

5. ПРОЕКТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ І КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Навчальні цілі: у результаті вивчення розділу студент повинен знати методику і порядок проектування конструкції свердловини при обертальному бурінні; види та призначення обсадних колон, які опускають у свердловину; мету, способи, матеріали і технологію кріплення свердловин; методику розрахунку цементування з двома розділювальними пробками; уміти спроектувати конструкцію свердловини для конкретних геолого-технічних умов при обертальному бурінні; вибрати спосіб кріплення, визначити кількість матеріалів, вибрати насос або цементувальний агрегат для проведення цементування.

5.1. Проектування конструкції розвідувальної свердловини при обертальному способі буріння

Конструкцією свердловини називається схема її улаштування, в якій указуються зміна діаметрів буріння з глибиною, діаметри і глибини спуску колон обсадних труб, а також місця і способи тампонування.

Вихідними даними для вибору конструкції свердловини слугують фізико-механічні властивості порід геологічного розрізу і наявність зон можливих ускладнень, мета і спосіб буріння свердловини, її глибина, профіль і кінцевий діаметр.

Після вибору способу буріння проектують конструкцію свердловини знизу вгору у такому порядку:

- 1) вибирають кінцевий діаметр;
- 2) залежно від гірничо-геологічних умов визначають місця переходу на більші діаметри та інтервали установки обсадних колон;
- 3) визначають інтервали цементування обсадних колон;
- 4) враховуючи геологічні умови, довжини інтервалів буріння одним діаметром, довжини обсадних колон та інтервали цементування, вибирають діаметри буріння та обсадних колон.

Після визначення глибини, що відповідає меті її спорудження, вибирають кінцевий діаметр буріння. Разом з тим діаметри свердловини повинні забезпечити одержання якісної проби в необхідній кількості, проведення комплексу намічених спостережень, досліджень тощо.

При розвідці твердих корисних копалин діаметр керна повинен бути достатнім, щоб забезпечити одержання надійної маси проби, що встановлюється з урахуванням вимог до випробування залежно від типу родовища і розподілу в корисній копалині коштовного компонента

$$D_{\text{кр}} = \sqrt{\frac{4Q_{\text{п}}}{\pi\gamma K}}, \quad (5.1)$$

де $D_{\text{кр}}$ – необхідний діаметр керна, см; $Q_{\text{п}}$ – маса проби, кг; l – довжина проби, см; γ – щільність проби корисної копалини, кг/см³; K – коефіцієнт планованого виходу керна.

ВІТР розробив рекомендації з вибору кінцевих діаметрів буріння залежно від груп родовищ (табл. 5.1), генетичних типів родовищ (табл. 5.2) і габаритів геофізичної апаратури (табл. 5.3).

Таблиця 5.1

Рекомендації з вибору мінімально припустимих діаметрів керн
і можливих розмірів колонкових снарядів для різних видів корисних копалин

Характер розподілу компонентів корисної копалини	Родовища корисних копалин	Текстура порід	Мінімально припустимі діаметри керн, мм	Типи та мінімально можливі розміри (діаметр, мм) колонкових снарядів		
				одинарних колонкових труб	подвійних колонкових труб	зі знімними керноприймачами
Вельми рівномірний	І. Найбільш витримані родовища чорних металів, хімічної сировини (сірка, миш'як, фосфор). Більшість родовищ вугілля, горючих сланців, а також нерудної сировини (глини, доломіти, кварцити)	Сприятлива	22	ОКТ-34	–	ССК-46
		Несприятлива	32	ОКТ-44	ТДН-46-УТ	ССК-59
Нерівномірний	ІІ. Більшість родовищ кольорових металів (мідь, поліметали, боксити), а також складні родовища з І групи	Сприятлива	22	ОКТ-34	–	ССК-46
		Несприятлива	32	ОКТ-44	ТДН-46-УТ	ССК-59
Вельми нерівномірний	ІІІ. Більшість родовищ рідкісних і деяких кольорових і благородних металів, значна частина родовищ гірничорудної сировини (слюда, азбест). Найбільш складні родовища кольорових металів, які не потрапили в ІІ групу	Сприятлива	32	ОКТ-44	ТДН-46-УТ	ССК-59
		Несприятлива	42–60	ОКТ-57 ОКТ-73 ОКТ-89	ТДН-59-УТ ТДН-76-УТ ТДН-93	ССК-59 ССК-76 КССК-76
Український нерівномірний	ІV. Дрібні та вельми порушені родовища рідкісних і благородних металів. Родовища, які не потрапили в І–ІІІ групи	Сприятлива і несприятлива	60	–	ТДН-76-УТ ТДН-2-93 ТДН-4-93	ССК-76 КССК-76

Таблиця 5.2

Мінімально припустимі діаметри керна і свердловин

Генетичні типи родовищ і най-головніші промислові типи руд	Рекомендований припустимий діаметр керна, мм	Діаметр свердловини, мм
Магматичні родовища		
Хромітові	22	36
Титаномагнетитові	32	46
Мідно-нікелеві	32–42	46–59
Рідкіснометалеві	32	59–76
Пегматитові родовища		
Рідкіснометалеві	42–60	59–76
Контактово-метасоматичні (скарнові) родовища		
Залізні	32	46
Молибдено-вольфрамові	32–60	46–76
Мідні	32	46
Руди інших металів (золота, свинцю, цинку)	32	46
Гідротермальні родовища		
Міднопорфіритові	42	59
Колчеданові	32	46
Мідисті пісковики	22	36
Сидеритові	22	36
Вольфрамо-молибденові	32–60	46–76
Олов'яні	32–42	46–59
Свинцево-цинкові	32–42	46–59
Сурм'яно-ртутні і миш'якові	60	76
Золоті	22–32	36–46
Урано-ванадієві	22	36
Осадкові родовища		
Силікатно-нікелеві	22–42	36–59
Золотоносні	32	46
Боксити	32–42	46–59
Метаморфічні родовища		
Залізисті кварцити	32	46
Золотоносні конгломерати	32	46

Разом з тим потрібно враховувати, що можливість збереження керна й одержання його у необхідній кількості значною мірою залежить від виду корисної копалини і типу породоруйнівного інструменту. Так, для колонкового буріння алмазами на рудні корисні копалини як основний рекомендується використовувати діаметр 59 мм. При бурінні твердосплавними коронками по вугіллю і бокситах їхній діаметр повинний бути не менше 76 мм, а при бурінні по мінеральних солях і будівельних матеріалах – не менше 93 мм.

При цьому діаметри відповідно 46, 59 і 76 мм залишаються як запасні. У випадку аварії свердловини можуть бути добурені коронками цих діаметрів.

Кінцевий діаметр гідрогеологічної свердловини визначається діаметром установлюваного в ній фільтра і габаритами водопідйомника, що залежать від розрахункової продуктивності свердловини. Для свердловин малої продуктивності кінцевий діаметр приймається 100–150 мм, для свердловин середньої продуктивності (до 50 м³/год) – 200–250 мм, для високопродуктивних свердловин – 250–400 мм.

Після вибору кінцевого діаметра намічаються інтервали, що вимагають закріплення свердловини шляхом їх глинізації, тампонування свердловини цементним, а також спеціальним розчином чи установкою колон обсадних труб.

У свердловину можуть спускати кілька обсадних колон, що розрізняються за призначенням і глибиною спуску (рис. 5.1):

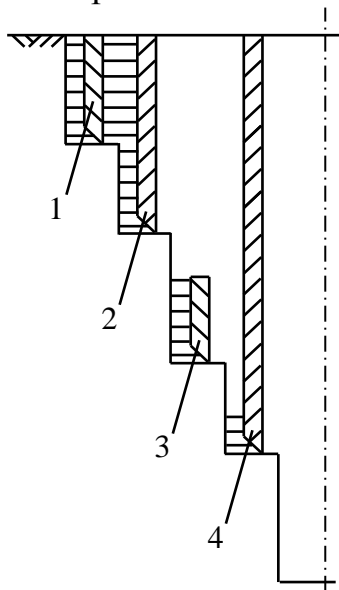


Рис. 5.1. Види обсадних колон:

- 1 – напрямлення;
- 2 – кондуктор;
- 3 – потайна колона;
- 4 – технічна колона

1. **Направлення (напрямна труба)** слугує для закріплення устя свердловини і відводу бурового розчину, що виливається зі свердловини, у циркуляційну систему, зазвичай спускається на 3–12 м.

2. **Кондуктор** – перекриває товщу нестійких, водопоглинаючих порід, що залягають у верхній частині геологічного розрізу. Башмак кондуктора слід заглиблювати в стійкі монолітні породи на 3–5 м.

3. **Технічна колона** – слугує для ізоляції інтервалів слабкозв'язаних нестійких порід і зон поглинання промивальної рідини; глибина спуску колони залежить від місця розташування ускладнених інтервалів.

4. **Експлуатаційна колона** – створює надійний канал у свердловині для видобування пластових флюїдів чи накачування агентів у пласт; глибина її спуску визначається положенням продуктивного об'єкта. Вона може розташовуватись так само, як технічна колона на рис. 5.1, або спускатись до вибою. В останньому випадку в інтервалі продуктивного пласта експлуатаційну колону перфорують чи оснащують фільтром.

5. **Потайна колона** – слугує для перекриття деякого інтервалу в стовбурі свердловини. Верхній кінець колони не досягає поверхні. Як потайна колона може спускатись технічна або експлуатаційна колона.

Якщо наноси мають невелику потужність і час їх буріння малий (не більше доби), то напрямлення може бути суміщене з кондуктором.

Спущену обсадну колону цементують у стовбурі свердловини на всю довжину чи в деякому інтервалі, що починається від нижнього кінця колони. Направлення завжди цементується на всю довжину. Кондуктор зазвичай також цементується на всю довжину. Але в свердловинах, де довжина кондуктора значна, а час буріння свердловини малий, можуть цементуватися тільки нижні 5–7 м. Після закінчення буріння колону відрізають для повторного використання.

При проектуванні конструкції свердловини потрібно уникати спуску потайних обсадних колон і ступеневості відкритого стовбура свердловини. У разі потреби слід передбачати спуск усіх обсадних колон з поверхні і наступне їх витягання після закінчення буріння для повторного використання.

Таблиця 5.3

Мінімально припустимі діаметри свердловин залежно від габаритних розмірів геофізичної апаратури

Призначення	Зовнішній діаметр свердловинного прибору, мм	Номінальний діаметр свердловини, в якій можливе використання даної апаратури, мм
Каротажна апаратура		
Радіометричні дослідження	28–60	36–76
Магнітометрія	40	46
Термокаротаж	40	46
Резистивіметрія	50	59
Інклінометрія	25–70	36–76
Кавернометрія	70	76
Апаратура для вивчення навколосвердловинного простору		
Векторна магнітометрія	40	46
Радіопросвічування	38–50	46–59
Амплітудно-фазові вимірювання	53	59

Рішення про те, застосовувати потайну колону, чи виводити труби на поверхню, залежить від досвіду використання потайних колон у даній організації. Потайні колони більш економічні, але не завжди надійно ізолюють зону, що закріплюють. Це відбувається через те, що зазвичай доводиться окремо закріпляти трубу на ділянках верхнього і нижнього кінців потайної колони.

Застосування потайних обсадних колон і буріння в ступеневому відкритому стовбурі категорично забороняється при використанні снарядів зі знімними кернаприймачами (ССК).

Ступеневість стовбура свердловини і використання потайних обсадних колон при алмазному бурінні допускається в аварійних ситуаціях або глибоких (більше 1000 м) свердловинах, коли на нижніх інтервалах буріння проводиться з порівняно невеликими (400–500 хв⁻¹) частотами обертання.

У таких випадках необхідно застосовувати ступеневу колону з бурильних труб різних діаметрів. Якщо використання ступеневої ніпельної колони неможливе або діаметр верхнього інтервалу 93 мм і більше, то застосовують тимчасову обсадну колону для створення оптимальних умов при алмазному бурінні.

Іноді в конструкції свердловин передбачають пропуск діаметрів. Наприклад, якщо наноси складені породами, які швидко набухають, то під обсадні труби свердловину бурять більшим діаметром для того, щоб гарантувати спуск колони до потрібної глибини раніше, ніж діаметр свердловини зменшиться.

Для пошукових свердловин інформація про зони ускладнення здебільшого недостатньо достовірна. В такому разі, якщо геологічний розріз складений породами до VII категорії за буримістю, то рекомендується пропустити один діаметр після кондуктора. Коли прогнозована зона ускладнення вимагатиме кріплення трубами, то свердловину розширяють для спуску колони. А якщо без спуску обсадної колони можна обійтись, то така схема дасть вигоду у швидко-

сті буріння. У таких самих умовах, але в розрізі, складеному більш міцними породами, залишати запасний діаметр не можна, через те що розширення такої свердловини – складний, тривалий і дорогий процес.

Обов'язково підлягають кріпленню трубами зони впливу гірничих виробок на діючих вугільних полях. При цьому вплив гірничої виробки поширюється на 40 потужностей виробки вгору і на 4 – вниз. На вже недіючих вугільних полях необхідність кріплення трубами визначається конкретними умовами й економічними міркуваннями.

При бурінні на вугілля в Донбасі широко використовують розширення свердловин. Це пов'язане з тим, що конструкції свердловин вимагають застосування великих діаметрів буріння 151 і 132 мм, для ефективного використання яких потрібні високі осьові навантаження, які важко створити при вільній подачі інструменту. Крім того, при бурінні меншим діаметром свердловини більш стійкі, а швидкість буріння вища. Тому бурять їх діаметром 112 або 93 мм, а потім для встановлення обсадних труб інтервал розширюють за допомогою шарошкових доліт.

У всіх випадках необхідно прагнути до найбільш простої і малоступеневої конструкції свердловини, а для зниження її вартості – до можливо менших діаметрів буріння і мінімальної металомісткості. Мінімальна металомісткість досягається зменшенням кількості та діаметра обсадних колон.

Для позначення конструкцій геологорозвідувальних свердловин використовується їх літерно-цифрова характеристика.

Шифр включає:

- глибину свердловини (проектну або фактичну), м;
- спосіб буріння на кінцевій глибині (А – алмазними коронками, Т – твердосплавними коронками, Г – гідроударниками, П – пневмоударниками, Ш – шарошковими долотами, АС – комплексами ССК або КССК, АГ – гідроударниками з алмазними коронками);
- кінцевий діаметр свердловини, мм;
- складність конструкції свердловини залежно від кількості обсадних колон (I, II, III; БО – без обсадки);
- глибину спуску, діаметр і тип обсадних колон;
- діаметр, вид буріння і глибину кожної ступені відкритого стовбура.

Приклад

1550 Т 59 Ш 10 (146Н) 220 (127НЗ) 450 (89БН/80) 76 Ш 925

Свердловина глибиною 1550 м, твердосплавне буріння кінцевим діаметром 59 мм. Триколонна конструкція: третя колона довжиною 80 м складена з труб безніпельного з'єднання діаметром 89 мм опущена впотай на глибину 450 м; друга колона – до глибини 220 м з туб ніпельних заготовок діаметром 127 мм; перша колона (напрямна труба) – ніпельного з'єднання діаметром 146 мм опущена до глибини 10 м; відкритий стовбур свердловини має ступеневу форму, до глибини 925 м буріння здійснювалось шарошковими долотами діаметром 76 мм.

5.2. Кріплення свердловин

5.2.1. Мета і способи кріплення

З поглибленням стовбура свердловини при потребі проводять роботи з його кріплення.

Кріплення свердловин здійснюють з метою:

- 1) закріплення стінок свердловини в інтервалах нестійких порід;
- 2) ізоляції зон катастрофічного поглинання промивальної рідини і зон можливих перетоків пластової рідини у стовбурі;
- 3) поділу інтервалів, де геологічні умови вимагають застосування промивальної рідини з різною густиною;
- 4) роз'єднання продуктивних горизонтів та ізоляції їх від водоносних пластів;
- 5) утворення надійного каналу в свердловині для видобування нафти чи газу чи подачі закачуваної у пласт рідини;
- 6) утримання обсадної колони від опускання вниз;
- 7) створення надійної основи для установа устаткування.

Закріплення стінок свердловин може здійснюватися такими способами:

- тампонуванням глиною;
- тампонуванням цементним розчином;
- установкою колони обсадних труб.

5.2.2. Тампонування свердловин глиною

Тампонування глиною застосовується переважно при бурінні неглибоких розвідувальних чи гідрогеологічних свердловин для ущільнення затрубної частини обсадної колони, що закриває водоносний пласт з невисоким тиском.

Якщо в місці наміченого тампонування залягає пласт в'язкої глини потужністю 2–3 м, башмак обсадних труб вдавлюють чи забивають у глину на 0,5–1,0 м, попередньо пробуривши цей пласт на 0,5–0,6 м.

При відсутності на вибої в'язкої глини в свердловину закидають невеликими порціями кульки глини діаметром 5–7 см. Кожну порцію глини утрамбовують металевою трамбівкою, що спускається в свердловину на бурильних трубах чи канаті. Після того як у свердловині буде створена глиниста подушка потужністю 2–3 м, у неї вдавлюють башмак колони обсадних труб. Для вдавлення глини в затрубний простір башмак колони можна закривати дерев'яною конусною пробкою.

5.2.3. Цементування свердловин

Тампонування свердловин цементом чи матеріалами, що мають цемент, називається *цементуванням*.

Для цементування свердловин застосовується високоякісний портландцемент 500 і 600, який називається *тампонажним*.

При змішуванні з водою тампонажний цемент утворює легкорухливий розчин, що з часом твердіє і поступово перетворюється в міцний цементний камінь.

Терміни і міцність тужавіння цементного розчину залежать від якості цементного порошку, тонкості його помелу, кількості та якості води, що міститься в розчині.

Кількість води для приготування розчину визначається **водоцементним фактором**, що виражає масове співвідношення води і сухого цементу в одиниці об'єму розчину

$$m = В/Ц. \quad (5.2)$$

Зазвичай приймають $m = 0,4-0,6$.

Застосований при розвідувальному бурінні цемент має **початок тужавіння**, тобто починає втрачати рухливість не раніше 3 год і не пізніше 3 год 30 хв після приготування розчину.

Закінчення тужавіння цементного розчину – час, коли він цілком утрачає рухливість, настає не пізніше 3 год після початку тужавіння.

Зменшенню часу тужавіння сприяє підвищена температура, а також використання спеціальних хімічних реагентів – **прискорювачів тужавіння**. Найбільш розповсюджені з них – хлористий кальцій і кальцинована сода (2–3 % від маси сухого цементу).

Сповільнювачі тужавіння – сірчаноокисле залізо, сульфат-спиртова барда (ССБ), карбоксиметилцелюлоза (КМЦ) – до 1 %. Введення в цементний розчин кварцового піску (30–40 %) з додаванням КМЦ сповільнює тужавіння, заощаджує цемент, підвищує стійкість цементного каменю до впливу агресивних сульфатних вод.

Цементування направлення. У свердловину через бурильну трубу заливають розрахункову кількість цементного розчину, потім опускають обсадну трубу. В нижній частині труби закріплюють пробку, частіше за все дерев'яну. Обсадну трубу встановлюють на вибій, при цьому вона видавлює цементний розчин у затрубний простір. Свердловину оставляють у спокої на добу. Після чого дерев'яну і цементну пробку розбурюють. Подальше буріння ведуть меншим діаметром. Якщо стінки свердловини складені породами, що легко розмиваються і обсипаються, то після продавлювання обсадної труби до вибою в затрубний простір між направленням і стінками свердловини засипають щебінь або гальку.

Широко застосовується **підбашмачне цементування**, коли занурюється башмак обсадної колони в цементний розчин, вилитий на вибій свердловини. Висота підйому цементу 2–3 м. Колону піднімають над вибоєм на 3–5 м. Цементний розчин накачують через заливальні трубки, потім їх піднімають, а обсадну колону опускають на вибій і залишають у спокої на добу. Після чого пробки розбурюють.

Якщо висота цементу в затрубному просторі повинна бути більшою, застосовується цементування під тиском з розділювальними пробками.

5.2.4. Цементування свердловин з двома розділювальними пробками

При цьому способі цементування використовуються дві розділювальні пробки і цементувальна головка (рис. 5.2). Розділювальні пробки мають ущільнювальні гумові манжети. Верхня пробка – суцільна, а нижня має осьовий канал, який перекритий скляним диском або гумовою мембраною.

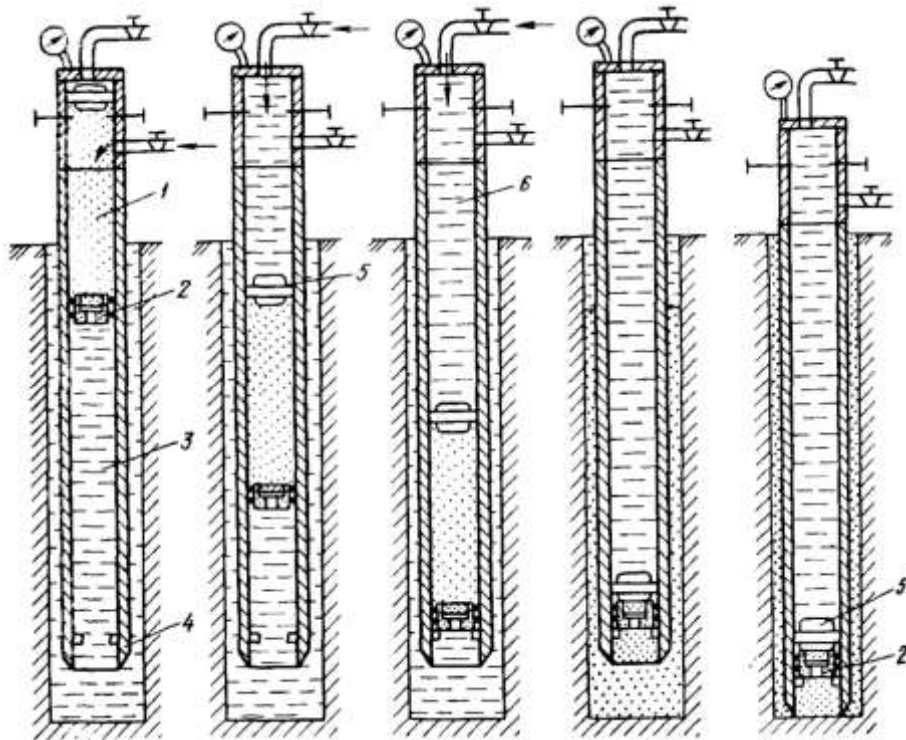


Рис. 5.2. Схема цементування свердловини з двома розділювальними пробками:
 1 – цементний розчин; 2 – нижня пробка; 3 – промивальна рідина;
 4 – башмак обсадної колони; 5 – верхня пробка; 6 – продавлювальна рідина

До початку цементування свердловину проробляють спеціальним долотом або зубчатою коронкою, діаметр якою більше діаметра труб обсадної колони. Перевіряють якість обсадних труб, потім опускають їх у свердловину. На відстані 5–10 м вище башмака всередині колони повинно бути закріплено опорне стопорне кільце. Останні 10–12 м труби опускають з промиванням свердловини, закачуючи воду або глинистий розчин через нагвинчену на верхню частину колони цементувальну головку. Підвісивши колону труб над вибоєм на 1–2 м, знімають цементувальну головку та опускають у труби нижню пробку. Потім знову надівають головку і через нижні її патрубки закачують у труби необхідну кількість цементного розчину. Після цього вивільняють верхню пробку, яка утримувалась у цементувальній головці стопорами, і через верхній патрубков закачують продавлювальну рідину.

Цементний розчин, який знаходиться між пробками, продавлюється вниз. Нижня пробка, дійшовши до упорного кільця в трубах, зупиняється. Верхня пробка під напором продавлювальної рідини продовжує опускатись. Внаслідок високого тиску, що при цьому створюється, скляний диск або гумова мембрана нижньої пробки руйнується і цементний розчин витісняється в затрубний простір. При сходженні пробок тиск, який показує манометр на цементувальній головці, різко підвищується. Це слугує сигналом для закінчення нагнітання продавлювальної рідини. Вимкнувши насос, колону обсадних труб опускають на вибій і при закритих кранах цементувальної головки свердловину залишають у спокої на 24 год для твердіння цементного розчину у випадку цементування експлуатаційної колони та на 12–16 год при цементуванні кондуктора. Цей час називають очікуванням затвердіння цементного розчину (ОЗЦ).

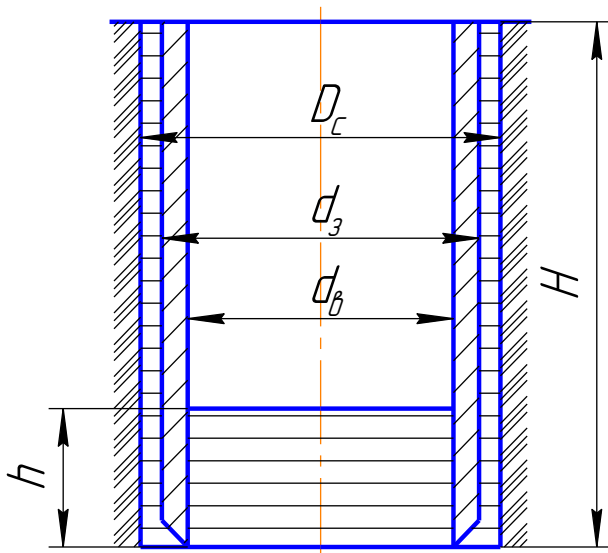


Рис. 5.3. Схема для розрахунку цементування обсадної колони

5.2.5. Розрахунок цементування з двома розділювальними пробками

Розрахунок цементування свердловини проводиться з метою визначення необхідної кількості цементу, води, продавлювальної рідини; вибору типу насоса або цементувального агрегату.

Об'єм цементного розчину, необхідний для створення в затрубному просторі цементного кільця висотою H і цементного стовпа всередині колони h (рис. 5.3), визначається за формулою

$$V_{ц.р} = 0,785 [(D_c^2 - d_3^2)kH + d_b^2h], \text{ м}^3, \quad (5.3)$$

де D_c – діаметр свердловини, м; d_3 – зовнішній діаметр обсадних труб, м;

d_b – внутрішній діаметр обсадних труб, м; k – коефіцієнт, який враховує втрати цементного розчину через наявність каверн у свердловині, $k = 1,1-1,3$; h – висота цементного стакана, $h = 5-10$ м.

Густина цементного розчину

$$\gamma_{ц.р} = \frac{\gamma_v \gamma_{ц} (1 + m)}{\gamma_v + m \gamma_{ц}}, \text{ кг/м}^3, \quad (5.4)$$

де $\gamma_{ц}$ – щільність сухого цементу ($\gamma_{ц} = 3050-3200$ кг/м³); γ_v – густина води, кг/м³; m – водоцементний фактор.

Необхідна кількість сухого цементу для приготування 1 м³ цементного розчину

$$q_{ц} = \frac{\gamma_v \gamma_{ц}}{\gamma_v + m \gamma_{ц}}, \text{ кг.} \quad (5.5)$$

Необхідна кількість сухого цементу для приготування всього об'єму цементного розчину

$$Q_{ц} = k_0 q_{ц} V_{ц.р}, \text{ кг,} \quad (5.6)$$

де k_0 – коефіцієнт, який враховує втрати сухого цементу при приготуванні розчину, $k_0 = 1,1-1,15$.

Об'єм води для приготування цементного розчину

$$V_v = Q_{ц} m, \text{ м}^3. \quad (5.7)$$

Для продавлювання цементного розчину необхідно закачувати продавлювальну рідину, об'єм якої розраховується за формулою

$$V_{п.р} = 0,785 k_p d_b^2 (L - h), \text{ м}^3, \quad (5.8)$$

де L – глибина свердловини; k_p – коефіцієнт, який враховує стиснення рідини (для води $k_p = 1$, для глинистого розчину $k_p = 1,05$).

Тиск, необхідний для продавлювання цементного розчину,

$$p = (H - h)(\gamma_{ц.р} - \gamma_p) \cdot 10^{-5} + 0,001L + 0,8, \text{ МПа,} \quad (5.9)$$

де γ_p – густина продавлювальної рідини, кг/м³.

Час, необхідний на цементування свердловин, визначають як

$$t_{\text{цем}} = \frac{V_{\text{ц.р}} + V_{\text{п.р}}}{Q_{\text{ц.а}}} + t_{\text{доп}}, \text{ хв}, \quad (5.10)$$

де $t_{\text{доп}}$ – час, який витрачається на допоміжні операції, $t_{\text{доп}} = 10\text{--}15$ хв; $Q_{\text{ц.а}}$ – продуктивність цементувального агрегату або насоса, $\text{м}^3/\text{хв}$.

Тривалість цементування не повинна перевищувати 75 % часу початку тужавіння цементного розчину. Час початку тужавіння цементного розчину приблизно дорівнює 3 год.

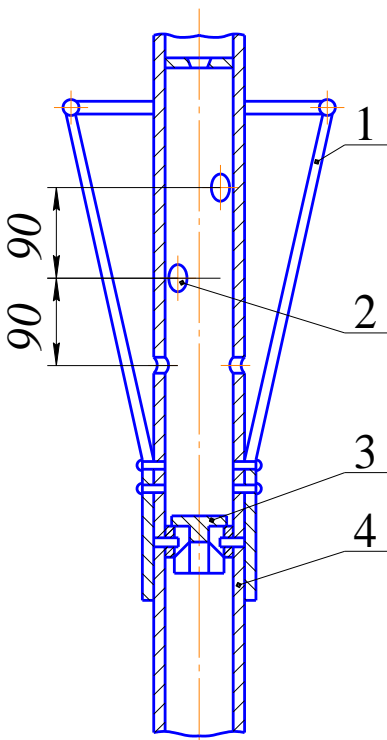


Рис. 5.4. Схема обладнання колони при манжетному цементуванні:
1 – манжета; 2 – отвори в трубі; 3 – клапан;
4 – патрубок

5.2.6. Манжетне цементування

Інколи доводиться цементувати затрубний простір експлуатаційної колони труб на певному інтервалі. В цьому випадку використовується манжетне цементування (рис. 5.4). В обсадній колоні в кінці інтервалу цементування розміщують перфоровану трубу. В нижній частині цієї труби встановлюють клапан, а ззовні прикріплюють воронкоподібну манжету висотою близько метра. Манжета може бути виготовлена з армованої гуми, пластмаси, брезенту тощо. Цементний розчин, що закачують через цементувальну головку в обсадні труби, верхньою пробкою видавлюється через перфоровані отвори в затрубний простір. Манжета запобігає опусканню цементного розчину нижче необхідної зони цементування.

Висновок

У цьому розділі наведено методику проектування конструкції свердловини при обертальному бурінні; розглянуті види та призначення обсадних колон; мету, способи, матеріали і технологію кріплення свердловин.

Контрольні питання

1. Поясніть термін "конструкція свердловини"?
2. Вихідні дані для проектування конструкції свердловини.
3. Порядок проектування конструкції свердловини.
4. Вибір кінцевого діаметра свердловини.
5. Типи і призначення обсадних колон, що опускають в свердловину.
6. Цілі кріплення свердловин.
7. Способи закріплення стінок свердловини.
8. Яким чином здійснюється тампонування свердловин глиною?
9. Що таке "водоцементний фактор"?
10. Яким чином здійснюється цементування направлення?
11. Технологія цементування свердловин з двома розділювальними пробками.
12. Які параметри знаходять при проведенні розрахунку цементування свердловин з двома розділювальними пробками?
13. Технологія манжетного цементування.