



Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
факультет геології, географії, рекреації і туризму
кафедра фундаментальної і прикладної геології



ОСНОВИ БУРІННЯ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до виконання практичних робіт

*для студентів спеціальності 103. Науки про Землю
освітньої програми «Геологія нафти і газу»*



Харків 2023

Затверджено на засіданні
кафедри фундаментальної та прикладної геології
протоколом № 1 від «28» серпня 2023 року

Завідувач кафедри фундаментальної
та прикладної геології _____ Валерій СУХОВ

Затверджено на Вченій раді факультету геології, географії, рекреації і туризму

ст. викладач кафедри фундаментальної та прикладної геології
Ольга Сердюкова

ЗМІСТ

1. Вступ.....	3
2. <i>Практична робота № 1</i> Фізико-хімічні властивості видобувних флюїдів (визначення густини нафти, пластової води).....	3
3. <i>Практична робота № 2</i> Поняття та визначення в технології буріння нафтогазових свердловин.....	7
4. <i>Практична робота № 3</i> Основи проектування конструкції свердловини.....	11
5. <i>Практична робота № 4</i> Основи розрахунку режимів цементування свердловин.....	19
6. <i>Практична робота № 5</i> Породоруйнуючий інструмент для обертального буріння свердловин.....	23
7. <i>Практична робота № 6</i> Колона бурильних труб.....	29
8. <i>Практична робота № 7</i> Конструкції морських нафтових і газових свердловин.....	32
9. <i>Практична робота № 8</i> Визначення виходу промивальної рідини з глинопорошків різних груп.....	37
10. <i>Практична робота № 9</i> Контроль якості бурових промивальних рідин (визначення густини, в'язкості промивальної бурової рідини за допомогою приладів).....	41
11. <i>Практична робота № 10</i> Контроль якості бурових промивальних рідин (дослідження фільтраційних властивостей, товщини фільтраційної кірки, твердої фази та водневого показника (рН) промивальної рідини.....	50
12. <i>Практична робота № 11</i> Визначення верхньої межі прихоплення бурильної колони.....	64
13. <i>Практична робота № 12</i> Проектування параметрів режимів для роторного способу буріння.....	67
14. Література.....	75

ВСТУП

Основна *мета* практичних занять – закріпити теоретичний матеріал курсу.

З метою підвищення якості знань виконанню кожної роботи передують контроль підготовки студентів. Щоб дістати від виконання практичних робіт найбільшу користь, студент повинен ставитися до виконання завдання відповідально.

Самостійне виконання практичних занять допоможе закріпити теоретичні знання отриманні на лекціях і допоможуть в подальшій навчальній, трудовій чи науковій діяльності студента.

Практичні роботи підготовлені у відповідності до робочої програми дисципліни «Основи буріння нафтогазових свердловин», освітньої програми «Геологія нафти і газу», спеціальності 103. «Науки про Землю».

Наведені розрахункові роботи з технології буріння нафтогазових свердловин, а також роботи з визначення основних властивостей бурових промивальних рідин.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 1

Фізико хімічні властивості видобувних флюїдів (визначення густини нафти, пластової води)

Мета роботи. Навчитися вимірювати густину рідких вуглеводнів за допомогою ареометра.

Сутність методу полягає в зануренні ареометра в продукт, що випробовується, зняття показника за шкалою ареометра при температурі визначення та перерахунку результатів на густину при температурі 20°C.

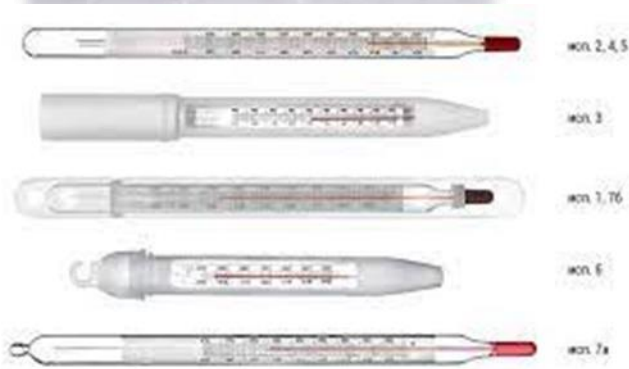
Прилади і матеріали:



1. Ареометри (денсиметри) для нафти (допускається застосовувати аналогічні ареометри, відградуйовані по нижньому меніску, діапазон виміру густини 650-1070 кг/м³).



2. Циліндри для ареометрів скляні за ГОСТ 18481 чи металеві відповідних розмірів.



3. Термометри ртутні скляні типу ТЛ-4 № 4 за ТУ 25-2021.003 (термометр має бути калібрований на повне занурення).



4. Термостат або водяна баня для підтримки температури з похибкою не більше ніж 0,2 °С.

5. Проби нафти різної густини.

6. Проби пластової рідини (води)

Підготовка до випробування

Залежно від властивостей випробуваного продукту, пробу доводять до температури випробування, зазначеної в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1

Температура при якій проводять випробування вуглеводнів

Вид випробуваного продукту	Характеристика продукту	Температура тестування
Легколетючий	Тиск насиченої пари нижче 180 кПа	Охолоджують у закритій посудині до 2°С і нижче
Середньої летючості	Температура початку кипіння не вище 120°С	Охолоджують у закритій посудині до 20°С і нижче
Середній летючості та в'язкий	Температура початку кипіння не вище 120 °С, дуже в'язкий при 20°С	Нагрівають до мінімальної температури для придбання достатньої текучості
Нелеткий	Температура початку кипіння вище 120 °С	Випробовують за будь-якої температури не вище 90°С

У випадках не передбачених табл. 1.1., пробу продукту, що випробовують витримують при температурі навколишнього середовища до досягнення цієї температури.

Проведення випробування.

1. Циліндр для ареометрів встановлюють на рівній поверхні. Пробу продукту, що випробовують наливають у циліндр, що має ту ж температуру, що й проба, уникаючи утворення бульбашок та втрат від випаровування. Бульбашки повітря, що утворюються на поверхні, знімають фільтрувальним папером.

2. Температуру проби, що випробовується вимірюють до і після вимірювання густини ареометром. Температуру підтримують постійною з похибкою не більше $0,2^{\circ}\text{C}$.

3. Чистий і сухий ареометр повільно і обережно опускають у циліндр з продуктом, що випробовується підтримуючи ареометр за верхній кінець, не допускаючи змочування частини стрижня, розташованої вище за рівень занурення ареометра.

4. Коли ареометр встановиться і припиняться його коливання, відраховують показання верхнього краю меніска, при цьому око знаходиться на рівні меніска. Відлік за шкалою ареометра відповідає густині нафтопродукту при температурі випробування ρ (густина – маса продукту, що міститься в одиниці його обсягу, г/см^3).

Обробка результатів

Виміряну температуру випробування округляють до найближчого значення температури, зазначеної в таблиці додатка 1. За округленим значенням температури і густини ρ , визначеної за шкалою ареометра, знаходять густину випробуваного продукту при 20°C з табл. додатку 1.

Приклад перерахунку густини, виміряної при температурі випробування, на густину при температурі 20°C , дано в додатку 1. За результат випробування приймають середньоарифметичне двох визначень.

Збіжність. Два результати визначень, отримані одним виконавцем, визнаються достовірними (з 95% довірчою ймовірністю), якщо розбіжність між ними не перевищує $0,0005 \text{ г/см}^3$ для прозорих продуктів; $0,0006 \text{ г/см}^3$ – для темних та непрозорих продуктів.

Відтворюваність. Два результати випробувань, отримані у двох лабораторіях, визнаються достовірними (з 95% довірчою ймовірністю), якщо розбіжність між ними не перевищує $0,0012 \text{ г/см}^3$ для прозорих продуктів; $0,0015 \text{ г/см}^3$ – для темних та непрозорих продуктів.

Висновок.

Контрольні питання

1. Надайте визначення густини нафти.

2. Які прилади використовують для визначення густини нафти та пластової води?

3. При якій температурі вимірюють густину нафти в лабораторних умовах?

Додаток 1

Таблиця переведення густини при температурі випробування в густину при 20°C

Температура испытания, °C	Плотность по шкале ареометра, г/см ³									
	0,700	0,710	0,720	0,730	0,740	0,750	0,760	0,770	0,780	0,790
	Плотность при 20 °C, г/см ³									
25,0	0,7043	0,7142	0,7241	0,7340	0,7440	0,7539	0,7638	0,7737	0,7836	0,7936
25,5	0,7047	0,7146	0,7245	0,7344	0,7444	0,7543	0,7642	0,7741	0,7840	0,7939
26,0	0,7051	0,7150	0,7249	0,7349	0,7448	0,7547	0,7645	0,7745	0,7844	0,7943
26,0	0,7055	0,7154	0,7253	0,7353	0,7452	0,7550	0,7649	0,7748	0,7847	0,7946
27,0	0,7059	0,7158	0,7257	0,7357	0,7456	0,7554	0,7653	0,7752	0,7851	0,7950
27,5	0,7064	0,7163	0,7262	0,7361	0,7460	0,7558	0,7657	0,7756	0,7854	0,7953
28,0	0,7068	0,7167	0,7266	0,7365	0,7463	0,7562	0,7660	0,7759	0,7858	0,7957
28,5	0,7072	0,7171	0,7270	0,7369	0,7467	0,7566	0,7664	0,7763	0,7861	0,7960
29,0	0,7076	0,7175	0,7274	0,7373	0,7471	0,7570	0,7668	0,7766	0,7865	0,7964
29,5	0,7080	0,7179	0,7278	0,7376	0,7475	0,7573	0,7672	0,7770	0,7869	0,7967
30,0	0,7085	0,7183	0,7282	0,7380	0,7479	0,7577	0,7675	0,7774	0,7872	0,7971
30,5	0,7089	0,7187	0,7286	0,7384	0,7483	0,7581	0,7679	0,7777	0,7876	0,7974
31,0	0,7093	0,7191	0,7290	0,7388	0,7487	0,7585	0,7683	0,7781	0,7879	0,7978
31,5	0,7097	0,7195	0,7294	0,7392	0,7491	0,7588	0,7686	0,7785	0,7883	0,7981
32,0	0,7101	0,7200	0,7298	0,7396	0,7495	0,7592	0,7690	0,7788	0,7886	0,7985
32,5	0,7105	0,7204	0,7302	0,7400	0,7498	0,7596	0,7694	0,7792	0,7890	0,7988
33,0	0,7110	0,7208	0,7306	0,7404	0,7502	0,7600	0,7697	0,7795	0,7893	0,7992
33,5	0,7114	0,7212	0,7310	0,7408	0,7506	0,7603	0,7701	0,7799	0,7897	0,7995
34,0	0,7118	0,7216	0,7314	0,7412	0,7510	0,7607	0,7705	0,7803	0,7901	0,7999
34,5	0,7122	0,7220	0,7318	0,7416	0,7514	0,7611	0,7708	0,7806	0,7904	0,8002
35,0	0,7126	0,7224	0,7322	0,7420	0,7518	0,7615	0,7712	0,7810	0,7908	0,8006
35,5	0,7130	0,7228	0,7326	0,7424	0,7521	0,7618	0,7716	0,7813	0,7911	0,8009
36,0	0,7134	0,7232	0,7330	0,7428	0,7525	0,7622	0,7719	0,7817	0,7915	0,8012
36,5	0,7138	0,7236	0,7334	0,7432	0,7529	0,7626	0,7723	0,7821	0,7918	0,8016
37,0	0,7143	0,7240	0,7338	0,7436	0,7533	0,7629	0,7727	0,7824	0,7922	0,8019
37,5	0,7147	0,7244	0,7342	0,7439	0,7536	0,7633	0,7730	0,7828	0,7925	0,8023
38,0	0,7151	0,7248	0,7346	0,7443	0,7540	0,7637	0,7734	0,7831	0,7929	0,8026
38,5	0,7155	0,7252	0,7350	0,7447	0,7544	0,7641	0,7738	0,7835	0,7932	0,8030
39,0	0,7159	0,7256	0,7354	0,7451	0,7548	0,7644	0,7741	0,7838	0,7936	0,8033
39,5	0,7163	0,7260	0,7358	0,7455	0,7552	0,7648	0,7745	0,7842	0,7939	0,8036
40,0	0,7167	0,7264	0,7362	0,7459	0,7555	0,7652	0,7748	0,7845	0,7942	0,8040
40,5	0,7171	0,7268	0,7366	0,7463	0,7559	0,7655	0,7752	0,7849	0,7946	0,8043
41,0	0,7175	0,7272	0,7370	0,7467	0,7563	0,7659	0,7756	0,7852	0,7949	0,8047
41,5	0,7179	0,7276	0,7373	0,7471	0,7566	0,7662	0,7759	0,7856	0,7953	0,8050
42,0	0,7183	0,7280	0,7377	0,7474	0,7570	0,7666	0,7763	0,7859	0,7956	0,8053
42,5	0,7187	0,7284	0,7381	0,7478	0,7574	0,7670	0,7766	0,7863	0,7960	0,8057
43,0	0,7191	0,7288	0,7385	0,7482	0,7578	0,7673	0,7770	0,7866	0,7963	0,8060
43,5	0,7196	0,7292	0,7389	0,7486	0,7581	0,7677	0,7773	0,7870	0,7967	0,8064
44,0	0,7200	0,7296	0,7393	0,7489	0,7585	0,7681	0,7777	0,7873	0,7970	0,8067
44,5	0,7204	0,7300	0,7397	0,7493	0,7589	0,7684	0,7781	0,7877	0,7973	0,8070
45,0	0,7208	0,7304	0,7401	0,7497	0,7592	0,7688	0,7784	0,7880	0,7977	0,8074
45,5	0,7212	0,7308	0,7405	0,7501	0,7596	0,7692	0,7788	0,7884	0,7980	0,8077
46,0	0,7216	0,7312	0,7409	0,7505	0,7600	0,7695	0,7791	0,7887	0,7984	0,8081
46,5	0,7220	0,7316	0,7412	0,7508	0,7603	0,7699	0,7795	0,7891	0,7987	0,8084
47,0	0,7224	0,7320	0,7416	0,7512	0,7607	0,7702	0,7798	0,7894	0,7991	0,8087
47,5	0,7228	0,7324	0,7420	0,7516	0,7611	0,7706	0,7802	0,7898	0,7994	0,8091
48,0	0,7232	0,7328	0,7424	0,7519	0,7614	0,7710	0,7805	0,7901	0,7997	0,8094
48,5	0,7236	0,7332	0,7428	0,7523	0,7618	0,7713	0,7809	0,7904	0,8001	0,8097
49,0	0,7240	0,7336	0,7432	0,7527	0,7622	0,7717	0,7812	0,7908	0,8004	0,8101
49,5	0,7244	0,7340	0,7436	0,7531	0,7625	0,7720	0,7816	0,7911	0,8008	0,8104
50,0	0,7248	0,7344	0,7439	0,7534	0,7629	0,7724	0,7819	0,7915	0,8011	0,8107

Поняття та визначення в технології буріння нафтогазових свердловин

Мета практичної роботи. Ознайомлення з основними етапами та технологіями буріння нафтогазових свердловин.

1. Основні поняття і визначення

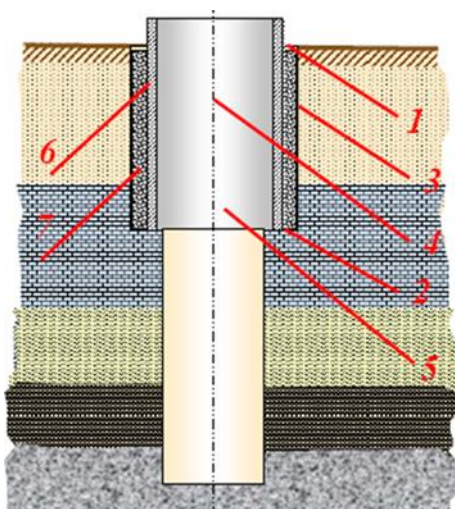


Рис. 2.1. – Основні елементи бурової свердловини

Бурова свердловина – це гірська виробка циліндричної (або циліндрично-ступінчастої) форми, що має велику глибину при порівняно невеликому поперечному перетині.

Елементами свердловини (рис. 2. 1) є:

Основні елементи бурової свердловини:

- Гирло свердловини (1) – перетин траси свердловини з денною поверхнею.
- Вибій свердловини (2) – дно бурової свердловини, що переміщується в результаті дії породоруйнуючого інструменту на породу.
- Стінки свердловини (3) – бічні поверхні бурової свердловини.
- Вісь свердловини (4) – уявна лінія, що сполучає центри поперечних перерізів бурової свердловини.
- Стовбур свердловини (5) – простір в надрах, займаний буровою свердловиною.
- Обсадні колони (6) – колони сполучених між собою обсадними трубами.

Глибина свердловини – відстань від гирла до вибою по осі свердловини. Діаметри свердловини: початковий, проміжні і кінцевий. Початковий – це діаметр, яким свердловина вибурина; кінцевий – яким свердловина закінчується. Діаметри свердловин коливаються у великих межах – від 26 до 1500 мм і більш, а при бурінні стволів шахт досягають 5-6 м.

Класифікація свердловин за призначенням

За призначенням свердловини підрозділяють на наступні:

а) Розвідувальні, за допомогою яких здійснюються пошуки і розвідка родовищ корисних копалин.

б) Інженерно-геологічні – для вивчення фізико-механічних властивостей гірських порід перед початком будівництва крупних споруд. До цих свердловин відносяться і зондувальні свердловини, що споруджуються на початковій стадії досліджень з метою попереднього вивчення геологічного розрізу.

в) Гідрогеологічні – для вивчення режиму і якості підземних вод.

г) Експлуатаційні – для видобутку рідких (вода, розсоли, нафта), і газоподібних (горючий газ, гелій і ін.) корисних копалин.

д) Сейсморозвідувальні – для проведення геофізичних (сейсмічних) робіт з використанням енергії вибуху.

ж) Дренажні – для скидання підземних вод в поглинаючі породи.

і) Геотехнологічні – для експлуатації твердих корисних копалин методом вилуговування і розчинення.

к) Допоміжні і технічні (заморожування пливунів, вентиляція підземних виробок, спорудження буронабійних паль, будівництво ліній електропередач – ЛЕП, підсічка ділянок скупчення газів і відкачування його на поверхню і т. д.).

Класифікація способів буріння свердловин

У основу класифікації способів буріння свердловин можуть бути покладені різні принципи: спосіб руйнування порід, форма вибою, характер енергії, що використовується або конструкція приводу, призначення свердловини і т. ін. Найпоширенішим в даний час є розділення способів буріння по декільком ознакам: колонкове буріння – за формою вибою; роторне – по конструкції обертача.

Проте слід відзначити, що, при колонковому бурінні руйнування порід може здійснюватися не тільки кільцевим вибоєм, але і суцільним, так само як і при роторному. Існує також класифікація, заснована перш за все на способах руйнування гірських порід (механічний, фізичний, хімічний і т. д.), що уточнюється додатковими визначеннями – за призначенням, за видом енергії або конструкції бурового механізму, за способом транспортування продуктів руйнування.

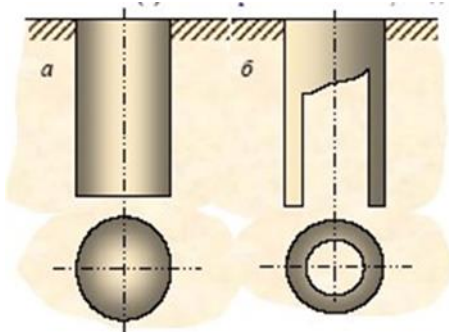


Рис. 2.2. – Способи руйнування вибою

У практиці розвідувального буріння широко застосовується механічний спосіб руйнування гірських порід. Цей спосіб залежно від характеру дії породоруйнівного інструменту на гірську породу ділиться на наступні види буріння.

1. **Обертальне** – руйнування гірської породи на вибої свердловини відбувається шляхом різання, сколювання і стирання спеціальними буровими інструментами (долота обертального типу, алмазні і твердосплавні коронки і ін.). Цей вид буріння залежно від способу руйнування вибою ділиться на буріння суцільним вибоєм або безкерна (рис. 2. 2, а) і буріння кільцевим вибоєм або колонковим (рис. 2. 2, б). Цей спосіб буріння широко застосовується при пошуках і розвідці корисних копалин.

У першому випадку породоруйнівним інструментом – долотом – руйнується порода по всьому вибою, а в другому – вибурюється тільки кільцевий вибій, а в центрі свердловини залишається ціла колонка породи, яка називається *кern*.

Керн використовується в геології для вивчення структури і речовинного складу породи.

Обертальне буріння ділиться на буріння з двигуном на поверхні, від якого обертання буровому інструменту передається бурильними трубами, і на буріння із вибійним двигуном, коли останній опускається в свердловину на бурильних трубах безпосередньо за буровим інструментом.

Вибійними двигунами можуть бути турбобур, гвинтовий двигун, електробур, гідровібратор і ін. Якщо обертання колоні бурильних труб передається від двигуна через особливий механізм – ротор, розташований над гирлом свердловини, то такий вид буріння називається роторним. При колонковому бурінні для руйнування породи, як правило, застосовуються алмази і тверді сплави, запресовані в коронку, тому розрізняють буріння алмазне і твердими сплавами.

При обертальному бурінні зруйнована порода (шлам) виноситься із вибою свердловини на поверхню промивальною рідиною (водою, глинистим або соляним розчином і т. д., або видувається стислим повітрям. При колонковому бурінні іноді значна частина зруйнованої породи підіймається на поверхню в шламових трубах.

2. Ударно-канатне – гірська порода руйнується за допомогою ударів по забою спеціальним буровим інструментом (долота ударного типу, бурові стакани). Буровий інструмент опускається в свердловину і приводиться в дію сталевим канатом. Зруйнована порода (шлам) віддаляється з свердловини на поверхню желонками різної конструкції. При прохідці м'яких порід желонка застосовується і як породоруйнівний інструмент.

3. Ударно-обертальне – руйнування гірської породи відбувається за рахунок одночасної ударно-обертальної дії породоруйнівного інструменту – гідро- або пневмоударника на вибій свердловини. Гідро- або пневмоударник завдає частого удару по коронці, оснащений (армованої) різцями з твердих сплавів з одночасним обертанням її. Шлам виноситься з свердловини на поверхню водою або стислим повітрям.

4. Вібробуріння – занурення вібратором (віброзанурювачем, вібромолотом) породоруйнівного інструменту – зонда (зонд — труба з подовжнім прорізом) в м'який ґрунт з великою швидкістю (0.1 ... 2 м/хв і більш). Під дією вібрації (1250 ... 2000 коливань в хвилину) виникаючі в ґрунті фізичні явища викликають зменшення сил тертя і зчеплення в ґрунті. Дослідження показали, що при вібрації ґрунт розріджується, завдяки чому між буровим інструментом і стінками свердловини різко зменшується тертя. Після підйому зонда на поверхню з нього можна вибирати породу з непорушеною структурою. Нарешті, по вигляду вживаній енергії розрізняють буріння ручне і механічне. По вигляду корисних копалин слід розрізняти буріння на тверді, розсипні, рідкі і газоподібні корисні копалини.

5. Нові способи руйнування гірських порід по видах енергії, що подається в зону роботи породоруйнівного інструменту, умовно можна підрозділити на термічні, вибухові, гідравлічні, електрофізичні і комплексні. Термічне буріння найбільш перспективне в дуже міцних, багатих кварцом породах. Найбільш працездатними є реактивні пальники, що забезпечують температуру факела 2250 ... 3000 ОК, а швидкість витікання розігрітих газів 1800 ... 22000 м/с. Для здійснення процесу вибухобуріння заряд компонентів рідкої ВР, ув'язнений в пластмасову оболонку, автоматично вводиться в нагнітальну лінію бурових насосів через спеціальний шлюзовий пристрій. Проїшовши по нагнітальній лінії і колоні бурильних труб, снаряд (ампула), рухаючись в потоці промивальної рідини, йде до забою. При сталому процесі вся колона бурильних труб від забою до гирла заповнена рухомими групами в 15 ... 20 ампул. В процесі випуску ампул буровий інструмент залишається нерухомим і забій з кожним вибухом віддаляється на певну відстань.

Сучасні досягнення у області фізики привели до появи серії нових методів руйнування гірських порід: лазерного, електро-імпульсного, плазмового і ін.

Промінь лазера створюється «нагнітанням» енергії в групі атомів кристала або об'єму газу до вищого енергетичного рівня, а потім відбувається скидання енергії в них до нижчого рівня. При цьому атоми віддають фотони однакової частоти, утворюючи когерентний світловий промінь. Промінням лазера можна сконцентрувати на площі 1 м² енергію порядку 1 млн. Вт, при цьому розвивається температура 300 ... 540 °С. Відбувається нагрів порід, які розщеплюються і втрачають свою міцність. Але через низькі механічні швидкості лазери в даний час непридатні для буріння стволів в розмірах нафтових свердловин.

Найперспективнішим є електро-імпульсний метод. При цьому методі свердловина заповнюється (промивається) – рідиною (трансформаторним маслом, дизельним паливом), електрична міцність якої перевищує електричну міцність твердого діелектрика, тобто породи. У свердловині до забою щільно притискують два електроди і подають імпульси напруги з крутим фронтом при дуже малому часі дії кожного імпульсу (1·10⁻⁶ с і менше). В цьому випадку заряд проходить через тверде тіло. Електричний пробій супроводжується ефективним руйнуванням породи. У цьому полягає принципова різниця між електро-імпульсним способом і електрогідравлічним, де розряд проходить через рідину. Амплітуда імпульсів досягає 250 кВ. Частота імпульсів – до 30 Гц.

Електро-імпульсний метод буріння характеризується малою енергоємністю і відсутністю обертання бурового снаряда. При плазмовому способі руйнування порід струмінь холодної плазми, що має температуру від 5000 до 50 000 ОК, прямує до забою свердловини. Джерелом плазми є плазмотрон, званий іноді плазмовою головкою електродуги. При випробуванні плазмобурів було встановлено, що підвищення температури плазмового струменя спочатку викликає різке збільшення інтенсивності руйнування порід і досягає максимуму при 4300 ... 4800 ОК

Зміст звіту.

1. Основні терміни та визначення в технології буріння свердловин.
2. Класифікація свердловин та способів буріння з описом технології.
3. Відомості з історії буріння.

Контрольні запитання

1. Параметри, що характеризують конструкцію свердловини.
2. На які групи підрозділяються свердловини за призначенням?
3. Методи руйнування вибою свердловини.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 3

Основи проектування конструкції нафтогазової свердловини

Мета практичної роботи. Вивчити основні принципи та методи проектування конструкцій нафтогазових свердловин. Ознайомитися з факторами, що впливають на вибір конструкції свердловини (геологічні умови, глибина, тиск, температура тощо).

Вибір та обґрунтування конструкції проектної свердловини проводимо за методикою відповідно до вимог. На підставі геолого-технічної інформації формуються вихідні дані. Для полегшення сприйняття процесу проектування скористаємося прикладом, для якого задано наступні вихідні дані:

1. Свердловина газова, експлуатаційна, вертикальна.
2. Глибина свердловини $H = 4400$ м.
3. По глибині свердловини задані такі значення тисків:

Глибина, м	200	800	1400	1500	2000	3100	3950	4400
Пластовий тиск, МПа	2,3	8,9	15,2	16,7	21,9	34,4	45,2	52

4. Інформація про можливі ускладнення по розрізу свердловини:
 - в інтервалі 0-150 м залягають нестійкі, схильні до обвалів породи;
 - в інтервалі 200-1350 м можливі осипи та обвали стінок, звуження ствола свердловини, утворення сальників та часткові поглинання;
 - в інтервалі 1500-3920 м залягають породи схильні до утворення жолобів, каверн, виступів, викривлень і звужень ствола свердловини, часткових поглинань та осипів стінок.

5. Продуктивний пласт залягає в інтервалі: 4000-4400 м.

Визначення кількості обсадних колон та глибини їх спуску

Підставою для встановлення кількості обсадних колон та глибин їх спуску служить суміщений графік зміни тисків, який відображає зміну з глибиною коефіцієнта аномальності пластового тиску (K_a) та індексу тиску поглинання (K_n), або Індексу тиску гідророзриву порід (K_{sp}). Коефіцієнт аномальності пластового тиску визначається:

$$K_a \frac{P_{nl}}{\rho_g g z}, \text{ або } K_a = \frac{\text{grad } p_{nl}}{\rho_g g}, \quad (3.1)$$

де p_{nl} – пластовий тиск, Па;

ρ_g – густина води, $\rho_g = 1000$ кг/м³;

z – глибина залягання пласта, м;

$grad p_{nl}$ – градієнт пластового тиску, Па/м.

Індекс тиску поглинання визначається:

$$K_n = \frac{P_n}{\rho_e g z}, \text{ або } K_n = \frac{grad p_n}{\rho_e g}, \quad (3.2)$$

де p_n – тиск поглинання, Па;

$grad p_n$ – градієнт тиску поглинання, Па/м.

Індекс тиску гідророзриву порід знаходимо:

$$K_{zp} = \frac{P_{zp}}{\rho_e g z}, \text{ або } K_{zp} = \frac{grad p_{zp}}{\rho_e g}, \quad (3.3)$$

де – тиск гідророзриву порід, Па;

$grad p_{zp}$ – градієнт тиску гідророзриву порід, Па/м.

У випадку, коли значення тиску гідророзриву порід відсутнє, індекс тиску гідророзриву порід можна визначити за наближеною формулою:

$$K_{zp} = 0,83 + 0,66K_a \quad (3.4)$$

Приклад розрахунку K_a і K_n для інтервалу 0-200 м:

$$K_a = \frac{2,3 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81 \cdot 200} = 1,17.$$

Аналогічно обчислюємо коефіцієнт аномальності та індекс тиску поглинання для інших інтервалів, а результати розрахунків зводимо в табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Значення коефіцієнта аномальності та індексу тиску поглинання залежно від глибини свердловини

Глибина, м	200	800	1400	1500	2000	3100	3950	4400
Коефіцієнт аномальності, K_a	1,17	1,13	1,11	1,13	1,12	1,13	1,17	1,2
Індекс тиску поглинання, K_n	1,6	1,58	1,56	1,58	1,57	1,58	1,6	1,62

За результатами розрахунків (табл. 3.1) будуємо суміщений графік зміни тисків (рис. 3.1).

На побудованому графіку виділяємо зони із несумісними умовами буріння. Оскільки, зони із несумісними умовами буріння відсутні, то в першому варіанті передбачаємо спуск однієї колони. Визначимо відносну густішу промивальної рідини для кожного інтервалу з виразу:

$$\rho_0 \geq 1,17 \cdot (1,1 \div 1,15) = 1,29 \div 1,34.$$

Аналогічно визначаємо відносну густину для інших інтервалів, а результати заносимо у таблицю 3.2.

Таблиця 3.2

Результати розрахунку відносної густини

Значення ρ_{ϕ} 10^3 кг/м^3	Глибина, м
1,29÷1,34	200
1,24÷1,3	800
1,22÷1,28	1200
1,16÷1,22	1400
1,18÷1,24	1500
1,18÷1,23	2000
1,18÷1,24	2500
1,17÷1,2	3100
1,22÷1,25	3950
1,25÷1,28	4400

Отже, враховуючи відносну густину промивальної рідини та проаналізувавши геолого-технічні умови буріння, можливі аварії по розрізу свердловини та практичний досвід ведення бурових робіт в даних умовах проектуємо три обсадних колони.

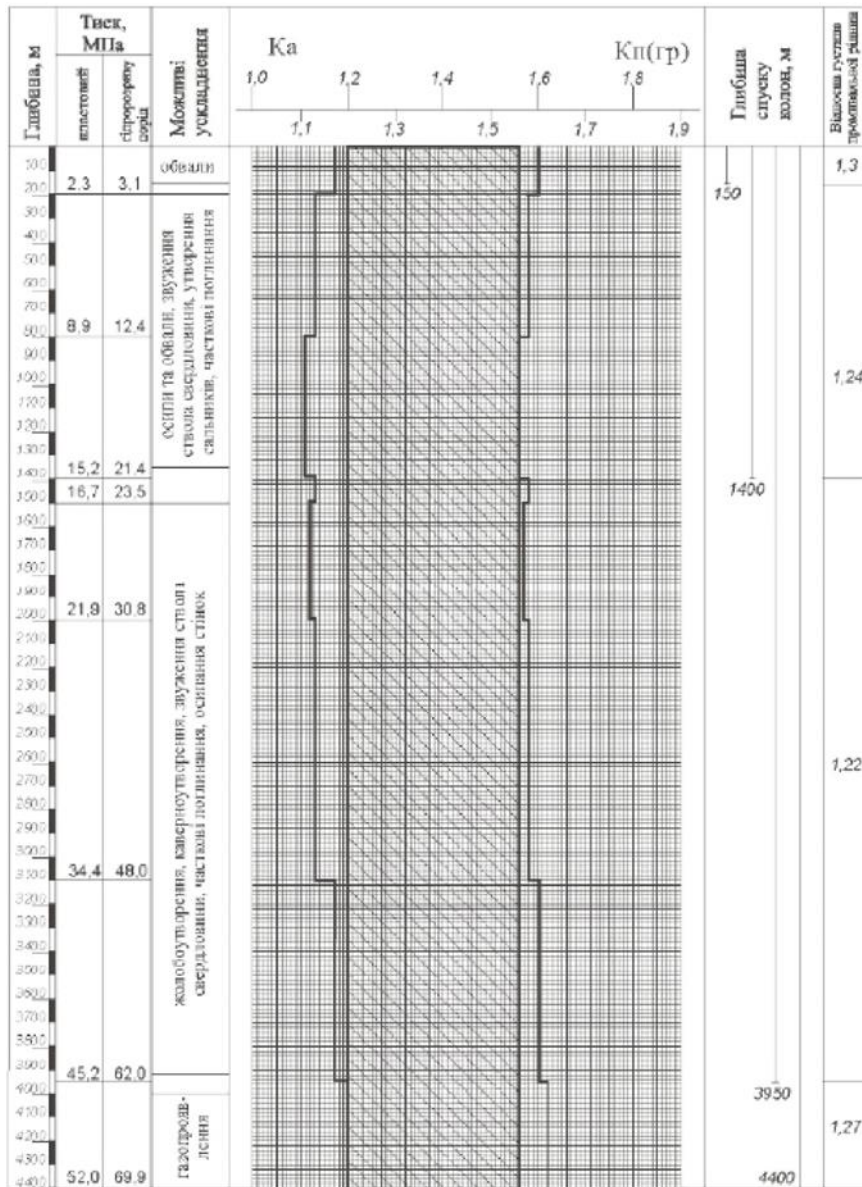


Рисунок 3.1 – Суміщений графік зміни тисків

Першу проміжну колону проектуємо спустити на глибину 1400 м, другу проміжну - на глибину 3950 м, експлуатаційну колону - до проектної глибини 4400 м. Крім цього проектуємо спуск кондуктора на глибину 150 м та направлення на глибину 5 м.

Обґрунтовуємо призначення кожної з обсадних колон:

- направлення призначене для запобігання розмиву устя свердловини промивальною рідиною і задавання напрямку руху рідини на очисні пристрої;

- кондуктор призначений для перекриття нестійких, схильних до обвалів порід;

- перша проміжна колона призначена для перекриття порід, схильних до обвалів, осипань, звужень ствола свердловини, утворення сальників та часткових поглинань, а також для герметизації устя свердловини противикидним обладнанням;

- друга проміжна колона призначена для перекриття порід, схильних до утворення жолобів, каверн, виступів, течії порід, викривлень і звужень ствола свердловини, часткових поглинань та осипань, а також для герметизації устя свердловини противикидним обладнанням та створення безпечних умов при розкритті нижчезалягаючих газоносних горизонтів;

- експлуатаційна колона призначена для забезпечення герметичної ізоляції порожнини свердловини від всієї товщі пробурених порід, надійного розмежування всіх проникних порід, довготривалої експлуатації свердловини, розміщення підземного обладнання, встановлення обладнання для герметизації устя, а також є каналом для транспортування з продуктивного пласта газу на денну поверхню.

Проектування діаметрів обсадних колон та доліт

Розрахунок діаметрів обсадних колон розпочинаємо з експлуатаційної колони. Діаметр експлуатаційної колони вибирають виходячи з двох умов [3]:

1. З максимально очікуваних дебітів флюїдів (нафта, газ; газ, конденсат) на різних стадіях експлуатації.

2. За вказівкою замовника.

Наближене співвідношення діаметрів експлуатаційних колон та дебітів для нафтових і газових свердловин, що застосовуються на практиці, подані в таблицях 3.3 та 3.4.

Таблиця 3. 3

Нафтові свердловини

Сумарний дебіт, м ³ /добу	<40	40–100	100–150	150–300	>300
Діаметр експлуатаційної колони, мм	114	127–140	140–146	168–178	178–194

Таблиця 3.4

Газові свердловини

Сумарний дебіт, тис.м ³ /добу	<75	<250	<500	<1000	<5000
Діаметр експлуатаційної колони, мм	114	114–146	146–168	168–219	219–273

У разі необхідності, викликані конкретними умовами родовища, до цих рекомендацій вносять додаткові корективи.

Для нашого прикладу діаметр експлуатаційної колони задає замовник, який складає 140 мм.

Проектування діаметрів доліт і решти колон проводиться “знизу-вверх”* з умови забезпечення технологічних зазорів, за рекомендованими співвідношеннями.

Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону знаходимо із співвідношення:

$$D_{\circ} = d_{\max} + 2\Delta_{\kappa}, \quad (3.5)$$

де d_{\max} - найбільший зовнішній діаметр обсадної колони (діаметр муфти труби), мм;

Δ_{κ} - мінімальний радіальний зазор для вільного проходження колони у свердловину під час її спуску, мм (табл. 3.5).

Таблиця 3.5

Рекомендовані значення радіального зазору

Зовнішній діаметр колони, мм	114–127	140–168	178–245	273–299	324–351	377–508
Радіальний зазор, мм	5 – 10	10–15	15–20	20–25	25–30	30–35

Оскільки у відкритому інтервалі свердловини встановлюється експлуатаційна колона діаметром 140 мм, то розраховуємо діаметр долота для буріння під неї.

Для труб діаметром 140мм: $d_{\max} = 153,7$ мм і $\Delta_{\kappa} = 10$ мм

$$D_{\circ}^{ек} = 153,7 + 2 \cdot 10 = 173,7 \text{ мм.}$$

Із довідникової літератури [1] вибираємо діаметр долота $D_{\circ}^{ек} = 190,5$ мм.

Знаходимо внутрішній діаметр другої проміжної колони:

$$d_{2np} = D_{\circ}^{ек} + 2\Delta_{\epsilon}, \quad (3.6)$$

де Δ_g - радіальний зазор, необхідний для вільного пропуску всередині цієї колони долота для буріння під наступну колону, $\Delta_g = 3 \div 5$ мм. Приймаючи $\Delta_g = 3$ мм:

$$d_{2np} = 190,5 + 2 \cdot 3 = 196,5 \text{ мм.}$$

Знаючи необхідний внутрішній діаметр другої проміжної колони знаходимо відповідний йому зовнішній діаметр:

$$D_{2np} = d_g + 2\delta, \quad (3.7)$$

де δ - середня розрахункова товщина стінки труби для цієї колони, мм. Для практичних розрахунків $\delta = 10$ мм

$$D_{2np} = 196,5 + 2 \cdot 10 = 216,5 \text{ мм.}$$

Відповідно до стандарту на обсадні труби зовнішній діаметр другої проміжної колони складає $D_{2np} = 219,1$ мм.

Аналогічно знаходимо діаметри решти колон та доліт під ці колони. Знаходимо діаметр долота для буріння під другу проміжну колону за формулою (3.5), якщо $d_{\max} = 249$ мм і $\Delta_k = 15$ мм

:

$$D_o^{2np} = 249 + 2 \cdot 15 = 279 \text{ мм.}$$

Відповідно до стандарту на долота вибираємо діаметр долота $D_o^{2np} = 295,3$ мм.

Знаходимо внутрішній діаметр першої проміжної колони за формулою (3.6), приймаючи $\Delta_g = 4$ мм:

$$d_{1np} = 295,3 + 2 \cdot 4 = 303,3 \text{ мм.}$$

Знаходимо за формулою (3.7) зовнішній діаметр першої проміжної колони:

$$D_{1np} = 303,3 + 2 \cdot 10 = 323,3 \text{ мм.}$$

Відповідно до стандарту на обсадні труби зовнішній діаметр першої проміжної колони складає $D_{1np} = 323,9$ мм.

Знаходимо діаметр долота для буріння під першу проміжну колону за формулою (3.5), якщо $d_{\max} = 351$ мм, $\Delta_k = 20$ мм: $D_o^{1np} = 351 + 2 \cdot 20 = 391$ мм.

Відповідно до стандарту на долота вибираємо діаметр долота $D_o^{1np} = 393,7$ мм.

Знаходимо внутрішній діаметр кондуктора за формулою (3.6) приймаючи $\Delta_g = 5$ мм:

$$d_{\kappa} = 393,7 + 2 \cdot 5 = 403,7 \text{ мм.}$$

Знаходимо за формулою (3.7) зовнішній діаметр кондуктора:

$$D_{\kappa} = 403,7 + 2 \cdot 10 = 423,7 \text{ мм.}$$

Відповідно до стандарту на обсадні труби зовнішній діаметр кондуктора складає $D_{\kappa} = 426,0$ мм. Знаходимо діаметр долота для буріння під кондуктор за формулою (3.5), якщо $d_{\max} = 451$ мм і $\Delta_{\kappa} = 25$ мм: $D_{\circ}^{\kappa} = 451 + 2 \cdot 25 = 501$ мм.

Відповідно до стандарту на долота вибираємо діаметр долота $D_{\circ}^{\kappa} = 490$ мм. Знаходимо внутрішній діаметр направлення за формулою (3.6), прийнявши $\Delta_{\circ} = 5$ мм:

$$d_{\circ}^{\kappa} = 490 + 2 \cdot 5 = 500 \text{ мм.}$$

Знаходимо за формулою (3.7) зовнішній діаметр направлення: $D_{\circ}^{\kappa} = 500 + 2 \cdot 10 = 520$ мм.

Оскільки за ГОСТ 632-80 обсадні труби діаметром більше 508 мм не виготовляються, то вибираємо зварні прямошовні труби діаметром $D_{\circ}^{\kappa} = 560$ мм. Знаходимо діаметр долота для буріння під направлення за формулою (3.5), якщо $d_{\max} = 560$ мм і $\Delta_{\kappa} = 30$ мм: $D_{\circ}^{\kappa} = 560 + 2 \cdot 30 = 620$ мм.

Відповідно до стандарту на долота вибираємо діаметр долота $D_{\circ}^{\kappa} = 490$ мм і розширювач РШ-640.

Так як проміжна та експлуатаційна колони будуть спускатись секційно, то і їх тампонування буде секційним.

Результати всіх розрахунків зводимо в табл. 3.6 та схематично зображуємо конструкцію проектної свердловини (рис. 3.2)

Таблиця 3.6

Результати проектування конструкції свердловини

Назва обсадної колони	Глибина спуску колони, м	Зовнішній діаметр колони, мм	Діаметр долота, мм	Інтервал цементування, м
Направлення	5	560	640	забутовка
Кондуктор	150	426	490	150-0
1 проміжна	1400	324	393,7	1400-0
2 проміжна	3950	219	295,3	3950-2600 2600-1300 1300-0
Експлуатаційна	4400	140	190,5	4400-2800 2800-0

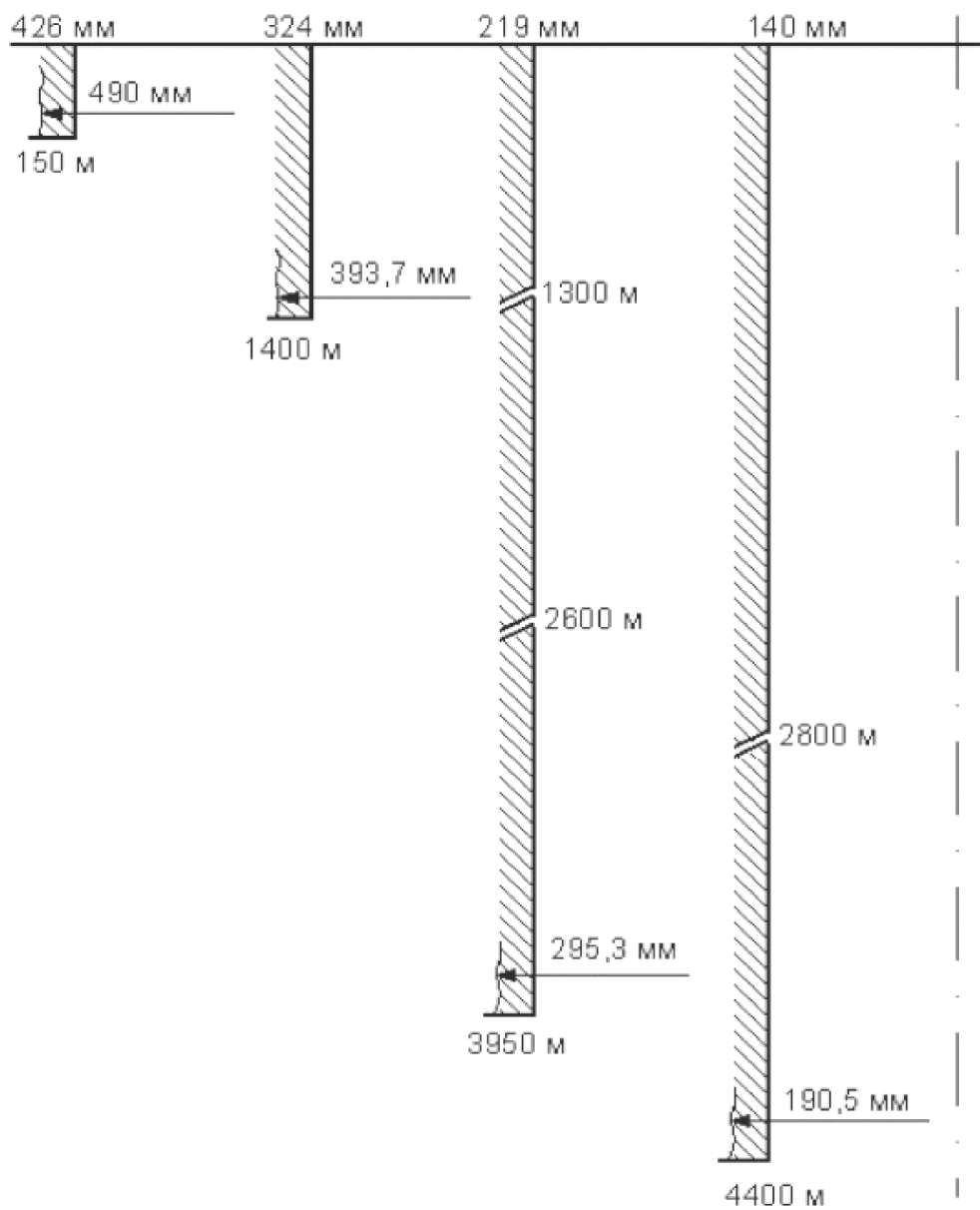


Рис. 3. 2 – Схема конструкції свердловини

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 4

Розрахунок режимів цементування нафтогазових свердловини

Мета роботи: навчитися самостійно розраховувати режими цементування нафтогазових свердловин

Вихідні дані:

- глибина свердловини $H = 4400$ м ;
- висота цементного стакану $h_c = 30$ м;
- густина тампонажного розчину $\rho_{mp} = 1800$ кг/м³;
- густина сухого цементу $\rho_u = 3000$ кг/м³;
- густина протискувальної рідини $\rho_n = 1270$ кг/м³;
- водоцементне відношення $W = 0,5$;
- зовнішній діаметр нижньої частини експлуатаційної колони $d_3 = 0,14$ м;
- внутрішній діаметр експлуатаційної колони в інтервалі 4400-2800 м $d_6 = 0,119$ м;
- глибина спуску проміжної колони $H_{np} = 3950$ м;
- внутрішній діаметр проміжної колони $d_{enp} = 0,1965$ м;
- глибина спуску допускних бурильних труб $H_{6m} = 2800$ м;
- зовнішній діаметр бурильних труб $d_{36m} = 0,127$ м;
- внутрішній діаметр бурильних труб $d_{66m} = 0,107$ м;
- коефіцієнт кавернометрії $k_L = 1,08$;
- діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону $D_0 = 0,1905$ м;
- тип цементувального агрегата ЦА-320М.
- об'єм притискувальної рідини $V_{np} = 44,7$ м³.

Розрахунок необхідної кількості матеріалів

а) визначення необхідного об'єму тампонажного розчину:

$$V_{mp} = F_{kn1} \cdot (H - H_{np}) + F_{kn2} \cdot H_{np} + F_{oc} \cdot h_c, \quad (4.1)$$

де F_{kn1} - площа поперечного перерізу кільцевого простору в незакріпленому інтервалі, м²:

$$F_{kn1} = \frac{\pi}{4} \cdot \left((k_L \cdot D_0)^2 - d_3^2 \right); \quad (4.2)$$

$$F_{kn1} = \frac{3,14}{4} \cdot \left((1,08 \cdot 0,1905)^2 - 0,14^2 \right) = 0,0178 \text{ м}^2,$$

де F_{kn2} - площа поперечного перерізу кільцевого простору в закріпленому інтервалі, м²;

$$F_{кн2} = \frac{\pi}{4} \cdot (d_{енр}^2 - d_3^2); \quad (4.3)$$

$$F_{кн2} = \frac{3,14}{4} \cdot (0,1965^2 - 0,14^2) = 0,0149 \text{ м}^2,$$

де F_{oc} - площа поперечного перерізу експлуатаційної колони в інтервалі встановлення цементного стакану, м²:

$$F_{oc} = \frac{\pi}{4} \cdot d_6^2, \quad (4.4)$$

$$F_{oc} = \frac{3,14}{4} \cdot 0,119^2 = 0,0111 \text{ м}^2.$$

$$V_{mp} = 0,0178 \cdot (4400 - 3950) + 0,0149 \cdot (3950 - 2800) + 0,0111 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}^3.$$

б) визначення необхідної кількості сухого цементу:

$$M_u = \frac{1}{1+W} \cdot \rho_{mp} \cdot V_{mp} \cdot k_{em}, \quad (4.5)$$

де k_{em} - коефіцієнт, що враховує втрати цементу при завантаженні у змішувальні машини і приготуванні розчину, $k_{em} = 1,0 \div 1,05$; приймаємо $k_{em} = 1,05$:

$$M_u = \frac{1}{1+0,5} \cdot 1800 \cdot 25,5 \cdot 1,05 = 32130 \text{ кг}.$$

в) визначення необхідного об'єму води для приготування тампонажного розчину:

$$V_6 = \frac{W \cdot M_u}{\rho_6}, \quad (4.6)$$

де ρ_6 - густина води з розчиненими в ній хімічними реагентами, кг/м³.

$$V_6 = \frac{0,5 \cdot 32130}{1000} = 16,1 \text{ м}^3.$$

Визначення загального часу закачування розчинів при роботі при роботі одного агрегата

$$T_u = T_{mp}^V + T_{np}^V + T_{np}^{IV} + T_{np}^{III} + T_n, \quad (4.12)$$

де T^V, T^{IV}, T^{III} - час роботи агрегата на відповідній передачі, хв.;

T_n - час на промивання ліній, закладення і звільнення притискувальних пробок, закачування останньої порції притискувальної рідини на найнижчій передачі і т. д., хв., $T_n = 10 \div 15$ хв.; приймаємо $T_n = 15$ хв.

Час роботи цементувального агрегата на відповідній передачі:

$$T^V = \frac{V_{mp}^V + V_{np}^V}{60 \cdot Q_{ца}^V}, \quad (4.13)$$

де $Q_{ца}$ - продуктивність агрегата на відповідній передачі, м³/с, табл. 4.1.

Таблиця 4.1.

Подача і тиск, які розвиває цементувальний агрегат

Передача	Діаметр втулок 127мм	
	Тиск, МПа	Подача, м ³ /с
II	18,2	0,0052
III	9,5	0,0098
IV	6,1	0,0152
V	4,0	0,023

$$T^V = \frac{25,5 + 18,3 + 20,9}{60 \cdot 0,023} = 46,9 \text{ хв.}$$

$$T_{np}^{IV} = \frac{2,2}{60 \cdot 0,0152} = 2,4 \text{ хв.}$$

$$T_{np}^{III} = \frac{3,3}{60 \cdot 0,0098} = 5,6 \text{ хв.}$$

$$T_{ц} = 46,9 + 2,4 + 5,6 + 15 = 69,9 \text{ хв.}$$

Визначення необхідної кількості цементувальних агрегатів

а) за часом загуснення тампонажного розчину:

$$n_1 = \frac{T_{ц}}{0,75 \cdot T_{нзаг}} + 1, \quad (4.14)$$

де $T_{нзаг}$ – час початку загуснення тампонажного розчину, хв.

Для портландцементів I, II і III типів $T_{нзаг} = 90$ хв.

$$n_1 = \frac{69,9}{0,75 \cdot 90} + 1 = 1,03 + 1 = 2,03 = 3 \text{ шт.}$$

б) з умови забезпечення необхідної швидкості підйому тампонажного розчину в кільцевому просторі

$$n_2 = \frac{F_{кн1} \cdot v_{кн1}}{Q_{ца}^{\max}} + 1, \quad (4.15)$$

$$n_2 = \frac{0,0178 \cdot 0,5}{0,023} + 1 = 0,39 + 1 = 1,39 = 2 \text{ шт.}$$

Кількість агрегатів приймається більшою із одержаних за двома розрахунками.

У цьому випадку приймаємо 3 агрегати ЦА-320М.

Визначення загального часу цементування за умови роботи прийнятої кількості агрегатів

$$T'_y = \frac{T_y - T_n}{n - 1} + T_n; \quad (4.16)$$
$$T'_y = \frac{69,9 - 15}{3 - 1} + 15 = 42,5 \text{ хв.}$$

Визначення необхідної кількості цементозмішувальних машин

а) за місткістю бункера

$$m_1 = \frac{M_y}{M_b}, \quad (4.17)$$

де M_b – місткість бункера цементозмішувальної машини, кг. Для машини 2СМН-20: $M_b = 20000$ кг.

$$m_1 = \frac{32130}{20000} = 1,6 = 2 \text{ шт.}$$

б) за продуктивністю:

$$m_2 = \frac{(n - 1) \cdot Q_{ца}^{\max}}{Q_{зм}^{\max}}, \quad (4.18)$$

де $(n - 1) \cdot Q_{ца}^{\max}$ - сумарна продуктивність всіх агрегатів при роботі на максимальній передачі, м³/с;

$Q_{зм}^{\max}$ – максимальна продуктивність цементозмішувальної машини, м³/с.

$$m_2 = \frac{(3 - 1) \cdot 0,023}{0,012} = 3,83 = 4 \text{ шт.}$$

Кількість машин приймається більшою із одержаних за двома розрахунками. Приймаємо 4 машини 2СМН-20.

Відповідно до прийнятої схеми обв'язки з машиною 2СМН-20 з'єднуються один або два цементувальні агрегати. Тому під час вибору кількості агрегатів можуть бути варіанти:

а) якщо $n < t$, то приймають $n = t + 1$.

б) якщо $n > t$, то приймають $n = 2t + 1$.

Для нашого випадку $n < t$, тому приймаємо $n = 4 + 1 = 5$ шт.

Висновок.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 5

Породоруйнівний інструмент для обертального буріння свердловин

Мета практичної роботи: Вивчити класифікацію та типи породоруйнівного інструменту (долота, коронки тощо), отримати навички вибору бурового інструменту для конкретних умов буріння нафтогазових свердловин. Навчитися визначати оптимальний тип породоруйнівного інструменту для конкретних геологічних умов.

Теоретичні відомості

Інструмент, що використовують при бурінні свердловин називають буровим. Він поділяється на технологічний, допоміжний, аварійний і спеціальний. До технологічного відносять інструмент, за допомогою якого безпосередньо відбувається поглиблення свердловини.

До допоміжного відносять інструмент для підвищення ефективності буріння шляхом гасіння вібрацій і ударів (демпфери, амортизатори, віброгасники), а також для проведення спуско-підймальних операцій (ключі, елеватори, труботримачі, а також самі обсадні колони).

До аварійного відносять інструмент для запобігання (шламоуловлювачі, протиприхоплювальні перехідники та ін.) і ліквідації аварій (ловильний інструмент, фрезери та ін.).

До спеціального відносять інструмент для проведення спеціальних робіт в свердловинах, наприклад: при штучному викривленні стовбура свердловини, при виконанні тампонування та ін.

Породоруйнівний інструмент – частина бурового обладнання призначена для безпосереднього руйнування гірської породи в процесі буріння свердловин. Породоруйнівний інструмент для обертального буріння свердловин можна поділити на дві великі групи: інструмент для буріння свердловин із відбором керна – коронки; та інструмент для буріння без відбору керна – долота.

Коронки у свою чергу підрозділяються на алмазні і твердосплавні.

Долота підрозділяються на пікобури, лопатеві, алмазні і шарошкові.

Схема класифікації породоруйнівного інструмента приведена на рис. 5.1.

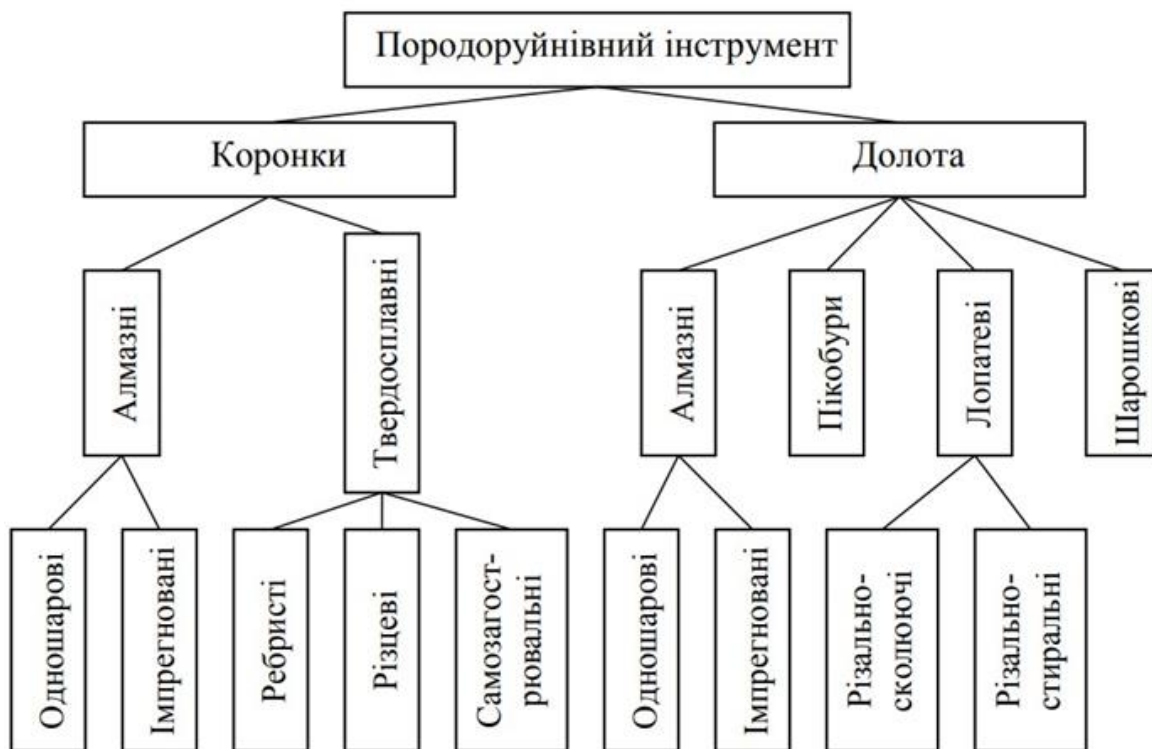


Рис. 5.1 – Схема класифікації породоруйнівного інструмента

Алмазні коронки складається з матриці, що містить алмази, і сталевого корпусу з різьбою. Матриця являє собою металокерамічне кільце, у якому розміщені різальні елементи – алмази. Для проходження через коронку промивальної рідини, із метою охолодження і виносу часток породи, у матриці є промивальні канали, що розділяють її на більш дрібні елементи – сектори. Алмази в коронці розташовуються у визначеному порядку (схемі). Розрізняють об’ємні (торцеві) алмази, що виконують основну роботу при бурінні – руйнування породи по кільцевому вибою, і підрізні (бічні) алмази, що калібрують свердловину й керн, що утворюється при бурінні. Випускають коронки з розташуванням об’ємних алмазів у поверхневому шарі (одношарові) та імпрегновані, матриця яких виготовлена із ретельно змішаного порошкоподібного матеріалу з подрібненими алмазами.

Алмазні коронки випускають таких діаметрів: 26, 36, 46, 59, 76, 93 і 112 мм. Для армування породоруйнуючого інструменту, застосовують природні і синтетичні алмази. Для виготовлення одношарових алмазних коронок у якості об’ємних алмазів використовуються алмази крупністю від 10 до 90 шт/карат, підрізні – від 5 до 60 шт/карат.

Одношарові алмазні коронки застосовуються для буріння порід V-IX категорій з буримості.

Імпрегновані коронки армуються об'ємними алмазами крупністю від 120 до 600 шт/карат та дещо меншими підрізними алмазами крупністю 20-40 шт/карат. Застосовуються для буріння порід IX-XII категорій з буримості.

Маркуються вони наступним чином. Перші дві цифри від 01 до 99 означають порядковий номер конструкції коронки. Далі велика літера російського алфавіту вказує тип коронки: А – одношарова або И – імпрегнована. Далі арабською цифрою вказують твердість матриці в умовних одиницях по Роквеллу HRC: 3 – нормальна 20-25, 4 – тверда 30-35. 5 – дуже тверда 50-60. Через дефіс вказують діаметр коронки, наприклад 01А3-59, 02И4-112.

Твердосплавні коронки призначені для колонкового буріння свердловин у породах м'яких і середньої твердості I-VIII і частково IX категорії з буримості.

Конструктивно коронки являють собою тонкостінний циліндр з різьєю для з'єднання з трубою для приймання керну на одному кінці і твердому сплаві у вигляді окремих пластин на іншому. Для армування коронок застосовують твердий вольфрамо-кобальтовий сплав. Твердосплавні пластини, що виконують роль різальних елементів, мають різноманітне призначення. Пластини, що встановлюються на внутрішній і зовнішній стінках корпусу коронки, називають підрізними. Усі пластини, що розташовуються між ними, називають основними.

Твердосплавні коронки випускають таких діаметрів: 36, 46, 59, 76, 93, 112, 132 і 151 мм. Сучасні конструкції твердосплавних коронок подані 15 типами.

Відповідно до призначення вони підрозділяються на 3 групи:

– ребристі коронки для буріння м'яких порід I-IV категорій: М1, М2, М5; М6;

– різцеві коронки для буріння малоабразивних порід середньої твердості IV-VII категорії монолітних (СМ) і тріщинуватих (СТ): СМ3, СМ4, СМ5, СМ6, СТ2;

– самозагострювальні коронки для буріння абразивних порід середньої твердості VI-VIII і частково IX категорій з буріння: СА1; СА2; СА3; СА4; СА5; СА6.

Лопатеві долота. При бурінні свердловин застосовують лопатеві долота ріжуче-сколюючого і ріжуче-стирального типів. До першого різновиду належать дво- (2Л) і трилопатеві (3Л) долота, а до другого трилопатеві (ЗІР) і шестилопатеві (6ІР), а також долота Інституту надтвердих матеріалів (м. Київ) "ИСМ", які армовані вставками з надтвердого матеріалу "Славутич".

Долота 2Л і 3Л застосовують для буріння в неабразивних м'яких пластичних породах і для буріння в неабразивних м'яких породах з прошарками порід середньої твердості. Випускаються діаметрами 76, 93, 97, 112, 118, 132, 140, 145, 151, 161, 190, 213, 243, 269, 295, 320, 346, 370, 394 і 445 мм. Передні і бічні грані лопатей армуються металокерамічними пластинами.

Долота типу ІР додатково армовані зубцями твердого сплаву ВК-8. Застосовуються в породах м'яких і середньої твердості з прошарками абразивних. Діаметри доліт від 139,7 до 269,9 мм. Випускаються лопатеві долота для буріння зі звичайним і з гідромоніторним промиванням, які мають змінні гідромоніторні насадки. До шифру таких доліт входить літера "Г", наприклад 2ЛГ, ЗИРГ.

Пікобури. Для буріння порід III-V категорій широке застосування одержали пікобури В. П. Новикова і П. М. Воронова. Лопаті пікобурів армовані різцями твердого сплаву типу ВК-8. Пікобури випускаються діаметрами: 97, 112, 118, 132, 135, 140, 151, 161, 190, 214, 243, 269, 295, 320, 346, 370, 394 і 445 мм.

Алмазні долота. Аналогічно алмазним коронкам долота армуються природними або синтетичними алмазами, по способу армування вони можуть бути одношарові або імпрегновані.

По конструктивним особливостям виділяють наступні різновиди: ДР, ДК, ДЛ, ДВ, ДУ та ДІ. Літера Д у всіх буквосполученнях означає вид – алмазні долота. Якщо долота армовані синтетичними алмазами в маркування входить літера "С".

Шарошкові долота складаються з лап, на цапфах яких розташовані шарошки з озброєнням (зубцями). У середині шарошок розташовані підшипники. Цапфа і підшипник утворюють опору долота. Озброєння – сталеві зубці, твердосплавні вставки або їх комбінація. Долота випускаються таких номінальних діаметрів за Галузевою нормаллю 1968 року: 97, 112, 118, 132, 140, 145, 151, 190, 214, 243, 269, 295, 320, 346, 394, 445 і 490 мм. За Держстандартом 1975 року долота мають такі діаметри: 46,0; 59,0; 76,0; 93,0; 98,4; 108,0; 112,0; 120,5; 132,0; 137,7; 142,9; 146,0; 149,2; 151,0; 158,7; 165,1; 171,4; 187,3; 190,5; 196,9; 200,0; 212,7; 215,9; 222,3; 228,6; 244,5; 250,8; 269,9; 295,3; 311,1; 320,0; 349,2; 374,6; 381,0; 393,7; 444,5; 469,9; 490,0 і 508,0 мм.

Виготовляються долота одно-, дво-, три-, чотири- і шестишарошкові. Стандартом передбачено 13 типів системи озброєння доліт у залежності від типу гірських порід: М, МЗ, МС, МСЗ, С, СЗ, СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К і ОК.

Долота мають таку сферу застосування:

М – для м'яких порід типу глини, крейди, гіпсу, I-III категорії з буримості;

МС – для м'яких з прошарками середніх за твердістю порід;

С – для середніх порід типу пісковиків, щільних глин, мергелів IV-V категорій з буримості;

СТ – для середніх з прошарками твердих порід;

Т – для твердих порід типу доломітів, доломітизованих вапняків, базальтів VI-VII категорії з буримості;

ТК – для твердих і міцних порід;

К – для особливо міцних порід типу гранітів, окремнених вапняків, кварцитів VIII-X категорій з буримості;

ОК – для дуже міцних порід XI-XII категорій з буримості.

Індекс 3 означає, що шарошки армовані зубками (вставками) твердого сплаву і призначені для буріння абразивних порід.

За розміщенням і конструкцією промивальних каналів шарошкові долота поділяються на:

з центральним промиванням (Ц);

з боковим гідромоніторним промиванням (Г);

з центральним продуванням (П);

з боковим продуванням (ПГ).

Найбільше розповсюдження одержали такі типи опор:

В – усі підшипники кочення (долото для високо-обертового буріння);

Н – один підшипник ковзання, а решта кочення (долото для низько-обертового буріння);

А – два і більше підшипників ковзання, один – кочення.

Долота з ущільнюючими кільцями і резервуаром для мастила у своєму шифрі мають літеру "У". При маркуванні шарошкових доліт перша латинська цифра вказує на кількість шарошок у долоті (I, II, III). Далі арабськими цифрами вказують діаметр долота (190,5; 244,5). Наступні літери вказують у яких породах застосовують долото (їх може бути одна, дві або три, наприклад, М, СТ, ТКЗ). Далі через дефіс описують конструкції системи промивальних каналів (Ц, Г, П або ПГ). Остання літера або дві характеризують опору (В; НУ; А).

Колонковий набір – це частина бурового снаряду, яка призначена для руйнування гірської породи, приймання і утримання керну. У склад колонкового набору зазвичай входять: коронка, керновідривач, колонкова труба і перехідник.

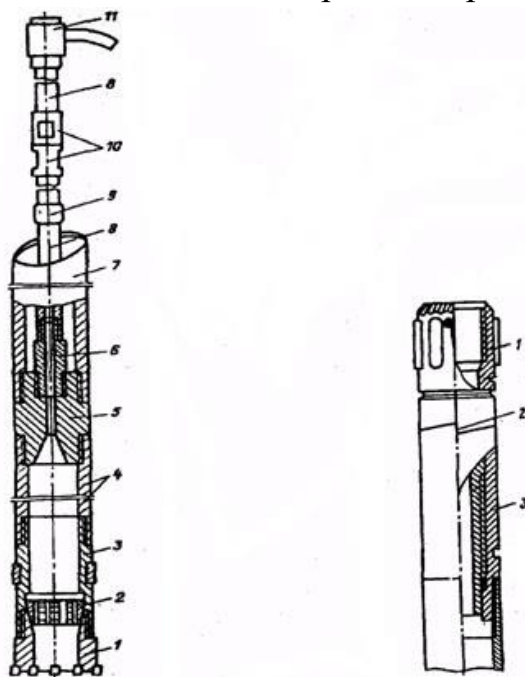


Рис. 5. 2. – Буровий снаряд: колонковий набір:

1 – коронка,

2 – керновідривач,

3 – розширювач,

4 – колонкова труба,

5 – перехідник,

6 – ніпель, 7 – шламозна труба.

Інші елементи бурового снаряду: 8 – бурильна труба,

9 – муфта, 10 – замок,

11 – сальник-вертлюг

При алмазному бурінні до складу колонкового набору може бути включений розширювач, для запобігання звужуванню стовбура свердловини при зносі коронки по діаметру. Якщо при бурінні свердловини утворюється велика кількість шламу, то до колонкового набору включають шламову трубу. Іноді буріння ведеться без керновідривача. У таких випадках відрив керну від масиву гірської породи здійснюється за допомогою матеріалів для заклинювання (фарфор, дріб, дріт та ін.) або "затиранням у суху".

Керновідривач – це частина колонкового набору, призначена для відривання керна від масиву гірської породи й утримання його в колонковій трубі при підйомі бурового снаряда. Керновідривач складається з циліндричного корпусу з внутрішньою конічною розточкою, що розширюється уверх, у якій поміщається конічне пружинне кільце з виступами, що розрізане по утворюючій. Колонкові труби – частина колонкового набору, призначена для приймання і зберігання керна. На обох кінцях колонкової труби нарізана внутрішня трапецеїдальна різьба.

Колонкові труби виготовляються довжиною 1,5; 3,0; 4,5; 6,0 м. У довгий колонковий набір колонкові труби збираються за допомогою ніпелів. Колонкові труби випускаються з таким зовнішнім діаметром: 25; 34; 44; 57; 73; 89; 108; 127 і 146 мм.

Перехідники служать для з'єднання окремих елементів бурового снаряда, що відрізняються за діаметром або різьбою. Виготовляються перехідники 9-ти типів, що включають 60 типорозмірів. Шламові труби служать для збирання під час буріння значних по розміру і важких часток шламу. Шламова труба на одному кінці має ліву різьбу, за допомогою якої вона через перехідник включається в колонковий набір. Довжина шламової труби розраховується так, щоб ємність її була дещо більше об'єму важкого шламу, одержуваного за рейс.

Зміст звіту

1. Класифікація породоруйнуючого інструменту. Области застосування і коротка характеристика основних типів породоруйнуючих інструментів.
2. Ескіз колонкового набору з указівкою призначення і розмірів складових елементів.

Контрольні запитання

1. Види бурового інструменту.
2. Склад колонкового набору.
3. Призначення колонкової труби.
4. Типи коронок. Їх маркування.
5. Маркування шарошкових доліт. Розшифрувати долото ПП215,9МСЗ-ГНУ.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 6

Колона бурильних труб

Мета практичної роботи. Отримати знання про призначення, склад, типи з'єднання та галузь застосування бурильної колони та за допомогою формул визначити діаметри бурильних і обважнених труб

Теоретичні відомості

Колона бурильних труб служить для з'єднання породоруйнуючого інструменту, який працює на вибої, із буровою установкою, що змонтована на поверхні і виконує такі основні функції: – передає від бурової установки і створює за рахунок своєї маси осьове навантаження на породоруйнуючий інструмент; – передає крутний момент на породоруйнуючий інструмент; – служить каналом для подачі промивальної рідини на вибій свердловини. Бурильна колона повинна швидко роз'єднуватись на окремі ланки – свічі при виконанні спуску і підйому породоруйнуючого інструмента. Основний вид з'єднання бурильних труб – різьбовий. За видом з'єднання розрізняють муфто-замкові труби та ніпельні.

Муфто-замкове з'єднання має більший внутрішній перетин, більшу міцність, дозволяє швидко згвинчувати і розгвинчувати свічі, забезпечує герметичність. Їх застосовують при твердосплавному бурінні, а також при алмазному бурінні діаметрами 93 мм і більше. Труби в свічі згвинчуються трубними муфтами, свічі між собою згвинчуються замками. Замок складається з двох частин – ніпеля замка і муфти замка.

Стальні бурильні труби для колонкового буріння муфто-замкового з'єднання випускають таких діаметрів: 42; 50; 63,5; 73 мм. Ніпельне з'єднання надає колоні гладкостовбурність за зовнішнім діаметру, що дозволяє знизити вібрації шляхом приближення діаметра труб до діаметра свердловини. Використовують їх при високо-обертovому алмазному бурінні.

Існує два типи ніпельного з'єднання. При першому труби в свічі згвинчуються однопрорізними ніпелями типу А, свічі між собою згвинчуються двопрорізними ніпелями типу Б (на верхньому кінці свічі) і однопрорізними ніпелями типу А (на нижньому кінці свічі).

При другому труби в свічі згвинчуються однопрорізними ніпелями типу В, свічі між собою згвинчуються двопрорізними ніпелями типу Б (на верхньому кінці свічі) і однопрорізними ніпелями типу А (на нижньому кінці свічі).

Стальні бурильні труби для колонкового буріння ніпельного з'єднання випускають таких діаметрів: 33,5; 42; 50; 54 і 68 мм.

Для підвищення маси і жорсткості нижньої частини бурильної колони застосовують обважені бурильні труби (ОБТ). Їх застосування дозволяє колоні

працювати більш спокійно, зменшити обриви труб та викривлення свердловини. Тому ОБТ включають в склад бурильної колони при бурінні свердловин великого діаметру (76-152 мм) і при необхідності створення осьового навантаження на породоруйнівний інструмент, а також в геологічних умовах, що сприяють викривленню стовбура свердловини.

Діаметр ОБТ обирають наступним чином. При бурінні в інтервалах нестійких порід діаметр ОБТ беруть на розмір менше ніж діаметр колонкової труби, для того щоб забезпечити можливість оббурювання труб у разі виникнення аварії. В інших випадках приймають діаметр ОБТ таким як і діаметр колонкової труби. При бурінні свердловин діаметрами 76-112 мм застосовують труби геолого-розвідувального стандарту діаметрами 73, 89 і 108 мм. Для діаметрів 112-151 мм можна використовувати труби нафтового стандарту діаметрами 104,8; 120 і 146 мм. Вага ОБТ повинна на 25 % перевищувати осьове навантаження на породоруйнуючий інструмент.

При бурінні на великій глибині з метою зниження ваги бурильної колони і зменшення затрат потужності на обертання і підйом бурового снаряда використовують легкосплавні бурильні труби (ЛБТ), які виготовлені з алюмінієвого сплаву Д16Т. При маркуванні труб перша літера вказує на матеріал виготовлення або масу труб (Л, С або О). Дві наступні вказують що це бурильні труби (БТ). Остання – тип з'єднання (Н або М). Потім вказують зовнішній діаметр труб. Наприклад, СБТМ-50; ОБТ-89; ЛБТН-54. Діаметр бурильних труб для геологорозвідувального буріння підбирають за співвідношенням

$$d_{bt} = \varphi D_k$$

D_k – діаметр коронки,

φ – раціональна величина співвідношення між діаметром бурильних труб та діаметром свердловини, для бурильних труб ніпельного з'єднання $\varphi = 0,88 \sim 0,93$ для буріння свердловин з високими частотами обертання, для буріння свердловин з порівняно невеликою частотою обертання $\varphi = 0,83$, для бурильних труб муфто-замкового з'єднання $\varphi = 0,60$.

На рис. наведена схема бурильної колони при бурінні свердловин

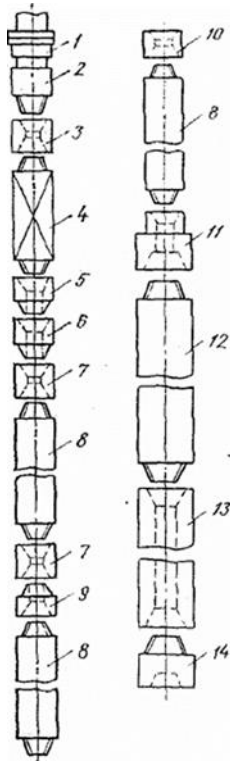


Рис. 6.1 Склад бурильної колони

Бурильна колона складається (рис. 6.1) із загвинченої одна з одною провідної труби 4, бурильних труб 8 і обважнених бурильних труб (ОБТ) 12 і 13. Верхня частина бурильної колони, представлена провідною трубою 4, приєднується до вертлюга 1 за допомогою верхнього перехідника провідної труби 3 і перехідника вертлюга 2. Провідна труба приєднується до першої бурильної труби 8 за допомогою нижнього перехідника провідної труби 5, запобіжного перехідника 6 і муфти бурильного замка 7. Бурильні труби 8 згвинчуються один з одним бурильними замками, що складаються з муфти 7 бурильного замка і ніпеля 9, провідниками або з'єднувальними муфтами 10. Обважені бурильні труби 12 і 13 згвинчуються один з одним безпосередньо. Верхня обважнена бурильна труба приєднується до бурильної труби за допомогою перехідника 11, а нижня пригвинчується через перехідник 14 до долота (при роторному бурінні) або до вибійного двигуна з долотом.

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

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

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

$$\frac{d_{\text{бт}}}{d_{\text{ОБТ}}} = 0,75 - 0,80$$

$d_{\text{ОБТ}}$, $D_{\text{д}}$, $d_{\text{бт}}$, – відповідно діаметр ОБТ, долота та бурильних труб. Розрахунковий діаметр уточнюють у відповідності до Держстандарту на бурильні труби.

Зміст звіту

Бурильна колона. Склад. Призначення. Типи з'єднань. Діаметри. Матеріал виготовлення. Галузь застосування, переваги і недоліки різних видів труб.

Контрольні запитання

1. Призначення бурильної колони. Розшифрувати колону ЛБТН-42.
2. Типи з'єднань бурильних труб. Сфера їх використання.
3. Визначення діаметру бурильних і обважнених бурильних труб.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 7

Конструкції морських нафтових і газових свердловин

Мета роботи: набути практичні знання про принципи буріння морських нафтових і газових свердловин.

Типи морських свердловин

Розподіл свердловин за типами, проводиться для впорядкування процесів планування, проектування, фінансування та оцінки результатів їх спорудження. Свердловини класифікуються за характерними ознаками, такими як цільове призначення, глибина, профіль, розташування (суша, море), віддаль гирла до інших свердловин, експлуатаційно-економічні умови, діаметр експлуатаційної колони тощо. Найбільш нормативно обґрунтованою та сталою є класифікація свердловин за цільовим призначенням.

Усі свердловини поділяються на 8 категорій: опорні, параметричні, оціночні, структурні, пошукові, розвідувальні, експлуатаційні, спеціальні.

У практиці спорудження свердловин застосовуються й інші класифікації. Вони здебільшого мають умовний характер і можуть змінюватися з розвитком технології буріння. Наприклад, за глибиною морського дна свердловини розподіляються на мілководні – глибина моря до 500 м, глибоководні – глибина моря від 500 м до 2000 м і надглибоководні – глибина моря більше 2000.

Конструкції морських свердловин

Конструкції свердловин на морі, як і на суші, визначаються їх цільовим призначенням та геолого-технічними умовами спорудження. З цієї точки зору буріння на морі має такі особливості:

1) необхідність забезпечення замкнутого циклу циркуляції промивальної рідини та виносу вибуреної породи в умовах морської товщі;

2) підводне розміщення (у більшості випадків) гирла свердловини і його обладнання;

3) геологічний розріз, як правило, складається з більш молодих гірських порід, у яких градієнти порового тиску і гідророзриву мають невелику різницю;

4) підвищена вірогідність проявів газу на малих глибинах;

5) тривалі простой, пов'язані з відмовою обладнання. Наприклад, відмова підводного противикидного обладнання призводить до необхідності його демонтажу і підйому на поверхню. Ця операція буде тривати мінімум 3 доби з відповідними (значними) витратами коштів на оренду установки;

б) жорсткі вимоги до охорони довкілля.

Конструкція верхньої частини морських свердловин

Конструкція верхньої частини свердловини визначається типом платформи із якої ведеться буріння, глибиною води, місцем розташування противикидного обладнання. Стаціонарні платформи з опорою на дно дають можливість застосовувати конструкцію, що практично не відрізняється від конструкції свердловин на суші. У цьому випадку на платформі роблять спеціальні отвори (слоти) для кожної свердловини. Через слот в море спускається обсадна труба (кондуктор), що забивається або замивається в дно моря. У разі необхідності трубу нахиляють у заданому напрямку. Далі буріння проводиться у такому ж порядку, як і на суші. У цьому випадку платформа відіграє роль поверхні суші.

У разі буріння свердловини з тимчасової платформи, або постійної платформи, що переміщається під впливом хвиль, застосовуються конструкції свердловин з підводним розташуванням гирла. Під гирлом свердловини розуміється колонна головка з підвішеними в ній обсадними трубами. На дні моря встановлюється та цементується плита із слотами, по одному на кожен свердловину, а бурова і гирло свердловини пов'язуються райзерами.

Райзер – це стальна труба великого діаметра, що використовується як направляюча для бурильних труб і як канал для циркуляції бурового розчину та винесення розбуреної породи на поверхню. До райзера кріпляться викидні лінії підводних превенторів та інші комунікації. Для забезпечення прямолінійності райзера його натягують спеціальними натяжними пристроями або кріплять до його корпусу підводні плавучі буї. Конструкція райзера має забезпечити його цілісність і герметичність під дією власної ваги, морської течії та корозії, так як термін його служби досить тривалий. Райзер весь час коливається разом з платформою, тому його нижній кінець з'єднується з превенторною або дивертерною установкою кульовою п'ятою або іншим гнучким з'єднанням, що герметизується вузлом ущільнення.

Така конструкція (підводні превентори + райзер низького тиску) набула широкого розповсюдження і стала «звичайною». На рис. 7.1 показано схему описаної вище системи з підводним розташуванням превенторів.

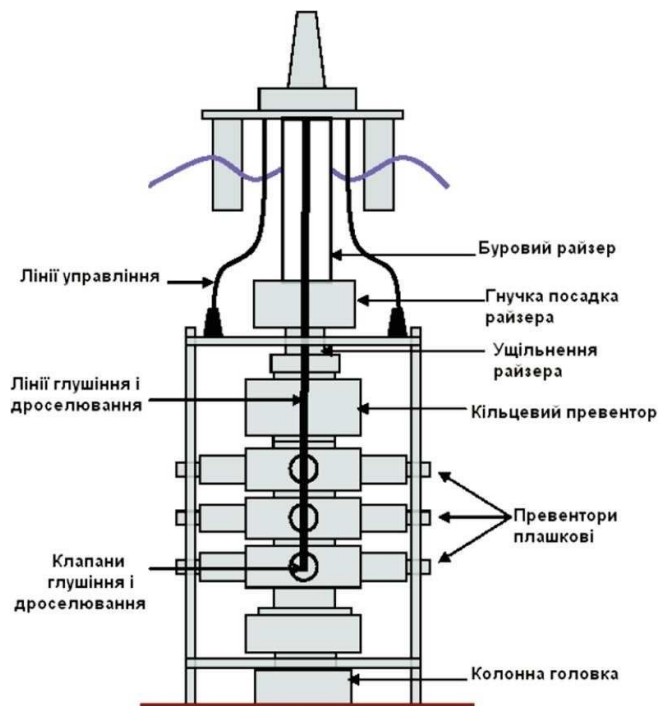


Рис. 7.1. Схема конструкції верхньої частини свердловини з підводним протівикидним обладнанням

Таке розташування превенторної установки дало можливість змінити діаметр високонапірного райзера на менший. Система здатна витримувати тиск, який може виникнути у випадку проявлень або фонтанування. Зникла необхідність чималих витрат часу на спуск труб великого діаметра і монтаж комплекту підводних превенторів. Знизилася довжина викидних ліній превенторів. Значною перевагою високонапірного райзера є те, що він як райзер використовується тільки для однієї свердловини, а в наступну свердловину він спускається нижче морського дна, як проміжна колона. На рис. 7.2 показано варіанти надводного, підводного і комбінованого монтажу превенторів. У комбінованому варіанті основне обладнання монтується на високонапірному райзері на поверхні, а під водою встановлено для більшої надійності постійно відкритий плашковий превентор. Надводний монтаж превенторів має і недоліки, а саме: зменшення кількості обсадних труб, що можуть бути спущені після встановлення бурового райзера, зменшення операційного простору, а також значні первинні витрати на придбання обладнання.

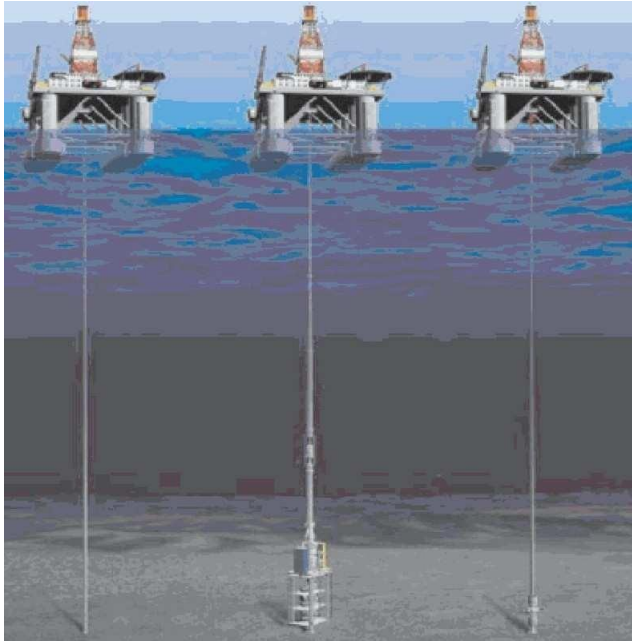


Рис. 7. 2. Свердловини з надводним, підводним і змішаним розташуванням противикидного обладнання

Конструкції «струнких» морських свердловин

На відміну від свердловин малого діаметра, так звані, «стрункі» (slender) свердловини мають кінцевий діаметр у продуктивній зоні такий же, як і у звичайних свердловин, але діаметри вище розташованих ділянок свердловини значно менші. Це досягається тим, що конструкцією свердловини передбачається кріплення кожного наступного інтервалу хвостовиком, який спускається нижче попереднього хвостовика з мінімально можливим діаметральним зазором.

Конструкція має такі переваги:

- економічні:

менші витрати матеріалів (обсадних труб, бурового розчину, цементу); скорочення загального часу буріння; зменшення часу проведення геофізичних робіт; зниження вартості оренди бурової установки;

- захист довкілля:

менша кількість вибуреної породи і виливів бурового розчину;

- зменшення ризиків:

зменшення операцій з обсадними колонами великого діаметра; зменшення ризиків під час транспортування та підготовки; можливості в непередбачуваних обставинах: додаткова колона може бути спущена в проблемну зону без необхідності зменшення діаметра кінцевої колони;

- можливості під час розробки конструкції знизу-вгору:

дає змогу проектувати експлуатаційну колону необхідного для видобутку продукції діаметра без суттєвого збільшення діаметра попередніх колон;

- спрощення процесу ліквідації свердловини через зменшену кількість

обсадних колон, що перекривають одна одну і зменшення кількості можливих проявів у районі гирла свердловини;

- можливість використання стандартних обсадних труб і цементів; зменшення телескопічності конструкції, тобто зменшення ділянок свердловини «труба в трубі».

У період розробки конструкції вирішувались такі проблеми, як ефект свабування під час спуску хвостовика через попередній хвостовик з малими зазорами та підвищення еквівалентної питомої ваги стовпа цементного розчину під час операції цементування хвостовика.

Перша проблема була вирішена створенням спеціального башмака, друга – застосуванням розширювача більшого діаметра, ніж попередня колона. Конструкцію «струнка» свердловини було успішно випробувано у різних промислових умовах.

Зміст звіту

1. Типи морських свердловин.
2. Конструкції морських свердловин.
3. Конструкція верхньої частини морських свердловини.
4. Конструкції «струнких» морських свердловин.

Контрольні запитання

1. Охарактеризувати типи морських свердловин.
2. Висвітліть конструкції морських свердловин.
3. Навести характеристику конструкціям верхньої частини морських свердловини.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 8

Визначення виходу промивальної рідини з глинопорошків різних груп

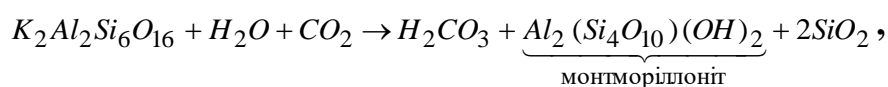
Мета роботи: дослідити призначення глин та глинопорошків для приготування промивальних рідин, визначити якість глинистої сировини визначивши кількість виходу промивальної рідини із глинопорошку.

Матеріали та обладнання:

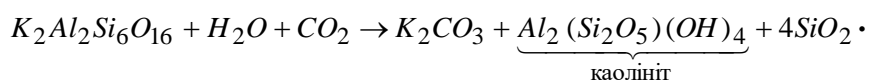
1. Електромішалки лабораторні;
2. Зразки промивальної рідини,
3. Глинопорошки різних типів,
4. Аналітичні ваги,
5. Мірний посуд для вимірювання об'ємів, мірні хімічні стакани.

Теоретичні відомості

У бурових промивних рідинах на водній основі глини використовують, як основний структуроутворювач. Утворились глини із силікатних та карбонатних порід, які під дією природних фізико-хімічних процесів розкладалися та змінювали свій хімічний склад. Наприклад, ортоклаз може перетворитись у глинисті мінерали за такою системою:



або залежно від умов



Утворившись таким або подібним чином, глинисті мінерали переносилися водою і вітром у водоймища (моря, озера, ріки), де під дією води, солі, тиску та температури проходили ізоморфні заміни іонів, ущільнення та перекристалізацію кристалічної решітки. Характерною властивістю глинистих мінералів є те, що вони, при взаємодії з водою, набухають, стають пластичними і диспергують у ній.

У природі існує велика кількість глинистих мінералів.

Найбільш широко розповсюджені глинисті мінерали поділяють на чотири групи:

1. Монтморіллонітова
2. Каолінітова
3. Гідрослюдиста
4. Палигорскітова

Глини – неорганічні колоїдні речовини, вони є основними структуроутворюючими і кіркоутворюючими компонентами бурових розчинів на водній основі. У бурових промивних рідинах на водній основі глини використовують, як основний структуроутворювач.

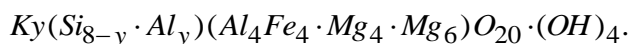
Монтморилонітова група містить, окрім монтморилоніту, сапеніт, вермикуліт, нонтреніт, бентоніт та інші мінерали. Монтморилоніт походить від назви району – Монтморіллона, (Франція), де він був вперше знайдений. Дуже часто хімічну формулу цього мінералу записують у вигляді $Al_2O_3 \cdot 4SiO_2 \cdot H_2O$.

Каолінітова група. У склад цієї групи входять: каолініт, накріт, галузіт, діккіт, аноксіт та енделіт.

Каолініт – це перефразоване китайське слово “каулінг”, що означає “Високу грядку”, де в давнину добували цей мінерал. Хімічну формулу каолініту ще записують як добуток алюмосилікатів: $Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$. *Бентоніт* (від назви форту Бентона в США) — природний глинистий мінерал, різновид вибілюючих глин, складається в основному з мінералів групи монтморилоніту . Бентоніти — пластичні глини високої якості. В Криму називають також «кіл», що означає мінеральне мило.

Колір бентоніту — від білого до ясно-зеленого і ясно-синього, іноді — кремовий, жовтий, червоний або коричневий.

Гідрослюдиста група. До цієї групи відносять мінерали гідромусковіт та ілліт. Хімічна формула мінералів цієї групи:



Для гідромусковіту $y = 2$, а для ілліту – знаходиться в межах $1,0 \div 1,5$.

Палигорскітова група. До цієї групи мінералів відносять сепіоліт та палигорскіт. Останній широко відомий у США під назвою атапульгіт. Хімічна формула сепіоліту – $2MgO_3SiO_2 \cdot 4H_2O$.

Основні відомості по роботі

Концентрація колоїдних частинок C_k , % – це величина, яка визначається відношенням кількості частинок розміром менше 2 мкм (мікрон) до загальної кількості бурового розчину. Вона характеризує активну складову твердої фази, яка найбільше впливає на властивості бурового розчину. В залежності від колоїдальності глин змінюється вихід промивальної рідини (табл. 8.1)

Таблиця 8. 1.

Залежність виходу промивальної рідини від колоїдальності глини

Густина промивальної рідини	Колоїдальність глини	Вихід промивальної рідини, м ³ /т
1,06	Висококолоїдальна	10 – 18
1,06 – 1,15	Колоїдальна	4 – 10
1,15 – 1,30	Середньокколоїдальна	3 – 4

1,30 – 1,40	Малоколоїдальна	1,6 – 3
1,40	Важка	1,6

При використанні малоколоїдальної глини доцільно готувати промивальну рідину не на воді, а на 10 %-му розчині ВЛР (вуглелужний реагент являє собою натрієві солі гумінових кислот бурого вугілля, призначений для обробки прісних глинистих бурових розчинів. Добре диспергується у воді з утворенням колоїдних розчинів). з домішкою 2-3 %-го розчину кальцинованої соди (15 % концентрації Na_2CO_3). Промивальні рідини, які об'єднуються краще готувати із цих глин.

Таблиця 8.2.

Показники якості глин згідно ТУ 39-04-3777

Показники	Сорт			
	I	II	III	IV
Вихід розчину із 1 т. глини	10	8	6	< 6
Густина розчину кг/м ³	1060	1080	1100	1110
Вміст піску, %	6	7	7	7

Бентонітові глинопорошки використовують для приготування майже всіх типів бурових промивних рідин на водній основі. Концентрація глинопорошку в рідині залежить від якості глини, густини суспензії і коливається в межах від 4 до 20 % об'єму.

Технічні вимоги до бентонітових глинопорошків (в тому числі на основі бентонітів, модифікованих Na_2CO_3 , метасом або М-14) та показники контролю їх якості визначаються ТУ 39-043-74. У відповідності з вказаними вище ТУ основним показником якості (сортності) глинопорошку є вихід рідини, який коливається в межах від $(6 \div 15)$ м³/т для третього і вищих сортів (табл.8. 3).

Таблиця 8. 3

Показники якості бентонітових глинопорошків за ТУ 39-043-74

Параметр	Норма при в'язкості 25 с за ПВ-5 для сортів				
	вищого	1	2	3	4
Вихід рідини, м ³ /т, не менше	15	12	8	6	26
Густина рідини, кг/м ³ , не більше	1043	1053	1080	1100	>1100
Вміст піску, %, не більше	6	6	7	7	7
Вологість, %	6-10	6-10	6-10	6-10	6-10
Ситовий аналіз суспензії, залишок на ситі:					
з сіткою №05, %, не більше	0	0		0	0
з сіткою №0075, %, не більше	10	10	0	10	10

Примітка. Вищий і частково 1-й сорт отримують шляхом модифікування глин Na_2CO_3 і метасом (або М-14) у процесі помолу.

Всі бентонітові глинопорошки мають масову долю води від 6 % до 10 %. Ступінь дисперсності цих порошоків оцінюють мокрим ситовим аналізом за допомогою сита № 0075. Залишок на ситі не повинен перевершувати 10 %.

Технічні вимоги до палигорскітових глинопорошків регламентуються ТУ 39-180-76. Основним показником якості палигорскітового порошку є його здатність утворювати в насиченому розчині $NaCl$ стійку суспензію, яка характеризується відстоюванням.

Показники якості палигорскітових порошоків ТУ 39-180-76:

Вологість, %, не більше	25
Тонкість помелу, залишок на ситі № 020Н, %, не більше.	10
Відстоювання 7-процентної суспензії, що містить 25% солі $NaCl$ на рідку фазу, за 2 год., не більше	2,0
Вміст піску через 1 хв., %, не більше...	1,0

Послідовність виконання роботи

1. Ознайомитись з лабораторними приладами для приготування промивних рідин.

2. Згідно завдання викладача приготувати з виданого зразка глинопорошку промивну рідину і визначити її об'ємний вихід.

3. Для того, щоб встановити вихід розчину із глинопорошку типу бентоніт необхідно відібрати 100 г глинопорошку, визначити його вологість, густину при в'язкості 25 с, при цьому густину сухого глинопорошку прийняти за $2,6 \text{ г/см}^3$.

4. Наважку глини висипати в стакан з водопровідною водою, перемішувати протягом 60 хв. та розбавити водою до в'язкості 25-30 с. Після досягнення в'язкості 25–30 с визначити аерометром густину розчину та його вихід за формулою з точністю до $0,1 \text{ м}^3/\text{т}$

$$V = \frac{0,63}{\rho_p - 1} \quad \text{де,}$$

V – вихід розчину, $\text{м}^3/\text{т}$;

ρ_p – густина розчину, г/см^3 ;

0,63 – постійний коефіцієнт.

Вимоги до звіту

У звіті повинні бути наведені:

– данні згідно із завданням викладача, з характеристикою досліджуваного зразка глинопорошку та дослідженням виходу промивної рідини з нього.

- необхідно вказати (за визначеними показниками) до якого сорту глин відноситься глино порошок (згідно з таблицею 2), що був використаний для приготування промивальної рідини та результати дослідження занести в таблицю 8.4.
- відповісти на контрольні питання.

Таблиця 8. 4

Результати дослідження

№ зразка					
1.					
2.					
3.					

Контрольні запитання

1. Що являють собою глини та глинисті матеріали?
2. Якими особливими властивостями володіють глинисті матеріали?
3. На які 4 групи поділяються глинисті мінерали?
4. На скільки сортів поділяються глини за показниками?
5. Охарактеризуйте кожен сорт глини за показниками?
6. Розкажіть методику проведення лабораторного дослідження.
7. За якою формулою визначається вихід бурового розчину?

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 9

Контроль якості промивальних рідин

(визначення густини, в'язкості промивальної бурової рідини)

Мета роботи: вивчити методики та прилади для визначення основних параметрів промивальних рідин.

Прилади і матеріали:

1. Ареометр АГ-ЗПП
2. Важільні ваги ВРГ-1
3. Електромішалка
4. Фарфорові кухлі ємністю 1000 мл
5. Зразки промивальної бурової рідини.

Теоретичні відомості

Густина бурового розчину – це маса (m) одиниці його об'єму (V), що вимірюється в кг/м³ та визначається за формулою:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (9.1)$$

Густина бурового розчину характеризує його здатність виконувати у свердловині певні гідростатичні та гідродинамічні функції:

- утримувати у змуленому стані і виносити із свердловини частинки вибуреної породи;
- створювати протитиск на стінки свердловини та продуктивні пласти з метою попередження флюїдопроявів і збереження цілісності стінок свердловини;
- зменшувати вагу колони бурильних та обсадних труб;
- сприяти роботі породоруйнуючих інструментів.

Залежно від характеру технологічних операцій при бурінні свердловин вимоги до густини є різними.

Так, для забезпечення оптимальної роботи долота, зменшення ймовірності поглинання бурового розчину густина його повинна бути мінімальна.

Сучасна технологія буріння свердловин передбачає вибір густини бурового розчину з умови запобігання ускладнень по розрізу свердловини. Для вибору величини густини визначальними є пластовий тиск флюїдів, тиск поглинання бурових розчинів і тиск гідророзриву гірських порід. Тиск у свердловині повинен запобігати некерваному припливу в неї пластових флюїдів, виникненню поглинання бурового розчину.

При бурінні тиск у свердловині контролюється шляхом вимірювання густини бурового розчину.

Визначення гідростатичного тиску ($P_{гст}$) у свердловині:

$$P_{гст} = \rho \cdot g \cdot h, \text{ де} \quad (9.2)$$

h – глибина, м;

g – прискорення вільного падіння

Густина бурового розчину без газу, називається істинною або дійсною, а густина бурового розчину, який містить газовий компонент – уявною.

Для вимірювання густини бурового розчину використовують переважно ареометри та важільні ваги, зрідка пікнометри.

Ареометри. Бурові підприємства оснащені ареометрами АГ-1, АГ-2 і АГ-3ПП. За своєю конструкцією вони подібні, але прилад АГ-3ПП має точнішу ціну поділок та шкалу поправок, тому розглядаємо будову і роботу ареометра АГ-3ПП, як сучаснішого.

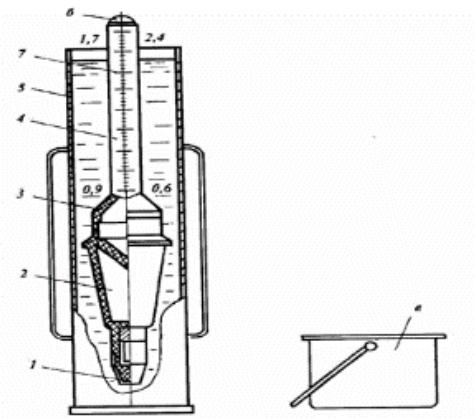


Рис. 9.1. – Ареометр АГ-3ПП

Ареометр АГ-3ПП (рис. 9.1) складається зі стакана 2 постійного об'єму, який заповнюється буровим розчином і прикріплюється до поплавка 3. На поверхні циліндричної частини поплавка 4, закритої корком 6, нанесено дві шкали 7 для вимірювання густини в межах 900–1700 і 1600–2400 кг/м³. Другою шкалою користуються при знятому тягарці 1.

Прилад зберігають у футлярі-відрі 5, що закривається кришкою 6, якою відбирають пробу бурового розчину. Ціна однієї поділки шкали ареометра 10 кг/м³ (0,01 г/см³).

Слід зазначити, що на шкалі ареометра нанесено значення питомої ваги в г/см³. При таких одиницях вимірювання значення питомої ваги і густина бурового розчину співпадають, тобто 1 г/см³ = 1000 кг/м³.

Вимірювання густини бурового розчину

Підготовка приладу АГ-3ПП до роботи:

1. Відкрити кришку–футляр відра і дістати ареометр.
2. Заповнити відро водою.
3. Від'єднати поплавок 3 від стакана 2.
4. Перевірити чистоту стакана та поплавка і при необхідності промити їх водою.

Перевірка приладу

Перевірка приладу в лабораторних умовах повинна виконуватися перед кожним циклом замірів, на бурових – не менше одного разу за місяць.

1. Встановити стакан у вертикальне положення і наповнити його водою.
2. З'єднати поплавок зі стаканом
3. Занурити прилад у відро з водою. При цьому рівень води у відрі повинен співпадати з поділкою на лівій шкалі, яка відповідає густині 1000 кг/м³ (1 г/см³) або на поправочній шкалі з нульовою позначкою.

При застосуванні прісної води ареометр повинен зануритися під рівень води у відрі до поділки на шкалі, яка відповідає густині 1000 кг/м³ (1 г/см³) з точністю 20 кг/м³ (0,02 г/см³). При густині води більшій за 1000 кг/м³ (1 г/см³) поплавок опускається вище поділки 1000 кг/м³. В цьому випадку необхідно від результату виміру відняти поправку. Якщо густина води буде менша ніж 1000 кг/м³ то поплавок зануриться у воду нижче поділки 1 г/см³. У цьому випадку поправку слід додати до результату виміру .

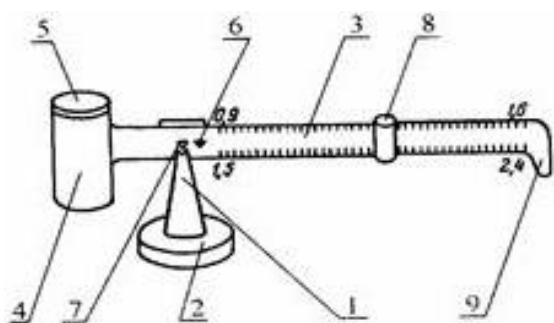
Для тарування ареометра у циліндричній частині поплавка 4 є дробинки, які вилучають або додають залежно від показів ареометра. *Якщо густина прісної води менша ніж 1000 кг/м³, дробинки додають у поплавок, а якщо більша ніж 1000 кг/м³, дробинки вилучають.* Точність вимірювання ареометра 10 кг/м³ (0,01 г/см³).

Методика вимірювання густини бурового розчину ареометром АГ-3ПП

1. Пробу бурового розчину і перемішати її на електромішалці не менше ніж 40 хвилин в термокухлі при температурі 49°C.
2. Від'єднати стакан від поплавка і тримаючи його вертикально наповнити розчином.
3. Не змінюючи положення стакана, приєднати до нього поплавки і змити витіснений залишок розчину водою.
4. Опустити ареометр у відро з водою і за меніском води встановити величину густини, використовуючи ліву шкалу. Якщо ареометр занурився повністю, відгвинтити тягарець і за правою шкалою встановити величину густини розчину.
5. Вимірювання повторити не менше 3 разів, а результати занести у таблицю 5.1.
6. Розібрати ареометр, вимити залишок розчину з кришки, промити водою і витерти ареометр.

Виміряв(ла) густину бурового розчину за допомогою ареометра

Записуємо показник густини бурового розчину на шкалі ареометру ρ .



Важільні ваги ВРГ-1 являють собою ваги важільного типу для вимірювання густини бурового розчину.

Рис. 9.2. – Важільні ваги

Важільні ваги – густиномір складаються зі стійки 1, закріпленої на основі 2 і з'ємного важеля 3, який жорстко з'єднаний з мірним стаканом 4, що закривається кришкою 5. На важелі розташовані призми 6 і 7 та пересувний тягарець 8. З правого боку важеля розташована опора 9. Заміри за верхньою шкалою виконують при встановленні важеля на призму 6, а нижньою шкалою при встановленні важеля на ліву призму 7. Принцип роботи ВРП полягає на врівноваженні моментів лівої та правої частини ваг відносно опори на призмах.

Вимірювання густини бурового розчину важільними вагами ВРГ-1

Підготовка приладу до виміру густини бурового розчину

1. Зняти зі стійки важіль зі стаканом і поставити його на стіл.
2. Відкрити кришку стакана і перевірити її чистоту, придатність рівня і важеля. У випадку необхідності промити її водою.

Перевірка приладу ВРГ-1 перед вимірами

1. Поставити важіль зі стаканом на стіл і наповнити стакан водою по вінця.
2. Щільно закрити стакан кришкою. При цьому з неї через отвір у кришці витіснити надлишок і таким чином залишиться необхідний об'єм.
3. Витерти насухо поверхню кришки.
4. Встановити важель на праву призму 6.
5. Пересуваючи зрівноважувальний тягарець 9, встановити важіль 3 у рівновагу і зняти покази за верхньою шкалою, риска зрівноважувального тягарця повинна знаходитися проти поділки 1,00 на шкалі. Коли покази не співпадають необхідно зняти важіль зі стаканом із підставки, вилити воду, відкрутити кришку противаги, і досягти, щоб густина прісної води по ВРП-1 становила $1,00 \text{ г/см}^3$.

Визначення густини бурового розчину за допомогою важільних вагів

1. Ретельно перемішати пробу бурового розчину лабораторною електромішалкою на протязі не менш ніж 40 хв.
2. Встановити важіль зі стаканом на стіл і піднявши кришку, заповнити стакан розчином по вінця.
3. Щільно закрити кришкою стакан, витиснути надлишок розчину.
4. Встановити важіль з розчином на праві призми.
5. Перемістити рухомий зрівноважувальний тягарець по шкалі до зрівноваження важеля за рівнем.
6. Зняти покази приладу за верхньою шкалою
7. Якщо густина розчину виявиться більшою від межі вимірювання на верхній шкалі, то важіль ваги необхідно переставити на ліві призми 7 і виконати вимірювання за нижньою шкалою.
8. Зняти важіль зі стійки, відкрити кришку стакана, вилити розчин, промити і витерти насухо всі частини вагів.
9. Записати значення густини бурового розчину виміряного за допомогою важільної ваги, $\rho =$



Рис. 9.3 – Пікнометр

Пікнометри. Пікнометр (рис. 9. 3) являє собою скляний посуд відомого об'єму з притертим корком і міткою на шийці. Для виходу з пікнометра повітря чи газу, які можуть виділятися з розчину, в корку пікнометра передбачена канавка. Цей метод дозволяє виконувати вимірювання густини при малих кількостях ($25\text{--}100 \text{ см}^3$) рідини. При наявності чутливої аналітичної ваги і при внесенні поправки на втрату ваги в повітрі, зміну густини повітря, температури, вологості, точність вимірів може бути доведена до 1 кг/м^3 ($0,001 \text{ г/см}^3$).

Вимірювання густини за допомогою пікнометра

Підготовка приладу до роботи

Перед початком роботи пікнометр необхідно ретельно промити і висушити. Перед тим, як вимірювати густину розчину, необхідно протарувати пікнометр таким чином:

1. Визначити на аналітичних вагах масу висушеного порожнього пікнометра з точністю до четвертого знаку P_1 .
2. Заповнити пікнометр дистильованою водою до мітки і закрити корок;
3. Протерти пікнометр зверху;
4. Визначити масу пікнометра з дистильованою водою з точністю до четвертого знаку, P_2
5. Визначити різницю маси (масу води).
6. Внести поправку на температуру по таблиці і одержати об'єм пікнометра, см^3 .

Таблиця 5.1

t °C	ρ води	t °C	ρ води	t °C	ρ води
0	0,99987	19	0,99843	37	0,99336
1	0,99993	20	0,99823	38	0,99299
2	0,99997	21	0,99802	39	0,99262
3	0,99999	22	0,99780	40	0,99224
4	1,00000	23	0,99756	45	0,99024
5	0,99999	24	0,99732	50	0,98807
6	0,99997	25	0,99707	55	0,98573
7	0,99993	26	0,99681	60	0,98324
8	0,99988	27	0,99654	65	0,98059
9	0,99981	28	0,99626	70	0,97781
10	0,99973	29	0,99597	75	0,97480
11	0,99963	30	0,99567	80	0,97183
12	0,99952	31	0,9937	85	0,96865
13	0,99940	32	0,99505	90	0,96534
14	0,99927	33	0,99473	95	0,96192
15	0,99913	34	0,99440	100	0,95838
16	0,99897	35	0,99406		
17	0,99880	36	0,99371		
18	0,999				

Визначення густини бурового розчину за допомогою пікнометра

1. Висушити пікнометр в сушильній шафі;
2. Визначити на аналітичних вагах масу пустого пікнометра, з точністю до четвертого знаку P_1 ;
3. Перемішати пробу розчину;

4. Відібрати піпеткою 10–50 см³ бурового (тампонажного) розчину і наповнити ним пікнометр до мітки;
5. Закрити корком пікнометр;
6. Протерти зверху пікнометр;
7. Визначити масу пікнометра, з розчином;
8. Визначити різницю $P_2 - P_1$
9. Визначити густину розчину за формулою

$$\rho = P_2 - P_1 / V_{\text{п}}, \quad (\text{г/см}^3) \quad (9.2.)$$

Таблиця 9.2

Результати вимірювання густини розчину

№п/п	Параметри розчину	Одиниця виміру	Виміри 1,2,3	Середнє значення
1	густина	кг/м ³		
2	-			
3	-			

Примітка: Для визначення істинної густини розчину, який має газоподібні компоненти, використовується така формула:

$$\rho_{\text{іст}} = \rho / (1 - V_g / 100), \quad (\text{кг/м}^3),$$

де: $\rho_{\text{іст}}$ – істинна густина, кг/м³ (г/см³);

ρ – уявна густина, кг/м³ (г/см³);

V_g – об'єм газів, м³ (см³).

Висновок

Контрольні питання

1. Визначення густини бурового розчину (істина, умовна).
2. Прилади для вимірювання густини бурового розчину.
3. Технологічні вимоги до густини бурового розчину.
4. Як визначити придатність приладу АГ-ЗПП до вимірювання?
5. В яких межах коливається густина бурового розчину при бурінні свердловини?
6. З якою метою постійно контролюють густину розчину у процесі буріння свердловини в нормальних і ускладнених умовах?

Вимірювання умовної в'язкості промивальної бурової рідини

Мета роботи: вивчити методики та прилади для визначення основних параметрів промивальних рідин.

Теоретичні відомості

В'язкість (внутрішнє тертя) – це властивість реальних рідин чинити опір переміщенню однієї частини рідини відносно іншої.

Всі рідини мають властивість текти. Бурові промивальні рідини у більшості випадків відрізняються від ньютонівських рідин. Істинна в'язкість промивальних рідин залежить від швидкості руху.

В'язкість – один з важливих параметрів промивальної рідини. Вона визначає не тільки величину гідравлічного супротиву в циркуляційній системі свердловині, але і характер та величину проникнення промивальної рідини в пори та тріщини гірських порід. З ростом в'язкості погіршуються умови очищення свердловини від шламу та падає швидкість буріння.

В'язкість бурового розчину по можливості треба підтримувати мінімальною. Її треба підвищувати лише у породах, які схильні до поглинання.

Вимірювання істинної в'язкості бурового розчину на бурових і в лабораторіях пов'язане з певними труднощами. Тому прийнято вимірювати умовну в'язкість за допомогою віскозиметра ВП-5М. Для приладу ВП-5М під умовною в'язкістю розуміють тривалість витікання 500 см³ із залитих 700 см³ ретельно перемішаного бурового розчину через калібровану трубку з внутрішнім діаметром 5 мм і довжиною 100 мм.

Мета роботи: вивчити методики та прилади для визначення основних параметрів промивальних рідин.

Прилади і матеріали:

3. Віскозиметр ВП-5
4. Електромішалка
5. Фарфорові кухлі ємністю 1000 мл
6. Промивальна бурова рідина

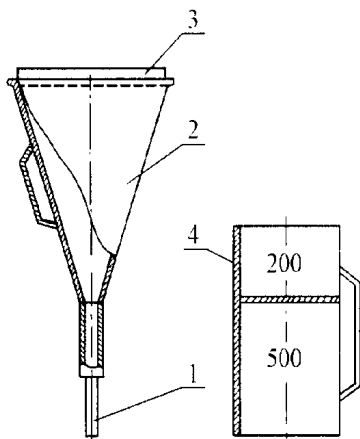


Рис. 9.4. – віскозиметр ВП-5

Опис приладу

Віскозиметр ВП-5М (рис. 59. 4) – це конус 2 з трубкою, внутрішній діаметр якої $5 \pm 0,1$ мм. До конуса додається сітка 3 і кухоль 4 загальним об'ємом 700 см³. Кухоль розділений на дві частини об'ємами 200 і 500 см³. Якщо для визначення умовної в'язкості кількість бурового розчину недостатня, то можна вимірювати час витікання 100 см³ розчину при залитих 200 см³, а результат помножити на 4.



Рис. 9.5. Лійка Марш

Лійка Марша є простим механізмом для визначення в'язкості у повсякденній практичній роботі. Виміряні значення залежать від швидкості загущення бурового розчину та його густини.

Віскозиметр Марша та його мірна кружка виготовлені зі стійкої, ударотривкої пластмаси, яка не деформується під час зміни температури. Мірна кружка, відградуйована в кубічних сантиметрах та унціях рідини, спеціально розроблена для використання з воронкою Марша і ручним міксером.

Умовна в'язкість — це відношення швидкості проходу рідини через отвір (швидкість зсуву) до сили (маса рідини), що змушує рідину текти (напруга зсуву). У зв'язку з цим, значення в'язкості, отримані за допомогою лійки Марша і мірної кружки вимірюються в секундах на кварт (чверть галона), і реєструються як кількість секунд, необхідних для повного проходу однієї кварти (0,9463 л) зразка через лійку з визначеним розміром вхідного отвору (3/16 дюйма або 4,7 мм), 1 дюйм = 2,54 см.

Комплектація: лійка Марша, мірна кружка 1000 мл, мірна кружка 500 мл, йоршик.

Підготовка приладу до роботи

1. Конус попередньо змочити водою (при використанні розчину на вуглеводневій основі змочують дизельним паливом).

2. Перевірити віскозиметр ВП-5М, вимірявши умовну в'язкість прісної (водопровідної) води. Віскозиметр вважають придатним до роботи, якщо умовна в'язкість прісної води при температурі 20 °С становитиме $15 \pm 0,5$ с.

Вимірювання умовної в'язкості

1. До конуса, встановленого вертикально, через сітку налити 700 см³ бурового розчину, попередньо заклавши отвір трубки пальцем.

2. Відкрити отвір і одночасно включити секундомір.

3. Час наповнення частини кувала об'ємом 500 см³ і є умовною в'язкістю бурового розчину.

4. Вимірювання повторити три рази. Результати записати в таблицю 9.3

Таблиця 9.3.

№	Показник бурового розчину	Один. виміру	Час витікання 500 см ³ БР	Середнє значення	Час витікання 100 см ³ БР	Середнє значення
1	Умовна в'язкість					
2						
3						

За результатами встановити похибку у значенні умовної в'язкості при витіканні 100 см³ бурового розчину

$$\Delta = |T_{500} - T_{100}| / T_{500}, 100 \% \quad (5.3)$$

5. Промити конус і кухоль, витерти їх насухо.

Вимоги до звіту

У звіті повинні бути наведені:

- схеми приладів АГ-3ПП (ареометр), ВП-5 (віскозиметр), з показом позицій і основних розмірів;
- методика вимірювання густини бурового розчину за допомогою важільних вагів;
- методика вимірювання умовної в'язкості;
- таблиця з результатами вимірювань;
- **висновок** (див. мету роботи + результати);
- відповіді на контрольні питання.

Контрольні питання

1. Визначення умовної в'язкості бурового розчину.
2. Прилади для вимірювання умовної в'язкості бурового розчину.
3. Визначення придатності віскозиметра до роботи.
4. Вплив температури на умовну в'язкість бурового розчину.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 10

Контроль якості промивальної рідини

(дослідження фільтраційних властивостей, товщини фільтраційної кірки, твердої фази та водневого показника (рН) промивальної рідини (визначення фільтрації при низькому тиску та температурі за стандартами АРІ)

УВАГА !!! Для виконання даної лабораторної роботи необхідно, щоб у викладача був допуск для роботи з посудинами під тиском.

Мета роботи: вивчити методику визначення фільтраційних властивостей бурових промивних рідин за стандартами АРІ

Прилади і матеріали:

1. Готова бурова промивальна рідина.
2. Фарфорові кухлі (1000 мл)
3. Електромішалки лабораторні
4. Термометри від 0о – 100 оС
5. Скляні градуйовані циліндри (10-25 мл.)
6. Прес фільтр низького тиску OFITE-800.
7. Лінійка, мірна голка (прилад Віка).
8. Прилад КТК-2.

Теоретичні відомості

При бурінні нафтових і газових свердловин в не стійких глинистих відкладах відбуваються ускладнення, пов'язані з втратою стійкості совбура, що складається з глин і глинистих сланців. У комплексі осадових відкладень глинисті породи залягають на різних глибинах і складають 80–82% всієї товщі порід.

За характером поведінки в процесі буріння ці відклади діляться на 4 групи:

- 1 група – стійкі породи;
- 2 група – набухаючі, високопластичні та ті, що легко переходять у буровий розчин (глини);
- 3 група – крихкі, глинисті сланці ті, що обсипаються і обвалюються;
- 4 група – сильно зволожені глини з пропластками солей, що утворюють каверни, осипи і обвали.

На основі аналізу можливих причин порушення стійкості стінок свердловини, їх можна розділити на три основні групи:

- 1 група – гірничо-геологічні (вологість, пластичність, текстура, тектонічні порушення, кути залягання пластів);
- 2 група – фізико-хімічні (змочуваність породи, мінералізація порової рідини і бурового розчину, склад дисперсної фази);
- 3 група – технологічні (щільність, водовіддача, рейсова швидкість буріння, гідродинамічні коливання в свердловині).

На даний момент створені інгібуючі бурові розчини (речовини, що сповільнюють чи зупиняють перебіг хімічних реакцій, біохімічних та інших процесів) для попередження аварій і ускладнень, пов'язаних з осипами і обвалами нестійких глин.

Високі показники буріння окремих процесів і всього циклу в цілому можуть бути досягнуті тільки у разі правильного вибору високоякісних бурових промивальних рідин і удосконаленої технології їх застосування в поєднанні з сучасним устаткуванням та інструментом. З ростом глибин і ускладненням гірничо-геологічних умов висуваються нові додаткові вимоги до властивостей промивальних рідин, способу і режиму їх циркуляції, покращення хімічних обробок у напрямку посилення їх інгібуючих властивостей та підвищення термостійкості.

Природній генезис гірських порід зумовлює їх набухання та схильність до обвалювання в результаті взаємодії з буровим розчином. Гідратація та набухання гірських порід у процесі буріння можуть викликати широкий спектр ускладнень: прихоплення бурильної колони, утворення сальників, осипання стінок свердловини, підвищення вмісту шламу, дестабілізацію фільтраційних і структурно-реологічних властивостей бурової промивальної рідини.

Технологія інгібування включає багатокomпонентну обробку шляхом уведення коагулюючих агентів, регуляторів рН, понижувачів в'язкості. Це дозволяє забезпечити колоїдно-хімічну стійкість системи, належний рівень показника фільтрації. Із широкого класу інгібуючих бурових розчинів, найбільшого поширення отримали калієві, силікатні, кальцієві, вапняні та гіпсові розчини. Серед ефективних інгібіторів органічні водорозчинні речовини, що знижують активність води (гліколі та полігліколі, гліцерин, ефіри), а також дисперговані у водному середовищі органічні і особливо кремнієорганічні гідрофобізатори.

Але слід зазначити, що всі інгібуючі системи мають цілу низку недоліків:

- а) висока матеріаломісткість і вартість розчинів;
- б) важкість регулювання реологічних і фільтраційних властивостей;
- в) необхідність дотримання суворої технології приготування розчинів;
- г) труднощі перебільшення ваги;
- д) підвищене кірко- і піноутворення.

На даний час, для підвищення стійкості глин на стінках свердловин найчастіше застосовують полімерні і полімерглинисті розчини. Ці системи за рахунок низького вмісту твердої фази в буровому розчині дозволяють збільшити механічну швидкість буріння, підвищити зносостійкість доліт, знизити вартість проходки. До переваг полімерних розчинів також можна віднести поліпшені противозносні та змащувальні властивості, широкий діапазон регулювання

фільтраційних властивостей, а також інгібуючу здатність по відношенню до глинистих порід. Таким чином, оптимальним вирішенням цієї проблеми є використання полімерних і полімер-глинистих розчинів. Їх перевага, в порівнянні з іншими інгібуючими розчинами полягає в прийнятній ціні, нормальному регулюванні фільтраційних властивостей та хорошій інгібуючій здатності.

Ефективність застосування бурових розчинів залежить від їх властивостей, до яких належать густина, в'язкість, водовіддача, статична напруга зсуву, структурна однорідність, вміст газів, піску; тиксотропія, вміст йонів Na, K, Mg, рН та ін.

Фільтрацією називається рух рідин, газів і їх сумішей у пористих та тріщинуватих середовищах, тобто в твердих тілах, пронизаних системою пор і мікротріщин, що сполучаються між собою (пористість ефективна). Фільтрація рідин та газів володіє деякими специфічними особливостями. Тобто фільтрація відбувається по надзвичайно малих у поперечних розмірах порових каналах при дуже малих швидкостях руху рідин. Сили тертя при русі рідини по пористому середовищу надто великі, оскільки площі зіткнення рідини з твердими частинками величезні. Пористе середовище характеризується коефіцієнтами пористості й просвітності.

Коефіцієнт пористості m є відношення об'єму пор ($\tau_{пор}$) до всього об'єму пористого середовища (τ)

$$m = \tau_{пор} / \tau \quad (10.1)$$

Коефіцієнтом просвітності n називається відношення площі просвітів ($\omega_{просв}$) у певному перетині пористого середовища до всієї площі цього перетину (ω).

Водовіддача характеризує здатність бурового розчину відфільтровувати воду в породу і характеризується об'ємом фільтрату (від 2 до 10 см³/30 хв), який відділився від розчину через стандартну фільтрувальну поверхню при перепаді тиску ~100 кПа протягом 30 хв. Водовіддача сильно залежить від температури й тиску.

Для кожного випробування потрібне різне лабораторне устаткування.

В умовах польових лабораторій фільтрація вимірюється при низькому тиску й температурі (прилад ВМ-6 та ВГ-1М). У випадках, коли мова йде про розчин на вуглеводневій основі або про глибокі високотемпературні свердловини, показник фільтрації при високих тисках й температурі вимірюється в стаціонарних лабораторіях.

Приладами ВМ-6 та ВГ-1М водовіддача заміряється при тиску 1 ат і температурі 20°C.



Рис. 10. 1. – Прилади для виміру фільтрації бурового розчину ВМ-6 та ВГ-1М

Приладами ВМ-6 та ВГ-1М водовіддача заміряється при тиску 1 ат і температурі 20°C

Також замір водовіддачі при більших тисках і температурах виконується на фільтр-пресі ФП-200 при температурі до 200 °С і тиску 15 МПа.



Рис.10. 2. – Прилад фільтр-пресс OFITE в умовах високого тиску



Фільтр-прес фірми OFITE призначений для імітації умов на вибої свердловини. Дозволяє визначати фільтраційні властивості в умовах високої температури і високого тиску. Температура випробувань може досягати 175°C, тиск – понад 2000 psi (13,8 МПа). *(фунт на квадратний дюйм—це тиск утворений силою одна фунт-сила, що діє на площу один квадратний дюйм. Скорочення: psi, lbf/in², lb_f/in², lbf/sq in, lb_f/sq in)*

Рис. 10.3 – Фільтр-прес OFITE–800 настільний

Як заміну фільтрувального паперу можливе використання керамічних дисків з порами різного діаметру, що дозволяє моделювати умови пласта.

Чим менша водовіддача бурового розчину, тим він кращий, але підтримання низької водовіддачі вимагає значних затрат. Особливо важливо, щоб буровий розчин мав малу водовіддачу у вибійних умовах.

Фільтрат – рідка фаза, що утворилася у верхній частині розчину внаслідок седиментації (осідання або спливання часток дисперсної фази (твердих крупинок, крапельок рідини, бульбашок газу) в рідкому або газоподібному дисперсійному середовищі в гравітаційному полі).

Фільтраційна кірка бурового розчину, це тверда фаза бурового розчину, що відкладається на стінках свердловини під дією перепаду тиску і газу і через яку фільтрується розчин з виділенням фільтрату. Товщина осаду на фільтрі (фільтраційна кірка), яка утворюється під час визначення водовіддачі, змінюється в межах 2–5 мм.

Опис приладу. Фільтр-прес настільний за АРІ 13В, призначений для вимірювання статичної фільтрації при кімнатній температурі і перепаду тиску 0,7 МПа.

Фільтрація при низькій температурі та тиску (Φ_{30} , см³) – величина, що характеризує здатність бурового розчину відфільтровуватися через стінки свердловини в пористі породи під дією перепаду тиску. Визначається обсягом дисперсійного середовища, відфільтрованого через фільтрувальний папір (синя стрічка) певної площі $7,1 \pm 0,1$ в (4580 ± 60 мм²) під дією тиску 7 кг/см² за 30 хвилин. Виміри здійснюють фільтр-пресом низького тиску і температури OFITE-800.

Основною його частиною є циліндрична камера для бурового розчину, виготовлена з матеріалів, стійких проти дії лужних і кислих розчинів. Верхня кришка обладнана редуктором, через який подається азот або вуглекислий газ, що створює тиск. На дно камери укладається фільтр-сітка й фільтрувальний папір. Герметичність забезпечується гумовими прокладками. У дні циліндру розміщується зливна трубка для відводу фільтрату в градуйований циліндр. Результатом виміру є об'єм фільтрату (у см³) у мірному циліндрі за 30 хвилин. Товщина фільтраційної кірки (К, мм), отриманої в результаті виміру, характеризує здатність розчину до утворення тимчасового екрану на стінках свердловини. Товщину кірки визначають мірною голкою (прилад Віка), або лінійкою.

Підготовка приладу та послідовність виконання роботи

Перед початком роботи впевніться, що кожен осередок чистий і сухий. Перевірте прокладки на спотворення або знос. Переконайтеся, що екран не містить гострих крайок, задирок або крапель.

Виміряйте початкову температуру зразка розчину і запишіть її для подальшого аналізу(49°C).

Щоб зібрати циліндричну камеру, треба повернути базову кришку догори дном і розмістити гумову прокладку усередині нього. Потім розташуйте на екрані один аркуш фільтрувального паперу в одне прокладення

Помістіть циліндричну камеру у базову кришку і поверніть її так, щоб зафіксувати її на місці.

Вилийте нещодавно перемішаний зразок бурового розчину в циліндричну камеру, залишаючи 0,5" (13 мм) порожнього простору у верхній частині

Помістіть гумову прокладку у середину верхньої кришки. Переконайтеся, що вона сидить навколо кришки

Потім помістіть верхню кришку на циліндричну камеру і розмістіть її в рамку.

Закрийте циліндричну камеру гвинтом.

Розташуйте чистий, сухий мірний циліндр для фільтрату під отвором фільтру.

Закрийте клапан скиду на регуляторі, нажавши на червону кнопку

Увага. Відкрийте кран від джерела тиску для подання повітря (газу) в регулятор. Тепер відтягніть червону кнопку, та налаштуйте регулятор Т-вент застосовуючи 100 ± 5 PSI ($690 \pm 34,7$ кПа) на протязі 30 секунд, або менше. Тестовий період починається в період початкового надува.

Об'єм води, який відфільтровується із розчину визначається за 30 хв. в см^3 з точністю до $0,1 \text{ см}^3$. Приблизно можна визначити водовіддачу і за 7,5 хв. помноживши це значення на 2.

Записати значення фільтрації бурового розчину.

Перекрийте потік повітря від джерела тиску та відгвинтіть регулятор Т-вент, щоб знизити тиск в циліндричній камері. Коли регулятор покаже 0 PSI, відтягніть (повільно) клапан червоної кнопки

Витягніть камеру із рами і розберіть її вичистивши від залишків бурового розчину.

Акуратно витягніть фільтрувальний папір з відкладеною кіркою. Вимийте залишки фільтраційної кірки під слабким струменем води.

Виміряйте та запишіть товщину кірки на фільтрі. Товщину кірки визначають мірною голкою або лінійкою (прилад Віка).



Рис. 10.4. – Прилад Віка

Товщина фільтраційної кірки (К, мм), отриманої в результаті виміру, характеризує здатність розчину до утворення тимчасового екрану на стінках свердловини.

Після проведення досліду ретельно очищаємо всі поверхні водою з миючим засобом та висушуємо

Прилад КТК-2 – застосування, підготовка приладу та послідовність виконання роботи

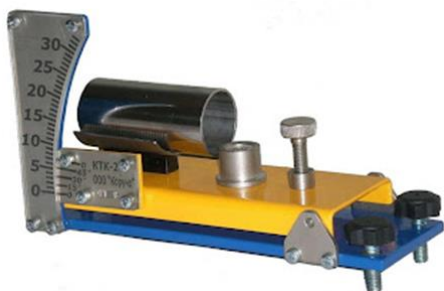


Рис. 10.5 – Прилад КТК-2 для виміру коефіцієнта тертя фільтраційної кірки

Прилад КТК-2 (рис. 10.5) призначений для визначення статичного коефіцієнта тертя фільтраційної кірки бурової промивної рідини в умовах промислових лабораторій і на бурових з метою виявлення ефективності мастильних добавок і оперативного втручання в технологічний процес буріння в ускладнених умовах

Вставити штепсельну вилку в розетку.

Фільтр, з глинистою кіркою яка утворилася при роботі на прес-фільтрі покласти на ложе, потім покласти зверху на глинисту кірку вантаж.

Вмикачем на шнурі включити живлення на двигун, після спрацювання кнопки (чути клацання) приводиться в рух підйомна плита, при цьому слід спостерігати за положенням циліндричного вантажа. В момент зсуву циліндричного вантажа прилад відключити від живлення.

Якщо штрих ноніуса з відміткою «0» співпадає з будь-яким штрихом основної шкали, то відраховується ціле значення кута тільки по основній шкалі. Якщо цей штрих не співпадає ні з одним штрихом основної шкали, то відлік складається з двох частин: ціле значення кута, кратне 10, визначається по ближчому меншому значенню основної шкали, і до цього значення додають дробове значення розміру по ноніусу, яке визначається значенням штриха ноніуса, яке співпадає з штрихом основної шкали.

Отримане значення кута φ в градусах перевести в коефіцієнт тертя $K_{тр}$ по таблиці яка додається до приладу, (або вирахувати самостійно $K_{тр} = \text{tg } \varphi$) Значення записати.

При затримці опускання столика після натискання кнопки вказівним пальцем натиснути на упор в напрямленні регулюючих винтів і столик опуститься

Вимоги до звіту

У звіті повинні бути наведені:

- короткий опис фільтр-пресу низького тиску і температури OFITE-800 та приладу КТК-2;
- коротко, послідовність виконання вимірювання;

– відповіді на контрольні питання;

– **ВИСНОВОК.**

Контрольні питання

1. Фільтрація та водовіддача бурової промивальної рідини (визначення)
2. Що таке фільтрат бурового розчину?
3. Прилади для виміру водовіддачі бурової промивальної рідини
4. Дайте визначення фільтраційної кірки бурового розчину.
5. Фільтрація за 7,5хв. = 2,5 см³. Яка буде фільтрація за 30 хв.?
6. Яка товщина кірки вважається нормальною?

Визначення вмісту твердої фази та рідких змащувальних домішок

Мета роботи: вивчити методику вимірювання основних параметрів промивних рідин та оцінити технологічні властивості необробленого глинистого розчину.

Прилади і матеріали:

1. Прилад реторта-фазомір 10 ml OFITE»
2. Електромішалки лабораторні;
3. Фарфорові кухлі місткістю 1000 мл.;
4. Мірна градуйована пробірка Колмера на 10 см³;
5. Бурова промивальна рідина.

Теоретичні відомості

У промивальній рідині можуть бути присутніми:

- частинки вибуреної гірської породи (глина, пісок і т. д.),
- обважнювач (барит, карбонатний обважнювач та ін.).

Занадто високий вміст твердої фази негативно впливає на реологічні властивості бурової промивальної рідини, підсилює ерозію бурильної колони та устаткування.

Для визначення кількості вміщеної в обважнених і необважнених розчинах твердої та рідкої фази використовується прилад – реторта-фазомір.

Ретортний аналіз дає можливість визначити вміст рідкої і твердої фази, з яких складається буровий розчин.

У необважнених бурових розчинах вміст твердої фази можна одержати розрахунковим методом за формулою:

$$\text{Склад.тв.фази} = \frac{\rho_{бр} - \rho_{\epsilon}}{\rho_n - \rho_{\epsilon}} \times 100\% - C_{\epsilon}, \% \quad (10.2)$$

де $\rho_{бр}$ – дійсна густина бурового розчину, кг/м³;

ρ_v – густина води, використовуваної для приготування бурового розчину, кг/м³;

ρ_n – густину вибуреної породи;

C_c – вміст солей у буровому розчині, %

Прилад реторта-фазомір OFITE, 10 ml

Реторта-фазомір призначена для вимірювання процентного співвідношення (%) рідини (води), мастильних речовин (нафта). Також за допомогою ретортного аналізу можна оцінити зважені і розчинені частинки, що містяться в зразках розчинів на водній або масляній основі.

Знання складу мастильних речовин, води і твердої фази необхідно для спостереження за буровими розчинами з урахуванням співвідношення масла/води, реології, густини, властивостей фільтрації і солоності

Визначення твердої фази в бурових розчинах необхідно для оцінки в'язкості.

Проводячи звичайне тестування, відомий обсяг рідини нагрівають в камері реторти для випарювання складових рідини. Ці випаровування потім конденсуються, збираються в градуйований приймач, і визначається процентний обсяг. Обсяг як зважених, так і розчинених речовин в % розраховується відніманням загального кінцевого обсягу з початкового об'єму рідини.

Для досягнення найбільшої точності результатів і для порівняння розташування фірма OFITE випускає реторти на 10 мл, 20 мл, 50 мл з цифровими температурними контролерами, що дають оператору можливість установити температуру і знижують ймовірність перегріву. Лампа-індикатор загоряється, коли випробування починається і відключається, коли воно закінчено. Камера, нагрівач, шнур адаптера, скляний посуд знаходяться в портативному футлярі, виготовленому з нержавіючої сталі

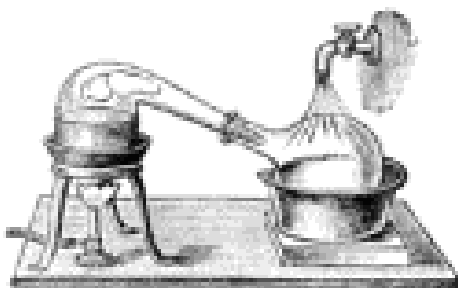


Рис. 10.6 – Реторта-фазомір

Послідовність роботи

Звільнити реторту від ізолюючого блока.

Використовуючи шпатель в якості викрутки, відокремити нижню частину (камеру для бурового розчину) від верхньої.

Верхню частину камери заповнити щільно «тонкою сталюю ватою».

Нижню частину заповнити буровим розчином $V=10$ мл, і закрити кришку прибираючи надлишок розчину, який витиснувся крізь отвір у кришці.

Переконатися, що в камеру не потрапило повітря.

Очистити різьбу від розчину і з'єднати нижню та верхню частини камери.

Складену реторту приєднати до конденсатора, улаштувати в ізолюючий блок і накрити ізолюючою кришкою.

Мірну градуйовану пробірку Колмера (10 см^3) ставимо під нижню частину реторти (під зливну трубку конденсатора). Пари пропускаються через конденсор і скупчуються у в мірній пробірці.

Вмикаємо реторту (вмикач внизу приладу і слідкуємо за лампочкою, яка вмикається).

Нагріваємо реторту до закінчення видалення крапель з конденсатора (або виключення сигнальної лампи) Час нагрівання залежить від якості і типу досліджуваного розчину і складає 20–30 хв.

Після закінчення досліду відключити реторту від джерела струму.

По градуйованій пробірці визначити об'єм рідини, мастильних домішок (нафти).

Об'ємний вміст рідких змащувальних добавок розраховується за формулою:

$$C_{зм} = (V_{зм}/10) \times 100, (\%) \quad (10.3)$$

де: $V_{зм}$ – об'єм мастила в мірному циліндрі, мл.

Об'єм твердої фази, як розчинної, так і у зваженому стані ($C_{тв.ф.}$), визначити за формулою:

$$C_{тв.ф.} = ((10 - V_{зм} - V_{в}) / 10) \times 100, (\%) \quad (10.4)$$

де: $V_{зм}$ – об'єм мастила в мірному циліндрі, мл;

$V_{в}$ – об'єм води в мірній пробірці, см^3 .

Точність виміру $0,2 \text{ см}^3$

Вимоги до звіту

- описати будову (по можливості) та принцип дії реторти.
- опис послідовності виконання роботи;
- результати обчислення
- **висновок**

– відповіді на контрольні питання.

Формули визначення за методикою АНІ (АРІ)

$S_{зм} = V_{зм} \cdot 10$	(мастила)
$S_{в} = V_{в} \cdot 10$	(вода)
$S_{тф} = 100 - (V_{зм} + V_{в}) \cdot 10$	(тверда фаза)

Контрольні питання

1. Як і на що впливає високий вміст твердої фази в буровій промивальній рідині?
2. За допомогою якого аналізу і приладу можна визначити вміст мастила (нафти) в буровій промивальній рідині?
3. За якими формулами обчислюють вміст твердої фази та вміст мастила в буровій промивальній рідині?

Визначення концентрації іонів водню і буровій промивальній рідині

Мета роботи: Ознайомитися з будовою рН метра 150-МИ та вивчити методику вимірювання рН (водневого показника) бурових промивних розчинів.

Завдання для підготовки: володіти знаннями вимірювання водневого показника (рН) бурових розчинів.

Прилади та хімічні реактиви:

1. Лабораторний рН метр 150-МИ;
2. Індикаторний папір (смужки);
3. Електромішалки;
4. Зразки бурового розчину;
5. Фільтраційний папір.
6. Фарфорові кухлі ємністю 700–1000 мл.;
7. Дистильована вода;
8. Розчин NaOH 10 %;
9. Розчин ФХЛС 25 %*.

Теоретичні відомості

Вплив концентрації іонів водню на властивості бурових промивальних рідин встановлено давно і він був предметом дослідження багатьох вчених. Концентрацію іонів водню найзручніше виражати у вигляді водневого показника.

Водневий показник рН – це десятковий логарифм концентрації іонів водню у фільтраті промивальної рідини, взятий із протилежним знаком.

Встановлено, що залежність між концентраціями H^+ і OH^- для більшості сумішей є постійною і дорівнює $H^+ \cdot OH^- = 1 \cdot 10^{-14}$

Для нейтральних рідин, наприклад для дистильованої води концентрація дорівнює концентрації OH^- , що дає $\text{H}^+ = \text{OH}^- = 1 \cdot 10^{-7}$ або $\text{pH} = \lg \text{H}^+ = -\lg 10^{-7} = +7$. Якщо $\text{pH} < 7$ – середовище кисле, а при $\text{pH} > 7$ лужне.

Зі збільшенням pH концентрація іонів водню зменшується при одночасному збільшенні гідроксидів OH^- .

Так при $\text{pH} = 4$ концентрація іонів водню у 10 раз менша ніж при $\text{pH} = 3$, а при $\text{pH} = 11$ концентрація гідроксидів у 10 раз менша від $\text{pH} = 12$.

Для оцінки якості бурового розчину на водній основі pH має важливе значення. Так, деякі хімічні реагенти забезпечують стабільність промивальних бурових рідин тільки у визначеному діапазоні pH .

Бурові розчини здатні до флокуляції, при значеннях $\text{pH} > 11$ і при $\text{pH} < 8$. При $8 < \text{pH} < 11$ краще диспергують глини, більша активність реагентів-стабілізаторів. Значення pH також є важливим індикатором для боротьби з корозією.

Відомо, що при $\text{pH} < 7$ суттєво інтенсифікується корозія сталевих труб, а при $\text{pH} > 10$ – легкосплавних. Більшість хімічних реагентів добре проявляють свої властивості в буровому розчині лише в лужному середовищі. За зміною pH бурового розчину можна прогнозувати проходження хомогенних відкладів, (хомогенні відклади – гірські породи, які утворюються шляхом осадження на дні водойм із розчинів у результаті хімічних і біохімічних реакцій чи зміни температури води. До них відносять розчинні солі (галіт, карналіт та ін.), гіпси, ангідрити, доломіти, яшми, джеспіліти, деякі вапняки тощо), приплив у свердловину мінералізованих пластових вод, а інколи і можливе ускладнення.

При великих значеннях pH розчинність кальцію суттєво обмежена, що дає змогу застосовувати розчини із високим значенням pH для розбурювання гірських порід насичених кальцієм (гіпсів, ангідритів), які чутливі до розмивання водою.

Як приклад, нижче приведені значення pH для найчастіше вживаних у бурінні рідин:

дистильована вода	7
бентонітова суспензія	7,5–8
каустична сода	13–14
10% розчин лігносульфатних реагентів	5–7

Величину водневого показника визначають колOMETричним та електричним способами відповідно з доданими до приладів інструкціями. Замір pH заснований на принципі, що електролітичні розчини здатні дисоціювати на катіони водню та гідроксидні групи. В умовах бурової, якщо фільтрат промивальної рідини безколірний, величину pH можна визначити за забарвленням індикаторного (лакмусового) паперу.

Смужки індикаторного паперу, просочені органічним барвником при контакті з рідиною набувають забарвлення, яке відповідає конкретному

значенню рН. Краплю фільтрату наносять на смужку паперу і дивляться на неї з протилежного боку, порівнюючи із забарвленням еталону.

Смужка індикаторного паперу розміщені у спеціальному стакані, який обгорнений в довідкову кольорову таблицю. Деколи смужки можуть бути у блоці на зразок блокнота, обгортка якого також виконана у вигляді довідкової кольорової таблиці. Індикаторний папір застосовують двох типів : широкого діапазону індикації для заміру рН з похибкою 0,5 одиниці та вузького діапазону індикації для заміру рН із похибкою 0,2 одиниці.



Лабораторний рН метр 150-МІ.

Робота приладу базується на перетворенні електрорушійної сили, яка виникає між двома електродами, у постійний струм, пропорційний вимірюваній величині.

Основні характеристики:

- діапазон вимірювання величини рН від – 1 до +14,
- температура аналізованого середовища від – 10 до + 100 °С,
- допустима тривалість безперебійної роботи 8 год.

Порядок роботи

Попередньо підготовлюють рН-метр до роботи, для чого настраюють і перевіряють прилад по буферній або контрольній рідині згідно з інструкцією, яка додається до приладу.

Для вимірювання водневого показника рН дистильовану воду, буровий розчин чи фільтрат бурового розчину заливають у спеціальну склянку і занурюють в неї електроди. Відлік величини рН проводять за шкалою показуючого приладу тільки після стійкого положення цифр.

Виконання роботи

1. Наповнити склянку дистильованою водою та визначити рН.
2. Відібрати три проби по 300 мл бурового розчину без домішок.
3. Одну пробу залишити без хімічної обробки у другу додати 10 мл 10 % NaOH, а в третю – 50 мл 25 % розчину ФХЛС.
4. Заміряти фільтрацію кожної проби на приладі прес-фільтр.
5. При *появі* фільтрату із отвору приладу кілька крапель його нанести на смужку індикаторного паперу.
6. Після стабілізації забарвлення візуально порівняти зі стандартним (еталонним) забарвленням і встановити значення рН.

Таблиця 10.1

Результати замірів подати у вигляді таблиці

№ досліду	Бурова технічна рідина	Фільтрація, Φ_{30}	рН
1.	дистильована вода	-	

2.	БР без домішок		
3.	БР + 10% NaOH		
4.	БР + 25 % ФХЛС		

Вимоги до звіту

У звіті повинно бути наведено:

- методи вимірювання рН промивальних бурових рідин;
- основні характеристики лабораторного рН метра 150-МИ;
- висновок;
- відповіді на контрольні запитання (коротко).

Контрольні запитання

1. Дайте визначення водневого показника бурової промивальної рідини.
2. При яких показниках рН середовище кисле, а при яких лужне?
3. Що характеризує зміна водневого показника?
4. У якому розчині концентрація іонів водню більша з рН = 5, чи рН = 6?
5. У якому розчині концентрація іонів ОН- більша з рН = 12, чи рН = 13?

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 11

Визначення верхньої межі прихоплення бурильної колони

Мета роботи: навчитися математично визначати верхню межу прихоплення бурильної колони.

Теоретичні відомості

Визначення верхньої межі прихоплення колони бурильних труб базується на вимірюванні пружного видовження вільної частини бурильної колони. Цей спосіб можливо реалізувати, коли силою тертя колони до стінок свердловини можна знехтувати, а утримуюча сила створює жорстке защемлення, інакше спосіб дає дуже велику похибку. Цей метод є найпростішим, хоча і дає наближену оцінку реального стану у свердловині, за яким вважають, що кожне видовження має свої значення для різних діаметрів труб при натягу із силою 200 кН на 1000 м. Так для труб діаметром 114,127, 140 та 168 мм видовження відповідно становить 0,35; 0,30; 0,25; 0,2 м.

Для однорозмірних труб верхню межу прихоплення або довжину неприхопленої частини труб обчислюють за формулою [2]:

$$L = 1,05 \frac{E \cdot S}{P_2 - P_1} \cdot \Delta l, \quad (11.1)$$

де E - модуль Юнга ($E = 2,1 \cdot 10^6$ МПа);

S - площа поперечного перерву тіла труби, м²,

Δl - видовження колони, м;

1,05 - коефіцієнт, що враховує наявність жорстких замків;

P_2, P_1 - розтягувальні сили, Н.

Видовження колони Δl та розтягувальні сили P_2, P_1 визначають так. До колони труб прикладають навантаження P_1 , яке повинно перевищувати на 5 поділок покази індикатора ваги, що відповідають повній вазі колони труб до прихоплення (з урахуванням сил опору). На ведучій трубі роблять позначку навпроти нерухомої площини стола ротора. Потім його знімають і повторно проводять натяг колони з навантаженням, що перевищує P_1 на 5 поділок, після чого навантаження зменшують до P_1 , а на ведучій трубі роблять другу позначку. Різниця між отриманими позначками при одному і тому ж натягу знерухомленого кінця каната пояснюється втратами на тертя у системі талевого механізму. Віддаль між отриманими позначками ділять навпіл і отримують верхню позначку для відліку. Потім до колони прикладають навантаження P_2 , яке перевищує P_1 на 10-20 поділок за індикатором ваги і на ведучій трубі роблять позначку. Навантаження P_2 повинно бути таким, щоб деформації від нього в елементах бурильної колони не перевищували межі текучості. Потім його знімають і повторно проводять натяг колони з навантаженням, що перевищує P_2 на 5 поділок, яке зразу ж знімають, після чого на ведучій трубі ставлять другу позначку. Віддаль між отриманими позначками ділять навпіл і отримують нижню позначку для відліку.

Змаксимально можливою точністю вимірюють віддаль між верхньою та нижньою позначками для відліку, що і буде шуканим видовженням колони. Розтягувальні навантаження P_2 і P_1 визначають за паспортними даними індикатора ваги відповідно до його показів.

Оскільки при бурінні глибоких свердловин застосовують рівномірну комбіновану колону (з різним діаметром, групою міцності та товщиною стінок) застосування формули (5.1) для розрахунків ускладнено або і взагалі неможливе, тому для секційної бурильної колони величина її вільної частини визначається за виразом:

$$H_1 = q_1 \left(\frac{1,05 \cdot E \cdot \Delta l}{g \cdot \rho_m (P_2 - P_1)} - \frac{L_2}{q_2} - \frac{L_3}{q_3} - \dots - \frac{L_n}{q_n} \right) =$$
$$= q_1 \left(\frac{28,1 \cdot \Delta l \cdot 10^3}{P_2 - P_1} - \frac{10 \cdot L_2}{q_2} - \dots - \frac{10 \cdot L_n}{q_n} \right), \quad (11.2)$$

де q_1, q_2, q_n - вага одного погонного метра секцій бурильних труб, Н;

L_2, L_n - довжина однорозмірної секції бурильної колони, м;

H_1 - довжина вільної частини першої від долота секції труб, м.

Якщо у результаті розрахунків встановлено, що $H_1 = 0$ або має від'ємне значення, то це означає, що зона прихоплення розташована вище цієї секції труб. У цьому випадку приступають до визначення довжини вільної частини другої від долота секції труб.

Приклади розв'язування задач

1. У свердловині глибиною 3100 м сталось прихоплення бурильної колони діаметром 127 мм з товщиною стінки 9,19 мм. При визначенні верхньої межі прихоплення різниця сил розтягу становила 300 кН, а видовження колони 60 см. Модуль Юнга для сталі $2,1 \cdot 10^{11}$ Па. Визначити довжину вільної частини бурильної колони.

Розв'язок

Обчислюємо довжину вільної частини бурильної колони за формулою (11.1):

$$S = \frac{\pi}{4} (D_{ок}^2 - d_{ок}^2) = \frac{3,14}{4} (0,127^2 - 0,1086^2) = 3,4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2,$$
$$L = 1,05 \frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 3,4 \cdot 10^{-3}}{300 \cdot 10^3} \cdot 0,6 = 1499 \text{ м.}$$

2. У свердловині глибиною 4000 м виникло прихоплення секційної бурильної колони конструкції: I секція діаметром 114 мм товщина стінки 9 мм, довжина секції 500 м, II секція діаметром 114 мм товщина стінки 10 мм, довжина секції 600 м, III секція діаметром 140 мм товщина стінки 11 мм, довжина секції 2900 м, вага 1 п.м відповідно становить 0,249 кН, 0,273 кН, 0,372 кН. Різниця сил дорівнює 250 кН, видовження дорівнює 75 см. Визначити довжину вільної частини бурильної колони:

$$H_1 = 249 \left(\frac{1,05 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,75}{9,81 \cdot 7850 \cdot 250 \cdot 10^3} - \frac{600}{273} - \frac{2900}{372} \right) = -389 \text{ м.}$$

Оскільки H_1 має від'ємне значення, то це означає, що верхня межа прихоплення розташована над першою секцією, тому обчислюємо довжину вільної частини другої секції:

$$H_2 = 273 \left(\frac{1,05 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,75}{9,81 \cdot 7850 \cdot 250 \cdot 10^3} - \frac{2900}{372} \right) = 216,8 \text{ м.}$$

Тоді верхня межа прихоплення розташована на глибині:

$$H = H_2 + L_3 = 216,8 + 2900 = 3116,8 \text{ м;}$$

Довжина колони труб нижче неї становить:

$$L = 600 + 500 - 216,8 = 883,2 \text{ м.}$$

Задачі для самостійного розв'язування

1. У свердловині глибиною 2500 м виникло прихоплення бурильних труб діаметром 140 мм з товщиною стінки 9 мм. При визначенні видовження до колони були прикладені зусилля $P_1 = 220$ кН, $P_2 = 520$ кН, видовження дорівнює 28 см. Визначити довжину вільної частини бурильної колони.

2. Визначити довжину вільної частини бурильної колони діаметром 127 мм та товщиною стінки 12,7 мм, до якої було прикладене зусилля $\Delta P = 230$ кН, при якому видовження становило 45 см.

3. Визначити видовження бурильної колони діаметром 127 мм з товщиною стінки 9,19 мм, якщо верхня межа прихоплення бурильної колони розташована на глибині 2255 м, а різниця зусиль дорівнює 125 кН.

4. Визначити різницю сил, прикладених до прихопленої на глибині 980 м бурильної колони діаметром 114 мм і товщиною стінки 10,9 мм, якщо видовження колони становило 19 см.

5. У свердловині глибиною 2650 м виникло прихоплення секційної бурильної колони діаметром 140 мм з товщиною стінки 9 мм, довжина секції 1200 м, з товщиною стінки 10 мм, довжина секції 700 м, з товщиною стінки 11 мм, довжина секції 750 м, маса 1 п. м відповідно становить 33,7 кг, 36,8 кг, 39,5 кг. Різниця сил дорівнює 120 кН, різниця видовження дорівнює 25 см. Визначити довжину вільної частини бурильної колони.

6. Визначити видовження секційної бурильної колони діаметром 127 мм, товщиною стінки 9,19 мм, довжина секції 1670 м, товщиною стінки 12,7 мм довжина секції 1200 м, якщо верхня межа прихоплення бурильної колони розташована на глибині 2255 м, а різниця сил дорівнює 125 кН.

7. Визначити різницю сил, прикладених до секційної бурильної колони діаметром 114 мм, товщиною стінки 8,6 мм, довжина секції 1450 м, товщиною стінки 10,9 мм довжина секції 1340 м, якщо верхня межа прихоплення бурильної колони розташована на глибині 2430 м, а видовження дорівнює 60 см.

Висновок.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 12

Проектування параметрів режимів буріння роторним способом

Під режимом буріння розуміють сукупність факторів, які впливають на ефективність руйнування породи та інтенсивність зношування долота і якими можна оперативнo управляти в період роботи долота на вибої, а самі фактори називають режимними параметрами.

До основних режимних параметрів належать:

- осьове навантаження на долото – G_D , (Н);
- частота обертання долота – ω_D , (c^{-1} , або об/с);
- витрата промивальної рідини – Q (m^3)

Проектування параметрів режиму буріння

Проектування осьового навантаження на долото G_D обраховується двома способами:

а) за питомим навантаженням на долото:

$$G_D = g_0 \cdot D_D, \quad (12. 1)$$

де g_0 – питоме навантаження на одиницю діаметра долота, Н/м, табл. 12. 1.

D_D – діаметр долота, м

Таблиця 12. 1.

Питоме навантаження для різних типів доліт

Тип долота	Тришаршкові долота				
	М	МС	С	Т	К
g_0 , Н/м	$<2 \times 10^{-5}$	$(2-5) \times 10^{-5}$	$(5-10) \times 10^{-5}$	$(10-15) \times 10^{-5}$	$>15 \times 10^{-5}$
Тип долота	Лопатеві		Фрезерні	Алмазні та "ИСМ"	Одношаршкові
	2Л	3Л			
g_0 , Н/м	$(3-5,7) \times 10^{-5}$	$(4,5-8,5) \times 10^{-5}$	$(4-6) \times 10^{-5}$	$(1,5-3,3) \times 10^{-5}$	$(6-8) \times 10^{-5}$

б) за твердістю порід та площею контакту долота:

$$G_D = k_g \cdot p_u \cdot F_k, \quad (12. 2.)$$

де k_g – коефіцієнт, який враховує вплив вибійних умов на твердість гірських порід $k_g = 0,7 - 1,2$ [5];

p_u – твердість породи за штампом*, Па;

F_k – площа контакту зубів долота з породою, m^2 , табл. 12. 2.

Контактна площа тришарошкових доліт (Гк)

Тип долота	Контактна площа в мм ² долота діаметром, мм			
	190,5	215,9	269,9	295,3
М	169	195	245	270
МЗ	-	202	-	-
МС	179	220	-	305
МСЗ	162	-	-	255
С	221	250	280	330
СЗ	180	-	210	217
Т	210	233	305	352
ТЗ	150	-	220	241
К	125	153	-	190

Розраховану величину осьового навантаження на долото порівнюють з допустимим (паспортним) для даного типорозміру долота $[G_D]$.

Розраховане осьове навантаження повинно задовольняти умову: $G_D \leq [G_D]$

Для шарошкових доліт швидкість обертання долота ω_0 проектують з урахуванням умови забезпечення необхідного часу контакту зуба долота з гірською породою:

$$w_D \leq \frac{2\pi \cdot d_u}{t_{\min} \cdot D_D \cdot Z}, \quad (12.3)$$

де d_u – діаметр шарошки, м, $d_u = \frac{D_c}{1,6}$;

де D_c – діаметр свердловини з врахуванням кавернозності, м, $D_c = D \cdot k_k$;

k_k – коефіцієнт кавернозності=1,1;

Z – =23, максимальна кількість зубів на периферійному вінці шарошки $Z=15-25$ де менше значення характерне для доліт типу «М», а більше – для доліт типу «К»;

t_{\min} – мінімально необхідний час контакту зуба долота з породою, с= $5,6 \cdot 10^{-3}$:

$$t_{\min} = (3-8) \cdot 10^{-3} \text{ с}, \quad (12.4)$$

Витрату промивальної рідини Q проектують, виходячи із умов:

а) очищення вибою свердловини від шламу:

$$Q_1 = q_0 \cdot F_{\text{виб}}, \quad (12.5)$$

де q_0 – питома витрата промивальної рідини, (менше значення питомої витрати вибирають для буріння в міцних породах, а більше – для буріння в м'яких породах), = 0,4 м/с;

$q_0 = 0,35-0,5$ м/с – при роторному способі та електробурінні [5];

$q_0 = 0,5-0,7$ м/с – при бурінні гідравлічними вибійними двигунами [5];

$F_{виб}$ – площа вибою свердловини, м²:

$$F_{виб} = \frac{\pi}{4} D_{д}^2, \quad (12.6)$$

б) транспортування шламів в кільцевому просторі:

$$Q_2 = \mathcal{G}_{\min} \cdot F_{кн}, \quad (12.7)$$

де \mathcal{G}_{\min} – швидкість руху рідини в кільцевому просторі, =0,81 м/с.

у скельних породах $\mathcal{G}_{\min} = 0,7 - 1,0$ м/с [5];

в м'яких породах $\mathcal{G}_{\min} = 1,0 - 1,4$ м/с [5].

При бурінні долотами великого діаметру $\mathcal{G}_{\min} = 0,3 - 0,5$ м/с [5];

$F_{кн}$ – площа кільцевого простору, м²;

$$F_{кн} = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_{ом}^2), \quad (12.8)$$

де D_c – діаметр свердловини з врахуванням кавернозності, м, $D_c = D \cdot k_k$;

k_k – коефіцієнт кавернозності;

$d_{ом}$ – зовнішній діаметр бурових труб, м.

З розрахованих значень Q вибирають найбільше, яке узгоджують з робочою характеристикою бурового насоса, що подана в табл. 1. 3.

За фактичну витрату приймають найближче більше значення витрати Q і відповідне їй значення тиску P .

Таблиця 12. 3.

Робочі характеристики бурових насосів

Буровий насос	Кількість циліндрів	Частота подвійних ходів, 1/хв	Діаметр циліндрових втулок, мм								
			120	130	140	150	160	170	180	190	200
БРН-1	2	72	—	<u>15,0</u> 20,0	<u>17,8</u> 16,9	<u>20,8</u> 14,0	<u>24,0</u> 12,5	<u>27,2</u> 11,0	<u>31,0</u> 9,8	—	—
У8-6МА2	2	65	—	<u>18,9</u> 25,0	<u>22,7</u> 22,3	<u>26,7</u> 19,0	<u>31,0</u> 16,3	<u>35,5</u> 14,0	<u>40,4</u> 12,5	<u>45,4</u> 11,1	<u>50,9</u> 10,0
У8-7МА	2	65	—	—	<u>22,7</u> 32,0	<u>26,7</u> 27,2	<u>31,0</u> 23,4	<u>35,5</u> 20,4	<u>40,4</u> 18,0	<u>45,5</u> 15,9	<u>50,9</u> 14,2
УНБ-1250	2	60	—	—	—	<u>26,7</u> 40,0	<u>31,1</u> 35,0	<u>35,7</u> 30,5	<u>40,7</u> 26,5	<u>45,4</u> 23,6	<u>51,4</u> 21,0
НБТ-600-1	3	150	<u>21,1</u> 25,0	<u>24,9</u> 21,6	<u>28,8</u> 18,7	<u>33,1</u> 16,2	<u>37,5</u> 14,3	<u>42,6</u> 12,6	<u>47,7</u> 11,3	—	—

Примітка. У чисельнику наведена теоретична продуктивність бурового насоса Q (л/с), а в знаменнику — максимальний тиск p_n (МПа).

Перевірка реалізації запроектованих величин осьового навантаження на долото і швидкості його обертання

Вибрані величини осьового навантаження на долото та швидкості його обертання перевіряють за крутним моментом. Його величина не повинна перевищувати момент, що передається ротору, та створювати небезпечні напруження в бурильній колоні.

$$M_{кр} \leq M_p, \quad (12.9)$$

де M_p - момент, що передається ротору, Н·м;

$M_{кр}$ - крутний момент, що передається бурильній колоні, Н·м:

$$M_{кр} = M_D + M_{хо}, \quad (12.10)$$

де $M_{хо}$ - момент холостого обертання бурильної колони, Н·м;

M_D - момент на долоті, Н·м:

$$M_D = M_{nut} \cdot G_D + M_0, \quad (12.11)$$

де M_0 - момент, який не залежить від осьового навантаження.

M_{nut} - питомий момент на одиницю навантаження, м.

Для шарошкових доліт питомий момент визначається:

$$M_{nut} = a_0 \left(\frac{2,9}{ш_D} + 0,4 \right) D_D^2, \quad (2.12)$$

де a_0 - емпіричний коефіцієнт: для м'яких порід $a_0 \approx 1,0$ [5]; для порід середньої твердості $a_0 \approx 0,7 - 0,8$ [5]; для твердих порід $a_0 \approx 0,5 - 0,6$ [5].

Для алмазних і твердосплавних доліт питомий момент M_{nut} в 1,5-2,0 раза, а дія лопатевих доліт ріжучого типу в 2,0-2,5 раза більший, ніж для шарошкових доліт того ж діаметру.

Для шарошкових доліт з негерметизованими опорами наближено M_0 знаходять:

$$M_0 \approx 1500 D_D, \quad (12.13)$$

Для доліт з герметизованими опорами:

$$M_0 \approx (3000 - 4500) D_D, \quad (12.14)$$

Момент на холосте обертання бурильної колони $M_{хо}$:

$$M_{хо} = b \cdot \rho_{np} \cdot \omega_0^{0,7} \cdot d_i^2 \cdot l_i, \quad (12.15)$$

де b - коефіцієнт, який залежить від кута викривлення свердловини (т.12. 4);

Таблиця 12.4.

Значення коефіцієнта "b"

Кут викривлення	0-2°	3-5°	6-9°
Значення коефіцієнта "b"	0,99 · 10 ⁻²	(1,13-1,44)·10 ⁻²	(1,54-1,71)·10 ⁻²
Кут викривлення	10-16°	17-25°	26-35°
Значення коефіцієнта "b"	(1,76-2,01)·10 ⁻²	(2,03-2,3)·10 ⁻²	(2,38-2,61)·10 ⁻²

d_i - зовнішній діаметр бурильної колони, м;

l_i - довжина бурильної колони, м.

$$M_p = M_p^{nac} - M_n, \quad (12.16)$$

де M_p^{nac} - паспортне значення моменту, який передається на ротор;

M_n - момент, який витрачається на подолання опорів в наземній системі передач від двигуна до ведучої труби.

Значення M_p^{nac} - подано в технічній характеристиці бурової установки.

$$M_p^{nac} = \frac{N_p^{nac}}{\omega}, \quad (12.17)$$

де $M_n = k_1 + k_2 \cdot \omega$ - дослідні коефіцієнти;

$k_1 = 1100$ Н·м – при приводі ротора через лебідку [5];

$k_1 = 240$ Н·м – при приводі ротора безпосередньо через редуктор, $k_2 = 11$ Н·м·с

Проектування параметрів режиму буріння

Запроектувати параметри режиму буріння роторним способом і провести перевірку їх реалізації:

Дано: Типорозмір долота III 215,9 Т-ГВУ;

1. $k = 1,1$ – коефіцієнт кавернозності;

2. $D_{п.с.об.к} = 245$ мм, – зовнішній діаметр попередньо спущеної обсадної колони

3. $\delta_{np} = 8,9$ мм – товщина стінки труб обсадної колони;

4. $L_{обк} = 1900$ м – довжина обсадної колони;

5. $N_p^{nac} = 370 \cdot 10^3$ Вт – паспортна потужність ротора;

6. $t_{min} = 5,6 \cdot 10^{-3}$ с – мінімально необхідний час контакту зуба долота з породою;

7. $Z = 23$ – максимальна кількість зубів на периферійному вінці шарошки;

8. $p_{ш} = 1350$ МПа – твердість гірської породи за штампом;

9. $q_0 = 0,4 \frac{M}{c}$ – питома витрата промивальної рідини;

10. $v_{\min} = 0,81 \frac{M}{c}$ – швидкість руху промивальної рідини в кільцевому просторі;

11. $M_{\partial} = 6425 \text{ Н}\cdot\text{м}$ – крутний момент на долоті;

12. $M_{xo} = 1985 \text{ Н}\cdot\text{м}$ – момент холостого обертання бурильної колони;

13. $L_{BK} = 3000 \text{ м}$ – довжина бурильної колони.

Проектування осьового навантаження на долото

Визначимо G_{∂} , $k_v = 0,78$ та $F_K = 233 \text{ мм}^2$.

$$G_D = g_0 \cdot D_D, \text{ (формула 1.1)}$$

$$G_{\partial 1} = 11 \times 10^5 \cdot 0,2159 = 237,490 \cdot 10^3 \text{ (Н)}$$

де $g_0 = 11 \cdot 10^5 \frac{H}{M}$ – питома навантаження на одиницю діаметра долота, табл. 12.1;

$D_D = 215,9 \text{ мм} = 0,2159 \text{ м}$ – діаметр долота, маркування типорозмір.

$$G_D = k_g \cdot p_{ш} \cdot F_K, \text{ (формула 12. 2.)}$$

$$G_{\partial 2} = 0,78 \cdot 1350 \cdot 10^6 \cdot 233 \cdot 10^{-6} = 245,349 \cdot 10^3 \text{ (Н)}.$$

де $k_g = 0,78$ – коефіцієнт, який враховує вплив вибійних умов на твердість гірських порід;

$p_{ш} = 1350 \text{ МПа}$ твердість породи за штампом*, Па;

$F_K = 233 \text{ мм}^2 = 0,233 \text{ м}^2$ – площа контакту зубів долота з породою, табл. 12.2., згідно маркування, 215,9

Для виконання умови: $G_{\partial} \leq [G_{\partial}]$ приймаємо осьове навантаження:

$$G_{\partial} = 240 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

Проектування швидкості обертання долота

$$\dot{\omega} = \omega_D \leq \frac{2\pi \cdot d_{ш}}{t_{\min} \cdot D_D \cdot Z}, \text{ (формула 12.3)}$$

діаметр шарошки $= d_{ш} = \frac{D_c}{1,6}, = 0,2695/1,6 = 0,1684 \text{ м}$

де D_c – діаметр свердловини з врахуванням кавернозності, м,

$$D_c = D \cdot k_k = 0,245 \cdot 1,1 = 0,2695 \text{ м, дано}$$

$D = 245 \text{ мм} = 0,245 \text{ м}$ – діаметр попередньо спущеної обсадної колони

$k_k = 1,1$ – коефіцієнт кавернозності;

$Z = 23$ – максимальна кількість зубів на периферійному вінці шарошки;

$t_{\min} = 5,6 \cdot 10^{-3} \text{ с}$ – мінімально необхідний час контакту зуба долота з породою;

швидкість обертання долота

$$\omega_{\text{д}} < 2 \cdot 3,14 \cdot 0,1684 / 5,6 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2159 \cdot 23 = 38,039 \text{ (с}^{-1}\text{)}.$$

Витрату промивальної рідини Q проєктують, виходячи із умов:

а) очищення вибою свердловини від шламу:

$$Q_1 = q_0 \cdot F_{\text{виб}}, = 0,4 \cdot 0,03658 = 0,0146 \text{ м}^3/\text{с} \quad (12. 5)$$

де $q_0 = 0,4 \text{ м/с}$ питома витрата промивальної рідини, дано,

$F_{\text{виб}}$ – площа вибою свердловини, м^2 :

$$F_{\text{виб}} = \frac{\pi}{4} D_{\text{д}}^2, = 3,14/4 \cdot 0,2159^2 = 0,03658 \text{ м}^2 \quad (12. 6)$$

б) транспортування шламу в кільцевому просторі:

$$Q_2 = \mathcal{G}_{\min} \cdot F_{\text{кн}}, = 0,81 \cdot 0,00936 = 0,00758 \text{ м}^3/\text{с} \quad (12. 7)$$

де \mathcal{G}_{\min} – швидкість руху рідини в кільцевому просторі, $0,81 \text{ м/с}$, дано

у скельних породах $\mathcal{G}_{\min} = 0,7 - 1,0 \text{ м/с}$ [5];

в м'яких породах $\mathcal{G}_{\min} = 1,0 - 1,4 \text{ м/с}$ [5].

$F_{\text{кн}}$ – площа кільцевого простору, м^2 ;

$$F_{\text{кн}} = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_{\text{бм}}^2), = 3,14/4 (0,2695^2 - 0,245^2) = 0,00936 \text{ м}^2 \quad (12. 8)$$

де D_c – діаметр свердловини з врахуванням кавернозності $= 0,2695 \text{ м}$

D – зовнішній діаметр бурильних труб, $0,245$ дано попередня труба, м .

З розрахованих значень Q вибирають найбільше ($Q_1 = 0,0146 \text{ м}^3/\text{с} = 14,6 \text{ л/с}$), яке узгоджують з робочою характеристикою бурового насоса, що подана в табл. 12. 3.

За фактичну витрату приймають найближче більше значення витрати Q і відповідне їй значення тиску P . Тому $P = 20 \text{ МПа}$, діаметр циліндрових втулок 130 мм , буровий насос БРН-1

Швидкість обертання долота вибираємо, виходячи з характеристики ротора бурової установки $n_p = 60 \text{ хв}^{-1}$.

$$\text{Відповідно до цього } \omega_{\text{д}} = \frac{\pi \cdot n_{\text{д}}}{30} = \frac{3,14 \cdot 60}{30} = 6,28 \text{ (с}^{-1}\text{)}$$

Проектування витрати промивальної рідини

Умова очищення вибою свердловини від шламу:

$$Q_1 = 0,4 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,2159^2}{4} \cdot 1,11 = 0,01625 \text{ (м}^3/\text{с)}.$$

Умова транспортування шламу в незакріпленому кільцевому просторі:

$$Q_2 = 0,81 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (0,2159^2 \cdot (1,11) - 0,114^2) = 0,0246 \text{ (м}^3\text{/с)}.$$

Умова транспортування шламу в закріпленому кільцевому просторі:

$$Q_2 = \frac{\pi}{4} \cdot (0,2272^2 - 0,114^2) \cdot 0,81 = 0,0245 \text{ (м}^3\text{/с)}$$

З розрахованих значень вибираємо найбільше ($Q=0,0246 \text{ м}^3\text{/с}$), яке узгоджуємо з технічною характеристикою насоса бурової установки. За фактичну витрату приймаємо найближче її значення Q і відповідне значення тиску P . Технічна характеристика бурового насоса У8-6МА2 подана в таблиці 1.3. Приймаємо діаметр втулок $d_{BT}=150 \text{ мм}$, відповідно до якого продуктивність та тиск насоса становлять: $Q = 26,7 \frac{\text{л}}{\text{с}} = 0,0267 \text{ м}^3\text{/с}$; $P=19 \text{ МПа}$.

Задачі для самостійного розв'язування

1. Визначити необхідне навантаження на долото та швидкість його обертання для буріння свердловини діаметром 215,9 мм в м'яких гірських породах, для якої $P_{III}=180 \text{ МПа}$.

2. . Визначити необхідне навантаження на долото та швидкість його обертання для буріння свердловини діаметром 190,5 мм в твердих породах, для яких $P_{III}=2000 \text{ МПа}$.

3. Запроектувати витрату промивальної рідини для буріння свердловини бурильними трубами діаметром 127 мм в твердих породах діаметром 215,9 мм роторним способом при коефіцієнті кавернозності 1,1. В свердловину спущена обсадна колона довжиною 2000 м, зовнішнім діаметром 245 мм та товщиною стінки 12 мм.

4. Запроектувати витрату промивальної рідини для буріння свердловини бурильними трубами БТ діаметром 114,3 мм в твердих породах діаметром долота 190,5 мм роторним способом при коефіцієнті кавернозності 1,2 . Спущена обсадна колона довжиною 1400 м, зовнішнім діаметром 219 мм та товщиною стінки 10 мм.

5. Визначити необхідний крутний момент на долото з простою опорою діаметром 215,9 мм при навантаженні на нього 200 кН та швидкості обертання ротора 5 с^{-1} в гірських породах середньої твердості.

6. Визначити необхідний крутний момент на долото з ущільненою опорою при навантаженні на нього 250 кН для буріння свердловини діаметром 190,5 мм при швидкості обертання ротора 7 с^{-1} в твердих породах.

7. Визначити момент на обертання бурильної колони в свердловині діаметром 190,5 С-ГНУ, якщо на холосте обертання бур. колони потрібно 2000 Нм. Швидкість обертання ротора 7 с^{-1} при навантаженні на долото 180 кН.

8. Визначити момент на обертання бурильної колони в свердловині діаметром 215,9 Т-ГАУ, якщо на холосте обертання бурильної колони потрібно 2500 Нм. Швидкість обертання ротора 3 с^{-1} при навантаженні на долото 220 кН.

Висновок.

Рекомендована література

1. Войтенко В. С. Технологія і техніка буріння: узагальнювальна довідкова книга / В. С. Войтенко, В. Г. Вітрик, Р. С. Яремійчук, Я. С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2012 – 708 с.
3. Геологорозвідувальна справа і техніка безпеки: навч. посібник / П. П. Вирвінський, Ю. Л. Кузін, В. Л. Хоменко. – Д.: Національний гірничий університет, 2010. – 368 с.
4. Довідник з нафтогазової справи / За ред. В. С, Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
5. Дорошенко С. Українська термінологія нафтогазової промисловості: становлення і розвиток. Монографія / С. Дорошенко. – Полтава: Видавництво ПолтНТУ, 2013. – 139 с.
6. Зарубін Ю. О. Розробка морських родовищ нафти і газу: Підручник / Зарубін Ю. О., Гунда М. В., Гришаненко В. П., Буренков В. В., Швидкий О. А. – К.: ДП «Науканафтогаз» Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України», 2012. – 312 с.
7. Коцкулич Я. С. Бурові промивні рідини / Я. С. Коцкулич, М. І. Оринчак, М. М. Оринчак. – Івано-Франківськ: «Факел», 2008. – 500 с
8. Маєвський Б. Й. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів / Б. Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, В. В, Гладун, П. М. Чепіль. – К.: Наукова думка, 2004. – 446 с.
9. Табаченко М. М. Фізико-хімічна геотехнологія: Навч. пос. / М. М. Табаченко, О. Б. Владико, О. Є. Хоменко, Д. В. Мальцев. – Дніпропетровськ: НГУ, 2012. – 310 с.
10. Трубенко О. М. Геологія і нафтогазоносність морських надр: Підручник / О. М. Трубенко, Б. Й. Маєвський, С. С. Куровець, В. Г. Омельченко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. – 232 с.
11. Шпак О.Г. Нафта й нафтопродукти / Щ.Г. Шпак. – К.: Ясон-К, 2000. – 368 с. Яремійчук Р. Бурові розчини, їх класифікація, технологія застосування / Р. Яремійчук, А. Андрусак. – Івано-Франківськ, 1996.