтоносна області. Структура поверхні фундаменту блокова. Найбільш глибокі поховані западини заповнені переважно теригенними відкладами бавлинської світи, що має вік від пізнього протерозою (рифейу) до раннього девону включно. Вище залягають середньо- і верхньодевонські, кам'яновугільні, пермські і мезозойсько-кайнозойські породи.

Важливою особливістю будови Волго-Уральської провінції є широкий розвиток лінійних успадкованих дислокацій, що відповідають розломам фундаменту. Із зонами лінійних дислокацій пов'язаний розвиток дуже пологих, відносно вузьких, сильно витягнутих валів асиметричної будови - структурних уступів (флексур). Вали ускладнені локальними позитивними структурами - куполами, антикліналями, брахіантикліналями.

Основні промислові поклади нафти і газу приурочені до девонських, кам'яновугільних і пермських відкладів. Основні продуктивні товщі - девонські і нижньокам'яновугільні теригенні відклади. Промислові скупчення нафти і газу виявлені також у карбонатних породах девону, карбону та нижньої пермі. У теригенних відкладах девону встановлено шість промислових нафтогазоносних горизонтів, представлених пісковиками й алевролітами. Вони є головними об'єктами розробки в Татарстані, Башкортостані і в Оренбурзькій області. До теригенного продуктивного комплексу нижньокам'яновугільних відкладів належать піщано-глинисті утворення нижньої частини візейського ярусу (малиновський і яснополянський надгоризонти).

### **Тіmano-Печорська нафтогазоносна провінція**

Включає території Республіки Комі і Архангельської області Російської Федерації. В її межах виділяють Іжма-Печорську, Печоро-Колвінську і Хорейвер-Мореюську нафтогазоносні області. Провінція обмежена Тіманським кряжем на південному заході і гірськими спорудами Уралу на сході. Вік її фундаменту – рифейський. Вище залягають силурійські, девонські, кам'яновугільні й пермські відклади. У межах провінції виділяється ряд великих тектонічних елементів переважно північно-східного простягання.

Поклади нафти і газу встановлені в широкому стратиграфічному інтервалі палеозойських відкладів – силурійських, девонських, кам'яновугільних і пермських. Основна промислова нафтогазоносність

пов'язана з теригенними відкладами середнього і верхнього девону. До цих відкладів приурочені поклади нафти (Усинське, Західнотебуцьке, Пашнінське та ін.), газу (Вуктильське, Кур'їнське та ін.). Самою верхньою продуктивною товщею є теригенні відклади верхньої пермі. Родовища нафти і газу пов'язані з куполоподібними брахіантиклінальними складками, що ускладнені розривними порушеннями. Поклади нафти і газу – пластові, склепінні. Майже усі родовища багатопластові.

### **Передуральська нафтогазоносна провінція**

Охоплює території республік Комі та Башкортостану, Пермської, Єкатеринбурзької, Оренбурзької областей Російської Федерації і Актюбинської області Казахстану. Приурочена вона до Передуральського прогину де виділяється сім западин, розділених між собою поперечними підняттями, що утворилися внаслідок виходу на поверхню доорогенних комплексів: Бельська, Юрюзано-Силвенська, Солікамська, Верхньопечорська, Большесиньїнська, Косью-Рогівська і Коротаїхінська.

Передуральський передовий прогин виповнений товщею осадових порід (8-12 км), складених переважно карбонатними відкладами силуру, девону і пермі. Характерною рисою провінції є наявність соленосної товщі кунгурського ярусу (нижня перм), потужність якої збільшується у південному напрямку від 200 до 1500 м.

У межах провінції виділяють такі нафтогазоносні області: Південно-передуральську (Бельська западина), Середньопередуральську (Юрюзано-Силвенська і Солікамська западини) і Північнопередуральську (Верхньопечорська, Большесиньїнська, Косью-Рогівська і Коротаїхінська западини). Поклади вуглеводнів, що пов'язані з рифовими масивами є масивними, а структурного типу – склепінними або тектонічно екранованими.

### **Прикаспійська нафтогазоносна провінція**

Розташована на території Астраханської, Саратовської, Волгоградської й Оренбурзької областей та Республіки Калмикії Російської Федерації, а також

- західної частини Казахстану і приурочена до Прикаспійської синеклізи і Бузачинського підняття. Синекліза розміщується в південно-східній глибоко зануреній частині Східноєвропейської платформи. Із заходу і півночі вона відділяється від платформи глибинними розломами. На сході синекліза межує із складчастими спорудами Уралу і Мугоджару по Сакмаро-Коклетінському розлому, на південному заході відділена від кряжа Карпінського Донецько-

Астраханським крайовим швом. Бузачинське підняття приурочене до зони зчленування Східноєвропейської платформи і Туранської плити.

У будові фундаменту Прикаспійської западини бере участь система грабеноподібних структур, яка складена докембрійськими відкладами.

У провінції виділяють п'ять нафтогазоносних областей: Західноприкаспійську (або Астраханську), Східноприкаспійську (або Кенкіяцьку), Ембінську, Північноприкаспійську і Південноембінську.

Нафтогазоносність провінції пов'язана з девонськими, середньокам'яновугільними, нижньопермськими теригенними та карбонатними відкладами, тріасовими, середньо-верхньоюрськими, нижньокрейдовими теригенними відкладами. У ній визначають чотири типи родовищ, що пов'язані з соляними куполами, антиклінальними структурами, рифогенними відкладами, підсольовими антиклінальними структурами.

### **Передкавказька нафтогазоносна провінція**

Знаходиться на території Краснодарського і Ставропольського країв, Ростовської і Астраханської областей, Дагестану, Калмикії, Кабардино-Балкарії, Північної Осетії, Інгушетії й Чечні Російської Федерації і частково Азербайджану. Провінція простягається від Каспійського до Чорного моря на відстані понад 1200 км.

У межах провінції виділяють Кубанську, Терсько-Кумську й Терсько-Каспійську нафтогазоносні області, а також Ставропольську газоносну область.

Родовища нафти і газу платформної частини провінції приурочені до пологих непорушених брахіантиклінальних складок відносно простої будови. Поклади нафти пластові склепінні.

*Ставропольська газоносна область* розміщується у Центральному Передкавказзі в межах західної частини Ставропольського краю і приурочена до епігерцинської платформи. Родовища газу приурочені до Північноставропольського валуа і пов'язані з брахіантиклінальними складками. Невеликі за запасами Північноставропольське, Пелагіадінське, Мирненське, Тахта-Кугультинське і Розшеватське родовища приурочені до великих піднять і майже усі містять у розрізі по декілька газових покладів.

*Терсько-Кумська і Терсько-Каспійська нафтогазоносні області* знаходяться на території Ставропольського краю, Чечні, Дагестану і Калмикії (Росія). У будові осадового покриву нафтогазоносних областей беруть участь відклади юри, крейди, палеогену і неогену, що залягають на палеозойському складчастому фундаменті, а місцями - на слабкометаморфізованих породах тріасу. До основних тектонічних елементів належать передові складки Терсько-

Сунженської зони, Передгірний Дагестан і Терсько-Кумська платформна западина. Терсько-Сунженська зона відповідає смузі передової складчастості Великого Кавказу. Тут виділяються дві складнобудовані великі структури - Терський і Сунженський антиклінорії, виражені в рельєфі однойменними хребтами. Ці антиклінорії ускладнені підняттями, з якими пов'язані майже усі відомі родовища нафти Чечні.

Родовища нафти і газу Передгірного Кавказу вирізняються складною будовою. Більшість із них - багатопластові, із двома поверхами нафтогазоносності: мезозойським і неоген-палеогеновим. Поклади нафти переважно пластові склепінні й тектонічно екрановані.

## 6. Особливості знаходження води, нафти і газу у надглибоких природних резервуарах

Умови знаходження води, нафти і 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 проникненості.

У пастках, що одночасно вміщують нафту, газ і воду, флюїди закономірно розподіляються по вертикалі, і кожний з них займає горизонтальний шар. Найлегша складова флюїду – газ – розташовується у поровому просторі у верхній частині пастки. Основною речовиною, що заповнює пори продуктивного шару, є нафта. Ще нижче поровий простір буває заповнений водою (рис. 6.1).

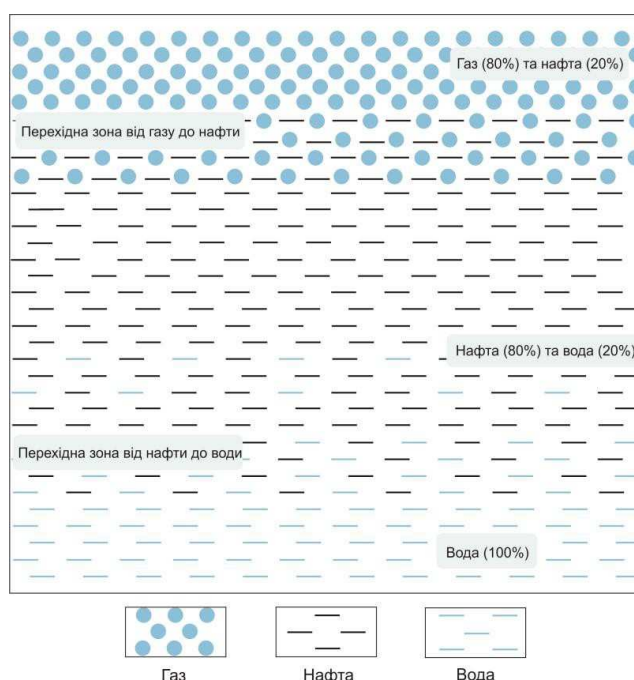


Рис. 6.1. Відносний розподіл газу, нафти та води у типовому природному резервуарі

Межа між нафтою і водою має назву *водоногового контакту* (ВНК). У пастках, де нафта відсутня, а пасткові флюїди представлені лише газом і водою, межа між ними називається *газоводяним контактом* (ГВК) (рис. 6.2).

Величина нахилів ГВК є прямим показником умов збереження покладів нафти і газу та захищеності їх від механічного руйнування підземними водами. Вимиванню покладів перешкоджає значна відстань між областями живлення і розвантаження в сукупності з невеликою різницею абсолютних позначок цих областей.

Необхідно відзначити, що величина сучасного нахилу ВНК або ГВК зумовлена не тільки фільтрацією підземних вод. Серед факторів, що формують поклади з негоризонтальними контактами, є:

- 1) недостатність гравітаційних сил для подолання опору в малорухомих зонах контактів;
- 2) низька фазова проникність нафти в порівнянні з водою, через що остання займає підвищені частини структури;
- 3) вплив палеотектоніки.

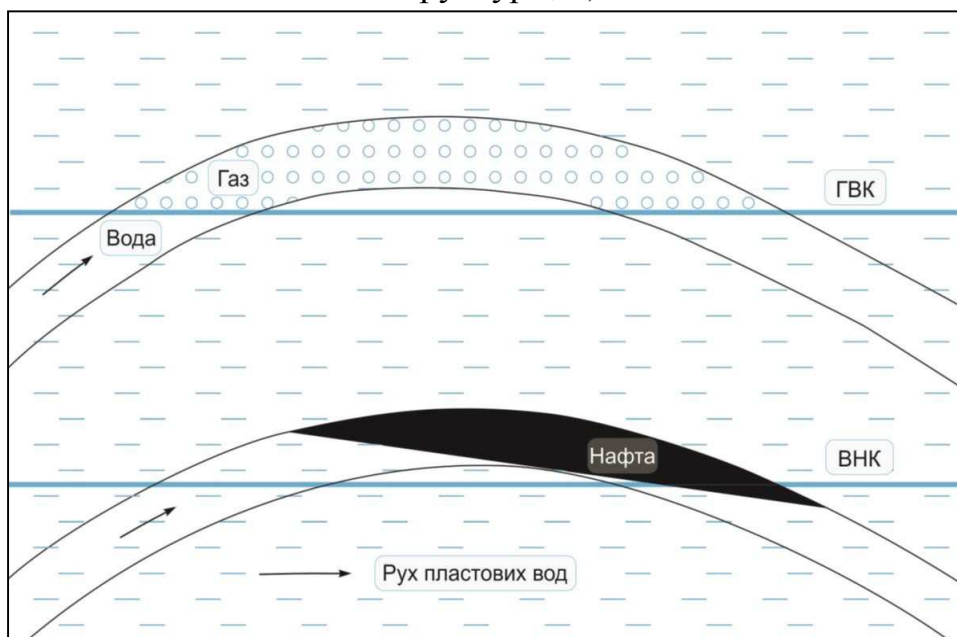


Рис. 6.2. Газоводяний (ГВК) та водоноговий (ВНК) контакти у покладі нафтогазового родовища

Висхідні рухи підземних вод або вертикальні їх перетікання із нижніх водоносних комплексів у верхні зумовлюють також переміщення вуглеводнів, розчинених у пластових водах. В процесі міграції вуглеводні натрапляють на пастки, де накопичуючись формують поклади нафти і газу. Тому виявлення регіональних і локальних областей розвантаження підземних вод має важливе нафтогазопошукове значення.

На загальному регіональному гідродинамічному фоні області розвантаження пластових вод відмічаються зонами п'єзомінімумів. П'єзометричним мінімумам зазвичай відповідають гідрогеохімічні, геотермічні та інші аномалії. Утворення цих мінімумів нерідко спостерігається над нафтовими і газовими покладами або поблизу до них.

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

Вода не надходить у свердловину доти, доки кількість нафти і 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 (водонафтового контакту) покладу свідчить про умови акумуляції нафти і газу у пастці та особливості її геолого-структурного формування.

Оскільки нафта, газ та 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 співпадає 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 нафтогазову заляж), мають назву «сухих», «водяних» або непродуктивних.

Як було зазначено раніше, нижня поверхня границі більшості нафтогазових і газових покладів є *водонафтовим або газоводяним контактом*. Вільні води, що оточують заляж, заповнюючи поровий простір нижче та навколо неї, мають назву *підшовних* або *крайових вод* залежно від їх положення відносно покладів (рис. 6.3).

Зі зниженням дебітів нафти і газу із більшості свердловин починають надходити нафтові води (розсоли), об'єми яких постійно збільшуються. Це порові, підшовні або краєві води. На деяких покладах вода надходить разом із нафтою зі свердловин вже 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, що залягають між продуктивними горизонтами, називаються *проміжними*.

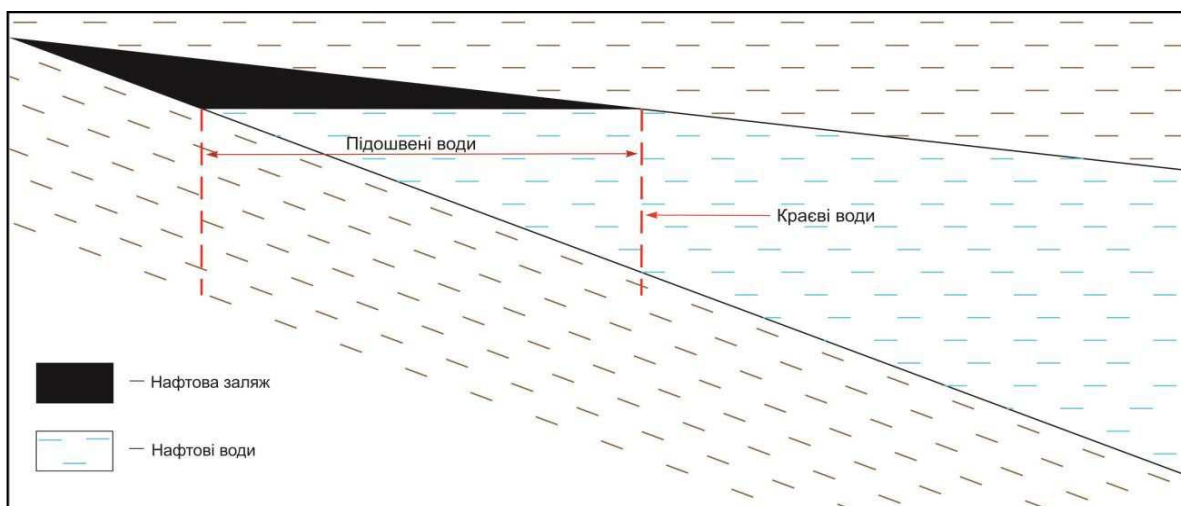


Рис. 6.3. Положення у розрізі підшовних та крайових вод відносно нафтового покладу

До основних гідродинамічних чинників, які зумовлюють вибір гідродинамічних критеріїв для оцінки регіональної нафтогазоносності надр належать умови поширення в просторі зон і областей утрудненого та інтенсивного водообміну і гідрогеологічного застійного режиму, а також ступінь промитості інфільтраційними водами відкладів окремих структурних поверхів у просторі та в часі тощо.

*Пластові тиски.* Існує більше двадцяти гіпотез формування нормальних гідростатичних та аномальних тисків підземних вод, нафти і газів. Вважається, що основною причиною надгідростатичних тисків є утворення, міграція та акумуляція рідких та газоподібних вуглеводнів. Аномальне підвищення пластових тисків з глибиною розглядається як пошукова ознака на нафту і газ. У той же час необхідно відзначити, що аномально високі пластові тиски (АВПТ) відомі і у випадках відсутності скупчень нафти та газу. Максимально високі пластові тиски виявлені у водоносних горизонтах, а не в покладах вуглеводнів.

Згідно із замірами пластових тисків у зонах АВПТ Причорноморсько-Кримського регіону відзначається, що у всьому діапазоні виявлених значень АВПТ з коефіцієнтом аномальності ( $K_a$ ) від 1,3 до 2,2 заходяться водоносні горизонти. Найбільш часто продуктивні горизонти (в 66 % випадків) приурочені до значень  $K_a$  1,5–1,8. Значення  $K_a$ , що перевищують 1,9, в більшості є характерними для водоносних горизонтів або трапляються в поєднанні газу з водою.

Аналіз фактичного матеріалу з різних нафтогазоносних районів Східноєвропейської платформи показав, що нафтові поклади в палеозойських

відкладах характеризуються значеннями відношення  $P_{пл}/P_{гидр}$  від 0,95 до 1,3, а в мезозойських відкладах – від 0,9 до 1,4, причому найчастіше значення для палеозойських відкладів 1,10–1,20 (69,5 % всіх вимірів), мезозойських – 1,0–1,15 (78,5 %). Частота появи певних значень відношення  $P_{пл}/P_{гидр}$  залежить від глибин залягання покладів нафти і газу. Якщо для глибин понад 2000 м (палеозойські відклади) основна маса визначень (95 %) зосереджена в інтервалі 1,05–1,20, то для глибин 0–500 м вона (92 %) зосереджена в інтервалі 1,10–1,25. За даними В.В. Колодія (1981) для нафтових родовищ існує зворотний зв'язок між ресурсами нафти в покладі і відношенням пластового тиску до гідростатичного.

З наведеного видно, що до оцінки перспективності тої чи іншої структури, на основі пластових тисків необхідно підходити дуже обережно.

*Г'єзометричні мінімуми.* Формування локальних структур супроводжується частковим розвантаженням підземних вод через їх склепінні частини і тому по окремих горизонтах проведені ізобари мають замкнену форму, а їхні значення зменшуються від крил до склепіння. Це свідчить про наявність енергетичних передумов для радіального руху флюїдів до склепіння, що є сприятливим для локалізації нафти або газу.

## **7. Характеристика стану скупчень вуглеводнів на великих глибинах**

Нині великі глибини (понад 5 км) є одним із важливих об'єктів нарощення потенційних ресурсів і запасів нафти та газу, оскільки запаси вуглеводнів на малих і середніх глибинах у багатьох регіонах значною мірою вичерпані.

Із року в рік у багатьох регіонах світу, де зростають обсяги надглибокого буріння, отримують прямі ознаки, які підтверджують перспективи нафтогазоносності в широкому діапазоні глибин. Унаслідок буріння надглибоких свердловин істотно змінились уявлення про геологічну будову більшості регіонів, уточнені глибини залягання кристалічного фундаменту, встановлена наявність колекторів з достатньо високими ємнісно-фільтраційними властивостями на великих глибинах. Визначені термодинамічна і гідрогеологічна обстановки, що впливають на фазовий стан вуглеводнів і підтверджена наявність надглибоких покладів.

Рекордні глибини знаходження покладів сухого газу встановлені в США в басейні Анадарко (8,1 км, родовище Мілс-Ранг), у Віденському басейні - на глибині 7426 м. В Делаверському басейні (США) в інтервалі глибин 6056-7092 м виявлені поклади із запасами газу 283 млрд м<sup>3</sup> (родовище Гомес). У басейні Анадарко приплив метану з домішками етану отримано із відкладів кембро-



ордовіку, які залягають на глибині 9432 м. Найглибше скупчення нафти відкрито в Каліфорнії (родовище Батон Уіллоу Північний - 6596 м).

Найважливішими чинниками, від яких залежить нафтогазоносність глибокозанурених відкладів, у тому числі фазовий стан вуглеводнів, є наявність пасток, порід-колекторів і порід-покришок, термобаричні умови надр тощо.

Відклади осадового чохла на великих глибинах в умовах підвищеного впливу термобаричних параметрів і високомінералізованих пластових вод значно ущільнені, літофіковані і навіть частково метаморфізовані, внаслідок чого наявність високо пористих колекторів на великих глибинах значно знижується. Проте результати глибокого буріння показали, що на загальному фоні прогресивного погіршення ємнісних властивостей колекторних горизонтів з глибиною появляються інтервали, в яких породи відзначаються аномально підвищеними пористістю і проникністю.

За наявності процесів ущільнення порід-колекторів, що характеризують регіональні їх зміни під час катагенезу, велике значення має утворення вторинної пористості локального поширення на окремих площах. У багатьох областях локальні особливості поширення порово-тріщинних колекторів на великих глибинах залежать від положення їх на тектонічній структурі або поблизу тектонічних порушень. У зонах розвитку останніх або перегинів пластів уздовж шарнірів антикліналей тріщинуватість порід збільшується, а разом з тим поліпшуються і колекторні властивості ущільнених порід-колекторів.

Особливості деформаційної поведінки порід за тисків, типових для великих глибин, виявлені експериментально, полягають у розриві суцільності порід по контактах зерен під час їх розвантаження від високого тиску, що призводить до збільшення коефіцієнтів пористості і проникності порід. Це відбувається у разі їх нерівномірного об'ємно-пружного стану, що властиве для тектонічно активних зон. Експериментально встановлено, що приріст ємності внаслідок залишкової деформації та тріщиноутворення в біоморф-них і біоморфно-детритових карбонатних породах досягає 10-25 %, у піщано-алевритових породах становить не більше 5-8 % без значного тріщиноутворення.

Інує три типи порід-колекторів:

- гранулярний, що переважає до глибини 5,5 км;
- тріщинно-гранулярний в інтервалі 5,5-8,3 км;
- тріщинний (прогноз) - 8,3-9,5 км, можливо 11 км.

У зв'язку з цим глибоке і надглибоке буріння треба планувати до глибин:

а) 6300-6500 м, розраховуючи на гранулярну ємність колекторів і максимальні запаси нафти і газу;

б) 8000-8300 м, розраховуючи на тріщинно-гранулярну ємність і середні запаси вуглеводневих покладів.

В умовах високого ущільнення і низької латеральної проникності порід у глибинних горизонтах міграція і нагромадження новоутворених флюїдів відбуваються переважно у локальних структурах у межах субвертикальних зон тектонічної тріщинуватості та розущільнення. Мігруючи до верхніх частин розрізу і взаємодіючи з породами та первинними флюїдами, новоутворені (вторинні) флюїди формують геотермічні, геобаричні, гідрогеохімічні аномалії, просторово і в часі пов'язані з процесами міграції і нагромадження вуглеводнів. Для утворення вуглеводневих скупчень у щільних глибоко-занурених частинах розрізу важливе значення мають формування глибинних зон розущільнення внаслідок фізико-хімічного вилуговування порід агресивними компонентами міграційних флюїдів (переважно  $\text{CO}_2$ ) та їх механічне розущільнення шляхом флюїдорозриву.

Процеси розущільнення порід не залежать від віку та літолого-фаціальних умов; вони споріднені у часі і просторі з процесами вторгнення в осадову товщу з великих глибин флюїдів і супроводжуються парагенезисом вуглеводнів, твердих вуглеводневих мінералів (антраксолітів, керитів), силікатних, карбонатних, сульфатних, сульфідних мінералів з присутністю специфічних рідкоземельних, ртутно-поліметалічних елементів та ін.

Проблема наявності на великих глибинах порід-колекторів тісно пов'язана з наявністю порід-покришок, які представлені тими самими слабкопроникними породами, що і на малих глибинах.

В умовах занурення на глибину породи-покришки зберігають свої властивості, піддавшись ще більшому ущільненню і втративши пористість; фільтраційні властивості проявляються лише в зонах розривних порушень унаслідок дроблення і розшарування щільних порід під дією тектонічного стресу та природного гідророзриву внаслідок утворення АВПТ. У таких зонах можна очікувати активну вертикальну міграцію флюїдів, що відіграють велику роль у формуванні вуглеводневих скупчень на великих глибинах в умовах значного ущільнення порід і гідродинамічної роз'єднаності надр.

Глибокозанурені частини осадового чохла характеризуються поступовим переходом нормально-осадових відкладів у метаморфічні товщі, і, відповідно, гідрохімічні умови відображують цей перехід. Умови переважної латеральної флюїдопровідності порового простору, типові для осадових утворень, поступово переходять в умови тріщинно-жильної провідності різних напрямків з переважанням субвертикальних, які перетинають нормально-осадову нашарованість, у тому числі і породи-флюїдоупори, і визначаються переважно орієнтацією диз'юнктивних тектонічних порушень.

Питомі ресурси нафти і газу у надрах загалом виявляють тенденцію до зменшення зі збільшенням глибини, що пов'язане насамперед з ущільненням порід-колекторів і покришок і з висхідною вертикальною міграцією вуглеводнів. Значна маса вуглеводневих флюїдів, які мігрують догори, є однією із очевидних причин зниження загальних і питомих запасів глибоких покладів, у зв'язку з чим вимоги до екранувальних властивостей покришок різного рангу регіонального значення (регіональні флюїдоупори) різко збільшуються. Лише галогенні та потужні шари слабколітіфікованих глин регіонального поширення здатні зберігати значну кількість вуглеводнів у зоні великих глибин.

Так, глибинні горизонти Дніпровсько-Донецької западини (від 4,5 км і глибше) характеризуються широким розвитком АВПТ (з коефіцієнтом аномальності 1,4-1,9, інколи і більше). Глибинна зона розвитку АВПТ обмежена теригенним, сильноущільненим флюїдоупором із залікованими тріщинами. Під регіональним флюїдоупором у верхній частині зони АВПТ різко збільшується температура - на 20-30 °С вище за фонову.

Проблема фазового стану вуглеводнів на великих глибинах у зоні високих температур і тисків нині має особливу актуальність. Багато дослідників вважає, що на великих глибинах за температури понад 160-200°C зменшується ймовірність відкриття великих скупчень газу і, особливо, нафти. Це пов'язується, по-перше, з виснаженням генераційно-го потенціалу ОР, а по-друге, з термічною деструкцією високомолекулярних компонентів нафти та її метанізацією. Крім того, вуглеводні є найбільш рухливими речовинами відносно місця їх утворення і можуть мігрувати у верхні частини осадового чохла під надійні породи-флюїдоупори.

Зони акумуляції нафти і газу в розрізі літосфери в різних геологічних умовах давніх і молодих платформ, а також складчастих територій приурочені до різних глибин. На більших глибинах переважно відкривають скупчення газоконденсату і газу. Разом з тим спостерігається, що на однакових або близьких глибинах і температурних рівнях в одних областях розміщені зони нафтогазоагромадження, а в інших - зони газонагромадження тощо.

На характер нафтогазоносності глибинних зон впливають умови збереження газів - із втратою газів збільшується можливість для розвитку нафтових покладів на великих глибинах.

Узагальнення сучасних даних щодо фазового стану вуглеводнів свідчать про можливість зберігання нафтових і нафтогазоконденсатних скупчень за температури 220-232 °С і вище. Так, на Східному Передкавказзі поклади нафти (родовища Північнобрагунське, Гудермес, Андрєєвське та ін.) відомі в умовах пластових температур до 160-190 °С на глибині до 5,8 км. Здебільшого, у

глибокозанурених покладах пластові тиски перевищують умовні гідростатичні більш як у 1,5 рази.

На родовищах Марун і Північний Марун, розміщених у передскладчастому крилі Передзагроського прогину, пластові температури відповідно становлять 185 і 230 °С. Поклади нафти і нафтоконденсату за температури понад 200-220 °С відкриті в нафтогазоносних басейнах Мексиканської затоки. На родовищі Парадон (Мексика) з глибини 6473 м (карбонатна крейда) одержано дебіти нафти близько 1 тис. т/добу. У США (провінція Галф-Кост) з пісковиків на глибині 6060-6536 м, у яких зафіксовані досить високі АВПТ, давно видобувають нафту на родовищах Лейк-Берр і Лейк-Вашингтон. Тут особливу увагу привертає смуга розвитку верхньо-крейдових пісковиків Тускалуса, оскільки в них на глибині 4600-6500 м за пластової температури до 232 °С розробляються нафтове родовище Фрі-ленд і понад 10 нафтогазоконденсатних. Значний приплив нафти (до 500 т/добу) одержано з глибини 6200-6500 м із живецьких вапняків доаль-пійського фундаменту Румунського Передкарпаття на території старого промислу Гергяса.

На північноморських родовищах (Елгін/Франклін, Джейд) отримано газ, конденсат і нафту з глибини 5490-5764 м, де пластовий тиск становить 112 МПа і пластова температура вище 200 °С; 28 млрд м<sup>3</sup> газу і 32 млн т нафти родовища Шируотер і 12 млн т нафти родовища Ерскін виявлені на глибині 4480 м, де пластовий тиск і пластова температура відповідно становлять 98,3 МПа і 340 °С (В.О. Краюшкін, 1998).

Детальне геохімічне дослідження відкладів, розкритих надглибокими свердловинами (Джакобс-1, 7544 м; Берта-Роджерс-1, 9525 м; Мак-Нейр-1, 6905 м) у США, показало, що високий вміст C<sub>15</sub> виявлено за сучасної температури 220-296 °С і показником відбивної здатності по вітриніту  $K^{\circ} = 4\%$ , що відповідає градації катагенезу АК, у нижньопалеозойських і мезозойських відкладах. Ці дані свідчать про термічну стабільність рідких вуглеводнів до 300 °С протягом тривалого геологічного часу.

Щодо цього певну інформацію дають дослідження газорідинних включень тріщинних мінеральних утворень. Вони як би являють собою мініпоклади вуглеводнів, що дає змогу моделювати процес фазових перетворень вуглеводнів у різних термобаричних умовах. Рідкі вуглеводні можуть існувати до 360 °С (переважно до 220 °С), важкі гомологи метану - до 450, а метан - до 1400 °С, вміст якого зі збільшенням температури зменшується. Склад вуглеводневих речовин у газорідинних включеннях залежно від термобаричних умов узгоджується і з експериментальними дослідженнями. За температури 150-170 °С, яку до недавнього часу вважали максимальною для

існування покладів нафти, у лабораторних умовах жодних видимих змін щодо вуглеводневого складу нафт не вдалося виявити. Водночас за температури 350-360 °С швидкість розпаду нафт зростає в 30-60 разів порівняно з 300 °С, а з підвищенням температури до 400 °С різко збільшується, що зумовлює інтенсивне газоутворення.

На території України основні перспективи відкриття покладів нафти і газу на великих глибинах нині пов'язані з Передкарпатським прогином і Дніпровсько-Донецькою западиною. Ураховуючи середній термоградієнт 2,3-2,5 °С на 100 м, можна вважати, що температура 200-220 °С у Передкарпатському прогині проявлятиметься в інтервалі глибин 8-9 км. Пластові тиски на глибині від 8 до 9 км, імовірно, становитимуть 115-135 МПа. З огляду на те, що критична температура існування нафти в рідкій фазі для тиску 80-100 МПа становить 270-300 °С (М.Ш. Моделевский, 1972), до глибини 7-8 км можна було б очікувати наявності покладів рідких вуглеводнів. За високих температури і тиску, а також з можливою газонасиченістю нафт (до 1000-1300 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) пов'язане формування на глибині від 5 до 9 км крім звичайних нафтових покладів так званих летких нафт і газоконденсатних сумішей, а також змішаних покладів - газонафтових або газоконденсатно-нафтових.

Про наявність рідких вуглеводнів у глибокозанурених горизонтах (5-8 км) Передкарпатського прогину свідчить і відсутність закономірних змін геохімічних показників нафт залежно від глибини їх залягання. У Дніпровсько-Донецькій западині за фазовим складом поклади, які відкрито на глибині понад 5 км, є газоконденсатними. У найглибшому Карайкозівському родовищі (4800-5100 м) нафта є високогазонасиченою і належить до нафт перехідного типу. Нафтопрояви зафіксовані під час буріння на Шебелинській площі свердловини 800 з глибини 4870 і 5700 м із відкладів серпуховського і башкирського ярусів, де температура на глибині 5315 м становить 163 °С. На глибині 7-8 км пластові температури в западині оцінено в межах 200-250 °С, хоча за наявності в розрізі потужних соленосних товщ вони можуть бути дещо меншими. Пластові тиски на глибині 7 км можуть досягати 100-150 МПа. Виходячи з останніх результатів вивчення проблеми нафтогазонасиченості великих глибин у жорстких термобаричних умовах осадові утворення Дніпровсько-Донецької западини на глибині до 7 км є перспективними для пошуків скупчень не тільки газу, а й рідких вуглеводнів.

## **8. Поклади вуглеводнів у породах кристалічного фундаменту надглибоких горизонтів**

Родовища нафти і газу у кристалічних породах фундаменту давно

відомі в багатьох регіонах світу, причому в деяких країнах (Лівія, Марокко, Венесуела, В'єтнам, Угорщина, США) із таких утворень отримані потужні припливи нафти і газу. Ці дані сприяли підвищеному інтересу до проблеми нафтогазоносності порід кристалічного фундаменту і пошуків у них покладів вуглеводнів. Нафтогазоносність у фундаменті може асоціюватись як з основними, так і з кислими гірськими породами в межах давніх і молодих платформ.

Геологічними об'єктами для пошуків у породах фундаменту можуть бути:

- кора вивітрювання фундаменту;
- зони підвищеної тріщинуватості порід поблизу глибинних розломів;
- зони розущільнення, дезінтеграції та вилуговування порід.

Більшість скупчень вуглеводнів промислового значення, які виявлені в породах фундаменту, виявлено свердловинами, що розкрили верхню частину фундаменту при пошуках нафти і газу в осадовому чохла. Вперше цілеспрямоване буріння для виявлення покладу нафти в кристалічному фундаменті було проведено у Венесуелі в кінці 40-х початку 50-х років після того, як на родовищі Ла-Пас при отриманні нафти із тріщинуватих крейдових вапняків.

Формування скупчень нафти і газу в породах фундаменту в геологічній літературі трактується по-різному з позиції неорганічного (абіогенного) синтезу вуглеводнів та з позиції органічного (біогенного) їх походження.

**З позиції біогенного генезису вуглеводнів** відомі в світі поклади нафти і газу в породах фундаменту є вторинними і сформувались за рахунок міграції ВВ з прилеглих продуктивних комплексів осадового чохла. Тому найбільші перспективи пов'язуються безпосередньо з верхньою відкритою і тріщинуватою зоною фундаменту. Перспективними можуть бути і більш глибокі зони (зокрема, зони розущільнення порід), але переважно не глибше позначок залягання підошви осадового чохла в сусідніх депресіях.

**З позицій неорганічного синтезу вуглеводнів** нафта і газ розглядаються як продукти мінерального синтезу в умовах глибинних зон земної кори і верхньої мантії. Вертикальна міграція по зонах глибинних розломів зумовлює утворення скупчень нафти і газу в пористо-тріщинуватих породах-колекторах фундаменту та осадовому чохла.

Сучасна нафтогазогеологічна наука, а також практика нафтогазопошукових робіт, при прогнозуванні нафтогазоносності велику увагу приділяють розломно- блоковій тектоніці, вважаючи, що *глибинні розломи значною мірою зумовлюють формування сприятливих для нафтогазонагромадження структур, порід- колекторів і відповідно визначають розміщення в земній корі родовищ вуглеводнів.* При цьому

виділяються ряд чинників, які визначають умови формування та закономірності розміщення родовищ, і в першу чергу такі :

- вторинне залягання покладів нафти і газу;
- переважання вертикальної міграції вуглеводнів і, головним чином, по зонах розломів і ділянках підвищеної тріщинуватості порід;
- “наскрізний” характер будови більшості родовищ і широкий стратиграфічний діапазон знаходження в них покладів нафти і газу;
- знаходження покладів нафти і газу в нижніх горизонтах осадового чохла і породах фундаменту, що підстилає його.

Ці фактори ґрунтуються на взаємозв'язку зон глибинних розломів з родовищами нафти і газу в осадовому чохлі та фундаменті і дозволяють більш цілеспрямовано орієнтувати їх пошуки в конкретних геологічних ситуаціях.

Сучасні результати геолого-геофізичних досліджень свідчать, що тріщинуваті зони в невивітрілих кристалічних товщах з глибиною не зникають, а на глибині існують тріщинно-жильні резервуари з задовільними колекторськими властивостями. Вони прогнозуються по сейсмічних відбивних межах і підтверджуються надглибокими свердловинами (Криворізькою, Кольською та ін.). У верхній частині фундаменту виділяється зона підвищеної тріщинуватості, куди входить і кора вивітрювання (площова і лінійна) і нижче по розрізу зони розуцільнення і дроблення. Верхня зона має товщину від 250 до 500, а деколи і до 1000 м. Власне цю величину необхідно враховувати при проектуванні глибин пошукових свердловин на фундамент. Тому доцільно параметричні свердловини заглиблювати до розкриття нижньої зони, оскільки на ряді родовищ у різних регіонах нафтогазонасиченість простежено до 1000 м від поверхні фундаменту, а нижня межа промислової нафтогазонасиченості поки що не встановлена.

Скупчення нафти і газу в породах фундаменту можуть контролюватися трьома основними типами структур:

- переважно ерозійного характеру;
- ерозійно-тектонічними блоковими структурами моноклінального або горстового типу;
- переважно тектонічно складчастого типу.

У першому випадку в утворенні колекторів основна роль належить екзогенним процесам вивітрювання та вилуговування. Поклади тут в більшості масивні. При відсутності нафти і газу в склепінні виступу вони можуть бути на його схилах.

У другому—колектори здебільшого формуються завдяки ендегенним

процесам (тектонічна тріщинуватість, міграція гідротермальних розчинів по розломах тощо). Переважають поклади масивного і тектонічно екранованого типів. Структури третьої групи формуються в умовах стиснення пізнішими тектонічними рухами. Тектонічна тріщинуватість формує колекторські властивості порід фундаменту. Родовища в більшості багатопластові з покладами масивного типу.

Для пошуків скупчень нафти і газу в породах фундаменту найбільш перспективними є вали і виступи фундаменту, менше перспективні моноклінальні і депресійні ділянки. Важливим є також врахування гідрогеологічних умов розрізу. Розломи, що відіграють важливу роль в багатьох осадових басейнах щодо нафтогазоносності фундаменту, можуть успішно вивчатись за допомогою аерокосмічних та інших методів. Картування розломів і виявлення їх природи, особливо в сукупності з регіональним геофізичним аналізом, дозволяє прогнозувати розміщення асоційованих зон тектонічної тріщинуватості, блокових структур тощо.

Першочергової уваги заслуговують ті райони, в яких вже встановленні ознаки нафтогазоносності в породах фундаменту або вже отримані припливи вуглеводнів. Свердловини слід закладати за профільною системою нахрест і вздовж простягання різних структурних зон і великих тектонічних елементів фундаменту. Першочергові свердловини буряться на підготовлених структурах в осадовому чохла в сприятливих тектонічних умовах по фундаменту, що дозволяло б вирішувати одночасно два завдання:

пошук покладів вуглеводнів у породах осадового чохла;

виявлення зон розущільнення кристалічних порід фундаменту та їх нафтогазоносності.

Для кількісної оцінки прогнозних ресурсів нафти і газу в породах кристалічного фундаменту не існує методик. Тому для підрахунку прогнозних ресурсів у фундаменті використовують положення про можливий тісний взаємозв'язок нафтогазоносності фундаменту з приконтатним осадовим продуктивним комплексом чохла (згідно з органічною гіпотезою походження нафти). У той же час виявлено, що глибинна еманация парогазогідротермальних флюїдів, у складі яких вуглеводнева складова представлена переважно газоконденсатом, спостерігається на дні океанічних просторів, де відсутній осадовий чохол з похованою в ньому органічною речовиною. Це вказує на можливість формування покладів вуглеводнів у кристалічних породах фундаменту і за рахунок їх неорганічного синтезу.

На сьогодні дискутується припущення про існування феномену постійного надходження вуглеводнів із кристалічного фундаменту. Так, на



різних родовищах, з яких вилучені всі балансові запаси, а видобуток вуглеводнів продовжується (Ромашкінське нафтове родовище, Росія; Шебелинське газове, Україна; нафтове родовище Атабаска, Канада та ін.).

Доказом ймовірного неорганічного синтезу вуглеводнів може бути:

-збільшення густини нафти в процесі розробки з використанням заводнення виявлені ділянки періодичного надходження легкої, загазованої нафти;

-наявність свердловин з аномально високою продуктивністю і аномально високим накопиченим видобутком (більше 1 млн.т), що неможливо пояснити іншими причинами, ніж надходженням із глибин;

-наявність свердловин, в яких звичайне падіння дебітів нафти змінюється довготривалим ростом її дебітів;

-закономірна приуроченість вказаних “аномальних” свердловин по площі (по певних лініях).

Одним із механізмів, яким пояснюється така поведінка зміни складу газової компоненти нафти в часі може бути вплив тектонічної активності (процесів стискування і розтягування земної кори) на міграцію вуглеводнів.

## **9. Класифікація, конструкції, буріння та дослідження надглибоких свердловин**

На всіх стадіях геологорозвідувального процесу проводиться буріння свердловин.

Основна *мета буріння свердловин* – вивчити розріз порід на глибинах, які є недоступними для дослідження іншими методами, а також безпосереднє розкриття і випробування нафтогазоносних горизонтів.

Глибини свердловин коливаються в досить широкому діапазоні. Найглибші свердловини пробурені у США: Берта-Роджерс-1 (9583 м), ще дві свердловини досягають відповідно глибин 9159 м і 9028 м. В Україні найглибша свердловина – Шевченково-1 (7524 м), пробурена на північно-східному схилі Українських Карпат. Там же пробурена свердловина Синевидне-1 (7501 м).

### **Класифікація і конструкції свердловин**

Свердловин, які буряться при пошуках, розвідці та розробці родовищ нафти і газу за призначенням поділяються на такі категорії: *опорні, параметричні, структурні, пошукові, розвідувальні, експлуатаційні та спеціальні.*

*Опорні свердловини* бурять для вивчення основних рис геологічної будови значних територій і визначення загальних закономірностей розповсюдження комплексів осадових відкладів, сприятливих для нафтогазоутворення і нафтогазонагромадження. Опорні свердловини закладаються за загальнодержавними програмами по спеціальній мережі з суцільним відбором керна і, здебільшого, до фундаменту, а в районах глибокого його залягання – до максимально технічно можливої глибини.

*Параметричні свердловини* проходяться для вивчення глибинної геологічної будови і порівняльної оцінки перспектив нафтогазоносності можливих зон нафтогазонагромадження, а також для одержання необхідних відомостей про геолого-геофізичну характеристику розрізу відкладів з метою уточнення результатів сейсмічних та інших геофізичних досліджень. Свердловини цієї категорії закладаються в межах локальних структур або профілями для регіонального вивчення тектонічних зон і буряться в сукупності з регіональними сейсморозвідувальними роботами. Відбір керна складає не менше 20 % від глибини свердловини.

*Структурні свердловини* потрібні для виявлення і підготовки до пошукового буріння перспективних локальних структур (антиклінальних складок, зон екранування, виклинювання тощо). Свердловини цієї категорії, здебільшого, бурять до маркувальних (опорних) горизонтів, за якими проводиться побудова структурних карт. Окремих таких свердловин буряться небагато і, зазвичай, їх закладають в комплексі з геофізичними методами у складних геологічних умовах.

*Пошукові свердловини* закладають на площах, підготовлених до глибокого буріння або на родовищах, де перспективними є глибокозанурені горизонти. До пошукових належать усі свердловини, закладені на новій площі до одержання першого промислового припливу нафти або газу, перші свердловини, закладені на ті ж горизонти у відокремлених тектонічних блоках, а також свердловини, що закладені на нові горизонти в межах родовища – також до одержання перших промислових припливів нафти або газу.

У пошукових свердловинах здійснюються геологічні, промислово-геофізичні і геохімічні дослідження з метою детального вивчення розрізу відкладів та їх нафтогазоносності. У цих свердловинах проводиться поінтервальний відбір керна: по розрізу, щк не вивченому бурінням; на межах стратиграфічних підрозділів та в перспективних на нафту і газ горизонтах (у обсязі до 8–12 %), а також випробування нафтогазоносних (водоносних) горизонтів з відбором проб флюїдів.

*Розвідувальні свердловини* бурять на площах із встановленою нафтогазоносністю для детального вивчення вже відкритих скупчень

вуглеводнів та підготовки запасів нафти і газу промислових категорій, а також для отримання вихідних даних для складання проекту (схеми) розробки покладу. Під час буріння проводиться відбір керна до 4–8 % в інтервалах залягання продуктивних горизонтів, промислово-геофізичні дослідження, випробування пластовипробувачами та освоєння продуктивних горизонтів після закінчення буріння, а також пробна експлуатація продуктивних горизонтів.

При розробці покладів розвідувальні свердловини, що розкрили промислові поклади, використовуються і як експлуатаційні.

*Експлуатаційні свердловини.* Призначені для розробки покладів та вилучення нафти і газу із земних надр. До цієї категорії входять: *видобувні, нагнітальні, оціночні і спостережні (п'єзометричні та контрольні) свердловини.* Окрім цього, останніми роками з метою прискорення введення родовищ у розробку на стадії дослідно-промислової розробки (ДПР) бурять так звані *випереджувальні експлуатаційні свердловини* для уточнення геологічної будови та промислової цінності відкритих покладів.

Призначення *нагнітальних свердловин* – закачування (нагнітання) в продуктивний пласт води або іншого агенту (газу, повітря тощо) з метою витіснення нафти із колектора.

Основним завданням *оціночних свердловин* є уточнення меж відокремлення продуктивних полів і оцінка виробленості ділянок для уточнення раціональної розробки покладів.

Призначення *спостережних свердловин* – контроль за розробкою шляхом систематичного спостереження за зміною пластового тиску і просуванням водонафтового, газоводяного і газонафтового контактів у процесі експлуатації покладу.

За результатами експлуатаційного буріння проводиться перевід запасів нафти і газу із категорії С<sub>1</sub> в категорію В і А.

*Спеціальні свердловини* буряться для виконання допоміжних робіт, що забезпечать нормальну технологію геологорозвідувального процесу і розробки родовища (для скидання промислових вод, ліквідації відкритих фонтанів нафти і газу, водопостачання, підготовки структур для підземних газосховищ і зберігання в них газу тощо).

**Конструкція свердловини** – система кріплення стовбура свердловини колонами обсадних труб, які забезпечують досягнення свердловиною проектної глибини, можливість її дослідження, ізоляцію проникних горизонтів, застосування запроєктованих режимів експлуатації та максимальне використання пластової енергії при видобутку нафти і газу. Конструкція свердловин характеризується кількістю спущених обсадних колон, їх розмірами

(зовнішній діаметр і довжина) та інтервалами цементування затрубного простору. Для обґрунтування конструкції свердловини використовують досвід буріння на сусідніх площах і результатів геологорозвідувальних робіт.

Для кріплення свердловин використовують такі *типи обсадних колон*:

- *направляюча* – для попередження розмиву устя;
- *кондуктор* – для кріплення верхніх нестійких інтервалів розрізу, ізоляції горизонтів з ґрунтовими і питними водами, встановлення на усті противикидного обладнання;

- *проміжна (технічна) колона* (одна або декілька) – для попередження можливих геологічних ускладнень при бурінні глибоких інтервалів шляхом кріплення та ізоляції пластів порід, що залягають вище, і які є несумісними за умовами буріння з пластами, що залягають нижче; *експлуатаційна колона* – для промислового видобутку нафти та газу із пласта на поверхню.

Конструкція свердловини називається одноколонною, якщо вона складається тільки з експлуатаційної колони, двоколонною – при наявності однієї проміжної та експлуатаційної колон і т.ін.

Проектування конструкції свердловини проводиться знизу догори. На основі заданого геологічного розрізу свердловини та її проектної глибини, в першу чергу, вибирають діаметр експлуатаційної колони. Основними критеріями, які необхідно враховувати при виборі конструкції свердловин, є забезпечення раціонального комплексного вивчення розрізу, дотримання вимог охорони надр і обґрунтованого видобутку нафти і газу.

Типова конструкція свердловини містить, наприклад, направлення діаметром 425 мм, рідше 299 мм, кондуктор діаметром 245 або 219 мм і експлуатаційну колону діаметром 146 мм. У свердловини глибиною 3000 м і більше часто спускають проміжну колону діаметром 295 або 377 мм між кондуктором і експлуатаційною колоною. У такому випадку діаметри кондуктора і направлення відповідно збільшуються.

Приустева частина свердловини, як і продуктивна частина розрізу або ділянки з напірними водами надійно цементуються.

Цементування повинне забезпечити надійну роз'єднаність пластів, що досягається підйомом цементу на відповідну висоту і якістю цементування. У випадку недостатнього підйому цементу за колоною за даними відбивки цементного кільця проводяться спеціальні ізоляційні роботи. У газових свердловинах цемент за колонами піднімається до устя. При наявності глинистої кірки на стінках стовбура свердловини, вона знімається перед спуском колони.

## Документація на будівництво свердловин

Будівництво свердловин складається з робіт різного виду. Основними є монтування наземного обладнання, буріння, кріплення стовбуру свердловини, випробування і передача в експлуатацію, консервацію або ліквідацію в залежності від отриманих результатів. Вказані роботи обов'язково документуються. Документи складають і оформляють геологи, геофізики, бурильники, маркшейдери:

1. Документи, які складаються перед бурінням свердловини: акт на видачу точки для будівництва свердловини; акт про закладання свердловини; геолого-технічний наряд.

2. Документи, які складаються в процесі буріння свердловини: акт про початок буріння свердловини; акт контрольних вимірів бурового інструменту на свердловині; буровий вахтовий журнал; добовий рапорт бурового майстра; акти про аварії при бурінні і виконання робіт з їх ліквідації; акт про виконання робіт з ліквідації ускладнень на буровій; план спуску і цементування обсадної колони; акти про спуск обсадної колони та її цементування; акт про опресування колони; акт на встановлення цементного моста; акт з випробування свердловини випробовувачем пластів в процесі буріння; журнал замірів параметрів бурового розчину; геологічний журнал; акт на закінчення буріння тощо.

3. Документи з випробування та освоєння свердловини: акти про заміри відстані від муфти обсадної колони до стовбура ротора; акт про обладнання устя свердловини; акт про спуск насосно-компресорних труб; акт про початок освоєння горизонту; акт про випробування горизонту на приплив нафти (води); акт про дослідження газоносного горизонту; акт про закінчення освоєння інтервалу; журнал з випробування свердловини; акти огляду свердловини запланованої до ліквідації; акти про консервацію і ліквідацію свердловини; паспорт свердловини, акт на передачу свердловини в експлуатацію.

Основними документами при закладанні свердловини є акти на видачу точки і закладання свердловини та геолого-технічний наряд. Після затвердження цих документів керівними організаціями геолог разом з маркшейдером переносить проектну точку на місцевість і видає її представникам організацій, які будуть бурити свердловину.

Геолого-технічний наряд складається на підставі типового (зведеного) розрізу відкладів і практики буріння сусідніх свердловин.

Геолого-технічний наряд вивіщують на видному місці. Перед початком буріння проводиться пускова конференція. Геолог ознайомлює бурову бригаду

з метою і задачами буріння свердловини, її проектним розрізом, можливими ускладненнями під час буріння тощо. При цьому звертається увага бурової бригади на заходи з охорони надр і довкілля. Пускова конференція оформляється протоколом, який зберігається у справі свердловини.

Належне ведення документації забезпечує отримання достовірних даних про геологічну будову розвідуваної площі і виявлених всіх продуктивних горизонтів, тому геолог зобов'язаний контролювати правильність та своєчасність складання всіх вказаних документів.

### **Геолого-геофізичні дослідження у свердловинах**

У процесі проводки і випробування пошукових і розвідувальних свердловин проводиться комплекс геологічних, геофізичних, геохімічних і гідродинамічних досліджень, що забезпечують одержання вихідних даних, які необхідні для оцінки нафтогазоносності розрізу, підрахунку запасів нафти і газу та проектуванні розробки покладів (родовищ).

У процесі буріння свердловини в обов'язки геолога входять спостереження за відбором керна і шламу, вивчення та опис відібраних зразків порід, облік буримості порід, а також спостереження за провалами інструменту, поглинаннями бурового розчину і його параметрами та наявністю нафтогазо- і водопроявів тощо. Найбільш повну характеристику розрізу та його нафтогазоносності можна отримати при суцільному відборі керна із свердловини. Проте, суцільний відбір керна, як відомо, планується тільки в опорних свердловинах. При цьому необхідно враховувати, що фактичний винос керна в середньому досягає 40–50 % від буріння з відбором керна, причому в рихлих теригенних товщах, особливо в продуктивних пісковиках, фактичний винос керна зменшується до 5–10 %; збільшення фактичного виносу керна до 60–80 % спостерігається у щільних, переважно карбонатних породах.

Для більш детального вивчення перспективної товщі відбір керна в свердловинах на одній і тій же площі проектується в різних інтервалах розрізу, що при відносно невисокому відборі керна в кожній свердловині забезпечує висвітлення всієї продуктивної товщі.

Перед початком відбору керна із інтервалу, згідно з геолого-технічним нарядом, рекомендується провести контрольний вимір бурового інструменту, щоб точніше прив'язати відібраний kern до глибини свердловини.

При вивченні керна отримують дані про літологічну характеристику порід та їх стратиграфію, про колекторські властивості порід, про наявність ознак нафти і газу, про структурні особливості порід та елементів їх залягання. Недостатню висвітленість розрізу керном можна доповнити відбором і

вивченням шламу та відбором зразків порід на каротажному кабелі. В опорних, параметричних і пошукових свердловинах шлам вивчають по всьому розрізу. Зразки шламу відбирають через рівні інтервали, величина яких залежить від характеру розрізу та його можливої нафтогазоносності. При бурінні одноманітної товщі шлам відбирають через кожні 5–10 м проходки. У випадку частого перешарування пластів або наявності ознак нафтогазоносності інтервали відбору шламу зменшуються до 1–3 м.

При появі у буровому розчині уламків нафтогазоносних порід, необхідно одразу ж приступати до відбору керну, навіть якщо глибина спуску колонкового долота не узгоджується з геолого-технічним нарядом.

*Врахування швидкості проходки* дозволяє виділити в розрізі породи різної міцності, а відповідно, і різного літологічного складу. За даними вимірів швидкості буріння будується діаграма, по вертикалі якої відкладають глибини в масштабі, а по горизонталі – час, витрачений на проходку кожного метра, або кількість метрів проходки за певний час. У результаті отримаємо криву, на яких відображаються інтервали твердих і рихлих, тріщинуватих порід.

*Провали інструменту та інтервали підвищеної швидкості проходки* характеризують наявність кавернозності і навіть пустот; *поглинання бурового розчину*, звичайно, пов'язані з кавернозними і дуже тріщинуватими породами, але можуть спостерігатися також і в теригенних колекторах при низьких пластових тисках.

Від якості *бурового розчину* залежить успіх буріння і подальшого випробування та освоєння свердловини, тому підбору, приготуванню і контролю за якістю повинні приділяти увагу не тільки спеціалісти з буріння, але і працівники геологічної служби. Контроль за змінами параметрів бурового розчину проводиться згідно з нормативними документами. Параметри бурового розчину встановлюються в залежності від особливостей геологічного розрізу, глибини свердловини, пластового тиску, температури тощо.

До основних параметрів, які визначають якість бурового розчину, належать густина, в'язкість, водовіддача, товщина глинистої кірки, статична напруга зсуву, вміст твердих частин, газу і вміст солей (мінералізація).

При бурінні в ускладнених умовах параметри бурового розчину змінюється в бік посилення таких якостей, які б застерегли від можливих ускладнень або ліквідували б їх з самого початку.

Спостереження за змінами бурового розчину (насиченість його нафтою, розгазування, розрідження) дозволяють робити висновки про розкриття високопродуктивних нафтоносних, газоносних або водоносних горизонтів.

**Геофізичні дослідження та роботи у свердловинах** включають всі види геофізичних досліджень свердловин, геолого-технологічні і геохімічні

дослідження, роботи з перфорації та торпедування свердловин та інші. Їх матеріали є одними із основних видів геологічної документації і повинні забезпечувати всебічне вивчення геологічного розрізу (літології, фізичних і колекторських властивостей гірських порід, нафтогазонасиченості тощо).

Геофізичні методи, які використовуються для вивчення геологічних розрізів свердловин, поділяються на електричні, магнітні, радіоактивні, акустичні, термічні та геохімічні. Найбільш поширеними є електричні та радіоактивні методи.

Електричні методи дослідження розрізів свердловин базуються на вивченні електричних властивостей гірських порід, до яких належать питомий електричний опір або електропровідність, абсолютна діелектрична проникність, природна електрохімічна активність та інші. При цьому виділяють методи позірнього (уявного) опору, (метод потенціалів самочинної поляризації), методи опору заземлення і потенціалів зумовленої (викликаної) поляризації та діелектричні методи.

*Методи позірнього (уявного) опору.* Цю групу методів складають стандартний електрокаротаж, бокове каротажне зондування, методи мікрозондів (мікрокаротаж), пластова нахилометрія, резистивіметрія.

Питомий опір гірських порід міняється в дуже широких межах – від часток до сотень тисяч омметрів. Величина питомого опору залежить від опору породоутворюючих мінералів і товщини пласта, напроти якого знаходиться зонд, опору бурового розчину, діаметра свердловини, зони проникнення фільтрату бурового розчину, діаметра цієї зони, а також від взаємного розташування електродів зонда (типу зонда ) і відстані між ними (розміру зонда). Практично у свердловинах заміряють деякий параметр, який називають *позірним (уявним) опором*, що залежить від питомого опору породи. При формуванні великої зони проникнення фільтрату бурового розчину використовують *бокове електричне зондування*, яке полягає у вимірюванні позірнього опору пластів набором однотипних зондів різної довжини, що забезпечують різний радіус дослідження.

Сприятливими умовами для застосування методу є однорідність досліджуваних пластів і порід, співвідношення питомих опорів пласта і бурового розчину не більше 500 – для пластів великої товщини і не більше 250

– для пластів малої товщини, товщиною пластів не менше трьох діаметрів свердловини. Результати досліджень за боковим електричним зондуванням використовують для визначення питомого електричного опору незабрудненої частини пласта і зони проникнення фільтрату бурового розчину, оцінки радіуса зони проникнення, пористості та нафтогазонасиченості.

*Мікрокаротаж або мікрокаротажне зондування* полягає у детальному



вивченні позірного опору присвердловинної зони пласта за допомогою зондів дуже малої довжини (мікрозондів) у необсаджений свердловині. При дослідженні застосовують зонди з відстанями між електродами до 5 см.

Метод дає змогу вивчати розрізи, представлені пластами малої товщини, що забезпечується малими розмірами зондів і щільним притисненням ізольованої пластини з електродами до стінки свердловини.

*Метод резистивіметрії* застосовують для визначення питомого електричного опору бурового розчину при бурінні та експлуатації випробуванні свердловин з метою кількісної інтерпретації даних електрокаротажу, визначення мінералізації пластових вод за допомогою методів самочинної поляризації, установлення місць припливів і швидкості фільтрації підземних вод, виділення інтервалів поглинання бурового розчину в свердловині, місць руйнування обсаджених колон та ін.

*Метод потенціалів самочинної поляризації* використовують для визначення характеристик гірських порід за даними вимірювань потенціалів електричних полів, що виникають в них самочинно.

Вимірювання потенціалів електричного поля здійснюють за допомогою рухомого у свердловині електрода М і нерухомого електрода N, який міститься на поверхні.

Цей метод проводиться одночасно з реєстрацією уявного опору і застосовується для розчленування розрізу свердловин, виділення у розрізі глинистих порід і колекторів, визначення мінералізації пластових вод, оцінки пористості колекторів, визначення місця прориву прісної води в свердловину тощо.

*Методи опору заземлення* базуються на існуючій різниці у значеннях питомих електричних опорів гірських порід. Існує декілька модифікацій методу, найбільш поширеними серед яких є *боковий каротаж, мікрокаротаж і дивергентний каротаж*.

Боковий каротаж доцільно використовувати при бурінні на високомінералізованому буровому розчині з питомим опором до 0,1...0,5 Ом·м. За результатами досліджень за допомогою бокового каротажу здійснюють детальне розчленування розрізу за значеннями позірного опору порід, вивчення літології, пористості і проникності порід, визначення параметрів зони проникнення, фільтрату бурового розчину і характеру насичення пластів.

*Боковий мікрокаротаж* проводять з використанням двох-, трьох- і чотирьохелектродних мікроустановок. Результати досліджень використовують для уточнення границь і товщин пластів, визначення літології розрізів і виділення колекторів.

*Дивергентний каротаж* ґрунтується на вивченні електропровідності

гірських порід. Його доцільно проводити у свердловинах, заповнених високомінералізованим буровим розчином. На основі його результатів можна розв'язувати задачі розчленування розрізу, визначення його літології, виділення колекторів тощо.

*Методи потенціалів викликаної поляризації* базуються на вивченні штучних вторинних стаціонарних електричних полів, походження яких пов'язується з фізико-хімічними процесами, що відбуваються в породах внаслідок дії електричного струму на поверхні розділу твердої та рідкої фаз. Ця властивість дозволяє використовувати метод потенціалів викликаної поляризації для розчленування розрізу, виділення тріщинуватих зон, оцінки проникності колекторів тощо.

*Індукційний каротаж* ґрунтується на вивченні вторинного електромагнітного поля середовища, створеного джерелом електричного свердловинного приладу.

На основі даних індукційного каротажу здійснюють розчленування розрізу свердловин за питомим електричним опором порід, виділення водо- і нафтогазоносних горизонтів. Результати індукційного каротажу у комплексі з іншими методами дають змогу оцінити коефіцієнти анізотропії пластів.

*Радіоактивні методи.* Радіоактивні методи поділяються на методи реєстрації природних радіоактивних випромінювань гірських порід і методи реєстрації вторинних випромінювань, пов'язаних з опроміненням гірських порід з допомогою спеціальних джерел (гамма-квантів і нейтронів), розміщених у свердловинному приладі.

Із радіоактивних методів найбільш розповсюдженими є *гамма-каротаж (ГК)*, *нейтронний гамма-каротаж (НГК)*, *нейтрон-нейтронний каротаж (ННК)*, в меншій мірі – *гамма-гамма-каротаж (ГГК)*.

*Гамма-каротаж* заснований на вивченні інтенсивності природного  $\gamma$ -випромінювання, що виникає при розпаді радіоактивних елементів, розсіяних у гірських породах. Підвищена радіоактивність характерна для глин і глинистих осадів. Значно меншою інтенсивністю радіоактивності характеризуються піски, пісковики, доломіти і вапняки. Ще меншу радіоактивність мають гіпси, галіт, вугілля та ангідрит. У комплексі з даними інших геофізичних досліджень результати природного гамма-випромінювання використовуються для літологічного розчленування розрізів свердловин, їх кореляції, виділення порід – колекторів, оцінки глинистості порід, виявлення в розрізі свердловини радіоактивних руд, дослідження якості цементациї за колонного простору і висоти підйому цементу тощо.

*Нейтронний гамма-каротаж* ґрунтується на вивченні інтенсивності вторинного гамма-випромінювання, розсіяного гірською породою або

нейтронного випромінювання (*нейтрон-нейтронний каротаж*), при опроміненні її нейтронами.

Нейтронні методи застосовують для літологічного розчленування розрізів, виділення колекторів, оцінки пористості порід, визначення водонафтового, газоводяного і газонафтового контактів, визначення характеру насичення пластів, ступеня їх обводнення і швидкості руху пластових вод в родовищі, вивчення технічного стану свердловини, контролю гідравлічного розриву пластів, уточнення глибини перфорації колон.

Основними модифікаціями імпульсних і нейтронних радіоактивних методів є імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК) і імпульсний нейтронний гамма-каротаж (ІНГК).

*Гамма-гамма каротаж* базується на вимірювання інтенсивності штучного гамма-випромінювання, розсіяного елементами гірської породи під час їх опромінення потоком гамма-квантів.

Існують дві модифікації гамма-гамма-методу: гамма-гамма-каротаж за густиною (ГГК-Г) та гамма-гамма-метод за м'якою компонентою – селективний (ГГК-С).

За допомогою першого методу проводиться розчленування геологічних розрізів, визначення густини та пористості порід, виділення різних корисних копалин, які мають аномальну густину (вугілля, апатит, флюорит, марганцеві і хромові руди, поліметалічні руди густиною більше 3 г/см<sup>3</sup>), відбивка муфт на обсадних колонах, контроль якості колон і їх цементування та рівня рідини в свердловинах.

Результати досліджень гамма-гамма-методу селективного використовують для вирішення різних завдань з пошуків твердих корисних копалин.

Акустичні методи. Акустичні методи геофізичних досліджень у свердловинах ґрунтуються на вивченні пружних властивостей гірських порід при розповсюдженні в них пружних деформацій. Швидкість поширення пружних хвиль у гірських породах залежить від мінералогічного складу, пористості, структури порового простору, типу флюїду й тісно пов'язана з літолого-петрографічними властивостями порід.

При акустичному каротажі застосовується трьохелементний зонд, який складається з приймача і двох розташованих на деякій відстані від нього випромінювачів. Відстань між випромінювачами називається *базою зонда*. Довжина зонда визначається відстанню між віддаленим випромінювачем і приймачем.

*Акустичний каротаж за швидкістю* базується на вивченні швидкості поширення пружних хвиль в гірських породах.

*Акустичний каротаж за затуханням* базується на вивченні характеристик затухання пружних хвиль у породі.

Акустичний каротаж застосовується для літологічного розчленування розрізів свердловини, визначення пористості порід, характеру насичення колекторів, виділення в розрізі тріщинно-кавернозних зон, інтерпретації результатів сейсмозв'язки та розв'язання інших задач.

*До геолого-технічних методів дослідження в процесі буріння свердловин належать: газовий каротаж, метод вибіркового електродів, комплексні геофізичні дослідження (реєстрація параметрів буріння): детальний механічний каротаж, фільтраційний каротаж, метод тиску.*

### **Освоєння свердловини та інтенсифікація видобутку**

Виклик припливу рідини і газу з пласта проводять різними способами в залежності від характеру колекторів, режиму покладу і величини пластового тиску.

При високому пластовому тиску приплив рідини і газу зумовлюється пониженням тиску на продуктивний пласт шляхом заміни в свердловині бурового розчину на воду або на нафту. Якщо заміна бурового розчину на воду чи нафту не дає результатів, рівень знижується желонкою, свабом або компресором. Найбільш ефективним є компресорний спосіб, який забезпечує в короткий термін значне пониження рівня бурового розчину.

Виклик припливу здійснюється також за допомогою струмінних апаратів шляхом зниження тиску в підпакерній зоні до величин, менших від гідростатичного. Технологічний процес дає змогу створювати багаторазові депресії та репресії на пласт, вимірювати криві відновлення тиску. Але застосовувати їх рекомендують за певних умов: пористість і проникність продуктивних відкладів повинна бути нижча від критичних значень для даного родовища, продуктивний горизонт має складатися зі стійких порід, що не руйнуються при створенні багаторазових миттєвих депресій в межах визначених технологічним процесом величин тощо.

*Обробка привибійної зони пласта* при пошуках і розвідці застосовується в тих випадках, коли немає припливу флюїдів із можливо продуктивних або водоносних горизонтів. З цією метою застосовуються різні методи відновлення первісних фільтраційних властивостей порід або їх покращення. Одні з них діють на всю фільтраційну систему пласта в пристовбурній зоні (метод гідромеханічного впливу), інші вибірково впливають на систему порода-флюїд хімічною дією, треті поєднують в собі фізико-хімічну дію. Окремим, надзвичайно важливим процесом покращення фільтраційних властивостей

порід є гідралічний розрив.

При гідророзриві в пласті під дією тиску, близького до гірського або більшого, утворюється тріщина, яка заповнюється водою з відсортованим кварцовим піском і додаванням (до 5%) штучного зернистого матеріалу. Використання гідророзриву істотно підвищує ефективність розвідки, особливо покладів у слабопроникних колекторах, включно з газом щільних колекторів (сланцевим газом).

Кислотна обробка свердловин (КОС) заснована на здатності соляної кислоти розчиняти карбонатні породи і тому використовується для отримання припливу до вибою або підвищення його інтенсивності. Розчиняючи карбонатні породи, кислота створює каверни, розширює канали, по яких рідина чи газ поступає в свердловини і в декілька раз збільшує їх приплив.

Газотермохімічний метод дії при горінні порохового заряду навпроти пласта дає ефект за рахунок підвищення тиску при розширенні порохових газів, підвищенні температури в зоні горіння, фізико-хімічної дії порохових газів на породи-колектори.

Дія на пласти методом змінних тисків (МЗТ) досягається численними різкими посадками гумового пакеруючого елемента. В результаті привибійна частина пласта піддається гідралічному удару інтенсивністю до 10 МПа. Такі удари разом з подальшими миттєвими зняттями навантаження після зриву пакера, забезпечують перепад тиску на пласт до 150–200 МПа, що призводить до великої швидкості припливу рідини в свердловину.

Випробування пластів у пошукових і розвідувальних свердловинах проводиться поступово знизу догори з встановленням цементних мостів після кожного освоєння, що дає приплив рідини або газу. Мости встановлюють, коли це необхідно для охорони надр.

*Відбір проб* проводиться після того як свердловина заповнена пластовою рідиною з однаковим складом по всьому стовбуру. Для цього використовують апарат Яковлева з невеликими желонками або глибинний пробовідбірник. Проби відбираються навпроти інтервалу перфорації або вище, але не більше як на 10-15 м.

Кількість відібраної води залежить від концентрації розчинених солей. Для повного аналізу слабо мінералізованої води достатньо 2–3 л; для визначення К, Вг, І, Ва, Sr та інших елементів потрібно до 20 л води. Сірководневі води необхідно консервувати хлороформом (1–2 см<sup>3</sup> на 1 л води). У випадку відбору проб желонкою на місці відбору проби води визначаються рН, всі леткі і швидкоокиснювані компоненти – H<sub>2</sub>S, NO<sub>2</sub>, Fe, а також радіоактивність. Кількість відбраного газу повинно бути не менше 1 л. Для визначення властивостей нафт у пластових умовах проби

відбираються глибинним пробовідбірником. Для проведення елементарного аналізу і фракційної перегонки в лабораторних умовах необхідно відбирати пробу об'ємом не менше 3 л.

Для технічного аналізу проба відбирається після встановлення дебітів нафти і промислової цінності горизонту.

У процесі виконання гідродинамічних досліджень шляхом безпосередніх вимірів на свердловинах визначають: пластовий тиск, пластову температуру, вибійний тиск, вибійну температуру, буферний тиск, затрубний тиск, дебіти: нафти, газу і води, газовий фактор, рівень рідини у свердловині (динамічний і статичний).

На основі одержаної інформації визначають: коефіцієнт продуктивності, гідропровідність пластів, п'єзопровідність пластів, проникність пластів, радіус привибійної зони, ефективну товщину пласта, динамічну в'язкість рідини.

### **Завершення будівництва свердловин**

На пошукових і розвідувальних свердловинах, які виконали своє призначення або не виконали в силу тих чи інших причин, необхідно провести відновні операції для завершення їх будівництва і подальшого використання.

Пошукові і розвідувальні свердловини, що виконали своє призначення, можуть бути:

- а) передані в експлуатацію, якщо вони розкрили промислові горизонти; б) законсервовані, якщо вони розкрили горизонти, що не відповідають кондиціям, або відсутнє промислове обладнання для вводу свердловини в експлуатацію;
- в) передані під спостереження як п'єзометричні, якщо вони розкрили такі частини розрізу, на яких необхідно проводити постійні дослідження;
- г) ліквідовані.

У свердловинах, які підлягають ліквідації, може витягуватись обсадна колона вище зацементованої частини в тому випадку, якщо це допускається згідно з вимогами охорони надр. Ліквідовані свердловини заповнюються до устя важким буровим розчином, встановлюються цементні мости згідно із спеціально розробленою інструкцією, а устя обладнуються ліквідаційними тумбами.

У випадку закінчення буріння свердловини без обсадки, що допускається при дотриманні правил охорони надр, така свердловина при ліквідації заливається буровим розчином.

До числа свердловин, що частково не виконали свого призначення, насамперед відносяться ті, які при доведенні до проектної глибини не розкрили

наміченого горизонту. Для таких свердловин у випадку технічної можливості складається додатковий проект для буріння їх до наміченого горизонту. При відсутності такої можливості свердловину ліквідується як така, що не виконала свого призначення.

Продуктивні свердловини передаються промислу згідно з актом. До акту додається екземпляр всіх документів, зібраних в процесі буріння. Якщо промисел ще не збудовано, то свердловина ставиться в консервацію. Акт консервації узгоджується з територіальною гірничотехнічною та іншими інспекціями і затверджується відповідними організаціями.

На ліквідацію свердловин складається акт, який також узгоджується з територіальними спеціалізованими інспекціями і затверджується відповідними організаціями. До акта ліквідації додаються опис розрізу, каротажні діаграми, довідки про вартість, акт випробування, закриття устя та інші необхідні документи.

## 10. Методика пошукового надглибокого буріння

Вибір точок закладання пошукових свердловин є дуже відповідальним, оскільки тільки пошукове буріння дає однозначну і остаточну відповідь на принципове питання існування у надрах промислових покладів вуглеводнів, що визначає подальший розвиток робіт.

*Методика пошукового надглибокого буріння* – це сукупність принципів його проведення, систем пошуків, розбурювання, схем розміщення свердловин, їхньої кількості і послідовності буріння, а також порядку випробування перспективних горизонтів.

Основними факторами, які визначають методику пошукового буріння, є:

а) геологічні умови;

б) ступінь геологічної вивченості нафтогазоносної зони і положення в ній пошукового об'єкта.

Недооцінка хоча би одного із цих факторів може привести до невиправданих втрат метражу й часу на пошукове буріння.

З погляду на вибір методики нафтогазопошукові об'єкти за складністю геологічної будови поділяються на дві групи: *прості і складної будови*.

При цьому до пошукових об'єктів *прості будови* належать структури для яких характерно:

- наявність симетричних антиклінальних складок;
- збіжність структурних планів різних стратиграфічних комплексів;
- наявність надійних реперів в розрізі;
- відсутність диз'юнктивної порушеності;

- відсутність неструктурних пасток;
- незначна мінливість колекторських властивостей продуктивних горизонтів.

Під **системою розміщення свердловин** розуміють положення точок розташування свердловин на перспективній або нафтогазоносній площі та послідовність їхнього буріння, що забезпечує достовірне й ефективне вирішення геологорозвідувальних завдань у конкретних геологічних умовах.

Визначальною умовою для обґрунтування закладання пошукових і розвідувальних свердловин є вибір **“пріоритетної” точки**, тобто такої точки пастки, в якій буріння свердловини дозволить однозначно доказати або наявність скупчення вуглеводнів, або оцінити масштаби відкриття, або встановити безперспективність площі у відношенні нафтогазоносності.

“Пріоритетними” точками для різних типів пасток є:

- склепінні частини;
- ділянки найменш вираженого замикання пастки, що визначають можливість збереження покладу та його можливу висоту;
- ділянки, прилеглі до зон екранування;
- ділянки глибинного зміщення склепіння складки;
- зони розвитку міжфазових контактів тощо.

При проектуванні і закладанні пошукових свердловин на локальному об’єкті слід додержуватись таких основних принципів:

1) кількість пошукових свердловин має бути **мінімально необхідною**. Аналіз ефективності пошукового буріння показує, що в багатьох випадках для вирішення пошукових задач недостатньо буріння однієї свердловини. Статистика свідчить, що за 15 років спостережень першою свердловиною відкрито 59 % родовищ, першими двома – 77 %, першими трьома – 89 %. Решта 11 % родовищ, на відкриття яких витрачено більше 30 % загальної кількості пошукових свердловин, незначні за запасами і тому тільки 10 % з них вводиться в промислову розробку. На основі цього прийнято рішення, що на пошуковому об’єкті згідно з планом і проектом пошукового буріння допускається закладання не більше 3-х свердловин;

2) перша пошукова свердловина закладається в **оптимальних структурних умовах**, тобто в межах гіпсометрично найвищої частини структури; при неможливості закладання її в такому місці із-за наземних умов допускається зміщення таким чином, щоб вона не опинилась за межами очікуваного контуру покладу;

3) під **системою пошуків** покладів розуміють послідовність виявлення промислової нафтогазоносності покладів в розрізі перспективних відкладів локальної структури. Існують дві системи пошуків:



а) *знизу догори*; при цій системі перспективні горизонти вивчають послідовно, починаючи від самого глибокого. Використовується ця система на перспективних площах з недоказаною промисловою нафтогазоносністю;

б) *зверху донизу*; застосовується при пошуках нових покладів в більш глибоких горизонтах в межах уже відомих родовищ;

4) під **системою буріння** (розбурювання) пошукових свердловин розуміють кількість і послідовність їх буріння. При цьому розрізняють:

а) *поодинокі (послідовне)* буріння, що передбачає розбурювання площі одним верстатом, що дозволяє, використовуючи одержану геолого-геофізичну інформацію, обґрунтовано вибирати пункти закладання наступних свердловин. У випадку негативних результатів на площі система буріння поодиноких свердловин дозволить зробити висновок про припинення пошуків без зайвих витрат.

б) *групове (паралельне)* буріння кількома верстатами одночасно або майже одночасно. При такій системі прискорюються темпи відкриття родовищ, проте зростає і кількість зайвих та геологічно невдалих пошукових свердловин.

Групове закладання свердловин доцільно застосовувати в складних геологічних умовах при незбіжності структурних планів, наявності несклепінних типів покладів, тектонічної порушеності.

5) пошукові свердловини буряться переважно до **глибин залягання перспективних горизонтів**, а при великій товщині осадового чохла – до максимальної технічно досяжної глибини;

б) виділення **залежних і незалежних свердловин**. Незалежні свердловини бурять в першу чергу згідно з проектною точкою закладання, обґрунтовану матеріалами геолого-геофізичних досліджень, які підготували нафтогазоперспективний об'єкт до пошукового буріння. У разі необхідності (при невдалих результатах буріння незалежної пошукової свердловини) закладають до буріння залежну свердловину, розташування якої намічається за результатами буріння незалежної свердловини на цьому ж об'єкті;

7) обґрунтування доцільності ведення пошуків окремо для різних частин розрізу, тобто **поверхами**.

Така методика застосовується:

– при значному неспівпадінні структурних планів глибинних та верхніх частин розрізу;

– при значному діапазоні нафтогазоносності, коли глибини залягання перспективних горизонтів різко відрізняються;

– у випадку, коли верхня частина розрізу вміщує унікальні поклади нафти або газу, що мають велике економічне значення і потребують швидшого введення в розробку.

8) рішення про введення площі в пошукове буріння приймається при **наявності проекту** пошукового буріння;

9) основні методичні прийоми закладання пошукових свердловин: а) закладання **однієї пошукової свердловини**:

- у склепіннях брахіантиклінальних і куполоподібних структур;
- на припіднятих ділянках блоків перспективної площі, розбитої тектонічними порушеннями;

б) закладання **двох незалежних пошукових свердловин** практикується:

- на малоамплітудних структурах в центральній частині очікуваного склепіння і в зоні найбільш слабо вираженого замикання, яке визначає можливість збереження покладу і його висоту (метод **“критичного напрямку”**); на багатокупольних підняттях в склепінні найбільш значного і гіпсометрично високого куполу і в міжкупольній зоні, що визначає ступінь заповненості всієї структури (метод **“критичного напрямку”**);

- в умовах незбіжності структурних планів в склепіннях антиклінальної складки по верхньому і нижньому горизонтах.

У цьому випадку другу свердловину бурять здебільшого на лінії, яка проходить навхрест простягання складки на її більш похилому крилі, тобто в напрямку можливого зміщення склепіння, яке називається **“принциповим напрямком”**;

в) закладання профілю із трьох незалежних пошукових свердловин доцільно:

- навхрест простягання брахіантиклінальних структур;
- уздовж довгої осі витягнутих антиклінальних складок;
- діагонально до простягання вузьких лінійно витягнутих складок при умові недостатньої інформації про зміщення структури з глибиною;

- за трикутною системою (зигзаг-профіль) в напрямку регіонального занурення і уздовж простягання пластів при пошуках рукавоподібних, дельтових, барових та інших літологічних покладів нафти і газу;

10) при наявності різкої невідповідності структурних планів різних стратиграфічних комплексів і особливо між тими горизонтами, де очікуються поклади, свердловини необхідно розташовувати так, щоби кожна пробурена свердловина, розкривала перспективні горизонти різних структурних поверхів;

11) при виборі точок розташування пошукових і розвідувальних свердловин необхідно враховувати й окупність буріння цих свердловин. У зв'язки з цим заслуговує на увагу виявлена закономірність **“склепінного ефекту”**, яка полягає в зональному розподілі пористості та щільності піщаних порід усередині складчастих структур.

Вибір точок закладання свердловин базується на об'ємному уявленні про

будову очікуваного в надрах покладу вуглеводнів.

**Верхня межа** покладу визначається формою поверхні покрівлі можливого перспективного горизонту. **Нижня межа** покладу контролюється гіпсометричним положенням контурів нафтогазоносності. Вони визначаються за результатами сейсморозвідки в масштабі, як правило, 1:50 000, рідше 1:25 000.

Значно більші труднощі виникають при прогнозуванні до початку пошукового буріння нижньої межі покладів вуглеводнів, якою у більшості випадків є поверхня ВНК або ГВК.

Ступінь заповнення нафтою і газом різнотипних пасток у відповідному продуктивному комплексі характеризується **коефіцієнтом заповнення пасток** ( $K_{з.п.}$ ). Його значення переважно вираховується за співвідношенням висот покладу ( $H_{покл}$ ) і пастки ( $H_{паст}$ ) базисного горизонту за формулою

$$K_{з.п.} = H_{покл} / H_{паст} \quad (10.1)$$

При зіставленні вказаних карт за якісним прогнозом продуктивності може бути виділено 3 типи пасток:

- 1) перспективні, де покрівля продуктивного горизонту (звичайно по сейсмічній структурній карті) залягає вище поверхні регіонального положення ВНК і ступінь заповнення пастки вуглеводнів може бути визначена кількісно;
- 2) неперспективні, в яких покрівля продуктивного горизонту значно нижче поверхні ВНК;
- 3) пастки з неясною оцінкою продуктивності, де покрівля продуктивного горизонту залягає не більше ніж на 50 м вище або нижче поверхні контакту (тобто на величину точності побудованих карт).

Для різних за типом нафтогазових пасток рекомендується раціональна система розташування пошукових свердловин.

### **1. Закладання пошукових свердловин на антиклінальних пастках.**

В цю групу об'єднані пастки, що приурочені до куполоподібних, брахіантиклінальних і лінійно витягнутих антиклінальних складок, а також до багатокупольних піднять з покладами пластового, склепінного і масивного типів.

На *достовірно підготовлених* до пошукового буріння антиклінальних і брахіантиклінальних складках для відкриття покладів склепінного типу достатньо буріння однієї свердловини в найбільш оптимальній частині структури – склепінні.

При розбурюванні структур з *недостатньо з'ясованим розрізом* для розкриття і випробовування перспективних горизонтів не можна обмежитись бурінням лише однієї свердловини в склепінні.

В районах з *доведеною регіональною продуктивністю* горизонтів

пошукового поверху при високій надійності підготовлених до пошукового буріння структур і значень  $K_{з.п.}$ , близьких до 1, допускається одночасне буріння декількох (але не більше трьох) пошукових свердловин в склепінній частині структури.

На вузьких, лінійно витягнутих складках пошукове буріння доцільно здійснювати або поздовжнім профілем, або діагональним профілем із 3 свердловин.

Куполоподібні складки слід пошукувати трьома свердловинами, розташованими на радіальних профілях. Перша свердловина буриться в склепінні структури, наступні закладаються на двох профілях трьохпроменевої системи (приблизно через  $120^\circ$  по колу).

Пошуки на багатокупольних структурах, в яких можуть бути виявлені великі пластові поклади з єдиним контуром, здійснюються шляхом випереджувального буріння свердловин за методом “критичного напрямку” на ділянках, що визначають ступінь заповнення всієї пастки.

Для багатокупольних піднять, що складаються із декількох локальних структур, поклади яких можуть мати єдиний контур, “критичними напрямками” є міжкупольні ділянки (зони “повного заповнення всіх куполів”) і можливі ділянки замикання підняття в цілому (зони “максимального заповнення пастки”).

Перша свердловина закладається на найбільш значному і гіпсометрично високому куполі. При відкритті нею пластових покладів нафти або газу другу свердловину закладають в сідловині між куполами – в “зоні повного заповнення всіх куполів”, з метою в'ясування ступеня самостійності відкритого покладу і його висоти.

Третю свердловину задають на ділянці розкриття пастки в межах ізогіпси, що охоплює все підняття – в “зоні максимального заповнення пастки”. Якщо друга свердловина виявиться законтурною (дасть воду), подальші пошуки проводять на кожному куполі окремо.

В районах із складною геологічною будовою і в умовах низької вирішувальної спроможності геофізичних методів розвідки, коли характер і направлення зміщення склепінь невідомі, опошукування брахіантиклінальних складок слід здійснювати за трикутною системою (склепіння – крило – перикліналь).

Головним при пошукуванні малоамплітудних антиклінальних пасток є доказ їх замкнутості, тобто випереджувальне буріння в тих точках (ділянках), які характеризують як збереження очікуваних покладів нафти і газу або відсутність пастки, так і ступінь її заповненості вуглеводнями. Такими елементами можуть бути слабо виражені крила і периклінальні закінчення

антиклінальних складок. Розбурювати такі структури на стадії пошуків необхідно за методом “критичного напрямку”, тобто одночасно закладаючи дві пошукові свердловини – одну в зоні очікуваного склепіння, а другу – в зоні найбільш слабо вираженого замикання пастки.

На *антиклінальних пастках, ускладнених тектонічними порушеннями* з незначною амплітудою, яка менша за товщину продуктивного горизонту (поклад не розбитий на окремі самостійні блоки), система розташування пошукових свердловин аналогічна системі розташування свердловин для непорушених антикліналей.

Якщо встановлено наявність *підкиду*, вказані раніше завдання пошуків вирішуються бурінням однієї пошукової свердловини, яка перетинає поверхню підкиду в зоні перекриття в плані контурів склепінних ділянок верхнього і нижнього блоків, що забезпечить розкриття перспективного горизонту як у припіднятому, так і в опущеному блоках структури.

Для визначення оптимального місцеположення пошукових свердловин за основу можна вибрати положення так званих *опорних ліній*.

Так, для склепінних тектонічно екранованих скидом покладів опорними лініями є: вісь складки і лінії паралельні проекціям слідів перетину покрівлі пласта у скинутій і підкинутій частинах з площиною порушення, що проходить на відстані в півтора рази більше відстані між експлуатаційними свердловинами, прийнятій для даного нафтогазоносного району. Пошукові свердловини закладаються на перетині опорних ліній в кожному блоці. На *складках, що розбиті серією тектонічних порушень на ряд блоків*, доцільно закладати поодинокі пошукові свердловини в окремих ізольованих блоках, причому перша свердловина закладається в найбільш припіднятому блоці.

На *асиметричних антиклінальних складках*, де передбачається невідповідність структурних планів різних горизонтів, використовується принцип закладання пошукових свердловин в “принциповому” напрямку. У такому випадку доцільно одночасно забурити дві пошукові свердловини: першу в склепінні структури, а другу – в напрямку можливого зміщення склепіння.

**2. Закладання пошукових свердловин на пастках тектонічно екранованого типу.** Цей тип пасток широко розповсюджений в районах розвитку диз’юнктивних порушень, в зонах солянокупольної тектоніки. Тектонічні порушення, звичайно, створюють пастку в комбінації з іншими структурними формами.

Якщо тектонічно екрановані поклади контролюються більш значним структурним елементом, наприклад, брахіантикліналлю або соляним куполом, то вони, як правило, виявляються попутно при пошуках інших типів покладів.

**3. Закладання пошукових свердловин на неантиклінальних**

**пастках.**

До групи неантиклінальних відносяться такі основні типи пасток: а) *літологічно екрановані*:

- пастки виклинювання (фестоноподібні);
- пастки фаціальних заміщень на регіональних структурних елементах, на крилах і перикліналях локальних структур;

б) *літологічно обмежені*, приурочені до:

- піщаних утворень русел і дельт палеорічок;
- прибережних валів;
- піщаних лінз;

в) *стратиграфічно екрановані*:

- у пластах-колекторах, зрізаних поверхнею незгідності;
- ерозійно-останцеві.

Пов'язані з такими пастками поклади досить широко розповсюджені в осадовому чохла і іноді вміщують значні запаси нафти і газу.

У зонах регіонального виклинювання порід-колекторів, а також при пошуках *рукавоподібних* (шнуркових), дельтових, барових та інших літологічних покладів може виявитись успішним використання методу зигзагопрофільного буріння в напрямках як регіонального занурення порід, так і їхнього простягання.

Якщо колонковими свердловинами, що розташовані на профілі, заданому навхрест простягання похованої долини, буде простежений ерозійний вріз в товщу відкладених раніше порід, то буріння пошукових свердловин необхідно проектувати на подальшому зануренні пластів. Першу свердловину слід закладати на продовженні похованої долини. Наступну пошукову свердловину необхідно закладати на значному віддаленні на Північний схід від першої з таким розрахунком, щоби виявити зону авандельти.

Стратиграфічно екрановані пастки утворюються там, де пласт-колектор незгідно перекривається більш молодими непроникними відкладами, а зрізані пласти ускладнені структурними вигинами. В таких випадках створюються сприятливі умови для утворення покладів.

Пошукові свердловини бурять на профілі вхрест простягання очікуваних зон зрізання. Першу свердловину закладають в головній частині, а наступні – послідовно в напрямку падіння пластів або вздовж зони зрізання.

Пошуки стратиграфічних покладів на крилах і перикліналях структур, у виступах давнього рельєфу, а також кільцевих покладів проводиться здебільшого попутно з пошуками пластових склепінних покладів. Для оконтурення їх може знадобитись буріння свердловин за межами структури. В цих випадках свердловини слід розташовувати послідовно від головної частини

в напрямку занурення пластів

**4. Закладання пошукових свердловин на рифових пастках** визначається морфологією рифового тіла, його співвідношенням з прилягаючими фаціями і розподілом порід-колекторів та дійсних покришок. Пошуки скупчень нафти і газу в *конусоподібних, округлих в плані рифах невеликих розмірів*, що характеризуються високою щільністю запасів на одиницю площі, доцільно проводити бурінням однієї багатостовбурної свердловини в склепінній частині.

Пошуки покладів, приурочених до *гостровершинних вигнутих рифів (підковоподібних)*, слід здійснювати шляхом буріння 1–2 незалежних багатостовбурних пошукових свердловин, які закладаються на гребені рифової пастки. На *округлих або злегка подовжених з крутими схилами і плоскими вершинами (столоподібні рифи) і атолоподібних з кільцеподібним розповсюдженням біогермних різновидів* рекомендується закладання двох радіальних профілів “трьохпроменевої системи” свердловин.

Якщо перша пошукова свердловина попадає в зарифову зону, то наступна зміщується в сторону відкритого моря. Якщо першою пошуковою свердловиною розкриті передрифові відклади, то наступну закладають ближче до берегової лінії.

**5. Закладання пошукових свердловин на солянокупольних структурах.** У районах розвитку солянокупольної тектоніки родовища, як правило є багатопокладними і вміщують поклади різних типів (рис. 10.1).

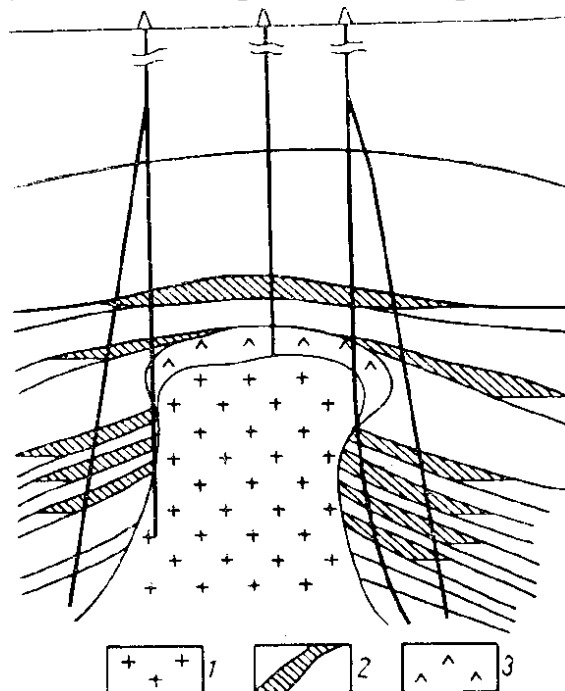


Рис. 10.1. Схема розташування свердловин на солянокупольних пастках  
1 – соляний купол; 2 – прогнозований поклад; 3 – карніз із ангідритових відкладів (кепрок)

При пошуках покладів, приурочених до прорваних соляних куполів, свердловини часто розташовують на радіальних профілях.

Перші свердловини розміщують на різних боках соляного ядра. При необхідності нарощують профілі залежними пошуковими свердловинами за падінням перспективних пластів.

Найбільш перспективними є поховані соляні куполи, які проривають тільки частину осадової товщі. Над ними можуть бути виявлені пластові склепінні, здебільшого тектонічно порушені поклади; в приконтактних частинах соляного штоку слід чекати наявності літологічних, а на периферії куполів – тектонічно і стратиграфічно екранованих покладів. В деяких випадках чолові частини таких покладів бувають перекриті виступами солі (карнізи) або ангідрито-гіпсових відкладів (кепрок). Тому пошукове буріння повинно плануватись з урахуванням різнотипного характеру покладів.

Особливо ефективні результати можуть дати свердловини, які проходять паралельно схилу соляного штоку і розкривають ряд продуктивних горизонтів.

Геологічна ефективність пошукового буріння звичайно визначається двома найбільш відомими в практиці робіт кількісними показниками достовірності геологічного прогнозу – *коефіцієнтом успішності пошуків і коефіцієнтом успішності свердловин*.

**Коефіцієнт успішності пошуків (промислових відкриттів)  $K_{усп}$**  відображається відношенням кількості продуктивних пасток ( $N_{пр.п.}$ ) до загальної кількості введених в пошуки структур ( $N_{стр}$ ) в районі:

$$K_{усп.} = N_{пр.п.} / N_{стр} \quad (10.2)$$

Цей показник дає в цілому уявлення про правильність вибору напрямлень пошуків у даному регіоні. Аналіз статистичних даних показує, що сучасна величина цього коефіцієнта в країні становить не більше 30–33 %. Іншими словами, майже 70 % пошукованих площ виводяться із пошуків з негативними результатами.

**Коефіцієнт успішності свердловин  $K_{усп.св.}$**  являє собою співвідношення кількості продуктивних свердловин ( $n_{пр.св.}$ ) до загальної їх кількості, що пробурені на площі ( $n_{св.}$ ):

$$K_{усп.св.} = n_{пр.св.} / n_{св.} \quad (10.3)$$

Цей коефіцієнт оцінює раціональність вибраної системи розташування пошукових і розвідувальних свердловин та їх оптимальні кількості в межах пастки певного генетичного типу. В останні роки він має тенденцію зросту, але не перевищує в середньому по країні 20 %.



## 11. Характеристика покладів нафти і газу на великих глибинах

Результати буріння надглибоких свердловин у різних регіонах світу свідчать про доцільність пошуків нафти і газу в глибокозанурених горизонтах.

Поняття про глибоке буріння є умовним. У США свердловини і відповідно горизонти прийнято поділяти на:

глибокі – глибше 15000 футів (4573 м);

надглибокі – глибше 20000 футів (6097 м);

суперглибокі – глибше 25000 футів (7622 м);

ультраглибокі – глибше 30000 футів (9146 м);

В Україні такий поділ свердловин не проводиться. Свердловини умовно поділяють на глибокі (до 4500 м) і надглибокі (глибше 4500 м).

У світі відомо понад 430 нафтогазоносних і можливо нафтогазоносних регіонів (басейнів), з яких у 159 (37 %) максимальна товщина осадового чохла перевищує 4500 м, у 92 (21 %) – 6000 м.

Бурінням окремих надглибоких свердловин встановлено, що на глибинах понад 5 км в осадовому розрізі можуть існувати породи-колектори і покришки, а також сприятливі пастки для формування скупчень нафти і газу. Що стосується геохімічної та гідрогеологічної обстановок на великих глибинах, то вони, як правило, є сприятливими для існування вуглеводневих покладів. Говорячи про породи-колектори, слід відзначити, що на великих глибинах практичне значення мають лише пласти-колектори відносно великої товщини, а тонкі прошарки внаслідок процесів вторинної цементації втрачають свої колекторські властивості.

Як показали теоретичні та експериментальні дослідження нижня межа промислової нафтоносності може опускатись до глибин 8–9 км. До того ж на цих глибинах руйнівному впливу температур на рідкі вуглеводні сильно протидіє тиск. На фоні загального зниження нафтоносності з глибиною в глибинних зонах розповсюджена широка гама покладів з різними кількісними співвідношеннями нафти, газу і конденсату.

Важливим є буріння надглибоких параметричних свердловин для виявлення перспективних глибинних горизонтів, встановлення у розрізі порід-колекторів і отримання фізичних параметрів, які необхідні для якісної інтерпретації та прив'язки геофізичних даних.

Раціональні системи розташування свердловин, що розроблені для середніх глибин, є прийнятними і для великих глибин. З точки зору економії обсягів робіт найбільш раціональною потрібно вважати одиночну систему закладання свердловин, при якій кожна наступна свердловина закладена після завершення буріння та дослідження попередньої.

## 12. Надглибокі пошуково-розвідувальні роботи на морських акваторіях

Перші морські свердловини були пробурені в Каспійському морі в 1924 р. із штучних споруд та в Мексиканській затоці (США, 1933 р.) з плаваючої баржі. На сьогодні понад 100 країн проводять пошуково-розвідувальні роботи в умовах морських акваторій. До початку 70-х років минулого століття видобуток нафти і газу обмежувався глибинами 100–110 м і відстанню від берега до 150 км. Зараз пошукові роботи поширюються на все більш глибоководні райони шельфу, оскільки понад 30 % запасів нафти і газу в Світовому океані міститься за межами зони з ізобатою 200 м. Технічне обладнання розвідки і видобутку нафти на морському дні сягнуло глибини води 9011 футів (2777 м). На таких глибинах води пошук і розробку нафтових і газових родовищ успішно ведуть бразильські нафтовики у водах Атлантичного океану.

На території українського сектору Азово-Чорноморського шельфу, при глибинах моря до 30–56 м, відкрито 14 газових і газоконденсатних родовищ, із них 8 в Чорному і 6 в Азовському морях. Відзначимо, що максимальна глибина Чорного моря сягає 2115 м, а 85 % зашельфових акваторій характеризується глибинами понад 1000 м. Ступінь освоєння вуглеводневих ресурсів в даному регіоні за різними даними на сьогодні змінюється за різними оцінками в межах від 3 до 7,7%.

Розрахунки економічних показників засвідчують, що собівартість видобутку 1 тис.м<sup>3</sup> газу і 1 т нафти з морських родовищ України буде значно нижчою від рівня світових цін.

Пошуково-розвідувальні роботи в умовах морських акваторій мають свої особливості, які дещо відрізняються від таких на суші. Сьогодні при пошуках нафтогазоперспективних структур використовується широкий комплекс різних методів досліджень, які включають геоморфологічні, геофізичні, геохімічні, аерокосмічні, бурові роботи та інші.

Геоморфологічний метод пошуків структур. У ряді районів антиклінальним структурам відповідають позитивні форми рельєфу. Застосовуючи цю закономірність до морських площ, можна по картам глибин моря (батиметрії) судити про наявність антиклінальних складок. Тому перед геолого-пошуковими роботами необхідно проводити дослідження з вивчення підводного рельєфу і донних осадків.

Для вивчення глибоководного рельєфу використовують ехолоти-самописці. На основі ехограм судять про товщину сучасних осадків, складають батиметричну схему, яка є основою для тектонічної схеми району.

Геоакустичне профілювання. Одним із методів геолого-геодезичних

*досліджень континентального шельфу є геоакустичне профілювання.*

*Інтерпретація даних геоакустичних стрічок дозволяє виділяти окремі площадки та опорні відображення, які мають значну протяжність.*

Цей метод можна використовувати для експрес-інформації про структуру верхньої частини осадового чохла до глибини 1000–1200 м, а також при детальних роботах на окремих підняттях з метою встановлення розривних порушень.

*Геологічні методи вивчення морських структур.* Суть цих методів полягає в складанні геологічної карти. В умовах моря розрізняють три види геологічного картування: 1) ділянок (острова і окремі відслонення), що виступають над водою; 2) поверхні морського дна за допомогою аерофото- і космічної зйомок; 3) морських площ шляхом буріння мілких свердловин.

*Геологічне картування ділянок, що виступають над водою.* Геологічна будова островів і окремих надводних відслонень повинна привертати до себе особливу увагу геологів. Необхідно детально описувати ці відслонення, визначати елементи залягання порід, виявити характер дислокацій, стратиграфії, а також провести ретельний відбір зразків порід і фауни. Ці відслонення, звичайно, є уцілілими від розмиву міцними прошарками розрізу (пісковики, вапняки), за якими можна скласти перші уявлення про характер структури.

*Геологічне картування за допомогою аерофото- і космічної зйомок.* На тих ділянках, де дно моря складене корінними породами, які літологічно достатньо диференційовані і не прикриті мулом, аерофотозйомка дає добрий ефект. Особливо чітко на фотокартках за обрисами міцних нерозмитих пластів фіксуються форми антиклінальних складок і розривні порушення зі зсувом шарів навіть невеликої амплітуди. Крім того, на аерофотознімках виявляють підводні грязьові вулкани. Так, наприклад, дно Чорного моря, особливо у підніжжі континентального схилу, усіяне грязьовими вулканами, які, як відомо, є супутниками нафтових і газових родовищ. На сьогодні тут виявлено близько 100 грязьових вулканів і понад 200 потужних виходів (факелів) метану з дна моря. На аерофотознімках і, особливо, на космічних знімках морських ділянок в окремих випадках чітко виділяються розломи, перспективні на вуглеводні зони та окремі нафтогазопрояви. Нафтові плівки на поверхні води, зумовлені виходами нафти із дна моря, зазвичай, займають великі площі і виблискують всіма барвами веселки, і на відміну від плівок нафти, що випадково попали на поверхню моря, постійно відновлюються. Виходи газу при значних масштабах газування виділяються як ділянки “кип’ячої” води і на аерофотознімках зображаються світлими смугами, ділянками тощо.

*Геологічне картування за допомогою буріння неглибоких свердловин.*

Картувальне буріння є необхідним елементом комплексу геолого-пошукових робіт у морі, результатом якого є побудова геологічної карти.

Для геологічних досліджень морського дна на великих глибинах можна використати методику, апаратуру і обладнання, які застосовуються океанографами при вивченні донних осадків. Це дозволяє відбирати kern шляхом занурення колонкових труб у сучасні осадки або корінні породи на 1–3 м, а в окремих випадках на 10 м і більше.

В останні роки для буріння свердловин при значних глибинах моря застосовують електробоури або турбобури, які опускаються на дно моря за допомогою гнучкого шлангу або кабелю (долото приводиться в рух вибійним двигуном). Ці засоби можна використовувати і при сильних хвилюваннях моря. Такі свердловини бурять до глибини 300–1000 м і більше.

Картувальне буріння, зазвичай, проводять на профільній системі, відстані між свердловинами і профілями вибираються в залежності від масштабу геологічної зйомки. При масштабі 1:100 000 відстані між профілями звичайно не перевищують 2–4 км, а між свердловинами – 1 км. При проведенні більш детальної зйомки щільність свердловин збільшується.

*Геохімічні методи.* У зв'язку із складністю і високою вартістю пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ в умовах акваторій застосування геохімічних методів пошуків є важливим і актуальним, оскільки дає можливість досягнути значного економічного ефекту. Назагал як і на суші, при геохімічних методах пошуків вивчають газову фазу морських осадків і вод, хоч тут є свої специфічні особливості.

Геохімічні методи пошуків нафти і газу в акваторіях ґрунтуються, головним чином, на вивченні особливостей поширення газів, розчинених у морських водах і тих, які вміщуються в адсорбованому стані в донних відкладах, переважно в їх поверхневому шарі.

Найчастіше використовуються дані вивчення розчинених у воді газів. Дослідження, проведені в Мексиканській затоці, показали, що фонові значення об'ємної концентрації сингенетичного метану в газі, виділеному із води, становлять близько  $3 \cdot 10^{-4}$  %. Об'ємні концентрації метану вище  $5 \cdot 10^{-4}$  % можуть вказувати на наявність придонних макрогазопроявів і заслуговують детального дослідження.

На сьогодні зарубіжними нафтовими фірмами розробляються і успішно експлуатуються ряд експресних методик. Методика зйомки, яка розроблена фірмою SNIFFER, використовує сучасні досягнення в електроніці, аналітичній і машинній обробці даних. Особливістю методики є значне число вуглеводневих компонентів, які аналізуються, висока чутливість і швидкість аналізу,

підвищена глибинність відбору проб (до 400 м), що проводиться за допомогою зйомочного судна. Для оцінки масштабів нафтогазоносності зазвичай використовуються діаграми  $\text{CН}_4$  / (сума етан + пропан + ізобутан + нормальний бутан). Це забезпечує 85 % точності оцінок за трьома категоріями: нафтоносна площа, газоносна і непродуктивна.

Відбір проб морської води і осадів здійснюється спеціальним пробовідбірником. Відібрані проби при цьому транспортуються в лабораторію і зберігаються до аналізу при низькій температурі в азотному середовищі. У таких пробах визначають вміст метану та його гомологів, а також співвідношення в метані легкого і важкого ізотопу вуглецю.

Для виявлення вуглеводнів у воді морів та океанів фірмою Barringer розроблений метод, у відповідності з яким поверхню води освічують пучком променів достатньої інтенсивності, а на екрані осцилографа виводяться сигнали, які пов'язані з наявністю нафтового або масляного забруднення морської поверхні.

*Геофізичні методи.* Ці методи широко використовуються в морських умовах, але ефективність різних видів досліджень різна. При вивченні загальних рис геологічної будови застосовується гравіметрія з використанням спеціальних морських гравіметрів.

Ефективною є морська сейсмічна розвідка пошуків нафтогазових структур, особливо в умовах глибоководних зон, де застосування картувального буріння виключено, морська сейсмозвідка є єдиним надійним методом пошуків структур. Вона здатна визначити: глибинну будову надр континентальних шельфів і схилів; підвищити достовірність картування перспективних пасток вуглеводнів; передбачити їх продуктивність; виділити найбільш сприятливі ділянки виявлення пасток вздовж ліній зонального стратиграфічного і літологічного виклинювання перспективних нафтогазоносних світ, товщ і горизонтів.

Великий ефект можуть дати широке застосування прогресивних промислово-геофізичних методів дослідження свердловин, таких як акустичний і псевдоакустичний каротажі (АК і ПАК), а також використання методів ядерної геофізики, особливо тих її модифікацій, які дозволяють експрес-методам визначати елементарний макро- і мікроелементний мінералогічний склад гірських порід.

Сейсмозвідка і промислово-геофізичні методи дослідження свердловин дають можливість прогнозувати зони аномально високих пластових тисків (АВПТ) до початку буріння глибоких свердловин, постійно контролювати і виявляти скупчення високонапірних флюїдів, що в багатьох випадках може сприяти попередженню аварій і ускладнень в процесі буріння пошукових і

розвідувальних свердловин. Особливої уваги при визначенні головних напрямків пошуково-розвідувальних робіт заслуговує вивчення пасток вуглеводнів, приурочених до зон поширення похованих органогенних забудов і, у першу чергу, найбільш зрілих їх представників – рифів.

Розвиток техніки буріння глибоких свердловин у межах шельфів зумовив появу цілого ряду конструкцій морських гідротехнічних споруд як пов'язаних з дном моря, так і плаваючих. До них належать:

- стаціонарні металічні платформи, що зв'язані з дном моря (штучний металевий острів);
- плавуча бурова платформа, що сама піднімається і спирається на дно моря;
- вертикальні башти, які шарнірно з'єднані з фундаментом, що нерухомо закріплені на дні моря;
- напівзанурені плавучі бурові платформи;
- бурові кораблі.

Особливості пошукового і розвідувального буріння на морі полягає у тому, що в значній кількості випадків до його початку будують стаціонарну штучну металічну платформу (острів), вартість якої може перевищувати вартість будівництва самої свердловини. Такі основи звичайно пов'язані з морським дном і при негативних результатах буріння вони не можуть бути використані повторно на інших точках і з часом стають непридатними.

Для пошуків нафтових і газових покладів основу доцільно розміщувати в найбільш оптимальних структурних умовах – на склепінні або осьовій частині підняття, а для покладів неантиклінального типу – в центральній частині. Це дозволяє з однієї основи розкрити склепінний (вертикальна свердловина) та крилові частини складки (похилоскеровані свердловини), тобто необхідно, щоб з однієї основи було пробурено не менше трьох свердловин, що дає можливість опрацювати геологічний профіль.

У тих випадках, коли пошукова свердловина виявиться за контуром нафтогазоносності, можна пробурити новий стовбур в тій же свердловині або пробурити нову свердловину з тієї же основи.

Зазвичай, платформа закріплюється на дні моря за допомогою численних свай, які вставляють у спеціально пробурені свердловини на глибину не менше 50 м.

З метою збільшення ефективності пошуково-розвідувальних робіт та їх здешевлення практикується буріння свердловин з плавучих платформ.

Після доставки буксирами плавучої платформи на місце опускаються опори на дно моря і вона встановлюється над водною поверхнею приблизно на висоті 15–30 м, з тим, щоб запобігти впливу хвиль. Після закінчення буріння і

випробовування перспективних горизонтів опори піднімаються і платформа відбуксовується на інше місце.

Буріння з бурових кораблів можливе при глибинах моря 400 м і більше. Але тут є проблеми якірного кріплення, стабілізації положення корабля, запобігання вигину обсадної колони тощо. Найбільш стійкими є напівзануренні платформи. Для запобігання впливу на обладнання устя свердловини хвиль, вітру, льоду, а також для безпечного судноплавства важливо, щоби все устеве обладнання було перенесене на дно моря.

### **13. Охорона геологічного довкілля в процесі буріння надглибоких свердловин**

В процесі буріння надглибоких нафтових і газових свердловин створюються значні технологічні навантаження на об'єкти гідро-, літо- та атмосфери. Як правило, техногенним змінам піддається все геологічне середовище у районах буріння свердловин, включаючи товщу гірських порід від вибою свердловини до земної поверхні, а нерідко й саме довкілля. Спорудження свердловини може призводити до небажаних змін хімічного складу підземних і поверхневих вод, впливати на склад ґрунтів, рослинний і тваринний світ, змінювати пластові тиски і рівні поверхневих вод, а іноді й інженерно-геологічні умови місцевості.

У процесі будівництва свердловин основними джерелами забруднення є бурові та тампонажні розчини, бурові стічні води і шлам вибурених порід, продукти випробування свердловин.

Найнебезпечнішими для об'єктів природного середовища є відходи буріння, які нагромаджуються та зберігаються безпосередньо на території бурової. Ці відходи містять широкий спектр забруднювачів мінеральної й органічної природи, оскільки їх основою є матеріали і хімічні реагенти, що використовуються для приготування та обробки бурових розчинів.

Найбільший об'єм серед відходів буріння складають бурові стічні води. Наприклад, добове споживання води залежно від умов буріння та організації водопостачання становить від 25-30 до 100-120 м<sup>3</sup>. Для буріння свердловин переважно використовують води з озер і річок.

Ступінь забруднення геологічного середовища буровими розчинами залежить від кількості та токсичності хімічних реагентів, які застосовують для приготування промивальних рідин. Їх кількість в розчині має бути мінімальною і не перевищувати граничнодопустимої концентрації.

Відпрацьовані бурові розчини, стічні води і шлам надходять у земляні амбари, які здебільшого не мають надійної ізоляції як з поверхневими, так і з

підземними водами. У результаті відбуваються розтікання рідин, забруднення природних об'єктів, поверхневих водойм і водотоків, інфільтрація забруднювачів у верхні водоносні горизонти. Несвоєчасно ліквідовані шламові амбари є тривалим джерелом забруднення природного середовища.

Забруднювальні властивості бурового шламу зумовлені мінеральним складом вибуреної породи та залишками бурового розчину. Внаслідок адсорбції на поверхні частинок шламу хімічні реагенти стають великими забруднювачами через наявність органічних компонентів, розчинених мінеральних солей. У середньому на 1 м<sup>3</sup> відходів припадає до 68 кг органічних забруднювачів без урахування нафти і нафтопродуктів.

Із всіх відходів найбільш токсичними є нафта і нафтопродукти. На дуже забруднених ділянках глибина проникнення нафти може становити 90 см і більше. На цих ділянках рослинність гине майже повністю. Тому наявність нафти у воді навіть у невеликій кількості робить останню непридатною для життя і господарсько-побутового використання, надзвичайно різко негативно позначається на флорі й фауні. Природне окиснення нафти відбувається дуже повільно і в аеробних умовах закінчується не раніше, ніж через 100-150 діб.

Найбільші збитки навколишньому середовищу завдають аварійні викиди і відкрите фонтанування свердловин, особливо нафтою. За останні 30 років лише в Україні було 86 аварійних викидів нафти, газоконденсату, газу і води в Дніпровсько-Донецькій западині, Передкарпатському прогині та Причорноморсько-Кримському регіоні. Ці викиди іноді супроводжувалися пожежами, людськими жертвами, виселенням людей із населених пунктів, втратою свердловин і природних ресурсів, виведенням із ладу значних ділянок родючих земель і великими матеріальними витратами на їх ліквідацію. Більшість цих аварій відбулися в пошукових і розвідувальних свердловинах унаслідок порушення технології буріння та випробування і лише 20 % – з причин, що не залежать від виконавців робіт.

Так, на Глинсько-Розбишівському родовищі (Дніпровсько-Донецька западина) під час розкриття нафтогазонасичених пластів надсольового девону з глибини 4548 м стався викид промивальної рідини густиною 1560 кг/м<sup>3</sup>. При аварійному фонтануванні свердловина викидала до 2 млн м<sup>3</sup> газу, 10 тис. м<sup>3</sup> води і 40-50 т нафти за добу.

Із викинутої суміші на ґрунтовий покрив у значному об'ємі випадали солі, нафта, буровий розчин і хімічні реагенти.

Аварійне фонтанування може продовжуватися від кількох діб до 2-3 років. Наприклад, свердловина Західнохрещищенська-35 фонтанувала 661 добу з утворенням навколо неї газових грифонів.

Зони аномально високих пластових тисків (АВПТ), з якими пов'язані



аварії свердловин, поширені в усіх нафтогазоносних областях. Глибина їх поширення переважно залежить від геологічної будови і термальних умов. Так, у Західному регіоні України зони АВПТ флюїдів установлено в розрізах понад 40 площ, де його перевищення над гідростатичним становить від 11 до 50, а іноді до 98 МПа. У Дніпровсько-Донецькій западині зони АВПТ флюїдів установлені майже на 40 площах в інтервалі глибин 2259 6750 м. На цих глибинах тиски флюїдів відповідно становлять 46 0 і 87,9 МПа.

Якщо в ґрунт потрапляють мінеральні солі, відбуваються незворотні зміни його агрохімічних властивостей, переформовується його структура, створюються солончаки. Під час буріння свердловин соленасиченими буровими розчинами внаслідок міграції насичених солями вод площа засолення території досягає 4,5 га.

Для забезпечення нормативної якості природного середовища в процесі буріння свердловин потрібно:

- застосовувати екологічно чисті матеріали і технічні реагенти для бурових розчинів;
- дотримуватися техніко-технологічних рішень для організованого збирання виробничих відходів і їх безпечного зберігання на території бурової під час спорудження свердловини;
- вживати заходів щодо утилізації, вивезення, очищення та знешкодження відходів буріння як в процесі спорудження свердловин, так і під час ліквідації шламових амбарів;
- вживати заходів щодо відновлення земель, порушених бурінням, і ліквідувати наслідки забруднення природного середовища в районах проведення бурових робіт.

Комплекс природоохоронних робіт обирають з урахуванням особливостей природно-кліматичних і ґрунтово-ландшафтних умов ділянок спорудження свердловин і проектної технології їх буріння.

Для відходів буріння на території бурової слід передбачити інженерну систему організованого їх збирання. З цією метою встановлюють спеціальні чани або споруджують земляні котловани. Об'єми котлованів мають відповідати об'єму відходів, які утворюються під час буріння свердловини.

Найкращим і найефективнішим методом утилізації відпрацьованих бурових розчинів є їх повторне використання.

Основними методами очищення бурових стічних вод є фізико-хімічна коагуляція (реагентне очищення та електрокоагуляція), механічні (фільтрування, центрифугування), іонні обміни та ультрафільтрація. Відходи бурових розчинів і шлам можна знешкоджувати термічним методом, твердненням і згущенням маси, хімічною нейтралізацією. Методи знешкодження відходів

вибирають конкретно з урахуванням можливостей бурового підприємства та рівня забруднення і небезпеки таких відходів.

Очищені бурові стічні води скидають в осінньо-зимовий період через спеціальні дренажні фільтрувальні площадки, споруджені в мінеральному ґрунті, враховуючи тип ґрунтів, мінералізацію води та відповідні норми їх скидання. Місце скидання очищених бурових стічних вод вибирають з урахуванням гідрогеологічних умов району, природної захищеності Ґрунтових вод у районі водозаборів підземних вод, геоморфології тощо.

Не рекомендується розташовувати такі місця в районі живлення водоносного горизонту, який експлуатується, в районах розвитку карсту, в низьких терасах річок тощо. Не можна скидати стічні води в місцях виходу на поверхню тріщинуватих порід, на територіях першого та другого поясів санітарної охорони джерел господарсько-питного водопостачання і мінеральних вод, а також у зонах санітарної охорони курортів.

*Відновлення (рекультивуацію) земель*, порушених бурінням, здійснюють у два етапи. Спочатку рекультивують землі, забруднені нафтою. У разі аварійного розливання нафти та нафтопродуктів і потрапляння їх у водойми слід передбачити заходи для локалізації розливів, їх збирання з подальшою утилізацією, біодеградацією або безпечним похованням у мінеральному ґрунті.

Під *рекультивацією* розуміють комплекс робіт, який спрямований на відновлення продуктивності і народногосподарської цінності порушених земель, а також на поліпшення умов охорони навколишнього середовища. Перший, гірничотехнічний, етап рекультивації проводять шляхом планування, зняття, транспортування та нанесення родючого ґрунту на ділянки рекультивації. Другий, біологічний, етап – це оброблення рослинного шару відчуженої ділянки землі органічними і мінеральними добривами згідно з рекомендаціями агрономічної служби.

#### **14. Екологічна безпека при виконанні надглибоких морських геологорозвідувальних робіт на нафту і газ**

У процесі проведення геологорозвідувальних робіт та розробки морських родовищ нафти і газу можливе забруднення навколишнього середовища. В море можуть попадати відходи буріння і видобутку, такі як шлам, бурові стічні води, окремі хімічні реагенти, продукти випробування свердловин тощо. Витікання нафти в море призводить до забруднення акваторії і наносить велику шкоду рибному господарству, пляжам тощо.

Всупереч поширеній думці, частка забруднень Світового океану нафтою і нафтопродуктами, яка пов'язана з видобутком їх на морських родовищах,

становить лише близько 100 000 т/рік, або менше 1,5 % загального обсягу нафтових забруднень. Приблизно 75 % цієї кількості припадає на різні аварії, а решта попадає в море під час звичайної техніки проведення буріння і транспортування нафти.

Зі збільшенням видобутку нафти на морських родовищах імовірність аварій різко збільшується. Як ілюстрацію розмірів можливих розливів нафти в процесі проведення розвідувальних робіт можна навести один з найбільших в історії нафтових забруднень викид нафти і газу в 1979 р. у затоці Кампече, у 180 км від узбережжя Мексики. Викид стався під час розкриття нафтогазоносної формації, внаслідок чого загорівся газ і протягом кількох годин полум'я знищило всі верхні надбудови бурової установки. За час аварії дебіт свердловини становив 5900-6350 м<sup>3</sup>/добу і в море було вилито близько 496 тис. м<sup>3</sup> нафти, втрачена кількість газу не піддається оцінці. Розлита нафта покрила 10 % площі Мексиканської затоки шаром до 15 см. Частину розлитої нафти вітром і течією віднесло до побережжя США, більш ніж за 600 км від місця аварії; на узбережжі штату Техас було 114 тис. м<sup>3</sup> нафти.

У загальному комплексі заходів, необхідних для боротьби із забрудненням морської води, можна виділити два основних:

- розробка заходів для попередження забруднення морської води;
- розробка заходів для ліквідації забруднень.

У зарубіжній практиці широко застосовують систему збору всіх рідких відходів у резервуари для їх зберігання. З метою попередження забруднення моря платформи і приестакадні майданчики для буріння свердловин оснащують: технічними засобами для збору і вивозу шламу (шламозбірники, підйомні крани і транспортні контейнери); геометричною системою прийому і видачі паливно-мастильних матеріалів і евакуації відпрацьованих масел; блоками прийому, збереження і видачі порошкоподібних хімічних реагентів і обважнювачу по замкнутій пневмосистемі; закритою циркуляційною системою промивальної рідини; системами збору, очистки та утилізації бурових стічних вод; системами збору та евакуації господарських і фекальних вод, повторного водопостачання тощо.

У разі виливу нафти, її збір з поверхні моря проводиться окремими методами і технічними засобами або сумісним їх комплексом:

- за допомогою механічних засобів (суден-нафтозбірників);
- шляхом поглинання нафти сорбентами;
- виведенням нафтових плям хімічними і біологічними препаратами;
- спалюванням нафти та ін.

Усі ці методи мають свої недоліки і переваги, їх застосування визначається конкретними умовами.

Як свідчить світовий досвід розвитку нафтогазодобувної промисловості у морських акваторіях, загальні витрати на реалізацію природоохоронних заходів мають становити до 30 % сумарних капіталовкладень у розвідку та освоєння родовища.

### Список використаних джерел

1. Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр / А.А. Бакиров. – М.: Недра, 1973. – 344 с.
2. Бакиров А.А. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа/ А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, В.С. Мелик- Пашаев. – Учебник для вузов – 3-е изд. – М.: Высш. шк., 1987. – 384 с.
3. Суярко В.Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів: Підручник / В.Г. Суярко. – Харків: Фоліо, 2015. – 296 с.
4. Бакиров Э.А. Геология нефти и газа. Учебник для вузов / Э.А. Бакиров, В.И. Ермолкин, В.И. Ларин – Под ред. Э.А. Бакирова, 2-е изд. – М.: Недра, 1990. – 240 с.
5. Височанський І.В. Наукові засади пошуків несклепінних пасток вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькому авлакогені/ І.В. Височанський. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2015. – 236 с.
6. Гірничий енциклопедичний словник/ За ред. В.С. Білецького. – Донецьк: Східний видавничий дім. – Т.1. – 2001. – 512 с., Т.2. – 2002. – 639 с., Т.3. – 2004. – 752 с.
7. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України: Підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко, Л.С. Леончак, В.В. Огар В.М. Загнітко О.В. Омельчук В.В. Шунько В.М. Гулій, Л.С. Лисиченко. – К.: «КНУ», 2009. – 376 с.
8. Довідник з нафтогазової справи / За ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
9. Євдошук М.І. Ресурсне забезпечення видобутку вуглеводнів України за рахунок малорозмірних родовищ / М.І. Євдошук. – К.: Наукова думка, 1997. – 278 с.
10. Колодій В.В. Нафтогазова гідрогеологія: підручник для ВНЗ/ В.В. Колодій, Б.Й. Маєвський – Івано-Франківськ: Факел, 2009. – 141 с.
11. Леворсен А. Геология нефти и газа/ А. Леворсен. – М.: Мир, 1970. – 638 с.
12. Маєвський Б.Й. Нафтогазоносні провінції світу/ Б.Й. Маєвський, М.І. Євдошук, М.І. Лозинський. – К.: Наукова думка, 2002. – 403 с.

13. Маєвський Б.Й. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів / Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, В.В. Гладун, П.М. Чепіль. – К.: Наукова думка, 2004. – 446 с.
14. Мала гірнича енциклопедія: в 3-х т/ За ред. В.С. Білецького. – Донецьк: Донбас. – Т.1. – 2004. – 640 с., Т.2. – 2007. – 652 с., Т.3. 2013. – 644 с.
15. Лончак Л.С. Основи геології нафти та газу: підручник для ВНЗ/ Л.С. Лончак, В.Г. Омельченко. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 276 с.
16. Світлицький В.М. Геологічні основи та теорія пошуків і розвідки нафти і газу: Навч. посібник для ВНЗ/ В.М. Світлицький, О.Р. Стельмах І.В. Світлицька. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2010. – 390 с.
17. Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія: навч. посібник / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. – 212 с.
18. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Витрик. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
19. Зарубін Ю.О., Гунда М.В., Гришаненко В.П., Буренков В.В., Швидкий О.А. Розробка морських родовищ нафти і газу. – ДП «Науканафтогаз» НАК «Нафтогаз України», 2012. – 312 с.
20. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. - К.: Реал-Принт, 2004. - 695 с.
21. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М.. Буріння нафтових та газових свердловин. – Коломия: Вік, 1999.
22. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.