

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»

кафедра техніки розвідки  
родовищ корисних копалин

# КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

з дисципліни "Буріння свердловин на нафту і газ"

Склав: доц. Хоменко В.Л.

Дніпро

2022

## 1. ВСТУПНА ЛЕКЦІЯ

### 1.1. Загальні відомості про родовища нафти і газу в Україні

Україна – одна з найстаріших нафтогазовидобувних країн Європи. Про нафту в Карпатах вперше згадується в 1617 р. Почали її тут добувати в 1771 р. На сході країни нафтопрояви відомі з 30-х років минулого століття. У 1950 р. відкрито основний нафтогазоносний регіон України – Дніпровсько-Донецьку западину (ДДЗ). З ним пов'язано відкриття Щебелінського газового родовища.

Сьогодні в Україні виділяють три нафтогазоносних райони: Східний (ДДЗ), Західний (Карпати), Південний (Причорноморсько-Кримський) (табл. 1)

Таблиця 1

Запаси вуглеводнів, що розвідані

Район	Запаси		
	Нафта, млн. т	Газ, млрд. м <sup>3</sup>	Конденсат, млн. т
Східний	94,3	978,8	74,6
Західний	56,9	135,5	2,5
Південний	3,2	57,3	3,2

Конденсат – суміш рідких вуглеводнів, що виділяються з природних газів при експлуатації газоконденсатних покладів, в результаті зниження пластових тисків і температури (нижче тиску початку конденсації).

Найбільший рівень видобутку нафти на Україні був досягнутий в 1972 році і склав 14,4 млн. т., а газу в 1975 році – 68,3 млрд. м<sup>3</sup>. Починаючи з другої половини 70 років минулого століття, обсяги видобутку почали знижуватися і склали в 2005 р.: нафти – 3, 2 млн. т, газу – 20 млрд. м<sup>3</sup> на рік. В 2006 р.: нафти – 4, 515 млн. т, газу – 21 млрд. м<sup>3</sup> на рік.

Важливим джерелом збільшення видобутку газу є метан вугільних родовищ Донбасу, запаси якого за попередніми оцінками становлять 4 трлн. м<sup>3</sup>.

## 1.2. Деякі відомості про поклади нафти і газу, і послідовність їх пошуків

Нафта і газ приурочені до різних стратиграфічних комплексів Mz, Pz і Kz відкладень. Для формування нафтового або газового родовища необхідні: 1) пласт-колектор; 2) пласт-екран; 3) особливі форми залягання цих пластів, що називають "пастками".

Найбільш типовими пастками є (рис. 1.1):

1. Антиклінальні (зводові) пастки – це місцевий вигин пластів.

2. Пастки тектонічного типу – утворюються в результаті розриву і вертикального зміщення один відносно одного двох суміжних блоків пористого пласта і їх зіткненні з непроникними породами по лінії розриву.

3. Пастки стратиграфічного типу – утворюються, коли пласти пористих порід вийшли на поверхні і частково зруйнувалися, а пізніше були перекриті молодшими пластами, що не проникають. Тут давніші за віком пласти, що проникають залягають незгідно, тобто з перервою в накопиченні осадів, які перекриваються більш молодими осадовими утвореннями.

4. Літологічний тип пастки – утворюються, коли всередині непроникного пласта зустрічаються лінзи проникних порід – поховані коралові рифи або скупчення піску в глинах.



Рис. 1.1. Схема пластовых пасток

Коллектори нафти і газу – це добре проникні осадові гірські породи, в яких знаходиться нафта і газ (піски, піщанки, тріщинуваті вапняки, доломіти).

Основними властивостями порід-колекторів є: а) пористість, б) проникність.

Абсолютна пористість – це відношення обсягу порожнеч до обсягу зразка породи.

Ефективна пористість – це відношення обсягу сполучених порожнин до об'єму зразка породи.

Проникність – здатність гірської породи пропускати через себе нафту, газ, воду.

Пласти-екрани (покришки) мають найменшу ефективну пористість і проникність. Найбільш часто вони представлені глинами і глинистими породами.

Пластовий тиск  $p_{пл}$  – тиск флюїдів, що насичують пласт.

Гідростатичний тиск  $p_T$  – тиск стовпа прісної води.

Тиск гідророзриву  $p_{гп}$  – це тиск, при якому відбувається розрив природних зімкнутих тріщин або утворення нових.

Тиск початку поглинання  $p_{погл}$  – тиск в свердловині, при якому рідина зі свердловини надходить в пласт.

Гірський тиск  $p_{гip}$  – тиск верхніх гірських порід.

Пластовий тиск є важливою характеристикою нафтового або газового покладу. Для багатьох нафтогазових родовищ пластовий тиск  $p_{пл}$  близько до гідростатичного тиску стовпа води  $p_T$  висотою  $h$  рівній глибині, на якій залягає пласт. На практиці часто користуються поняттям відносний пластовий тиск  $\bar{p}_{пл} = p_{пл}/p_T$ . Іноді  $\bar{p}_{пл}$  називають коефіцієнтом аномальності  $K_a$ .

Коли  $K_a = 1$  – пластовий тиск вважається нормальним,

$K_a < 1$  – аномально низьким (АНПТ),

$K_a > 1$  – аномально високим (АВПТ).

Відповідно зони (товщі), де залягають пласти з  $K_a > 1$  зонами АВПТ.

Послідовність розвідувальних робіт при пошуках нафти і газу.

1. Геофізичні дослідження (сейсмозв'язка).
2. Структурно-розвідувальне буріння (для перевірки результатів сейсмозв'язки і побудови структурних карт).
3. Розвідувальне буріння (здійснюється буровими верстатами більш важкого типу, для оконтурювання родовищ і підрахунку запасів).

### 1.3. Деякі відомості про видобуток нафти і газу

Нафтові свердловини можуть мати різний дебіт від 1-2 т/добу до багатьох тисяч т/добу. Зазвичай високодебітними вважаються свердловини, коли дебіт їх перевищує 100 т/добу, середньодебітними – 20-100 т/добу, малодебітними <20 т/добу. Газові свердловини мають дебіт від декількох тис. м<sup>3</sup>/добу до сотень тис. і млн. м<sup>3</sup>/добу.

Способи видобутку нафти такі ж, як і води тобто

- 1) фонтанний;
- 2) механічний (за допомогою різних насосів, ерліфтів і т.п.).

В теперішній час застосовуються різні методи продовження фонтанного періоду життя свердловини, збільшення нафтовіддачі пластів. Нафту ніколи не можна повністю вилучити із пласту. Коефіцієнт нафтовіддачі залежить від властивостей пласта-колектору, властивостей нафти, способів видобутку і коливається в межах  $K = 0,3-0,8$ .

## **2. ПОРОДОРУЙНІВНИЙ ІНСТРУМЕНТ**

За призначенням породоруйнівний інструмент для буріння свердловин на нафту і газ поділяється на три групи:

1. Для буріння без відбору керна – долота.
2. Для буріння з відбором керна – бурильні головки (колонкові долота).
3. Для проведення спеціальних робіт (розбурювання цементних пробок, викривлення свердловин та забурювання нових стовбурів, руйнування сторонніх металевих предметів, що потрапили на вибій, розширювання стовбура свердловини і ін.) – відповідно пікобури, зарізні долота, фрезери, розширювачі.

Бурові долота поділяються на такі групи:

1. Лопатеві долота.
2. Шарошкові долота.
3. Алмазні долота.

### **2.1. Лопатеві долота**

Лопатеві долота бувають ріжуче-сколюючої дії двох – (2Л) і трилопатеві (3Л), стираюче-ріжучої дії трьох- (3ІР) і шестилопатеві (6ІР). Можуть бути з центральною (Ц) або гідромоніторною (Г) промивкою.

Долота 2Л і 3Л призначені для буріння в неабразивних м'яких пластичних породах, а також в м'яких породах з прошарками неабразивних порід середньої твердості.

Долота типу ІР застосовують в абразивних м'яких і середніх породах.

При бурінні лопатевими долотами необхідний великий крутний момент, що не дозволяє бурити ними за допомогою вибійних двигунів, а також призводить до викривлення свердловин. Тому лопатеві долота для буріння свердловин на нафту і газ застосовують не дуже часто.

Найбільш ефективним є застосування лопатевих доліт при бурінні в м'яких високопластичних гірських породах з обмеженими окружними швидкостями (зазвичай при роторному способі буріння).

Руйнування гірської породи здійснюється різання-сколюванням і стиранням при спільній дії нормальних і тангенціальних напруг. Осьове і окружне зусилля діють на лопать (долото) безперервно. Однак з огляду на відмінності в довжині шляху окремих точок лопатей по радіусу і неоднаковою деформацією породи граничний напружений стан гірської породи і її руйнування в окремих точках контакту долота з породою настає в різний час, що призводить до уривчастості процесу, виникнення коливань долота і інструменту, динамічних навантажень. У центральній частині долота окружна швидкість і окружне зусилля рівні нулю, в зв'язку з чим умови для руйнування гірської породи різанням погіршуються.

## **2.2. Шарошкові долота**

Шарошкові долота застосовуються для буріння практично всіх видів гірських порід. Вони мають такі переваги в порівнянні з лопатевими:

1) площа контакту шарошкові доліт з вибоєм набагато менша, але довжина їх робочих елементів велика, що значно підвищує ефективність руйнування гірських порід;

2) шарошки долота перекачуються по вибою на відміну від лопатевого долота, яке ковзає по ньому, внаслідок чого інтенсивність зносу зубців шарошок значно менше інтенсивності зносу лопатевих доліт;

3) при бурінні зубці шарошкового долота здійснюють ударний вплив на гірську породу, що підвищує ефективність її руйнування;

4) внаслідок перекачування шарошок по вибою крутний момент, який необхідний для обертання долота, порівняно невеликий, а тому зводиться до мінімуму небезпека заклинювання долота.

До недоліків шарошкових доліт слід віднести низький ресурс служби опору долота і низьку стійкість зубців шарошки.

### 2.3. Алмазні долота

Алмазні долота можуть бути армовані природними алмазами, синтетичними алмазами, полікристалічними алмазами (PDC), алмазно-твердосплавними пластинами (АТП), надтвердими матеріалами "Славутич" (ІУМ), Стратапакс і ін.

На відміну від розвідувального буріння на тверді корисні копалини алмазний породоруйнівний інструмент застосовують для буріння неабразивних і середньоабразивних м'яких, середніх і твердих порід.

Алмазні долота поділяються на одношарові і насичені. За формою алмазні долота поділяються на спіральні, радіальні і ступінчасті п'яти модифікацій (ДР, ДК, ДЛ, ДВ, ДУ). Літера "Д", означає вид - алмазне долото. Якщо долото армовано синтетичними алмазами, то в маркуванні присутня літера "С", а якщо долото імпрегноване, то в маркуванні входить літера "Г".

Алмазні долота необхідно застосовувати для буріння нижніх інтервалів глибоких свердловин (з глибини 2500-3000 м). Їх застосування забезпечує високі рейсові швидкості, зниження витрат часу на спуск-підйомні операції, зниження кривизни при проходці вертикальних свердловин. Основним їх недоліком є низька швидкість буріння.

Діаметр алмазних доліт на 2-3 мм менше відповідних діаметрів шарошкови доліт. Це пов'язано зі створенням безпечних умов для переходу до буріння алмазними долотами після шарошкових, у яких, як правило, у міру зносу зменшується діаметр.

Для підвищення працездатності алмазних доліт необхідно перед їх спуском прокалібрувати стовбур свердловини, а також очистити вибій свердловини від металу. Для видалення металу з вибою необхідно відпрацювати три-п'ять шарошкових доліт з металошламоуловлювачем. Різке зниження швидкості висхідного потоку промивної рідини над металошламоуловлювачем забезпечує достатнє очищення вибою свердловини від сторонніх предметів, які могли б привести до руйнування алмазів і матриці алмазного долота.



### 3. БУРИЛЬНА КОЛОНА

Бурильна колона - це безперервна багатоланкова система інструментів між вертлюгом на поверхні і долотом на вибої свердловини. У багатоланковій конструкції бурильної колони виділяють основні і допоміжні елементи.

До основних відносять: провідну трубу, бурильні труби з приєднувальними замками, обтяжені бурильні труби.

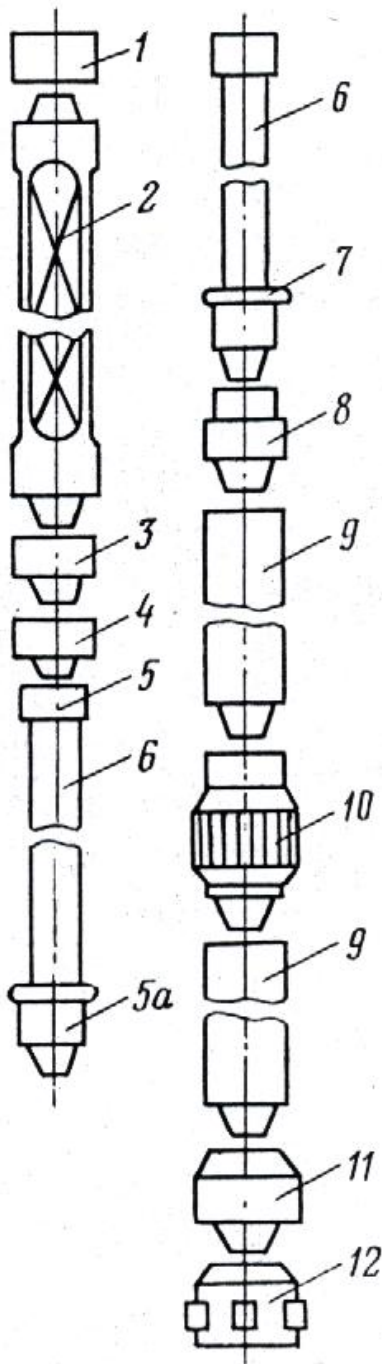


Рис. 3.1. Схема бурильної колони

1 - верхній переводник провідної труби

2 - провідна труба

3 - нижній переводник провідної труби

4 - запобіжний переводник

5 - муфта замка

5a - ніпель замку

6 - бурильна труба

7 - протектор

8 - переводник на (ОБТ)

9 - ОБТ

10 - центратор

11 - наддолотний амортизатор

12 - калібратор

Допоміжні елементи – це перевідники різного призначення, протектори, центратори, стабілізатори, калібратори, наддолотні амортизатори.

### 3.1. Умови роботи бурильної колони

При роботі на бурильну колону діють такі навантаження:

- осьове навантаження розтягування від власної ваги і перепаду тиску на долоті, що досягає максимального значення у верхньому перетині;
- осьове навантаження стиснення, що виникає від осьового навантаження і діє в нижньому перетині;
- динамічні навантаження, що виникають в процесі роботи долота на вибої;
- додаткові осьові навантаження, необхідні для подолання місцевих опорів і сил тертя при підйомі бурильної колони, а також для звільнення прихопленого інструменту;
- інерційні навантаження, що виникають при спуск-підйомних операціях.

Крім цих навантажень при роторному бурінні також діють:

- крутний момент, що приводить до появи в бурильній колоні дотичних напруг, максимальне значення яких у верхньому перетині;
- знакозмінні напруги, що виникають від обертання зігнутої колони і викликають втому з'єднань елементів бурильної колони;
- знакозмінні напруги, що виникають від вигину бурильної колони.

При бурінні з вибійними двигунами замість цих діють навантаження:

- додаткове осьове навантаження розтягування від перепаду тиску в турбобура;
- реактивний момент при роботі вибійного двигуна, максимальний в нижньому перетині;
- статичний момент, що вигинає при розміщенні бурильної колони в викривленому стовбурі свердловини.

## 3.2. Характеристика окремих елементів БК

1. Ведуча труба. Слугує для передачі обертання від ротора до колони бурильних труб. У поперечному перерізі має форму квадрата або шестикутника з внутрішнім круглим отвором. Ведучі труби виготовляють довжиною 10-16,5 м зі стороною квадрата 112; 140; 155 мм. На кінцях труби нарізається трубна різьба, вгорі – ліва, внизу – права.

2. Бурильні труби. Для буріння нафтових і газових свердловин виконуються гарячекатані, безшовні бурильні труби по ДСТ 613-75 діаметром 60, 73, 89, 102, 114, 127, 140 мм. Товщина стінок від 7 до 11 мм. Довжина труб – 6, 8, 11,5. Труби випускаються сталеві і легкосплавні.

Сталеві труби виготовляються з сталей Д, К, Е, Л, М, Р, Т.

ЛБТ випускають діаметром 73, 93, 114, 129, 147 мм зі сплаву Д-16Т.

Бурильні труби з'єднуються в колону муфтами або замками. Висадка на кінцях труб може бути внутрішньою (ТБВ) або зовнішньою (ТБН). На кінцях труб нарізають конічну зовнішню різьбу у трикутного або трапецієподібного профілю. Для підвищення міцності і герметичності різьбового з'єднання випускаються труби ТБВК і ТБНК, що мають конічний стабілізуючий поясок і наполегливу трапецієвидну різьбу ТТ. Замки випускаються типу ЗН, ЗШ, ЗУ. У замках ЗН – нормальний діаметр прохідного каналу; ЗШ – широкий прохідний канал; ЗУ – зі збільшеним, у порівнянні з замками ЗШ діаметром прохідного каналу. Для з'єднання труб ТБВК і ТБНК застосовують замки ЗШК, ЗУК.

3. Обважені бурильні труби. ОБТ становить основну частину компоновки низу бурильної колони (КНБК). Застосовуються п'ять типів ОБТ:

а) гарячекатані ОБТ;

б) збалансовані ОБТС-1 (з термообробкою по всій довжині);

в) збалансовані ОБТС-2 (з термообробкою на кінцях);

г) збалансовані ОБТС-3 (з замковими з'єднаннями з різьбленням типу ТТ);

д) фігурного перетину.

ОБТ випускаються діаметрами від 73 до 299 мм.

Гарячекатані ОБТ мають на кінцях замкову різьбу і з'єднуються труба в трубу. Крім того, на кожен комплект передбачається одна наддолотна ОБТ з внутрішнім різьбленням на обох кінцях (для безкорпусних доліт).

Рідше застосовуються ОБТ квадратного перетину (ОБТК) і спіральні. Завдяки такій конструкції ОБТК максимально наближені до стінок свердловини і сприяють кращому центруванню КНБК в свердловині. ОБТ зі спіральними канавками мають меншу площу контакту зі стінками свердловини, що знижує небезпеку прихвату інструменту.

4. Перевідники. Призначені для з'єднання елементів бурильної колони з різьбою різних типів і розмірів, а також для приєднання до бурильної колони інструментів. За призначенням вони поділяються на муфтові (М), ніпельні (Н), перехідні або запобіжні (П).

5. Центратор. Слугує для центрування низу бурильної колони. Являється складовою частиною КНБК. Центратори за конструктивним виконанням можуть бути: 1) лопатеві ; 2) шарошкові.

6. Стабілізатор. Слугує також для збереження жорсткої співвісності бурильної колони і свердловини. Від центратора він відрізняється великим по вздовжнім розміром (звичайно його довжина в 20-30 разів перевищує діаметр). Як стабілізатор використовують ОБТК або ОБТ з декількома близько встановлених центраторів.

7. Калібратор – породоруйнівний інструмент для обробки стінок і збереження номінального діаметра свердловини. Встановлюється безпосередньо над долотом і одночасно виконує функції центратора.

8. Наддолотний амортизатор. Слугує для гасіння високочастотних коливань і встановлюється над долотом. За конструкцією вони поділяються на амортизатори механічної, гідравлічної і гідромеханічної дії.

9. Протектор. Призначений для запобігання бурильних труб і з'єднуючих елементів від поверхневого зносу, а також обсадної колони від протирання при переміщенні в ній бурильних труб. Зовнішній діаметр протектора перевищує діаметр замка.

При бурінні свердловин великого діаметру вибирають діаметри бурильних и обважнених бурильних труб так, щоб витримувалися такі співвідношення

$$\frac{d_{ОБТ}}{D_{\delta}} = 0,75 - 0,85 \text{ при } D_{\delta} \leq 295,3 \text{ мм};$$

$$\frac{d_{ОБТ}}{D_{\delta}} = 0,65 - 0,75 \text{ при } D_{\delta} > 295,3 \text{ мм};$$

$$\frac{d_{\delta m}}{d_{ОБТ}} = 0,75 - 0,80,$$

де  $d_{ОБТ}$ ,  $D_{\delta}$ ,  $d_{\delta m}$  – відповідно діаметр ОБТ, долота та бурильних труб.

Розрахунковий діаметр уточнюють у відповідності до Держстандарту на бурильні труби.

### 3.3. Експлуатація бурильних колон

Бурильні, обтяжені, провідні труби і з'єднувальні елементи готують до експлуатації на трубних базах, де проводиться очищення різьблення і контроль за її якістю, дефектоскопія, збірка труб з замками тощо.

Основні правила щодо раціонального використання бурильних труб і ОБТ зводяться до наступного:

- дотримання рекомендованих співвідношень між діаметром бурильних труб, ОБТ і породоруйнівного інструменту;
- використання обваженого низу з ОБТ в кількості, достатній для створення навантаження на долото тільки за рахунок ваги ОБТ;
- використання спіральних і квадратних ОБТ в разі підвищених вимог до стабілізації низу бурильної колони;
- систематичний контроль зносу бурильних труб, замків, ОБТ і переводників;
- облік роботи бурильних труб і своєчасне заповнення паспортів-журналів на комплекти труб;
- своєчасне вибракування бурильних труб, що мають надмірний знос або неприпустиму стрілу прогину.

## 4. СПОСОБИ БУРІННЯ

### 4.1. Вибір способу буріння

Для буріння нафтових і газових свердловин застосовують такі способи буріння – роторний, турбінний, гвинтовим буром або електробуром.

Вибір способу буріння проводиться з урахуванням геологічних, технічних, технологічних і економічних факторів. Можливо поєднання декількох способів при проведенні різних інтервалів однієї і тієї ж свердловини.

Роторний спосіб буріння рекомендується при використанні низькообертальних доліт з оптимальною частотою обертання 35-150 об/хв; при розбуренні пластичних порід (глин, глинистих сланців і ін.) лопатевими і шарошковими гідромоніторними долотами; при промиванні обтяженими розчинами ( $\rho > 1700 \div 1800 \text{ кг/м}^3$ ); при бурінні в умовах високих вибійних температур (понад  $140 \div 150 \text{ }^\circ\text{C}$ ); при бурінні з продувкою вибою і промиванням аеруючими розчинами; при бурінні з відбором керну.

Турбінний спосіб буріння застосовують при використанні високообертальних шарошкових доліт діаметром 190,5 мм і більше, а також алмазних доліт при щільності промивної рідини до  $1700 \div 1800 \text{ кг/м}^3$ ; при вибійних температурах до  $140 \div 150 \text{ }^\circ\text{C}$  (для двигунів з гумовими деталями); при бурінні похило-спрямованих і багатоствольних свердловин; при бурінні свердловин великого діаметру агрегатами реактивно-турбінного буріння (РТБ).

Гвинтові вибійні двигуни застосовують при бурінні свердловин низькообертальними долотами; бурінні похило-спрямованої свердловини; в поєднанні з колонковим снарядом "Надра"; для розбурювання цементних і піщаних пробків при ремонті експлуатаційних свердловин.

Електробури застосовують при бурінні обтяженими промивальними рідинами ( $\rho < 2300 \text{ кг/м}^3$ ); температурі не вище  $130 \div 140 \text{ }^\circ\text{C}$ ; буріння направлених свердловин в поєднанні з телеметричними системами; бурінні з промиванням аерованими розчинами і продувкою повітрям; бурінні алмазними долотами.

## **4.2. Роторне буріння**

Сутність роторного буріння полягає в створенні крутного моменту обертачем роторного типу, який не передає осьове навантаження на буровий снаряд.

Особливість роторного буріння – наявність двох каналів передачі енергії на вибій: механічної від приводу ротора і гідравлічної.

Потужність приводу бурових насосів, сучасних бурових установок (600 кВт і більше) в кілька разів перевищує потужність приводу ротора. При цьому дуже важливо використовувати значну частину цієї потужності, застосовуючи гідромоніторні долота. При роторному бурінні відносно простіше вибирати оптимальний режим буріння, методику відпрацювання долота, змінюючи осьове навантаження і частоту обертання з поста буровика.

## **4.3. Турбінне буріння**

При турбінному бурінні над долотом встановлюють турбобур. Бурильна колона не обертається, а сприймає реактивний крутний момент від вибійного двигуна і служить каналом для подачі гідравлічної енергії на вибій. Довжина турбобура становить 2,4-26 м, діаметр 104,5-240 мм. Основною частиною турбобура є турбіна, яка складається з великої кількості ступенів (30-435). Кожна ступінь турбіни, в свою чергу, складається з двох частин: статору і ротору.

Статор – частина, яка не обертається, нерухомо закріплена в корпусі турбобура. Статор являє собою гладке сталеве кільце, на внутрішній поверхні якого є вигнуті лопатки, з'єднані ободком.

Ротор – частина, яка обертається, поєднана з валом турбобура за допомогою шпонки. Ротор складається з кільця і лопаток, спрямованих в протилежну сторону від лопаток статора. Зовнішні кінці лопаток ротора з'єднані ободком. Між статором і ротором є зазор, що забезпечує вільне обертання ротора в статорі.

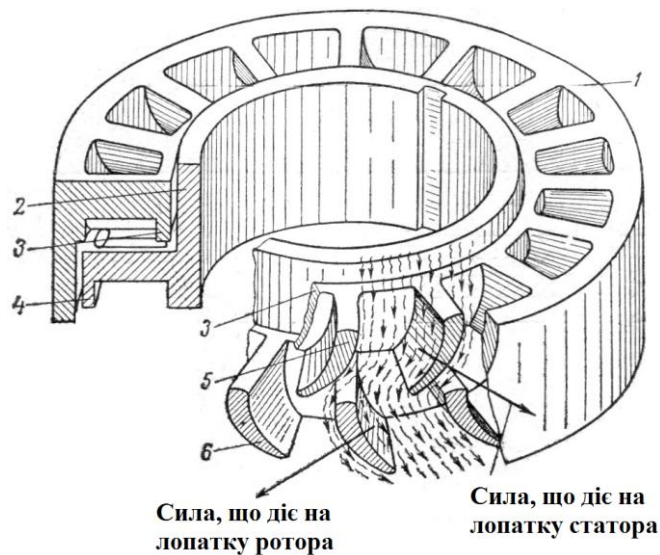


Рис. 4.1. Дія турбіни турбобура:

статор: 1 – гладке сталеве кільце; 3 – обід; 5 – лопатки;  
 ротор: 2 – кільце; 4 – обід; 6 – лопатки

Потік промивної рідини, рухаючись по криволінійних каналах турбіни, змінює свій напрямок, що зумовлює появу реактивних сил  $A$  і  $B$ , що діють відповідно на лопатках ротора і статора в різні боки. Сили  $A$ , підсумовуючись по всіх щаблях турбіни, створюють крутний момент на валу турбобура, а сили  $B$  створюють реактивний момент, який сприймається нерухомою бурильною колоною через корпус турбобура і, потім, загальмованим столом ротора бурової установки.

Робочою характеристикою називається графічне зображення залежності крутного моменту  $M$ , потужності  $N$ , ККД турбобура  $\eta$  і перепаду тиску  $\Delta P$  (різниця між тиском на вході і на виході з турбіни) від частоти обертання валу турбобура  $n$  при постійній подачі  $Q$  (рис. 4.2).

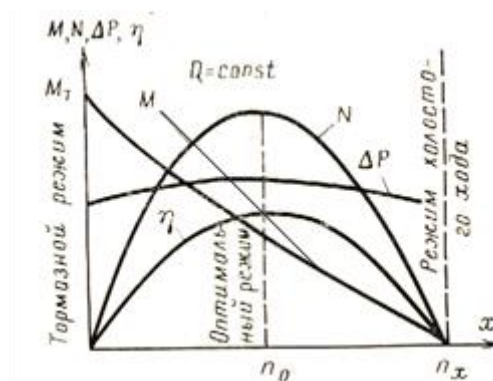


Рис. 4.2. Робоча характеристика турбіни турбобура



Розрізняють гальмівний режим, оптимальний і режим холостого ходу.

При гальмівному режимі вал турбобура загальмований ( $n = 0$ ). Турбіна прагне подолати гальмування валу і розвиває найбільший за величиною крутний момент, званий гальмівним ( $M_T$ ). Якщо поступово вал розвантажувати, то частота обертання буде зростати, а крутний момент буде зменшуватися.

При режимі холостого ходу частота обертання максимальна, а крутний момент дорівнює нулю.

Залежність крутного моменту від частоти обертання є лінійною:

$$M = M_T \left( 1 - \frac{n}{n_x} \right).$$

При гальмівному режимі ( $n = 0$  об/хв) ККД дорівнює нулю. Зі збільшенням частоти обертання ККД зростає, досягає максимуму при частоті обертання  $n_0 = \frac{n_x}{2}$  і зменшується, досягаючи нуля при холостому ході. Відповідно до ККД змінюється і потужність турбіни турбобура.

При оптимальному режимі потужність і ККД досягають зони максимального рівня.

Потужність на валу залежить від моменту і частоти обертання

$$N = \frac{\pi n M}{30} = \frac{\pi n M_T}{30} \left( 1 - \frac{n}{n_x} \right).$$

Потужність, що підводиться до турбіни

$$N' = \Delta p Q.$$

ККД визначається за формулою

$$\eta = \frac{N}{N'} = \frac{N}{\Delta p Q}.$$

Величина перепаду тиску на турбіні  $p$  зі зміною частоти обертання залишається майже незмінною. При переході від режиму холостого ходу до тормозного, перепад тиску на турбіні збільшується на 10-15%.

Відмінність характеристики турбіни турбобура від турбобура в цілому визначається втратами потужності в п'яті, як осьовому підшипнику, які досягли 15-20 %

В цілому ефективність перетворення гідравлічної енергії в потужність на валу характеризується ККД. ККД залежить від конструкції турбобура і режиму його роботи і не перевищує 0,5-0,6.

Залежно від призначення розрізняють турбобури наступних типів.

1. Односекційні турбобури типу Т12 застосовують для буріння вертикальних і похилих свердловин шарошковими долотами з центральної промивки глибиною 2000-2500 м і для агрегатів реактивно-турбінного буріння (РТБ).

2. Секційні турбобури Т3 (2-3 секції). Застосовують для тих же доліт до глибини 3000-4000 м. При меншому діаметрі вони розвивають великий крутний момент відповідно в 2 і 3 рази.

3. Трьохсекційні шпindelьні турбобури ЗТСШ. Більш герметичні в порівнянні з секційними. Застосовують для буріння будь-якими типами доліт. Найбільш поширені в даний час.

4. Турбобури серії А (А6Ш, А7Ш, А9Ш). Це турбобури з похилою лінією тиску і перепускним клапаном. Скидання частини рідини через перепускний клапан дозволяє обмежити частоту обертання і збільшити крутний момент. Застосовують для буріння вертикальних і похилих свердловин долотами з підвищеним перепадом тиску і гідромоніторними, а також низькообертальними долотами.

5. Редукторні турбобури. Складаються з трьох основних частин – турбобура, редуктора – вставки і шпindelя. Дозволяють зменшувати частоту обертання і збільшує крутний момент.

6. Турбобури з гідродинамічним гальмуванням (АГТ) - 250-300 об/хв.

Турбобури спеціального призначення.

1. Колонкові турбобури (КТД).

2. Турбінний відхилювач (ТВ).

3. Реактивно-турбінні бури (РТБ).

#### 4.4. Буріння об'ємними гвинтовими двигунами

Основними елементами робочих органів об'ємних гвинтових двигунів є статор і ротор. Статор виготовлений нанесенням спеціальної гуми на внутрішню поверхню сталевого корпусу. Внутрішня поверхня статору має вигляд багатозаходної гвинтової лінії. Ротор виготовляють із сталі у вигляді багатозаходного гвинта. Кількість гвинтових ліній ротора на одну менше, ніж у статора.

Внаслідок різниці чисел візиту в гвинтових лініях статору і ротору їх поверхонь, що контактують, утворюють ряд замкнутих порожнин – шлюзів між камерами високого тиску у верхньому кінці ротора і зниженого тиску у нижньому. Вільний струм рідини через двигун як би перекритий шлюзами, в яких дія тиску рідини призводить до появи результуючого моменту.

Для нормальної роботи двигуна необхідно дотримуватися пропорційного співвідношення між кроком статора  $T$  і ротора  $t$ :

$$\frac{T}{t} = \frac{z_1}{z_2},$$

де  $z_1, z_2$  – кількість зубів відповідно статора і ротора.

Відношення кількості зубів ротора і статора називається кінематичним ставленням механізму

$$i = \frac{z_2}{z_1}.$$

Зі збільшенням кінематичного відношення збільшується крутний момент і знижується частота обертання.

В даний час розроблені і випускаються гвинтові двигуни з зовнішнім діаметром 54, 85, 127, 172, 195 і 240 мм типу Д.

На рис. 4.3 представлена типова характеристика вибійного гвинтового двигуна при постійній витраті промивної рідини.

На характеристиці можна виділити режим холостого ходу, оптимальний, екстремальний або ефективний і гальмівний режим.

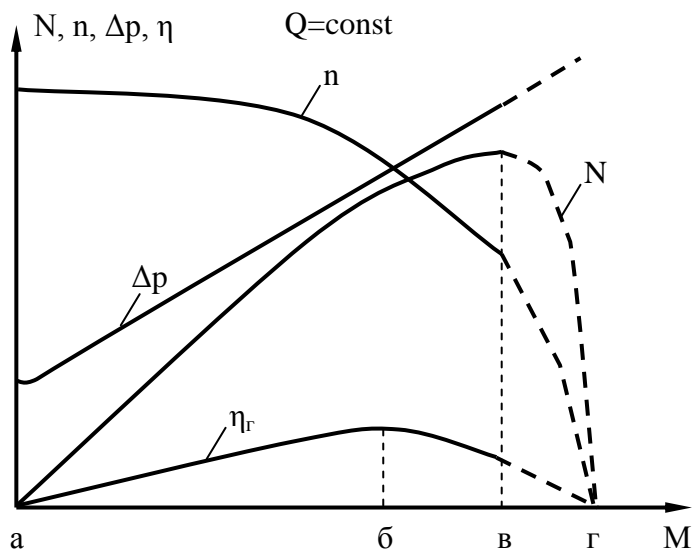


Рис. 4.3. Характеристика гвинтового двигуна  
 а – режим холостого ходу ( $M = 0, n = \max$ ); б – оптимальний режим ( $\eta_r = \max$ ); в – екстремальний (ефективний) режим ( $N = \max$ ); г – гальмівний режим ( $n = 0, M = \max$ ).

Режим холостого ходу спостерігається при відсутності моменту на вихідному валу. На цьому режимі відбувається запуск двигуна. Частота обертання на холостому режимі максимальна.

Оптимальним називається режим, при якому ККД максимальний.

Режим максимальної потужності називають екстремальним або ефективним. У об'ємних гвинтових двигунів екстремальний і оптимальний режим не збігаються. Зона стійкої роботи двигуна знаходиться між оптимальним і екстремальним режимами.

Збільшення навантаження на долото після досягнення екстремального режиму веде до гальмування валу двигуна і різкого погіршення його характеристик.

У порівнянні з турбобурами об'ємні гвинтові двигуни мають ряд переваг: відносно низька частота обертання при високому крутному моменту на валу двигуна; можливість контролю за роботою долота в зв'язку зі зміною тиску; перепад тиску на двигуні створює можливість ефективного використання гідромоніторних доліт. Недоліком є низька стійкість статора і ротора, яка становить у середньому 50-90 год.

Загальний ККД в оптимальному режимі складає 48-55%.

## 4.5. Буріння електробуром

Електробур – це електрична вибійна машина, яка складається з трифазного асинхронного двигуна, шпинделя і системи захисту цих механізмів від попадання промивної рідини. Електродвигун має своєрідну конструкцію і розміщується в трубному корпусі малого діаметра і великої довжини. Момент, що обертає вал двигуна передається пустотілому валу шпинделя зубчастою муфтою. До нижнього кінця валу шпинделя через переводник приєднується долото. Буровий розчин проходить через електробур до долоту по центральному каналу в валах двигуна і шпинделя. Для захисту електродвигуна від бурового розчину внутрішня порожнина електродвигуна і шпинделя заповнюється маслом. Тиск масла за допомогою лубрикаторів підтримується на 0,2 -0,3 МПа більше, ніж тиск розчину в свердловині.

Передбачено виготовлення електробурів з зовнішнім діаметром 164, 170, 185, 215, 240, 250 і 290 мм. Їх довжина становить 12-14 м. А номінальна напруга 1000-1750 В.

Частота обертання валу електродвигуна електробура залежить від частоти обертання магнітного поля статора  $n_{\text{пс}}$ , ковзання ротора відносно статора  $s$ , частоти змінного струму  $f$  і числа пар полюсів  $p$

$$n = n_{\text{пс}}(1 - s) = (1 - s) \frac{60f}{p}.$$

Двигуни випускаються 10-, 8 - і 6-полюсними. При номінальному навантаженні ковзання становить 8-12%.

В позначенні електробура вказується його зовнішній діаметр і кількість полюсів обмотки статора. Наприклад, Е240-8. Можуть додаватися буква "М", яка позначає модернізовану модель або "Р" для редукторів електробурів.

Редукторні електробури застосовують для зниження частоти обертання і підвищення крутного моменту.

Момент, що обертає двигуна пропорційний квадрату напруги на ввіді двигуна. Тому зниження напруги призводить до помітного падіння крутного

моменту. Коефіцієнт корисної дії двигуна при номінальному навантаженні становить 66-68 %.

Для монтування секцій електрокабеля використовують спеціальні бурині труби типу ЕБШ. Вони випускаються діаметром 114 і 140 мм.

На рис. 4.4 приведена робоча характеристика двигуна електробура.

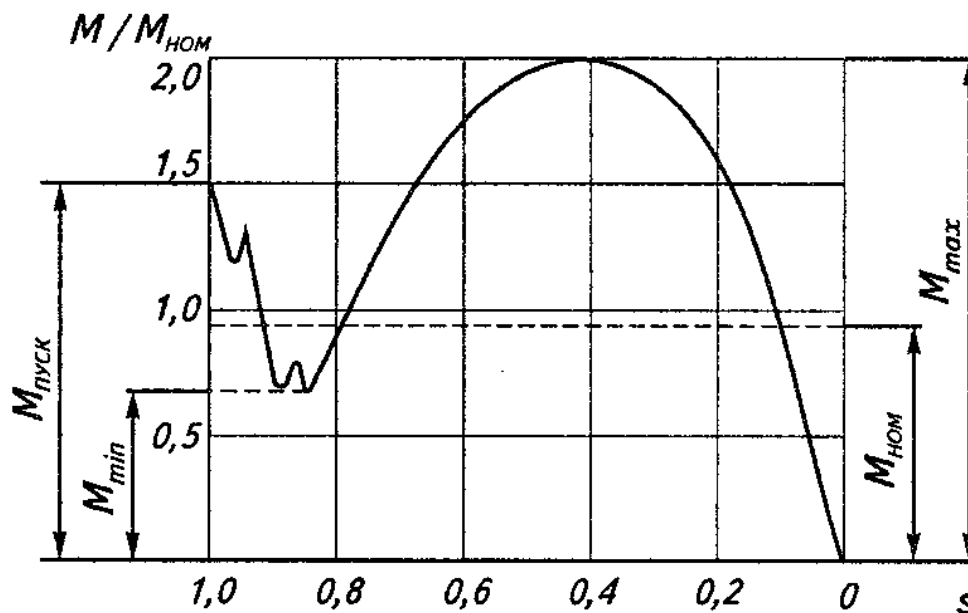


Рис. 4.4 Характеристика двигуна електробура.

Як видно двигун електробура має жорстку характеристику, тобто діапазон зміни частоти обертання  $n$  обмежений.

За період пуску двигуна момент від пускового значення  $M_{\text{пуск}}$  (при  $n=0$ ) знижується до мінімального  $M_{\text{min}}$ , потім зі збільшенням частоти обертання досягає максимального значення  $M_{\text{max}}$ , а далі знижується до номінального  $M_{\text{ном}}$  і близького до нуля (момент рівний моменту опору на валу).

Права гілка від точки максимуму  $M_{\text{max}}$  є областю стійкої роботи і називається робочою областю, а ліва – нестійкої роботи і називається пусковою областю.

Володіючи всіма перевагами, властивими вибійним двигунам, електробур має також ряд додаткових переваг в порівнянні з гідравлічними вибійними машинами.

1. Режим роботи електробура не залежить від витрати  $Q$  і властивостей промивальної рідини, що дозволяє використовувати його при бурінні з важкими розчинами, пінами або продувкою.

2. Наявність токоподводу дозволяє використовувати вибійні системи контролю режиму буріння, безперервно стежити за напрямком стовбура свердловини і автоматизувати процес буріння.

3. Збільшується термін служби БТ.

Недоліки:

1. Висока вартість електробура.

2. Необхідність наявності спеціального обладнання.

3. Малий міжремонтний термін роботи (30-40 годин).

4. Недостатня надійність і великі втрати напруги в системі токоподвода.

5. Неможливість регулювання частоти обертання.

6. Необхідність застосування спеціальних бурильних труб.

## 5. РЕЖИМ БУРІННЯ

### 5.1. Вплив параметрів режиму буріння на показники роботи доліт

#### 5.1.1. Осьове навантаження

У загальному вигляді залежність швидкості буріння від питомого тиску на контактні між робочим елементом долота і гірською породою на вибої свердловини має три зони (рис. 5.1).

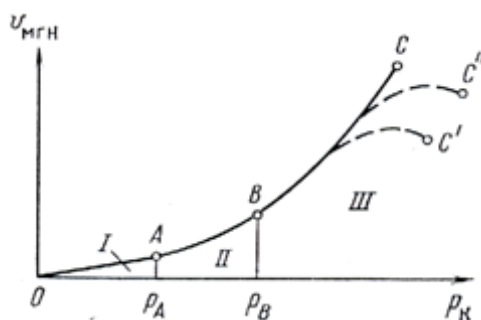


Рис. 5.1. Залежність механічної швидкості буріння  $V_m$  від контактної тиску  $P_k$

Зона I (OA) – контактний тиск нижче межі втоми, руйнування породи носить характер поверхневого зносу внаслідок тертя, швидкість проходки прямо пропорційна контактному тиску. У точці A контактний тиск досягає межі втоми. Межа втоми – це найменший контактний тиск, при якому багаторазове навантаження викликаючи розвиток тріщини в породі.

Зона II (AB) – контактний тиск перевищує межу втоми, але залишається нижче межі твердості породи. Необхідна кількість циклів навантаження менше, ніж в зоні I. У точці B контактний тиск буде відповідати твердості породи, що розбурюється.

Зона III (BC) – контактний тиск перевищує твердість породи. Об'ємне руйнування породи відбувається при одиничному акті навантаження. Спостерігається прямо пропорційна залежність механічної швидкості від контактної тиску. У точці C досягається максимальна глибина впровадження породоруйнівних елементів в породу. При подальшому збільшенні навантаження механічна швидкість не зростає. Залежність BC спостерігалася б при ідеальній очистці вибою від шламу. З погіршенням очищення залежність набуває вигляду BC'' або BC'.



### 5.1.2. Частота обертання

У найпростішому вигляді залежність механічної швидкості буріння від частоти може бути виражена залежністю

$$V_M = \delta n,$$

де  $\delta$  – проходка за один оборот ;  $n$  – частота обертання.

Залежність механічної швидкості буріння від частоти обертання наведена на рис. 5.2.

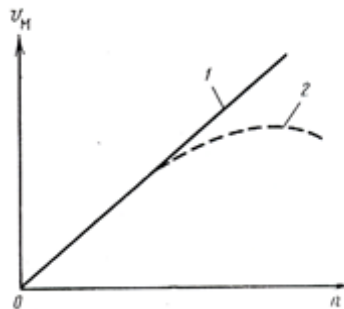


Рис. 5.2. Залежність механічної швидкості буріння від частоти обертання долота

Залежність 1 спостерігається при використанні лопатевих, алмазних доліт і доліт ІСМ. Залежність 2 для шарошкові доліт.

Основні причини зниження механічної швидкості при бурінні шарошкочувими долотами:

- скорочується час контакту зуба з породою, що призводить до зменшення реалізації підведеної енергії до вибою;
- не встигає виноситися зруйнована порода з-під зуба шарошки, і наступний зуб повторно подрібнює залишений шлам;
- невнесений шлам амортизує силу удару зубів від породи.

### 5.1.3. Витрата промивної рідини

Залежність механічної швидкості буріння від витрати промивної рідини наведена на рис. 5.3.

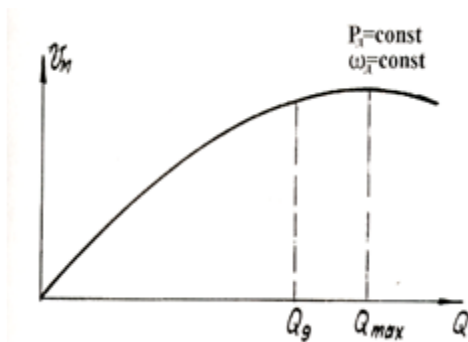
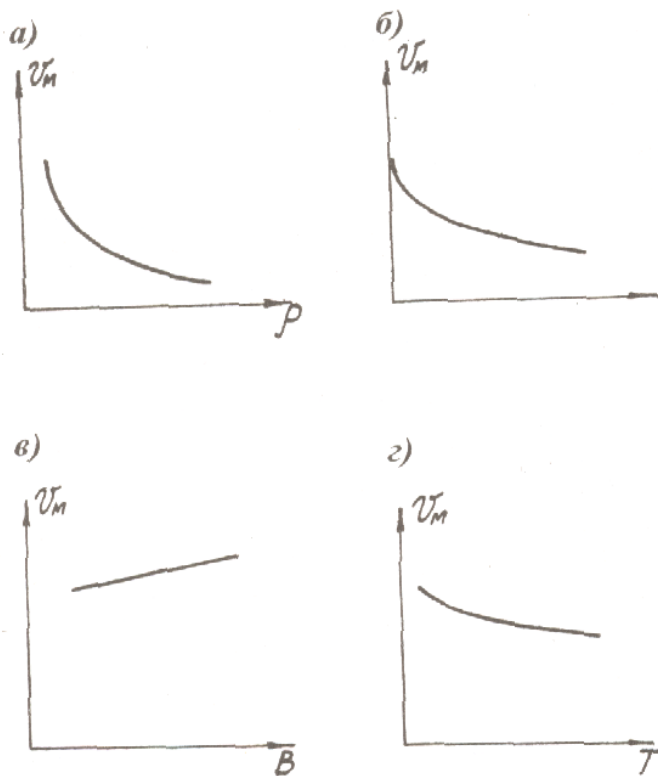


Рис. 5.3. Залежність  $V_m$  від витрати промивної рідини  $Q$

Як видно з рис. 5.3 доки не забезпечується повне видалення шламу, механічна швидкість зростає майже лінійно. Після досягнення достатніх витрати  $Q_d$  механічна швидкість зростає, але дуже повільно. Це відбувається завдяки кращому охолодженню долота, кращій очистці вибою і долота, зменшення концентрації шламу в розчині, щільності рідини і зменшенні тиску на вибій. При подальшому збільшенні (більше  $Q_{max}$ ) почне превалювати підвищення витрат тиску на подолання гідравлічних опорів в кільцевому просторі, загальний тиск на вибій почне рости, і механічна швидкість буде зменшуватися.

#### 5.1.4. Параметри промивної рідини



Вплив основних властивостей промивної рідини наведено на рис. 5.4.

Рис. 5.4. Вплив властивостей промивної рідини на механічну швидкість буріння:

а – густина; б – вміст твердої фази; в – водовіддача; г – в'язкість

## **6. Конструкція свердловин на нафту і газ**

### **6.1. Типи обсадних колон**

Під конструкцією свердловини розуміється сукупність даних про кількість і розміри обсадних колон, діаметрах свердловини під кожен колону, інтервалах цементування, а також про способи і інтервали з'єднання свердловини з продуктивним пластом. У свердловину спускають такі типи обсадних колон.

Напрямок – слугує для закріплення гирла свердловини і з'єднання його з циркуляційної системою. Його зазвичай опускають на глибину 3-10 м.

Кондуктор – слугує для перекриття верхньої частини геологічного розрізу, складеного нестійкими породами; запобігання водоносних горизонтів від забруднення; установки на гирлі противикидного обладнання і підвіски наступних обсадних колон. Опускається на глибину кількох сотень метрів (200-600 м).

Проміжна колона – застосовують для кріплення та ізоляції вище лежачих зон геологічного розрізу, несумісних за умовами буріння з нижче лежачими. Проміжні колони можуть бути наступних видів:

- суцільні – перекривають весь стовбур свердловини від вибою до гирла;
- хвостовики – для кріплення тільки необсаженого інтервалу свердловини з перекриттям попередньої обсадної колони не менше ніж на 100 м;
- летючка – служить тільки для ліквідації ускладнень і не має зв'язку з попередньою колоною.

Експлуатаційна колона – служить для видобування нафти або газу; для закачування агентів в пласт. В інтервалі продуктивного пласта експлуатаційну колону перфорують або обладнують фільтром. В окремих випадках експлуатаційна колона, також може опускатися в вигляді хвостовика.

На рис. 6.1. представлена схема конструкції свердловини.

Однією вертикальної суцільною лінією показують обсадну колону, якщо в конструкцію входить хвостовик, суцільною лінією показуючи лише інтервал дійсного розміщення труб хвостової частини, а пунктирною лінією – інтервал від верхнього кінця хвостовика до гирла. Інтервал цементування показують штрихуванням. Напрямок на графічному зображенні свердловини, зазвичай, не показують.

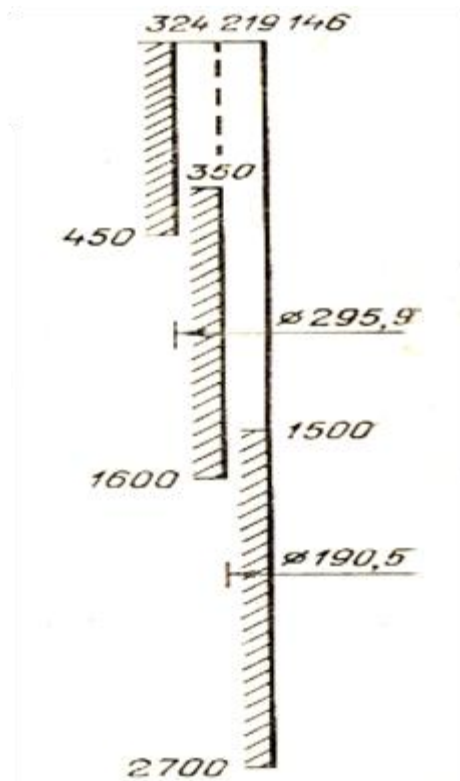


Рис. 6.1. Схема конструкції свердловини.

324, 219, 146 – діаметри обсадних колон в мм; 450, 1600, 2700 – глибини спуску обсадних колон в м; 350, 1500 – рівень цементного розчину.

## 6.2. Вибір інтервалів цементування

Цементування напрямків, кондукторів, хвостовиків і летючок проводять на всю довжину.

Проміжні колони в нафтових видобувних свердловинах глибиною до 3000 м – на ділянці не менше 500 м від башмака, а більше 3000 м – по всій довжині.

Проміжні колони в розвідувальних і газових свердловинах – по всій довжині.

Експлуатаційні колони в розвідувальних і газових свердловин цементуються на всю довжину, а в нафтових експлуатаційних – від черевика колони до рівня, розташованого не менше ніж на 100 м вище черевика попередньої колони. Якщо надійно герметизовані з'єднання обсадних труб, то в газових і розвідувальних свердловинах дозволяється довжину ділянки цементування вибирати так само, як і в нафтових.

## **7. Цементування свердловин**

### **7.1. Завдання цементування**

1. Ізоляція проникних горизонтів один від одного і запобігання перетоків пластових рідин по за колонному просторі.
2. Утримання обсадної колони в підвішеному стані.
3. Захист обсадної колони від корозії.
4. Зміцнення стінок свердловини для запобігання обвалів порід.

### **7.2. Способи цементування**

Залежно від характеру вирішуваних завдань цементування можна підрозділити на наступні способи.

1. Спосіб первинного цементування.
2. Спосіб вторинного (ремонтного) цементування.
3. Спосіб ізоляції зон поглинань.
4. Спосіб установки мостів.

### **7.3. Технологія цементування**

Техніку для цементування свердловини доставляють на бурову і розміщують можливо ближче до гирла свердловини. До початку цементування ті цементуючі насоси, які будуть закачувати рідини в свердловину, з'єднують трубопроводами з гирлом. Щоб прискорити обв'язку обладнання, використовують спеціальний пересувний блок маніфольда. На верхній кінець обсадної колони, спущеної в свердловину, нагвинчують цементировочну головку.

Необхідні тампонажні матеріали доставляють на бурову і загрузають в бункери змішувальних машин.

На рис. 7.1 показана одна зі схем обв'язки цементувального обладнання. Для початку цементування необхідний обсяг води (з резервом 15-20 % проти

розрахункового) наливають в мірні ємності цементувальних агрегатів 3 і 23, з'єднаних з змішувальними машинами 4 і 22, а також в додаткову ємність 1. У цій воді розчиняють передбачені рецептурою хімреагенти. При розчиненні воду і реагенти перемішують насосами агрегатів 2, 3, 23. Мірники агрегатів 6, 7, 10, 18 заповнюють продавочною рідиною, а мірник агрегату 9 - буферною рідиною.

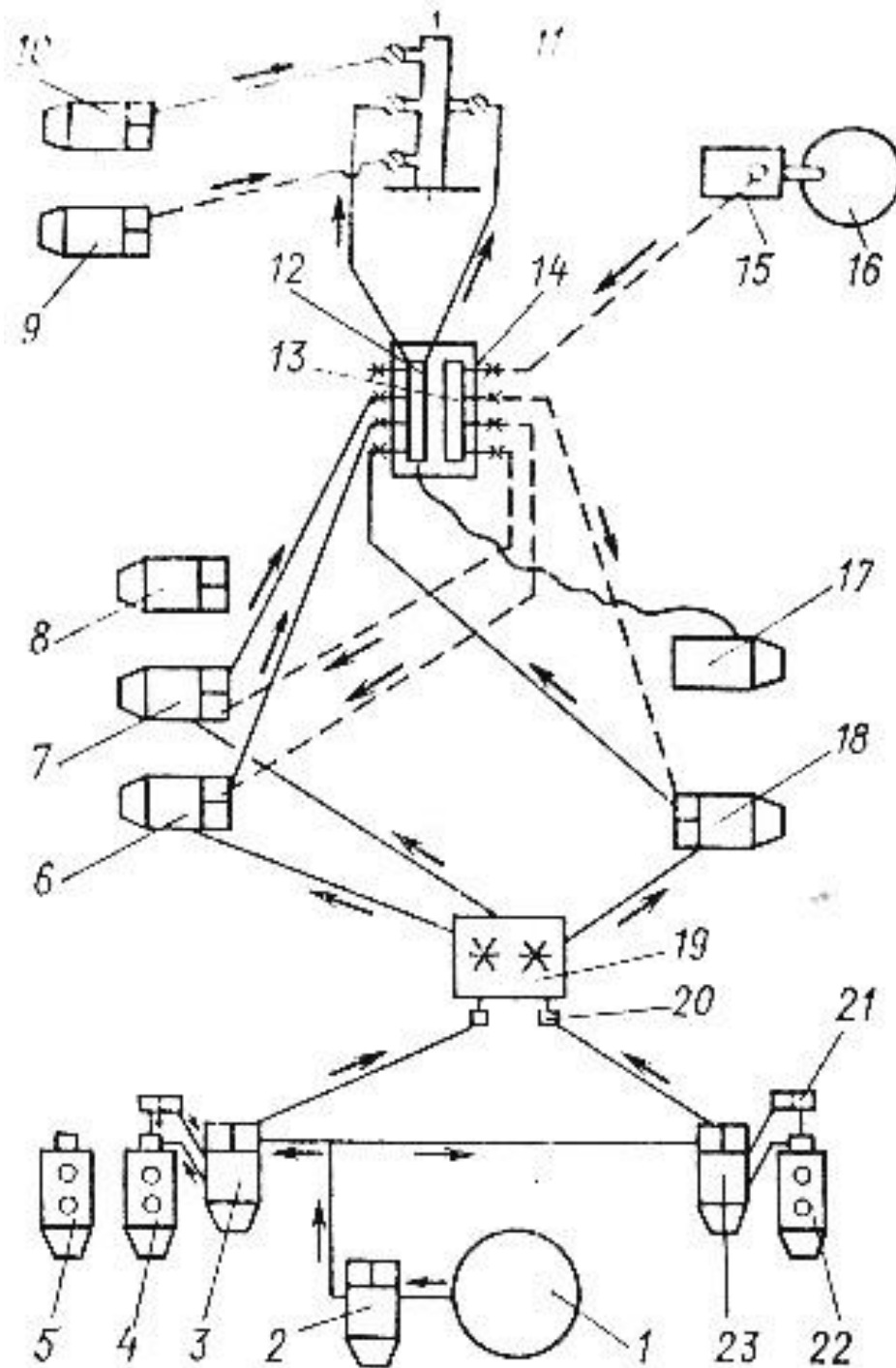


Рис. 7.1. Схема обв'язки обладнання з гирлом свердловини при цементуванні

Перед початком цементування в цементувальних голівці 11 вставляючи цементувальні пробки: нижню – між нижніми і середнім бічними відводами, верхню – між середнім і верхнім відводами. Потім поршневим насосом агрегату 9 через нижній відвід головки 11 закачують в колону буферну рідину і закривають кран на ньому.

Процес цементування умовно можна розділити на три етапи. На першому етапі готують частину або весь тампонажний розчин за допомогою змішувальних машин 4 і 22 і насосів агрегатів 3 і 23. Воду насосом ЦА подають в змішувач ЦСМ. При змішуванні цементу з водою в камері змішувача утворюється цементний розчин, який зливається в бачок 21; звідти насосами агрегатів 3 і 23 його перекачують в усереднювальну ємність 19 для ретельного перемішування.

На другому етапі тампонажний розчин з усереднювальної ємності 19 поршневі насоси агрегатів 6, 7, 18 закачують через напірний колектор 12 блоку маніфольда 14 і середні бічні відводи цементуючої головки 11 в обсадну колону.

Третій етап починається з закачування першої порції продавочної рідини насосом агрегату 10 через верхній відвід головки 11. В цей час за допомогою насосів агрегатів 6, 7, 18 промивають трубопроводи тампонажного обв'язки від залишків розчину. Потім ці агрегати починають закачування продавочної рідини. У мірники цих агрегатів продавочну рідину

подають буровими насосами 15 з ємності 16 через роздатковий колектор 13 блоку маніфольда 14. Останню порцію продавочної рідини закачують протягом приблизно 5 хвилин насосом одного агрегату з малою подачею.

Після закінчення закачування продавочної рідини свердловину залишають в спокої на час, необхідний для сформування цементного каменю.

Контроль за процесом цементування здійснюють за допомогою станції СКЦ 17. Для диспергування крупних частинок тампонажного матеріалу з складу нагнітальних трубопроводів включають ультразвукові або струменеві активатори 20.

Крім робочих, біля бурової встановлюють резервні ЦСМ 5 і ЦА 8.

## 8. Розкриття продуктивного пласта

Продуктивним називається пласт, з якого при існуючих умовах економічно доцільно добувати нафту або газ в промислових масштабах.

Під розкриттям розуміється комплекс робіт з буріння і обладнання свердловини в інтервалі продуктивного пласта. Основне завдання при розтині пласта полягає в тому, щоб не допустити порушення (змінювання) природних властивостей породи-колектору в привибійній зоні пласта (ПВП), а також створити сприятливі умови для припливу нафти (газу) з пласта в свердловину.

Розрізняють два основних способи розбурювання пласта:

а) розтин пласта, коли тиск промивальної рідини в свердловині перевищує пластовий  $p_c > p_{пл}$ ; Однак в цьому випадку

б) розтин пласта при рівноважному тиску  $p_c \leq p_{пл}$ .

Так як при мінімальній репресії на пласт досягається найкраща якість розтину, то для розтину пластів з дуже низьким пластовим тиском за кордоном використовують навіть ударно-канатне буріння.

При розтині за другим способом виключається забруднення пласта, але виникає небезпека прояви пласта. Тому в основному застосовується перший спосіб розкриття пласта. При цьому на привибійну зону пласта діє перепад тиску  $\Delta p = p_c - p_{пл}$ . Під дією цього перепаду в проникні пласти можуть надходити фільтрат, тверда фаза, а іноді і весь буровий розчин. Відбувається так зване забруднення ПВП. Радіус зони проникнення забруднювачів може досягати декількох метрів. Ступінь забруднення залежить від фізико-механічних властивостей пласта-колектору, властивостей бурового розчину, перепаду тиску  $\Delta p$ . Тому для розкриття пласта слід вибирати буровий розчин за складом і властивостями близький до пластових рідин. Відповідно до цього всі промивні рідини можна розташувати в наступний ряд:

- газоподібні агенти;
- сира нафта;
- розчин на нафтовій основі;



- аеровані промивні рідини;
- емульсійні промивні рідини;
- інгібовані глинисті розчини;
- вода.

На рис. 8.1 наведені схеми розтину продуктивного пласта.

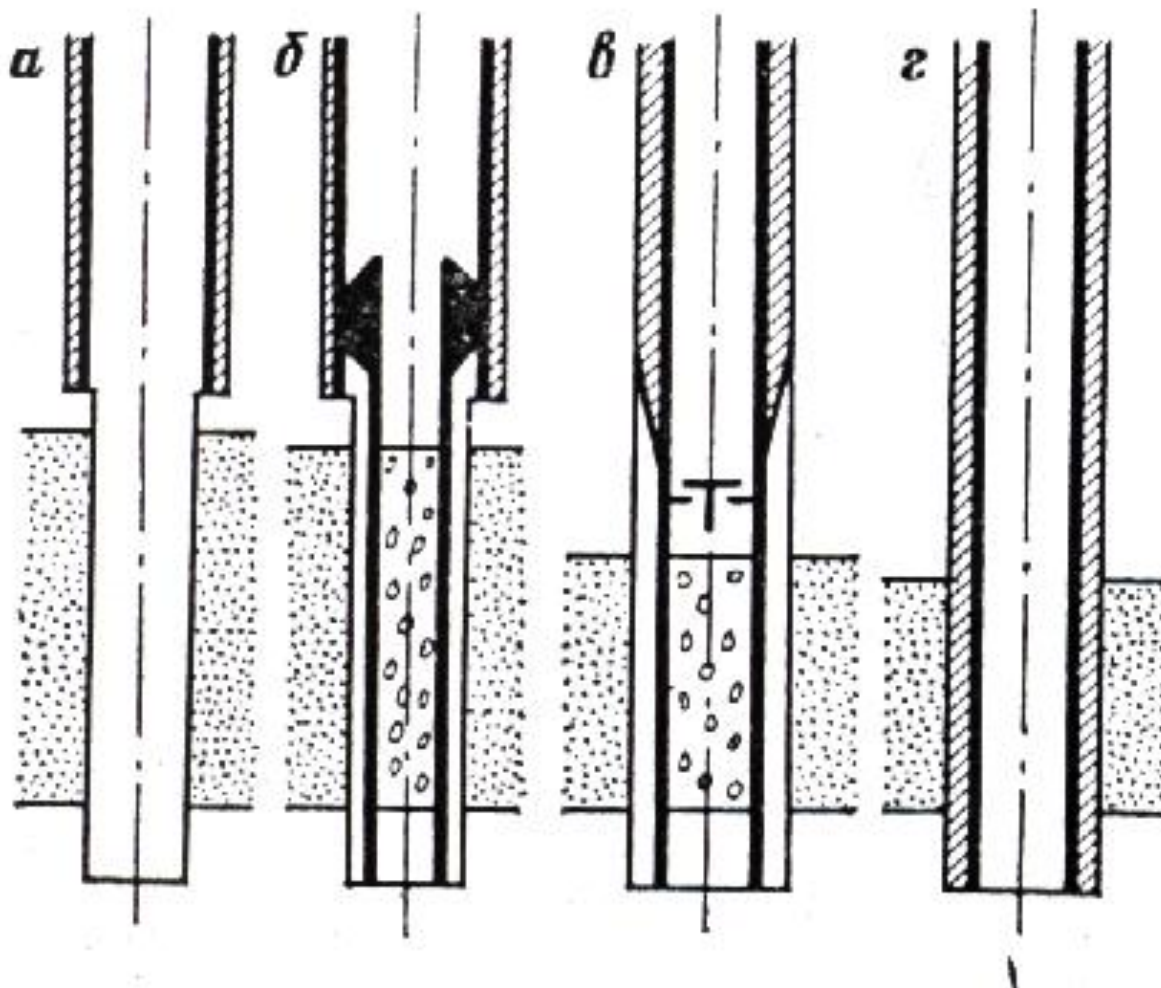


Рис. 8.1. Схеми розтину продуктивного пласта

Перша і друга схеми застосовуються, коли поклад однопластовий. Свердловину добурюють до покрівлі продуктивного пласта і перекривають обсадної колоною. Потім переходять на менший діаметр і перебудують продуктивний пласт. Якщо продуктивний пласт представлений стійкими породами, використовують схему а; якщо нестійкими породами, що володіють високою пористістю і проникністю, то схему б.

Схема в також застосовується для однопластових покладів представлені нестійкими породами, незалежно від пористості і проникності. Розтин здійснюється без переходу на менший діаметр буріння при розтині пласта. Обсадну колону цементують вище покрівлі по методу манжетної цементації.

Схема г застосовується при розтині багатопластових покладів і має найбільше поширення. Тут весь поклад розкривають на повну потужність, спускають експлуатаційну колону і цементують. Для з'єднання свердловини з продуктивним пластом в інтервалі його залягання обсадну колону і цементний камінь перфорують.

Застосовується кілька видів перфорації:

- кульова;
- торпедна;
- кумулятивна;
- гідропіскоструминна.

Під час перфорації свердловина повинна бути заповнена рідиною, що має найменшу закупорюючу дію.

Відомо, що при будь-якій схемі і методі розтину, спостерігається в тій чи іншій мірі забруднення продуктивного пласта. Для видалення привнесених в пласт речовин, тобто примусового очищення його застосовують різні методи впливу на пласт. Способи впливу на пласт підрозділяються на механічні, фізико-хімічні та хімічні. Механічний спосіб полягає в створенні в свердловині коливальних процесів, які викликають часті короткочасні депресії і репресії на пласт.

При фізико-хімічних способах очищення в пласт закачують розчин ПАР.

Хімічна обробка пласта передбачає закачування в нього кислот (соляної, фтористої).

## 9. Опробування і дослідження нафто-і газоносних пластів

### 9.1. Завдання і способи випробування

Найважливіші завдання при бурінні розвідувальних свердловин – виявлення всіх пластів, в яких містяться нафта і газ, і встановлення промислової цінності кожного з них.

Роботи по опробуванню та випробуванню перспективних горизонтів включають в себе виклик припливу пластової рідини (газу), відбір проб і дослідження випробувального пласта.

У свердловинах при вивченні продуктивних горизонтів можуть проводитися гідростатичні і гідродинамічні дослідження.

Основні задачі гідростатичних досліджень: вивчення початкового стану покладу; уточнення місцезнаходження водонафтового і газонафтового контурів; встановлення непроникних або малопроникних зон між свердловинами тощо.

Гідродинамічні дослідження дозволяють на основі вивчення залежності між вибійними тисками (в часі) і дебітом встановлювати гідродинамічні параметри продуктивних пластів. Основними завданнями дослідження перспективних горизонтів являються:

- отримання притоку і відбір проб пластового флюїду з досліджуваного об'єкта;
- вимір пластового тиску і температури;
- оцінка продуктивності пласта;
- оцінка колекторських властивостей пласта;
- оцінка ступеня забрудненості пристовбурової зони пласта.

Вирішити завдання дослідження можна як в процесі буріння, безпосередньо після викриття даного об'єкта до перекриття його обсадної колоною, так і після завершення буріння і кріплення свердловини. Зазвичай дослідження пластів в процесі буріння називають випробуванням, а дослідження після вторинного розтину пласта дослідженням.

В процесі буріння об'єкти випробують по мірі їх розкриття, тобто способом "згори-вниз".

Оскільки в процесі буріння і кріплення свердловини можливо суттєве забруднення проникаючих пластів і погіршення їх колекторських властивостей, то найбільш достовірну інформацію про перспективні пласти можливо отримати при їх випробуванні в процесі буріння, оскільки в пласт ще не проникла значна кількість промивної рідини і її фільтрату.

У багатьох випадках дослідження в процесі буріння дозволяє значно зменшити вартість свердловини, а саме:

– якщо всі випробувані об'єкти виявилися непродуктивними, то відпадає необхідність спуску і цементування обсадної колони для їх розмежування;

– якщо непродуктивною виявилася частина об'єктів, то відпадає необхідність перфорації обсадної колони навпроти них, а також установки розмежувальних мостів і детального дослідження цих об'єктів.

Після закінчення буріння об'єкти випробовують способом "знизу-угору". Тобто спочатку випробовують найнижчий об'єкт. Потім, ізолювавши його цементним мостом, випробовують наступний, ближній до нього зверху об'єкт. Так, послідовно переходячи від найнижчого об'єкта до найвищого, визначають продуктивність всіх намічених до випробування перспективних горизонтів.

## **9.2. Опробування в відкритому стовбурі. Спосіб "згори-вниз"**

### **9.2.1. Апарати для випробування об'єктів у відкритому стовбурі**

Для випробування об'єктів в процесі буріння застосовують спеціальні апарати, які можна об'єднати в три групи:

1. *Апарати, які скидаються всередину колони бурильних труб безпосередньо перед початком випробування.* Такі апарати дозволяють випробувати той об'єкт, який розбурюється в даний момент.

2. *Апарати, які спускаються в свердловину на каротажному кабелі.* З їх допомогою можна з якоїсь локальної ділянки об'єкта відібрати в герметизо-

ваний балон невелику за обсягом (5-20 л) порцію рідини (газу) і зареєструвати характер зміни тиску і температури в балоні на протязі відбирання проби.

3. **Випробувачі пластів трубні (ВПТ)**, які спускаються в свердловину за допомогою бурильної колони. ВПТ найбільш широко використовуються при бурінні свердловин, оскільки вони дозволяють отримати найбільш повний обсяг інформації про об'єкт випробування.

Апарати першої і другої групи доцільно використовувати в якості оперативних коштів для отримання первинної інформації про той чи інший об'єкт.

ВПТ використовуються в першу чергу для дослідження тих об'єктів, присутність нафти або газу в яких підтверджено оперативними методами і даними геофізичних досліджень. Їх також застосовують в тих випадках, коли немає впевненості в достовірності даних промислової геофізики і оперативних способів випробування.

### **9.2.2. Дослідження пластів пластовипробувачами на трубах**

Суть випробування за допомогою ВПТ полягає в тому, що пласт ізолюється від всіх інших проникаючих пластів і стовпа промивної рідини, після чого з'єднується з денною поверхнею через бурильну колону. При цьому в свердловині створюється депресія, величина якої регулюється висотою стовпа рідини в колоні і яка повинна бути достатньою для забезпечення притоку пластового флюїду. У разі отримання притоку пласта флюїду реєструється його об'ємна швидкість і зміна тиску в свердловині в інтервалі залягання об'єкта протягом усього періоду випробування, відбирається проба пластового флюїду й вимірюється кількість рідини, яка надійшла з пласта за час випробування.

За допомогою глибинного самописного манометра записується така діаграма (рис. 9.1).

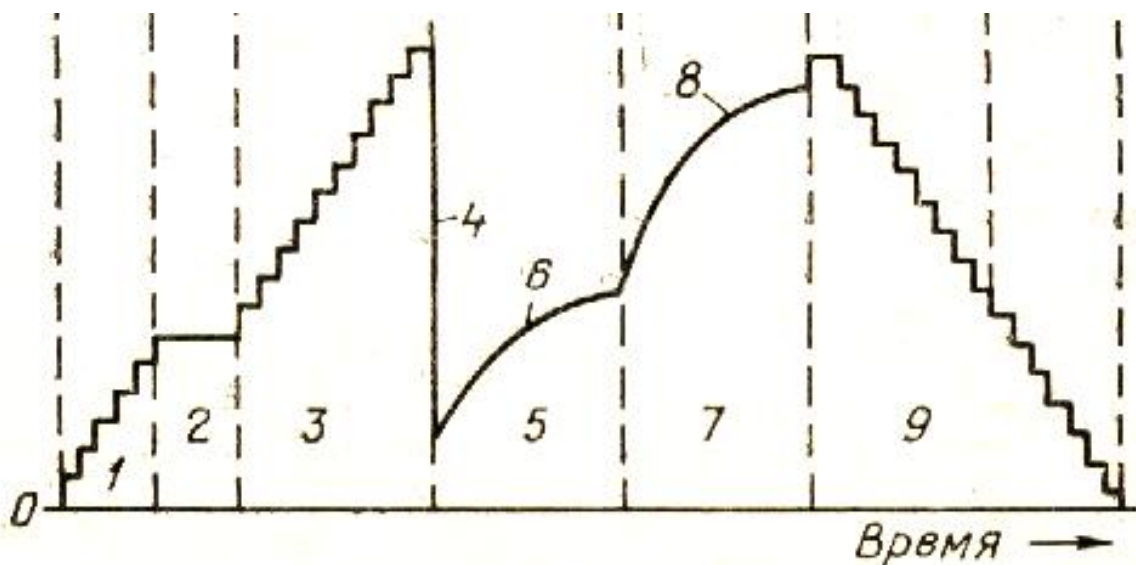


Рис. 9.1. Діаграми глибинного нижнього манометра

1 – спуск бурильної колони; 2 – заповнення труб рідиною з гирла; 3 – продовження спуску бурильної колони; 4 – момент відкриття впускного клапана ВПТ ; 5 – період притоку з пласта; 6 – крива припливу; 7 – період відновлення вибійного тиску; 8 – крива відновлення тиску; 9 – підйом бурильної колони; 10 – підйом труб, заповнених рідиною

### 9.3. Дослідження через обсадну колону. Спосіб "знизу-вгору"

Дослідження пластів по методиці "знизу-вгору" передбачає: буріння свердловини до проектної глибини; спуск в свердловину експлуатаційної колони і її цементування; перфорацію колони і цементного кільця на необхідній глибині для з'єднання випробувального пласта зі свердловиною; виклик припливу з пласта; відбір проби пластової рідини і дослідження пласта дослідженням рівня рідини в свердловині і шляхом зняття кривих відновлення пластового тиску. При випробуванні наступних об'єктів встановлюють цементні мости для роз'єднання пластів.

Для виклику приплив знижують тиск на пласт стовпа промивної рідини, яка заповнює свердловину. Зниження протитиску на пласт може бути досягнуто одним із таких способів (або їх поєднанням):

- заміною промивної рідини в свердловині на воду або нафту;
- заміною води в свердловині на нафту;
- зниженням питомої ваги промивної рідини шляхом її аерації (газування);

– зниженням рівня рідини в свердловині тартанням або свабуванням, стисненням повітрям (за допомогою компресора), за допомогою струменевого апарату або насосу.

– зняттям гідростатичного тиску за допомогою випробувачів пластів.

В цілому дослідження пластів після закінчення буріння і спуску експлуатаційної колони має суттєві недоліки:

– значна трудомісткість і тривалість дослідження, які приводять до зниження циклових швидкостей буріння розвідувальних свердловин;

– не виправдані в багатьох випадках витрати обсадних труб і цементу, якщо продуктивність пласта не підтверджується;

– забруднення у відкритому стовбурі верхніх шарів при розбурюванні нижніх;

– великі перерви в часі від моменту приховування пласта до початку його дослідження знижують якість дослідження (проникність пласта може зменшуватися при тривалому впливі промивної рідини на привибійну зону і при цементуванні свердловини);

– поступове зниження тиску при виклику припливу цими методами не дає необхідного ефекту в умовах незначних пластових тисків і низької проникності продуктивного горизонту (це може привести до пропуску таких пластів).

Дослідження одного пласта триває кілька діб.

Після завершення досліджень проводять пробну експлуатацію нафтової свердловини на оптимальному режимі (10-15 діб).

Якщо при випробуванні отримують великий дебіт нафти або газу, то подальше дослідження припиняють, а свердловину передають в експлуатацію.

Після завершення дослідження свердловини складаються акти про результати дослідження кожного об'єкта, встановлення цементних мостів, про передачу свердловини в експлуатацію або її консервування, якщо не підготовлена експлуатація.

Якщо результати дослідження негативні, залишається акт про ліквідацію свердловини.

## **10. Буріння свердловин на морі**

Одна з найважливіших технічних проблем теперішнього часу – розвідка і використання паливних і мінеральних ресурсів світового океану.

За прогнозами геологів морське дно містить близько половини всіх світових запасів нафти, значні запаси газу. Видобуток газу ведеться в Україні з дна Азовського і Чорного морів.

Морські бурові установки класифікуються за двома ознаками:

- за конструкцією основи під бурову – стаціонарні; пересувні; безопорні;
- за глибиною буріння.

### **10.1. Стаціонарні морські бурові установки**

Стаціонарна основа пов'язана з морським дном і передає до нього вагу бурового обладнання. Найбільш простим видом стаціонарної основи є пальове. Пальові основи використовують при порівняно невеликих глибинах моря – близько 15-25 м і рідше до 40 м. Основна перевага пальові основ – їх низька вартість, недолік – обмеження області застосування малими глибинами моря.

Стаціонарні опорно-пальові основи дозволяють проводити бурові роботи при глибині моря до 150 м. У цьому випадку стаціонарна бурова платформа складається з двох частин: підводної і надводної.

Підводна частина включає один або кілька опорних блоків, які кріпляться на дні за допомогою паль. Надводна частина являє просторовий каркас, який має одну або дві палуби. Між підводною і надводною частинами розміщуються декілька опорних колон.

Особливий інтерес представляють "коливальні" платформи. Вони представляють собою одноколонну опору, забезпечену універсальним з'єднанням з донною опорою. Колона має заглибні понтони.

Загальна перевага стаціонарних підстав полягає в меншій схильності до впливу несприятливих погодних факторів і в тому, що на них вдається створити умови близькі до умов проведення бурових робіт на суші.



## **10.2. Пересувні морські бурові установки (платформи)**

Загальною характеристикою пересувних платформ є їх плавучість в транспортному положенні, можливість переміщати їх з точки на точку на плаву. Вони бувають двох типів: з зануреним корпусом і самопіднімальні.

Платформи з занурюваним корпусом включають: водонепроникний надводний корпус, нижній понтон, має достатню плавучість і вертикальні колони, з'єднують перші два елементи. Ці платформи не отримали широкого застосування через підвищену складність.

Самопідйомні (СПБУ) платформи – це понтон з декількома опорами, які можуть опускатися до морського дна. Під дією ваги обладнання вони закріплюються з заглибленням або без заглиблення в донний ґрунт. Потім по опорним колонам понтон піднімають над поверхнею води на висоту недосяжну для хвиль.

СПБУ володіють високою мобільністю і достатньою автономністю і можуть працювати при глибині моря до 120 м.

Недоліки – складність конструкції і висока вартість.

## **10.3. Безопорні морські бурові установки**

До них відносяться напівзаглибні основи і бурові судна, тобто такі морські бурові, які не спираються на дно моря.

Напівзаглибні основи (ППБУ) є плавучим засобом, який складається з заглибних понтонів, розташованих у воді на деякій відстані від поверхні моря і верхнього корпусу з буровим обладнанням. Між ними розташовуються стабілізуючі колони великого діаметру.

Заглиблення поглинаючих понтонів під поверхню моря (до 25-35 м) забезпечує більшу стійкість ППБУ від впливу вітру і хвиль.

Для утримання установки над заданою точкою застосовуються масивні якоря і система динамічної стабілізації за допомогою спеціальних бортових двигунів.

Допустимі глибини моря: при заякорюванні – 300 м, при використанні динамічної системи до 1000 м.

Бурові судна відрізняє висока мобільність можливість проведення бурових робіт в глибоководних районах (до 5000 м).

Утримання його над заданою точкою виконується так як і ППБУ. На буровому судно, крім бурового обладнання, встановлюється додатково:

- система підвіски бурильної і обсадної (водоізолюючої) колон;
- система зв'язку з донним гирлом обладнанням;
- закрита система очищення бурового розчину, що працює в умовах качки;
- пристрій компенсації вертикальних коливань судна;

При глибині моря до 90 м – створюють надводне гирло свердловини, тобто від дна моря до превенторного майданчика встановлюють водоізолюючу колону, яку заглиблюють в дно. Вона кріпиться до корпусу тросовими відтягненнями. При глибині моря понад 90 м гирло свердловини обладнують на дні моря придонною арматурою. В цьому випадку організовується система зв'язку поверхні з донним обладнанням.

## ЛІТЕРАТУРА

1. Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. Буріння нафтових та газових свердловин. – Коломия: Вік, 1999.
2. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин У 5 т. К.: Інтерпрес ЛТД, 2002-2004.
3. Суярко В. Г. . Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів. Харків: Фоліо. 2015. 413 с.
4. Войтенко В.С., Вітрик В. Г., Яремійчук Р. С., Яремійчук Я. С. Технологія і техніка буріння. Узагальнююча довідкова книга. – Л.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
5. Baker. R. A PRIMER OF OILWELL DRILLING, 2008.
6. Drilling Manual. IADC (International Association of Drilling Contractors), 2000.
7. Heriot-Watt Institute of Petroleum Engineering. Drilling Engineering, 2005.
8. Lyons W. Working Guide to Drilling Equipment and Operations, 2010.
9. Saudi Aramco. Introduction to the drilling manual, 2006.