

ЗМІСТ

	С.
ВСТУП	4
1 БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН	7
1.1 Способи буріння свердловин	7
1.1.1 Ударне буріння свердловин	8
1.1.2 Обертальне буріння свердловин	10
1.2 Елементи конструкції свердловини.....	15
1.3 Види свердловин	17
1.4 Кріплення стовбура свердловини	19
2 КОЛОНКОВЕ БУРІННЯ	21
2.1 Загальні відомості	21
2.2 Загальна схема колонкового буріння	21
2.3 Інструмент колонкового буріння.....	27
2.4 Підготовка до буріння колонкових свердловин.....	27
3 БУРОВІ РОЗЧИНИ	31
3.1 Поняття бурових розчинів.....	31
3.2 Умови буріння із застосуванням бурових промивальних рідин	31
3.3 Способи промивання.....	32
3.4 Класифікація бурових розчинів	36
3.5 Основні інгредієнти бурових розчинів	37
3.6 Вимоги, що ставлять до бурових розчинів	45
3.7 Функції бурового розчину.....	45
3.8 Властивості промивних розчинів	48
3.9 Відбір проби бурового розчину та підготовка її до вимірювання.....	50
3.10 Промислові випробування бурового розчину	51

3.10.1 Густина бурового розчину.....	51
3.10.2 В'язкість бурового розчину	54
3.10.3 Вміст піску	57
3.10.4 Добовий осад	60
3.10.5 Стабільність	61
3.10.6 Водовіддача.....	63
3.11 Обладнання для приготування та очищення бурових розчинів	67
4 ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ ПІД ЧАС БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН.....	71
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	74

ВСТУП

Перші свердловини в історії людства бурили ударно-канатним способом за 2000 років до нашої ери для видобування розсолів у Китаї.

До середини 19 століття нафту добували в невеликих кількостях, в основному з неглибоких колодязів поблизу природних виходів її на поверхню. Із другої половини 19 століття попит на нафту став зростати у зв'язку із широким використанням парових машин і розвитком на їх основі промисловості, що вимагала великих кількостей мастильних речовин.

Із досліджень останніх років установлено, що перша свердловина на нафту була пробурена ручним обертальним способом на Апшеронському півострові (Росія) в 1847 р. з ініціативи В. Н. Семенова. У США перша свердловина на нафту (25 м) була пробурена в Пенсільванії Едвіном Дрейком у 1959 р. Цей рік вважається початком розвитку нафтовидобувної промисловості США. Народження радянської нафтової промисловості прийнято датувати від 1964 р., коли на Кубані в долині ріки Кудако А. Н. Новосильцев почав бурити першу свердловину на нафту (глибиною 55 м) із застосуванням механічного ударно-канатного буріння.

На рубежі 19-20-го століть були винайдені дизельний і бензиновий двигуни внутрішнього згорання. Упровадження їх у практику привело до бурхливого розвитку світової нафтовидобувної промисловості.

У 1901 р. у США вперше було застосовано обертальне роторне буріння (колонкове) із промиванням вибою циркулюючим потоком рідини. Необхідно відзначити, що винос вибуреної породи циркулюючим потоком води винайшов у 1848 р. французький інженер Фовель і вперше застосував цей спосіб під час буріння артезіанської свердловини в монастирі св. Домініка. У Росії роторним способом перша свердловина була пробурена в 1902 р. на глибину 345 м у Грозненському районі.

Однією з важливих проблем, що виникли при бурінні свердловин, особливо при роторному способі, була проблема герметизації затрубного простору між обсадними трубами й стінками свердловини. Вирішив цю проблему російський інженер А. А. Богушевський, що розробив і запатентував у 1906 р. спосіб накачування цементного розчину в обсадну колону з подальшим витисненням його через низ (башмак) обсадної колони в затрубний простір. Цей спосіб цементування швидко поширився у вітчизняній і закордонній практиці буріння.

У 1923 р. випускник Томського технологічного інституту М. А. Капелюшников у співавторстві із С. М. Волохом і Н. А. Корнєєвим винайшли гідравлічний забійний двигун-турбобур, що визначив принципово новий шлях розвитку технології й техніки буріння нафтових і газових свердловин. У 1924 р. в Азербайджані була пробурена перша у світі свердловина за допомогою одноступінчастого турбобура, що отримав назву турбобура Капелюшникова.

Особливе місце займають турбобури в історії розвитку буріння похилих свердловин. Уперше похила свердловина була пробурена турбінним способом у 1941 р. в Азербайджані. Удосконалювання такого буріння дозволило прискорити розроблення родовищ, розташованих під дном моря або під сильно пересіченою місцевістю (болота Західного Сибіру). У цих випадках бурять кілька похилих свердловин з однієї невеликої площадки, на будівництво якої потрібно значно менше витрат, ніж на спорудження площадок під кожен бурову під час буріння вертикальних свердловин. Такий спосіб спорудження свердловин отримав найменування кушового буріння.

У 1937-1940 р. А. П. Островським, М. Г. Григоряном, М. В. Александровим й іншими була розроблена конструкція принципово нового забійного двигуна-електробура.

У США в 1964 р. був розроблений однозахідний гідравлічний гвинтовий забійний двигун, а в 1966 у Росії — багатозахідний гвинтовий двигун, що дозволяє здійснювати

буріння похило орієнтованих і горизонтальних свердловин на нафту й газ.

У Західному Сибіру перша свердловина, що дала потужний фонтан природного газу 23 вересня 1953 р., була пробурена в с. Березове на півночі Тюменської області. Тут, у Березовському районі зародилася в 1963 р. газовидобувна промисловість Західного Сибіру. Перша нафтова свердловина в Західному Сибіру зафонтанувала 21 червня 1960 р. на Мулим'їнській площі в басейні ріки Конди.

1 БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

Буріння свердловин — технологічний процес, спрямований на отримання отвору в земних надрах, або, як говорять буровики, свердловини. На відміну від будь-якого отвору свердловина має досить малу величину співвідношення діаметра й глибини. Спорудження свердловини досягається безліччю способів, звідси багатий вибір різних видів буріння.

Свердловини застосовуються в гірничій справі для підривних і будівельних робіт, у розвідці мінеральних запасів земної кори, для видобування деяких корисних копалин, у першу чергу таких, як газ, вода, нафта, соляні розсоли й т. п.

Більшість свердловин має вертикальне спрямування. Збереження такого спрямування - одне зі складних завдань буровика. Свердловини з ряду причин геологічного та технічного характеру постійно викривляються. Нерідко скривлення приводить до ускладнень, а часом - до загибелі дорогої свердловини. Однак у ряді випадків, наприклад, під час буріння у важкодоступних районах (гори, болота, берег моря, озера або ріки, у житловій місцевості й т. д.), доводиться викривляти свердловину штучно, витримуючи заданий в просторі напрямок. Таке буріння називають похило спрямованим. Викривлення починають відразу від початку буріння або після проходження вертикальної ділянки свердловини на деяку глибину. Для таких цілей існує досить складна технологія й необхідна вимірювальна техніка.

1.1 Способи буріння свердловин

Свердловину бурять, руйнуючи гірську породу різними методами. Долото можна обертати, піддавати удару, сполучати те й інше - комбінувати. Звідси набули розвитку так звані обертальний, ударний, ударно-обертальний, ударно-поворотний,

вібраційний й інші види буріння. Існує дещо незвичайний спосіб буріння — задавлюванням.

Руйнування породи можливе й без механічного впливу, наприклад, під впливом теплових, електричних, височастотних електромагнітних й інших полів. Замість доліт тут використовуються відповідні бурові наконечники: плазмо- і термобури, лазери й інші пристрої.

Особливо виділяється колонкове буріння, без якого не обходяться розвідники надр. Воно відрізняється тим, що вибір свердловини руйнується не суцільно, а вибірково з утворенням кільцевого вибою. У свердловині залишається незруйнований стовпчик (стовпчик гірської породи) — керн. Він використовується як зразок породи для геологічного вивчення після піднімання зі свердловини спеціальним колонковим снарядом.

1.1.1 Ударне буріння свердловин

Із усіх різновидів ударного буріння найбільшого поширення набуло ударно-канатне буріння. Схема такого способу буріння подана на рис. 1.1.

Буровий снаряд, що складається з долота 1, ударної штанги 2, розсувної штанги-ножиців 3 і канатного замка 4, спускають у свердловину на канаті 5, який, огинаючи блок 6, відтяжний ролик 8 і напрямний ролик 10, змотується з барабана 11 бурового верстата. Швидкість спуску бурового снаряда регулюють гальмом 12. Блок 6 установлений на вершині щогли 18. Для гасіння вібрацій, що виникають під час буріння, застосовуються амортизатори 7.

Кривошип 14 за допомогою шатуна 15 приводить у коливальний рух балансирну раму 9. Під час опускання рами відтяжний ролик 8 натягає канат і піднімає буровий снаряд над забоем. Під час піднімання рами канат опускається, снаряд падає, і при ударі долота об породу відбувається її руйнування.

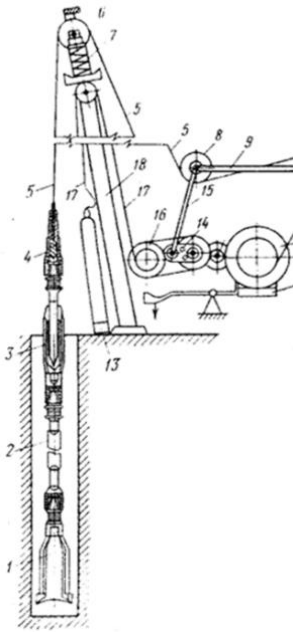


Рисунок 1.1 —
Схема ударно-
канатного буріння
свердловин

У міру поглиблення свердловини канат подовжують, змотуючи його з барабана 11. Циліндричність свердловини забезпечується поворотом долота в результаті розкручування каната під навантаженням (під час піднімання бурового снаряда) і скручування його при знятті навантаження (під час удару долота об породу).

Ефективність руйнування породи під час ударно-канатного буріння прямо пропорційна масі бурового снаряда, висоті його падіння, прискоренню падіння, числу ударів долота об забій за одиницю часу та обернено пропорційна квадрату діаметра свердловини.

У процесі розбурювання тріщинуватих і в'язких порід можливе заклинювання долота. Для звільнення долота в буровому снаряді застосовують штангу-ножиці, виготовлені у вигляді двох подовжених кілець, з'єднаних одна з одною подібно до ланок ланцюга.

Процес буріння буде тим ефективнішим, чим менший опір долота бурового снаряда робить вибурена, перемішана із пластовою рідиною, порода, яка накопичується на забої свердловини. За відсутності або недостатнього притоку пластової рідини в свердловину з устя періодично доливають воду. Рівномірний розподіл частинок вибуреної породи у воді досягається періодичним підніманням та опусканням бурового снаряда. У міру нагромадження на забої зруйнованої породи (шламу) виникає необхідність в очищенні свердловини. Для цього за допомогою барабана піднімають буровий снаряд зі свердловини та багаторазово спускають у неї желонку 13 на

канаті 17, що змотується з барабана 16. У днищі желонки є клапан. Під час занурення желонки у зашламлену рідину клапан відкривається і желонка заповнюється цією сумішшю, під час піднімання желонки клапан закривається. Підняту на поверхню зашламлену рідину виливають у збірну ємність. Для повного очищення свердловини доводиться спускати желонку декілька разів.

Після очищення забою у свердловину опускають буровий снаряд, і процес буріння триває.

Під час ударного буріння свердловина, як правило, не заповнена рідиною. Тому, щоб уникнути обвалення породи з її стінок, спускають обсадну колону, що складається з металевих обсадних труб, з'єднаних одна з одною за допомогою різьби або зварювання. У міру поглиблення свердловини обсадну колону просувають до забою і періодично подовжують (нарошують) на одну трубу.

Ударний спосіб уже практично не застосовується на нафтогазових промислах, однак застосовується у розвідувальному бурінні на розсипних родовищах, під час інженерно-геологічних пошуків, бурінні свердловин на воду й т. п.

1.1.2 Обертальне буріння свердловин

Під час обертального буріння руйнування породи відбувається в результаті одночасного впливу на долото навантаження й обертального моменту. Під дією навантаження долото впроваджується в породу, а під впливом обертального моменту сколює її.

Існує два різновиди обертального буріння: роторний та із забійними двигунами.

Під час роторного буріння (рис. 1.2) потужність від двигунів 9 передається через лебідку 8 до ротора 16 - спеціальному обертальному механізму, установленому над устям свердловини в центрі вишки. Ротор обертає бурильну колону та пригвинчене до неї долото 1. Бурильна колона

складається із ведучої труби 15 і пригвинчених до неї за допомогою спеціального перевідника 6 бурильних труб 5.

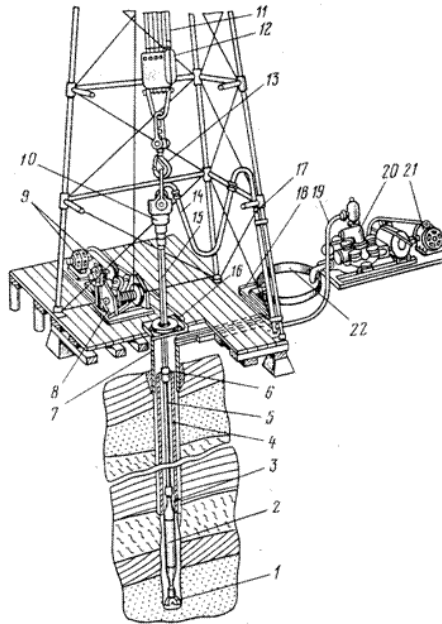


Рисунок 1.2 — Схема обертального буріння свердловин

Під час буріння із забійним двигуном долото 1 пригвинчене до вала, а бурильна колона - до корпусу двигуна 2. Під час роботи двигуна обертається його вал із долотом, а бурильна колона сприймає реактивний момент обертання корпусу двигуна, що гаситься необертотним ротором (у ротор установлюють спеціальну заглушку).

Отже, під час роторного буріння поглиблення долота в породу відбувається під час руху уздовж осі свердловини обертотвої бурильної колони, а під час буріння із забійним двигуном - необертотвої бурильної колони.

Характерною рисою обертального буріння є промивання.

Буровий насос 20, що приводиться в роботу від двигуна 21, нагнітає буровий розчин за маніфольдом (трубопроводом високого тиску) 19 у стояк-трубу 17, вертикально встановлену в правому куті вишки, далі в гнучкий буровий шланг (рукав) 14, вертлюг 10 і у бурильну колону. Дійшовши до долота, промивна рідина проходить через розміщені в ньому отвори і по кільцевому простору між стінкою свердловини і бурильною колоною піднімається на поверхню. Тут у системі ємностей 18 та очисних механізмах (на рисунку не показані) буровий розчин очищається від вибуреної породи, потім надходить у приймальні ємності 22 бурових насосів і знову накачується в свердловину.

На даний момент застосовують три види забійних двигунів: турбобур, гвинтовий двигун й електробур (останній застосовують дуже рідко).

Під час буріння з турбобуром або гвинтовим двигуном гідравлічна енергія потоку бурового розчину, що рухається вниз по бурильній колоні, перетворюється в механічну на валу забійного двигуна, з яким з'єднане долото.

Під час буріння з електробуром електрична енергія подається по кабелю, секції якого змонтовані усередині бурильної колони й перетворюється електродвигуном у механічну енергію на валу, що безпосередньо передається долоту.

У міру поглиблення свердловини бурильна колона, що підвішена до поліспастової системи, яка складається із кронблока (на рис. 2 не показаний), талевого блока 12, гака 13 і талевого канату 11, подається у свердловину. Коли ведуча труба 15 увійде в ротор 16 на всю довжину, включають лебідку, піднімають бурильну колону на довжину ведучої труби й підвішують бурильну колону за допомогою клинів на столі ротора. Потім відгвинчують ведучу трубу 15 разом із вертлюгом 10 і спускають її в шурф (обсадну трубу, заздалегідь установлену в спеціально пробурену похилу свердловину) довжиною, що дорівнює довжині ведучої труби. Свердловина під шурф буриться заздалегідь у правому куті вишки приблизно на середині відстані

від центра до її ноги. Після цього бурильну колону подовжують (нарощують) шляхом пригвинчування до неї двотрубної або тритрубної свічки (двох або трьох згвинчених між собою бурильних труб). Знімають її із клинів, спускають у свердловину на довжину свічки, підвішують за допомогою клинів на стіл ротора, піднімають із шурфу ведучу трубу з вертлюгом, пригвинчують її до бурильної колони, звільняють бурильну колону від клинів, доводять долото до забою й продовжують буріння.

Для заміни зношеного долота піднімають зі свердловини всю бурильну колону, а потім знову спускають її. Спуско-підіймальні роботи проводять також за допомогою поліспастової системи. Під час обертання барабана лебідки талевий канат намотується на барабан або змотується з нього, що й забезпечує підйом або спуск талевого блока й гака. До гака підвішують бурильну колону, що піднімається або спускається.

Таким чином, процес роботи долота на забої свердловини переривається нарощуванням бурильної колони та спуско-підіймальними операціями для зміни зношеного долота.

Як правило, верхні ділянки розрізу свердловини являють собою легкорозмивні відкладення. Тому перед бурінням свердловини споруджують стовбур (шурф) до стійких порід (3-30 м) і в нього спускають трубу 7 або кілька згвинчених труб (з вирізаним вікном у верхній частині) довжиною на 1-2 м більше глибини шурфу. Затрубний простір цементують або бетонують. У результаті устя свердловини надійно укріплюється.

До вікна в трубі приварюють короткий металевий жолоб, по якому в процесі буріння буровий розчин направляється в систему ємностей 18 і далі, пройшовши через очисні механізми (на рис. 1.2 не показані), надходить у приймальну ємність 22 бурових насосів.

Трубу (колону труб) 7, установлену в шурфі, називають напрямком. Установка напрямку і ряд інших робіт, що виконуються до початку буріння, відносять до підготовчих робіт. Після їхнього виконання складають акт про введення в

експлуатацію бурової установки й приступають до буріння свердловини.

Пробувавши нестійкі, м'які, тріщинуваті й кавернозні породи, що ускладнюють процес буріння (звичайно 400—800 м), перекривають ці горизонти кондуктором 4 і цементують затрубний простір 3 до устя. При подальшому поглибленні можуть спостерігатися горизонти, що також підлягають ізоляції, такі горизонти перекриваються проміжними (технічними) обсадними колонами.

Пробувавши свердловину до проектної глибини, спускають і цементують експлуатаційну колону (ЕК).

Після цього всі обсадні колони на усті свердловини обв'язують одну з одною, застосовуючи спеціальне устаткування. Потім проти продуктивного шару в ЕК і цементному камені пробивають кілька десятків (сотень) отворів, по яких у процесі випробування, освоєння й подальшої експлуатації нафта (газ) будуть надходити в свердловину.

Сутність освоєння свердловини зводиться до того, щоб тиск стовпа бурового розчину, що перебуває в свердловині, став меншим за пластовий. У результаті перепаду тиску, що створюється, нафта (газ) із шару почне надходити в свердловину. Після комплексу дослідницьких робіт свердловину здають в експлуатацію.

На кожну свердловину заводиться паспорт, де точно відзначаються її конструкція, місце розташування устя, забою й просторове положення стовбура за даними інклінометричних вимірів її відхилень від вертикалі (зенітні кути) й азимуту (азимутальні кути). Останні дані особливо важливі при кущовому бурінні похило направлених свердловин, щоб уникнути влучення стовбура свердловини, що буриться, у стовбур раніше пробуреної або свердловини, що вже експлуатується. Фактичне відхилення забою від проектного не повинне перевищувати заданих допусків.

Бурові роботи повинні виконуватися з дотриманням законів про охорону праці й навколишнього природного середовища.

Будівництво площадки під бурову, трас для пересування бурової установки, під'їзних колій, ліній електропередач, зв'язку, трубопроводів для водопостачання, збору нафти й газу, земляних комор, очисних пристроїв, відвал шламу повинне здійснюватися лише на спеціально відведеній відповідними організаціями території. Після завершення будівництва свердловини або куца свердловин усі комори й траншеї повинні бути засипані, вся площадка під бурову — максимально відновлена (рекультивована) для господарського використання.

1.2 Елементи конструкції свердловини

Конструкція свердловин складається з таких елементів (див. рис. 1.3):

- устя свердловини (1) — перетинання траси свердловини з денною поверхнею;
- забій свердловини (2) — дно свердловини, що переміщається в результаті впливу породоруйнівного інструмента на породу;
- стінки свердловини (3) — бічні поверхні свердловини;
- обсадні колони (4) — колони з'єднаних між собою обсадних труб. Якщо стінки свердловини складені зі стійких порід, то в свердловину обсадні колони не спускають;
- стовбур свердловини (5) — простір у надрах, що займається свердловиною;
- вісь свердловини (6) — уявлювана лінія, що з'єднує центри поперечних перерізів свердловини.

Свердловини поглиблюють, руйнуючи породу по всій площі забою (суцільним забоєм, рис. 1.4 а) або по його периферійній частині (кільцевим забоєм рис. 1.4 б). В останньому випадку в центрі свердловини залишається стовпчик породи — керн, який періодично піднімають на поверхню для безпосереднього вивчення.

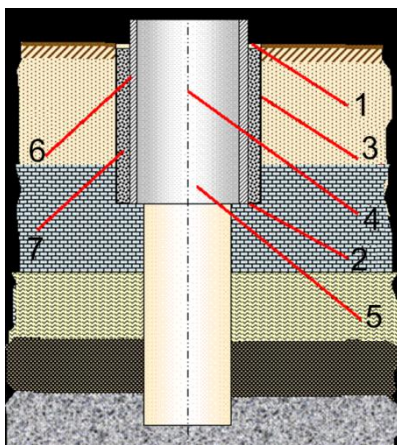


Рисунок 1.3 — Елементи конструкції свердловини

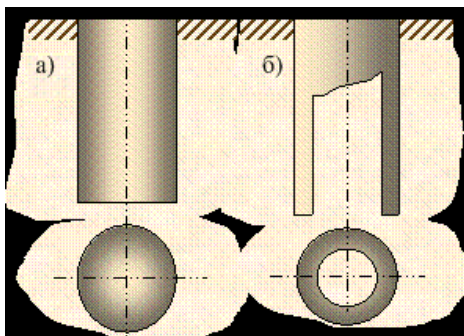


Рисунок 1.4 — Схема пробуреної свердловини:
а) суцільним забоєм; б) кільцевим забоєм

Діаметр свердловин, як правило, зменшується від устя до забою східчасто на певних інтервалах. Початковий діаметр нафтових і газових свердловин звичайно не перевищує 900 мм, а кінцевий рідко буває меншим за 165 мм. Глибини нафтових і газових свердловин змінюються в межах декількох тисяч метрів.

1.3 Види свердловин

За просторовим розташуванням у земній корі свердловини поділяють на (див. рис. 1.5):

- вертикальні (1);
- похилі (2);
- прямолінійно-викривлені (3);
- викривлені (4);
- прямолінійно-викривлені з горизонтальною ділянкою (5);
- складно викривлені (6).

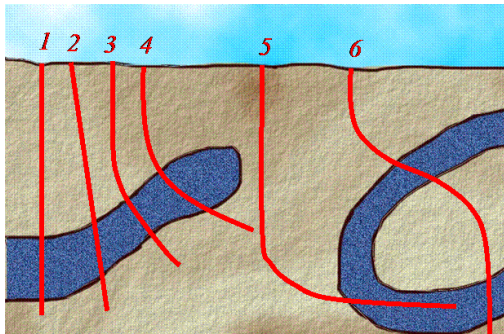


Рисунок 1.5 — Просторове розташування свердловин

Нафтові й газові свердловини бурять на суші й на морі за допомогою бурових установок. В останньому випадку бурові установки монтуються на естакадах, плавучих бурових платформах або судах (рис. 1.6).

У нафтогазовій галузі бурять свердловини такого призначення:

1 Експлуатаційні — для видобутку нафти, газу й газового конденсату.

2 Нагнітальні — для накачування в продуктивні горизонти води (рідше повітря, газу) з метою підтримки пластового тиску й подовження фонтанного періоду розроблення родовищ,

збільшення дебіту експлуатаційних свердловин, оснащених насосами й повітряними підйомниками.

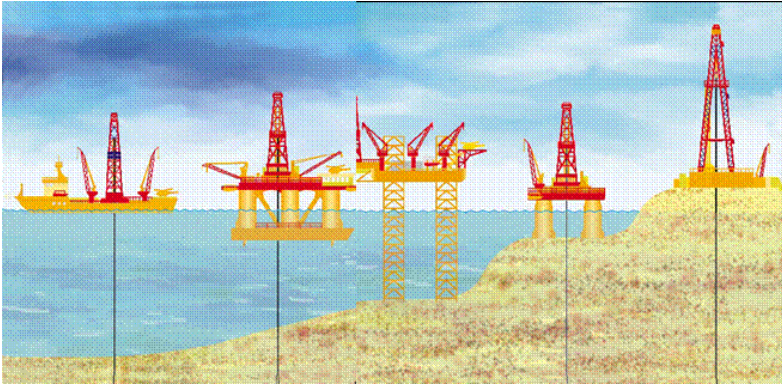


Рисунок 1.6 — Види свердловин

3 Розвідницькі — для виявлення продуктивних горизонтів, випробування й оцінки їх промислового значення.

4 Спеціальні — опорні, параметричні, оцінні, контрольні - для вивчення геологічної побудови маловідомого району, визначення зміни колекторських властивостей продуктивних пластів, спостереження за пластовим тиском і фронтом руху водонафтового контакту, ступеня вироблення окремих ділянок пластів, термічного впливу на пласт, забезпечення внутрішньопластового горіння, газифікації нафти, скидання стічних вод у поглинальні пласти, що глибоко залягають, та ін.

5 Структурно-пошукові — для уточнення положення перспективних нафтогазоносних структур за даними буріння дрібних, менш дорогих свердловин невеликого діаметру.

1.4 Кріплення стовбура свердловини

Сьогодні нафтові й газові свердловини являють собою капітальні дорогі споруди, що служать багато десятиліть. Це досягається з'єднанням продуктивного пласта з поверхнею герметичним, міцним і довговічним каналом. Однак пробурений стовбур свердловини ще не являє собою такого каналу, внаслідок нестійкості гірських порід, наявності шарів, насичених різними флюїдами (вода, нафта, газ та їх суміші), які перебувають під різним тиском. Тому під час будівництва свердловини необхідно кріпити її стовбур і роз'єднувати (ізолювати) шари, що містять різні флюїди.

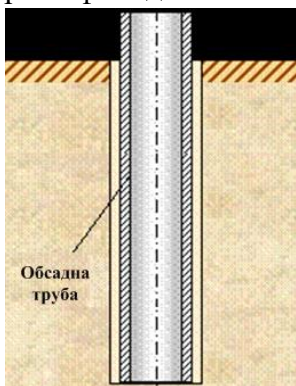


Рисунок 1.7 —
Обсадна труба у
свердловині

Кріплення стовбура свердловини провадиться шляхом спуску в неї спеціальних труб, що називаються обсадними. Ряд обсадних труб, з'єднаних послідовно між собою, складає обсадну колону. Для кріплення свердловин застосовують сталеві обсадні труби (рис. 1.7).

Насичені різними флюїдами пласти роз'єднані непронижними гірськими породами — «покришками». Під час буріння свердловини ці непронижні роз'єднувальні покришки порушуються й створюється можливість виникнення міжпластових канавок, мимовільного виливання пластових флюїдів на поверхню, обводнювання продуктивних пластів, забруднення джерел водопостачання й атмосфери, корозії спущених у свердловину обсадних колон.

У процесі буріння свердловини в нестійких гірських породах можливе інтенсивне виникнення каверн, обсіпання, обвалів і т. д. У ряді випадків подальше поглиблення стовбура свердловини стає неможливим без попереднього кріплення її стінок.

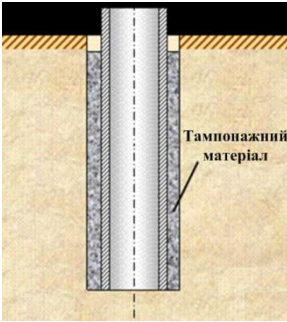


Рисунок 1.8 —
Схема кріплення
свердловини

Для виключення таких явищ кільцевий канал (кільцевий простір) між стінкою свердловини і спущеною в неї обсадною колоною заповнюється тампонажним (ізолювальним) матеріалом (рис. 1.8). Це состави, що включають в'язку речовину, інертні й активні наповнювачі, хімічні реагенти. Їх готують у вигляді розчинів (частіше водних) і накачують у свердловину насосами. З в'язких речовин найбільш широко застосовують тампонажні портландцементи. Тому процес

роз'єднання пластів називають цементуванням.

Таким чином, у результаті буріння стовбура, його подальшого кріплення й роз'єднання пластів створюється стійка підземна споруда певної конструкції.

Під конструкцією свердловини розуміють сукупність даних про кількість й розміри (діаметр і довжина) обсадних колон, діаметри стовбура свердловини під кожен колону, інтервали цементування, а також про способи й інтервали з'єднання свердловини із продуктивним пластом.

Відомості про діаметри, товщини стінок і марки сталей обсадних труб за інтервалами, про типи обсадних труб, устаткування низу обсадної колони входять у поняття конструкції обсадної колони.

2 КОЛОНКОВЕ БУРІННЯ

2.1 Загальні відомості

Колонкове буріння є основним технічним способом розвідки родовищ твердих корисних копалин. Воно також широко застосовується під час інженерно-геологічних і гідрогеологічних досліджень і при структурно-картувальних пошуків нафтових і газових родовищ. Крім того, це буріння застосовується для різних інженерних цілей. Колонковим способом можуть буритися шурфи й розвідувальні шахти. Колонкове буріння дістало настільки великого поширення за такими причинами:

1 Воно дозволяє видобувати зі свердловини стовпчики породи - керна, за якими можна скласти геологічний розріз родовища й випробувати корисну копалину.

2 Колонковим способом можна бурити свердловини під різними кутами до горизонту, різними породоруйнівальними інструментами в породах будь-якої твердості й стійкості.

3 Бурити свердловини малих діаметрів на велику глибину, застосовуючи відносно легке обладнання.

2.2 Загальна схема колонкового буріння

Буріння свердловини починається з підготовки під'їзних колій і площадки для бурової установки. Перед початком буріння на місці закладання запроектованої свердловини розрівнюється площадка, викопуються ями під ємності для промивної рідини й під фундаменти. Далі збирається бурова вишка 14 з буровою будівлею 15 (рис. 2.1). У вищій монтується в необхідному напрямку буровий верстат 7, буровий насос 18, електродвигуни 19 для привода верстата й насоса. За відсутності електроенергії

верстат і насос приводяться в дію через відповідну трансмісію від двигуна внутрішнього згорання (ДВЗ).

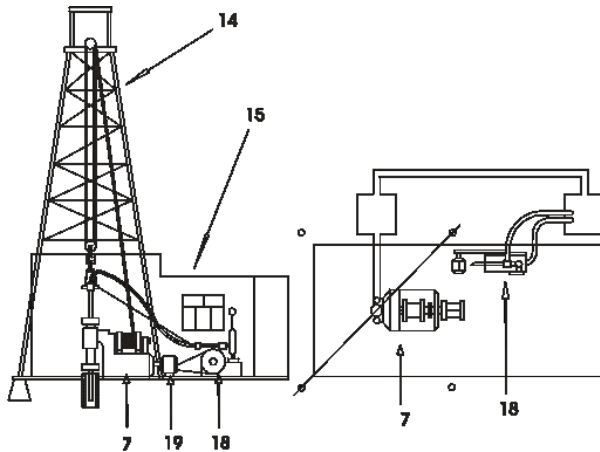


Рисунок 2.1 — Схема бурового агрегата

Після монтажу бурової установки й перевірки її роботи проводиться забурювання свердловини в заданому напрямку, після чого устя свердловини закріплюється напрямною трубою. Усі частини бурового снаряда з'єднуються один з одним за допомогою різьбових (герметичних) з'єднань. Верхня ведуча бурильна труба пропускається крізь шпindelь обертача бурового верстата, закріплюється в затискному патроні, потім на трубу нагвинчується буровий сальник.

Одночасно обладнується система для очищення бурового розчину від частинок розбуреної породи. Для охолодження коронки, очищення забою від зруйнованої породи й виносу на поверхню шламу свердловину промивають. Схема прямого промивання свердловини подана на рис. 2.2. Буріння свердловини проводиться у такій послідовності. За допомогою лебідки в свердловину спускається буровий снаряд, що збирається з таких частин: коронки 7, колонкової труби 6,

перехідника 5, колони бурильних труб 4, довжина якої збільшується у міру поглиблення свердловини, вертлюгасальника 3, нагнітального шланга 2, що з'єднує буровий снаряд з буровим насосом 1. Обертання бурового снаряда супроводжується нагнітанням під тиском промивної рідини буровим насосом. Розчин, насичений шламом розбуреної породи, піднімається нагору по стовбуру свердловини, де надходить по системі жолобів 8 у відстійник 9, де шлам опускається на дно, а очищена вода — у приймальний бак 10.

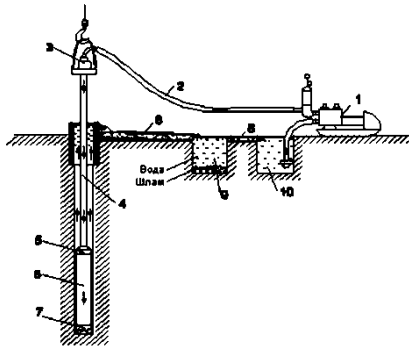


Рисунок 2.2 — Схема прямого промивання свердловин:
 1 — буровий насос; 2 — нагнітальний шланг; 3 — вертлюгасальник; 4 — колона бурильних труб; 5 — трубний фрезерний перехідник; 6 — колонкова труба; 7 — коронка; 8 — система жолобів; 9 — відстійник; 10 — приймальний бак

Із промиванням й обертанням снаряд обережно доводять до забою й починають буріння. Свердловину забурюють до корінних порід та вриваються в них на 0,5—1,5 м, після чого опускають напрямну трубу, призначену для запобігання устя свердловини від розмивання й напрямку рідини, що виливається зі свердловини, у жолобну систему. Під час глибокого буріння всю товщу верхніх нестійких і водоносних порід перекивають

колоною обсадних труб, що називається кондуктором. Затрубний простір за кондуктором по всій глибині або в нижній частині повинен бути зацементований, а кільцевий зазор між напрямною трубою й кондуктором - загерметизований.

Залежно від фізико-механічних властивостей порід, діаметра й типу бурової коронки шпинделя та буровому снаряду передають ту або іншу частоту обертання і за допомогою регулятора подачі створюють необхідне осьове навантаження на коронку. Частота обертання інструмента підбирається залежно від типу коронки, її діаметра й глибини свердловини. Регулятор подачі дозволяє створювати необхідний тиск різців коронки на породу забою, незалежно від ваги колони бурильних труб. Обертаючись і забурюючись у породу, коронка вибурює кільцевий забій, формуючи kern. У міру поглиблення свердловини kern заповнює колонкову трубу.

Якщо буріння проводиться по стійких породах, то для промивання свердловини застосовується технічна вода. Під час проходки свердловини в недостатньо стійких породах промивання проводять глинистим розчином. Під час буріння у відносно безводних свердловинах може застосовуватися промивка забою стисненим повітрям.

Після того як колонкова труба наповниться керном, приступають до підняття інструмента на поверхню. Під час буріння в міцних й абразивних породах іноді доводиться припиняти буріння й приступати до підняття інструмента через значне зниження швидкості буріння внаслідок затуплення різців коронки або через самозаклинювання керна в колонковому снаряді. Перед початком підйому kern повинен бути надійно заклинений у нижній частині колонкового снаряда й зірваний. Після заклинювання керна насос виключають і буровий снаряд за допомогою лебідки піднімають на поверхню, розгвинчуючи колону бурильних труб на окремі свічки. Довжина свічок визначається висотою бурової вишки. Свічка згвинчується із двох або трьох, а іноді й чотирьох бурильних труб. Довжина свічки на 3-5 м менше висоти вишки. Свічки встановлюють на

свічник. Вагу колони, що піднімається, можна визначати за допомогою індикатора ваги.

Після видобування колонкового снаряда на поверхню коронку відгвинчують, керн витягають із колонкової труби, інструмент знову збирають, опускають у свердловину й буріння продовжують. Під час кожного підняття коронку оглядають й у випадку зношування заміняють новою. Керн промивають, очищають від глинистої кірки, заміряють й укладають у послідовному порядку в кернові ящики, зазначаючи інтервал свердловини, з якого піднятий керн, і відсоток виходу керна.

Якщо свердловина перетинає нестійкі породи, які обвалюються навіть під час застосування спеціальних промивних розчинів, у неї опускають колону обсадних труб, перекриваючи нестійкі породи, після чого продовжують буріння свердловини коронкою меншого діаметра. Через 50-100 м проходки вимірюють кут нахилу (зенітний) і напрямок (азимут) свердловини. Після того як свердловина перетне корисну копалину й увійде в порожнини породи, буріння припиняють, інструмент піднімають і розбирають.

У свердловині роблять геофізичні дослідження (каротаж), вимірюють кривизну стовбура, температуру, перевіряють глибину свердловини, після чого приступають до ліквідації свердловини. Для цього, спочатку, витягають обсадні труби (якщо вони не зацементовані), потім заповнюють під тиском тампонажним розчином, щоб по стовбуру не було переливу підземних вод. Після цього бурова установка розбирається й перевозиться на нову точку. На місці ліквідованої свердловини встановлюють репер.

У міцних породах буріння роблять алмазними коронками. У міцних крихких породах може бути з успіхом застосоване ударно-обертальне буріння з гідро- або пневмоударним механізмом. У породах середньої твердості та м'яких обертальне буріння проводиться коронками, а також армованими твердосплавними різцями (див. рис. 2.3). Якщо свердловини перетинають уже вивчені породи, то на ділянках, де корисна

копалина відсутня, доцільно перейти на безкернове буріння. Це дозволяє підвищити продуктивність буріння за рахунок значного збільшення проходки за рейс і скорочення часу на спуско-підймальні операції, а також за рахунок підвищення режимів буріння.



Рисунок 2.3 — Породоруйнівний інструмент:
а) бурова коронка; б) тришарошечне долото

Глибини колонкових свердловин бувають різними: від кількох метрів до декількох тисяч метрів. Діаметри колонкових свердловин залежать від цілей їх проходки й від типу породоруйнівного інструмента. При алмазному способі свердловини буряться в основному коронками діаметром 76, 59 й 46 мм. При твердосплавному бурінні частіше застосовують коронки діаметром 92, 76, 59 мм. Під час інженерно-геологічних і гідрогеологічних робіт іноді проходять колонковим способом шурфо-свердловини діаметром 500—1500 мм. Випускаються також установки для буріння колонковим способом круглих стовбурів шахт діаметром більше 5 м.

2.3 Інструмент колонкового буріння

Інструмент, призначений для буріння свердловин, називають буровим інструментом і поділяють на технологічний, допоміжний, аварійний і спеціальний.

Технологічний інструмент призначений безпосередньо для буріння. Набір інструмента, з'єднаного в певній послідовності, називається буровим снарядом. Допоміжний інструмент - це буровий інструмент, призначений для обслуговування технологічного інструмента під час буріння. Аварійний інструмент призначений для ліквідації різного роду ускладнень, що перешкоджають нормальному процесу буріння, а спеціальний - для обслуговування специфічних операцій у свердловинах.

Технологічний буровий інструмент (буровий снаряд) складається з колонкового набору (бурової коронки, кернувального пристрою, колонкової труби, трубного перехідника, шламової труби) і бурильної колони (бурильних труб та їх з'єднань). Для кожного діаметра свердловин складається певний буровий снаряд.

Допоміжний інструмент призначений в основному для збирання-розбирання бурового снаряда та для обсадки свердловини обсадними трубами і представлений обсадними трубами, напівавтоматичним елеватором із пробкою (грибком), елеватором, шарнірним ключем, підкладною вилкою.

2.4 Підготовка до буріння колонкових свердловин

Перш ніж приступити до буріння свердловини, складають її проектну конструкцію. Вихідними даними для вибору конструкції свердловини служать:

- а) фізико-механічні властивості порід, що пересікаються свердловиною, їх міцність, стійкість, водонасиченість і т. д.;
- б) глибина свердловини, нахил свердловини;

в) кінцевий діаметр свердловини, що залежить від виду корисної копалини;

г) спосіб буріння.

Проектування свердловини починається з вибору й обґрунтування глибини свердловини, кінцевого діаметра буріння, початкових кутів забурювання, технічної конструкції свердловини. Глибина картувальної свердловини визначається встановленою геологічним завданням глибиною геологічного картування. Глибина розвідувальної й пошукової свердловин у загальному випадку встановлюється з необхідності перетинання свердловиною тіла корисної копалини й поглиблення в нижні породи на 2-20 м. Початкові кути забурювання залежать від кута падіння й азимута падіння тіла корисної копалини або шарів гірських порід, глибини свердловини. Бажано, щоб свердловина перетинала шари гірських порід під кутами, близькими до $70-90^{\circ}$. Якщо кути падіння пластів не перевищують 30° , то свердловини проектуються вертикальними. При більших кутах падіння необхідне буріння похилих або скривлених свердловин.

Кінцевий діаметр буріння визначається насамперед видом корисної копалини, яку потрібно видобути. Більшість твердих корисних копалин не вимагає специфічних видів аналізу. Під час буріння їх алмазними коронками рекомендується брати кінцевий діаметр свердловини 46 або 59 мм. Для твердосплавного буріння кінцевий діаметр свердловини варто брати 59, 76 мм. Буріння деяких корисних копалин вимагає більше об'ємних проб для вивчення. Наприклад, буріння під час розвідки вугільних родовищ, мінеральних солей та інших твердих корисних копалин, що залягають у товщах осадових порід, проводиться твердосплавними коронками, причому під час проходження по вугільному пласту кінцевий діаметр свердловини повинен бути не менше ніж 76 мм, а при перетинанні мінеральних солей - не менше ніж 92 мм. Під час розвідки хімічної сировини й будматеріалів бурять свердловини діаметром 93-200 мм. Розвідка розсипних родовищ золота й платини проводиться свердловинами діаметром 150-200 мм. Під час інженерно-

геологічних досліджень в основному бурять свердловини діаметром 112-219 мм. Під час гідрогеологічних пошуках діаметри свердловин визначаються розмірами існуючих конструкцій приладів і водопідйомного обладнання і коливаються в межах 100-219 мм і більше. Діаметри експлуатаційних свердловин на воду визначаються необхідною продуктивністю свердловини і частіше вони не менші ніж 168-300 мм.

Основна маса цих свердловин буриться в перемержованих пухких, м'яких і середньої твердості породах. Часте буріння проводиться в піщано-глинистих ґрунтах, що містять гравій, гальку й валуни. Породи ці схильні до обвалу. Трапляються породи типу пливунів. Тому в процесі поглиблення необхідно закріплювати свердловину обсадними трубами.

Після вибору кінцевого діаметра свердловини намічають інтервали, що вимагають закріплення обсадними трубами, визначають глибини установки колон обсадних труб. Обсадні труби необхідно використовувати для:

- 1) закріплення устя свердловини з метою запобігання від розмивання й відведення промивної рідини в жолоби (напрямна труба);

- 2) закріплення нестійких й обводнених порід і для належного направлення стовбура свердловини (кондуктор);

- 3) перекриття зон зруйнованих і роздроблених порід, слабких конгломератів, які погано кріпляться глинистим розчином і не можуть бути затампоновані сумішами, що швидко схоплюються;

- 4) виробництва тампонажу для ізоляції водоносних горизонтів, закріплення стінок свердловини перед перетинанням корисної копалини, над якою залягають нестійкі породи, що призводять до осипів.

Під час проектування бурових робіт у нових районах необхідно передбачати резервну колону обсадних труб і відповідний резервний діаметр коронок.

Вибирають конструкцію свердловини знизу нагору. Після вибору конструкції свердловини вибирають бурову установку, потім складають специфікацію необхідного бурового обладнання та інструментів, визначають режими буріння для кожного типу породи в окремих інтервалах і розробляють геолого-технічний наряд на будівництво свердловини. Він буде служити основним документом - посібником для бурової бригади. У ньому в табличній формі є інформація з геологічного розрізу, конструкція свердловини та рекомендовані параметри режиму буріння.

3 БУРОВІ РОЗЧИНИ

3.1 Поняття бурових розчинів

Як вже зазначалося, під час буріння обертальним способом у свердловині постійно циркулює потік рідини, що раніше розглядався лише як засіб для видалення продуктів руйнування (шламу). На цей час вона сприймається як один з головних факторів, що забезпечують ефективність усього процесу буріння.

Під час проведення бурових робіт циркулюючу в свердловині рідину називають буровим розчином або промивною рідиною (Drilling mud, drilling fluid).

Буровий розчин, крім видалення шламу, повинен виконувати інші важливі функції, спрямовані на ефективне, економічне і безпечне виконання й завершення процесу буріння. Із цієї причини склад бурових розчинів й оцінка його властивостей ставав темою великого обсягу науково-практичних досліджень й аналізу.

На цей час у світовій практиці спостерігається тенденція зростання глибин буріння свердловин, а як наслідок, і збільшення небезпеки виникнення при цьому різних ускладнень. Крім того, постійно посилюються вимоги більш повної та ефективної експлуатації продуктивних порід. У цьому зв'язку буровий розчин повинен мати склад і властивості, які забезпечували б можливість боротьби з більшістю з можливих ускладнень і не створювали негативного впливу на колекторські властивості продуктивних горизонтів.

3.2 Умови буріння із застосуванням бурових промивальних рідин

У процесі буріння порушується рівновага порід, що складають стінки свердловин. Стійкість стінок залежить від вихідних міцнісних характеристик гірських порід, їх зміни в часі

під дією різних факторів. Велика роль тут належить процесу промивання й промивному агенту. Основне завдання промивання - забезпечення ефективного процесу буріння свердловин, воно містить у собі збереження як стійкості стінок свердловин, так і керна.

В умовах, коли порушена цілісність породи, велику роль відіграє гірський тиск. У пристовбурній частині свердловини він проявляється як у вертикальному, так й у горизонтальному напрямку. Бічний тиск є наслідком вертикального й викликає дотичні напруження, що сприяють видавленню порід, звуженню стовбура та виникненню обвалів. Величина дотичних напружень залежить не лише від гірського тиску, але й від тиску промивної рідини.

3.3 Способи промивання

Під час буріння свердловин промивна рідина повинна циркулювати по замкненому гідравлічному контуру.

Залежно від напрямку руху промивної рідини стосовно бурового інструмента розділяють три способи промивання свердловин (див. рис. 3.1): прямий, зворотний й комбінований.

Пряме промивання. Промивна рідина, що нагнітається насосом, проходить по колоні бурильних труб, потім (під час буріння кільцевим забоем) між керном і колонковою трубою обмиває забій, прохолоджує породоруйнівний інструмент, захоплює із забою частинки зруйнованої породи, піднімається нагору по кільцевому простору між бурильними трубами й стінками свердловини і, нарешті, виходить на поверхню. Схема руху бурового розчину через породоруйнівний інструмент під час прямого промивання подана на рис. 3.2.

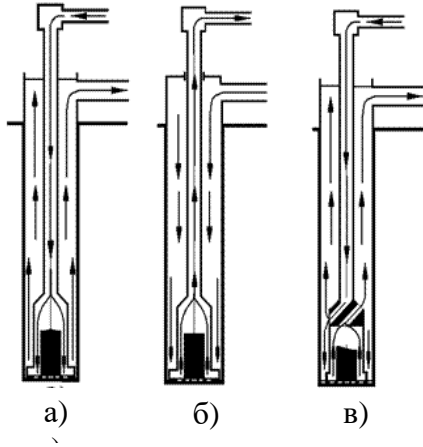


Рисунок 3.1 — Способи промивання свердловин:
 а) пряме промивання; б) зворотнє промивання; в) комбіноване промивання



Рисунок 3.2 — Схема руху промивної рідини через бурове долото під час прямого промивання

Переваги прямого промивання:

1) буровий розчин, виходячи зі звужених промивних отворів коронки, отримує більшу швидкість і із силою вдаряє об забій, розмиваючи породу, яка розбурюється, що сприяє збільшенню швидкості буріння;

2) застосовуючи спеціальні промивні рідини під час буріння в сипучих, пухких і тріщинуватих породах забезпечує закріплення стінок свердловини шляхом скріплення частинок нестійкої породи.

Недоліки прямого промивання:

1) можливе розмивання стінок свердловини під час буріння в м'яких породах внаслідок великої швидкості висхідного потоку;

2) знижений відсоток виходу керна в результаті динамічного впливу струменя на верхній торець керна, що приводить до його розмивання;

3) під час буріння свердловин великого діаметра необхідно створювати достатньо великі значення швидкості висхідного потоку, при якій всі розбурені частинки породи будуть виноситися на поверхню.

Пряме промивання переважно застосовується в практиці розвідувального буріння.

Зворотне промивання. Промивна рідина рухається до забою по кільцевому простору між бурильними трубами й стінками свердловини, обмиває забій, входить в отвори породоруйнівного інструмента, за наявності керна проходить кільцевим зазором між керном і колонковою трубою, далі - внутрішнім каналом бурильної колони і збагачена шламом виходить на поверхню землі.

Переваги зворотного промивання: інтенсивне очищення забою від частинок зруйнованої породи й можливість гідравлічного транспорту кернів через бурильні труби на поверхню.

Основний недолік зворотного промивання - неможливість забезпечення нормального процесу буріння за наявності в розрізі поглинаючих горизонтів, у яких втрачається повністю або частково промивна рідина. У зв'язку з

більш складною організацією зворотне промивання має обмежене застосування.

Комбіноване промивання. Рух промивної рідини над колонковою трубою здійснюється за схемою прямого промивання, а нижче за допомогою спеціальних пристроїв - за схемою зворотного промивання. Технічне виконання комбінованого промивання пов'язане із застосуванням пристроїв, що перетворюють у призабійній зоні пряме промивання у зворотне. Комбіноване промивання застосовується з метою підвищення виходу керна.

Як вже зазначалося раніше, kern - зразок гірської породи, витягнутий зі свердловини за допомогою спеціально призначеного для цього виду буріння. Часто являє собою циліндричну колонку (стовпчик) досить міцної гірської породи, щоб зберігати монолітність.

У більшості випадків відбір керна проводиться під час буріння породи порожньою сталевією трубою, що називається колонковою, а саме буріння з відбором керна - колонковим. У середині колонкової труби знаходиться керноприймач (пробовідбірник). Керноприймач складається в основному з головки, керноприймальної труби та кернорвателя. Керноприймачі різноманітні, тому що доводиться відбирати kern різних порід у різних умовах. Розбурювання породи при відборі керна відбувається по кільцю і керноприймач ніби наповзає на стовпчик породи, що утворюється усередині кільця. Зразки керна забираються в трубу у відносно неушкоджені стани. Зруйнована порода (шлам), що не потрапила у керноприймач, виноситься на поверхню промивною рідиною або стисненим повітрям (газом), що нагнітається у свердловину буровим насосом або компресором. Kern (див. рис. 3.3) заклинюють, відривають від забою й піднімають на поверхню. Після видалення керна із труби він розкладається в кернові ящики в суворій послідовності перебування його в геологічному розрізі свердловини. Весь піднятий kern детально описується й передається на зберігання в кернозберігач. Надалі kern

досліджують й аналізують (хімічний, спектральний, петрографічний й інший аналізи) у лабораторії за допомогою різних методів і на різному обладнанні залежно від того, які дані повинні бути отримані. Звичайно, під час аналізу використовується невелика частина керна. По закінченні певного часу відповідно до керівних документів частина керна, що не має істотного значення, ліквідується.



Рисунок 3.3 — Піднятий керн і бурові головки

3.4 Класифікація бурових розчинів

Бурові розчини поділяють на типи й групи за складом, властивостями і призначенням. За хімічною природою дисперсійного середовища (основи) виділяють дві нерівнозначні за обсягами застосування й призначенням групи бурових розчинів: системи на водній і неводній основі. До першої групи належать усі основні бурові розчини масового застосування, до другого - системи спеціального застосування, головним чином для розкриття продуктивних пластів і розбурювання хемогенних і чутливих до впливу водної фази теригенних відкладень.

За вмістом твердої фази розрізняють розчини з низьким вмістом твердої глинистої фази (як правило до 7 %) і безглинисті розчини, за густиною — важкі (з добавками спеціальних

порошкоподібних матеріалів високої густини) і полегшені (аеровані).

За характером впливу на породу, що розбурюється, розрізняють диспергуючі та недиспергуючі бурові розчини. У середовищі перших полегшено розпад відносно великих частинок вибуреної породи або спеціально уведеного в розчин глинистого мінералу на більш дрібні (колоїдні) частинки. У середовищі інших, навпаки, розпад великих частинок на більш дрібні ускладнений, уповільнений або зовсім не можливий.

Класифікація бурових розчинів не є строгою й всеосяжною. Назви деяких систем бурових розчинів досить умовні і використовуються за сталою традицією або за номенклатурою фірм-розроблювачів.

3.5 Основні інгредієнти бурових розчинів

Існує два види промивної рідини:

1 Технічна вода (прісна, морська, розсоли). Застосовується під час буріння в стійких породах.

2 Глинисті розчини. Застосовуються в тріщинуватих, пухких сипучих, пливучих й інших слабостійких породах для запобігання обвалів, а також у тріщинуватих скельних породах для боротьби із втратою циркуляції.

Інгредієнти бурових розчинів можна розділити на кілька основних груп за призначенням.

Дисперсійне середовище (основа). Бурові розчини різних типів масового застосування готують, як правило, на водній основі. Для цього використовують природну воду з наземних водойм і артезіанських свердловин — як прісну, так і мінералізовану; застосовують також пластову й морську воду. На властивості бурового розчину впливають як загальна концентрація розчинених у воді солей, так і їх іонний склад. Особливо важливою є концентрація солей твердості (кальцію й магнію), оскільки не усі компоненти бурового розчину зберігають

свої функції за їх наявності. У ряді випадків основою бурового розчину служать розсоли - водяні розчини солей із концентрацією від 5 % до насичення.

Неводну основу використовують для приготування бурових розчинів у випадках, коли контакт породи з водною фазою може привести до важких ускладнень бурового процесу або не дозволить забезпечити високоякісне розкриття продуктивного шару. Більшу частину розчинів цього типу становлять системи на вуглеводневій (нафтовій) основі. На цей час простежується стійка тенденція виключити з компонентного складу цієї основи з'єднання ароматичного ряду як токсичні та екологічно шкідливі. В останні роки серед екологічно безпечних бурових розчинів на неводній основі з'явилися системи, у яких дисперсійним середовищем є синтетична органічна рідина, що біологічно розпадається. Її отримують з натуральної жирової сировини.

Глиноматеріали. Подані, як правило, у вигляді порошків. Використовуються як структуроутворювачі в складі більшості промивних рідин на водній основі. Найбільш широко в прісних та слабомінералізованих бурових розчинах застосовуються бентонітові глини (бентоніт). Завдяки високому вмісту в них монтморилоніту - гідрофільного мінералу, що набухає та легко диспергується у воді, бентонітові глини у водному середовищі утворюють колоїдно-дисперсні системи, схильні до тиксотропного структуроутворення.

У високомінералізованій воді бентоніт значною мірою втрачає свою структуроутворювальну здатність. Тому у мінералізованих бурових розчинах замість бентоніту, як правило, застосовують солестійку палигорскітову глину (палигорскіт).

Поряд з бентонітовим і палигорскітовим глинопорошками для використання в складі бурових розчинів випускають каолініт-гідролюдяні глинопорошки. Але структуроутворювальна здатність останніх істотно нижча, ніж у палигорскітових і особливо бентонітових глинопорошків.

Найважливіший технологічний параметр, який свідчить про якість глиноматеріалу - «вихід глинистого розчину»,

виражений числом кубометрів глинистої суспензії з певною в'язкістю, отриманої з однієї тонни глини або глинопорошку. Для бентонітових глинопорошків різних марок цей показник може бути в межах від 2—5 (низькоякісний матеріал) до 15—20 м³/т (норми міжнародного стандарту) і вище. Однак вихід глинистого розчину з немодифікованого глинопорошку рідко перевищує 8—12 м³/т. Більш високі показники забезпечуються введенням у глинопорошок модифікованих добавок кальцинованої соди та інших (у тому числі полімерних) речовин.

Знижувачі фільтрації — реагенти й матеріали, що знижують втрати рідкої фази бурового розчину внаслідок поглинання її в процесі буріння гірською породою, яка має природну проникність.

Знижувачі фільтрації, що вводять у буровий розчин, знижують проникність фільтраційної кірки.

Ефективність дії знижувачів фільтрації залежить від умов їх застосування та взаємодії з іншими компонентами бурового розчину. Спільне використання різнотипних, але сумісних реагентів звичайно приводить до посилення їхньої дії при одночасному зниженні робочої концентрації.

Структуруювачі (згущувачі) — реагенти й матеріали, що викликають збільшення значень реологічних параметрів бурових розчинів: ефективної та пластичної в'язкості, статичної та динамічної напруги зсуву. Підтримка цих показників на досить високому рівні необхідна для збереження виносної здатності та седиментаційної стійкості бурового розчину, а також для забезпечення заданого гідродинамічного режиму промивання свердловини.

Історично першим, найбільш доступним і повсюдно застосовуваним структуруювачем є глина, переважно бентонітовий глинопорошок. У сучасних системах малоглинистих бурових розчинів як згущувачі часто використовують лінійні й розгалужені полімери з високою молекулярною масою.

Найбільш ефективний й унікальний за своїми технологічними характеристиками структуроутворювач для бурових розчинів — ксантан, або ксантанова смола, промисловий продукт мікробіологічного синтезу. Його застосовують у малих концентраціях у сполученні з реагентами інших типів.

Розріджувачі (диспергатори) — реагенти, що не допускають надмірного збільшення в'язкості й структурних параметрів бурових розчинів.

Дія розріджувачів базується на ослабленні сил зчеплення між частинками дисперсної фази бурового розчину, що мають тенденцію до утворення дисперсних структур коагуляційного типу. Для розрідження бурових розчинів використовують низькомолекулярні речовини різної хімічної природи: сульфовані поліфенольні конденсати, лігносульфонати, натрієві солі фосфорних кислот, фосфонові кислоти та інші.

Регулятори концентрації водневих іонів (водневого показника рН) забезпечують оптимальний рівень лужності або кислотності бурового розчину. Багато реагентів (знижувачі фільтрації, регулятори реологічних властивостей розчину) досить ефективні лише в лужному середовищі. Разом із тим надлишок лугу шкідливий, тому що призводить до втрати стійкості стінок свердловини під час розбурювання глинистих порід, знижує ефективність деяких реагентів, погіршує колекторські властивості продуктивних пластів, що розбурюються.

Як правило для підвищення показника рН у бурові розчини додають лужні реагенти: гідроокис натрію (їдкий натр, або каустичну соду), гідроокис калію (їдкий калій), карбонат натрію (кальциновану соду) або гідроокис кальцію (гашене вапно). Вільні кислоти (мінеральні й органічні) для зниження показника рН бурового розчину використовують рідко.

Інгібітори гідратації глинистих порід, знижуючи активність водної фази або порід, що контактують із нею,

сповільнюють або запобігають їх набряканню та гідратаційному зниженню міцності. Одночасно інгібуючі добавки ускладнюють диспергування частинок бурового шламу, полегшуючи очищення бурового розчину від вибуреної породи.

Як інгібуючі компоненти бурових розчинів найбільш часто використовують хлориди калію, кальцію, а також вапно й гіпс. Застосовують також силікати натрію й калію (рідке скло). Серед ефективних інгібіторів - органічні водорозчинні речовини, що знижують активність води (гліколи та полігліколи, гліцерин, ефіри), а також дисперговані у водному середовищі органічні і особливо кремнієорганічні гідрофобізатори.

Мастильні добавки знижують сили тертя на всіх поверхнях контакту, що рухаються. При цьому знижується зношування й підвищується тривалість експлуатації обладнання, зменшується ймовірність ускладнень процесу буріння внаслідок заклинювання і посадок бурового інструмента, залипання колони бурильних труб у жолобах і на ділянках скривлення свердловини.

Високу мастильну здатність мають багато полімерних реагентів, що вводять у бурові розчини як стабілізатори й знижувачі фільтрації. Однак якщо їх мастильна дія недостатня, у бурові розчини спеціально вводять мастильні добавки: нафту й рідкі нафтопродукти (у вигляді емульсій), окислений петролатум, нейтралізовані сульфовані жири й жирні кислоти різного походження. Застосовують також поверхнево-активні речовини (сульфанол, неонол та інші) і тверде змащення — графітовий порошок.

Термостабілізатори підвищують стійкість і працездатність бурових розчинів у твердих термобаричних умовах буріння свердловин, тобто при підвищених температурах і тисках. Як правило, їх використовують для термоокислювальних процесів, що призводять до хімічної деградації і розпаду органічних компонентів бурового розчину.

Найбільш поширені термостабілізатори — хромати та біхромати лужних металів (особливо біхромат калію). Іноді термостабілізатори підбирають індивідуально з урахуванням особливостей молекулярної побудови полімерного реагенту.

Емульгатори — речовини, що сприяють диспергуванню (емульгуванню) у середовищі бурового розчину, з рідиною, що не змішується з ним і які забезпечують стійкість отриманої емульсії. Емульгатори можуть бути прямої дії, тобто стабілізуючі «прямі» емульсії (типу «масло у воді»), і зворотної дії, ті, що стабілізують «зворотні», або інвертні, емульсії (типу «вода в маслі»). Як правило, емульгатори — це поверхнево-активні речовини (ПАР), низькомолекулярні або полімерні, розчинні переважно в дисперсійному середовищі. Але як емульгатори можуть працювати ще й високодисперсні тверді речовини, що перебувають у диспергованому стані в одній з рідких фаз і частково змочуються іншою фазою.

У технології промивання свердловин при створенні емульсій прямого типу використовують сульфаноли, лужні мила, неоноли; при одержанні інвертних емульсій застосовують емультал, «металеві» мила (наприклад, кальцієві солі жирних і смоляних кислот), деякі катіонні ПАР та інші речовини, що розчиняються у маслі з полярними групами в структурі молекул.

Піностабілізатори (піноутворювачі) — ПАР, розчинні полімери, іноді високодисперсні тверді речовини, які сприяють утворенню піни й забезпечують її стійкість. Механізм їх дії базується на тому, що, накопичуючись на поверхні поділу «рідина-газ», вони створюють адсорбційний або фазовий «бар'єр», що розділяє газові пухирці та перешкоджає їх злиття (коалесценції) під час зіткнення. Піностабілізатори додають у бурові розчини при їх аерації або під час використання пінного промивання свердловини.

Ефективні стабілізатори пін на водній основі - милоподібні ПАР. Піноутворювальна здатність ПАР залежить від мінералізації води, значень рН, температури, наявності в розчині інших речовин.

Піногасники — ПАР, введення яких у буровий розчин перешкоджає небажаному утворенню піни або руйнує вже ту піну, що утворилася. Піногасники мають більш високу поверхневу активність, ніж стабілізатори піни, і тому витісняють їх з міжфазової поверхні. Але при цьому вони не здатні створити захисний бар'єр проти злиття бульбашок, і рідкий прошарок між бульбашками легко проривається.

Для зниження піноутворення в бурові розчини часто додають технічні продукти, що містять вищі жирні спирти (наприклад, сивушні масла), розчини окисленого парафіну, рідкі нелетучі складні й прості ефіри різного складу.

Флокулянти — високомолекулярні речовини, що викликають утворення в буровому розчині пухких пластівчастих агрегатів (флокул) із дрібних (колоїдних) частинок дисперсної фази. Процес утворення флокул називають флокуляцією і використовують для полегшення очищення бурового розчину від високодисперсного бурового шламу. Флокулянти, як правило, у сполученні з мінеральними коагулянтами використовують також при розділенні твердої та рідкої фаз у процесі перероблення та утилізації рідких відходів буріння.

Бактерициди (антисептики) вводять у бурові розчини для захисту реагентів від мікробіологічної деструкції. У такому захисті мають потребу, в першу чергу, полімерні реагенти із класу полісахаридів: ефіри целюлози, крохмальні реагенти, біополімери типу ксантана. Бактерицидну дію мають фенол, формальдегід (параформ), але їх застосування для обробки бурових розчинів обмежено гігієнічними й екологічними заборонами.

Пом'якшувачі води — реагенти, що знижують концентрацію в ній іонів кальцію та магнію. Надлишкова концентрація цих іонів не дозволяє використовувати в складі бурових розчинів високомолекулярні сполуки з карбоксилатними групами (наприклад, полімери акрилового ряду) або викликає підвищену їхню витрату. Як правило, для пом'якшення води використовують реагенти: карбонат натрію (кальцинована сода), бікарбонат натрію, фосфати натрію.

Поглиначі сірководню використовують у складі бурових розчинів у випадках можливого його прояву під час буріння свердловин на деяких нафтових родовищах. Найбільш часто використовують залізоокисні нейтралізатори сірководню: залізний сурик (Fe_2IPO_3), магнетит (Fe_3IPO_4) тонкого помолу, а також деякі інші сполуки.

Інгібітори корозії дозволяють уникнути передчасного виходу з експлуатації бурового обладнання та інструмента, що працюють в умовах підвищеної агресивності промивної рідини. Корозія сталі підсилюється в кислих середовищах і при підвищених температурах, алюмінієвих сплавів - у лужних середовищах.

Корозійну активність бурового розчину підсилюють розчинені в ньому сірководень, вуглекислий газ, кисень. Тому компоненти бурового розчину, що поглинають або нейтралізують ці речовини, інгібують корозійні процеси. Введення спеціальних інгібіторів корозії в буровий розчин іноді доцільно, але практикується рідко.

Обважнювачі — це порошкоподібні хімічно інертні неорганічні матеріали, що вводять у бурові розчини для збільшення їх густини. Густина бурових розчинів без обважнювачів, як правило, не перевищує $1,08 \text{ г/см}^3$, якщо використовують бентонітову глину, і може підвищитися до $1,3 \text{ г/см}^3$ під час використання глин інших типів. Однак вміст глини в буровому розчині варто підтримувати на мінімально необхідному рівні, а збільшення його густини здійснювати за допомогою обважнювачів.

Наповнювачі (кольматанти) потрібні для зниження втрат бурового розчину внаслідок його поглинання тріщинуватими породами й пластами з іншими порушеннями макроструктури.

Найбільш типові наповнювачі - волокнисті, лушпинні й зернисті матеріали, як правило, промислові відходи: деревні обпилювання й стружки, гумова й пластмасова дрібка, здрібнені текстильні матеріали, побічні продукти перероблення сільськогосподарської продукції (лушпайки насіння, шкарлупа горіхів та ін.). Застосовують також здрібнені мінеральні

матеріали: азбест, слюду, перліт, вермикуліт, діатоміт, карбонатні наповнювачі.

3.6 Вимоги, що ставлять до бурових розчинів

Загальні вимоги до бурових розчинів будь-якого типу можна сформулювати коротко.

1 Бурові розчини повинні забезпечувати високі техніко-економічні показники буріння. Основними умовами виконання цієї вимоги є:

- буріння при максимальній швидкості без аварій й ускладнень;

- висока якість буріння (стійкість і близькі до номінальних геометричні параметри стовбура свердловини);

- висока якість розкриття продуктивного пласту (збереження природної проникності нафтоносної породи в пристовбурній зоні).

2 Бурові розчини повинні бути безпечні для людей і навколишнього природного середовища в процесі підготовки, застосування й утилізації відходів буріння. Виконання цієї вимоги — необхідна умова впровадження нових розробок у сфері технології бурових розчинів.

Конкретні вимоги до технологічних і гігієнічних властивостей бурових розчинів, що застосовуються у тих або інших геолого-технічних умовах буріння, визначаються проектною документацією на будівництво свердловини, а також геологічними, географічними й соціально-демографічними особливостями регіону, у якому здійснюються бурові роботи.

3.7 Функції бурового розчину

Бурові розчини виконують низку функцій:

1 Звільнення забою і стовбура свердловини, що буриться, від вибуреної породи і транспортування (винос) її на поверхню - одна з основних функцій бурового розчину. Вона залежить від двох взаємозалежних груп факторів: фізичних властивостей бурового розчину (густини та сукупності реологічних характеристик) і гідродинамічних режимів течії розчину на різних ділянках контуру циркуляції, насамперед на забої й у затрубному просторі. Перші групи визначаються складом і технологією приготування та хімічної обробки бурового розчину, другі — геометричними параметрами «русла» потоку промивної рідини та технічними характеристиками бурового насоса (продуктивністю, потужністю).

2 Буровий розчин полегшує руйнування гірської породи в процесі поглиблення свердловини. При цьому є два фактори впливу на породу: гідродинамічний (ефект розмиву) і фізико-хімічний (ефект адсорбційного зниження міцності). Рідка фаза бурового розчину, проникаючи в мікротріщини й дефекти структури породи, що буриться, створює «розклинювальний тиск» у вузькому зазорі між монолітом і шламовою часткою, що відокремлюється від нього. Цей тиск діє проти «диференціального тиску», який затруднює відрив і відхід з поверхні забою шламових частинок в об'єм бурового розчину.

3 Зміцнення відкритого стовбура свердловини під час розбурювання нестійких гірських порід — важлива функція бурового розчину. Більшість порід у тому або іншому ступені мають природну проникність, наслідком чого є фільтрація бурового розчину (при надлишковому гідростатичному тиску) із затрубного простору в пласт по всьому інтервалу буріння. Тверда дисперсна фаза розчину частково проникає разом із рідкою фазою в устя каналів-пор фільтрувальної породи, закупорюючи їх і частково відфільтровується поверхнею породи та відкладається на ній у вигляді щільного тонкого шару — фільтраційної кірки.

Ця кірка, перешкоджаючи або сповільнюючи проникання рідкої фази бурового розчину в породу, захищає її від зменшення

міцності під дією фільтрату. Компоненти фільтраційної кірки (глинисті частинки, полімерні реагенти) можуть підсилювати зчеплення слабозцементованих частинок породи, підвищуючи її міцність. Крім того, кірка з низькою проникністю утворює «напірну оболонку», що при досить високому гідростатичному тиску розчину не дозволяє обсіпатися (або обрушуватися) нестійкій породі в свердловину.

4 Буровий розчин виконує функцію мастильного агента. Його мастильна дія повинна ефективно проявлятися як на поверхні контакту металевих елементів бурильної колони з породою або фільтраційною кіркою, так і при контактній взаємодії в парі метал—метал. Буровий розчин, знижуючи коефіцієнт тертя ковзання, зменшує силу опору обертового й зворотно-поступального руху колони бурильних труб, знижує адгезію (липкість) глинистих порід до металу, зменшує небезпеку затягувань і прихватів. Неабияке значення при цьому має зменшення зношування бурового інструмента та обладнання.

5 Буровий розчин — регулятор теплофізичних процесів у свердловині. Він охолоджує породоруйнівний інструмент в умовах високотемпературного буріння, контролює теплообмін між породою, що буриться і свердловинним середовищем під час буріння в породах, які знаходяться у вічній мерзлоті.

6 Буровий розчин — енергоносіє для гідравлічних забійних двигунів (турбобура, гвинтового забійного двигуна, гідродарника). При цьому частина енергії руху промивної рідини перетворюється в роботу породоруйнівного інструмента, забезпечуючи поглиблення свердловини в заданому режимі буріння.

7 Буровий розчин — засіб отримання і передачі інформації про склад, структуру й властивості породи, яка буриться, стан і властивості пластів, що буряться. Цю інформацію отримують шляхом аналізу бурового шламу, що виноситься розчином, визначення якісних і кількісних змін у властивостях бурового розчину, проведення електрофізичних вимірювань.

3.8 Властивості промивних розчинів

Під час буріння свердловин важливе значення мають питома вага, густина, в'язкість використовуваної промивної рідини та інші показники.

Питома вага. Щоб уникнути зашламування свердловини різниця питомої ваги рідини, що виходить зі свердловини, і питомої ваги промивної рідини, що нагнітається в свердловину, повинна бути в межах 0,01—0,03, тому необхідно періодично заміряти ці параметри.

Густина. Густина нормального глинистого розчину залежно від необхідного гідростатичного тиску повинна бути в межах 1,08—1,45 г/см³; аерованого (насиченого повітрям) — 0,7—0,9 г/см³; обваженого (з добавкою порошку бариту або гематиту) — до 2,30 г/см³.

Густина промивної рідини вимірюють ареометрами постійного об'єму.

В'язкість. Під в'язкістю розуміють внутрішнє тертя, що існує між шарами рідини, які рухаються один стосовно іншого з різною швидкістю. Умовна в'язкість визначається за допомогою стандартного польового віскозиметра (СПВ-5). Для боротьби з поглинанням застосовуються розчини підвищеної в'язкості.

Вміст піску в глинистому розчині. При значному вмісті піску в розчині відбувається швидке зношування деталей насоса, бурового сальника (вертлюга) та іншого обладнання. Під час зупинки циркуляції пісок осідає на забій свердловини і може скувати колонковий снаряд. Під піском розуміють вміст твердих частинок розбурених порід і грудочок глини. Вміст піску визначається розведенням розчину водою у відношенні 1 : 9 і відстоєм упродовж 1 хв. За цей час в осад випадають фракції піску крупніше ніж 0,1 мм. Для більш повного осадження всіх фракцій піску залишають розчин у спокої упродовж 3 хв. Для визначення вмісту піску застосовується відстійник ОМ-2. У нормальному глинистому розчині вміст піску повинен бути менше ніж 4 %.

Добовий відстій. Він характеризує стабільність глинистого розчину, тобто здатність упродовж тривалого часу не розшаровуватися на тверду й рідку фази. Нормальні глинисті розчини повинні за добу давати відстій не більше 3-4 %. Стабільність глинистого розчину визначається за допомогою приладу ЦС-2. У нормальних розчинах ця різниця не повинна перевищувати 0,02 г/см³.

Водовіддача. Характеризує здатність глинистого розчину відфільтровувати воду в пористі породи. Показник водовіддачі характеризується об'ємом води в кубічних сантиметрах, яка фільтрується упродовж 30 хв із 100 см³ глинистого розчину через паперовий фільтр діаметром 75 мм під надлишковим тиском 0,1 МПа. Водовіддача має велике значення під час буріння в пористих породах. Глинисті розчини з великою водовіддачею утворюють сипку кірку, яка звужує стовбур свердловини і викликає затягування бурового інструмента під час підйому. Проникнення води в глинисті породи викликає їхній набряк та зсув в стовбур свердловини. Зниження водовіддачі глинистого розчину сприяє усуненню цих явищ. Величина водовіддачі залежить: а) від якості глини; б) від якості води (тверда і солоня вода підвищує водовіддачу); в) від способу приготування розчину (недостатнє розмішування глини приводить до підвищення водовіддачі); г) від хімічної обробки (належна хімічна обробка розчину знижує водовіддачу).

Водовіддачу глинистого розчину визначають приладом ВМ-6.

Нормальною для глинистих розчинів вважається водовіддача не більше 25 см³ за 30 хв.

Статична напруга зрушення Θ . Характеризує здатність глинистих розчинів утримувати у зваженому стані частинки породи.

Оскільки зв'язок між частинками глини в тиксотропному розчині встановлюється поступово, тому величина Θ залежить від часу перебування розчину в спокої. Спочатку Θ швидко збільшується, а потім зростання стає повільнішим і триває до

певної межі. Виміряється Θ приладами, які називаються пластометрами.

3.9 Відбір проби бурового розчину та підготовка її до вимірювання

Щоб властивості проби бурового розчину відповідали властивостям циркулюючої рідини або рідини, що зберігається в ємності або земляній коморі, необхідно уточнювати місце відбору проби, її об'єм і час між відбором проби та її аналізом.

Коли потрібні відомості про рідину, що циркулює в свердловині, пробу варто відбирати поблизу місця її виходу зі свердловини (устя) до того, як вона пройшла очисні пристрої, дегазатори. Пробу необхідно відбирати лише під час циркуляції.

Для одержання характеристик рідини, що закачується у свердловину, пробу відбирають наприкінці жолобів, по яких вона подається до насосів.

Якщо аналіз проводять безпосередньо на буровій, пробу відбирають у кількості, необхідній для одного аналізу. Якщо пробу відбирають для аналізу в лабораторії, розміщеної далеко від бурової, об'єм її становить 3-5 л. Для отримання цього об'єму через кожні 5-15 хв відбирають по 0,5 л рідини і зливають в один посуд, наприклад відро, пропускаючи її при цьому через сітку від віскозиметра.

Істотною роллю відіграє час між відбором проби й аналізом. Газ, винесений буровим розчином зі свердловини, може швидко випаруватися, у результаті чого збільшується його густина. Нагрітий буровий розчин вихолоняє, в результаті чого його характеристики змінюються, особливо це позначається на величинах густини, в'язкості й вмісту газу. Тому їх визначають безпосередньо біля жолобів бурової.

3.10 Промислові випробування бурового розчину

Частину властивостей бурового розчину може виміряти бурова бригада, як правило, це густина бурового розчину, умовна в'язкість і водовіддача. Крім того, бригадою можуть вимірятися вміст піску, а також концентрація солей і лужність розчину.

Однак для якісного керування властивостями бурового розчину, що дозволяє забезпечувати ефективне виконання ним заданих функцій, такого набору параметрів явно недостатньо.

3.10.1 Густина бурового розчину

Зміною густини розчину регулюють гідростатичний тиск на забій і стінки свердловини, що є важливим у боротьбі з ускладненнями (поглинаннями, фонтануванням, обвалами).

Для нормальних умов буріння величина густини становить $\rho = 1,05 - 1,3 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. Збільшення густини викликає підвищення витрати енергії на прокачування розчину і збільшення втрати його в тріщинуватих і пористих породах.

Густину вимірюють за допомогою ваг, ареометрів АГ-1, АГ-2, АГ-3ПП, пікнометра.

Вимірювання густини за допомогою ваг

Ваги (рис. 3.4) складаються з важеля 6, мірного кухля для розчину 1 із кришкою 2, бігунка 7, стійки 8, на опорі якої за допомогою призм 4 або 5 встановлюється важіль. На важелі нанесені дві шкали: верхня — з поділками від 0,9 до 1,6 г/см³, нижня — з поділками від 1,5 до 2,4 г/см³.

Перед вимірюванням ваги встановлюють у строго горизонтальне положення за допомогою рівня 3. Далі знімають важіль зі стійки, досліджуваний розчин заливають у кухоль ваг до країв і закривають кришкою. Важіль встановлюють на одну із призм залежно від очікуваної густини розчину. Переміщаючи

бігунок по важелю, урівноважують кружку, знімають показання ваг.

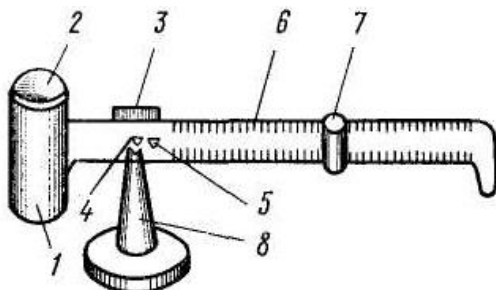


Рисунок 3.4 — Ваги для вимірювання густини

Під час устанавлення важеля на праву призму 5 відлік проводять за верхньою шкалою ($0,9—1,6 \text{ г/см}^3$), під час устанавлення на ліву призму 4 — за нижньою шкалою ($1,5—2,4 \text{ г/см}^3$).

Для перевірки правильності показань ваг роблять зважування води ($\rho = 1 \text{ г/см}^3$). Справні ваги повинні показувати точно $\rho = 1 \text{ г/см}^3$.

Вимірювання густини ареометром АГ-ЗПП

Ареометр АГ-ЗПП (рис. 3.5) складається з мірної склянки 5, денця 6, поплавця 7, стрижня 8 і знімального вантажу 1.

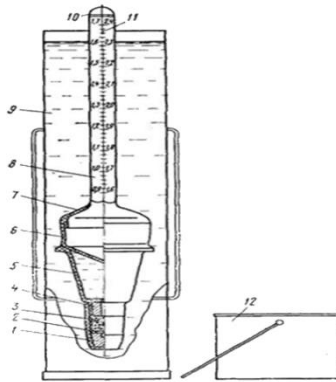


Рисунок 3.5 — Схема ареометра АГ-ЗПП

Мірна склянка має дві порожнини — об'єм для проби розчину, що заміряється, і компенсаційну камеру. У компенсаційній камері розміщається металевий баласт 4, необхідний для стійкості зануреного у воду приладу, і компенсаційний вантаж (чавунний дріб) 3 для тарування. Дріб і баласт ізолюється від довкілля заглушкою 2. У верхній частині склянки розміщені прорізи для зливу надлишків розчину. Плавучість ареометра забезпечує поплавцева камера. Вона складається з поплавця 7 і денця 6.

Стрижень 8 виготовлений з дюралевої трубки й кріпиться до поплавця на різьбі епоксидним клеєм. Трубка зверху закривається поліетиленовою пробкою 10.

Знімний вантаж 1, що забезпечує два діапазони вимірювання ареометром, являє собою сталеву арматуру, залиту зовні поліетиленовою оболонкою. Еластичність поліетилену використовується для з'єднання знімного вантажу з мірною склянкою. На поверхні стрижня нанесені дві шкали 11 для вимірювання густини в межах 0,9—1,7 і 1,6—2,4 г/см³. Під час вимірювань за другою шкалою (важкі розчини) вантаж 3 знімають.

Ареометр поставляють в комплекті із відром-футляром 9, що закривається кришкою 12.

Вимірювання проводять у такому порядку. Відкривають кришку відра-футляра і виймають ареометр. У відро наливають чисту прісну воду (в даному випадку отримують найбільш точні результати вимірювання і при цьому не потрібно вносити виправлення на густину води).

Далі від'єднують поплавць від мірної склянки, перевіряють їхню чистоту й за необхідності миють водою. Потім перевіряють точність показань приладу. Для цього температура води повинна бути 20 ± 5 °С.

Заливають воду в мірну склянку, з'єднують її з поплавцем, видавивши при цьому надлишок води, і занурюють зібраний ареометр у воду. У прісній воді ареометр повинен зануритися під воду у відрі до поділок на шкалі поплавця $1,0 + 0,005$ г/см³. При більших відхиленнях показань ареометра необхідно змінити кількість дробу в циліндричній частині поплавця.

Якщо у відро заливають мінералізовану воду (морську або солону), то ареометр буде занурюватися недостатньо глибоко і показання будуть заниженими. У цьому випадку визначають поправку на густину цієї води. Для цього в мірну склянку ареометра наливають таку саму воду, якою заповнене і відро. Зібраний прилад опускають у відро і знімають показання за поправковою шкалою. Поділки, до яких ареометр порине у воду, покажуть величину поправки. Цю поправку враховують під час подальших вимірювань густини розчину.

3.10.2 В'язкість бурового розчину

В'язкість рідин — міра внутрішнього тертя між її шарами. Ця величина властива істинним розчинам і взагалі рідинам, які не мають структури. Їх прийнято називати н'ютонівськими рідинами, і вони характеризуються динамічною та кінематичною в'язкістю. Промивні рідини, наприклад глинисті розчини, не підпорядковуються закону Ньютона, тому що вони являють собою структуровані дисперсні системи.

У розчинах, що перебувають у спокої, глинисті частинки з'єднуються одна з одною у тих місцях, де захисні плівки (гідрат-оболонки) тонші або відсутні і утворюють кістякову структуру. Це приводить до загущення розчину аж до втрати плинності. Щоб знову повернути плинність розчину і знизити його в'язкість, необхідно зруйнувати цю структуру. Отже, від стану розчину (спокою, руху) залежить в'язкість. У зв'язку із цим вводиться поняття структурної в'язкості, що залежить від величини механічного впливу на розчин. Структурну в'язкість вимірюють у добре оснащених лабораторіях віскозиметрами ротаційного типу. У звичайних лабораторіях і у польових умовах прийнято вимірювати умовну в'язкість розчину, що цілком задовольняє вимоги практики.

Від величини в'язкості залежать: здатність розчину до закупорювання, стійкість стінок свердловини, винос шламу, очищення розчину від шламу в циркуляційній системі на поверхні, працездатність бурового насоса.

Умовна в'язкість вимірюється в секундах (с) і позначається буквою Т. Для нормальних умов буріння в'язкість розчинів становить 20-30 с. Вимірюють умовну в'язкість віскозиметрами СПВ-5, ВП-5. Умовна в'язкість за ВП-5 — це час витікання в секундах 500 см³ рідини із залитих у прилад 700 см³.

Вимірювання умовної в'язкості віскозиметром ВП-5

Віскозиметр ВП-5 (рис. 3.6) являє собою металеву лійку 1, у нижній частині якої знаходиться латунна трубка 2 довжиною 100 мм із каліброваним отвором діаметром 5 мм. У верхню частину лійки вбудована дротяна сітка 3 для очищення розчину від великих твердих частинок. До комплекту віскозиметра входить мірний кухоль 4, розділений перегородкою на дві частини об'ємом 500 і 200 см³.

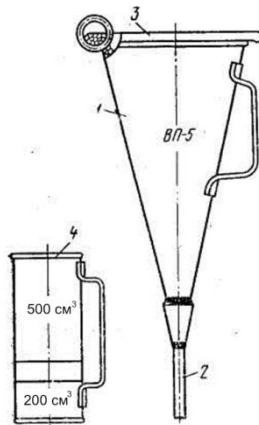


Рисунок 3.6 — Віскозиметр ВП-5.

Вимірювання проводять у такому порядку. Промивають лійку віскозиметра та мірний кухоль водою і підготовлюють пробу розчину. Беруть у руки лійку та закривають трубку вказівним пальцем. У лабораторних умовах краще встановити лійку на штативі, а трубку закрити пробкою. В обох випадках стежать, щоб лійка перебувала у вертикальному положенні. Наливають у лійку через сітку 700 см^3 досліджуваного розчину мірним кухлем. Підставляють кружку об'ємом 500 см^3 під трубку віскозиметра, зливають у неї частину розчину й вливають його назад у лійку (повторюють 2—3 рази). Потім знову підставляють кухоль об'ємом 500 см^3 і, відкривши отвір, одночасно включають секундомір. У момент заповнення кухля до краю зупиняють секундомір, закривають отвір трубки і знімають показання із секундоміра. Вимірювання однієї й тієї самої проби повторюють кілька разів до збігання останніх двох показань.

За відсутності секундоміра час можна засікати по секундній стрілці годинника.

При витіканнях дуже в'язких розчинів поверхня в кухлі виходить опуклою, що утрудняє визначення моменту закінчення вимірювання. У цьому випадку необхідно злегка постукувати

пальцем по бічній поверхні мірного кухля для вирівнювання рівня рідини.

Якщо струмінь, що випливає із трубки, стає дуже тонким та переривається, то вимірювання припиняють, в'язкість розчину вважають дуже великою.

Умовна в'язкість розчину залежить і від його температури.

Під час буріння глибоких свердловин розчин, закачаний у свердловину, нагрівається, а на поверхні охолоджується. У зв'язку із цим рекомендується зробити виміри однієї й тієї самої проби розчину при температурах, наприклад, 20—25 і 40—50 °С (розчин підігрівають на електричній плитці), і порівняти результати вимірювань.

Перевірку приладу здійснюють чистою водою за вищеописаною методикою. Час витікання 500 см³ води становить 15±0,5 с. Якщо час витікання більший, тоді необхідно обережно прочистити трубку або продути. Віскозиметр необхідно замінити, якщо час витікання води буде меншим зазначеного. Після вимірів кожної проби розчину віскозиметр промивають чистою водою.

3.10.3 Вміст піску

Вміст піску в розчині характеризує забруднення його грубодисперсними частинками, що потрапили разом із вихідною сировиною (глиною), а також у результаті руйнування гірських порід у процесі буріння. Вміст піску визначається у відсотках і позначається літерою П.

Вміст відмитого піску показує забруднення розчину лише частинками піску, які не можуть розчинитися у воді. Воно вимірюється у відсотках і позначається літерами ВП.

Пісок, будучи абразивним матеріалом, приводить до інтенсивного зношування деталей бурових насосів, бурового снаряда та іншого гідравлічного обладнання. Нормальним вважається вміст піску до 4 %.

Вимірювання вмісту піску ґрунтується на явищі седиментації грубодисперсних частинок у розведеному водою

розчині. Для вимірювання вмісту піску служать такі прилади: скляний відстійник Лисенка, металевий відстійник ОМ-1 або ОМ-2. У лабораторних умовах краще використовувати відстійник Лисенка, що дає більш точні результати вимірювань. У польових умовах краще застосовувати металевий відстійник типу ОМ-2, але він має один недолік — східчастий перехід від великого діаметра до малого, у якому часто забивається вхідний отвір бюретки (пробірки), внаслідок чого результати вимірювань спотворюються.

Вимірювання вмісту піску відстійником ОМ-2

Металевий відстійник ОМ-2 (рис. 3.7) являє собою циліндричну посудину 2, що закінчується знизу трубкою із прорізами. У середині трубки розміщена проградуйована скляна бюретка 3 (пробірка) об'ємом 10 см^3 із ціною поділок $0,1 \text{ см}^3$. Бюретка прикріплена гвинтом 4 через поперечку 5 і шайбу 6 до гумової прокладки 7. Герметичність кріплення бюретки у верхній частині забезпечує гумове ущільнення 8. За необхідності заміни або для чищення бюретку легко можна витягти з посудини 2.

Відстійник закривається кришкою 1, що має об'єм 50 см^3 . У верхній частині циліндра на рівні об'єму 500 см^3 знаходиться отвір діаметром 3 мм.

Порядок проведення вимірювань.

Спочатку знімають кришку й у відстійник наливають $200\text{—}300 \text{ см}^3$ чистої води. Потім кришкою відміряють 50 см^3 випробуваного розчину та вливають його у відстійник. Не промиваючи кришки, зачерпують нею воду, при цьому в ній розчиняється розчин, що залишився на внутрішніх стінках, і виливають у відстійник.

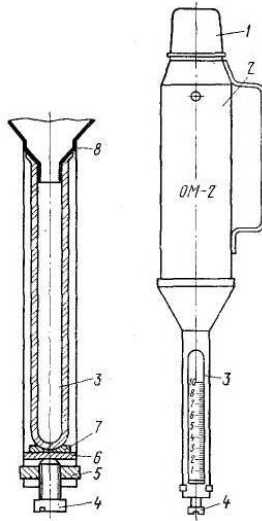


Рисунок 3.7 — Відстійник ОМ-2

Потім наповнюють відстійник водою до рівня триміліметрового отвору на його бічній поверхні, тримаючи його вертикально. Щільно закривають прилад кришкою, прикривши отвір пальцем, та інтенсивно збовтують вміст упродовж 30 с, утримуючи відстійник у горизонтальному положенні. Швидко повертають відстійник у вертикальне положення й засікають час.

Об'єм V визначають за шкалою бюретки через 1 хв спокою.

Для визначення вмісту відмитого піску ВП виливають воду із глинистими частинками в ній через горлечко відстійника, потім зливають осад у порцелянову чашку діаметром 120 мм за допомогою невеликих порцій чистої води. Через 1-2 хв відстояну в чашці воду обережно зливають і наливають чисту воду, у якій осад розтирають гумовою пробкою, при цьому вода каламутніє. Мутну воду зливають. Так повторюють декілька разів, поки вода, що зливається, не перестане каламутніти, що свідчить про повне відмивання глинистих частинок.

Після цього осад змивають невеликими порціями води у відстійник, доливають туди чисту воду та визначають об'єм осаду V_i так само, як при визначенні загального вмісту піску.

3.10.4 Добовий осад

Добовий осад — це кількість вільної води у відсотках, що відстоялася за добу із проби розчину.

Добовий осад характеризує стійкість розчину як колоїдної системи, тобто це здатність упродовж тривалого часу не розділитися на тверду й рідку фази.

Добовий осад визначається у відсотках і позначається літерою O .

Для нормальних глинистих розчинів добовий осад не повинен перевищувати 4% загального обсягу. Цей показник може свідчити про якість розчину в цілому. Якщо у відстійниках на свердловині через кілька годин перерви відстоюється значний шар води, то такий розчин практично непридатний для нормального процесу буріння. Розчин, що не має осаду, належить до висококолоїдних і його параметри відповідають вимогам для нормальних умов буріння.

Визначення добового осаду проводять мірним скляним циліндром об'ємом 100 см^3 із ціною поділок 1 см^3 (див. рис. 3.8).

Ретельно перемішану пробу випробовуваного розчину заливають у циліндр до оцінки «100», закривають зверху скляною кришкою, ставлять і засікають час.

Через 24 год за шкалою циліндра визначають об'єм відстояної води O_1 .

Добовий відстій O , % визначають за формулою

$$O = 100 - O_1.$$

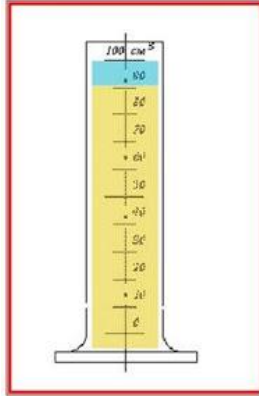


Рисунок 3.8 — Прилад для визначення добового осаду

Під час вимірювань трьох проб розчину для прискорення роботи необхідно мати три циліндри, а дослідження проводити одночасно.

3.10.5 Стабільність

Стабільність розчину — це здатність його зберігати рівномірність розподілу частинок твердої фази по всьому об'єму.

Стабільність так само, як і добовий осад, є показником стійкості розчину як колоїдної системи. Від величини стабільності глинистого розчину залежить його здатність утримувати у зваженому стані частинки глини, вибуреної породи (шламу) та обтяжувача.

Показник стабільності оцінюється різницею густин нижнього й верхнього об'ємів розчину після його осаду упродовж доби.

Стабільність вимірюється в кг/м^3 (г/см^3) і позначається літерою С.

Для нормального розчину стабільність не повинна перевищувати 20 кг/м^3 ($0,02 \text{ г/см}^3$). Якщо цей показник вищий, то

це свідчить про малу стабільність розчину, при цьому ймовірність заклинювань бурового інструмента збільшується.

Стабільність вимірюють приладом ЦС-2.

Прилад ЦС-2 (рис. 3.9) являє собою металевий циліндр об'ємом 800 см^3 і висотою 200 мм. У середині бічної поверхні циліндра є отвір із гумовою пробкою 2 для зливу розчину.

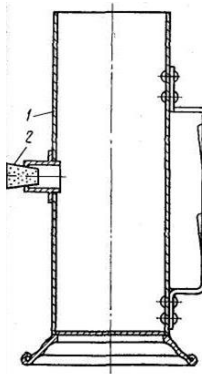


Рисунок 3.9 — Прилад ЦС-2

Порядок проведення вимірювань

Циліндр ЦС-2 мийть водою й витирають насухо зовні й усередині, закривають отвір гумовою пробкою.

Ретельно перемішують пробу розчину, заповнюють нею циліндр до країв, закривають циліндр скляною кришкою й засікають час.

Через 24 год відкривають пробку й зливають верхню частину розчину разом із відстояною водою в кухоль, ретельно перемішують злитий розчин і визначають його густину ρ_1 ареометром.

Закривають отвір циліндра пробкою, ретельно перемішують нижню половину розчину і визначають його

густину ρ_2 . При обох вимірюваннях необхідно користуватися одним ареометром.

Стабільність визначають відніманням першого показання ареометра від другого:

$$C = \rho_2 - \rho_1.$$

3.10.6 Водовіддача

Водовіддача промивної рідини — це здатність її відфільтрувати (віддавати) рідку фазу під впливом надлишкового тиску.

Сутність явища водовіддачі полягає в такому. Частинки твердої фази глинистого розчину проникають у пори й тріщини порід і осідають у них і на поверхні, утворюючи фільтраційну глинисту кірку. Через цей своєрідний фільтр із розчину під надлишковим тиском може пройти лише рідка фаза (як правило, вода). У міру ущільнення кірки фільтрація знижується. Величина водовіддачі (фільтрації) визначається властивостями фільтраційної кірки, утвореної цим розчином.

Грубодисперсні, нестабільні розчини утворюють товсті, пухкі й нещільні кірки з великими зазорами між частинками, через які вільно проходить вода.

Високоякісні (тонкодисперсні) розчини із дрібними частинками твердої фази утворюють, як правило, тонкі, але щільні кірки, через які із часом віддача води наближається до нуля.

Водовіддача розчину є найбільш важливим його параметром під час буріння в пухких, слабозцементованих і пористих породах. Глинистий розчин з великою водовіддачею утворює у свердловині товсту й пухку кірку, яка звужує стовбур свердловини та викликає затягування й заклинювання бурового інструмента під час підняття. Проникнення води в породи, що оточують стовбур свердловини, може викликати набрякання й обвалення цих порід.

Зниженням водовіддачі розчину можна ліквідувати ці ускладнення.

Фільтраційна кірка, крім товщини, характеризується ще липкістю, що впливає на величину сил тертя снаряда об стінки свердловини під час обертання та спуско-підймальних операцій.

Водовіддача виміряється при температурі 20 °С кількістю відфільтрованої рідини з розчину (см³) за 30 хв при надлишковому тиску 0,1 МПа із площі фільтра 44 см² (діаметр фільтра 75 мм) і позначається літерою В.

Товщина фільтраційної кірки виміряється в міліметрах і позначається літерою К.

Для нормальних глинистих розчинів водовіддача вважається припустимою, якщо її величина не перевищує 10–25 см³ за 30 хв, при товщині глинистої кірки 1–2 мм (за ВМ-6). Під час буріння в ускладнених умовах (пухкі, нестійкі породи) водовіддачу розчину необхідно знижувати до 5 см³ за 30 хв і менше.

Водовіддачу вимірюють приладами ВМ-6, ВГ-1.

При підвищених температурах водовіддачу вимірюють фільтр-пресом ВНІБТ ФП-250, фільтр-пресом ФП-3 на установці УІВ-1 (при температурі до 200 °С і перепаді тиску до 10 МПа).

Прилад ВМ-6 (рис. 3.10) складається із трьох основних вузлів: кронштейна 10, фільтраційної склянки 5 із приладдям і напірним циліндром 3.

Фільтраційна склянка на верхньому кінці має горловину із зовнішнім різьбленням й отвір, нижній кінець якого розточений до діаметра 53 мм. Також фільтраційна склянка має виточку під решітку фільтра та зовнішнє різьблення під піддон 7. У піддон вкладений клапан 8 із гумовою прокладкою 11. Гвинтом 9 клапан притискається до решітки 6 і закриває її отвори.

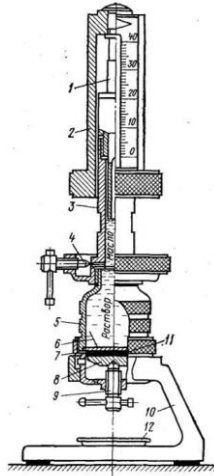


Рисунок 3.10 — Прилад ВМ-6

Вузол напірного циліндра складається із власне циліндра 3 зі вкрученої в нього на мідній прокладці втулкою з напресованою чашкою, плунжера 1, притертого по втулці, і вантажу-шкали 2, закріпленого на плунжері. На верхньому кінці втулки циліндра нанесена відлікова риска. Для установлення шкали приладу на нуль і спускання мастила із циліндра в нижній частині його є отвір, що перекривається голкою 4.

Нижній кінець циліндра має внутрішнє різьблення для з'єднання з фільтраційною склянкою. Для ущільнення місця з'єднання передбачена прокладка з маслостійкої гуми.

Зібраний прилад установлюють в кільце литого кронштейна, у нижній частині якого передбачене місце для чашки 12.

Порядок вимірювання водовіддачі

Установлюють прилад на столі, виймають плунжер із циліндра. Відвертають циліндр для перевірки того, чи закритий отвір голкою. Розбирають фільтраційну склянку, вивернувши піддон, виймають решітку й клапан і витирають їх насухо.

Кружок фільтрувального паперу змочують водою й приліплюють на решітку, видаляють надлишок води з поверхні паперу, промокнувши її сухим кружком. Решітку з фільтрувальним папером вкладають у виточку склянки, папером усередину, накладають на решітку клапан і накручують піддон на склянку. Гвинт, що кріпить клапан, повинен бути викрученим. Далі вставляють зібрану склянку в кронштейн і міцно затягують руками різьблення, після чого гвинтом закривають клапан.

Випробуваний розчин ретельно перемішують і кухлем від віскозиметра наливають у склянку, на 3—4 мм не доходячи до краю. Різьблення склянки насухо витирають. Накручують циліндр на склянку, попередньо перевіривши справність прокладки.

Потім наливають у циліндр машинне мастило (занадто густе мастило розбавляється гасом). Мастило варто наливати таким чином, щоб воно стікало по стінках циліндра. Мастило не доливають на 1 см до верхнього краю втулки.

Плунжер вставляється в циліндр (при цьому він опуститься за рахунок стиснення повітря на 2—3 см). Спускний отвір відкривають і, обертаючи плунжер рукою накаткою на вантажі, підводять нульову поділку на шкалі до відлікової риски на верхньому краї втулки циліндра. Якщо нульова поділка опускається нижче риски, тоді записують нульове показання V_0 за шкалою навпроти риски, взявши його за нуль, і від всіх наступних при цьому визначенні показань віднімають показання V_0 .

Усі операції варто робити швидко, тому що при нестабільних розчинах за час від моменту наливу розчину в стакан до моменту початку фільтрації може утворитися осад, внаслідок чого буде перекручений результат вимірювання.

Потім відкривають клапан, вивернувши гвинт на один—два оберти. У момент відкриття клапана запускають секундомір. Через 30 хв визначають величину V_{30} за показаннями приладу, причому увесь цей час плунжер обертають вручну накаткою на вантажі.

Потім виливають воду і залишок розчину із фільтраційної склянки, а склянку розбирають.

Зі склянки вибивають кірку в решітці. Якщо кірка міцно прилипла до стінок склянки, її видувають. Потім вимірюють товщину кірки голкою Віка або металевою лінійкою в декількох місцях і беруть її середнє значення.

3.11 Обладнання для приготування та очищення бурових розчинів

Конструкція обладнання для приготування бурових розчинів залежить від застосовуваних вихідних матеріалів: глин, матеріалів, що підвищують вагу і хімічних реагентів. Для приготування розчинів із сухих порошкоподібних матеріалів потрібні лише ретельне перемішування та створення умов для повного змочування твердих частинок. Для приготування розчинів з грудкових матеріалів або вологих порошків необхідне попереднє подрібнення шматків або злиплих грудок. Процеси подрібнення вихідних твердих матеріалів і перемішування їх з водою здійснюються в механічних або гідравлічних мішалках.

Найбільш прогресивним та економічним є обладнання для приготування розчинів із сухих порошкоподібних матеріалів.

У зв'язку зі зростаючим застосуванням порошкоподібних матеріалів в останні роки переважного поширення дістали гідравлічні пристрої. Порівняно із механічними глинозмішувачами вони мають більш високу продуктивність, забезпечують необхідну якість бурових розчинів та економну витрату матеріалів для їх приготування.

Позитивно зарекомендували себе гідроежекторні змішувачі блоків приготування бурового розчину (БПБР).

На рис. 3.11 подана конструктивна схема блока приготування бурового розчину.

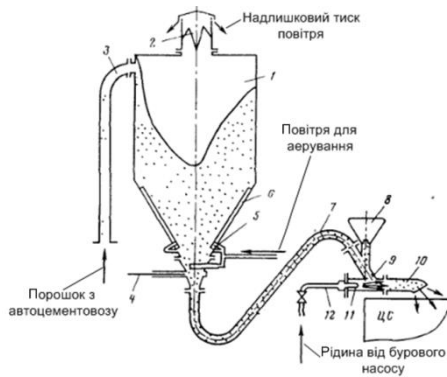


Рисунок 3.11 — Конструктивна схема блока приготування бурового розчину

Виносний гідроежекторний змішувач 9 являє собою струминний апарат, у якому для створення гідросуміші порошкоподібних матеріалів використовується кінетична енергія рідини. Бурові насоси під тиском не більше 4 МПа нагнітають рідину по трубі 12 у сопло 11 змішувача, що має змінні штуцери діаметром 30 мм для роботи із глинопорошками і діаметром 20 мм для роботи з матеріалами, що підвищують вагу. Внаслідок звуження струменя швидкість рідини в соплі збільшується, а тиск зменшується. Із сопла рідина зі знизеним тиском надходить у камеру всмоктування.

У результаті створюваного розрядження в камеру усмоктування із силосу 1 по шлангу 7 засмоктується порошкоподібний матеріал, що захоплюється рідиною в камеру змішування і далі — в кінчну насадку (дифузор). Під час проходження по дифузору швидкість потоку зменшується, а тиск збільшується і отриманий розчин по патрубку 10 зливається в приймальну ємність циркуляційної системи. За один цикл змішування густина розчину збільшується на 0,30—0,35 г/см³.

При недостатній густині бурового розчину проводиться повторне змішування. Гідроежекторний змішувач має відносно

низький ККД, однак має високу надійність завдяки відсутності рухливих частин. Основна маса глинопорошків доставляється автоцементовозами і під дією стисненого повітря перевантажується по трубі 3 у силос 1. Перед подачею у гідроежекторний змішувач порошкоподібні матеріали розпушуються повітрям, що нагнітається в силос аеродоріжками в системі аерування 5. Надлишкове повітря виноситься в атмосферу через фільтр 2, установлений на кришці силосу. Нижня частина силосу має конусоподібну форму і має розвантажувальний пристрій 4, що регулює подачу матеріалу у гідроежекторний змішувач. Матеріали, що використовуються в невеликих кількостях, доставляються в затареному вигляді і засипаються у воронку 8, з якої надходять у камеру гідроежектора. Воронка має розвантажувальний клапан для регулювання подачі матеріалів.

Буровий розчин, що виходить на поверхню зі свердловини, може бути знову використаний, але для цього він повинен бути очищений від уламків вибуреної породи (шламу). Для очищення бурового розчину від шламу використовується комплекс різних механічних пристроїв: вібраційні сита, гідроциклонні шламовідділювачі, сепаратори.

На рис. 3.12 зображене схематичне зображення вібросита СВ-2. Вібросито складається зі зварної станини 1 із приймальною ємністю, на якій установлені розподільний жолоб 2, два електродвигуни 3 для привода вібруючої рами 5 та амортизатори 6. Кожна із двох вібруючих рам опирається на чотири гумових амортизатори, має вібратор з ексцентриком вала, що приводиться в рух від електродвигуна клинопасовою передачею, закритою огороженням 4. Між барабанами 7 натягається робоча сітка. Сітки нахилені горизонтально під кутом 12—18 градусів.

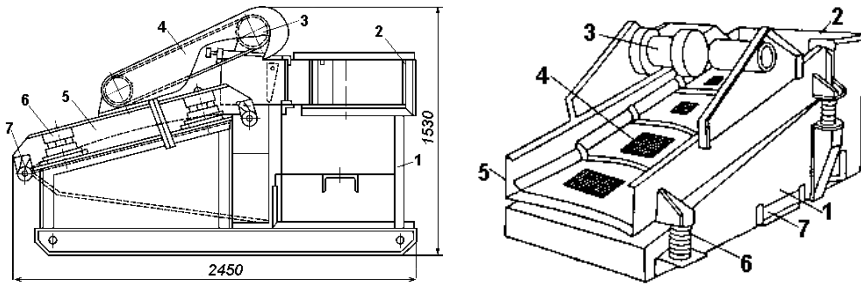


Рисунок 3.12 — Вібросито СВ-2

Рама складається з основи, двох боковин, скріплених між собою болтами. Боковини додатково скріплюються розпіркою, рамою привода, корпусом вібратора. У корпусі вібратора встановлений вал з дисбалансами, що забезпечують необхідну амплітуду коливання. На рамі привода розміщений електродвигун, з'єднаний з вібратором клинопасовою передачею. На протилежному боці рами привода встановлені вантажі, що зрівноважують привод.

4 ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ ПІД ЧАС БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

Нафтовидобувна промисловість є джерелом забруднення земель викидами забруднювальних речовин в атмосферу та водний басейн.

Причиною забруднення є, як правило, грубі порушення технологій видобутку, перероблення і системи розподілу нафти та нафтопродуктів, різні аварійні ситуації.

Загальна маса нафтопродуктів, що щорічно потрапляють у моря й океани, приблизно оцінюється у 5—10 млн т. Нафтопродукти, потрапляючи у воду, завдають серйозної шкоди водним живим організмам.

Основний шкідливий вплив нафтовидобувної промисловості спрямований на атмосферу. Більша частина викидів припадає на рідкі та газоподібні речовини.

Серед забруднювальних речовин, що утворюються в процесі видобування нафти, переважають вуглеводні, оксид вуглецю, тверді речовини.

Максимальний негативний вплив на навколишнє природне середовище під час геологорозвідувального буріння полягає в хімічному забрудненні під час витікання рідин з усть свердловин, міграції хімреагентів і нафти з бурових комор, розливів паливно-мастильних матеріалів у місцях зберігання палива, стоянок транспорту та дизельних агрегатів.

Витікання нафти та мінералізованих пластових вод формує стійке джерело хімічного забруднення прилеглої території.

Крім того, під час випробування свердловин відбувається спалювання попутного газу, що приводить до локального забруднення атмосфери.

Таким чином, на стадії розвідки та буріння техногенний вплив на довкілля має переважно точковий, осередковий і лінійний характер.

Найбільш масштабний етап робіт, упродовж якого створюється вся інфраструктура нафтогазовидобувного комплексу, чинить локальний і навіть регіональний вплив на довкілля.

У господарську діяльність залучаються значні земельні ресурси. На 100 га, що відводять під потреби нафтовидобутку земель 40 га стають не придатними для використання за своїм призначенням.

Можна виділити такі специфічні види негативного впливу на природне середовище за час облаштування родовищ:

- деградація і знищення ґрунтового покриву в результаті мінералізації земель і засипання привізним ґрунтом під час будівництва технологічних об'єктів;

- знищення рослинності на великих площах;

- порушення гідрологічного режиму територій, що призводить згодом до прогресуючого підтоплення або осушення земель;

- значне хімічне і біологічне забруднення всіх природних середовищ, включаючи підземні горизонти.

Джерелами хімічного забруднення в цей період є бурові комори, розливи нафти та мінералізованих вод під час випробувань свердловин, склади хімреагентів та інші виробничі об'єкти.

Найбільшу екологічну небезпеку становлять бурові комори, що містять відходи буріння. Багато з них перебувають у водоохоронних зонах і становлять серйозну загрозу річковим, озерним і болотним екосистемам. Як правило, відходи промислового буріння свердловин мають 3-й клас небезпеки (помірно небезпечні).

Серед геологічних процесів, що мають антропогенний характер, можна виділити геотермічні (промерзання ґрунтів і підземних вод або, навпаки, відтавання в районах з осередковим і реліктовим поширенням мерзлих порід) і гідролітогенні (зниження або підвищення рівня ґрунтових і підземних вод, а також їх хімічне забруднення). Етап експлуатації родовищ із

погляду екології є найбільш протяжним у часі періодом техногенного впливу, обчислювальним десятиліттями. У цей час відбувається не лише збільшення екологічної ситуації безпосередньо на родовищах, але й виникає нова реальна загроза техногенних катастроф, пов'язаних із транспортом добутої нафти. Основним видом негативного впливу на природні комплекси під час експлуатації родовищ є хімічне забруднення. Найбільшу небезпеку становлять нафтозабруднені, засолені землі та водні поверхні.

Екологічні проблеми на завершальній стадії освоєння родовища, коли здійснюється його ліквідація (післяексплуатаційний період), подібні за характером із проблемами етапу геологорозвідувального буріння, але багаторазово перевищують їх за масштабами. Основну загрозу становлять стійкі вогнища хімічного забруднення середовища: нерекультивовані розливи нафти, покинуті бурові комори та полігони зберігання відходів, свердловини зі зруйнованим устям, що підтікають, технологічні ємності з паливно-мастильними матеріалами та ін.

Нераціональне розроблення родовищ призводить до їх передчасного виснаження. На жаль, запаси нафти на Землі не безмежні. Уже в наші дні ця проблема є не абстракцією, а реальністю.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРИ

1. Абубакиров В. Ф. Буровое оборудование. Справочник: в 2 т. / В. Ф. Абубакиров, И. Л. Архангельский, Ю. Г. Буримов и др. – М. : Недра, 2003. – 494 с.
2. Басарыгин, Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие для вузов / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. И. Проселков. – М. : ООО «Недра – Бизнесцентр» 2002. – 632 с.
3. Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебник для нач. проф. образования / Ю. В. Вадецкий. – М. : Издательский центр «Академия», 2003. – 352 с.
4. ОАО «Уралмаш». Каталог бурового оборудования. – Екатеринбург, 2005.
5. ОАО «Бурсервис ЛТ». Все о буровом оборудовании. – Москва, 2007.
6. Верзилин О. И. Современные буровые насосы / О. И. Верзилин. - М. : Машиностроение, 1971. – 256 с.