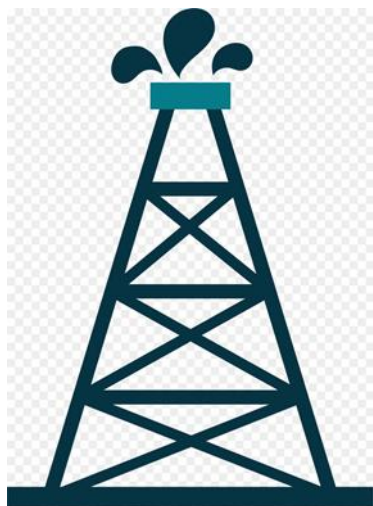


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА**



МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ

до проведення практичних занять та організації самостійної роботи
з навчальної дисципліни

«БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН»

*(для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології,
освітньо-професійна програма «Нафтогазова інженерія та технології»)*

**Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2025**

Методичні рекомендації до проведення практичних занять та організації самостійної роботи з навчальної дисципліни «Буріння нафтових і газових свердловин» (для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології), освітньо-професійна програма «Нафтогазова інженерія та технології» / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; уклад. В. М. Орловський, І. О. Худяков. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2025. – 125 с.

Укладачі канд. техн. наук, доц. В. М. Орловський
 докт. філософії І. О. Худяков

Рецензент

В. С. Білецький, доктор технічних наук, професор, професор кафедри видобування нафти, газу і газоконденсату НТУ «ХП»

Рекомендовано випусковою кафедрою Нафтогазової інженерії та технологій, протокол № 1 від 30.09.2024.

ЗМІСТ

Вступ	4
Практичні роботи	6
1 Вибір бурового обладнання згідно з гірничо-геологічними умовами буріння.....	6
2 Визначення основних параметрів тришаршкових доліт.....	10
3 Показники роботи доліт. Оцінка роботи долота за даними спостереження протягом одного рейсу.....	19
4 Визначення швидкостей будівництва свердловини.....	24
5 Проектування компоновки бурильної колони.....	31
6 Проектування параметрів режиму буріння.....	36
7 Визначення густини та умовної в'язкості промивальної рідини.....	41
8 Визначення СНЗ і показника фільтрації промивальної рідини.....	44
9 Розрахунок промивання свердловин.....	54
10 Побудова графіка суміщених тисків.....	62
11 Проектування конструкції свердловини.....	69
12 Розрахунок глибини спуску кондуктора.....	82
13 Вибір конструкції експлуатаційної колони та вибою експлуатаційної колони.....	85
14 Обладнання гирла свердловини.....	94
15 Розрахунок експлуатаційної колони для нафтових і газових свердловин.....	100
16 Розрахунок цементування експлуатаційної колони за промисловими даними.....	114
Список рекомендованих джерел	124

ВСТУП

Україна є однією з найстаріших нафтогазовидобувних держав світу. Бурхливий розвиток нафтової промисловості розпочався на початку другої половини XIX століття, коли зросла потреба у нафті та продуктах її переробки. Це пов'язано з винаходом і виготовленням у Львові в 1853 році газової лампи та винаходом і застосуванням двигунів внутрішнього згоряння. Тому почали копати нафтові шахти глибиною понад 100 м, бурити свердловини за допомогою бурових верстатів, які широко застосовувались у соляному промислі.

Станом на 01.01.2021 в Україні нараховувалося 467 об'єктів обліку (родовища природного газу та перспективні газові площі). Більша частина з них є комплексними: 65 нафтових, 111 газових, 18 нафтогазових і газонафтових, 155 газоконденсатних, 115 нафтогазоконденсатних, 3 газоконденсатно-нафтових. У промисловій розробці знаходилося 285 родовищ із балансовими (видобувними) запасами природного газу 618719 млн м³. Підготовлені до промислового освоєння 22 об'єкти з балансовими (видобувними) запасами газу 26143 млн м³. Родовища газу і газові площі в Україні зосереджені у трьох регіонах: Східному (289), Західному (135) та Південному (43).

Буріння свердловин – складний і дорогий технологічний процес. Під час буріння використовується великий набір спеціального обладнання й інструменту та допоміжні агрегати й автотранспорт. Бурове обладнання та інструмент працює у надзвичайно складних умовах, які часто важко передбачити, при невеликих запасах міцності.

Процес буріння, особливо глибоких свердловин, що протікає в умовах значної невизначеності, піддається сильним і непередбачуваним впливам, основа яких - як гірничо-геологічні, так і техніко-технологічні чинники. Буровики знають наскільки проектний геологічний розріз може відрізнятись від фактичного, а також проектна технологія буріння - від фактичної. Бурильнику доводиться відступати від проектної технології, використовувати свій досвід, знання, інтуїцію, щоб вчасно виявити зміни категорії бурильності порід, несприятливу технологічну ситуацію; хороші майстри працюють на межі мистецтва. Тому навчити бурити добре, не ставити проектні параметри режимів буріння, а варіювати ними в залежності від умов дуже складно. Набагато швидше і дешевше навчити бурильника користуватися системою автоматизованого управління процесом буріння, яка буде вибирати і підтримувати оптимальні режими буріння відповідно до заданих критеріїв оптимальності і в рамках встановлених обмежень. За допомогою систем

автоматизованого управління можна більш жорстко нормувати процес буріння, широко впроваджувати передові технології буріння.

Методичні вказівки для виконання самостійної роботи та практичних занять з навчальної дисципліни «Буріння нафтових і газових свердловин» дозволять бакалаврам при самостійному вивченню дисципліни, придбати сучасні знання та підвищити якість вивчення дисципліни.

ПРАКТИЧНІ РОБОТИ

1 ВИБІР БУРОВОГО ОБЛАДНАННЯ ЗГІДНО З ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНИМИ УМОВАМИ БУРІННЯ

Мета роботи

Набуття практичних навичок з визначення навантажень на бурові установки (БУ) та вибір БУ згідно з гірничо- геологічними умовами буріння.

Основні теоретичні положення

При розбурюванні нового нафтового або газового родовища велике значення має правильність вибору типу бурових установок, які для даного району будуть найбільш економічно вигідними. Тому при проектуванні розбурювання родовища вуглеводнів вирішуються наступні задачі:

- визначення можливості і доцільності спорудження ліній електропередач для застосування електрифікованих бурових установок;
- вибір класу бурових установок, які дають можливість здійснювати буріння швидше й дешевше.

Вихідними даними при виборі найбільш раціонального класу бурової установки є: проектна глибина буріння і конструкція свердловини. Крім того, для визначення способу транспортування і монтажу бурового обладнання необхідно враховувати рельєф місцевості, ґрунтові умови, очікувану швидкість буріння.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Зробити розрахунок маси обсадних колон.
3. Зробити розрахунок маси бурильної колони.
- 4.Зробити обґрунтування та вибір бурової установки.

Порядок виконання роботи

1. Визначаємо маси кожної із обсадних колон в конструкції свердловини.
2. Визначаємо масу бурильної колони при буріння на проектну глибину.
3. За одержаними даними попередніх розрахунків, визначаємо найбільше навантаження, яке буде отримувати бурова установка від найважчої з обсадних чи бурильних колон.
4. Визначаємо розривну міцність бурильних труб при роторному бурінні на проектну глибину свердловини.
5. З таблиці 2 – класифікації бурових установок за ГОСТ 16293-89 за

допустимим навантаженням на гаку вибираємо бурову установку необхідного класу.

Приклад

Вихідні дані:

Вибрати клас бурової установки для буріння свердловини глибиною

$L = 3000$ м.

Конструкція свердловини:

– кондуктор діаметром 340 мм, товщина стінки труб 11 мм (маса 1 п. м кондуктора 1000 Н / м);

– проміжна колона діаметром 245 мм, товщина стінки труб 9,5 мм (маса 1 п. м = 590 Н / м);

– експлуатаційна колона діаметром 146 мм (маса 1 п. м = 320 Н / м).

Глибина спуску кондуктора – 400 м, проміжної колони – 2200 м, експлуатаційної колони – 3000 м.

Для буріння свердловин на проектну глибину застосовуються бурильні труби (БТ) з умовним діаметром – 127 мм, товщина стінки БТ – 9 мм, маса одного погонного метра труби $G_{БТ} = 279$ Н / м; діаметр ОБТ – 178 мм, довжина ОБТ – 200 м, маса ОБТ $G_{ОБТ} = 1450$ Н / м.

Розв'язання:

1. Визначаємо масу кондуктора при заданих умовах:

$$G_K = L_K \cdot G_K = 400 \cdot 1000 = 0,4 \text{ МН.}$$

2. Маса проміжної колони:

$$G_{\Pi} = L_{\Pi} \cdot G_{\Pi} = 2200 \cdot 590 = 1,3 \text{ МН.}$$

3. Маса експлуатаційної колони:

$$G_E = L_E \cdot G_E = 3000 \cdot 320 = 0,96 \text{ МН.}$$

4. Маса колони бурильних труб (БТ), $L_{БТ} = L - L_{ОБТ}$:

$$G_{БТ} = L_{БТ} \cdot G_{БТ} = 2800 \cdot 279 = 0,77 \text{ МН}$$

5. Маса колони обважнених бурильних труб (ОБТ):

$$G_{ОБТ} = L_{ОБТ} \cdot G_{ОБТ} = 200 \cdot 1450 = 0,29 \text{ МН.}$$

6. Маса бурильної колони з ОБТ:

$$G_{БК} = G_{БТ} + G_{ОБТ} = 0,77 + 0,29 = 1,06 \text{ МН.}$$

7. Найбільше навантаження буде отримувати бурова установка при спуску проміжної обсадної колони.

Маса бурильної колони складе 1,06 МН. Для цієї глибини при роторному бурінні розривна міцність бурильних труб повинна бути не меншою:

$$R_{БТ} = k_3 \cdot G_{БК} = 1,5 \cdot 1,06 = 1,59 \text{ МН,}$$

k_3 – коефіцієнт запасу міцності = 1,5.

8. Отже, для бурильних труб розривна міцність складає 1,59 МН. Цим вимогам за допустимими навантаженнями на гаку задовольняє бурова установка п'ятого класу згідно з ГОСТ 16293-89 (табл. 1.2) з допустимим навантаженням на гаку 2,0 МН (200 т).

Відповідно до ГОСТ навантаження від маси бурильної колони допускається не більшим 0,6 розривної міцності, тобто $0,6 \cdot 2,0 = 1,2$ МН. Так як в нашому випадку $G_{БК} = 1,06$ МН, то обрана установка задовольняє цим вимогам.

Відповідь: Вибираємо бурову установку п'ятого класу згідно з ГОСТ 16293-89 (табл. 1.1) з допустимим навантаженням на гаку 2,0 МН (200 т).

Вихідні дані для виконання практичної роботи подано в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані

№ вар	Глибина свердловини, м	Конструкція свердловини						Глибина спуску обсадної колони, м	
		кондуктор		проміжна колона		експлуатаційна колона		кондуктор	проміжна колона
		D, мм	маса 1 п.м, Н/м	D, мм	маса 1 м. п, Н/м	D, мм	маса 1 м. п, Н/м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	2500	340	1000	245	590	146	320	450	1200
1	2550	245	750	245	590	146	320	875	1200
2	2600	340	1000	245	590	146	320	500	1250
3	2650	245	750	245	590	146	320	900	1250
4	2700	340	1000	245	590	146	320	550	1300
5	2750	245	750	245	590	146	320	845	1300
6	2800	340	1000	245	590	146	320	555	1350
7	2850	245	750	245	590	146	320	789	1350
8	2900	340	1000	245	590	146	320	456	1400
9	3050	245	750	245	590	146	320	765	1400
10	3100	340	1000	245	590	146	320	400	1500
11	3150	245	750	245	590	146	320	880	1500
12	3200	340	1000	245	590	146	320	200	1550
13	3250	245	750	245	590	146	320	250	1550
14	3300	340	1000	245	590	146	320	300	1600
15	3350	245	750	245	590	146	320	350	1600
16	3400	340	1000	245	590	146	320	400	1650
17	3450	245	750	245	590	146	320	450	1650
18	3500	340	1000	245	590	146	320	500	1700
19	3550	245	750	245	590	146	320	550	1700
20	3600	340	1000	245	590	146	320	600	1750
21	3650	245	750	245	590	146	320	650	1750
22	3700	340	1000	245	590	146	320	700	1800
23	3750	245	750	245	590	146	320	750	1800

Продовження таблиці 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24	3800	340	1000	245	590	146	320	800	1850
25	3850	245	750	245	590	146	320	850	1850

Додаткові дані для всіх варіантів.

Глибина спуску експлуатаційної колони дорівнює глибині свердловини. Бурильні труби (БТ) умовним діаметром 127 мм, товщина стінки БТ – 9 мм, маса одного погонного метра труби $G_{БТ} = 279 \text{ Н / м}$; ОБТ діаметром 178 мм, довжина ОБТ 200 м, $G_{ОБТ} = 1450 \text{ Н / м}$.

Таблиця 1.2 – Класифікація бурових установок згідно з ГОСТ 16293-89

Клас	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Допустимі навантаження на гаку, кН	800	1000	1250*	1600	2000	2500	3200	4000*	5000*	6300	8000*	10000
Умовна глибина буріння, м	1250	1600	2000	2500	3200	4000	5000	6500	8000	10000	12500	16000

*У класах 3, 8, 9 та 11 допускається виготовлення бурових установок з допустимими навантаженнями на гаку відповідно 1400, 4500, 5800 и 9000 кН.

Контрольні питання

1. Які типи бурових установок застосовуються в глибокому бурінні на нафту і газ?
2. Які типи приводів застосовуються в бурових установках?
3. Які вихідні дані використовуються при виборі бурової установки?
4. З яких блоків складається бурова установка?
5. На скільки класів поділяються бурові установки згідно з ГОСТ 16293-89?
6. Що розуміють під означенням бурова установка?

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОСНОВНИХ ПАРАМЕТРІВ ТРИШАРОШКОВИХ ДОЛІТ

Мета роботи

Визначити основні конструктивні параметри й умови застосування тришарошкових доліт.

Основні теоретичні положення

Загальні відомості

Шарошкове долото, як по конструкції, так і за технологією виготовлення є найскладнішим серед породоруйнуючих інструментів. Тришарошкове долото являє собою тверду нероз'ємну конструкцію, що складається або з трьох, зварених між собою секцій (безкорпусні долота), або з цільного литого корпусу, до якого приварюються секції (корпусні долота).

Секція, у свою чергу, складається з лапи, на цапфі якої змонтована на підшипниках шарошка. Відповідно до ДСТ 20692-75 шарошкові долота можуть виготовлятися діаметрами: 46,0; 59,0; 76,0; 93,0; 108,0; 112,0; 132,0; 142,9; 146,0; 151,0; 165,1; 190,5; 215,9; 244,5; 250,8; 269,9; 295,3; 320,0; 349,2; 374,6; 393,7; 444,5; 490,0; 508,0 мм.

У найбільшій кількості випускаються долота наступних розмірів: 190,5; 215,9; 269,9 мм.

Конструкція тришарошкових доліт

Система озброєння долота

Основним робочим органом долота є шарошка. Шарошка – сталева конусоподібна деталь, вільно посаджена на цапфі яка несе на своїй поверхні індентори – зуби (зубки, штирі). За формою шарошки бувають одноконусні (що складаються з основного і зворотного конусів) і багатоконусні, що мають ще один або два додаткових конуси, що розташовуються між основним і зворотним конусами.

Зворотний конус шарошки звернений до стінки свердловини. У плані шарошки розміщаються зі зсувом осей щодо осі долота. Величина зсуву K називається коефіцієнтом проковзування і в залежності від типорозміру долота коливається від 0 до 10 мм. Чим більше величина зсуву K і більше число конусів, тим більше зуби шарошки прослизують по вибою.

Для буріння м'яких порід застосовуються долота з багатоконусними шарошками і максимальною величиною зсуву K . Чим твердіше порода, тим більше форма шарошки повинна наближатися до одноконусної і тем менше

повинна бути величина зсуву K . У того самого долота шарошки розрізняються по виду. Нумерація шарошок ведеться в порядку від найвищої до самої короткої, що має форму усіченого конуса.

Зуби на шарошці розташовуються вінцями. Вінці позначаються великими буквами російського алфавіту в порядку від вершини шарошки до її підстави. Вінець, розташований у підставі шарошки називається периферійним. Перша шарошка має мінімальну кількість зубів на вінці A , а третя – максимальне.

Під озброєнням шарошок розуміють геометричну форму і розташування зубів на шарошці. У межах вінців, озброєння характеризується наступними параметрами: крок зубів – t ; висота зуба – h ; довжина зуба – l ; кут при вершині – 2β .

На периферійному вінці зуби в плані можуть мати Γ , T або Π образну форму. Для підвищення зносостійкості, сталеві зуби периферійних і внутрішніх вінців наплавляють зерновим твердим сплавом. Крім сталевих зубів, виконаних з того ж матеріалу, що і шарошка, як озброєння усе ширше застосовуються твердосплавні зубки з напівсферичною або клиноподібною робочою частиною.

У залежності від характеру озброєння всі тришарошкові долота поділяються на 13 типів для розбурювання порід від м'яких до особливо міцних. Вони випускаються під шифрами M , $M3$, MC , $MC3$, C , $C3$, CT , T , $T3$, TK , $TK3$, K , OK . Долота типу M , MC , C , CT , T випускаються зі сталевими зубами. При цьому зі збільшенням твердості порід зменшується висота зуба і крок, збільшується кут пригостріння і кількість зубів. Для абразивних порід застосовуються долота $M3$, $MC3$, $C3$, $T3$, $TK3$. Тут шарошки озброєні твердосплавними зубками з клиноподібною вершиною. Долота типу TK мають комбіноване озброєння – сталеві зуби і твердосплавні зубки з напівсферичною вершиною. Для міцних і дуже міцних порід застосовують долота K и OK , озброєні зубками з напівсферичною вершиною.

На рисунку 2.1 наведені твердосплавні зубки, які використовуються для армування шарошкових доліт.

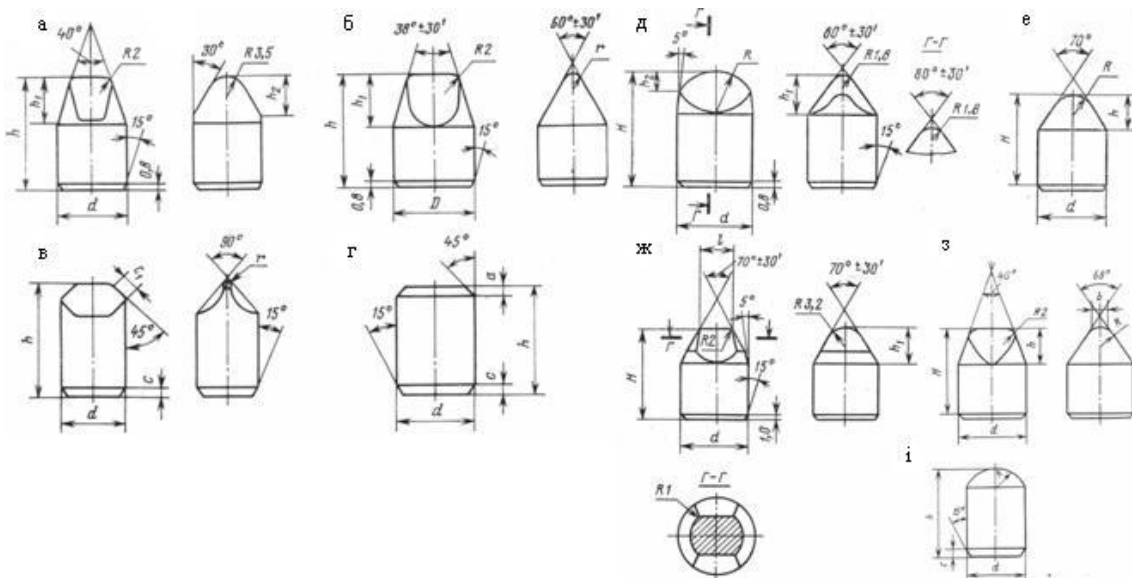


Рисунок 2.1 – Зубки, які використовують для армування шарошкових доліт:

а – М; б – М2; в – Г-25; г – Г-54; д – Т; е – К; ж – СТ; з – С; і – Г-26

Маркуються зубки наступним чином: С11×17. Де С – вид (модифікація) зубка; 11 – округлений діаметр зубка, мм; 17 – округлена висота зубка.

Для армування основних вінців шарошок долота типу МЗ використовуються зубки М та М2, які замінили зубок старої форми Г-25. Діаметр зубка d варіюється від 10,12 до 14,14 мм а висота h – від 14,7 до 19,6 мм. Зубок М відрізняється від зубка М2 меншим кутом пригостріння, а також більшими висотою і вильотом головки зуба. Чим більше притуплення зубка тим більша стійкість зубка і менша механічна швидкість буріння. Задля уникнення абразивного зносу зворотних тильних конусів шарошок їх армують зубками Г-54. Головка такої вставки виконується гладкою і запресовується майже врівень з поверхнею зворотного конуса шарошки.

Для армування доліт типу СЗ використовують зубок С, який замінив зубок Г-25. Цей зубок має більш притуплену вершину ніж зубок М. Діаметр зубка коливається від 8,12 до 14,14 мм; висота H – від 11,7 до 19,6 мм; ширина b притуплення вершини – від 2,7 до 3,4 мм; радіус закруглення – від 2,6 до 3,2 мм.

Озброєння шарошок доліт типу ТЗ раніше було представлене тільки зубками Г-25. В теперішній час використовують зубки типу С і дещо рідше Т. Зворотний конус шарошок армується зубком Г-54.

Для армування шарошок доліт ТКЗ використовують зубки з різними робочими головками Г-25 і Г-26 або Т і К, які чергуються між собою в кожному вінці. Іноді використовують зубки.

Для армування доліт типу К використовують зубки Г-26 і рідше К з

напівсферичною формою робочої головки.

Для армування доліт типу ОК використовують зубки Г-26 і Г-54.

Система опори долота

На рисунку 2.2 представлені елементи опори шарошки. Опора шарошки долота зазвичай складається з консольної лапи 1, які являє собою єдине ціле з лапою 2, і підшипників, які дозволяють шарошці при обертанні долота вільно обертатися відносно цапфи і передавати осьові і радіальні навантаження. Один з підшипників одночасно з відміченими функціями виконує також функції фіксуючого пристрою, який утримує шарошку на цапфі від подовжнього зсуву. Такий підшипник називають замковим. Зазвичай він виконується у вигляді шарикопідшипника 3. Його шари заводяться у відповідне гніздо через циліндричний прохід 5, який просвердлений в цапфі, а потім запираються спеціальним замковим пальцем 4. На одному з кінців пальця 4 виточується сферичний виріз 6, який точно відповідає профілю внутрішньої бігової доріжки 8 замкового підшипника. На другому кінці пальця – канавка 7 під зварювальний шов, який фіксує правильне положення пальця і перешкоджає його зсуву і випаданню. По обом сторонам замкового підшипника зазвичай монтуються великий і малий підшипники. Великий підшипник складається з бігової доріжки 11, тіл кочення 10 і направляючих площин 12. Він відділяється від замкового підшипника буртиком 13. Малий підшипник виконується аналогічно.

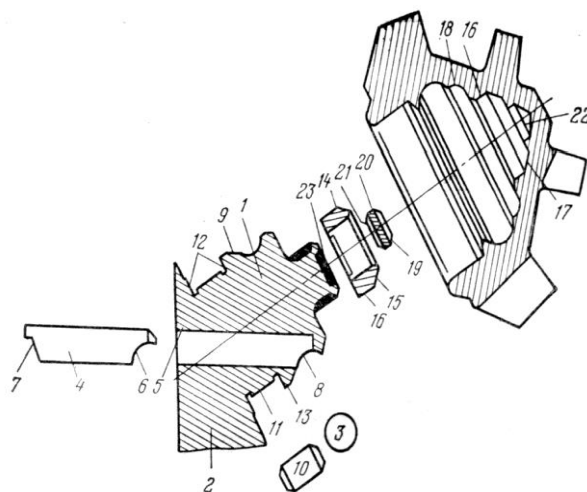


Рисунок 2.2 – Елементи опори шарошки

В якості підшипників застосовуються підшипники кочення (кулькові або роликові) і ковзання. У залежності від типорозміру долота опора має різне сполучення кулькових (Ш), роликових (Р) підшипників і підшипників ковзання (С). Відповідно схеми опор позначаються, наприклад, ШШР, РШР, РШС тощо.

Один з кулькових підшипників, що виконує роль замка й утримує шарошку на цапфі, називається замковим. Він сприймає як радіальні, так і осьові навантаження. При зборці долота опора заповнюється консистентним графітовим змащенням. У процесі буріння це змащення вимивається промивальною рідиною, в опору проникає шлам, і вона швидко зношується. Таким чином, опора долота являє собою уразливий вузол, недостатня працездатність якого часто обмежує тривалість роботи долота на вибої. Для усунення цього недоліку розроблені шарошкові долота з герметизованою опорою, що наповнена мастилом (рис. 2.3.). У результаті ресурс таких доліт підвищився в кілька разів.

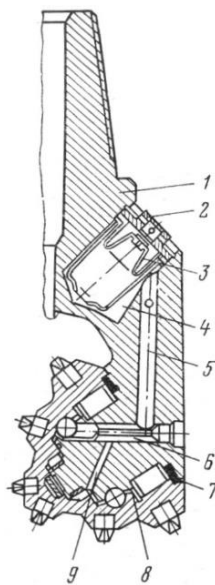


Рисунок 2.3 – Секція долота з герметизованою опорою

Такі долота відрізняються наявністю пристроїв для подачі мастила 3 і герметизації 7, а також системи каналів 5, 6, 9 і зазорів 8 для підведення мастила до елементів шарошки в процесі буріння. Мастило накопичується в резервуарі-лубрикаторі 4, який розташований в лапі 1 і подається в змащувальні канали 5 під дією пружного діафрагменого ковпачкового компенсатора 3, який деформується при перепаді тисків, що діє з боку промивальної рідини, що проникає через отвори в кришці 2, або ж з боку мастила.

У залежності від схеми опори всі долота, виготовлені відповідно до ДСТ-20692-75, мають у шифрі букви:

- В – опора складається тільки з підшипників кочення (РШР, РШШ тощо);
- Н – опора має у своєму складі один підшипник ковзання (РШС, ШШС);
- А – опора має у своєму складі два підшипники ковзання (СШС).

У доліт з герметизованою опорою наприкінці шифру долота ставиться буква У (від слова «ущільнення»).

Промивальна система доліт

По розташуванню і конфігурації промивальних каналів розрізняють долота з центральним промивальним каналом (позначається буквою Ц) і гідромоніторні долота з бічними каналами (Г).

У гідромоніторних доліт наприкінці промивальних каналів установлені змінні мінералокерамічні або твердосплавні насадки – сопла (рис. 2.4).

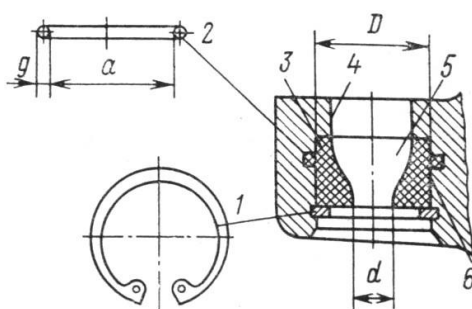


Рисунок 2.4 – Вузол кріплення гідромоніторного долота

Сопло 3 з зовнішнім діаметром D має порожнину 5, яка плавно звужується вниз до впускного отвору, який дорівнює діаметру промивального каналу 4, до діаметру d впускного отвору. Зазор між зовнішньою поверхнею 6 сопла і внутрішньою стороною розточки у устя каналу герметизується тороїдальним ущільнюючим кільцем 2 товщиною g і внутрішнім діаметром a , яке виготовляється з термостійкої пружної гуми. Від випадання з розточки сопло утримується за допомогою пружинного стопорного кільця 1. Сопло формує і направляє на вибій між двома суміжними шарошками струмінь промивальної рідини зі швидкістю понад 80 м/с. У закордонній технічній літературі гідромоніторні долота називають струминними.

Долота для буріння з продувкою повітрям (позначаються буквою П) мають спеціальні канали, просвердлені в лапах і цапфах долота. По цих каналах частина повітря (приблизно 30 %) з центрального каналу надходить в опору і охолоджує її. Для запобігання влучення в опору шарошки шламу в центральному каналі іноді встановлюють зворотний клапан.

Маркування (шифр) шарошкових доліт

Маркування долота, як правило, вибивається на верхньому торці приєднувального різьблення.

Наприклад, шифр ІІІ 76 К-ЦВ розшифровується в такий спосіб:

ІІІ – тришарошкове;

76 – діаметр долота в мм;

К – для буріння міцних порід;

Ц – центральне промивання;

В – в опорі тільки підшипники кочення, для високообертового буріння.

Долото ІІІ 215,9 МСЗ-ГНУ:

ІІІ – тришарошкове;

215,9 – діаметр долота в мм;

МСЗ – для м'яких з прошарками середньої твердості абразивних порід;

Г – гідромоніторне промивання;

Н – в опорі один підшипник ковзання, для низькообертового буріння;

У – опора герметизована.

Деякі відомості з механіки шарошкових доліт

При роботі долота шарошки здійснюють складний рух. У результаті того, що кожна шарошка по черзі спирається то на один зуб, то на два, долото робить вертикальні зворотно-поступальні коливання.

Якщо допустити, що шарошка має один вінець і перекочується по вибою, який не деформується, то амплітуду цього коливання можна визначити за формулою

$$\delta = r \left(1 - \cos \frac{\pi}{z} \right) \cos \beta, \quad (2.1)$$

де r – радіус периферійного вінця шарошок по вершині зубів;

β – половина кута основного конуса;

z – середнє число зубів на периферійному вінці.

Частота цих коливань і при синхронній роботі шарошок дорівнює

$$i = m \cdot z \cdot n \frac{D}{d_{\text{ш}}}, \quad (2.2)$$

де m – число зубів на шарошці;

n – частота обертання долота;

D – діаметр долота;

$d_{\text{ш}}$ – діаметр шарошок.

Якщо зневажити прослизанням зубів шарошок по вибої, то частота обертання шарошок n і час контакту зуба з вибоєм t_k визначається за формулою

$$n_{\text{ш}} = n \frac{D}{d_{\text{ш}}}, \quad (2.3)$$

$$t_k = \frac{60}{n_{\text{ш}} - z}, \quad (2.4)$$

Мінімально необхідний час контакту зубів з породою приймається для

пружно-крихких порід $t_k = 6-8$ мс; пружно-пластичних $t_k = 5-7$ мс; пластичних $t_k = 3-6$ мс.

Площа контакту S_k зубів шарошок з недеформованим вибоєм дорівнює

$$S_k = \frac{D}{2} b \eta, \quad (2.5)$$

де b – ширина (тупизна) зубів при вершині;

η – коефіцієнт перекриття вибою свердловини зубами долота

$$\eta = \frac{2(\Sigma 1_1 + \Sigma 1_2 + \Sigma 1_3)}{D}, \quad (2.6)$$

де $\Sigma 1_1, \Sigma 1_2, \Sigma 1_3$ – сума довжин зубів по утворюючі на першій, другій і третій шарошках. У залежності від типу долота коливається в межах 0,7–1,3.

При бурінні міцних і крихких порід долотами із шарошками чистого кочення момент, що крутить, на долоті можна визначити за формулою

$$M_{кр.д} = \frac{t}{r_{ш}} R_d G, \quad (2.7)$$

де t – середня величина кроку зубів шарошок;

$r_{ш}$ – середній радіус шарошок;

R_d – радіус долота;

G – осьове навантаження на долото.

При бурінні гідромоніторними долотами швидкість витікання струменя з насадки визначається за формулою

$$V = \frac{Q}{f_d} = \frac{4Q}{\pi d^2}, \quad (2.8)$$

де Q – витрата промивальної рідини через долото;

f_d – сумарна площа поперечного переріза насадок долота;

m – число насадок;

d – діаметр вихідного перетину насадки.

Перепад тиску на долоті визначається за формулою

$$P_d = \frac{\rho Q^2}{2\mu^2 f_d^2}, \quad (2.9)$$

де ρ – щільність промивальної рідини;

μ – коефіцієнт витрати насадки (для доліт, що серійно випускаються, $\mu = 0,7-0,9$).

Завдання

1. Навести відомості про конструкцію і маркування тришарошкових доліт.

2. Для заданого долота визначити основні параметри його озброєння й отримані дані занести в таблиці 2.2, а також тип долота і записати його шифр.

3. Для заданого варіанта (табл. 2.1) визначити швидкість витікання струменя з промивальних каналів долота і перепад тиску на долоті.

Порядок виконання роботи

Для визначення швидкості витікання струменя з промивальних каналів долота і перепаду тиску на долоті користуємось формулами, наведеними у матеріалах практичного заняття.

Вихідні дані для виконання практичної роботи подані в таблиці 2.1

Таблиця 2.1 – Вихідні дані

Вар.	Діаметр насадки, мм	Кількість насадок, шт.	Витрата рідини, л/с	Тип долота	Вар.	Діаметр насадки, мм	Кількість насадок, шт.	Витрата рідини, л/с	Тип долота
1	9	3	18	III 190,5М-ГВ	16	12	3	44	III 269,9ТЗ-ГН
2	9	3	20	III 190,5С-ЦВ	17	12	3	46	III 295,3М-ГВ
3	11	3	32	III 215,9М-ГВ	18	11	3	36	III 215,9С-ГН
4	9	2	9	II 112МС-ГВ	19	11	3	38	III 244,5С-ЦВ
5	8	3	10	III 132К-ЦВ	20	11	3	40	III 244,5К-ЦВ
6	8	3	12	III 151С-ЦВ	21	12	3	42	III 269,9М-ГН
7	10	3	24	III 190,5СЗ-ГВ	22	10	3	28	III 190,5ТКЗ-ЦВ
8	9	3	16	III 161К-ЦВ	23	10	3	30	III 190,5К-ГНУ
9	7	2	11	II 93МС-ЦВ	24	12	3	48	III 320С-ЦВ
10	12	3	50	III 393,7М-ЦВ	25	9	2	19	II 151С-ГВ
11	10	3	22	III 190,5СЗ-ГНУ	26	12	3	52	III 490С-ЦВ
12	9	3	14	III 151Т-ЦВ	27	5	2	2	II 93С-ЦВ
13	10	3	26	III 190,5Т-ЦВ	28	6	2	4	II 93К-ЦВ
14	9	2	15	II 132С-ГВ	29	7	2	6	II 112М-ГВ
15	11	3	34	III 215,9МЗ-ГВ	30	8	2	8	III 132С-ЦВ

Таблиця 2.2 – Характеристика озброєння долота

№ шарошки	Діаметр шарошок по периферійному вінці, мм	Форма шарошок	Кут основног о конуса 2β	Вінці														
				А					Б					В				
				z	1	t	h	2λ	z	1	t	h	2λ	z	1	t	h	2λ
I																		
II																		
III																		

Контрольні питання

1. Опишіть конструкцію тришарошкового долота.
2. Назвіть існуючі схеми опор шарошкових доліт.
3. Як кріпляться шарошки на цапфах долота?
4. Які бувають форми шарошок?
5. Як нумеруються шарошки долота і вінці шарошок?
6. Як впливає величина зсуву шарошок К на їхню роботу?
7. Що розуміється під озброєнням шарошкового долота?
8. Що собою представляє гідромоніторне долото?
9. Чим відрізняється долото типу М від долота типу К?
10. Як шифруються шарошкові долота?
11. Чому долото робить вертикальні коливання?

3 ПОКАЗНИКИ РОБОТИ ДОЛІТ. ОЦІНКА РОБОТИ ДОЛОТА ЗА ДАНИМИ СПОСТЕРЕЖЕННЯ ПРОТЯГОМ ОДНОГО РЕЙСУ

Мета роботи

Набуття практичних навичок аналізу показників роботи доліт, оцінки роботи долота за даними спостереження протягом одного рейсу.

Основні теоретичні положення

Продуктивність долота характеризується проходкою на долото H , яка означає довжину пробуреного даним долотом стовбура свердловини до його повного зносу, вимірюється в метрах.

T – час механічного буріння даним долотом, вимірюється у годинах.

Механічна швидкість v_m характеризує середню швидкість руйнування породи, вимірюється у м/год.

$$v_m = \frac{H}{T} \quad (3.1)$$

З механічною швидкістю пов'язана інтенсивність руйнування породи – проходка за один оберт долота, позначається як H_0 , вимірюється в мм/об.

$$H_0 = \frac{v_m}{n_0}, \quad (3.2)$$

де n_0 – число обертів долота за 1 год.

Для характеристики загального темпу заглиблення свердловини використовується такий показник, як економічна рейсова швидкість v_{pe} :

$$v_{pe} = \frac{H_i}{T_{\delta_i} + \sum T_{мно} + \frac{S_{\delta}}{A}}, \quad (3.3)$$

де $T_{мно}$ – час на спуск та підйом інструменту для заміни долота, а також на всі допоміжні роботи протягом даного рейсу;

A – вартість однієї години роботи бурової установки, грн.

Найбільш загальний інтегральний показник роботи долота – собівартість метра проходки, але частіше використовується показник вартості одного метра проходки за витратами, що залежать від часу – S :

$$S_i = \frac{S_0 + A(T_{\delta i} + \sum T_{\text{мно}})}{H_i}, \quad (3.4)$$

де H_i – наростаюче значення проходки за час $T_{\delta i}$ ($H_i = \sum H_{ti}$);

ΔT – проміжок часу, за котрий замірялася проходка (крок часу);

$T_{\delta i}$ – наростаюче значення часу буріння ($T_{\delta i} = \sum \Delta T_{ni}$);

S_0 – вартість долота, грн.;

n_i – порядковий номер заміру проходки;

H_{ti} – поточне значення одиничної проходки за час ΔT .

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Проаналізувати показники роботи долота за даними спостереження протягом одного рейсу.

Порядок виконання роботи

1. Обчислити поточні значення економічної рейсової швидкості та собівартості 1 метра проходки, побудувати графіки.
2. За даними графіків визначити доцільність подовження терміну буріння даним долотом за наведених гірничо-геологічних умов.

Приклад

Сутність завдання полягає в тому, що дані, які містяться у завданні (табл. 3.1, 3.2), дозволяють розрахувати поточні значення v_{pei} та S_i . Порівняння попередніх та наступних значень дозволяє встановити їх максимальні та мінімальні величини, а також час їх досягнення. Якщо час досягнення цих значень не перевищує час стійкості долота R у годинах на 0,25 годин, то цей час приймається за раціональний. Припускається перетримка долота до досягнення $0,9 v_{pei}$ та $1,1 S_i$ у порівнянні з їх екстремальними значеннями.

У даному завданні отримання хибних екстремумів, викликаних неоднорідністю порід, не передбачені.

Для зручності з використанням даних, що містяться у зведеннях (табл. 3.1, 3.2), складемо таблицю 3.3 відповідних значень для обраного варіанта і послідовно обчислимо поточні значення v_{pei} та S_i , застосовуючи приведені вище формули. Отримані значення також занесемо у таблицю. Використовуючи отримані дані, побудуємо графіки залежності значень v_{pe} та S_i від часу буріння. У промислових умовах графіки будуються по мірі обчислення значень v_{pe} та S_i через задані проміжки часу ΔT або аналізуються шляхом порівняння отриманих і попередніх значень.

Таблиця 3.1 – Зведення даних

Варіант завдання	Варіант зведення даних про довбання (табл. 3.2)	ΔT , хв.	$+\sum T_{\text{мног.}}$, год.	$S_{\text{д}}$, вартість. долота, грн.	A , варт. год. роботи бурової, грн./год.	R , стійкість долота, год.
1	1	30	3	45000	11000	8,0
2	2	30	2,5	40000	12000	7,5
3	3	40	2,6	30000	12000	7,0
4	4	45	3,0	35000	15000	7,5
5	5	40	3,5	45000	14000	8,5
6	6	20	1,5	55000	13000	10,5
7	7	15	1,7	45000	14000	8,0
8	3	20	1,3	30000	13000	6,5
9	4	25	1,9	30000	15000	6,0
10	5	35	3,0	45000	15000	8,0
11	5	40	5,0	55000	17500	8,5
12	6	40	5,0	45000	15000	8,0
13	8	30	4,0	50000	15000	11,5
14	9	50	4,5	75000	21000	12
15	5	40	4,6	150000	19000	15
16	6	30	7,0	85000	18500	11
17	7	30	6,5	65000	16000	9,0
18	8	15	6,5	55000	15000	8,2
19	9	60	6,3	85000	20000	8,0
20	10	50	6,4	75000	19000	7,0
21	11	50	6,6	65000	19000	5,0
22	7	45	6,0	95000	16000	10,5

Таблиця 3.2 – Зведення даних по проходці (м) за час ΔT протягом одного довбання

Варіант зведення даних										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
13	7,0	9,0	18,0	7,4	14,8	7,0	10,0	4,5	6,0	3,2
15,0	8,5	10,0	20,0	8,0	15,7	7,5	12,0	4,8	6,8	3,5
13,0	8,0	9,3	18,5	6,3	12,5	7,0	11,0	4,6	6,7	3,5
11,0	7,2	8,3	16,6	4,8	10,0	6,6	10,9	4,6	6,6	3,5
9,3	6,2	7,9	14,5	4,2	8,6	6,1	9,1	4,5	6,6	3,6
8,0	5,3	6,4	12,9	3,6	7,6	5,4	9,0	4,4	6,6	3,6
7,0	4,7	5,8	11,6	3,1	6,3	5,0	8,1	4,3	6,4	3,6
6,0	4,0	5,4	10,7	2,7	5,5	4,5	7,1	4,2	6,3	3,4
5,3	3,5	4,9	9,8	2,3	4,6	4,1	6,3	4,1	6,2	3,5
5,0	3,0	4,5	9,0	1,9	3,8	3,7	5,2	4,0	6,0	3,3
3,8	2,6	3,9	7,5	1,6	3,2	3,2	4,1	4,0	5,8	3,2
3,0	2,3	3,5	7,0	1,5	3,0	2,5	3,0	3,8	5,9	3,0
2,5	1,8	3,3	6,6	1,3	2,6	2,0	2,0	3,6	5,8	2,9
2,3	1,5	3,0	6,0	1,2	2,4	1,5	1,0	3,5	5,8	2,9
2,0	1,2	2,7	5,4	1,1	2,2	1,0	0,3	3,3	5,8	3,0
1,8	1,1	2,4	4,8	1,0	2,0	0,4	0,1	3,1	5,6	2,9
1,5	0,9	2,1	4,2	0,9	1,4	0,2	0,1	2,9	5,4	2,8
1,3	0,8	1,8	3,6	0,7	1,2	0,2	0,1	2,9	5,0	2,7
1,0	0,7	1,6	3,2	0,7	1,2	0,1	-	2,7	4,5	2,5
0,8	0,6	1,5	2,4	0,6	1,1	-	-	2,6	4,0	2,3

Таблиця 3.3 – Результати розрахунків

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
H_i	18	38	56,5	73,1	87,6	100,5	112,1	122,8	132,6	141,6	141,9	156,1	162,7	158,7	174,1	178,9	183,1	186,7	189,9	192,3
T_i	0,75	1,5	2,25	3	3,75	4,5	5,25	5	6,75	7,5	8,25	9	9,75	10,5	11,25	12	12,75	13,5	14,25	15
V_{pe}	1,8	3,6	5,01	6,08	6,86	7,43	7,86	8,18	8,41	8,57	8,22	8,67	8,67	8,13	8,59	8,51	8,41	8,29	8,16	8,01
S_1	7594	3874	2791	2301	2040	1883	1781	1712	1664	1633	1703	1616	1615	1721	1630	1644	1664	1688	1715	1748

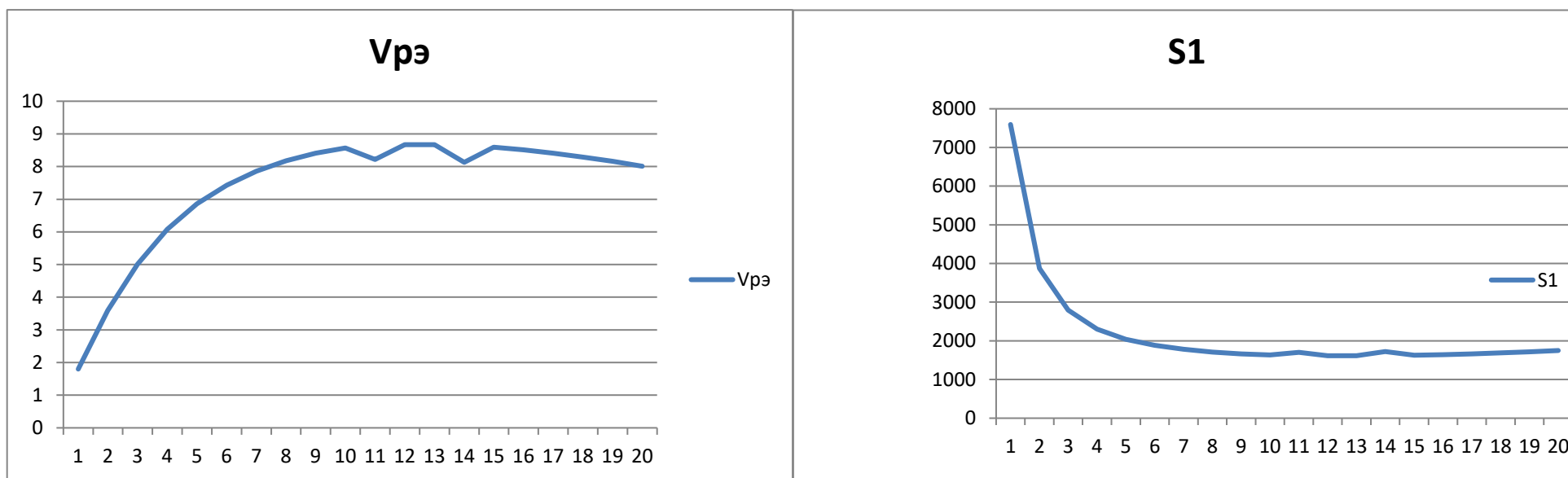


Рисунок 3.1 – Результати розрахунків

У нашому прикладі v_{pe} досягає максимального значення через 9 годин роботи долота і зберігається протягом 0,75 години. До закінчення часу стійкості долота v_{pe} досягає 0,92 від свого максимального значення.

Вартість метра проходки S_i досягає мінімального значення через 9,75 години з часу початку роботи долота і до закінчення часу стійкості долота досягає значення 1,082. Це означає, що це долото практично відпрацювало свій ресурс часу оптимально, і збільшувати рекомендований час роботи для отримання значень $0,9v_{pe}$ та $1,1S_i$ недоцільно.

Вихідні дані для виконання практичної роботи вказані у таблицях 3.1 та 3.2.

Контрольні питання

1. Яка обсадна колона називається кондуктором?
2. Призначення кондуктора.
3. Намалюйте двоколонну конструкцію свердловини.
4. Що розуміють під терміном "вихід обсадної колони з-під подошви попередньої колони"?
5. Для чого цементують обсадні колони??

4 ВИЗНАЧЕННЯ ШВИДКОСТЕЙ БУДІВНИЦТВА СВЕРДЛОВИНИ

Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунку термінів розробки родовища та коефіцієнтів нафтовилучення при режимі розчиненого газу.

Основні теоретичні положення

Будівництво свердловин уключає в себе такі етапи:

1. *Підготовчі роботи*, виконані до будівництва вишки і монтування обладнання (розчищення площі; планування, риття траншей, прокладання водопроводу і т. п.);

2. *Вишкомонтажні роботи* (будівництво або перетягування вишки, монтування бурового обладнання, встановлення його на фундамент);

3. *Підготовчі роботи до буріння* (обкатування змонтованого обладнання, оснащення талевої системи і т. д.);

4. *Буріння та кріплення* свердловини (проходження стовбура, вимірні роботи, спуск у свердловину обсадних колон та їх цементування);

5. *Випробування свердловин* на продуктивність;

6. *Демонтування обладнання* (розбирання вишки, роз'єднання блоків обладнання, підготовка його до перетягування на новий об'єкт).

Розподіл цих процесів у часі відображає виробничий цикл будівництва свердловини ($T_{\text{ц.}}$)

$$T_{\text{ц.}} = T_{\text{п.}} + T_{\text{вм.}} + T_{\text{п.б.}} + T_{\text{б.к.}} + T_{\text{в.}} + T_{\text{д.}}, \quad (4.1)$$

де $T_{\text{п.}}$ – тривалість підготовчих робіт до вишкобудування та монтування обладнання;

$T_{\text{вм.}}$ – тривалість вишкомонтажних робіт;

$T_{\text{п.б.}}$ – тривалість підготовчих робіт до буріння;

$T_{\text{б.к.}}$ – тривалість робіт з буріння та кріплення свердловини;

$T_{\text{в.}}$ – тривалість робіт з випробування свердловини на продуктивність;

$T_{\text{д.}}$ – тривалість робіт з демонтування обладнання.

Тривалість етапу буріння та кріплення ($T_{\text{б.к.}}$)

$$T_{\text{б.к.}} = t_{\text{пр.}} + t_{\text{р.}} + t_{\text{ус.}} + t_{\text{н.п.}}, \quad (4.2)$$

де $t_{\text{пр.}}$ – продуктивний час буріння,

$$t_{\text{пр.}} = t_{\text{м.б.}} + t_{\text{СПО}} + t_{\text{кр.}} + t_{\text{доп.}}, \quad (4.3)$$

де $t_{\text{м.б.}}$ – час на механічне буріння;

$t_{\text{СПО}}$ – час на спуско-підіймальні операції та нарощування бурильної колони;

$t_{кр.}$ – час на кріплення свердловини;

$t_{доп.}$ – час на підготовчо-допоміжні роботи (заміна долота, перевірка і заміна вибійних двигунів, приготування та обважнення промивальних рідин, вимірні роботи тощо);

$t_{р.}$ – час на ремонтні роботи в період буріння і кріплення (проведення профілактики обладнання, ліквідація несправностей, які виникли в період буріння та кріплення);

$t_{ус.}$ – час на ліквідацію ускладнень, які виникли з геологічних причин;

$t_{нп.}$ – непродуктивний час буріння,

$$t_{нп.} = t_{а.} + t_{орг.п.}; \quad (4.4)$$

де $t_{а.}$ – час на ліквідацію аварій;

$t_{орг.п.}$ – витрати часу через простой з організаційно-технічних причин.

При проектуванні балансу календарного часу будівництва свердловини встановлюють нормативну тривалість циклу.

При аналізі балансу необхідно розглянути співвідношення витрат продуктивного і непродуктивного часу.

Баланс календарного часу та його окремі елементи служать основою для визначення швидкостей буріння, які відображають темпи будівництва свердловини.

1. *Середня механічна швидкість* проходження по свердловині (м/год.)

$$V_{м.} = \frac{L_{с.}}{t_{м.б.}}, \quad (4.5)$$

де $L_{с.}$ довжина стовбура свердловини, м.

2. *Середня рейсова швидкість* проходження по свердловині (м/год.)

$$V_{р.} = \frac{L_{с.}}{t_{м.б.} + t_{СПО}} \quad (4.6)$$

3. *Технічна швидкість буріння* визначається як відношення довжини стовбура свердловини до продуктивного часу (м/ст.-міс.)

$$V_{тех.} = \frac{720 * L_{с.}}{t_{пр.}}, \quad (4.7)$$

де 720 – тривалість одного станко-місяця буріння (30 дн. x 24 год.), год.

Технічна швидкість залежить в основному від ступеня досконалості застосовуваних технології та техніки буріння, природних умов, кваліфікації бурової бригади. Цей показник використовують для порівняльної оцінки ефективності нової техніки або нової технології буріння, а також для зіставлення ефективності технології буріння і ступеня досконалості виконання основних видів робіт у різних бурових бригадах,

оснащених однаковою технологією.

Головні резерви збільшення технічної швидкості – вдосконалення технології й техніки буріння, освоєння прогресивних прийомів виконання основних операцій, підвищення кваліфікації персоналу.

Нормативну технічну швидкість буріння визначають із урахуванням продуктивних витрат часу з діючими нормами.

4. *Комерційна швидкість буріння* визначається як відношення довжини стовбура свердловини до календарного часу буріння (в м/ст.-міс).

$$V_{\text{ком.}} = \frac{720 \cdot L_{\text{с.}}}{T_{\text{к.б.}}}, \quad (4.8)$$

де $T_{\text{к.б.}}$ – календарний час буріння.

Комерційна швидкість характеризує загальний темп буріння та кріплення свердловини і залежить від таких основних факторів:

а) природних умов (глибина буріння, міцність порід, складність геологічного розрізу);

б) стану технічної озброєності й прогресивності технології буріння (поєднання способів буріння, застосовуваного обладнання, долота, вибійних двигунів, промивальних рідин, засобів механізації, режимів буріння);

в) ступеня організації виробництва (стан господарств, які обслуговують буріння, чіткість і злагодженість їх роботи, організація матеріально-технічного постачання, оперативного управління буровими роботами); стан організації робіт відображається на розмірі втрат робочого часу;

г) кваліфікації кадрів; наявність кваліфікованих кадрів дозволяє скоротити втрати часу, зменшити його витрати на ліквідацію аварій та ускладнень, підвищити технічну швидкість буріння.

Підвищення комерційної швидкості вимагає скорочення непродуктивного часу, зменшення абсолютних витрат продуктивного часу прискоренням проведення операцій.

Розрізняють планову, нормативну і фактичну комерційну швидкість. *Планову швидкість* затверджують буровому підприємству залежно від фактично досягнутої в базисному році й з урахуванням скорочення непродуктивних витрат за рахунок використання досконалішої техніки і технології, поліпшення організації виробничого процесу, дисципліни та кваліфікації персоналу.

При розрахунку *нормативної швидкості* враховують суму

продуктивних витрат часу за діючими нормами і витратами часу на проведення ремонту обладнання в період буріння та кріплення.

Планова комерційна швидкість завжди менша від нормативної швидкості.

Фактичні швидкості буріння розраховують із урахуванням дійсної довжини стовбура і дійсного балансу часу буріння.

5. *Циклова швидкість буріння* – це відношення довжини стовбура свердловини до тривалості циклу будівництва свердловини (м/ст.-міс.)

$$V_{\text{ц.}} = \frac{720 \cdot L_{\text{с.}}}{T_{\text{ц.}}}, \quad (4.9)$$

де $T_{\text{ц.}}$ – тривалості циклу будівництва свердловини.

Циклова швидкість характеризує загальний рівень техніки, технології та організації виробничого процесу в буровому підприємстві, його взаємодії з субпідрядними організаціями (геофізична служба, тампонажна контора, будівельні підрозділи, транспортні управління та ін.). Від цієї швидкості залежить кількість свердловин, які протягом року будуть передані замовнику.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити циклову швидкість буріння свердловини.

Приклад

Вихідні дані:

Довжина стовбура свердловини – 5000 м.

Тривалість циклу будівництва свердловини – 365 діб.

Розв'язання:

$$V_{\text{ц.}} = \frac{720 \cdot L_{\text{с.}}}{T_{\text{ц.}}} = \frac{720 \cdot 5000}{365} = 9863 \text{ м/ст.-міс.}$$

Відповідь: $V_{\text{ц.}} = 9863 \text{ м/ст.-міс.}$

Вихідні дані для виконання практичної роботи подано в таблиці 4.1

Таблиця 4.1 – Вихідні дані

Варіант	Вихідні дані	
1	2	3
1	1. Визначити середню рейсову швидкість проходження по свердловині? Довжина стовбура свердловини – 250 м. Час механічного буріння – 8 год. Час на СПО та нарощування бурильної колони – 1 година.	2. Визначити комерційну швидкість буріння? Довжина стовбура свердловини – 5000 м. Календарний час буріння – 320 діб.
2	1. Визначити середню механічну швидкість проходження по свердловині? Довжина стовбура свердловини – 150 м. Час механічного буріння – 8 год.	2. Циклову швидкість буріння? Довжина стовбура свердловини – 5000 м. Тривалості циклу будівництва свердловини – 220 діб.
3	1. Визначити середню рейсову швидкість проходження по свердловині? Довжина стовбура свердловини – 300 м. Час механічного буріння – 8 год. Час на СПО та нарощування бурильної колони – 1 година.	2. Комерційну швидкість буріння? Довжина стовбура свердловини – 5500 м. Календарний час буріння – 350 діб.
4	1. Визначити середню механічну швидкість проходження по свердловині? Довжина стовбура свердловини – 200 м. Час механічного буріння – 8 год.	2. Технічну швидкість буріння? Довжина стовбура свердловини – 5500 м. Продуктивний час буріння – 250 діб.
5	1. Визначити середню механічну швидкість проходження по свердловині? Довжина стовбура свердловини – 200 м. Час механічного буріння – 8 год.	2. Технічну швидкість буріння? Довжина стовбура свердловини – 5500 м. Продуктивний час буріння – 250 діб.
6	1. Визначити середню механічну швидкість проходження по свердловині? Довжина стовбура свердловини – 250 м. Час механічного буріння – 12 год.	2. Технічну швидкість буріння? Довжина стовбура свердловини – 6000 м. Продуктивний час буріння – 260 діб.
7	1. Визначити середню механічну швидкість проходження по свердловині? Довжина стовбура свердловини – 300 м. Час механічного буріння – 15 год.	2. Технічну швидкість буріння? Довжина стовбура свердловини – 6500 м. Продуктивний час буріння – 245 діб.
8	1. Визначити середню рейсову швидкість проходження по свердловині? Довжина стовбура свердловини – 300 м. Час механічного буріння – 9 год. Час на СПО та нарощування бурильної колони – 1 година.	2. Комерційну швидкість буріння? Довжина стовбура свердловини – 5500 м. Календарний час буріння – 330 діб.
9	1. Визначити середню рейсову швидкість проходження по свердловині? Довжина стовбура свердловини – 350 м. Час механічного буріння – 10 год. Час на СПО та нарощування бурильної колони – 1 година.	2. Комерційну швидкість буріння? Довжина стовбура свердловини – 6000 м. Календарний час буріння – 360 діб.

Продовження таблиці 4.1

1	2	3
10	1. Визначити середню механічну швидкість проходження по свердловині? Довжина стовбура свердловини – 100 м. Час механічного буріння – 8 год.	2. Технічну швидкість буріння? Довжина стовбура свердловини – 5000 м. Продуктивний час буріння – 225 діб.
11	1. Визначити середню механічну швидкість проходження по свердловині? Довжина стовбура свердловини – 400 м. Час механічного буріння – 16 год.	2. Технічну швидкість буріння? Довжина стовбура свердловини – 7000 м. Продуктивний час буріння – 260 діб.
12	1. Визначити середню механічну швидкість проходження по свердловині? Довжина стовбура свердловини – 280 м. Час механічного буріння – 13 год.	2. Технічну швидкість буріння? Довжина стовбура свердловини – 5800 м. Продуктивний час буріння – 260 діб.
13	1. Визначити середню механічну швидкість проходження по свердловині? Довжина стовбура свердловини – 320 м. Час механічного буріння – 12 год.	2. Технічну швидкість буріння? Довжина стовбура свердловини – 6200 м. Продуктивний час буріння – 270 діб.
14	1. Визначити середню механічну швидкість проходження по свердловині? Довжина стовбура свердловини – 320 м. Час механічного буріння – 14 год.	2. Технічну швидкість буріння? Довжина стовбура свердловини – 6300 м. Продуктивний час буріння – 280 діб.
15	1. Визначити середню механічну швидкість проходження по свердловині? Довжина стовбура свердловини – 270 м. Час механічного буріння – 10 год.	2. Технічну швидкість буріння? Довжина стовбура свердловини – 5900 м. Продуктивний час буріння – 270 діб.
16	1. Визначити середню рейсову швидкість проходження по свердловині? Довжина стовбура свердловини – 370 м. Час механічного буріння – 11 год. Час на СПО та нарощування бурильної колони – 1 година.	2. Комерційну швидкість буріння? Довжина стовбура свердловини – 6600 м. Календарний час буріння – 355 діб.
17	1. Визначити середню рейсову швидкість проходження по свердловині? Довжина стовбура свердловини – 310 м. Час механічного буріння – 11 год. Час на СПО та нарощування бурильної колони – 1 година.	2. Визначити комерційну швидкість буріння? Довжина стовбура свердловини – 5800 м. Календарний час буріння – 325 діб.
18	1. Визначити середню механічну швидкість проходження по свердловині? Довжина стовбура свердловини – 335 м. Час механічного буріння – 16 год.	2. Технічну швидкість буріння? Довжина стовбура свердловини – 6200 м. Продуктивний час буріння – 285 діб.
19	1. Визначити середню рейсову швидкість проходження по свердловині? Довжина стовбура свердловини – 390 м. Час механічного буріння – 12 год. Час на СПО та нарощування бурильної колони – 1 година.	2. Комерційну швидкість буріння? Довжина стовбура свердловини – 6300 м. Календарний час буріння – 365 діб.

Закінчення таблиці 4.1

20	1. Визначити середню рейсову швидкість проходження по свердловині? Довжина стовбура свердловини – 260 м. Час механічного буріння – 12 год. Час на СПО та нарощування бурильної колони – 1 година.	2. Комерційну швидкість буріння? Довжина стовбура свердловини – 4500 м. Календарний час буріння – 230 діб.
21	1. Визначити середню рейсову швидкість проходження по свердловині? Довжина стовбура свердловини – 250 м. Час механічного буріння – 8 год. Час на СПО та нарощування бурильної колони – 1 година.	2. Визначити комерційну швидкість буріння? Довжина стовбура свердловини – 5000 м. Календарний час буріння – 320 діб.

Контрольні питання

1. Які швидкостей буріння відображають темпи будівництва свердловини?
2. Що розуміють під виробничим циклом будівництва свердловини?
3. Як визначається середня механічна швидкість проходження по свердловині?
4. Як визначається середня рейсова швидкість проходження по свердловині?
5. Як визначається технічна швидкість буріння?
6. Як визначається комерційна швидкість буріння?
7. Як визначається циклова швидкість буріння?

5 ПРОЄКТУВАННЯ КОМПОНОВКИ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

Мета роботи

Розробити конструкцію одноступінчатої багатосекційної бурильної колони для заданих умов буріння.

Основні теоретичні положення

Проектування бурильної колони має на меті обґрунтування найбільш раціональної її конструкції. На основі розрахунків розробляють бурильну колону однієї з наступних конструкцій: односекційну, одноступінчасту, багатосекційну, багатоступінчасту.

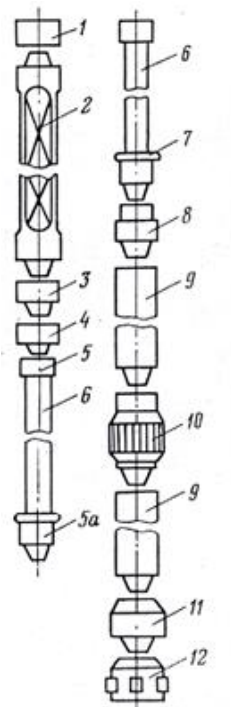


Рисунок 5.1 – Схема бурильної колони

1 – верхній перехідник ведучої труби, 2 – ведуча труба, 3 – нижній перехідник ведучої труби, 4 – запобіжний перехідник, 5 – муфта замка, 5а – ніпель замка, 6 – бурильна труба, 7 – протектор, 8 – перехідник на ОБТ, 9 – ОБТ, 10 – центратор, 11 – наддолотний амортизатор, 12 – калібратор

Односекційна колона включає бурильні труби однакові по зовнішньому діаметру, товщині стінки і групі міцності сталі.

Одноступінчаста багатосекційна колона при незмінному зовнішньому діаметрі містить у собі секції із труб з різними показниками міцності (за рахунок варіювання матеріалом або товщиною стінки).

Багатоступінчаста бурильна колона складається із секцій, що розрізняються не тільки товщиною стінки і групою міцності матеріалу, але і зовнішнім діаметром. Багатоступінчасті колони застосовують при бурінні глибоких і надглибоких свердловин, коли верхні секції комплектують з бурильних труб більшого зовнішнього діаметра, чим нижні. Схема бурильної колони наведена на рисунку 5.1.

Розробка конструкції бурильної колони починається з обґрунтування компонування низу бурильної колони (КНБК).

Розробка КНБК зводиться до:

- 1) Визначення діаметра і довжини обважнених бурильних труб (ОБТ);
- 2) Обґрунтування конструкції низу бурильної колони (КНБК) що дозволяє дотримувати заданої траєкторії свердловини;
- 3) Після розробки КНБК приступають до вибору бурильних труб для комплектування секцій і розрахунку довжин секцій.

Діаметр ОБТ визначають, виходячи з умов забезпечення найбільшої міцності перетину у даних умовах буріння, а довжину виходячи із навантаження на долото.

Відношення діаметрів $D_{\text{ОБТ}}/D_{\text{свердловини}}$ повинно бути 0,75 – 0,83. При бурінні вибійними двигунами (турбінному, гвинтовими двигунами, електробурінні) діаметр ОБТ не повинен перевищувати діаметру вибійного двигуна.

Визначивши діаметр ОБТ, обчислюють їх довжину за формулами:

– при роторному бурінні

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{K \cdot P_{\text{дол}}}{q_{\text{ОБТ}} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{п.р}}}{\rho_{\text{мет}}}\right)}, \quad (5.1)$$

де $l_{\text{ОБТ}}$ – довжина ОБТ, м;

K – коефіцієнт резерву, $K = 1,20 - 1,25$;

$P_{\text{дол}}$ – осьове навантаження на долото, Н;

$\rho_{\text{п.р}}$ – густина промивальної рідини, кг/м³;

$\rho_{\text{мет}}$ – густина металу ОБТ, кг/м³;

$q_{\text{ОБТ}}$ – вага 1 м ОБТ, Н/м.

– при бурінні вибійними двигунами

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{K \cdot P_{\text{дол}} - G}{q_{\text{ОБТ}} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{п.р}}}{\rho_{\text{мет}}}\right)}, \quad (5.2)$$

де G – вага вибійного двигуна, Н.

Розрахункова довжина ОБТ округлюється у більшу сторону до величини кратній довжині свічки (36 м). Якщо колона одноступінчаста, то допустиму глибину спуску колони (довжину нижньої секції) визначають за формулою:

$$l_1 = \frac{Q_{\text{р1}} - k(G_{\text{бт}} + G_{\text{н.к}} + G) \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{п.р}}}{\rho_{\text{мет}}}\right) - (\Delta P_{\text{д}} + \Delta P_{\text{т}}) \cdot F_{\text{к}}}{k \cdot q_{\text{бт}} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{п.р}}}{\rho_{\text{мет}}}\right)}, \quad (5.3)$$

де $Q_{\text{р1}}$ – допустиме розтягувальне навантаження для труб нижньої секції, Н;

k – коефіцієнт, що враховує вплив тертя (приймається 1,15);

$G_{\text{бт}}$ – вага бурових труб, Н;

$G_{\text{н.к}}$ – вага наддолотного комплексу, Н;

G – вага вибійного двигуна і долота, Н;

$\Delta P_{\text{д}}$, $\Delta P_{\text{т}}$ – перепад тиску на долоті і турбобурі, Па;

$F_{\text{к}}$ – площа прохідного каналу труби;

$Q_{\text{бт}}$ – вага 1 погонного метра бурових труб, Н.

У свою чергу,

$$Q_p = \frac{\sigma_{\text{т}} \cdot F_{\text{бт}}}{n}, \quad (5.4)$$

де $\sigma_{\text{бт}}$ – границя текучості матеріалу бурових труб, Па;

$F_{\text{бт}}$ – площа перетину бурових труб, м²;

n – запас міцності (приймається рівним 1,3).

Границя текучості матеріалу труб наведена в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Границя текучості матеріалу бурових труб

Група міцності сталі	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Границя текучості матеріалу труб $\sigma_{\text{бт}}$, МПа	380	500	550	650	750	900	1000

Якщо буровий колона складена з труб одного діаметра, але різних за товщиною стінок або різних груп міцності, то така колона буде складатися з декількох секцій.

З погляду зниження вартості колони для нижньої секції приймаються труби з мінімальною товщиною стінки і сталі групи міцності Д.

Для багатосекційної колони довжина першої (знизу) секції уже визначена вище, а довжина другої секції:

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{K \cdot q_{\text{бт2}} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{п.р}}}{\rho_{\text{мет}}}\right)}, \quad (5.5)$$

де Q_{p1} і Q_{p2} – допустимі розтягувальні навантаження для труб першої і другої секції, Н;

$q_{\text{бт2}}$ – вага 1м труб другої секції, Н.

Розрахунок ведуть до тих пір поки сумарна довжина секцій плюс довжина ОБТ не перевищить проектну глибину свердловини.

Якщо будуть перебрані усі труби по товщині стінки, а сумарна довжина секцій буде меншою глибини свердловини, тоді наступну секцію приймають зі сталі більш високої групи міцності.

Результати розрахунків заносимо до таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Конструкція бурильної колони

Показники	Номер секції знизу угору				
	ОБТ	1	2	3	4
Зовнішній діаметр труб, мм					
Товщина стінки, мм	–				
Група міцності матеріалу труб	–				
Довжина секції, м					
Вага 1 м, кН/м					
Вага всієї секції, кН					
Загальна вага, кН					

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Розрахувати і розробити конструкцію бурильної колони у відповідності з варіантом завдання (табл. 5.3).
3. Результати розрахунку конструкції бурильної колони звести у таблицю 5.2.

Вихідні дані для виконання практичної роботи подані в таблиці 5.3

Варіант	Глибина свердловини, м	Діаметр свердловини, мм	Діаметр бурильних труб, мм	Діаметр турбобура, мм	Вага турбобура, кН	Перепад тиску у турбобурі, МПа	Навантаження на долото, кН	Густина промивальної рідини (ρ), кг/м ³	Перепад тиску на долоті, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2800	295,3	140	240	40	4,8	200	1180	0,5
2	4800	215,9	114	172	35	5,2	120	1290	0,6
3	3300	244,5	127	190	15	5,6	150	1200	1,2
4	5300	190,5	89	172	20	5,8	130	1320	1,5
5	3800	269,5	140	190	50	5,5	180	1280	1,3
6	4000	295,3	140	240	60	6,1	220	1350	1,4
7	4400	190,5	127	172	25	8,0	140	1360	1,7
8	4600	190,5	102	-	-	-	110	1380	0,8
9	5800	161	102	-	-	-	120	1450	0,9
10	6000	161	89	-	-	-	100	1520	0,7
11	6200	215,9	114	-	-	-	80	1550	1,1
12	6500	190,5	102	-	-	-	60	1060	1,0
13	3000	190,5	89	-	-	-	90	1140	1,1
14	3200	244,5	127	190	16	4,4	110	1150	0,9
15	3400	215,9	114	172	22	4,6	130	1160	1,2
16	3600	295,3	140	240	42	4,8	150	1170	1,4
17	3900	269,5	127	190	38	5,0	160	1180	1,5
18	4100	244,5	140	-	-	-	170	1190	1,6
19	4200	215,3	114	-	-	-	180	1200	1,7
20	4300	190,5	102	-	-	-	170	1210	1,6

Продовження таблиці 5.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
21	4500	161	89	-	-	-	160	1220	1,5
22	4700	190,5	102	-	-	-	150	1230	1,4
23	4900	215,9	114	-	-	-	140	1240	1,3
24	5000	190,5	102	-	-	-	130	1250	1,2
25	5200	190,5	114	-	-	-	190	1260	0,9
26	5400	190,5	114	-	-	-	200	1270	1,1

Контрольні питання

1. Які бувають конструкції бурильних колон?
2. Дайте визначення одноступінчастої багатосекційної бурильної колони.
3. Дайте визначення багатоступінчастої бурильної колони.
4. Що входить до складу КНБК?
5. Дайте характеристику бурильних труб ТБВ, ТБН, ТБВК, ТБНК.
6. Дайте характеристику замків до бурильних труб типу ЗУ, ЗШ, ЗН.
7. Дайте характеристику обважнених бурильних труб типу УБТ, УБТС.
8. Як визначається довжина ОБТ?
9. Як визначається допустиме розтягувальне навантаження для бурильних труб?

6 ПРОЄКТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМУ БУРІННЯ

Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунку параметрів режиму роторного буріння.

Основні теоретичні положення

Під *режимом буріння* розуміють сукупність таких чинників, що впливають на ефективність руйнування породи й інтенсивність зносу доліт, і якими можна керувати у період роботи долота на вибої. Ці чинники називають *параметрами режиму буріння*.

До параметрів режиму буріння відносяться:

- осьове зусилля (навантаження) на долото – $P_{\text{дол}}$;
- частота обертання долота – n ;
- витрата промивальної рідини – Q ;
- властивості промивальної рідини.

Навантаження на долото можна визначити двома способами:

а) виходячи з питомого навантаження:

$$P_{\text{дол}} = P_{\text{дол.п}} \cdot D_{\text{дол}}, \quad (6.1)$$

де $P_{\text{дол.п}}$ – питоме навантаження на одиницю діаметра, Н/м;

$D_{\text{дол}}$ – діаметр долота, м.

Значення $P_{\text{дол.п}}$ для різних типів доліт наведене в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Питоме навантаження для різних типів доліт

Тип долота	Тришарашкові долота				
	М	МС	С	Т	К
$P_{\text{дол.п}} \cdot 10^5, \text{Н/м}$	< 2	2–5	5–10	10–15	> 15
Тип долота	Лопатеві		Фрезерні	Алмазні та «ИСМ»	Одношарашкові
	дволопатеві	трилопатеві			
$P_{\text{дол.п}} \cdot 10^5, \text{Н/м}$	3–5,7	1,3–1,5	4–6	1,5–3,3	6–8

б) виходячи з твердості порід і площі контакту:

$$P_{\text{дол}} = k_{\text{п}} \cdot p_{\text{ш}} \cdot F_{\text{к}}, \quad (6.2)$$

де $k_{\text{п}}$ – коефіцієнт, що враховує вплив вибійних умов на твердість гірських порід (0,7–0,8 для пористих порід і 1,0–1,2 для монолітних сильно метаморфізованих порід);

$p_{\text{ш}}$ – твердість породи за штампом при атмосферному тиску, Па (табл. 6.2);

$F_{\text{к}}$ – площа контакту зубів долота з породою, м² (табл. 6.3).

Таблиця 6.2 – Твердість порід за штампом

Категорія за буримістю	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Твердість, МПа	<100	100–250	250–500	500–1000	1000–1500	1500–2000	2000–3000	3000–4000	4000–5000	5000–6000	6000–7000	>7000

Розрахована величина осьового навантаження на долото повинна бути не більше за допустиме значення для даного типорозміру долота [$P_{\text{дол}}$] (табл. 6.4):

$$P_{\text{дол}} \leq [P_{\text{дол}}] \quad (6.3)$$

Отримане значення осьового навантаження повинно бути кратне 500 Н.

Таблиця 6.3 – Контактна площа доліт

Тип долота	Діаметри доліт, мм										
	188,9	190,5	214,3	215,9	242,1	267,5	269,9	292,9	295,3	318,0	391,7
Контактна площа лопатевих доліт, $F_K \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$											
ЗЛГ	245	-	269	-	295	315	-	350	-	385	450
ДСГ ЗЛГ	-	-	-	-	265	290	-	315	-	350	425
РІГ	-	-	-	-	-	-	-	290	-	310	-
ПЛД	180	-	205	-	235	250	-	275	-	285	360
Контактна площа алмазних доліт, $F_K \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$											
ДРСТ1	190	-	215	-	-	-	-	-	-	-	-
ДРСТ2	210	-	235	-	-	-	-	-	-	-	-
ДРТ1	200	-	225	-	-	-	-	-	-	-	-
АИ	220	-	255	-	-	-	-	-	-	-	-
ДК	190	-	215	-	240	265	-	-	-	-	-
ДУС	150	-	180	-	-	-	-	-	-	-	-
ДИ	210	-	235	-	-	-	-	-	-	-	-
ДЛ	160	-	185	-	-	240	-	-	-	-	-
ИСМ	162	-	190	-	215	230	-	260	-	280	350
Контактна площа шарошкових доліт, $F_K \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$											
М	-	169	-	195	-	-	245	-	270	-	-
МЗ	-	-	-	202	-	-	-	-	-	-	-
МСЗ	-	162	-	-	-	-	-	-	255	-	-
С	-	221	-	250	-	-	280	-	330	-	-
МС	-	179	-	220	-	-	-	-	305	-	-
СЗ	-	180	-	-	-	-	210	-	317	-	-
Т	-	210	-	233	-	-	305	-	352	-	-
ТЗ	-	150	-	-	-	-	220	-	241	-	-
К	-	125	-	153	-	-	-	-	190	-	-

Частоту обертання для шарошкових доліт визначають з умови забезпечення необхідного часу контакту зуба долота з породою за формулою:

$$n_{\text{дол}} = \frac{d_{\text{ш}}}{t_{\text{min}} \cdot D_{\text{дол}} \cdot Z}, \quad (6.4)$$

де $n_{\text{дол}}$ – частота обертання долота, с^{-1} ;

$d_{\text{ш}}$ – діаметр шарошки, м;

t_{min} – мінімально необхідний час контакту зуба долота із породою, ($t_{\text{min}} = (3 \div 8) \cdot 10^{-3}$ с);

Z – максимальна кількість зубів на периферійному вінці шарошки (табл. 6.4).

Необхідно також враховувати, що зі збільшенням частоти обертання збільшується інтенсивність зносу долота, тому частоту обертання в абразивних породах знижують до 40–50 об/хв.

Для алмазних, лопатевих і доліт "ІНМ" частоту обертання визначають за формулою:

$$n_{\text{дол}} = \frac{60 \cdot V_{\text{дол}}}{\pi \cdot D_{\text{дол}}}, \quad (6.5)$$

де $V_{\text{дол}}$ – допустима лінійна швидкість обертання, що визначається з умови абразивного зносу і нагрівання долота, $V_{\text{дол}} = 3\text{--}5$ м/с.

Таблиця 6.4 – Кількість зубів на периферійному вінці і допустиме навантаження на тришарошкові долота

Долото	Допустиме навантаження, кН	Кількість зубів на периферійному вінці, шт.	Долото	Допустиме навантаження, кН	Кількість зубів на периферійному вінці, шт.
1	2	3	4	5	6
ІІІ93,0Т-ЦА	40	14	ІІІ215,9ТКЗ-ГВ	250	18
ІІІ98,4С-ЦА	50	13	ІІІ215,9ТКЗ-ГН	250	18
ІІІ98,4Т-ЦА	50	15	ІІІ215,9К-ГНУ	250	19
ІІІ98,4ОК-ЦА	50	15	ІІІ215,9К-ПВ	250	19
ІІІ112,0Т-ЦВ	60	15	ІІІ215,9ОК-ПВ	250	19
ІІІ120,6С-ЦА	60	13	ІІІ244,5Т-ЦВ	320	23
ІІІ120,6Т-ЦА	60	15	ІІІ244,5Т-ПВ	320	23
ІІІ132,0С-ЦВ	70	16	ІІІ244,5ТК-ЦВ	320	21
ІІІ132,0Т-ЦВ	70	17	ІІІ244,5ТК-ПВ	320	21
ІІІ132,0К-ЦВ	70	20	ІІІ244,5ОК-ПВ	320	21
ІІІ139,7С-ЦВ	100	17	ІІІ269,9М-ГНУ	350	13
ІІІ139,7Т-ЦВ	100	20	ІІІ269,9С-ГВ	350	19
ІІІ146,0Т-ЦВ	120	21	ІІІ269,93-ГНУ	350	19
ІІІ146,0ОК-ЦВ	120	15	ІІІ269,9СЗ-ГН	350	19
ІІІ151,0С-ЦВ	120	19	ІІІ269,9СЗ-ГНУ	350	19
ІІІ151,0Т-ЦВ	120	20	ІІІ269,9СТ-ЦВ	350	18
ІІІ151,0К-ЦВ	120	21	ІІІ269,9СТ-ГН	350	18
ІІІ165,1С-ЦВ	150	14	ІІІ269,9Т-ЦВ	350	25
ІІІ165,1Т-ЦВ	150	19	ІІІ269,9ТЗ-ЦВ	350	25
ІІІ190,5М-ГВ	200	10	ІІІ269,9ТК-ЦВ	350	24
ІІІ190,5МС-ГВ	200	13	ІІІ269,9К-ЦВ	350	19
ІІІ190,5МСЗ-ГВ	200	15	ІІІ269,9ОК-ПВ	350	21
ІІІ190,5МСЗ-ГА	200	18	ІІІ295,3МСЗ-ГН	400	15
ІІІ190,5С-ЦВ	200	18	ІІІ295,3МС-ГВ	400	15
ІІІ190,5С-ГН	200	18	ІІІ295,3Т-ЦВ	400	24
ІІІ190,5С-ГВ	200	18	ІІІ295,3ТЗ-ЦВ	400	24
ІІІ190,5СЗ-ГВ	200	19	ІІІ295,3ТК-ЦВ	400	26
ІІІ190,5Т-ЦВ	200	21	ІІІ295,3К-ЦВ	400	24
ІІІ190,5ТЗ-ЦВ	200	20	ІІІ320С-ГВ	450	19
ІІІ190,5ТК-ЦВ	200	15	ІІІ320ОК-ПВ	450	22
ІІІ190,5ТКЗ-ЦВ	200	22	ІІІ349,2М-ЦВ	450	17
ІІІ190,5К-ГНУ	200	24	ІІІ349,2М-ГВ	450	17

Продовження таблиці 6.4

1	2	3	4	5	6
III215,9М-ГВ	250	11	III349,2С-ЦВ	450	24
III215,9М-ГАУ	250	11	III349,2С-ГВ	450	24
III215,9МЗ-ГВ	250	11	III349,2Т-ЦВ	450	28
III215,9МС-ГВ	250	11	III393,7М-ЦВ	470	12
III215,9С-ГВ	250	16	III393,7М-ГВ	470	12
III215,9С-ГН	250	17	III393,7С-ЦВ	470	24
III215,9СЗ-ГВ	250	18	III393,7С-ГВ	470	24
III215,9СЗ-ГН	250	18	III393,7Т-ЦВ	470	35
III215,9Т-ЦВ	250	18	Д445С-ЦВ	500	31
III215,9ТКЗ-ЦВ	250	18	Д490С-ЦВ	500	32

Витрата промивальної рідини визначається виходячи з двох умов:

а) з умови очищення вибою від вибуреної породи

$$Q_1 = q_0 \cdot F_{\text{виб}}, \quad (6.6)$$

де q_0 – питома витрата промивальної рідини, м³/с на 1 м² вибою,

– при роторному способі і бурінні електробуром $q_0 = 0,35 - 0,5$;

– при бурінні гідравлічними вибійними двигунами $q_0 = 0,5 - 0,7$;

$F_{\text{виб}}$ – площа вибою свердловини, м².

б) з умови транспортування шламу у кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\min} \cdot F_{\text{кп}}, \quad (6.7)$$

де $V_{\min}$ – мінімально допустима швидкість руху промивальної рідини у кільцевому просторі, м/с:

– у скельних породах приймають $V_{\min} = 0,7 - 1,0$ м/с;

– у м'яких $V_{\min} = 1,0 - 1,4$ м/с;

– при бурінні долотами великого діаметра $V_{\min} = 0,3 - 0,5$ м/с.

З розрахованих значень вибирають найбільше.

Прийняті параметри режиму буріння заносяться до таблиці 6.5

Таблиця 6.5 – Параметри режиму буріння

Тип долота	Параметри режиму буріння		
	Осьове навантаження $P_{\text{дол}}$, Н	Частота обертання $n_{\text{дол}}$, с ⁻¹	Витрата промивальної рідини Q , л/с

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Розрахувати параметри режиму буріння для заданих типів доліт (табл. 6.6) згідно з варіантом.
3. Одержані параметри режиму буріння занести до таблиці 6.5.

Вихідні дані для виконання практичної роботи приведені в таблиці 6.6

Таблиця 6.6 – Вихідні дані

Варіант	Типорозмір долота		Варіант	Типорозмір долота	
1	Ш190,5С-ЦВ	ЗЛ-391,7	19	Ш190,5С-ГВ	2Л-391,7
2	Ш215,9К-ГНУ	ЗЛГ-242,1	20	Ш215,9МС-ГВ	2ЛГ-242,1
3	Ш244,5ОК-ПВ	ЗЛГ-188,9	21	Ш269,9ОК-ПВ	2ЛГ-188,9
4	Ш269,9М-ГНУ	ЗЛ-214,3	22	Ш190,5ТК-ЦВ	2Л-214,3
5	Ш190,5М-ГВ	ЗЛГ-267,5	23	Ш215,9С-ГН	2ЛГ-267,5
6	Ш215,9М-ГВ	ЗЛ-318,0	24	Ш269,9СЗ-ГНУ	2Л-318,0
7	Ш244,5Т-ЦВ	ЗЛГ-292,9	25	Ш190,5К-ГНУ	2ЛГ-292,9
8	Ш269,9К-ЦВ	ЗИРГ-391,7	26	Ш215,9М-ГАУ	ЗИР-391,7
9	Ш190,5С-ГН	ЗИР-242,1	27	Ш244,5ТК-ЦВ	ЗИРГ-242,1
10	Ш215,9СЗ-ГН	ЗИР-188,9	28	Ш269,9ТЗ-ЦВ	ЗИРГ-188,9
11	Ш269,9СТ-ГН	ЗИРГ-214,3	29	Ш190,5МСЗ-ГАУ	ЗИР-214,3
12	Ш190,5ТЗ-ЦВ	ЗИР-267,5	30	Ш215,9МЗ-ГВ	ЗИРГ-267,5
13	Ш215,9ТКЗ-ГВ	ЗИРГ-318,0	31	Ш269,9СЗ-ГН	ЗЛ-318,0
14	Ш244,5Т-ПВ	ЗИР-292,9	32	Ш190,5МСЗ-ГВ	ЗЛГ-292,9
15	Ш269,9З-ГНУ	2ЛГ-214,3	33	Ш215,9ТКЗ-ЦВ	ЗЛГ-214,3
16	Ш190,5ТКЗ-ЦВ	2Л-267,5	34	Ш269,9СТ-ЦВ	ЗЛ-267,5
17	Ш215,9Т-ЦВ	2ЛГ-318,0	35	Ш215,9ТКЗ-ГНУ	ЗЛГ-318,0
18	Ш269,9Т-ЦВ	2Л-292,9	36	Ш269,9ТК-ЦВ	ЗЛ-292,9

Контрольні питання

1. Що розуміють під режимом буріння?
2. Що розуміють під параметрами режиму буріння?
3. Як створюють осьове навантаження на долото?
4. Як впливає витрата промивальної рідини на процес буріння свердловини?
5. Що розуміють під властивістю промивальної рідини?

7 ВИЗНАЧЕННЯ ГУСТИНИ ТА УМОВНОЇ В'ЯЗКОСТІ ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ

Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунку основних властивостей промивальної рідини – густини і умовної в'язкості.

Основні теоретичні положення

Промивальні рідини виконують ряд функцій, які визначають не лише успішність і швидкість буріння, а і введення свердловин в експлуатацію з максимальною продуктивністю. Основні з цих функцій: забезпечення швидкого поглиблення стовбура, збереження стійкості стінок свердловини і колекторських властивостей продуктивних горизонтів. Виконання зазначених функцій залежить від взаємодії промивальної рідини з контактуючою гірською породою. Характер і інтенсивність взаємодії визначаються породою і складом дисперсійного середовища промивальної рідини.

Тип промивальної рідини, її компонентний склад і межі можливого застосування встановлюються, в першу чергу, виходячи з геологічних умов буріння: фізико-хімічного складу порід та вмісту в них флюїдів, пластового і гірського тиску, вибієної температури. На геологорозвідувальних площах і родовищах України бурові роботи часто проводять з використанням промивальних рідин на основі глинистих розчинів. Глинистому розчину притаманні такі функції: здатність глинізувати стінки стовбура свердловини і утримувати частинки вибуреної породи в підвішеному стані в період припинення циркуляції. Для уникнення ускладнень і аварій важливо, щоб з глинистого розчину, що знаходиться в свердловині, не випадали частки вибуреної породи під час припинення циркуляції.

Згідно з геологічними умовами на родовищах України застосовують промивальні рідини на основі глинистих розчинів там де стратиграфічний розріз складений глинистими породами. Це дає можливість застосовувати "самозаміс", тобто напрацювання глинистого розчину безпосередньо в свердловині та економити при цьому необхідні матеріали і час на приготування розчину. В інших випадках для приготування промивальної рідини застосовують глинопорошок.

Глинистий розчин – найбільш універсальний а, отже, широко застосовуваний і доступний тип промивальної рідини. Якість глинистого розчину оцінюється рядом параметрів, основними з яких є:

- 1) густина;
- 2) статична напруга зсуву;
- 3) водовіддача;
- 4) в'язкість;
- 5) вміст піску.

Отже, глинистий розчин готують самозамісом при проходженні глинистих порід у свердловині або з глинопорошків і в міру необхідності обробляють наступними хімічними реагентами:

- змащуюча домішка РЖС;
- ГКЖ-10 для запобігання диспергування, гідратації, а також як змащуюча домішка;
- для зниження фільтрації САЙПАН, для більш ефективного зниження фільтрації ДК-ДРИЛ А1; існують й інші домішки, які застосовують відповідно до гірничо-геологічних умов буріння.

Згідно з правилами безпеки в нафтовій і газовій промисловості густина промивальної рідини повинна визначатися з розрахунку створення стовпом рідини у свердловині гідростатичного тиску, що перевищує пластовий на величину:

- 10% для інтервалів буріння глибиною до 1200 м;
- 5% для інтервалів буріння глибинної від 1200 до 2500 м.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити густину і умовну в'язкість промивальної рідини.

Методика виконання роботи

Згідно з діючими рекомендаціями в нафтогазовій галузі густина промивальної рідини розраховується за формулою:

$$\rho_{n.p.} = P_{nl} / (g \cdot H) + (0,1 \div 0,15) P_{nl} / (g \cdot H) \quad (7.1)$$

де P_{nl} – пластовий тиск, МПа;

g – прискорення вільного падіння;

H – глибина свердловини, м.

Умовна в'язкість промивальної рідини розраховується за формулою:

$$VB \leq 21 \cdot \rho \cdot 10^{-3} \quad (7.2)$$

де ρ – густина промивальної рідини, кг/м³.

Приклад

Вихідні дані:

Таблиця 7.1 – Вихідні дані

Глибина свердловини, м	Конструкція свердловини						Пластовий тиск, МПа		
	кондуктор		проміжна колона		експлуатаційна колона		в інтервалі буріння, м		
	діаметр, мм	глибина спуску, м	діаметр, мм	глибина спуску, м	діаметр, мм	глибина спуску, м	під кондуктор	під проміжну колону	під експлуатаційну колону
2400	340	450	245	1950	146	2400	4,41	21,0	25,9

Розв'язання:

Визначення густини промивальної рідини

Визначаємо густину промивальної рідини за формулою (1):

$$\rho_{п.р.} = P_{пл} / (g \cdot H) + (0,1 \div 0,15) P_{пл} / (g \cdot H)$$

де $P_{пл}$ – пластовий тиск, МПа;

g – прискорення вільного падіння;

H – глибина свердловини, м.

В інтервалі буріння під кондуктор (від 0 до 450 м):

$$\begin{aligned} \rho_{п.р.} &= [4,41 \cdot 106 / (9,8 \cdot 450)] + [(0,1 \div 0,15) 4,41 \cdot 106 / (9,8 \cdot 450)] = \\ &= 1,1 \div 1,15 \text{ г/см}^3. \end{aligned}$$

Приймаємо густину промивальної рідини $1,15 \text{ г/см}^3$ (1150 кг/м^3), так як на цьому інтервалі можливі осипання і обвали стінок свердловини і густина розчину повинна мати максимальне значення.

В інтервалі буріння під проміжну колону (450 до 1950 м):

$$\begin{aligned} \rho_{п.р.} &= [21 \cdot 106 / (9,8 \cdot 1950)] + [(0,1 \div 0,15) 21 \cdot 106 / (9,8 \cdot 1950)] = \\ &= 1,16 \div 1,21 \text{ г/см}^3. \end{aligned}$$

Приймаємо густину промивальної рідини $1,18 \text{ г/см}^3$ (1180 кг/м^3), так як при дуже великій густині може виникнути поглинання рідини.

В інтервалі буріння під експлуатаційну колону (1950 до 2400 м):

$$\begin{aligned} \rho_{п.р.} &= [25,9 \cdot 106 / (9,8 \cdot 2400)] + [(0,1 \div 0,15) 25,9 \cdot 106 / (9,8 \cdot 2400)] = \\ &= 1,16 \div 1,21 \text{ г/см}^3. \end{aligned}$$

Приймаємо мінімальну густину $1,16 \text{ г/см}^3$ (1160 кг/м^3), для мінімального впливу на пласт і уникнення поглинань.

Визначення умовної в'язкості

Визначаємо умовну в'язкість промивальної рідини за формулою (2):

$$UB \leq 21 \cdot \rho \cdot 10^{-3}$$

де ρ – густина промивальної рідини, кг/м³.

В інтервалі буріння під кондуктор (від 0 до 450 м):

$$UB \leq 21 \cdot 1150 \cdot 10^{-3} = 24 \text{ с.}$$

В інтервалі буріння під проміжну колону (450 до 1950 м):

$$UB \leq 21 \cdot 1180 \cdot 10^{-3} = 24,8 \text{ с.}$$

В інтервалі буріння під експлуатаційну колону (1950 до 2400 м):

$$UB \leq 21 \cdot 1160 \cdot 10^{-3} = 24,4 \text{ с.}$$

Відповідь:

Визначені значення параметрів промивальної рідини заносимо до таблиці.

Таблиця 7.2 – Показники властивостей промивальної рідини.

Інтервал, м	Показники		
Від	До	Густина, г/см ³	УВ, с
0	450	1,15	24
450	1950	1,18	24,8
1950	2400	1,16	24,4

Вихідні дані для виконання практичної роботи приведені в таблиці 7.3

Таблиця 7.3 – Вихідні дані

Варіант	Глибина свердловини, м	Конструкція свердловини						Пластовий тиск, МПа		
		кондуктор		проміжна колона		експлуатаційна колона		в інтервалі буріння, м		
		діаметр, мм	глибина спуску, м	діаметр, мм	глибина спуску, м	діаметр, мм	глибина спуску, м	під кондуктор	під проміжну колону	під експлуатаційну колону
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	2500	340	450	245	1200	146	2500	4,41	11,76	24,50
2	2550	340	875	245	1500	146	2550	8,57	14,70	24,99
3	2600	340	500	245	1250	146	2600	4,90	12,25	25,48
4	2650	340	900	245	1600	146	2650	8,82	15,68	25,97
5	2700	340	550	245	1300	146	2700	5,39	12,74	26,46
6	2750	340	300	245	1350	146	2750	2,94	13,23	26,95
7	2800	340	400	245	1200	146	2800	3,92	11,76	27,44
8	2850	340	425	245	1500	146	2850	4,16	14,70	27,93
9	2900	340	475	245	1250	146	2900	4,65	12,25	28,42
10	2950	340	525	245	1600	146	2950	5,14	15,68	28,91

Продовження таблиці 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
11	3000	340	575	245	1300	146	3000	5,63	12,74	29,40
12	3050	340	350	245	1350	146	3050	3,43	13,23	29,89
13	3100	340	375	245	1210	146	3100	3,67	11,85	30,38
14	3150	340	425	245	1220	146	3150	4,16	11,95	30,87
15	3200	340	470	245	1230	146	3200	4,60	12,05	31,36
16	3250	340	520	245	1270	146	3250	5,10	12,45	31,85
17	3300	340	600	245	1280	146	3300	5,88	12,54	32,34
18	3350	340	625	245	1310	146	3350	6,12	12,83	32,83
19	3400	340	675	245	1320	146	3400	6,61	12,93	33,32
20	3450	340	530	245	1330	146	3450	5,19	13,03	33,81
21	3500	340	510	245	1340	146	3500	4,99	13,13	34,30

Контрольні питання

1. Які функції виконує промивальна рідина?
2. Які типи промивальних рідин застосовуються в обертовому бурінні?
3. Якими параметрами оцінюється якість промивальної рідини?
4. Які технології використовують при приготуванні промивальних глинистих розчинів?
5. З якою метою промивальні рідини обробляють хімічними реагентами?
6. Які промивальні рідини застосовують для відкриття продуктивних горизонтів?

8 ВИЗНАЧЕННЯ СНЗ І ПОКАЗНИКА ФІЛЬТРАЦІЇ ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення основних властивостей промивальної рідини – статичної напруги зсуву (СНЗ) і показника фільтрації промивальної рідини.

Основні теоретичні положення

Промивальні рідини виконують ряд функцій, які визначають не лише успішність і швидкість буріння, а і введення свердловин в експлуатацію з максимальною продуктивністю. Основні з цих функцій: забезпечення швидкого поглиблення стовбура, збереження стійкості стінок свердловини і колекторських властивостей продуктивних горизонтів. Виконання зазначених функцій залежить від взаємодії промивальної рідини з контактуючою гірською породою. Характер та інтенсивність взаємодії визначаються породою і складом дисперсійного середовища промивальної рідини.

Тип промивальної рідини, її компонентний склад і межі можливого застосування встановлюються, в першу чергу, виходячи з геологічних умов буріння: фізико-хімічного складу порід та вмісту в них флюїдів, пластового і гірського тиску, вибієної температури. На геологорозвідувальних площах і родовищах України бурові роботи часто проводять з використанням промивальних рідин на основі глинистих розчинів. Глинистому розчину притаманні такі функції: здатність глинізувати стінки стовбура свердловини і утримувати частинки вибуреної породи в підвішеному стані в разі припинення циркуляції. Для уникнення ускладнень і аварій важливо, щоб з глинистого розчину, що знаходиться в свердловині, не випадали частки вибуреної породи під час припинення циркуляції.

Згідно з геологічними умовами на родовищах України застосовують глинисті бурові розчини там де стратиграфічний розріз складений глинистими породами. Це дає можливість застосовувати "самозаміс", тобто утворення глинистого розчину безпосередньо в свердловині та економити необхідні матеріали і час на приготування розчину. В інших випадках для приготування промивальної рідини застосовують глинопорошок.

Глинистий розчин – найбільш універсальний а, отже, широко

застосовуваний і доступний тип промивальної рідини. Якість глинистого розчину оцінюється рядом параметрів, основними з яких є:

- 1) густина;
- 2) статична напруга зсуву;
- 3) водовіддача;
- 4) в'язкість;
- 5) вміст піску.

Глинистий розчин готують з глинопорошків і в міру необхідності обробляють наступними хімічними реагентами:

- змащуюча домішка РЖС;
- для запобігання диспергування, гідратації, а також як змащуюча домішка ГКЖ-10;
- для зниження фільтрації САЙПАН, для більш ефективного зниження фільтрації ДК-ДРИЛ А1; існують й інші домішки, які застосовують відповідно до гірничо-геологічних умов буріння.

Тиксотронні властивості промивальної рідини. Тиксотронією називають здатність суспензії утворювати структуру в стані спокою (гель) і втрачати її при перемішуванні. Міцність утвореної суспензією структури в стані спокою називають *статичним напруженням зсуву (СНЗ)*. СНЗ – це те напруження, яке необхідно створити, щоб зруйнувати структуру і відновити текучість системи. Промивальна рідина характеризується двома значеннями статичного напруження зсуву: початковим (θ_1), яке заміряють через 1 хв. спокою після інтенсивного перемішування, і другим (θ_{10}), яке заміряють після 10 хв. спокою. Перша величина (θ_1) характеризує утримувальну здатність промивальної рідини.

Статичне напруження зсуву вимірюють у *Па* за допомогою приладу СНС–2 (рис. 8.1) або ротаційних віскозиметрів.

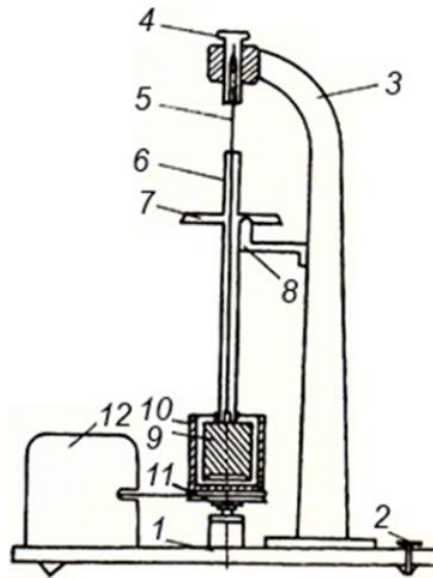


Рисунок 8.1 – Прилад СНС-2

1 – плита; 2 – гвинт; 3 – стійка; 4 – крутильна головка; 5 – пружна нитка; 6 – трубка; 7 – диск зі шкалою; 8 – прозорий візор; 9 – підвісний циліндр; 10 – стакан; 11 – обертовий столик; 12 – електродвигун

Про ступінь тиксотропності судять за різницею $\theta_{10} - \theta_1$. Чим більша різниця, тим тиксотропніша суспензія.

Міцність структури промивальної рідини при тривалому знаходженні у спокої може досягти таких значень, при яких у момент відновлення циркуляції опір структури викличе велике збільшення тиску, що може призвести до гідророзриву пласта.

Значення статичної напруги зсуву (СНЗ) повинні бути мінімальними, але достатніми для утримування в підвішеному стані частинок шламу і обважнювача при зупинці циркуляції промивальної рідини в свердловині.

СНЗ розраховується за формулою:

$$CHZ_{10} = (d (\rho_{\text{п}} - \rho) \cdot g k) / 6, \text{ дПа} \quad (8.1)$$

де d – умовний діаметр частинок шламу, м;

k – коефіцієнт, що враховує реальну форму частинок шламу, $k = 0,4 \div 0,6$;

$\rho_{\text{п}}$ – густина гірської породи, $\text{кг} / \text{м}^3$;

ρ – густина промивальної рідини, $\text{кг} / \text{м}^3$;

g – прискорення вільного падіння, $\text{м} / \text{с}^2$.

$$CHZ_1 \geq 0,5 \cdot (2 - e^{-10 \cdot d}) \cdot d \cdot (\rho_{\text{п}} - \rho), \text{ дПа} \quad (8.2)$$

Фільтраційні властивості. У промивальній рідині міститься значна кількість вільного дисперсійного середовища, що не зв'язане з дисперсною

фазою. Якщо така рідина вступає в контакт з проникною породою, а тиск у свердловині перевищує пластовий, то промивальна рідина намагається проникнути поровими каналами і тріщинами породи. Оскільки розміри основної маси частинок дисперсної фази близькі до розмірів порових каналів або перевищують їх, то більшість частинок затримується на поверхні проникної породи, і з них формується фільтраційна кірка. Проникність кірки зменшується зі зростанням її товщини. Із зниженням проникності кірки зменшується швидкість фільтрації вільного дисперсійного середовища в породу.

Фільтрація (Φ) вимірюється в $\text{см}^3/30 \text{ хв.}$ і характеризує здатність промивальної рідини фільтруватись у стінки свердловини під впливом перепаду тиску з утворенням малопроникної фільтраційної кірки. За величину фільтрації беруть об'єм фільтрату, який відділяється від промивальної рідини протягом 30 хв. при фільтруванні через паперовий фільтр площею 44 см^2 (діаметром 75 мм) при визначеному перепаді тиску. Цей параметр називають *показником фільтровіддачі Φ_{30}* або *водовіддачею*, якщо рідина на водній основі.

Фільтрація залежить від складу промивальної рідини, дисперсності твердих частинок, перепаду тиску, температури та деяких інших факторів. У статичних умовах фільтрація завжди менша, ніж при русі промивальної рідини.

Для замірювання фільтрації використовують прилади двох груп. У першій групі величину фільтрації визначають за зменшенням об'єму промивальної рідини, яка знаходиться на фільтрі (ВМ-6, ВГ-1, прилад ГрозНДІ та ін.). Зменшення об'єму дорівнює об'єму фільтрату. В другій групі безпосередньо заміряють об'єм фільтрату (ФП-200, УІВ-2 та ін.).

Фільтраційні властивості на приладі ВМ-6 вимірюють в статичних умовах (рис. 8.2) при перепаді тиску 0,1 МПа. Процес фільтрації здійснюється через паперовий фільтр, розміщений на дні спеціального пристосування.

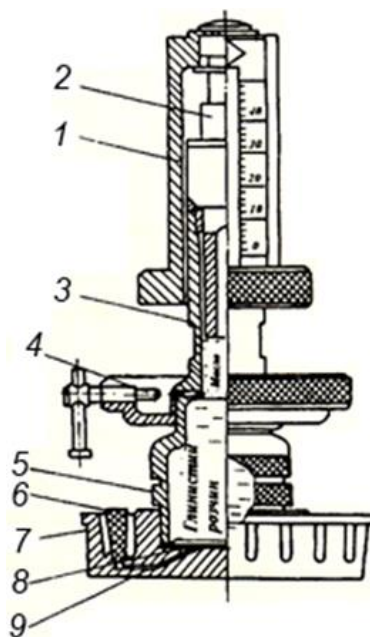


Рисунок 8.2 – Прилад ВМ-6:

1 – плунжер; 2 – втулка; 3 – напірний циліндр; 4 – голковий клапан; 5 – фільтраційний стакан; 6 – гумовий корок; 7 – підставка; 8 – паперовий фільтр; 9 – отвір для виходу фільтрату

При фільтрації дисперсійного середовища з промивальної рідини на стінках свердловини (фільтраційному папері) утворюється фільтраційна кірка, яка є однією з характеристик фільтраційних властивостей. Фільтраційна кірка повинна запобігати руйнуванню стінок свердловини, попередити інтенсивну фільтрацію в пласт та ін. Чим тонша кірка, тим менша її проникність і краща кіркоутворювальна здатність. Показник фільтрації Φ_{30} побічно характеризує проникність кірки: чим менша Φ_{30} , тим менша проникність кірки.

Показник фільтрації визначаємо за формулою:

$$\Phi \leq \Phi_{t,p} / [(1 + 0,028 \cdot (T - 20)) \cdot (1 + 3,9 \cdot (1 - \exp(-0,1 \cdot \Delta P)))], \quad (8.3)$$

де $\Phi_{t,p}$ – максимально допустима величина показника фільтрації в умовах високих температур і тисків, $\Phi_{t,p} = 15$ (см³ / 30хв);

ΔP – максимальна величина репресії на пласти, що розкриваються бурінням, МПа;

T – максимальна температура в інтервалі, що розглядається, °С.

Максимальна величина репресії на пласти, що розкриваються бурінням розраховується за формулою:

$$\Delta P = (\rho - \rho_n) \cdot g \cdot H \cdot 10^{-6}, \text{ МПа} \quad (8.4)$$

де ρ – густина промивальної рідини кг / м³;

ρ_n – величина пластового тиску в еквіваленті густини, кг / м³;

H – глибина інтервалу, м.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити статичне напруження зсуву і показник фільтрації промивальної рідини.

Приклад

Вихідні дані:

Таблиця 8.1 – Вихідні дані

Глибина свердловини, м	Конструкція свердловини						Густина порід / густина промивальної рідини, кг/м ³		
	кондуктор		проміжна колона		експлуатаційна колона				
	діаметр, мм	глибина спуску, м	діаметр, мм	глибина спуску, м	діаметр, мм	глибина спуску, м	під кондуктор	під проміжну колону	під експлуатаційну колону
2400	340	450	245	1950	146	2400	2100/1150	2140/1180	2170/1160

Розв'язання:

Визначення статичної напруги зсуву

СНЗ розраховуємо за формулами (8.1–8.2).

Для розрахунку приймаємо наступні дані:

$$d = 5 \text{ мм},$$

$$g = 9,8 \text{ м/с}^2,$$

$$k = 0,5.$$

В інтервалі буріння під кондуктор (від 0 до 450 м):

$$\rho_n = 2100 \text{ кг/м}^3, \rho = 1150 \text{ кг/м}^3$$

$$СНЗ_1 \geq 0,5 (2 - e^{-110 \cdot 5 \cdot 10^{-3}}) 5 \cdot 10^{-3} (2100 - 1150) = 34 \text{ дПа};$$

$$СНЗ_{10} = (5 \cdot 10^{-3} (2100 - 1150) 9,8 \cdot 0,5) / 6 = 38 \text{ дПа}.$$

В інтервалі буріння під проміжну колону (450 до 1950 м):

$$\rho_n = 2140 \text{ кг/м}^3, \rho = 1180 \text{ кг/м}^3$$

$$CHC_1 \geq 0,5 (2 - e^{-110} 5 \cdot 10^{-3}) 5 \cdot 10^{-3} (2140 - 1180) = 35 \text{ дПа};$$

$$CHC_{10} = (5 \cdot 10^{-3} (2140 - 1180) 9,8 \cdot 0,5) / 6 = 39 \text{ дПа}.$$

В інтервалі буріння під експлуатаційну колону (1950 до 2400 м):

$$\rho_n = 2170 \text{ кг/м}^3, \rho = 1160 \text{ кг/м}^3$$

$$CHC_1 \geq 0,5 (2 - e^{-110} \cdot 5 \cdot 10^{-3}) 5 \cdot 10^{-3} (2170 - 1160) = 37 \text{ дПа};$$

$$CHC_{10} = (5 \cdot 10^{-3} \cdot (2170 - 1160) 9,8 \cdot 0,5) / 6 = 41 \text{ дПа}.$$

Визначення показника фільтрації промивальної рідини

Показник фільтрації визначаємо за формулою (8.3). Максимальна величина репресії на пласти, що розкриваються бурінням розраховується за формулою (8.4).

В інтервалі буріння від 0 до 450 метрів:

$$\Delta P = (1150 - 1000) 9,8 \cdot 450 \cdot 10^{-6} = 0,7 \text{ МПа};$$

$$\Phi \leq 15 / [(1+0,028 (22 - 20)) \cdot (1 + 3,9 (1 - \exp (-0,1 \cdot 0,7)))] = 7 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$$

В інтервалі буріння від 450 до 1950 метрів:

$$\Delta P = (1180 - 1000) 9,8 \cdot 1950 \cdot 10^{-6} = 3,44 \text{ МПа}$$

$$\Phi \leq 15 / [(1+0,028 (60 - 20)) \cdot (1+3,9 \cdot (1 - \exp (-0,1 \cdot 3,44)))] = 5 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$$

В інтервалі бурінні від 1950 до 2400 метрів:

$$\Delta P = (1160 - 1000) 9,8 \cdot 2400 \cdot 10^{-6} = 3,76 \text{ МПа};$$

$$\Phi \leq 15 / [(1+ 0,028 (72 - 20 (1+3,9 (1- \exp (-0,1 \cdot 3,76)))] = 3 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$$

Відповідь:

Визначені значення параметрів промивальної рідини наведені в таблиці 8.2.

Таблиця 8.2 – Показники властивостей промивальної рідини.

Інтервал, м		Показники	
Від	До	СНЗ _{1/10} , дПа	Водовіддача, см ³ /30хв.
0	450	34/38	12
450	1950	35/39	4
1950	2400	37/41	3

Вихідні дані для виконання практичної роботи приведені в таблиці 8.3

Таблиця 8.3 – Вихідні дані для розрахунку

Варіант	Глибина свердловини, м	Конструкція свердловини						Густина порід / густина промивальної рідини, кг/м ³		
		кондуктор		проміжна колона		експлуатаційна колона				
		діаметр, мм	глибина спуску, м	діаметр, мм	глибина спуску, м	діаметр, мм	глибина спуску, м	під кондуктор	під проміжну колону	під експлуатаційну колону
1	2500	340	450	245	1200	146	2500	2120/1100	2160/1200	2190/1300
2	2550	340	875	245	1500	146	2550	2140/1110	2170/1210	2200/1310
3	2600	340	500	245	1250	146	2600	2160/1120	2180/1220	2220/1320
4	2650	340	900	245	1600	146	2650	2180/1130	2200/1230	2240/1330
5	2700	340	550	245	1300	146	2700	2200/1140	2220/1240	2250/1340
6	2750	340	300	245	1350	146	2750	2220/1150	2240/1250	2260/1350
7	2800	340	400	245	1200	146	2800	2120/1100	2160/1200	2190/1300
8	2850	340	425	245	1500	146	2850	2140/1110	2170/1210	2200/1310
9	2900	340	475	245	1250	146	2900	2160/1120	2180/1220	2220/1320
10	2950	340	525	245	1600	146	2950	2180/1130	2200/1230	2240/1330
11	3000	340	575	245	1300	146	3000	2200/1140	2220/1240	2250/1340
12	3050	340	350	245	1350	146	3050	2220/1150	2240/1250	2260/1350
13	3100	340	375	245	1210	146	3100	2120/1100	2160/1200	2190/1300
14	3150	340	425	245	1220	146	3150	2140/1110	2170/1210	2200/1310
15	3200	340	470	245	1230	146	3200	2160/1120	2180/1220	2220/1320
16	3250	340	520	245	1270	146	3250	2180/1130	2200/1230	2240/1330
17	3300	340	600	245	1280	146	3300	2200/1140	2220/1240	2250/1340
18	3350	340	625	245	1310	146	3350	2220/1150	2240/1250	2260/1350
19	3400	340	675	245	1320	146	3400	2200/1140	2220/1240	2250/1340
20	3450	340	530	245	1330	146	3450	2220/1150	2240/1250	2260/1350
21	3500	340	510	245	1340	146	3500	2120/1100	2160/1200	2190/1300

Контрольні питання

1. Які функції виконує промивальна рідина?
2. Які типи промивальних рідин застосовуються в обертovому бурінні?
3. Якими параметрами оцінюється якість промивальної рідини?
4. Які технології використовують при приготуванні промивальних глинистих розчинів?
5. Які властивості промивальної рідини характеризує статичне напруження зсуву (CHЗ)?
6. З якою метою промивальні рідини обробляють хімічними реагентами?
7. Які промивальні рідини застосовують для відкриття продуктивних горизонтів?

9 РОЗРАХУНОК ПРОМИВАННЯ СВЕРДЛОВИН

Мета роботи

Набуття практичних навичок гідравлічних розрахунків промивання свердловин.

Основні теоретичні положення

Густина промивальної рідини вибирається згідно суміщеного графіка тисків і уточнюється для кожного інтервалу сумісних умов буріння за формулою:

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\alpha P_{\text{пл}}}{gH}; \quad (9.1)$$

де $P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск в інтервалі свердловини для якого визначається $\rho_{\text{пр}}$;

g – прискорення земного тяжіння, м/с^2 ;

H – глибина підшви інтервалу свердловини, м ;

α – нормативний коефіцієнт, який згідно до вимог правил ведення бурових робіт визначає запас тиску у свердловині над пластовим (табл. 9.1).

Таблиця 9.1 – Значення нормативного коефіцієнта α

Глибина свердловини H , м	<1200	1200–2500	>2500
α	1,10–1,15	1,05–1,10	1,04–1,07

Гідравлічний розрахунок.

Визначають гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи

$$P = P_{\text{т}} + P_{\text{кп}} + P_{\text{з}} + P_{\text{ОБТ}} + P_{\text{кпОБТ}} + P_{\text{обв}} + P_{\text{д}}, \quad (9.2)$$

де P – сумарні гідравлічні втрати тиску в циркуляційній системі, Па ;

$P_{\text{т}}$ – втрати тиску в бурильних трубах, Па ;

$P_{\text{кп}}$ – втрати тиску в кільцевому просторі за бурильними трубами, Па ;

$P_{\text{з}}$ – втрати тиску в замках і муфтах, Па ;

$P_{\text{ОБТ}}$ – втрати тиску в ОБТ, Па ;

$P_{\text{кпОБТ}}$ – втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ, Па ;

$P_{\text{обв}}$ – втрати тиску в наземній обв'язці (стояку, буровому шлангу, ведучій трубі, вертлюзі), Па ;

$P_{\text{д}}$ – втрати тиску в долоті, Па .

Для визначення втрат тиску в трубах і кільцевому просторі

необхідно визначити режим руху, залежно від якого вибирають ті або інші розрахункові формули. Для цього визначають фактичне Re і критичне $Re_{кр}$.

$$Re = \frac{\rho_{пр} V d_r}{\eta_{пр}}, \quad (9.3)$$

де $\rho_{пр}$ – густина промивальної рідини, $кг/м^3$;

V – швидкість руху промивальної рідини, $м/с$;

d_r – гідравлічний діаметр, який дорівнює внутрішньому діаметру труби d_b або різниці діаметрів $d_r = D_c - d_3$ для кільцевого простору, $м$;

D_c – діаметр свердловини, $м$;

d_3 – зовнішній діаметр бурильної колони, $м$;

$\eta_{пр}$ – динамічна в'язкість промивальної рідини, $Па \cdot с$;

$$\eta_{пр} = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho_{пр} - 0,022; \quad (9.4)$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 He^{0,58}, \quad (9.5)$$

де He – критерій Хелстрема;

$$He = \frac{\rho_{пр} \tau_0 d_r^2}{\eta_{пр}^2}, \quad (9.6)$$

де τ_0 – динамічне напруження зсуву, $Па$.

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{пр} - 7. \quad (9.7)$$

Якщо $Re < Re_{кр}$ – режим руху ламінарний, якщо $Re > Re_{кр}$ – режим руху турбулентний.

$$V = \frac{Q}{F}, \quad (9.8)$$

де F – площа поперечного перерізу, $м^2$

для труб: $F = \frac{\pi}{4} d_b^2$;

для кільцевого простору: $F = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_3^2)$.

При ламінарному режиму руху втрати тиску в бурильних трубах і кільцевому просторі визначають за такими формулами:

$$p_T = \frac{4 \tau_0 l}{\beta_T d_b}; \quad p_{кп} = \frac{4 \tau_0 l}{\beta_{кп} (D_c - d_3)}, \quad (9.9)$$

де l – довжина секцій бурильних труб однакового діаметра d_b , d_3 , D_c ;

β_T , $\beta_{кп}$ – відповідно коефіцієнти, які можна знайти за графіком (рис. 9.1) попередньо знайшовши параметр Сен-Венана Sen для труб і кільцевого простору:

$$Sen = \frac{\tau_0 d_z}{\eta_{np} V}. \quad (9.10)$$

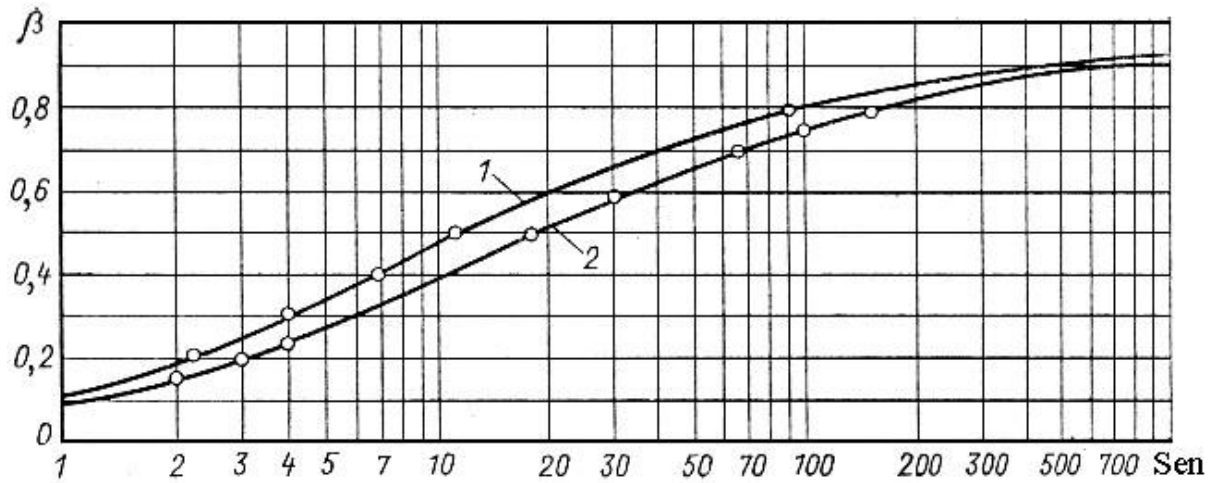


Рисунок 9.1 – Залежність коефіцієнту β від параметру Сен-Венана Sen :

1 – для труб β_t ; 2 – для кільцевого простору β_{kn}

При турбулентному режимі руху втрати тиску в бурильних трубах і кільцевому просторі визначають за формулою Дарсі-Вейсбаха:

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{np}}{d_r} l, \quad (9.11)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору
для труб:

$$\lambda_m = 0,1 \left(1,46 \frac{\Delta}{d_s} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25}; \quad (9.12)$$

для кільцевого простору:

$$\lambda_T = 0,106 \left(1,46 \frac{\Delta}{D_c - d_3} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25}, \quad (9.13)$$

де Δ – шорсткість труб;

$\Delta = 3 \cdot 10^{-4}$ м – для стінок трубного і обсаджених ділянок затрубного простору;

$\Delta = 3 \cdot 10^{-3}$ м – для необсаджених ділянок затрубного простору).

Аналогічно знаходять утрати тиску в ОБТ (P_{OBT}) і кільцевому просторі за ОБТ (P_{knOBT}).

Втрати тиску в замках визначають за формулою Борда-Карно:

$$P_3 = \xi \rho_{np} \frac{V^2}{2} i, \quad (9.14)$$

де ξ – коефіцієнт місцевого опору;

V – середня швидкість руху рідини в трубах або в незвуженій частині кільцевого простору, м/с;

i – кількість замків.

$$\xi = k_{\text{пк}} \left(\frac{F}{F_{\text{пк}}} - 1 \right), \quad (9.15)$$

де $k_{\text{пк}} = 2$ – дослідний коефіцієнт, який ураховує особливості конфігурації місцевого опору в прохідному каналі;

F – площа поперечного перерізу каналу труб або незвуженої частини кільцевого простору, м²;

$F_{\text{пк}}$ – найменша площа перерізу прохідного каналу в замку, м².

$$i = \frac{l}{l_T}, \quad (9.16)$$

де l – довжина бурильних труб однакового діаметра;

l_T – довжина однієї труби.

Втрати тиску в наземній обв'язці знаходимо за формулою:

$$P_{\text{обв}} = (\lambda_c + \lambda_{\text{бш}} + \lambda_v + \lambda_{\text{вт}}) \rho_{\text{пр}} Q^2, \quad (9.17)$$

де λ_c , $\lambda_{\text{бш}}$, λ_v , $\lambda_{\text{вт}}$ – відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів у стояку, буровому шлангу, вертлюзі, та ведучій трубі значення яких наведено в таблиці 9.2.

Таблиця 9.2 – Коефіцієнт гідравлічних опорів елементів обв'язки

Елемент обв'язки	Умовний діаметр, мм	Діаметр прохідного каналу, мм	λ_i , м ⁻⁴
Стояк	114		$3,4 \cdot 10^5$
	140		$1,1 \cdot 10^5$
	168		$0,4 \cdot 10^5$
Буровий шланг		38	$38 \cdot 10^5$
		76	$1,2 \cdot 10^5$
		80	$0,93 \cdot 10^5$
		90	$0,52 \cdot 10^5$
		102	$0,3 \cdot 10^5$
Вертлюг		32	$27 \cdot 10^5$
		75	$0,9 \cdot 10^5$
		80	$0,7 \cdot 10^5$
		90	$0,44 \cdot 10^5$
		100	$0,3 \cdot 10^5$
Ведуча труба	65	32	$11 \cdot 10^5$
	80	40	$7 \cdot 10^5$
	112	74	$1,8 \cdot 10^5$
	140	85	$0,9 \cdot 10^5$
	155	100	$0,4 \cdot 10^5$

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті, визначають як різницю між тиском, що розвиває насос (або насоси) при обраному діаметрі втулок, і сумою втрат в циркуляційній системі:

$$P_d = b_p P_n - \sum P_i, \quad (8.19)$$

де P_d – резерв тиску, який можна реалізувати в долоті;

$b_p = 0,75-0,8$ – коефіцієнт, який враховує, що тривалий робочий тиск нагнітання бурових насосів повинен бути, згідно правил ведення бурових робіт, менший за паспортний на 20-25 %;

P_n – тиск, який розвиває насос, Па;

$\sum P_i$ – утрати тиску в бурильних трубах, кільцевому просторі, замках, ОБТ, кільцевому просторі за ОБТ, обв'язці.

За значенням P_d необхідно встановити можливість використання гідромоніторного ефекту при бурінні даного інтервалу свердловини.

Для цього визначають швидкість руху рідини в промивальних отворах долота за формулою:

$$V_d = \mu_d \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{пр}}}, \quad (9.19)$$

де μ_d – коефіцієнт витрати, значення якого наведені в табл. 9.3.

Таблиця 9.3 – Коефіцієнт витрати для різних форм насадок

Форма насадки	Циліндричне свердлення	Свердлення з конічним входом	У-подібна щілина	Насадки для гідромоніторних доліт
Коефіцієнт витрати	0,64–0,66	0,8–0,9	0,7–0,75	0,9–0,95

Якщо одержане значення швидкості перевищує 80 м/с, то це означає, що інтервал, який розглядається можна бурити з використанням гідромоніторних доліт.

Необхідно мати на увазі, що перепад тиску, який спрацьовує в насадках гідромоніторного долота, не повинен перевищувати деякого граничного значення $P_{кр}$, яке обумовлене як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура. У розрахунках приймають $P_{кр} \leq 12-13$ МПа.

Тому підбирають такі значення V_d і P_d , щоб виконувались такі умови:

$$V_d \geq 80 \text{ м/с}; \quad P_d < P_{кр}. \quad (9.20)$$

При виконанні цих умов визначають сумарну площу насадок f_d гідромоніторного долота за формулою:

$$f_d = \frac{Q}{V_d} \cdot \quad (9.21)$$

За величиною f_d підбирають діаметри насадок гідромоніторного долота:

$$d_n = \sqrt{\frac{4f_d}{\pi n}}, \quad (9.22)$$

де d_n – діаметр насадки, м;

n – кількість насадок.

Якщо значення швидкості не перевищує 80 м/с, то даний інтервал недоцільно бурити з використанням гідромоніторного ефекту. У цьому випадку необхідно перейти на долото з центральною системою промивання та знайти перепад тиску в долоті за формулою:

$$P_d = \frac{\rho_{\text{пр}} V^2}{2\mu_d^2} = \frac{\rho_{\text{пр}} Q^2}{2\mu_d^2 f_d^2}, \quad (9.23)$$

де V – середня швидкість руху рідини в каналах долота.

У випадку, якщо сума втрат тиску перевищує тиск, який розвиває насос при заданому діаметрі втулок (з урахуванням коефіцієнта $b_p=0,75-0,8$), то необхідно визначити допустиму глибину буріння при даній витраті Q . Для подальшого буріння необхідно зменшити витрату промивальної рідини і провести аналогічний розрахунок при новій витраті.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Провести гідравлічний розрахунок промивання свердловини згідно з вихідними даними (табл. 9.4).

Вихідні дані для виконання практичної роботи приведені в таблиці 9.4

Таблиця 9.4 – Вихідні дані для розрахунку

Показники		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Пластовий тиск, МПа	$P_{пл}$	40	42	34	48	36	55	53	21	27	23	60	53	36	31	47
Глибина свердловини, м	H	3100	3500	2800	4000	3200	2500	4200	2000	2500	2300	5000	4600	3300	2800	4300
Діаметр бурильних труб, мм	d_3	89	114	127	140	127	89	140	114	127	89	140	101,6	114	89	127
Товщина стінок БТ, мм	δ	7	7	9	8	8	9	7	7	8	8	11	10	8	8	10
Витрата рідини, л/с	Q	15	32	49	32	40	24	32	31	40	20	27	31	31	18	49
Коефіцієнт кавернозності	k_1	1,1	1,4	1,3	1,3	1,2	1,4	1,3	1,2	1,2	1,3	1,1	1,3	1,2	1,2	1,3
Діаметр долота, мм	D_d	151	165,1	215,9	244,5	215,9	139,7	244,5	190,5	215,9	139,7	269,9	165,1	190,5	145	215,9
Довжина ОБТ, м	$l_{ОБТ}$	200	225	275	300	250	175	275	250	250	175	300	175	225	200	250
Діаметр ОБТ, мм	$d_{ОБТ}$	120	133	159	203	178	108	178	159	159	120	229	146	146	114	178
Тип замків бурильних труб		ЗУ-120	ЗУ-146	ЗУ-155	ЗН-172	ЗУ-155	ЗУ-120	ЗШ-178	ЗН-140	ЗУ-155	ЗУ-120	ЗУ-185	ЗУ-146	ЗШ-146	ЗУ-120	ЗУ-155
Коефіцієнти гідравлічно-го опору	стояк	$\lambda_{ст} \cdot 10^5$	0,4	0,4	0,4	1,1	0,4	0,4	0,4	1,1	0,4	0,4	0,4	0,4	1,1	0,4
	буровий шланг	$\lambda_{бш} \cdot 10^5$	0,3	0,3	0,52	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,93	0,3	0,3	0,52	0,3
	вертлюг	$\lambda_{в} \cdot 10^5$	0,4	0,44	0,4	0,4	0,44	0,4	0,4	0,4	0,7	0,4	0,4	0,4	0,4	0,9
	ведуча труба	$\lambda_{вт} \cdot 10^5$	0,3	0,9	0,3	0,3	0,9	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,9	0,3	0,3	0,3
Тиск насосу, МПа	P_n	32	35	32	35	32	32	35	25	25	32	40	40	35	32	35
Показники		16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Пластовий тиск, МПа	$P_{пл}$	58	48	26	55	31	35	40	43	40	39	50	47	37	33	42
Глибина свердловини, м	H	5200	4400	2200	4800	2600	2900	3300	3700	3100	3600	3100	3800	3000	2700	3900
Діаметр бурильних труб, мм	d_3	140	101,6	127	114	101,6	127	140	127	114	101,6	140	89	140	114	89
Товщина стінок БТ, мм	δ	9	9	7	8	8	10	11	11	8	9	10	8	7	7	8
Витрата рідини, л/с	Q	40	23	40	32	27	40	30	40	24	21	48	24	52	21	16
Коефіцієнт кавернозності	k_1	1,3	1,2	1,2	1,4	1,4	1,2	1,1	1,2	1,1	1,2	1,2	1,3	1,1	1,2	1,2
Діаметр долота, мм	D_d	295,3	165,1	215,9	165,1	151	215,9	349,2	215,9	190,5	151	393,7	151	445	165,1	139,7
Довжина ОБТ, м	$l_{ОБТ}$	320	225	275	250	175	200	350	225	200	175	300	200	350	225	200
Діаметр ОБТ, мм	$d_{ОБТ}$	273	133	159	146	133	178	245	159	159	114	273	120	299	133	114
Замки для бурильних труб		ЗН-172	ЗУ-146	ЗУ-155	ЗШ-133	ЗУ-146	ЗУ-155	ЗУ-185	ЗУ-155	ЗН-140	ЗУ-146	ЗУ-185	ЗУ-120	ЗШ-178	ЗУ-146	ЗУ-120
Коефіцієнти гідравлічно-го опору	стояк		0,4	0,4	1,1	0,4	0,4	0,4	1,1	0,4	0,4	0,4	1,1	0,4	0,4	0,4
	буровий шланг		0,3	0,3	0,52	0,3	0,3	0,52	0,3	0,3	0,3	0,93	0,3	0,3	0,52	0,3
	вертлюг		0,4	0,7	0,4	0,4	0,44	0,4	0,4	0,44	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,44
	ведуча труба		0,3	0,3	0,3	0,3	0,9	0,3	0,3	0,9	0,3	0,9	0,3	0,3	0,3	0,9
Тиск насосу, МПа	P_n	40	35	25	410	25	32	32	35	32	35	32	35	32	25	35

Контрольні питання

1. Що розуміють під густиною промивальної рідини?
2. Що розуміють під пластовим тиском?
3. Як визначається густина промивальної рідини?
4. З якою метою проводиться гідравлічний розрахунок промивання свердловини?
5. Що розуміють під гідравлічним опором елементів обв'язки циркуляційної системи?
6. Яка швидкість руху рідини у промивальних отворах долота забезпечує гідромоніторний ефект?
7. З чого складаються гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи?

10 ПОБУДОВА ГРАФІКА СУМІЩЕНИХ ТИСКІВ

Мета роботи

Набуття практичних навичок побудови графіку суміщених тисків для вибору конструкції свердловини.

Основні теоретичні положення

Суміщений графік тисків ілюструє зміну по глибині свердловини градієнтів пластових тисків, градієнтів тисків гідророзриву порід і градієнтів тисків стовпа промивальної рідини (або тисків гідророзриву порід, пластових тисків і тисків стовпа промивальної рідини). *Градієнт тисків* – зміна тиску, віднесена до одиниці глибини. Графік будується на основі гірничо-геологічних умов. При нестачі фактичних даних вони можуть бути отримані емпіричним шляхом (прогнознi дані).

Суміщений графік тисків дозволяє виділити в розрізі інтервали, несумісні за умовами буріння. З урахуванням наявності геологічних ускладнень за графіком суміщених тисків вирішується питання про необхідність спуску проміжних (технічних) колон, їх числа і глибини спуску.

Градієнт пластового тиску – відношення пластового тиску в даній точці пласта до глибини цієї точки.

Градієнт тиску гідророзриву – відношення тиску гідророзриву в даній точці пласта до глибини цієї точки.

Градієнт гідростатичного стовпа промивальної рідини – відношення тиску гідростатичного стовпа промивальної рідини в даній точці свердловини до глибини цієї точки.

Під *еквівалентом градієнта тиску* розуміють густину рідини, стовп якої у свердловині на глибині визначення створює тиск, що дорівнює пластовому або тиску гідророзриву.

Для інтервалів знаходять значення еквівалентів градієнтів пластових тисків і тисків гідророзриву порід за формулою:

$$E_{\text{grad}} = \text{grad } P / \text{grad } P_{\text{г.ст.води}}$$

На рисунку 10.1 представлений приклад поєднаного графіка тисків, який будується в наступному порядку:

На суміщений графік тисків відповідно до вихідних геологічних даних наносяться точки градієнтів пластового тиску $\text{grad } P_{\text{пл}}$ і тиску гідророзриву $\text{grad } P_{\text{гр}}$, будуються криві градієнтів тисків.

Проводиться аналіз поєднаного графіка тиску.

З представленого рисунка 10.1 можна зробити висновок, що зон з несумісними умовами буріння на даному графіку не існує.

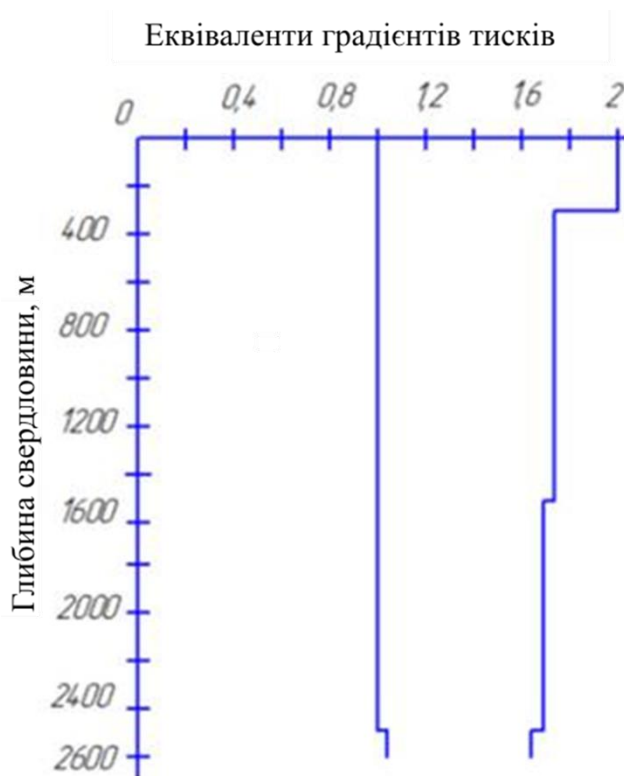


Рисунок 10.1 – Приклад суміщеного графіка тисків

На рисунку 10.2 представлений приклад поєднаного графіка тисків з несумісними умовами буріння.

Згідно з рисунком 10.2, при бурінні «зони 2» при густині промивальної рідини, що використовується при бурінні «зони 1», при меншій густині відбудеться флюїдопроявлення в «зоні 2».

При бурінні «зони 3» при густині промивальної рідини, що використовується при бурінні «зони 2», при меншій густині також відбудеться флюїдопроявлення в «зоні 3».

На основі зміни коефіцієнта аномальності та індексу тиску поглинання (гідророзриву) (рисунок 10.2) виділяють зони з несумісними умовами буріння. Умови буріння в двох суміжних зонах вважаються несумісними в тому випадку, якщо при переході із верхньої зони до буріння в нижній зоні необхідно змінити густину промивальної рідини так, що це призведе або до поглинання останньої в один з горизонтів верхньої зони, або до флюїдопроявлень чи нестійкості порід у верхній зоні.

Зони сумісних умов буріння є зонами кріплення свердловини обсадними колонами. Кількість зон кріплення відповідає кількості

обсадних колон. Густина промивальної рідини в межах однієї зони повинна бути постійною. Крім цього, в будь-яких випадках необхідно проектувати спуск направлення і кондуктора, а також слід враховувати й інші фактори (вихід підшви колони з попередньої колони, наявність у розрізі товщі солей тощо). Глибина спуску колони визначається глибиною границі розподілу суміжних зон з несумісними умовами буріння. Необхідно також враховувати, що нижній кінець обсадної колони повинен бути розміщений у стійких, непроникних породах.

На основі суміщеного графіка зміни коефіцієнта аномальності пластового (порового) тиску та індексу тиску поглинання (гідророзриву) проводиться вибір кількості і глибин спуску обсадних колон.

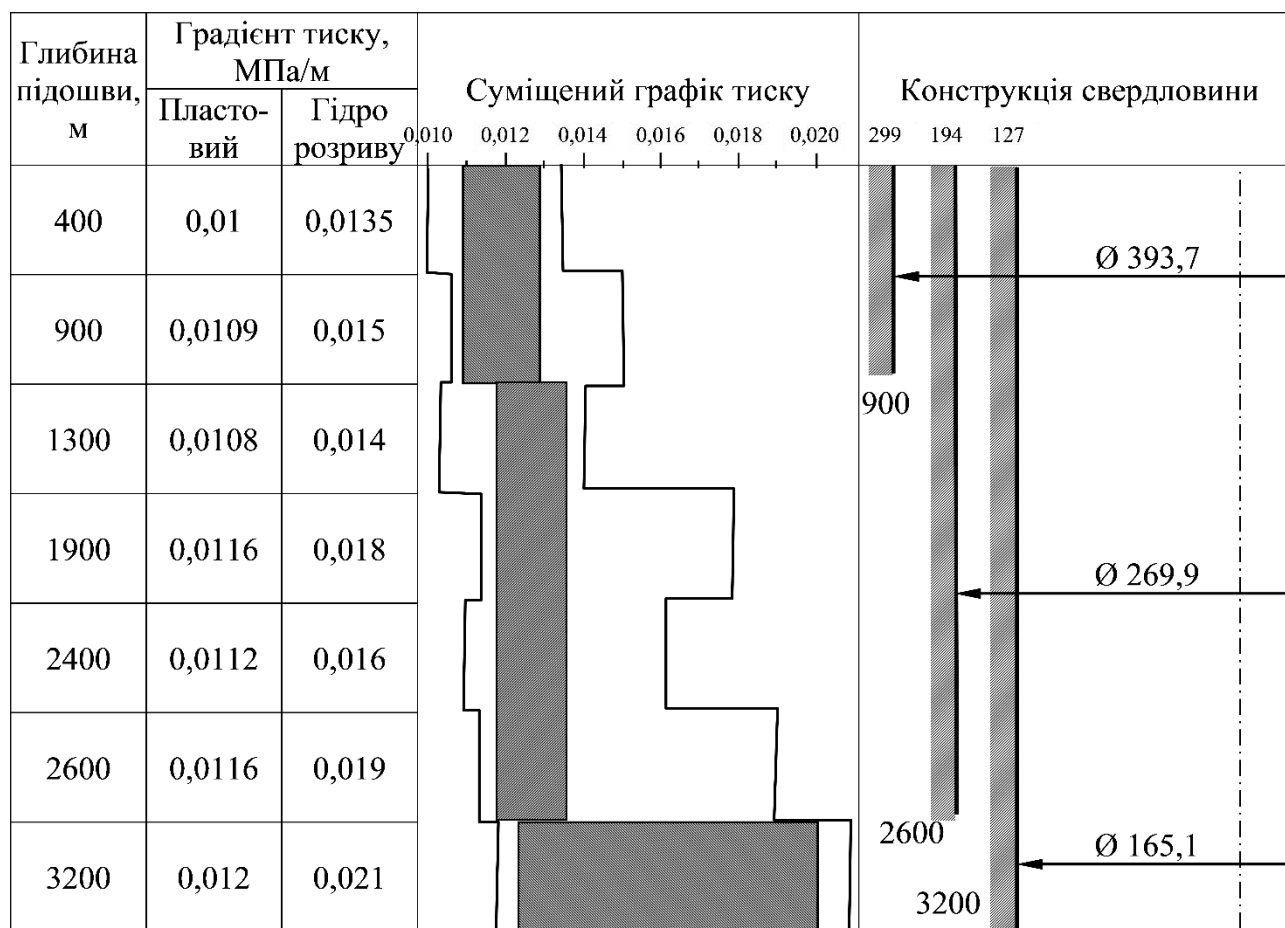


Рисунок 10.2 – Приклад суміщеного графіка тисків з інтервалами, несумісними за умовами буріння

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Побудувати графік суміщених тисків на основі промислових даних.

Методика виконання роботи

1. За літологічною характеристикою розрізу виділяють інтервали з аномальною характеристикою пластових тисків і тисків гідророзриву.
2. Для інтервалів за п. 1 знаходять значення еквівалентів градієнтів пластових тисків і тисків гідророзриву порід, що складають розріз (табл. 10.2).
3. На суміщений графік (рис. 10.1, 10.2) наносять точки еквівалентів і будують криві еквівалентів градієнтів тисків.

Зони сумісних умов буріння є зонами кріплення свердловини обсадними колонами. Кількість зон кріплення відповідає кількості обсадних колон.

4. Глибина спуску обсадної колони (установки підшви колони) приймається на 10–20 м вище закінчення зони кріплення (зони сумісних умов), але не вище глибини початку наступної зони сумісних умов.

5. Густина промивальної рідини, що застосовується при бурінні у даній зоні кріплення, повинна знаходитися в межах зони сумісних умов і відповідати наступним вимогам: для свердловин глибиною до 1200 м гідростатичний тиск у свердловині, що створюється стовпом промивальної рідини, має перевищувати пластовий на 10–15%, а для свердловин глибиною > 1200 м – на 5–10%. Відхилення від встановленої густини промивальної рідини для її значень до 1450 кг/м^3 не допускаються більше ніж на 20 кг/м^3 , а для значень вищих за 1450 кг/м^3 – не більше ніж на 30 кг/м^3 (за вимірами промивальної рідини, звільненої від газу).

Приклад

Вихідні дані:

Проектна глибина свердловини – *2600 м.*

Проектний горизонт – *турнейські відкладення нижнього карбону (C_1^t).*

Призначення свердловини – *пошукова.*

Таблиця 10.1 – Гірничо-геологічні дані еквівалентів градієнтів пластових тисків (коефіцієнт аномальності – k_a) і тисків гідророзриву порід (індекс тиску поглинання – k_n), що складають розріз

$H, м$	0–95	95–120	120–135	135–1200	1200–2300	2300–2600
k_a	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1
k_n	2,0	1,8	2,0	2,3	2,0	2,2

Розв'язання:

1. На основі гірничо-геологічних даних про розріз (k_a, k_n) *будуємо суміщений графік* зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків та індексів тисків поглинання з глибиною свердловини (рис. 10.3).

Аналізуючи графік бачимо, що розріз не має зон з несумісними умовами буріння, тобто можливий одноколонний варіант конструкції.

Пробувавши розріз свердловини до проектної глибини можна потім перекрити його експлуатаційною колоною. Але згідно вимог Держтехнагляду для безпечного ведення робіт по первинному розкриттю і кріпленню продуктивних горизонтів потрібно мати можливість герметизації затрубного простору при проведенні названих робіт. Виходячи з цього в конструкцію свердловини вводимо проміжну колону для встановлення на ній противикидного обладнання високого тиску.

Припустимо, що проміжна колона буде спущена до глибини 1200 м.

При цьому необхідно перевірити, чи немає небезпеки розриву порід газом у випадку закриття превентора після викиду (*розглядається в наступній практичній роботі*).

Згідно з правилами ведення бурових робіт в Україні, кондуктор, а так як свердловина пошукова то і проміжна та експлуатаційна колони повинні бути зацементовані по всій довжині.

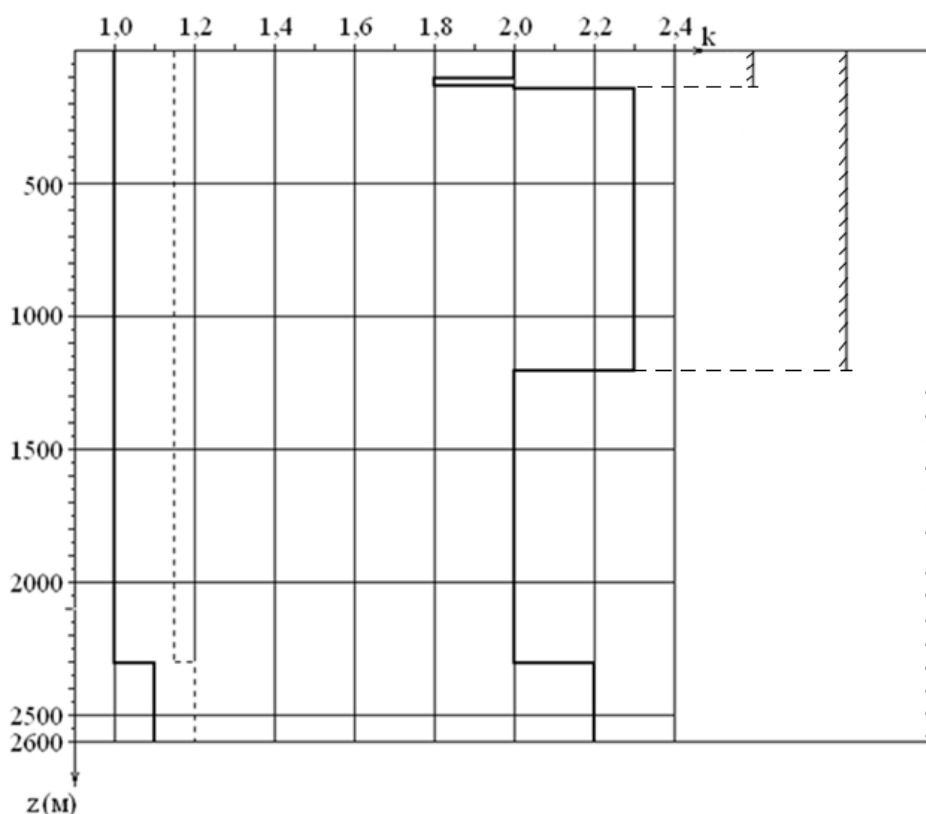


Рисунок 10.3 – Суміщений графік тисків і конструкція свердловини

Вихідні дані для виконання практичної роботи приведені в таблиці 10.2

Проектний горизонт – *турнейські відкладення нижнього карбону (C_1^t)*.

Призначення свердловини – *пошукова*.

Таблиця 10.2 – Дані для побудови графіка суміщених тисків

Варіанти	Проектна глибина свердловини (z), м	Інтервали геологічного розрізу свердловини, м											
		0–95		95–120		120–135		135–1200		1200–2300		2300 – проект	
		k_a	k_{Π}	k_a	k_{Π}	k_a	k_{Π}	k_a	k_{Π}	k_a	k_{Π}	k_a	k_{Π}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	2610	1,0	1,8	1,0	2,0	1,0	1,8	1,0	2,1	1,0	1,8	1,1	2,0
2	2620	1,0	1,9	1,0	1,9	1,0	1,9	1,0	2,2	1,0	1,9	1,2	2,1
3	2630	1,0	2,0	1,0	1,8	1,0	2,0	1,0	2,3	1,0	2,0	1,3	2,2
4	2640	1,0	2,1	1,0	1,7	1,0	2,1	1,0	2,4	1,0	2,1	1,4	2,3
5	2650	1,0	1,7	1,0	2,1	1,0	1,7	1,0	2,0	1,0	1,7	1,0	1,9
6	2660	1,0	1,8	1,0	2,0	1,0	1,8	1,0	2,1	1,0	1,8	1,1	2,0
7	2670	1,0	1,9	1,0	1,9	1,0	1,9	1,0	2,2	1,0	1,9	1,2	2,1

Продовження таблиці 10.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
8	2680	1,0	2,0	1,0	1,8	1,0	2,0	1,0	2,3	1,0	2,0	1,3	2,2
9	2690	1,0	2,1	1,0	1,7	1,0	2,1	1,0	2,4	1,0	2,1	1,4	2,3
10	2700	1,0	1,7	1,0	2,1	1,0	1,7	1,0	2,0	1,0	1,7	1,0	1,9
11	2710	1,0	1,8	1,0	2,0	1,0	1,8	1,0	2,1	1,0	1,8	1,1	2,0
12	2720	1,0	1,9	1,0	1,9	1,0	1,9	1,0	2,2	1,0	1,9	1,2	2,1
13	2730	1,0	2,0	1,0	1,8	1,0	2,0	1,0	2,3	1,0	2,0	1,3	2,2
14	2740	1,0	2,1	1,0	1,7	1,0	2,1	1,0	2,4	1,0	2,1	1,4	2,3
15	2750	1,0	1,7	1,0	2,1	1,0	1,7	1,0	2,0	1,0	1,7	1,0	1,9
16	2760	1,0	1,8	1,0	2,0	1,0	1,8	1,0	2,1	1,0	1,8	1,1	2,0
17	2770	1,0	1,9	1,0	1,9	1,0	1,9	1,0	2,2	1,0	1,9	1,2	2,1
18	2780	1,0	2,0	1,0	1,8	1,0	2,0	1,0	2,3	1,0	2,0	1,3	2,2
19	2790	1,0	2,1	1,0	1,7	1,0	2,1	1,0	2,4	1,0	2,1	1,4	2,3
20	2800	1,0	1,7	1,0	2,1	1,0	1,7	1,0	2,0	1,0	1,7	1,0	1,9
21	2810	1,0	1,8	1,0	2,0	1,0	1,8	1,0	2,1	1,0	1,8	1,1	2,0
22	2820	1,0	1,9	1,0	1,9	1,0	1,9	1,0	2,2	1,0	1,9	1,2	2,1
23	2830	1,0	2,0	1,0	1,8	1,0	2,0	1,0	2,3	1,0	2,0	1,3	2,2
24	2840	1,0	2,1	1,0	1,7	1,0	2,1	1,0	2,4	1,0	2,1	1,4	2,3
25	2850	1,0	1,7	1,0	2,1	1,0	1,7	1,0	2,0	1,0	1,7	1,0	1,9
26	2860	1,0	2,0	1,0	2,2	1,0	2,3	1,0	2,5	1,0	2,2	1,5	2,4

Контрольні питання

1. Що ілюструє графік суміщених тисків?
2. З якою метою будують графік суміщених тисків?
3. На основі якої інформації будують графік суміщених тисків?
4. Яку фізичну величину називають градієнтом пластового тиску?
5. Яку фізичну величину називають градієнтом тиску гідророзриву?
6. Яку фізичну величину називають градієнтом гідростатичного стовпа промивальної рідини?
7. Що розуміють під еквівалентом градієнта тиску?

11 ПРОЄКТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ СВЕРДЛОВИНИ

Мета роботи

Набуття практичних навичок розробки конструкції свердловини.

Основні теоретичні положення

Свердловина є довгостроковою капітальною спорудою. Тому її конструкція має бути міцною, забезпечувати герметичне розмежування усіх проникних порід, розкритих при бурінні, можливість досягнення проектної глибини і вирішення геологічних та інших дослідницьких задач у процесі буріння, здійснення запроектованих режимів експлуатації на усіх етапах розробки родовища, дотримання вимог законів про охорону надр і захист навколишнього середовища від забруднення. Крім того конструкція свердловини має бути економічною.

На вибір конструкції свердловини впливає багато факторів:

- призначення свердловини (розвідувальна, експлуатаційна на нафту чи газ, нагнітальна і т. п.);
- проектна глибина;
- особливості геологічної будови родовища (наявність тектонічних порушень, соляних штоків, кількість продуктивних об'єктів та їх розміщення один відносно іншого) та ступінь достовірності названої геологічної інформації;
- стійкість гірських порід;
- характер зміни з глибиною коефіцієнтів аномальності пластових тисків та індексів тисків поглинання;
- хімічного складу пластових рідин та їх фізичний стан (крапельна рідина, газ чи газо-рідинна суміш);
- положення гирла свердловини (на суші чи в акваторії водного басейну);
- профіль свердловини;
- спосіб і тривалість буріння;
- рівень розвитку технології буріння;
- метод входження в продуктивну товщу;
- температурний режим в період буріння та експлуатації;
- дебіт і способи експлуатації свердловини на різних етапах розробки родовища;
- ступінь досконалості експлуатаційного обладнання;

- вимоги законів про охорону надр і захист навколишнього середовища;
- економічність (вартість будівництва при тому чи іншому варіантах конструкції, вартість одиниці продукції, яка видобувається);
- суб'єктивні моменти (кваліфікація технічного персоналу і традиції підприємства та проектної організації та ін.).

Під *конструкцією свердловини* розуміють схему її будови, що включає сукупність даних про кількість та інтервали спуску обсадних колон, діаметри обсадних колон і стовбура свердловини під кожну з колон й інтервали цементування.

Перша труба або колона труб, яка служить для запобігання розмиву порід, що залягають близько до денної поверхні, розмежування стовбура свердловини, котра споруджується в акваторії водного басейну, від навколишніх вод і для з'єднання гирла з очисною системою бурової установки, називається *направленням*.

Колона труб, що спускається в свердловину після направлення яка служить для закріплення її стінок у недостатньо стійких породах і перекриття зон ускладнень, а також для ізоляції горизонтів, які вміщують артезіанські та лікувальні води, називається *кондуктором*.

Колона труб, що служить не лише для закріплення стінок свердловини та ізоляції нафтогазоводоносних горизонтів, а також є каналом для транспортування з продуктивного пласта рідини або газу чи закачування в пласт рідини (газу), називається *експлуатаційною*.

Колони труб, що встановлюються між кондуктором і експлуатаційною колоною, називають *проміжними*. Їх спускають для перекриття нестійких порід, що залягають на значній глибині, ізоляції продуктивних горизонтів, розміщених набагато вище від проектної глибини, ізоляції зон можливих ускладнень та для інших цілей. Проміжна колона може бути відсутня або їх одна і більше.

Верхній кінець колони обсадних труб встановлюють на гирлі свердловини, або – на значній глибині від гирла. Такі колони називають *потайними (хвостовиками)*.

Частина колони, яка складається з труб з отворами по бічній поверхні або в якій після спуску в свердловину роблять отвори шляхом перфорації, називається *фільтром*.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Побудувати графік суміщених тисків та обрати конструкцію свердловини.
3. Визначити діаметр експлуатаційної колони.
4. Визначити діаметри наступних обсадних колон і доліт для буріння стовбура свердловини.

Методика виконання роботи

1. Будують графік суміщених тисків відповідно до вихідних даних.

- 1.1. Визначається кількість обсадних колон і глибини їх спуску.

Для цього будують суміщений графік зміни пластового тиску, тиску гідророзриву порід і гідростатичного тиску стовпа промивальної рідини в координатах глибина – еквівалент градієнту тиску. Виходячи з принципу сумісності умов буріння на графіку знаходять зони кріплення свердловини, що визначають кількість обсадних колон у даній конструкції свердловини і глибини їх спуску. Приклад суміщеного графіка тисків та конструкції свердловини наведено на рисунку 11.1.

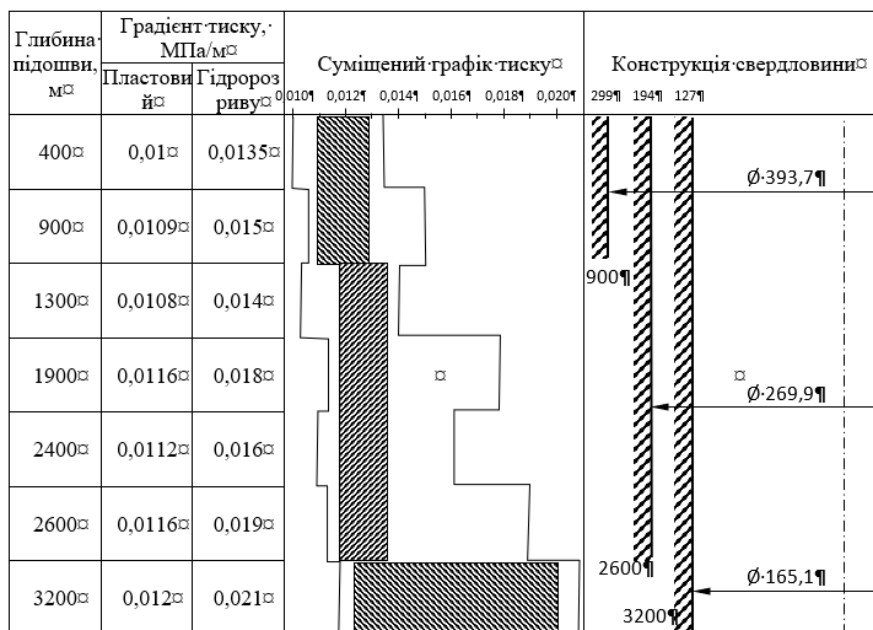


Рисунок 11.1 – Суміщений графік тисків та конструкція свердловини

Конструкція свердловини може включати: направлення, кондуктор; технічну та експлуатаційну колони. Обов'язковими при будь-якій конструкції свердловини є кондуктор і експлуатаційна колона. Проміжну колону проектують при наявності інтервалів, несумісних за умовами

буріння, а також при існуванні зон ускладнень, коли інші способи їх ліквідації не дають позитивних результатів. Якщо не проектується направлення, то необхідно вирішити питання створення замкнутого циклу циркуляції промивальної рідини при бурінні під кондуктор.

Глибина спуску колони визначається глибиною границі розподілу суміжних зон з *несумісними умовами буріння*. Необхідно щоб нижній кінець обсадної колони був розміщений у стійких, непроникних породах. Також, якщо на обсадну колону установлюють превентори, то її підшва повинна бути на такій глибині, щоб при глушінні проявлення не відбулося розриву порід, які залягають вище.

При проектуванні конструкції перших пошуково-розвідувальних свердловин необхідно передбачити в конструкції можливість спуску резервної колони.

Глибина спуску направлення становить кілька метрів (від 3–5 до 15–30 м).

Глибина спуску кондуктора повинна забезпечити виконання кількох умов:

- перекриття всієї товщі пухкого нестійкого інтервалу розрізу;
- роз'єднання водоносних горизонтів, що залягають в інтервалі спуску кондуктора;
- установку на гирлі противикидного обладнання;
- при наявності несумісних інтервалів можливість їх розділення.

Глибина спуску проміжних (технічних) колон визначається глибиною залягання несумісних за умовами буріння інтервалів або глибиною інтервалів, ускладнених поглинаннями, проявами і обвалами. Можливий також спуск декількох технічних колон.

Експлуатаційна колона, як правило, спускається до вибою свердловини, перекриваючи всі продуктивні горизонти.

1.2. Вибираються інтервали цементування

Відповідно до вимог правил безпеки в нафтовій і газовій промисловості передбачаються наступні інтервали цементування:

- направлення, кондуктор, потайні колони цементуються по всій довжині;
- проміжні і експлуатаційні колони цементуються з урахуванням перекриття підшви попередньої колони на висоту не менше 150–300 м для нафтових свердловин і не менше 500 м для газових свердловин.

2. Визначаються діаметри обсадних колон та самої свердловини під

кожну колону

Розрахунок діаметрів обсадних колон і свердловини здійснюється починаючи з експлуатаційної колони. При цьому вихідним є діаметр експлуатаційної колони. При закінчуванні свердловини відкритим стовбуром за діаметр експлуатаційної колони приймається діаметр відкритого стовбура.

2.1. Вибір діаметра експлуатаційної колони

Діаметр експлуатаційної колони вибирають виходячи з максимально очікуваних дебітів пластового флюїду (*нафта + газ + вода, газ + конденсат + вода*) на різних стадіях експлуатації свердловини, габаритів обладнання, яке повинно бути спущене в дану колону для забезпечення заданих дебітів, а також глибини свердловини.

Внутрішній діаметр експлуатаційної колони повинен бути *достатнім* для спуску та встановлення обладнання в період експлуатації свердловини, виконання підземного та капітального ремонту.

Для газових свердловин, з урахуванням дебіту, діаметр експлуатаційної колони необхідно перевірити виходячи з двох умов:

- а) забезпечення виносу потоком газу частинок води та породи, які попадають із пласта на вибій ($d_{в. макс.}$);
- б) забезпечення мінімальних втрат тиску в процесі руху газу у колоні ($d_{в. мин.}$).

У пошуково-розвідувальних свердловинах діаметр експлуатаційної колони вибирають з урахуванням проведення в них комплексу геофізичних досліджень.

Рекомендовані діаметри експлуатаційних колон залежно від дебіту наведені в таблиці 11.1.

Таблиця 11.1 – Рекомендовані діаметри експлуатаційних колон

Нафтова свердловина		Газова свердловина	
Сумарний дебіт, м ³ /доб.	Орієнтовний діаметр, мм	Сумарний дебіт, тис. м ³ /доб.	Орієнтовний діаметр, мм
< 40	114,3	< 75	114,3
40 – 100	127,0; 139,7	75 – 250	114,3 – 146,1
100 – 150	139,7; 146,1	250 – 500	146,1 – 177,8
150 – 300	168,3; 177,8	500 – 1000	168,3 – 219,1
> 300	177,8; 193,7	1000 – 5000	219,1 – 273,1

Діаметр свердловини під експлуатаційну колону розраховується з

урахуванням габаритного розміру колони (по муфтах) і рекомендованого зазору між муфтою і стінками свердловини, які наведено в таблиці 11.2.

Таблиця 11.2 – Залежність величини зазору від діаметра обсадної колони

Зовнішній діаметр обсадної колони, мм	114–127	140–168	178–194	219–245	273–299	324–351	≥ 377
Радіальний зазор Δ , мм	7–10	10–15	15–20	20–25	25–35	30–40	40–50

Діаметри наступних обсадних колон (проміжних, кондуктора) і свердловини для їх спуску вибирають з умов прохідності доліт всередині попередньої колони і прохідності подальшої колони з рекомендованими зазорами.

У всіх випадках, коли це можливо, необхідно прагнути до спрощення конструкції свердловини і зменшення її металоємності, наприклад, за рахунок зменшення числа колон, зменшення діаметрів колон, зменшення рекомендованих зазорів або застосування труб з безмуфтовим з'єднанням.

2.2. Діаметр долота для буріння під експлуатаційну (проміжну) колону розраховуємо за формулою:

$$D_d = D_m + 2\Delta, \quad (11.1)$$

де D_m – зовнішній діаметр муфти обсадної труби, мм;

2Δ – різниця діаметрів стовбура свердловини і муфти обсадної колони, мм.

Величина зазору Δ залежить від діаметра і типу з'єднань обсадних труб, стану свердловини і її кривизни, величини виходу з під підшви попередньої колони. Залежно від діаметра обсадних труб рекомендуються наступні значення Δ (табл. 11.2).

Знаючи розрахункову величину D_d , визначають найближче у бік збільшення значення діаметра долота за ДСТУ ГОСТ 20692:2004 – Долота шарошкові. Технічні умови (Roller bits. Specifications) (табл.11.3).

Таблиця 11.3 – Основні розміри долот за ДСТУ ГОСТ 20692:2004 – Долота шарошкові. Технічні умови (Roller bits. Specifications)

Розміри шарошкових доліт, мм								
76,0	117,5	139,7	171,4	215,9	250,8	320,0	374,6	490,0
93,0	120,6	146,0	187,3	222,3	269,9	349,2	393,7	508,0
95,3	127,0	151,0	190,5	238,1	295,3	365,1	444,5	
98,4	130,2	161,0	200,0	241,3	304,8	368,3	469,9	
114,3	132,0	165,1	212,7	244,5	311,1	371,5	473,1	

2.3. Визначають внутрішній діаметр *попередньої обсадної колони*, виходячи з того, що різниця між внутрішнім діаметром попередньої колони і діаметром долота для бурінні під експлуатаційну колону повинна бути 6–8 мм, тобто:

$$D_{к.вн.} = D_{\partial} + (6 \div 8), \text{ мм} \quad (11.2)$$

де D_{∂} – діаметр долота під експлуатаційну (проміжну) колону, мм;

6–8 – зазор для вільного проходження долота всередині кондуктора.

Після цього за результатами розрахунку з таблиці 11.4 вибирають зовнішній діаметр обсадних труб для попередньої колони і діаметр з'єднуючих муфт до неї.

Таблиця 11.4 – Основні розміри (в мм) обсадних труб і з'єднувальних муфт до них за ДСТУ ISO 11960:2006 – Труби сталеві обсадні або насосно-компресорні для свердловин. Технічні умови (ISO 11960:2004, IDT) / ГОСТ 632-80 – Труби обсадні і муфти до них. Технічні умови (Casing pipes and couplings for them. Specifications)

Зовнішній діаметр обсадної труби, мм	Товщина стінки труби, мм		Діапазон варіювання внутрішнього діаметра, мм		Зовнішній діаметр з'єднувальної муфти, мм		Товщина стінок обсадної труби, мм
	міні-мальна	макси-мальна	від	до	нормаль-ний	змен-шений	
1	2	3	4	5	6	7	8
114,3	5,2	10,2	103,9	93,9	127,0 (133,0)	123,8	5,2; 5,7; 6,4; 7,4; 8,6; 10,2
127,0	5,6	10,7	115,8	105,6	141,3 (146,0)	136,5	5,6; 6,4; 7,5; 9,2; 10,7
139,7	6,2	10,5	127,3	118,7	153,7 (159,0)	149,2	6,2; 7,0; 7,7; 9,2; 10,5
146,1	6,5	10,7	133,0	124,6	166,0	156,0	6,5; 7,0; 7,7; 8,5; 9,5; 10,7
168,3	7,3	12,1	153,7	144,1	187,7	177,8	7,3; 8,0; 8,9; 10,6; 12,1
177,8	5,9	15,0	166,0	147,8	194,5 (198,0)	187,3	5,9; 6,9; 8,1; 9,2; 10,4; 11,5; 12,7; 13,7; 15,0

Продовження таблиці 11.4

1	2	3	4	5	6	7	8
193,7	7,6	15,1	178,5	163,5	215,9	206,4	7,6; 8,3; 9,5; 10,9; 12,7; 15,1
219,1	6,7	14,2	205,7	190,7	244,5	231,8	6,7; 7,7; 8,9; 10,2; 11,4; 12,7; 14,2
244,5	7,9	15,9	228,7	212,7	269,9	257,2	7,9; 8,9; 10,0; 11,1; 12,0; 13,8; 15,9
273,1	7,1	16,5	258,9	240,1	298,5	285,8	7,1; 8,9; 10,2; 11,4; 12,6; 13,8; 15,1; 16,5
298,5	8,5	14,8	281,5	268,9	323,9	-	8,5; 9,5; 11,1; 12,4; 14,8
323,9	8,5	14,0	306,9	265,9	351,0	-	8,5; 9,5; 11,0; 12,4; 14,0
339,7	8,4	15,4	322,9	308,9	365,1	-	8,4; 9,7; 10,9; 12,2; 13,1; 14,0; 15,4
351,0	9,0	12,0	333,0	327,0	376,0	-	9,0; 10,0; 11,0; 12,0
377,0	9,0	12,0	359,0	353,0	402,0	-	9,0; 10,0; 11,0; 12,0
406,4	9,5	16,7	387,4	373,0	431,8	-	9,5; 11,1; 12,6; 16,7
426,0	10,0	12,0	406,0	402,0	451,0	-	10,0; 11,0; 12,0
473,1	11,1	-	450,9	-	508,0	-	11,1
508,0	11,1	16,1	485,8	475,8	533,4	-	11,1; 12,7; 16,1
<i>Примітка: У дужках вказано зовнішній діаметр муфт для труб виконання Б.</i>							

2.4. Знаючи діаметр попередньої колони, по вище приведеній методиці визначають діаметр долота для буріння під цю колону.

У такий спосіб проводять розрахунки поки не дійдуть до шахтного напрямлення.

2.5. Діаметр напрямлення вибирають таким, щоб різниця між його зовнішнім діаметром і діаметром долота для буріння під кондуктор була 50–100 мм.

Приклад

Дані для проектування:

Проектна глибина свердловини – 2600 м.

Проектний горизонт – турнейські відкладення нижнього карбону (C_1^t).

Призначення свердловини – пошукова.

Таблиця 11.5 – Геологічні дані про розріз k_a , k_n

H , м	0–95	95–120	120–135	135–1200	1200–2300	2300–2600
k_a	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1
k_n	2,0	1,8	2,0	2,3	2,0	2,2

$\rho_g = 0,6$ – відносна густина газу;

$\beta_c = 1,07$ – коефіцієнт надстискаємості газу;

$T_c = 296$ К – середня температура газу по стовбуру свердловини під час викиду, К.

1. На основі геологічних даних про розріз (k_a, k_n) будуємо суміщений графік зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків та індексів тисків поглинання з глибиною свердловини (рис. 11.2).

Аналізуючи графік бачимо, що розріз не має зон з несумісними умовами буріння, тобто можливий одноколонний варіант конструкції.

Пробувавши розріз свердловини до проектної глибини можна потім перекрити його експлуатаційною колоною. Але згідно вимог Держтехнагляду для безпечного ведення робіт при первинному розкритті і кріпленню продуктивних горизонтів потрібно мати можливість герметизації затрубного простору при проведенні названих робіт. Виходячи з цього в конструкцію свердловини вводимо проміжну колону для встановлення на ній противикидового обладнання високого тиску.

На основі досвіду проведення робіт, з метою недопущення розриву вверх лежачих порід газом у випадку закриття превентора після викиду, проміжна колона на даному розрізі має бути спущена до глибини приблизно 1200 м.

Перевіримо, чи немає небезпеки розриву порід газом у випадку закриття превентора після викиду. Тиск газу на цій глибині при закритті превентора визначаємо за формулою:

$$P_z = P_{nl} \cdot e^{-s},$$

де e – основа логарифма (ірраціональна константа);

$$s = 0,034 \cdot \rho_g (z_{nl} - z_x) / T_c \cdot \beta_c,$$

z_x – намічена глибина спуску обсадної колони, м;

z_{nl} – глибина залягання пласта з максимальним пластовим тиском, м;

$$s = 0,034 \cdot 0,6 \cdot (2600 - 1200) / 296 \cdot 1,07 = 0,09017.$$

$$P_{nl} = k_a \cdot \rho_g \cdot g \cdot h = 1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2600 = 28056600 \text{ Па}$$

$$\text{Отже, } P_z = 28056600 \cdot e^{-0,09017} = 25,6 \text{ МПа.}$$

Визначимо відносний тиск по воді:

$$P_{відн.} = P_z / \rho_v \cdot g \cdot z_x = 25600000 / 1000 \cdot 9,81 \cdot 1200 = 2,2 \text{ МПа,}$$

де ρ_v – густина води.

Для того, щоб не відбувалось розриву порід і поглинань необхідно щоб справдились наступні умови: $P_{відн.} < k_n$

У нашому випадку в інтервалі встановлення проміжної колони (135–1200 м) $k_n = 2,3$, отже нерівність справджується, тому проміжну колону спускаємо на намічену глибину 1200 м.

Враховуючи геологічні дані: верхній розріз (*кайнозойські відклади*) має нестійкі породи, схильні до розмиву і обвалів. Для їх перекриття, а також з метою охорони бучакського водоносного горизонту від забруднення необхідно спустити *кондуктор* на глибину 140 м.

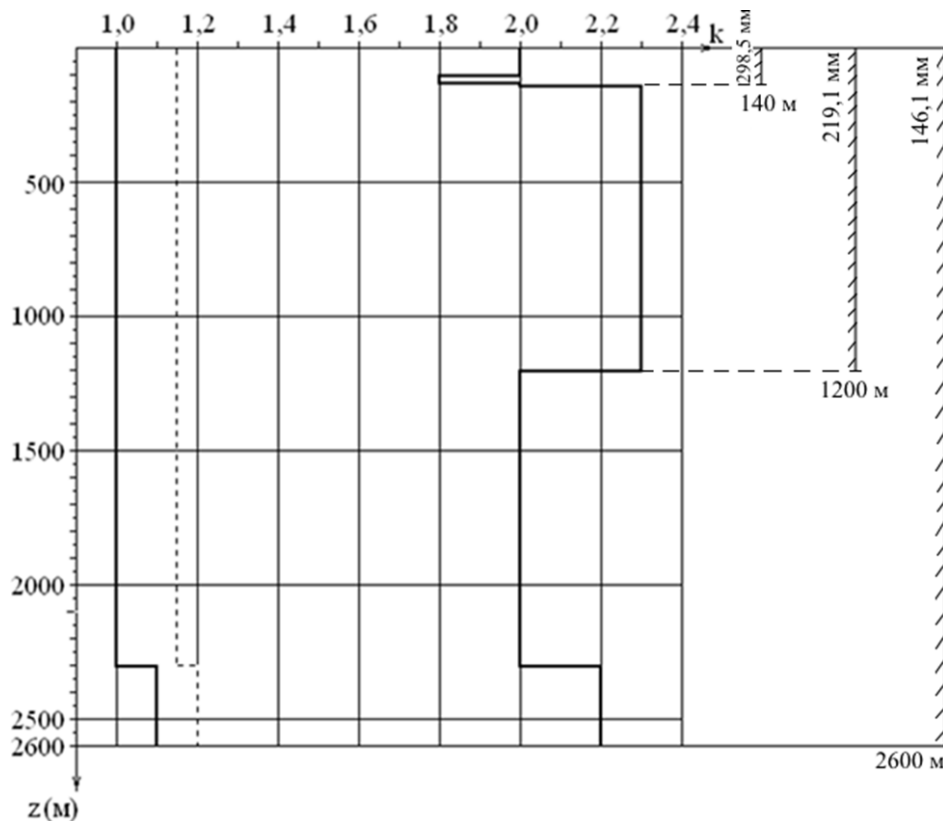


Рисунок 11.2 – Графік суміщених тисків

2. В експлуатаційній колоні буде виконаний комплекс геолого-геофізичних досліджень, випробування і більш детальне дослідження вірогідних продуктивних горизонтів. Виходячи з цього *діаметр експлуатаційної колони* приймаємо 146 мм.

Знаходимо діаметр свердловини, необхідний для спуску експлуатаційної колони:

$$D_c = D_m + 2\Delta_k,$$

де D_m – діаметр муфти обсадної колони або іншого елемента колони, що має найбільший діаметр м;

Δ_k – радіальний зазор між стінкою свердловини і муфтою обсадної труби, м (табл. 11.2).

$$D_c = 0,166 + 2(0,010 \div 0,015) = 0,186 \div 0,196 \text{ м.}$$

З таблиці 11.3 вибираємо діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону – 190,5 мм.

3. *Діаметр проміжної колони* вибираємо виходячи з умов проходження через неї долота, прийнятого для буріння інтервалу 1200–2600 м.

Спочатку визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

$$D_{к.вн.} = D_{\partial} + (6 \div 8) = 0,1905 + (0,006 \div 0,008) = 0,1965 \div 0,1985 \text{ м.}$$

З таблиці 11.4 вибираємо муфтову колону діаметром 219,1 мм.

Знаходимо *необхідний діаметр свердловини* під проміжну колону:

$$D_c = D_m + 2\Delta = 0,2445 + 2(0,020 \div 0,025) = 0,2845 \div 0,2945 \text{ м.}$$

Враховуючи коефіцієнт кавернозності свердловини рівний 1,1 приймаємо долото діаметром 269,9 мм. При цьому діаметр пробуреної свердловини буде дорівнювати: $269,9 \times 1,1 = 296,9$ мм.

5.4. *Визначаємо діаметр муфтового кондуктора*, виходячи з умови проходження через нього долота, прийнятого для буріння інтервалу 140–1200 м:

$$D_{к.вн.} = D_{\partial} + (6 \div 8) = 0,2699 + (0,006 \div 0,008) = 0,2759 \div 0,2779 \text{ м.}$$

З таблиці 11.4 вибираємо муфтову колону діаметром 298,5 мм.

Знаходимо *необхідний діаметр свердловини під кондуктор*:

$$D_c = D_m + 2\Delta = 0,3239 + 2(0,025 \div 0,035) = 0,3739 \div 0,3939 \text{ м.}$$

З таблиці 11.3 вибираємо діаметр долота для буріння під кондуктор – 393,7 мм.

Згідно з правилами ведення бурових робіт в Україні, кондуктор, а так як свердловина пошукова то й проміжна та експлуатаційна колони повинні бути зацементовані по всій довжині.

Вихідні дані для виконання практичної роботи приведені в таблиці 11.6

Проектний горизонт – *турнейські відкладення нижнього карбону* (C_1^t).

Призначення свердловини – *пошукова*.

Таблиця 11.6 – Дані для побудови графіка суміщених тисків

Варіанти	Проектна глибина свердловини (z), м	Інтервали геологічного розрізу свердловини, м											
		0–95		95–120		120–135		135–1200		1200–2300		2300–проект	
		k_a	k_n	k_a	k_n	k_a	k_n	k_a	k_n	k_a	k_n	k_a	k_n
1	2610	1,0	1,8	1,0	2,0	1,0	1,8	1,0	2,1	1,0	1,8	1,1	2,0
2	2620	1,0	1,9	1,0	1,9	1,0	1,9	1,0	2,2	1,0	1,9	1,2	2,1
3	2630	1,0	2,0	1,0	1,8	1,0	2,0	1,0	2,3	1,0	2,0	1,3	2,2
4	2640	1,0	2,1	1,0	1,7	1,0	2,1	1,0	2,4	1,0	2,1	1,4	2,3
5	2650	1,0	1,7	1,0	2,1	1,0	1,7	1,0	2,0	1,0	1,7	1,0	1,9
6	2660	1,0	1,8	1,0	2,0	1,0	1,8	1,0	2,1	1,0	1,8	1,1	2,0
7	2670	1,0	1,9	1,0	1,9	1,0	1,9	1,0	2,2	1,0	1,9	1,2	2,1
8	2680	1,0	2,0	1,0	1,8	1,0	2,0	1,0	2,3	1,0	2,0	1,3	2,2
9	2690	1,0	2,1	1,0	1,7	1,0	2,1	1,0	2,4	1,0	2,1	1,4	2,3
10	2700	1,0	1,7	1,0	2,1	1,0	1,7	1,0	2,0	1,0	1,7	1,0	1,9
11	2710	1,0	1,8	1,0	2,0	1,0	1,8	1,0	2,1	1,0	1,8	1,1	2,0
12	2720	1,0	1,9	1,0	1,9	1,0	1,9	1,0	2,2	1,0	1,9	1,2	2,1
13	2730	1,0	2,0	1,0	1,8	1,0	2,0	1,0	2,3	1,0	2,0	1,3	2,2
14	2740	1,0	2,1	1,0	1,7	1,0	2,1	1,0	2,4	1,0	2,1	1,4	2,3
15	2750	1,0	1,7	1,0	2,1	1,0	1,7	1,0	2,0	1,0	1,7	1,0	1,9
16	2760	1,0	1,8	1,0	2,0	1,0	1,8	1,0	2,1	1,0	1,8	1,1	2,0
17	2770	1,0	1,9	1,0	1,9	1,0	1,9	1,0	2,2	1,0	1,9	1,2	2,1
18	2780	1,0	2,0	1,0	1,8	1,0	2,0	1,0	2,3	1,0	2,0	1,3	2,2
19	2790	1,0	2,1	1,0	1,7	1,0	2,1	1,0	2,4	1,0	2,1	1,4	2,3
20	2800	1,0	1,7	1,0	2,1	1,0	1,7	1,0	2,0	1,0	1,7	1,0	1,9
21	2810	1,0	1,8	1,0	2,0	1,0	1,8	1,0	2,1	1,0	1,8	1,1	2,0
22	2820	1,0	1,9	1,0	1,9	1,0	1,9	1,0	2,2	1,0	1,9	1,2	2,1
23	2830	1,0	2,0	1,0	1,8	1,0	2,0	1,0	2,3	1,0	2,0	1,3	2,2
24	2840	1,0	2,1	1,0	1,7	1,0	2,1	1,0	2,4	1,0	2,1	1,4	2,3
25	2850	1,0	1,7	1,0	2,1	1,0	1,7	1,0	2,0	1,0	1,7	1,0	1,9
26	2860	1,0	2,0	1,0	2,2	1,0	2,3	1,0	2,5	1,0	2,2	1,5	2,4

$\rho_z = 0,6$ – відносна густина газу;

$\beta_c = 1,07$ – коефіцієнт надстискаємості газу.

$T_c = 296$ К – середня температура газу по стовбуру свердловини під час викиду, К.

Контрольні питання

1. Що розуміють під конструкцією свердловини?
2. Призначення шахтного напрямку, кондуктора, проміжної, експлуатаційної колони.
3. Намалюйте двоколонну конструкцію свердловини.
4. Від чого залежить величина зазору між обсадною колоною і стінками свердловини?

12 РОЗРАХУНОК ГЛИБИНИ СПУСКУ КОНДУКТОРА

Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунку мінімальної глибини спуску кондуктора відомими способами.

Основні теоретичні положення

Колона обсадних труб, що спускається в свердловину після направлення, яка служить для закріплення її стінок у недостатньо стійких породах та перекриття зон ускладнень, а також для ізоляції горизонтів, які вміщують артезіанські та лікувальні води, називається кондуктором.

Глибина спуску кондуктора визначається вимогою кріплення верхніх нестійких відкладень та ізоляції верхніх водоносних і поглинаючих горизонтів.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Розрахувати мінімальну глибину спуску кондуктора і за умовами родовища визначити глибину його спуску.

Методика виконання роботи

Мінімальна глибина спуску кондуктора виходячи з умови попередження гідророзриву порід у разі некерованого фонтанування визначається за формулою:

$$H \geq \frac{P_{\text{пл}} - 10^{-9} L \rho_{\text{ф}}}{\Delta P_{\text{г.р.}} - 10^{-9} \rho_{\text{ф}}}, [\text{м}] \quad (12.1)$$

де $P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск, МПа;

L – проектна глибина свердловини, м;

$\Delta P_{\text{г.р.}}$ – градієнт тиску гідророзриву порід, МПа / м;

$\rho_{\text{ф}}$ – густина пластового флюїду кг / м³.

Розрахунок мінімальної глибини спуску кондуктора з умов запобігання гідророзриву пластів (ГРП) при закритті гирла. У разі можливого відкритого фонтанування при повному заміщенні промивальної рідини флюїдом розраховується за формулою:

$$H_k = \frac{1,05 \cdot P_{\text{г}} \cdot L}{0,95 \cdot \Delta P_{\text{г.р.}} \cdot L - 1,05 (P_{\text{пл}} - P_{\text{г}})} \quad (12.2)$$

де $\Delta P_{\text{г.р.}}$ – градієнт тиску гідророзриву порід, МПа / м;

$P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск, що проявляється в пласті, МПа;

$P_{\text{г}}$ – гирловий тиск при закритому противикидному обладнанні (ПВО) (за промисловими даними), МПа;

L – глибина свердловини, м.

Приклад

Вихідні дані:

Таблиця 12.1 – Вихідні дані для розрахунку

Глибина свердловини (L), м	Тиск, МПа		$\rho_{п.р.}$, кг/м ³	$\rho_{ф.}$, кг/м ³	$\Delta P_{г.р.}$, МПа
	$P_{пл}$	$P_{г.}$			
2935	31,50	8,47	1080	818	0,020

Розв'язання:

1. Розрахуємо глибину спуску за формулою (12.1):

$$H \geq \frac{P_{пл} - 10^{-9} \cdot L \cdot \rho_{ф.}}{\Delta P_{г.р.} - 10^{-9} \cdot \rho_{ф.}} = \frac{31,5 - 10^{-9} \cdot 2935 \cdot 818}{0,02 - 10^{-9} \cdot 818} = 1575 \text{ м}$$

Глибина спуску кондуктора як правило становить 300–800 м. При бурінні свердловин з горизонтальним входженням в пласт застосовують подовжений кондуктор до глибини приблизно 1000–1100 м. Згідно з нашими даними на буріння свердловини, несумісних умов буріння немає, тому глибина кондуктора розрахована за даною формулою, велика.

2. Розрахуємо глибину спуску кондуктора за формулою (12.2):

$$H_k = \frac{1,05 \cdot P_{г.} \cdot L}{0,95 \cdot \Delta P_{г.р.} \cdot L - 1,05(P_{пл} - P_{г.})} =$$

$$= \frac{1,05 \cdot 8,47 \cdot 2935}{0,95 \cdot 0,02 \cdot 2935 - 1,05(31,5 - 8,47)} = 828 \text{ м}$$

Відповідь: За правилами підшва кондуктора повинна бути встановлена в щільні непроникні породи. Дивимось літолого-стратиграфічну характеристику свердловини, наприклад, в інтервалі 828 м знаходяться пісковики, тому визначаємо глибину спуску кондуктора в глини на глибину 875 м..

Вихідні дані для виконання практичної роботи приведені в таблиці 12.2

Таблиця 12.2 – Вихідні дані для розрахунку

№	Глибина свердловини, м	Тиск, МПа		$\rho_{п.р.}, \text{кг/м}^3$	$\rho_{ф}, \text{кг/м}^3$	$\Delta P_{г.р.}, \text{МПа}$
		$P_{пл}$	$P_{г}$			
1	2450	28,30	7,90	1080	818	0,018
2	2500	23,51	5,84	1090	707	0,020
3	2550	25,30	18,00	1100	818	0,025
4	2600	21,72	5,01	1110	707	0,018
5	2650	28,00	9,00	1120	818	0,020
6	2700	27,60	7,30	1130	707	0,025
7	2750	28,30	7,90	1140	818	0,018
8	2800	23,51	5,84	1150	707	0,020
9	2850	25,30	18,00	1160	818	0,025
10	2900	21,72	5,01	1170	707	0,018
11	2950	28,00	9,00	1180	818	0,020
12	3000	30,69	8,07	1190	707	0,025
13	2450	28,30	7,90	1080	818	0,018
14	2500	23,51	5,84	1090	707	0,020
15	2550	25,30	18,00	1100	818	0,025
16	2600	21,72	5,01	1110	707	0,018
17	2650	28,00	9,00	1120	818	0,020
18	2700	27,60	7,30	1130	707	0,025
19	2750	28,30	7,90	1140	818	0,018
20	2800	23,51	5,84	1150	707	0,020
21	2850	25,30	18,00	1160	818	0,025

Контрольні питання

1. Яка мета спуску обсадних колон у свердловину?
2. Для чого служить кондуктор?
3. З якою метою розраховують глибину спуску кондуктора?

13 ВИБІР КОНСТРУКЦІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ КОЛОНИ ТА ВИБОЮ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ КОЛОНИ

Мета роботи

Набуття практичних навичок вибору і обґрунтування типу конструкції експлуатаційної колони.

Основні теоретичні положення

Існує декілька способів розкриття продуктивних пластів. *Вибір способу розкриття суттєво залежить від будови пласта, його колекторських властивостей, складу рідин та газів, які містяться в ньому, кількості продуктивних пропластків і коефіцієнтів аномальності пластових тисків.*

Якщо в розрізі свердловини наявні пласти з аномально високим пластовим тиском або нестійкі відкладення, буріння яких проводиться з використанням обважненої промивальної рідини, а продуктивні відкладення залягають нижче таких порід, спільне їх розкриття буде неможливим внаслідок поглинань. В таких гірничо-геологічних умовах до розкриття продуктивного горизонту в його покрівлю спускають проміжну колону, яку цементують. Після розкриття продуктивних горизонтів спускають і цементують експлуатаційну колону, яка може бути суцільною або хвостовиком.

Якщо продуктивні горизонти складені стійкими породами, низ експлуатаційної колони встановлюють в покрівлі продуктивних відкладень.

У всіх інших випадках експлуатаційну колону спускають по всій довжині, перекриваючи продуктивний пласт і цементують, а потім перфорують в інтервалі продуктивного пласта.

При низьких пластових тисках продуктивного горизонту, коли поклад не підстиляється підошовною водою, а породи стійкі, продуктивну частину розрізу не цементують. При цьому застосовують манжетне цементування експлуатаційної колони, яка в інтервалі продуктивного горизонту обладнана фільтром.

Методи закінчування свердловин і розкриття продуктивних горизонтів.

У розрізі нафтових і газових родовищ зустрічається велика кількість пористих пластів-колекторів (пісків, пісковиків, вапняків), роз'єднаних один від одного глинами, мергелями, щільними пісковиками

й іншими породами. Ці пласти можуть бути нафтоносними, газоносними, водоносними або сухими.

Особливу увагу необхідно звернути на конструкцію вибою свердловини. Конструкцію вибою слід вибирати згідно з відповідним керівним нормативним документом (КНД).

У практиці буріння застосовують наступні основні конструкції вибоїв при закінчуванні свердловин (рис. 13.1).

1. Установка водоізолюючої колони в покрівлі продуктивного горизонту та її цементування з подальшим розкриттям пласта і спуском спеціального фільтра (рис. 13.1, б) або хвостовика (рис. 13.1, д). У деяких випадках в стійких породах у продуктивній частині розрізу фільтр або хвостовик не спускаються і водоізолююча колона являється експлуатаційною (рис. 13.1, а).

2. Повне розкриття пласта зі спуском комбінованої колони з манжетним цементуванням її вище продуктивного об'єкта і з фільтром в нижній частині проти продуктивного пласта (рис. 13.1, в).

3. Повне розкриття пласта зі спуском колони із суцільним цементуванням і подальшою перфорацією (прострілюванням отворів) проти продуктивних горизонтів (рис. 13.1, з).

Перераховані методи спрямовані на те, щоб не допустити закупорювання пор продуктивного пласта і створити сприятливі умови для руху пластового флюїду з пласта в свердловину.

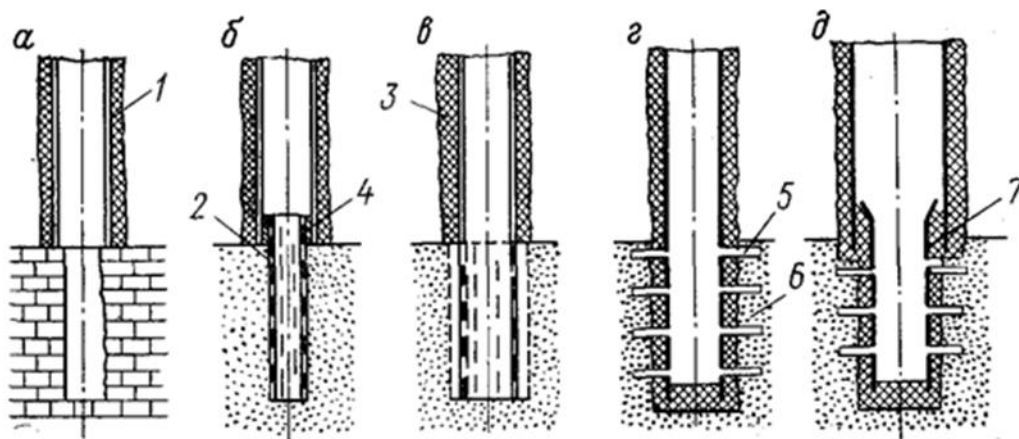


Рисунок 13.1 – Схеми конструкції експлуатаційної колони та обладнання вибоїв свердловини

1 – обсадна колона; 2 – фільтр; 3 – цементний камінь; 4 – пакер;
5 – перфораційні отвори; 6 – продуктивний пласт; 7 – хвостовик

Методи розкриття пласта залежно від пластового тиску, ступеня насиченості пласта нафтою, ступеня дренування та інших факторів можуть бути різними, але всі вони повинні відповідати наступним основним вимогам.

1. При розтині пласта з високим тиском повинна бути відвернена можливість відкритого фонтанування свердловини.

2. При розтині пласта повинні бути збережені на високому рівні природні фільтраційні властивості порід привибійної зони. Якщо проникність порід мала, повинні бути вжиті заходи щодо поліпшення фільтраційних властивостей привибійної зони свердловини.

3. Повинні бути забезпечені відповідні інтервали розкриття пласта, що гарантують тривалу безводну експлуатацію свердловин і максимальне полегшення припливу нафти до вибою.

При розкритті продуктивних пластів з низьким пластовим тиском особливо ретельно слід вибирати промивальну рідину, оскільки може відбуватися інтенсивне її поглинання пластом, що супроводжується відтискуванням нафти від вибою свердловини і значним погіршенням фільтраційних властивостей порід привибійної зони. Для розкриття продуктивних пластів з низьким пластовим тиском застосовують спеціальні промивальні рідини на нафтовій основі, емульсійні рідини, глинисті розчини з домішками поверхнево-активних речовин, аеровані рідини та ін.

Закінчування свердловин, що розкрили виснажені пласти, в основному проводять першими двома способами. Перед розкриттям пластів гідроізолюючу колону встановлюють в покрівлі продуктивного пласта. Розкривши продуктивний пласт, спускають хвостовик або фільтр. При відсутності гідроізолюючої колони після розтину виснаженого пласта спускають обсадну колону з фільтром проти пласта і за допомогою манжетного цементування тампують її вище продуктивного пласта.

Фільтри можуть бути як з круглими, так і з щілиновидними отворами. Щілиноподібні фільтри дорогі у виготовленні і не завжди надійно запобігають надходження піску в свердловину або часто засмічуються. Тому застосовують також й інші способи обладнання вибою для запобігання надходження піску в свердловину. Наприклад, вибій свердловини іноді обладнують металокерамічними, піщано-пластмасовими або гравійними фільтрами.

У свердловинах з високим пластовим тиском повинно здійснюватися повне розкриття пласта з усіма запобіжними заходами з подальшим спуском експлуатаційної колони із суцільним цементуванням і прострілюванням отворів проти продуктивних горизонтів.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити метод розкриття продуктивного пласта.
3. Визначити конструкцію експлуатаційної колони та вибою свердловини.
4. Навести схему експлуатаційної колони та вибою свердловини

Приклад

Вихідні дані:

Експлуатаційна свердловина № 304 Селюхівського нафтового родовища

Проектна глибина свердловини – 3580 м.

Проектна конструкція свердловини:

- кондуктор ϕ 351х324 мм – 620 м, цемент до гирла.
- проміжна колона ϕ 245 – 2480 м, цемент до гирла.
- експлуатаційна колона ϕ 140 мм.

Продуктивні горизонти: 3106 – 3110; 3408 – 3422; 3533 – 3540; 3545 – 3553 м.

Пластовий тиск – гідростатичний по всій довжині свердловини.

Відповідь:

Згідно з геолого-технічними умовами даного розрізу здійснюємо повне розкриття продуктивних пластів з усіма противикидними запобіжними заходами з подальшим спуском експлуатаційної колони на проектну глибину із суцільним цементуванням і прострілюванням отворів проти продуктивних горизонтів (схема конструкції експлуатаційної колони рис. 13.1, з).

Вихідні дані для виконання практичної роботи приведені в таблиці 13.1

Таблиця 13.1 – Вихідні дані для розрахунку

Варіанти	Дані для проектування
1	2
1	Свердловина № 3 Боярської площі Призначення свердловини – <i>пошукова</i> Проектна глибина свердловини – 2600 м Проектна конструкція свердловини: – кондуктор ϕ 298,5 мм – 140 м, цемент до гирла – проміжна колона ϕ 219,1 – 1200 м, цемент до гирла – експлуатаційна колона ϕ 146,1 мм. Продуктивний горизонт: 2520 – 2535 м Коефіцієнт аномальності пластового тиску вище продуктивного горизонту $k_a = 1,0$ Коефіцієнт аномальності пластового тиску продуктивного горизонту $k_a = 1,1$
2	Свердловина №128 Акташського нафтогазового родовища (НГР) Проектна глибина свердловини – 380 м Проектна конструкція свердловини: – кондуктор ϕ 245 – 60 м, цемент до гирла – експлуатаційна колона ϕ 146,1 мм Продуктивні горизонти залягають в інтервалі 355 – 370 м Пластовий тиск – <i>гідростатичний по всій довжині свердловини</i>
3	Свердловина №488 Комишнянської площі Призначення свердловини – <i>розвідувальна</i>. Проектна глибина свердловини – 5600 м. Проектна конструкція свердловини: – 426 мм кондуктор – 400 м, цемент до гирла – 324 мм проміжна колона – 2500 м, цемент до гирла – 245 мм проміжна колона – 4250 м, цемент до гирла – 194 мм проміжна колона (хвостовик) – 4100 – 5400 м цемент по всій довжині – 146/140 мм експлуатаційна колона. Продуктивні горизонти в інтервалі: 5500 – 5600 м. Коефіцієнт аномальності пластового тиску вище продуктивних горизонтів $k_a = 1,0$ Коефіцієнт аномальності пластового тиску продуктивних горизонтів $k_a = 1,12$
4	Свердловина № 460 П'рківської площі Призначення свердловини – <i>розвідувальна</i> Проектна глибина – 5850 м Проектна конструкція свердловини: – 426 мм кондуктор – 200 м, цемент до гирла – 324 мм проміжна колона – 1980 м, цемент до гирла – 245 мм проміжна колона – 4600 м, цемент до гирла – 146 мм експлуатаційна колона Продуктивні горизонти в інтервалі: 5600 – 5800 м Коефіцієнт аномальності пластового тиску вище продуктивних горизонтів $k_a = 1,0$ Коефіцієнт аномальності пластового тиску продуктивних горизонтів $k_a = 1,1$
5	Свердловина №1 Боханівської площі Призначення свердловини – <i>пошукова</i> Проектна глибина – 5150 м Проектна конструкція свердловини: – 426 мм кондуктор – 350 м, цемент до гирла – 324 мм проміжна колона – 2150 м, цемент до гирла – 245 мм проміжна колона – 3900 м, цемент до гирла – 146 мм експлуатаційна колона. Продуктивні горизонти в інтервалі: 5000 – 5100 м Коефіцієнт аномальності пластового тиску вище продуктивних горизонтів $k_a = 1,0$ Коефіцієнт аномальності пластового тиску продуктивних горизонтів $k_a = 1,1$

Продовження таблиці 13.1

1	2
6	Свердловина №120 Березівського родовища Призначення свердловини – <i>експлуатаційна</i> Проектна глибина – 5540 м Проектна конструкція свердловини: – 630 мм направлення – 5 м, цемент по всій довжині – 426 мм кондуктор – 250 м, цемент до гирла – 324 мм проміжна колона – 2000 м, цемент до гирла – 245 мм проміжна колона – 4550 м, цемент до гирла – 194 мм проміжна колона (хвостовик) в інтервалі 4350 – 5050 м, цемент по всій довжині – 127/140/168 мм експлуатаційна колона Продуктивні горизонти в інтервалі: 5070 – 5540 м Коефіцієнт аномальності пластового тиску вище продуктивних горизонтів $k_a = 1,0$ Коефіцієнт аномальності пластового тиску продуктивних горизонтів $k_a = 1,15$
7	Свердловина №70 Західно-Хрестищенської площі Призначення свердловини – <i>розвідувальна</i> Проектна глибина – 6500 м Проектна конструкція свердловини: – 630 мм кондуктор – 240 м, цемент по всій довжині – 426 мм проміжна колона – 1790 м, цемент до гирла – 340 мм проміжна колона – 3640 м, цемент до гирла – 245 мм проміжна колона (хвостовик) в інтервалі 3200 – 5030 м, цемент по всій довжині – 140/168 мм експлуатаційна колона Продуктивні горизонти в інтервалі: 5070 – 5540 м Коефіцієнт аномальності пластового тиску вище продуктивних горизонтів $k_a = 1,0$ Коефіцієнт аномальності пластового тиску продуктивних горизонтів $k_a = 1,2$
8	Свердловина № 3 Боярської площі Призначення свердловини – <i>пошукова</i> Проектна глибина свердловини – 2600 м Проектна конструкція свердловини: – кондуктор ϕ 298,5 мм – 140 м, цемент до гирла – проміжна колона ϕ 219,1 – 1200 м, цемент до гирла – експлуатаційна колона ϕ 146,1 мм. Продуктивний горизонт: 2520 – 2535 м Коефіцієнт аномальності пластового тиску вище продуктивного горизонту $k_a = 1,0$ Коефіцієнт аномальності пластового тиску продуктивного горизонту $k_a = 1,1$
9	Свердловина №128 Акташського нафтогазового родовища (НГР) Проектна глибина свердловини – 380 м Проектна конструкція свердловини: – кондуктор ϕ 245 – 60 м, цемент до гирла – експлуатаційна колона ϕ 146,1 мм Продуктивні горизонти залягають в інтервалі 355 – 370м Пластовий тиск – <i>гідростатичний по всій довжині свердловини</i>
10	Свердловина №488 Комишнянської площі Призначення свердловини – <i>розвідувальна</i>. Проектна глибина свердловини – 5600 м. Проектна конструкція свердловини: – 426 мм кондуктор – 400 м, цемент до гирла – 324 мм проміжна колона – 2500 м, цемент до гирла – 245 мм проміжна колона – 4250 м, цемент до гирла – 194 мм проміжна колона (хвостовик) – 4100 – 5400 м цемент по всій довжині – 146/140 мм експлуатаційна колона. Продуктивні горизонти в інтервалі: 5500 – 5600 м. Коефіцієнт аномальності пластового тиску вище продуктивних горизонтів $k_a = 1,0$ Коефіцієнт аномальності пластового тиску продуктивних горизонтів $k_a = 1,12$

Продовження таблиці 13.1

1	2
11	Свердловина № 460 Пірківської площі Призначення свердловини – розвідувальна Проектна глибина – 5850 м Проектна конструкція свердловини: – 426 мм кондуктор – 200 м, цемент до гирла – 324 мм проміжна колона – 1980 м, цемент до гирла – 245 мм проміжна колона – 4600 м, цемент до гирла – 146 мм експлуатаційна колона Продуктивні горизонти в інтервалі: 5600 – 5800 м Коефіцієнт аномальності пластового тиску вище продуктивних горизонтів $k_a = 1,0$ Коефіцієнт аномальності пластового тиску продуктивних горизонтів $k_a = 1,1$
12	Свердловина №1 Боханівської площі Призначення свердловини – пошукова Проектна глибина – 5150 м Проектна конструкція свердловини: – 426 мм кондуктор – 350 м, цемент до гирла – 324 мм проміжна колона – 2150 м, цемент до гирла – 245 мм проміжна колона – 3900 м, цемент до гирла – 146 мм експлуатаційна колона. Продуктивні горизонти в інтервалі: 5000 – 5100 м Коефіцієнт аномальності пластового тиску вище продуктивних горизонтів $k_a = 1,0$ Коефіцієнт аномальності пластового тиску продуктивних горизонтів $k_a = 1,1$
13	Свердловини №120 Березівського родовища Призначення свердловини – експлуатаційна Проектна глибина – 5540 м Проектна конструкція свердловини: – 630 мм направлення – 5 м, цемент по всій довжині – 426 мм кондуктор – 250 м, цемент до гирла – 324 мм проміжна колона – 2000 м, цемент до гирла – 245 мм проміжна колона – 4550 м, цемент до гирла – 194 м. проміжна колона (хвостовик) в інтервалі 4350 – 5050 м, цемент по всій довжині – 127/140/168 мм експлуатаційна колона Продуктивні горизонти в інтервалі: 5070 – 5540 м Коефіцієнт аномальності пластового тиску вище продуктивних горизонтів $k_a = 1,0$ Коефіцієнт аномальності пластового тиску продуктивних горизонтів $k_a = 1,15$
14	Свердловина №70 Західно-Хрестищенської площі Призначення свердловини – розвідувальна Проектна глибина – 6500 м Проектна конструкція свердловини: – 630 мм кондуктор – 240 м, цемент по всій довжині – 426 мм проміжна колона – 1790 м, цемент до гирла – 340 мм проміжна колона – 3640 м, цемент до гирла – 245 мм проміжна колона (хвостовик) в інтервалі 3200 – 5030 м, цемент по всій довжині – 140/168 мм експлуатаційна колона Продуктивні горизонти в інтервалі: 5070 – 5540 м Коефіцієнт аномальності пластового тиску вище продуктивних горизонтів $k_a = 1,0$ Коефіцієнт аномальності пластового тиску продуктивних горизонтів $k_a = 1,2$
15	Свердловина № 3 Боярської площі Призначення свердловини – пошукова Проектна глибина свердловини – 2600 м Проектна конструкція свердловини: – кондуктор ϕ 298,5 мм – 140 м, цемент до гирла – проміжна колона ϕ 219,1 – 1200 м, цемент до гирла – експлуатаційна колона ϕ 146,1 мм. Продуктивний горизонт: 2520 – 2535 м Коефіцієнт аномальності пластового тиску вище продуктивного горизонту $k_a = 1,0$ Коефіцієнт аномальності пластового тиску продуктивного горизонту $k_a = 1,1$

Продовження таблиці 13.1

1	2
16	Свердловина №128 Акташського нафтогазового родовища (НГР) Проектна глибина свердловини – 380 м Проектна конструкція свердловини: – кондуктор ϕ 245 – 60 м, цемент до гирла – експлуатаційна колона ϕ 146,1 мм Продуктивні горизонти залягають в інтервалі 355 – 370 м Пластовий тиск – гідростатичний по всій довжині свердловини
17	Свердловина №488 Комишнянської площі Призначення свердловини – розвідувальна. Проектна глибина свердловини – 5600 м. Проектна конструкція свердловини: – 426 мм кондуктор – 400 м, цемент до гирла – 324 мм проміжна колона – 2500 м, цемент до гирла – 245 мм проміжна колона – 4250 м, цемент до гирла – 194 мм проміжна колона (хвостовик) – 4100 – 5400 м цемент по всій довжині – 146/140 мм експлуатаційна колона. Продуктивні горизонти в інтервалі: 5500 – 5600 м. Коефіцієнт аномальності пластового тиску вище продуктивних горизонтів $k_a = 1,0$ Коефіцієнт аномальності пластового тиску продуктивних горизонтів $k_a = 1,12$
18	Свердловина № 460 Пірківської площі Призначення свердловини – розвідувальна Проектна глибина – 5850 м Проектна конструкція свердловини: – 426 мм кондуктор – 200 м, цемент до гирла – 324 мм проміжна колона – 1980 м, цемент до гирла – 245 мм проміжна колона – 4600 м, цемент до гирла – 146 мм експлуатаційна колона Продуктивні горизонти в інтервалі: 5600 – 5800 м Коефіцієнт аномальності пластового тиску вище продуктивних горизонтів $k_a = 1,0$ Коефіцієнт аномальності пластового тиску продуктивних горизонтів $k_a = 1,1$
19	Свердловина №1 Боханівської площі Призначення свердловини – пошукова Проектна глибина – 5150 м Проектна конструкція свердловини: – 426 мм кондуктор – 350 м, цемент до гирла – 324 мм проміжна колона – 2150 м, цемент до гирла – 245 мм проміжна колона – 3900 м, цемент до гирла – 146 мм експлуатаційна колона. Продуктивні горизонти в інтервалі: 5000 – 5100 м Коефіцієнт аномальності пластового тиску вище продуктивних горизонтів $k_a = 1,0$ Коефіцієнт аномальності пластового тиску продуктивних горизонтів $k_a = 1,1$
20	Свердловини №120 Березівського родовища Призначення свердловини – експлуатаційна Проектна глибина – 5540 м Проектна конструкція свердловини: – 630 мм направлення – 5 м, цемент по всій довжині – 426 мм кондуктор – 250 м, цемент до гирла – 324 мм проміжна колона – 2000 м, цемент до гирла – 245 мм проміжна колона – 4550 м, цемент до гирла – 194 м. проміжна колона (хвостовик) в інтервалі 4350 – 5050 м, цемент по всій довжині – 127/140/168 мм експлуатаційна колона Продуктивні горизонти в інтервалі: 5070 – 5540 м Коефіцієнт аномальності пластового тиску вище продуктивних горизонтів $k_a = 1,0$ Коефіцієнт аномальності пластового тиску продуктивних горизонтів $k_a = 1,15$

Закінчення таблиці 13.1

1	2
21	Свердловина №70 Західно-Хрестищенської площі Призначення свердловини – розвідувальна Проектна глибина – 6500 м Проектна конструкція свердловини: – 630 мм кондуктор – 240 м, цемент по всій довжині – 426 мм проміжна колона – 1790 м, цемент до гирла – 340 мм проміжна колона – 3640 м, цемент до гирла – 245 мм проміжна колона (хвостовик) в інтервалі 3200 – 5030 м, цемент по всій довжині – 140/168 мм експлуатаційна колона Продуктивні горизонти в інтервалі: 5070 – 5540 м Коефіцієнт аномальності пластового тиску вище продуктивних горизонтів $k_a = 1,0$ Коефіцієнт аномальності пластового тиску продуктивних горизонтів $k_a = 1,2$

Контрольні питання

1. Назвіть схеми конструкцій експлуатаційних колон та обладнання вибоїв свердловин.
2. З якою метою застосовують різні схеми конструкцій експлуатаційних колон?
3. З якою метою проводять перфорацію експлуатаційної колони?
4. В яких гірничо-геологічних умовах у продуктивній частині розрізу не спускаються фільтр або хвостовик?
5. З якою метою в покрівлі продуктивного пласта встановлюють гідроізолюючу колону?
6. З якою метою при бурінні продуктивних горизонтів повинні бути збережені природні фільтраційні властивості порід привибійної зони?

14 ОБЛАДНАННЯ ГИРЛА СВЕРДЛОВИНИ

Мета роботи

Набуття практичних навичок обладнання гирла свердловини на основі вивчення типів, конструкції та основних параметрів.

Основні теоретичні положення

Загальні відомості.

Обладнання гирла свердловини є невід'ємною частиною конструкції свердловини при її бурінні і експлуатації. Воно призначене для: обв'язки всіх обсадних колон з метою організації контролю за станом між трубного простору і впливу на проявлення, що виникають в ньому; управління свердловиною при виникненні ускладнень і бурінні з продувкою вибою повітрям, газом або використанні керованої рідини; експлуатації свердловини фонтанним або механізованим способом.

Обладнання гирла свердловини, що буриться повинно складатися з колонної головки, кількість секції якої повинно відповідати кількості обсадних колон; превенторної установки; превенторної катушки з швидкороз'ємним жолобом (рис. 14.1).

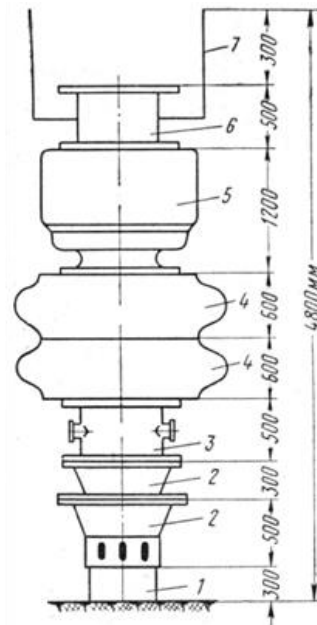


Рисунок 14.1 – Обладнання гирла свердловини, що буриться:
1 – труба першої обсадної колони (її муфта повинна бути вище рівня землі на 300-350 мм); 2 – секції колонної головки; 3 – хрестовина превентора; 4 – превентор плашковий; 5 – превентор універсальний; 6 – превенторна катушка; 7 – жолоб роз'ємний

Противикидне обладнання призначене для управління свердловиною

при водонафтогазопроявах і виконання технологічно необхідних операцій з їх ліквідації; нормального здійснення процесу буріння свердловини з використанням газоподібних агентів; герметизації затрубного простору при цементуванні обсадних колон; здійснення зворотної циркуляції; зворотного цементування та інших операцій.

Противикидне обладнання повинно з'єднуватись з циркуляційною системою бурової установки за допомогою котушки та встановленого на ній швидкокороз'ємного жолоба. Конструкція котушки та швидкокороз'ємного жолоба повинна забезпечувати направлення промивальної рідини, що виходить зі свердловини в циркуляційну систему.

У відповідності до ДСТ є три типи противикидного обладнання:

- 1 – двопревенторний з двома викидами (рис. 14.2, а);
- 2 – трюхпревенторний з двома викидами (рис. 14.2, б);
- 3 – трюхпревенторний з чотирма викидами (рис. 14.2, в).

Кількість вузлів в обладнанні кожного типу наведена в таблиці 14.1.

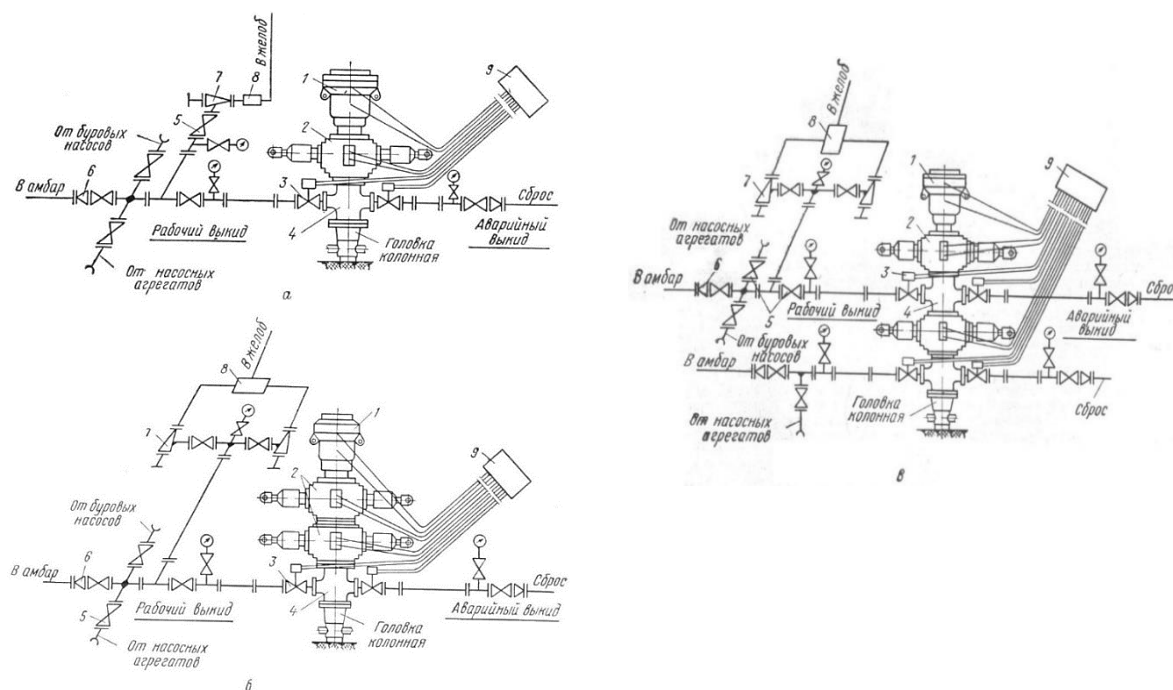


Рисунок 14.2 – Установка і обв'язка противикидного обладнання:

- а – схема 1 для буріння свердловин при тиску на гирлі до 12,5 МПа;*
б – схема 2 для буріння свердловин при тиску на гирлі до 50 МПа;
в – схема 3 для буріння свердловин при наявності абразивного і корозійного середовища і тиску на гирлі до 50 МПа

Таблиця 14.1 – Кількість вузлів для різних схем обв'язки противикидного обладнання

№	Вузол	Кількість вузлів для типу обладнання		
		1	2	3
1	Універсальний превентор	1	1	1
2	Плашковий превентор	1	2	2
3	Засувка з гідравлічним керуванням	2	2	2
4	Хрестовина	1	1	2
5	Засувка з ручним керуванням	6	7	10
6	Швидкозйомний штуцер	2	2	4
7	Регульований штуцер	1	2	2
8	Відбійна камера	1	1	1
9	Установка гідравлічного керування превенторами і маніфольдом	1	1	1

Превентори універсальні (ПУГ)

Універсальні превентори призначені для герметизації устя свердловини, що буриться при бурінні свердловини без обертання бурильних труб з метою попередження викидів в процесі буріння, а також герметизації свердловини на будь-якому перерізі бурильного інструменту при розхожуванні або проворачуванні бурильної колони.

Типова конструкція універсального превентора показана на рисунку 14.3.

Основними деталями є сталевий литий корпус 2, стальна лита кришка 1, плунжер 4, розпірний циліндр 5 і гумовий ущільнювач 3.

Корпус превентора 2 являє собою сталеву циліндричну відливку з фланцем. Конічний плунжер 4 при пересуванні угору забезпечує ущільнення бурильної колони на будь-якому її перетині або відкритого простору, якщо в свердловині немає колони бурильних труб.

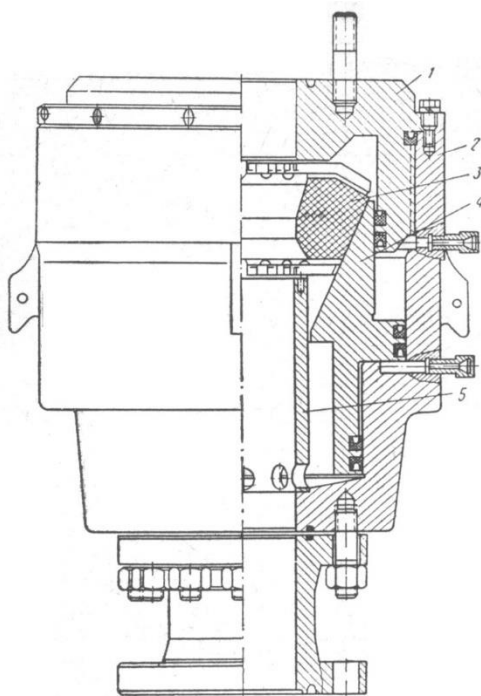


Рисунок 14.3 – Превентор універсальний (ПУГ)

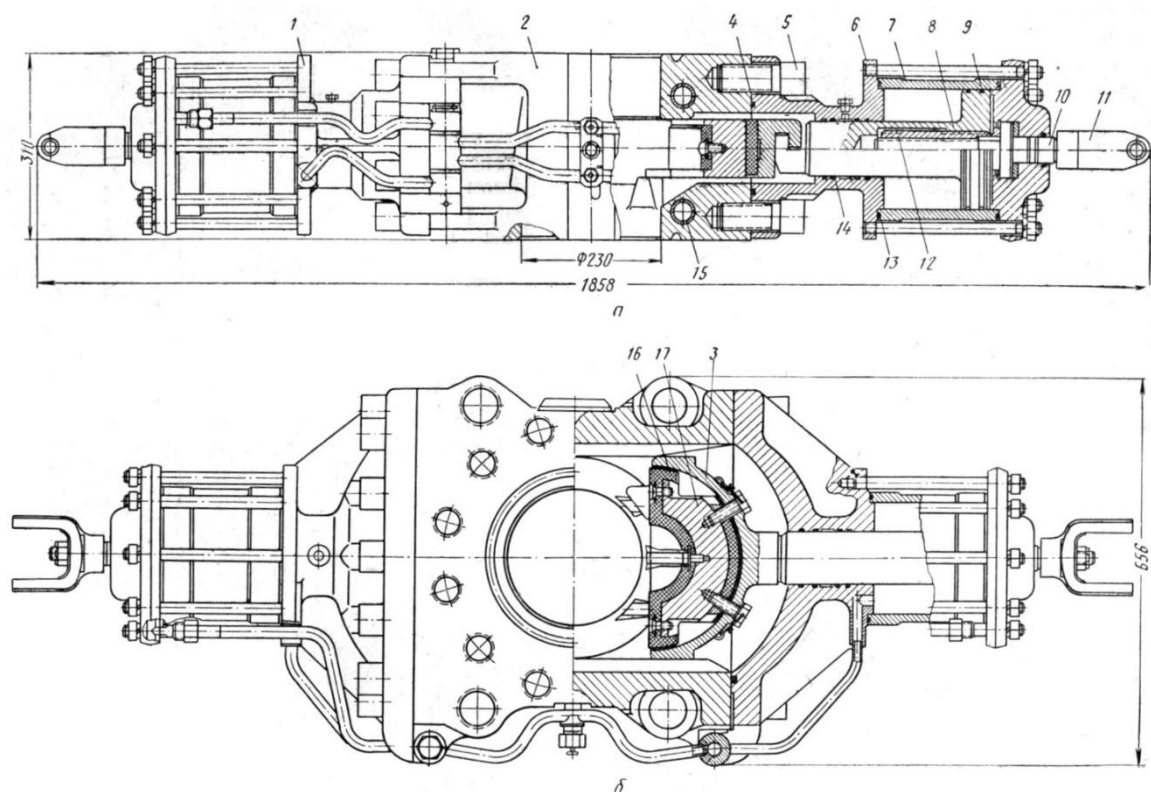
Розпорний циліндр 5 слугує опорою для гумового елемента, а також запобігає конічний плунжер від ударів по ньому бурильної колони при

спуско-підіймальних операціях, коли ущільнюючий елемент знаходиться в розжатому стані. Ущільнювач 3 являє собою масивне гумове кільце, в якому розташовані металічні вставки (арматура) – набір двотавроподібних секторів. Ущільнюючий елемент конічною частиною встановлюється на конічну поверхню плунжера. При русі плунжера в крайнє ліве положення металічні сектори пересуваються до центру свердловини, тягнучи за собою гуму, яка, витісняючись під тиском секторів, обжимає бурильну трубу, що знаходиться в цей час в превенторі.

Превентори плашкові

Плашкові превентори призначені для герметизації устя свердловин, що буряться з метою попередження викиду. Після закриття плашок превентора пересування бурильної колони неможливе або обмежене розхожуванням від муфти до муфти.

На рисунку 14.4 показаний устрій плашкового превентора ППГ 230×320 Бр.



Рисунку 14.4 – Превентор плашковий (ППГ):

а – вид збоку; б – вид згори

Превентор складається з корпусу 2, усередині якого пересуваються плашки, а також кришок з гідроциліндрами 1 і 6. Плашки превентора роз'ємної конструкції складаються з корпусу 3, змінного вкладиша 17 і

гумового ущільнювача 16. Плашки в зібраному вигляді насаджуються на Г-подібний паз штока і вставляються в корпус превентора. В комплект входять дві плашки.

Порожнина корпусу превентора з обох боків закривається відкидними кришками 1 і 6, що шарнірно підвішені на корпусі. Кріпляться кришки 1 і 6 до корпусу 2 гвинтами 5. Така конструкція превентора дозволяє швидко змінювати плашки навіть при наявності інструменту в свердловині. Пересування кожної плашки здійснюється поршнем 8 гідравлічного циліндру 7.

Пересування плашок вручну здійснюється обертанням вилки 11, яке через телескопічне гвинтове з'єднання, що складається з шліцьового валика 10 і проміжної різьбової втулки 12, перетворюється в поступовий рух поршня 8 з плашкою. Відкривати превентор вручну неможливо, через те що телескопічне гвинтове з'єднання має односторонню дію. Щоб відкрити превентор, який закритий вручну, необхідно повністю відгвинтити втулку 12, обертуючи до упору, після чого відкривають превентор за допомогою гідроприводу.

Порожнина плашок превенторів в зимовий період обігрівается паром, що подається в пароводи 15. Поршень зі штоком 8, кришка 6 і гідроциліндр 7 ущільнюються за допомогою гумових кілець 4, 9, 13 і 14.

Маніфольди превенторних установок

Маніфольди превенторних установок дозволяють здійснювати наступні технологічні операції:

- 1) розрядку свердловини шляхом випуску рідини і газу через два викиди (аварійний і робочий);
- 2) циркуляцію розчину з регульованим протитиском на пласт;
- 3) закачування розчину в свердловину (в міжтрубний простір) буровим насосом або цементувальним агрегатом.

Маніфольди складаються з засувок з ручним керуванням; засувок з гідравлічним приводом – "головних", які встановлюються на хрестовину превентора; регульованих штуцерів; відбійних камер; кронштейнів викидів.

Регульований штуцер призначений для регулювання протитиску на вибій свердловини за допомогою зміни перерізу вихідного отвору обертанням маховика.

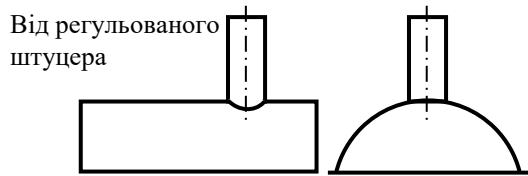


Рисунок 14.5 – Відбійна камера

Відбійна камера слугує для гашення реакції струменя рідини, яка виходить з маніфольду (рис. 14.5). Відсутність відбійної камери в маніфольді призводить до відгинання труби маніфольду і направлення промивальної рідини мимо жолобу, а при нерівномірній роботі свердловини – к обриву маніфольда, пожежу і втраті керування свердловиною.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Описати схеми обладнання гирла свердловини, що буриться, схеми установки та обов'язки противикидного обладнання, призначення та конструкції універсального і плашкового превенторів.

Контрольні питання

1. Призначення противикидного обладнання.
2. Призначення і устрій універсальних превенторів.
3. Призначення і устрій плашкових превенторів.
4. Призначення і склад маніфольдів превенторних установок?

15 РОЗРАХУНОК ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ КОЛОНИ ДЛЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунку обсадної колони для нафтових і газових свердловин за промисловими даними.

Основні теоретичні положення

Максимальних значень основні навантаження на обсадну колону досягають у різний період роботи колони. Найбільші *зовнішні надлишкові тиски*, як правило, діють на нижню частину колони, а найбільші *внутрішні* – на верхню. *Розтягувальна сила* найбільша у верхній частині обсадної колони. Тому нижні секції обсадної колони підбирають за зовнішніми надлишковими тисками, а верхні – за внутрішніми надлишковими тисками, або розтягувальною силою.

Методика виконання роботи

Схема розрахунку на міцність експлуатаційної колони складається з наступних етапів:

1. Визначення зовнішніх і внутрішніх надлишкових тисків та побудова епюр;
2. Встановлення коефіцієнтів запасу міцності;
3. Визначення міцнісних характеристик обсадних труб;
4. Підбір труб із встановленими коефіцієнтами запасу міцності.

Інструкцією передбачається побудова епюр зміни надлишкових тисків за даними розрахунків і вибір довжини секцій труб з побудованих епюр, а також аналітичне визначення довжини секцій з умови міцності від дії розтягувальної сили.

1. Визначення зовнішніх надлишкових тисків для нафтових свердловин

Зовнішній надлишковий тиск ($P_{з.н.}$), що діє на нижню частину експлуатаційної колони, буде найбільшим на кінцевій стадії роботи свердловини, тобто коли внутрішній тиск у колоні буде мінімальним. Зовнішній надлишковий тиск ($P_{з.н.}$) визначається як різниця між зовнішнім ($P_з.$) і внутрішнім ($P_в.$) тисками, що діють на колону для одного і того ж періоду (закінчення цементування, опресування колони на герметичність, освоєння свердловини, кінець експлуатації).

$$P_{з.н.} = P_з. - P_в. \quad (15.1)$$

За схемою визначають величини зовнішніх надлишкових тисків ($P_{з.н.}$)

у перехідних перерізах, тобто на глибинах $H_{т.р.}$, H_p , $H_{н.к.}$, H (рис. 15.1).

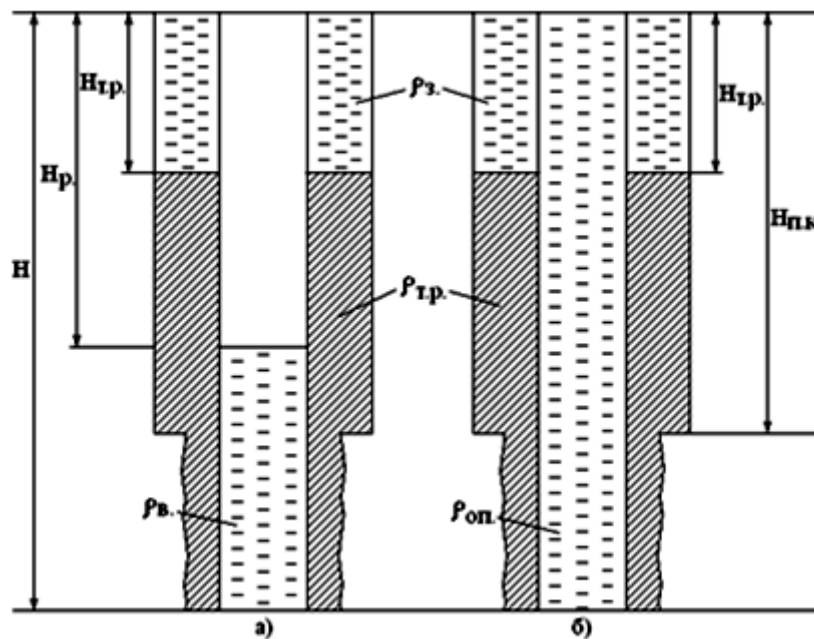


Рисунок 15.1 – Схема положення рівнів рідин в експлуатаційній колоні і в затрубному просторі на кінцевій (пізній) стадії експлуатації нафтової свердловини

На рисунку 15.1 показана:

а) схема свердловини для визначення зовнішнього надлишкового тиску ($P_{з.н.}$);

б) схема свердловини для визначення внутрішнього надлишкового тиску ($P_{в.н.}$),

де $H_{т.р.}$ – відстань від гирла свердловини до рівня цементного розчину за колоною, м;

H_p – відстань від гирла свердловини до рівня рідини в колоні на кінцевій стадії експлуатації (задається замовником, або беруть $H_p = 2/3 \cdot H$), м;

$H_{н.к.}$ – глибина спуску попередньої проміжної колоні, м;

H – глибина спуску експлуатаційної колоні, м;

ρ_z – густина рідини за колоною (як правило, густина промивальної рідини на якій здійснюється розкриття продуктивного пласта), кг/м^3 ;

ρ_v – густина рідини (нафти) в колоні, кг/м^3 ;

$\rho_{т.р.}$ – густина тампонажного розчину, кг/м^3 .

Для положення рівнів а) (рис. 15.1) зовнішній надлишковий тиск визначається за формулами:

при $z = 0$; $P_{з.н.} = 0$;

$$\text{при } z = H_{m.p.}; P_{з.н.} = \rho_з \cdot g \cdot H_{m.p.}; \quad (15.2)$$

$$\text{при } z = H_p; P_{з.н.} = \rho_з \cdot g \cdot H_{m.p.} + \rho_{з.с.} \cdot (H_p - H_{m.p.}), \quad (15.3)$$

де $\rho_{з.с.}$ – густина рідини, яка знаходиться в порах тампонажного каменю (як правило беруть рівною 1100 кг/м^3), іноді її можна коректувати для конкретного регіону, кг/м^3 ;

$$\text{при } z = H_{н.к.}; P_{з.н.} = \rho_з \cdot g \cdot H_{m.p.} + \rho_{з.с.} \cdot g \cdot (H_{н.к.} - H_{m.p.}) - \rho_в \cdot g \cdot (H_{н.к.} - H_p); \quad (15.4)$$

$$\text{при } z = H; P_{з.н.} = P_{пл.} - \rho_в \cdot g \cdot (H - H_p) \quad (15.5)$$

За результатами розрахунків будують епюру зовнішніх надлишкових тисків.

Під час проведення розрахунків необхідно врахувати, що:

1) в незацементованій зоні зовнішній тиск ($P_з.$) визначається за тиском стовпа промивальної рідини за колоною за формулою (15.2);

2) в зацементованій зоні після очікування затвердіння цементу (ОЗЦ) зовнішній тиск в інтервалі, закріпленому попередньою проміжною колоною, визначають за тиском складового стовпа промивальної рідини і гідростатичного тиску стовпа води густиною $\rho_{з.с.} = 1100 \text{ кг/м}^3$;

3) в зацементованій зоні відкритого стовбура зовнішній тиск на колону після ОЗЦ визначається із врахуванням пластового тиску:

$$P_{з.к.}^z = P_{пл.}^z, \quad (15.6)$$

якщо відсутній вплив тиску, то зовнішній тиск визначають за формулою (15.2);

4) в інтервалі залягання порід, схильних до текучості, зовнішній тиск визначається за гірським тиском:

$$P_{з.н.}^z = \rho_{з.н.} \cdot g \cdot z \quad (15.7)$$

де $\rho_{з.н.}$ – середня густина вище лежачих порід, кг/м^3 ;

z – глибина залягання підосви горизонту, складеного текучими гірськими породами, м;

5) розрахунок за формулами (15.6) та (15.7) проводиться для інтервалу, що дорівнює товщині пласта, збільшеній на 100 м (по 50 м вище покрівлі і нижче підосви пласта);

6) зовнішній надлишковий тиск для пунктів 1 – 4 визначається як різниця зовнішнього та внутрішнього тисків за формулою (15.1).

2. Визначення зовнішніх та внутрішніх надлишкових тисків для газових свердловин

Для газових свердловин слід враховувати, що $H_p = H$ (рис. 15.2) і свердловина на протязі усього періоду експлуатується фонтанним способом.

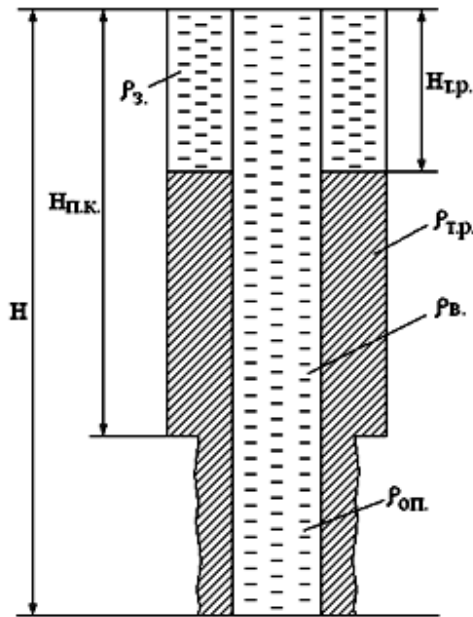


Рисунок 15.2 – Схема положення рівнів у колоні і затрубному просторі для періоду опресовки будь-якої колоні

Величина мінімального внутрішнього тиску на гирлі свердловини задається замовником ($P_{в.г.}^{min} = 1,0 - 1,5$ МПа).

На будь-якій глибині z мінімальний внутрішній тиск визначається за формулою:

$$P_{Bz}^{min} = P_{B.г.}^{min} \cdot e^s, \quad (15.8)$$

де $e^s \approx \frac{2+s}{2-s}$ – експонента (основа натурального логарифма);

$$s = \frac{0,03415 \cdot \bar{\rho}_г \cdot H}{m \cdot T_{сер}} \quad (15.9)$$

де $\bar{\rho}_г$ – відносна густина газу за повітрям;

m – коефіцієнт стискуваності газу;

$T_{сер.}$ – середня температура у свердловині, К;

$$T_{сер} = \frac{T_г + T_в}{2} \quad (15.10)$$

де $T_г, T_в.$ – температура, відповідно, на гирлі та вибої свердловини, К.

Значення s можна знайти і за спрощеною формулою:

$$s = 10^{-4} \cdot \bar{\rho}_г \cdot H \quad (15.11)$$

Враховуючи положення 1 – 5 для зовнішнього тиску і характер зміни внутрішнього тиску (8), за формулою (15.1) знаходять величину зовнішнього надлишкового тиску у газовій свердловині для будь-якого положення рівнів за колоною та будують його епюру.

Внутрішній надлишковий тиск ($P_{в.н.}$) визначається як різниця між

внутрішнім ($P_{в.}$) та зовнішнім ($P_{з.}$) тисками, які діють на колону в один і той же період:

$$P_{в.н.} = P_{в.} - P_{з.} \quad (15.12)$$

Найбільших значень внутрішній надлишковий тиск досягає на гирлі свердловини так як зовнішній тиск в цьому перерізі відсутній. Внутрішній тиск на гирлі свердловини визначають для періоду опресування колони. *Величина тиску опресовки повинна перевищувати не менше як на 10 % величину максимально можливого тиску на гирлі в період роботи свердловини.*

Внутрішній максимальний тиск на гирлі свердловини ($P_{в.г.}^{max}$) визначають:

$$\text{для нафтових свердловин: } P_{в.г.}^{max} = P_{пл.}^{max} - \rho_{в.} \cdot g \cdot H, \quad (15.13)$$

$$\text{для газових свердловин: } P_{в.г.}^{max} = \frac{P_{пл.}^{max}}{e^s}, \quad (15.14)$$

де $P_{пл.}^{max}$ – пластовий тиск на початковій стадії експлуатації, Па.

За розрахунковий внутрішній тиск на гирлі свердловини ($z = 0$) беруть тиск опресування колони:

$$P_{оп.} = 1,1 \cdot P_{в.г.}^{max} \quad (15.15)$$

Якщо величина $1,1 \cdot P_{в.г.}^{max} < P_{опр.}^{табл.}$, то за величину тиску опресовки слід брати табличні значення.

Після цього визначають внутрішній надлишковий тиск в перехідних перерізах за формулами:

$$\text{при } z = 0; P_{в.н.} = P_{оп.} = 1,1 \cdot P_{в.г.}^{max}, \quad (15.16)$$

$$\text{при } z = H_{т.р.}; P_{в.н.} = P_{оп.} + \rho_{оп.} \cdot g \cdot H_{т.р.} - \rho_{з.} \cdot g \cdot H_{т.р.}, \quad (15.17)$$

$$\text{при } z = H_{н.к.}; P_{в.н.} = P_{оп.} + \rho_{оп.} \cdot g \cdot H_{н.к.} - \rho_{з.} \cdot g \cdot H_{т.р.} - \rho_{з.с.} \cdot g \cdot (H_{н.к.} - H_{т.р.}), \quad (15.18)$$

$$\text{при } z = H; P_{в.н.} = P_{оп.} + \rho_{оп.} \cdot g \cdot H - P_{пл.}, \quad (15.19)$$

де $\rho_{оп.}$ – густина опресовувальної рідини, кг/м³.

За даними розрахунків будують епюри внутрішніх надлишкових тисків.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Побудувати епюри внутрішніх і зовнішніх тисків.
3. Побудувати епюри надлишкових зовнішніх і внутрішніх тисків.
4. Провести розрахунок експлуатаційної колони.

Приклад

Вихідні дані:

Таблиця 15.1 – Вихідні дані для розрахунку

Густина промивальної рідини за колоною ($\rho_{n.p.}$), кг/м ³	Густина тампонажного розчину ($\rho_{т.р.}$), кг/м ³	Пластовий тиск в початковий період експлуатації ($P_{пл.Н.н.}$), МПа	Максимально можлива депресія при випробуванні ($P_{в.Н.}$), МПа	Температура на вибої свердловини ($T_{в.}$), К	Інтервал експлуатаційного об'єкту, м
1210	1800	28,0	19,36	347,9	2500 – 2600

Призначення свердловини – *експлуатаційна на природний газ*;

Діаметр експлуатаційної колони – 140,1 мм;

Відстань від гирла свердловини до рівня цементного розчину за колоною ($H_{т.р.}$) = 0 м;

Густина опресовочної рідини ($\rho_{о.р.}$) = 1000 кг/м³;

Відносна густина газу за повітрям ($\bar{\rho}_r$) = 0,6;

Пластовий тиск в кінці експлуатації ($P_{пл.Н.к.}$) = 1,0 МПа;

Коефіцієнт стискуваності газу (m) = 1,07;

Коефіцієнт розвантаження цементного кільця (k) = 0,25;

Температура на гирлі свердловини (приймаємо рівною нейтрального шару Землі)

(T_z) = 286,6 К.

Розв'язання:

Середня температура у свердловині:

$$T_{ср.} = \frac{T_{в.} + T_{г.}}{2} = \frac{347,9 + 286,6}{2} = 317,3 \text{ К}$$

Запас міцності на зминання для інтервалу колектора (n_1) = 1,0.

А. Побудова епюра внутрішніх тисків.

Визначаємо внутрішні тиски:

а) в період вводу свердловини в експлуатацію:

$z = 0$

$$s = \frac{0,03415 \cdot \bar{\rho}_r \cdot (H - z)}{m \cdot T_{ср.}} = \frac{0,03415 \cdot 0,6 \cdot 2600}{1,07 \cdot 317,3} = 0,157$$

$$e^s = \frac{2 + s}{2 - s} = \frac{2 + 0,157}{2 - 0,157} = 1,17$$

$$P_{B.Z_0} = P_{\Gamma} = \frac{P_{\text{пл.}H}}{e^s} = \frac{28,0}{1,17} = 23,9 \text{ МПа}$$

$$z = 2600; s = \frac{0,03415 \cdot 0,6 \cdot (2600 - 2600)}{1,07 \cdot 317,3} = 0$$

$$e^s = \frac{2 + 0}{2 - 0} = 1$$

$$P_{B.Z_H} = P_{\text{виб.}} = \frac{P_{\text{пл.}H}}{e^s} = \frac{28,0}{1} = 28,0 \text{ МПа}$$

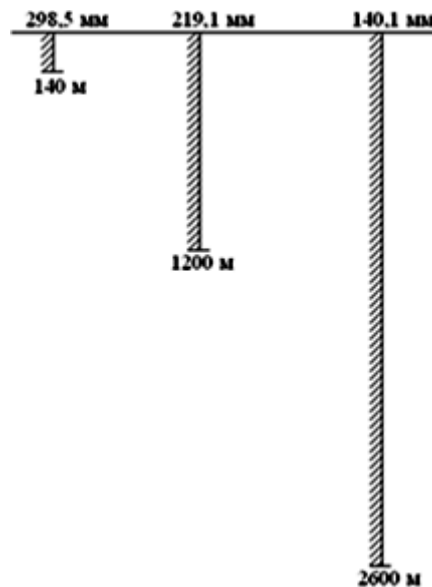


Рисунок 15.3 – Конструкція свердловини

Будуємо епюр АВ (рис. 15.4), приймаючи розподілення тисків від гирла до глибини H лінійним.

б) в період закінчення експлуатації, у відповідності з інструкцією з розрахунку обсадних колон, внутрішній тиск приймають постійним по усій довжині колони:

$$P_{B.Z} = P_{\text{пл.}H} = P_{\text{min}} = 1,0 \text{ МПа}$$

Будуємо епюр CD (рис. 15.4).

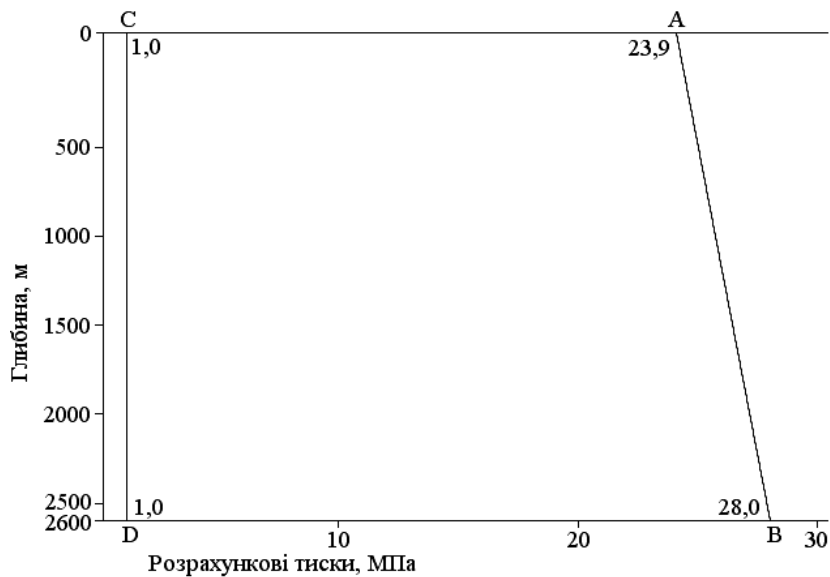


Рисунок 15.4 – Епюр внутрішніх тисків

Б. Побудова епюра зовнішніх тисків.

Визначаємо зовнішні тиски:

а) в період вводу свердловини в експлуатацію:

$$z = 0; P_{3,z} = 0;$$

$$z = H = 2600 \text{ м};$$

$$P_{3,H} = \rho_{\text{т.р.}} \cdot g \cdot H(1 - k) + k \cdot P_{\text{в.Н}} = 1800 \cdot 9,8 \cdot 2600 \cdot (1 - 0,25) + 0,25 \cdot 19,36 \cdot 10^6 = 39,2 \text{ МПа},$$

де $P_{\text{в.Н}}$ – береться при $z = 2600 \text{ м}$;

k – коефіцієнт розвантаження цементного кільця (табл. 15.4).

Будуємо епюр АВ (рис. 15.5).

б) в період закінчення експлуатації:

$$z = 0; P_{3,z_0} = 0;$$

$$z = H = 2600 \text{ м};$$

$$P_{3,H} = \rho_{\text{т.р.}} \cdot g \cdot H \cdot (1 - k) + k \cdot P_{\text{в.Н}} = 1800 \cdot 9,8 \cdot 2600 \cdot (1 - 0,25) + 0,25 \cdot 1,0 \cdot 10^6 = 34,6 \text{ МПа},$$

де $P_{\text{в.Н}} = P_{\text{min}} = 1,0 \text{ МПа}$.

Будуємо епюр АС (рис. 15.5).

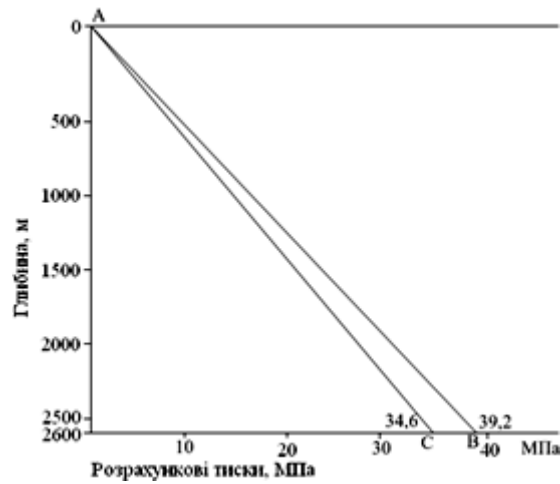


Рисунок 15.5 – Епюр зовнішніх тисків

В. Побудова епюра надлишкових зовнішніх тисків (для кінця експлуатації).

Тиск $P_{з.н.z}$ на гирлі свердловини дорівнює 0.

Тиск в зацементованій зоні на глибині H визначається за формулою:

$$P_{з.н.H} = [(\rho_{т.р.} \cdot g \cdot H - P_{min}) \cdot (1 - k)],$$

$$P_{з.н.H} = [(1800 \cdot 9,8 \cdot 2600 - 1,0 \cdot 10^6) \cdot (1 - 0,25)] = 33,6 \text{ МПа.}$$

Будуємо епюр AB (рис.15.6).

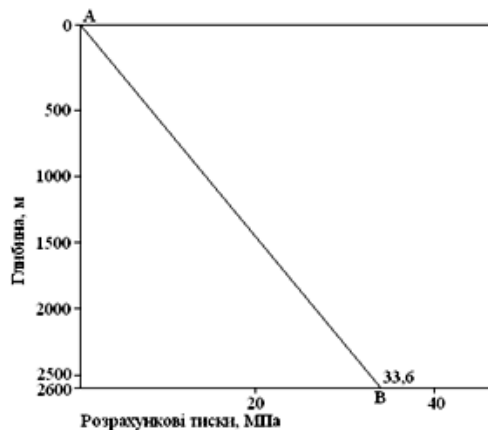


Рисунок 15.6 – Епюр надлишкових зовнішніх тисків

Г. Побудова епюра надлишкових внутрішніх тисків (при випробуванні колони на герметичність).

Тиск на гирлі свердловини:

$$z = 0; P_{в.н.z} = 1,1 \cdot P_{г.} = 1,1 \cdot 23,9 = 26,3 \text{ МПа.}$$

Тиск на глибині H :

$$P_{в.н.H} = [1,1 \cdot P_{г.} - g \cdot (\rho_{т.р.} - \rho_{о.р.}) \cdot H] \cdot (1 - k);$$

$$P_{в.н.н} = [1,1 \cdot 23,9 \cdot 10^6 - 9,8 \cdot (1800 - 1000) \cdot 2600] \cdot (1 - 0,25) = 4,37 \approx 4,4 \text{ МПа.}$$

Будуємо епюр AB (рис.15.7).

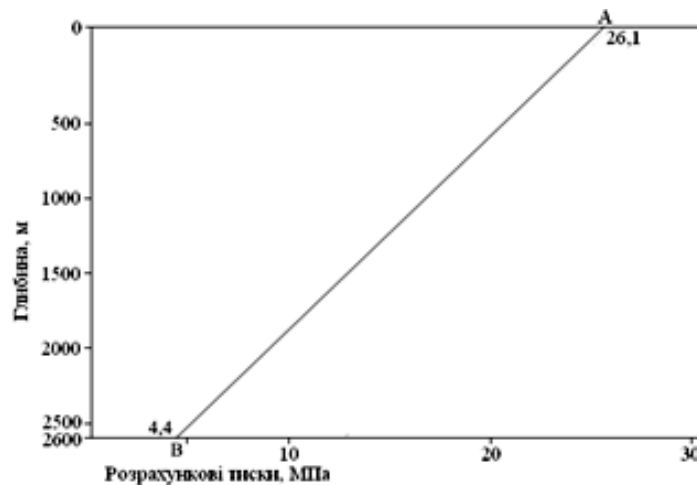


Рисунок 15.7 – Епюр надлишкових внутрішніх тисків

Д. Розрахунок експлуатаційної колони.

Розрахунок *надлишкових зовнішніх тисків* проводимо для періоду закінчення експлуатації, а *надлишкових внутрішніх тисків* для процесу випробування колони на герметичність. Величини цих тисків визначені (епюр AB , рис. 15.6 та епюр AB , рис. 15.7).

За таблицями вибираємо труби за ГОСТ632-80 з різьбою трикутного профілю.

а) Для *першої з низу секції* найбільший надлишковий зовнішній тиск (рис. 15.6) $P_{з.н.} = 33,6$ МПа. Тому необхідні труби, для яких

$$P_{кр.} = n_1 \cdot P_{з.н.} = 1 \cdot 33,6 = 33,6 \text{ МПа,}$$

де n_1 – коефіцієнт запасу міцності при розрахунку на зовнішній надлишковий тиск (табл. 15.6).

За таблицями характеристик міцності труб знаходимо, що підходять труби групи Д з товщиною стінки 9,2 мм, для яких $P_{кр.} = 35,1$ МПа.

б) Для *другої з низу секції*, з точки зору спротиву зминанню, можна використати труби тієї ж групи Д з товщиною стінки 7,7 мм, для яких $P_{кр.} = 26,3$ МПа. Такий надлишковий зовнішній тиск діє на колону на глибині 2020 м (рис. 15.6). Надлишковий внутрішній тиск на цій глибині (рис. 15.7) $P_{в.н.} \approx 9,0$ МПа. Так як міцність труб першої і другої секцій на розрив (згідно характеристик міцності труб) більша цієї величини (36,6 МПа) довжина першої секції:

$$l_1 = 2600 - 2020 = 580 \text{ м.}$$

в) Для третьої з низу секції можна взяти труби тієї ж групи міцності з товщиною стінки 7,0 мм, для яких $P_{кр.} = 22,1 \text{ МПа}$. Такий надлишковий зовнішній тиск діє на колону на глибині 1710 м (рис. 15.6). Надлишковий внутрішній тиск на цій глибині $P_{в.н.} \approx 13,6 \text{ МПа}$, що менше допустимого для труб другої і третьої секцій. Тому довжина другої з низу секції:

$$l_2 = 2020 - 1710 = 310 \text{ м.}$$

Вага двох нижніх секцій:

$$G_{1+2} = (q_1 \cdot l_1 + q_2 \cdot l_2) \cdot g = (29,5 \cdot 580 + 25,1 \cdot 310) \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 248,9 \text{ кН},$$

де q_1 – маса 1 метра труб з урахуванням муфт.

Умови міцності на розтягування у верхньому перерізі другої секції:

$$\frac{P_{зр.н.}}{n_3} = \frac{785}{1,15} = 682,6 \text{ кН} > G_{1+2} = 248,9 \text{ кН} – \text{дотримуються},$$

де $P_{зр.н.}$ – зрушуюче навантаження для труб другої секції;

n_3 – коефіцієнт запасу міцності на розтягування (табл. 15.7).

г) Умови міцності на внутрішній надлишковий тиск, який діє на гирлі свердловини, для труб третьої секції (за умови їх підйому до гирла):

$$\frac{P_{в.кр.}}{n_2} = \frac{33,2}{1,15} = 28,78 \text{ МПа} > 26,3 \text{ МПа} – \text{дотримуються},$$

де $P_{в.кр.}$ – внутрішній критичний тиск для труб, МПа;

n_2 – коефіцієнт запасу міцності на внутрішній надлишковий тиск (табл. 15.8).

Вага трьох секцій експлуатаційної колони:

$$\begin{aligned} G_{1+2+3} &= (q_1 \cdot l_1 + q_2 \cdot l_2 + q_3 \cdot l_3) \cdot g \\ &= (29,5 \cdot 580 + 25,1 \cdot 310 + 22,9 \cdot 1710) \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} \\ &= 627,69 \text{ кН} \end{aligned}$$

Умови міцності на розтягування у верхньому перерізі третьої секції:

$$\frac{P_{зр.н.}}{n_3} = \frac{695}{1,15} = 604,35 \text{ кН} < G_{1+2+3} = 627,69 \text{ кН} – \text{не дотримуються}.$$

Тому довжина третьої з низу секції з умови міцності на розтягування буде:

$$l_3 = \frac{P_{зр.н.} - G_{1+2}}{q_3 \cdot g \cdot 10^{-3}} = \frac{604,35 - 248,9}{22,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3}} = 1583 \text{ м} \approx 1580 \text{ м.}$$

д) Для четвертої з низу секції беремо труби тієї ж групи міцності з товщиною стінки 7,7 мм.

Довжина четвертої секції: $l_4 = 2600 - (580 + 310 + 1580) = 130 \text{ м.}$

Вага колони:

$$G_{1+2+3+4} = G_{1+2} + (q_3 \cdot l_3 + q_4 \cdot l_4) \cdot g \cdot 10^{-3} = 248,9 + (22,9 \cdot 1580 +$$

$$35,1 \cdot 130) \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 635,46 \text{ кН.}$$

Умови міцності на розтягування у верхньому перерізі четвертої секції:

$$\frac{P_{\text{зр.н.}}}{n_3} = \frac{785}{1,15} = 682,6 \text{ кН} > G_{1+2+3+4} = 635,46 \text{ кН} - \text{дотримуються.}$$

Так як максимальний тиск при цементуванні біля підшви колони дорівнює

$P_{\text{ц.тах}} = \rho_{\text{т.р.}} \cdot g \cdot H = 1800 \cdot 9,8 \cdot 2600 = 46,1 \text{ МПа}$, що відповідає міцності прийнятих труб, така компоновка експлуатаційної колони нас задовільняє.

Відповідь:

Таблиця 15.2 – Результати розрахунку експлуатаційної колони

№ секції	Товщина стінки, мм	Група міцності сталі	Довжина секції, м	Вага секції, кН
1	9,2	Д	580	167,68
2	7,7	Д	310	76,25
3	7,0	Д	1580	354,58
4	7,7	Д	130	31,98

Вихідні дані для виконання практичної роботи приведені в таблиці 15.3

Призначення свердловини – *експлуатаційна на природний газ*;

Діаметр експлуатаційної колони – 140,1 мм;

Відстань від гирла свердловини до рівня цементного розчину за колоною ($H_{\text{м.р.}}$) = 0 м;

Густина опресовочної рідини ($\rho_{\text{о.р.}}$) = 1000 кг/м³;

Відносна густина газу за повітрям ($\bar{\rho}_\Gamma$) = 0,6;

Пластовий тиск в кінці експлуатації ($P_{\text{пл.Нк.}}$) = 1,0 МПа;

Коефіцієнт стискуваності газу (m) = 1,07;

Коефіцієнт розвантаження цементного кільця (k) = 0,25;

Температура на гирлі свердловини (дорівнює температурі нейтрального шару Землі)

(T_z) = 286,6 К;

Запас міцності на зминання для інтервалу колектора (n_1) = 1,0.

Таблиця 15.3 – Вихідні дані для розрахунку

Варіанти	Густина промивальної рідини за колоною ($\rho_{п.р.}$), кг/м ³	Густина тампонажного розчину ($\rho_{т.р.}$), кг/м ³	Пластовий тиск в початковий період експлуатації ($P_{пл.Н.п.}$), МПа	Максимально можлива депресія при випробуванні ($P_{в.Н.}$), МПа	Температура на вибої свердловини ($T_{в.}$), К	Інтервал експлуатаційного об'єкту, м
1	1100	1630	19,5	10,0		
2	1100	1650	20,0	11,0	348,0	2510–2610
3	1110	1660	20,5	11,5	348,5	2520–2620
4	1120	1670	21,0	12,0	349,0	2530–2630
5	1130	1680	21,5	12,5	349,5	2540–2640
6	1140	1690	22,0	13,0	350,0	2550–2650
7	1150	1700	22,5	13,5	350,5	2560–2660
8	1160	1710	23,0	14,0	351,0	2570–2670
9	1170	1720	23,5	14,5	351,5	2580–2680
10	1180	1730	24,0	15,0	352,0	2590–2690
11	1190	1740	24,5	15,5	352,5	2600–2700
12	1200	1750	25,0	16,0	353,0	2610–2710
13	1210	1760	25,5	16,5	353,5	2620–2720
14	1220	1770	26,0	17,0	354,0	2630–2730
15	1230	1780	26,5	17,5	354,5	2640–2740
16	1240	1790	27,0	18,0	355,0	2650–2750
17	1250	1800	27,5	18,5	355,5	2660–2760
18	1260	1810	28,0	19,0	356,0	2670–2770
19	1270	1820	28,5	19,5	356,5	2680–2780
20	1280	1830	29,0	20,0	357,0	2690–2790
21	1290	1840	29,5	20,5	357,5	2700–2800
22	1300	1850	30,0	21,0	358,0	2710–2810
23	1310	1860	30,5	21,5	358,5	2720–2820
24	1320	1870	31,0	22,0	359,0	2730–2830
25	1330	1880	31,5	22,5	359,5	2740–2840
26	1340	1890	32,0	23,0	360,0	2750–2850
27	1350	1900	32,5	23,5	360,5	2760–2860
28	1360	1910	33,0	24,0	361,0	2770–2870
29	1370	1920	33,5	24,5	361,5	2780–2880
30	1380	1930	34,0	25,0	362,0	2790–2890
31	1390	1940	34,5	25,5	362,5	2800–2900

Таблиця 15.4 – Значення коефіцієнту розвантаження цементного кільця

Діаметр колони, мм	< 178	194–245	273–324	340–508
k	0,25	0,30	0,35	0,40

k для інтервалу пластичних порід = 0

Таблиця 15.5 – Мінімальні значення тисків опресовки обсадних КОЛОН

Діаметр колони, мм	114–127	140–146	168	178–194	219–245	273–351	377–508
Тиск опресовки, МПа	15,0	12,5	11,5	9,5	9,0	7,5	6,5

Таблиця 15.6 – Коефіцієнт запасу міцності при розрахунку на зовнішній надлишковий тиск.

Коефіцієнт запасу міцності при розрахунку на зовнішній надлишковий тиск (n_t)	
Для секцій труб, які знаходяться в інтервалі експлуатаційного об'єкта (залежно від стійкості колектора)	1,0 ÷ 1,3
Для секцій, які знаходяться вище експлуатаційного об'єкта	1,0

Таблиця 15.7 – Значення коефіцієнтів запасу міцності на розтягування

Діаметр труби, мм	Довжина колони, м	n_3 (для вертикальних свердловин)	n_3 (для похило-срямованих свердловин)
114 – 168	до 3000 м	1,15	1,30
	більше 3000 м	1,30	
178 – 245	до 1500 м	1,30	1,45
	більше 1500 м	1,45	
273 – 324	до 1500 м	1,45	1,60
	більше 1500 м	1,60	
більше 324	до 1500 м	1,60	1,75
	більше 1500 м	1,75	

Таблиця 15.8 – Значення коефіцієнта запасу міцності на внутрішній надлишковий тиск

Діаметр труби, мм	n_2
114 – 129 (виконання А, Б)	1,15
понад 219 (виконання Б)	1,45
понад 219 (виконання А)	1,15

Таблиця 15.9 – Результати розрахунку експлуатаційної колони

№ секції	Товщина стінки, мм	Група міцності	Довжина секції, м	Вага секції, кН

Контрольні питання

1. Яке призначення експлуатаційної обсадної колони?
2. На які навантаження розраховують обсадні колони?
3. В якому перерізі обсадної колони діють найбільші зовнішні надлишкові тиски?
4. В якому перерізі обсадної колони діють найбільші внутрішні надлишкові тиски?
5. В якому перерізі обсадної колони діє найбільша розтягуюча сила?

16 РОЗРАХУНОК ЦЕМЕНТУВАННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ КОЛОНИ ЗА ПРОМИСЛОВИМИ ДАНИМИ

Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунку процесу цементування обсадної колони нафтових і газових свердловин за промисловими даними.

Основні теоретичні положення

Цементуванням називають процес заповнення заданого інтервалу свердловини суспензією в'язких матеріалів, здатною загустіти у стані спокою і перетворюватися в тверде, практично непроникне тіло.

Способи цементування поділяють на три групи:

- 1) первинне цементування;
- 2) вторинне (ремонтно-виправне) цементування;
- 3) установка розділювальних цементних мостів.

Первинне цементування здійснюється безпосередньо після спуску обсадної колони і проводиться з метою розмежування проникних пластів один від одного і захисту зовнішньої поверхні обсадної колони від корозії, а також підвищення стійкості стінок свердловини. Існує декілька способів первинного цементування: одноступінчастий, ступінчастий, зворотний, манжетний, цементування потайних колон та секцій обсадних колон.

Найпоширенішим способом первинного цементування є *одноступінчасте цементування*, розрахунок якого ми розглянемо в цій роботі.

При одноступінчастому цементуванні на верхній кінець обсадної колони встановлюють спеціальний пристрій – цементувальну головку 1 (рис. 16.1), бокові відводи якої за допомогою трубопроводів з'єднують з насосними (цементувальними) агрегатами. Всередину обсадної колони через бокові відводи 2 закачують необхідний об'єм *тампонажного розчину* 3, який знизу і зверху обмежують нижньою 4 і верхньою 16 цементувальними пробками (рис. 16.1, а).

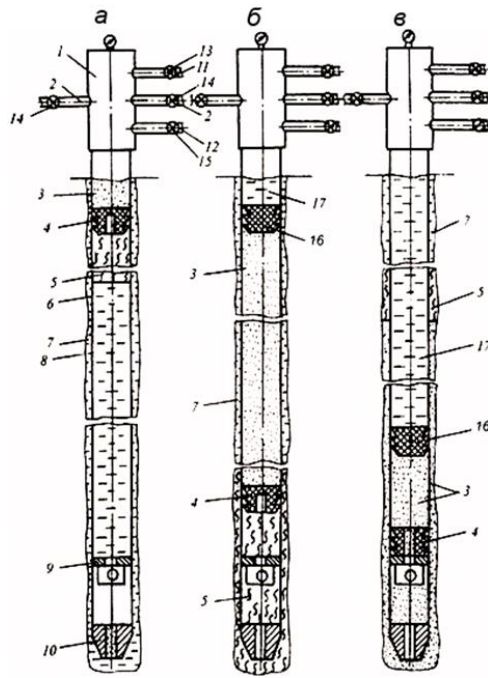


Рисунок 16.1 – Схема одноступінчастого цементування

а – закачування тампонажного розчину; б – початок закачування протискувальної рідини; в – заключна стадія закачування протискувальної рідини; 1 – цементувальна головка; 2, 11, 12 – бокові відводи; 3 – тампонажний розчин; 4 – нижня пробка; 5 – буферна рідина; 6 – обсадна колона; 7 – промивальна рідина; 8 – стінка свердловини; 9 – зворотний клапан; 10 – підошва (башмак) з направляючою пробкою; 13, 14, 15 – крани високого тиску; 16 – верхня пробка; 17 – протискувальна рідина

При закачуванні, тампонажний розчин проштовхує нижню розділювальну пробку вниз по колоні.

Після закачування тампонажного розчину його витискують в за колонний простір шляхом нагнітання в обсадну колону протискувальної рідини.

Тампонажний розчин закачують в об'ємі, необхідному для заповнення заданого інтервалу кільцевого (за колонного) простору свердловини і ділянки обсадної колони нижче “стоп-кільця” та зворотного клапана, а протискувальну рідину – в об'ємі, необхідному для заповнення внутрішньої порожнини колони вище “стоп-кільця” (або зворотного клапана). Тампонажний розчин готують за допомогою спеціальних цементо-змішувачих машин.

Нижня пробка 4, дійшовши до “стоп-кільця” (або зворотного клапана 9) зупиняється. Оскільки закачування рідини в колону продовжують, мембрана в нижній пробці (рис. 16.1, а) під впливом надлишкового тиску в

колоні над нею руйнується і тампонажний розчин через прохідний канал, що відкрився в пробці, та отвори в підшовному (башмачному) патрубку і направляючій пробці надходить у кільцевий простір свердловини (рис. 16.1, в).

Коли верхня пробка (рис. 16.1, б) сяде на нижню і перекриє в ній отвір, тиск у колоні різко зростає. Це служить сигналом для припинення закачування протискувальної рідини. Всі крани на цементувальній головці закривають, а свердловину залишають у стані спокою до затвердіння цементного розчину (ОЗЦ).

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити верхню межу густин тампонажного розчину.
2. Вибрати спосіб цементування.
3. Обґрунтувати цементування інтервалів експлуатаційної колони тампонажними розчинами різних густин.
4. Розрахувати розподіл температури при цементуванні.
5. Вибрати складу тампонажного розчину.
6. Регламентувати густину, реологічні властивості та водовіддачу.
7. Вибрати реагенти для регулювання властивостей тампонажного розчину.
8. Вибрати склад буферної рідини.
9. Визначити необхідні об'єми тампонажного розчину, продавлювальної і буферної рідини.
10. Визначити необхідну кількість матеріалів для приготування тампонажного розчину, продавлювальної і буферної рідини.
11. Визначити необхідну кількість cemento-змішуючих машин.
12. Визначити необхідну кількість насосних (цементувальних) агрегатів ЗЦА-400 для закачування тампонажного розчину.
13. Визначити загальну продовжуваність процесу цементування.

Приклад

Вихідні дані:

Розрахувати процес цементування експлуатаційної колони якщо:

- внутрішній діаметр попередньої обсадної колони (діаметр обсаженої частини свердловини) (d_c) – 199,1 мм;
- глибина спуску попередньої обсадної колони ($H_{п.к.}$) – 1200 м;
- діаметр долота при бурінні під експлуатаційну колону (d_d) –

190,5 мм;

– коефіцієнт кавернозності в інтервалі буріння під експлуатаційну колону (k_k) – 1,05;

– зовнішній діаметр експлуатаційної колони (d_3) – 0,1461 м;

– внутрішній діаметр експлуатаційної колони (d_b) – 0,1301 м;

– глибина спуску експлуатаційної колони (L) – 2600 м;

– висота цементного стакана ($h_{ц.с}$) – 10 м;

– відстань від гирла свердловини до рівня цементного розчину за експлуатаційною колоною ($H_{т.р.}$) – 0 м (підйом цементу до гирла).

– коефіцієнт стискуваності рідини ($k_{зд}$) – 1,05

– товщина глинистої кірки (Δ) – $1,5 \cdot 10^{-10}$ м.

– глибина залягання слабкого пласта ($Z_{п}$) – 1450 м;

– градієнт тиску поглинання слабкого пласта ($\Delta P_{п}$) – $19,6 \times 10^3$ кПа/м.

– коефіцієнт безпеки (k_6) = 1,1 – 1,2).

– статична температура біля підшви колони ($t_{ст}$) – 60 °С.

– тривалість промивання перед цементуванням ($T_{пр}$) – 48 хв.

– об'ємна швидкість течії промивальної рідини під час промивання перед цементуванням (Q) – 28×10^{-3} м³/с.

– різниця температур рідини закачуваної в свердловину і на виході з неї (Δt) – 6 °С.

– густина сухої твердої фази тампонажного цементу (ρ_c) – 3040 кг/м³.

– густина рідини замішування (ρ_p) – 1000 кг/м³;

– відносний водовміст (водоцементне відношення – В/Ц) (n) – 0,5.

– густина буферної рідини ($\rho_{б.р}$) = 1300 кг/м³.

Параметри промивальної рідини:

– густина при розкритті проектного горизонту (ρ) – 1210 кг/м³;

– водовіддача (B) – 5 см³/30 хв;

– пластична в'язкість (η) – 0,015 Па·с;

– динамічне напруження зрушення (зсуву) (τ) – 4,3 Па.

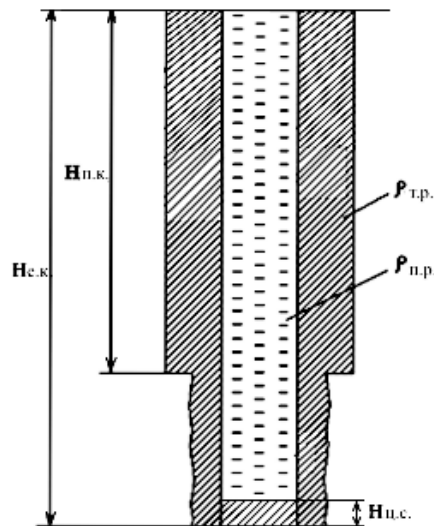


Рисунок 16.2 – Розрахункова схема цементування експлуатаційної колони

Розв'язання:

1. Визначаємо верхню межу густин тампонажного розчину

$$\rho_{в.м.} = \frac{(\Delta P_n \cdot Z_n) / k_6}{g \cdot Z_n} = \frac{(19,6 \cdot 10^3 \cdot 1450) / 1,1}{9,8 \cdot 1450} = 1818 \text{ кг / м}^3, \quad (16.1)$$

де Z_n – глибина залягання слабкого пласта – 1450 м;

ΔP_n – градієнт тиску поглинання слабкого пласта – $19,6 \times 10^3$ кПа/м.

k_6 – коефіцієнт безпеки = 1,1 – 1,2).

2. Вибір способу цементування

Для цементування експлуатаційної колони вибираємо одноступеневий спосіб цементування, який широко використовувався також на сусідніх площах де були одержані позитивні результати. Одноступеневе цементування дозволяє добитись якісного цементування обсадної колони, запобігти поглинанню тампонажного розчину і газопроявлень у процесі цементування.

3. Обґрунтування цементування інтервалів експлуатаційної колони тампонажними розчинами різних густин

До якості цементування експлуатаційної колони пред'являються підвищені вимоги (висока міцність і корозійна стійкість, низька проникність каменя). Згідно розрахунку (пункт 1), для цементування експлуатаційної колони вибираємо тампонажний розчин з нормальною густиною, $\rho_{ц.р.} = 1800$ кг/м³.

4. Розрахунок розподілу температури при цементуванні

Визначаємо динамічну температуру біля підшви експлуатаційної колони:

$$t_{дин.в} = t_{ст} \left(1 - \frac{T_{пр} \cdot \sqrt[6]{Q}}{47,5 + 1,27 \cdot T_{пр}} \right) \cdot e^{10^{-7} L \cdot t_{ст}} - \Delta t = 60 \cdot \left(1 - \frac{48 \cdot \sqrt[6]{28 \cdot 10^{-3}}}{47,5 + 12,7 \cdot 48} \right) \cdot e^{10^{-7} \cdot 2600 \cdot 60} - 6,0 = 52,5 \text{ } ^\circ\text{C},$$

де $t_c = 60\text{ }^{\circ}\text{C}$ – статична температура біля підосви колони, $^{\circ}\text{C}$;

$T_{\text{пр}}$ – тривалість промивання перед цементуванням, хв;

Q – об’ємна швидкість течії промивальної рідини під час промивання перед цементуванням, $\text{м}^3/\text{с}$;

Δt – різниця температур рідини закачуваної у свердловину і на виході з неї, $^{\circ}\text{C}$.

5. Вибір складу тампонажного розчину

Враховуючи вибрану густину тампонажного розчину, динамічну температуру у свердловині ($52,5\text{ }^{\circ}\text{C}$), а також хімічний склад пластових флюїдів і гірських порід вибираємо тампонажний портландцемент для помірних температур ПЦТІ-100 при водоцементному відношенні $\text{В}/\text{Ц} = 0,50$.

6. Регламентування густини, реологічних властивостей і водовіддачі

Густина промивальної рідини при розкритті проектного горизонту, $\rho = 1210\text{ кг}/\text{м}^3$; водовіддача, $B = 5\text{ см}^3/30\text{ хв}$; пластична в’язкість, $\eta = 0,015\text{ Па}\cdot\text{с}$; динамічне напруження зрушення (зсуву), $\tau = 4,3\text{ Па}$.

В якості продавлювальної рідини використовується промивальна рідина з названими параметрами.

Перевіримо відповідність вибраного складу тампонажного розчину регламентованій густині:

$$\rho_{\text{ц.р.}} = \frac{(1+n) \cdot \rho_c \cdot \rho_p}{\rho_p + n \cdot \rho_c} = \frac{(1+0,5) \cdot 3040 \cdot 1000}{1000 + 0,5 \cdot 3040} = 1800 \text{ кг} / \text{м}^3,$$

де ρ_p – густина рідини замішування, $\text{кг}/\text{м}^3$;

ρ_c – густина сухої твердої фази тампонажного розчину, $\text{кг}/\text{м}^3$;

n – відносний водовміст.

7. Вибір реагентів для регулювання властивостей тампонажного розчину

З метою зниження водовіддачі тампонажного розчину для цементування експлуатаційної колони, розчин обробляємо реагентом ПВС-ТР, вводимо 1 % реагенту.

8. Вибір складу буферної рідини

При цементуванні експлуатаційної колони в якості буферної рідини використовуємо 8 % водний розчин сірнокислого заліза густиною ($\rho_{\text{б.р.}}$) $1300\text{ кг}/\text{м}^3$. Така буферна рідина добре відділяє тампонажний розчин від промивальної рідини, сприяє витісненню промивальної рідини та видаленню глинистої кірки і плівки глинистого розчину.

9. Визначення необхідних об’ємів тампонажного розчину,

продавлювальної і буферної рідини

Необхідна кількість тампонажного розчину:

$$V_{у.р.} = \frac{\pi}{4} \cdot \left[(d_c^2 - d_3^2) \cdot H_{п.к.} + \left((d_{\partial} \cdot k_k)^2 - d_3^2 \right) \cdot (L - H_{п.к.}) + d_6^2 \cdot h_{ц.с} \right] = \\ = 0,785 \left[(0,1991^2 - 0,1461^2) \cdot 1200 + \left((0,1905 \cdot 1,05)^2 - 0,1461^2 \right) \cdot (2600 - 1200) + 0,1301^2 \cdot 10 \right] = 38,2 м^3$$

де d_c – внутрішній діаметр попередньої обсадної колони (діаметр обсаженої частини свердловини) – 199,1 мм;

$H_{п.к.}$ – глибина спуску попередньої обсадної колони – 1200 м;

d_{∂} – діаметр долота при бурінні під експлуатаційну колону – 190,5 мм;

k_k – коефіцієнт кавернозності в інтервалі буріння під експлуатаційну колону – 1,05;

d_3 – зовнішній діаметр експлуатаційної колони – 0,1461 м;

d_6 – внутрішній діаметр експлуатаційної колони – 0,1301 м;

L – глибина спуску експлуатаційної колони – 2600 м;

$h_{ц.с}$ – висота цементного стакана – 10 м;

Необхідна кількість продавлювальної рідини:

$$V_{пр.} = \frac{\pi}{4} \cdot k_{зд.} \cdot d_6^2 \cdot (L - l_c) = 0,785 \cdot 1,05 \cdot 0,1301^2 \cdot (2600 - 10) = 36,6 м^3.$$

де $k_{зд}$ – коефіцієнт стискуваності рідини – 1,05.

Мінімально необхідний об'єм буферної рідини:

$$V_{б.мін} = 1,57 \cdot L \cdot \left[(d_{\partial} \cdot k_k)^2 - d_{\partial}^2 + 2\Delta \cdot (d_{\partial} + d_3) \right] = \\ = 1,57 \cdot 2600 \cdot \left[(0,1905 \cdot 1,05)^2 - 0,1905^2 + 2 \cdot 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot (0,1905 + 0,1461) \right] = 11,0 м^3$$

Δ – товщина глинистої кірки, м.

10. Визначення необхідної кількості матеріалів для приготування тампонажного розчину, продавлювальної і буферної рідини

Необхідна кількість цементу для приготування 1 м³ тампонажного розчину:

$$m_{ц.} = \frac{\rho_{у.р.}}{1+n} = \frac{1800}{1+0,50} = 1200 кг.$$

Витрати цементу для приготування всього об'єму тампонажного розчину:

$$M_{ц.} = k_{ц.} \cdot m_{ц.} \cdot V_{у.р.} = 1,07 \cdot 1200 \cdot 38,2 = 49049 кг,$$

де $k_{ц}$ = 1,07 – коефіцієнт втрат тампонажного цементу при приготуванні розчину.

Витрати води для приготування всього об'єму цементного розчину:

$$V_{р.} = \frac{n \cdot M_{ц.р.}}{k_{втр.} \cdot \rho_{р.}} = \frac{0,50 \cdot 49049}{1,07 \cdot 1000} = 23 м^3.$$

де $k_{втр} = 1,07$ – коефіцієнт втрат води при приготуванні розчину.

Витрати регулятора водовіддачі реагенту ПВС-ТР:

$$M_{реаз.} = \frac{M_{ц.} \cdot 1\%}{100\%} = \frac{49049 \cdot 1}{100} = 490 \text{ кг}.$$

Так як в якості продавлювальної рідини використовується промивальний розчин, на якому розкривають продуктивний горизонт без зміни його складу і параметрів, розрахунок потрібної кількості матеріалів для приготування продавлювальної рідини не робимо.

Витрати реагенту $Fe(SO_4)_3$ (сіркокисле залізо) для приготування буферної рідини.

$$M_{реаз.} = m \cdot V_{б. min} = 0,4 \cdot 11,0 = 4,4 \text{ кг}.$$

11. Необхідна кількість змішувальних машин

Найбільш сучасними є змішувальні машини ЗАС-30, які обладнані пневматичною системою подачі тампонажного порошку і водоподаючим насосом:

$$i_{зм.} = \frac{M_{ц.р.}}{\rho_{т.с.} \cdot U_{б.}} = \frac{49049}{1200 \cdot 14} = 3 \text{ шт.},$$

де $\rho_{т.с.} = 1200 \text{ кг/м}^3$ – питома насипна маса сухої тампонажної суміші;

$U_{б.}$ – ємність бункера однієї машини, м^3 .

Об'ємна швидкість подачі сухого тампонажного цементу:

$$q_{ц.} = \frac{q_{с.} \cdot \rho_{ц.р.}}{(1+n) \cdot \rho_{т.с.}} = \frac{20 \cdot 10^{-3} \cdot 1800}{(1+0,5) \cdot 1200} = 20,0 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Подача води в гідрозмішувач:

$$q_{р.} = \frac{n \cdot \rho_{т.с.} \cdot q_{с.}}{\rho_{р.}} = \frac{0,5 \cdot 1200 \cdot 20,0 \cdot 10^{-3}}{1000} = 12,0 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

12. Необхідна кількість цементувальних агрегатів ЗЦА-400 для закачування тампонажного розчину

$$i_{ц.а.} = i_{а.} \cdot i_{зм.} = 2 \cdot 3 = 6 \text{ шт.},$$

де $i_{а.} = 2$ – кількість цементувальних агрегатів, що обв'язується з однією змішувальною машиною.

Сумарна продуктивність змішувальних машин і цементувальних агрегатів під час закачування тампонажного розчину:

$$Q_{з.} = i_{зм.} \cdot q_{с.} = 3 \cdot 20 \cdot 10^{-3} = 60 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Максимальний тиск в цементувальній головці перед посадкою верхньої пробки на упорне стоп-кільце:

$$P_{max} = P_1 + P_2 = 15,3 + 4,2 = 19,5 \text{ МПа},$$

де P_1 – тиск, необхідний для пересилення спротиву, обумовленого

різницею густин рідини в трубах і затрубному просторі;

P_2 – тиск, необхідний для пересилення гідравлічного спротиву.

$$P_1 = \frac{1}{10^5} [(l_{ц.} - h_{ц.с}) \cdot (\rho_{ц.р.} - \rho_{н.р.})] = \frac{1}{10^5} [(2600 - 10) \cdot (1800 - 1210)] = 15,3 \text{ МПа},$$

$$P_2 = 0,001 \cdot L + 1,6 = 0,001 \cdot 2600 + 1,6 = 4,2 \text{ МПа},$$

де $l_{ц.}$ – інтервал цементування експлуатаційної колони.

Необхідна кількість цементувальних агрегатів ЗЦА-400 для продавлювання тампонажного розчину:

$$i_{ц.а.} = \frac{\pi \cdot ((d_{д.} \cdot k_{к.})^2 - d_{з.}^2) \cdot w}{4 \cdot Q_{ц.а.}} = 0,785 \cdot \frac{((0,1905 \cdot 1,05)^2 - 0,1461^2) \cdot 1,8}{9,0 \cdot 10^{-3}} = 3_{шт.},$$

де $w = 1,8$ м/с – задана швидкість підйому цементного розчину в кільцевому просторі біля підшви колони на момент початку продавлювання;

$Q_{ц.а.} = 9,0 \cdot 10^{-3}$ м³/с – продуктивність одного ЗЦА-400 при діаметрі втулок 100 мм на II швидкості.

13. Визначення загальної продовжуваності цементування

$$T_{ц.} = \frac{1}{60} \left[\frac{V_{ц.р.}}{Q_{з.}} + \frac{V_{нр.}}{i_{ц.а.} \cdot Q_{ц.а.}} \right] = \frac{1}{60} \cdot \left[\frac{38,2}{60 \cdot 10^{-3}} + \frac{36,6}{3 \cdot 9,0 \cdot 10^{-3}} \right] = 33,2 \text{ хв.}$$

Мінімально необхідний термін початку загушення тампонажного розчину при вибійній температурі – 52,5 °С і вибійному тиску 45,9 МПа:

$$T_{з.} = T_{ц.} + \Delta t_{ц.} = 33,2 + 20 = 53,2 \text{ хв.}$$

де $\Delta t_{ц.}$ – запас часу на загушення тампонажного розчину.

Відповідь

Вихідні дані для виконання практичної роботи приведені в таблиці 16.1

Таблиця 16.1 – Вихідні дані для розрахунку

Варіант	L , м	$H_{п.к.}$, м	$Z_{п.}$, м	$t_{ст.}$, °С	Δt , °С	ρ , кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7
1	2610	1010	2000	62	5	1100
2	2620	1020	2010	62	5	1110
3	2630	1030	2020	64	5	1120
4	2640	1040	2030	64	5	1130
5	2650	1050	2040	66	6	1140
6	2660	1060	2050	66	6	1150
7	2670	1070	2060	68	6	1160
8	2680	1080	2070	68	6	1170
9	2690	1090	2080	70	7	1180

Продовження таблиці 16.1

1	2	3	4	5	6	7
10	2700	1100	2090	70	7	1190
11	2710	1110	2100	72	7	1200
12	2720	1120	2110	72	7	1210
13	2730	1130	2120	74	8	1220
14	2740	1140	2130	74	8	1230
15	2750	1150	2140	76	8	1240
16	2760	1160	2150	76	8	1250
17	2770	1170	2160	78	9	1260
18	2780	1180	2170	78	9	1270
19	2790	1190	2180	80	9	1280
20	2800	1100	2190	80	9	1290
21	2810	1110	2200	82	9	1300

Контрольні питання

1. Який процес називають цементуванням свердловини?
2. З якою метою проводять цементування свердловин?
3. Що розуміють під первинним цементуванням свердловин?
4. Що розуміють під вторинним цементуванням свердловин?
5. Що розуміють під установкою розділювальних цементних мостів?
6. Які існують способи цементування свердловин?
7. Поясніть технологію одноступінчастого способу цементування свердловин?
8. Поясніть технологію ступінчастого способу цементування свердловин?
9. Поясніть технологію зворотного способу цементування свердловин?
10. Поясніть технологію манжетного способу цементування свердловин?

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Довідник з нафтогазової справи / [упоряд.: В. С. Бойко, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук]. – Львів, 1996. – 620 с.
2. Коцкулич Я. С. Режим буріння / Я. С. Коцкулич // Буріння нафтових і газових свердловин. – Коломия, 1999. – С. 107–134.
3. Коцкулич Я.С. Бурові промивальні рідини : підручник / Я. С. Коцкулич, М.І. Оринчак, М.М. Оринчак. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2008. – 500 с.
4. Мислюк М. А. Буріння свердловин : довідник: у 5 т. / М. А. Мислюк, І. Й. Рибчич, Р. С. Яремійчук. – Київ : Інтерпрес ЛТД, 2002. – Т. 1. – 367 с.
5. Мислюк М. А. Буріння свердловин : довідник: у 5 т. / М. А. Мислюк, І. Й. Рибчич, Р. С. Яремійчук. – Київ : Інтерпрес ЛТД, 2002. – Т. 2. – 298 с.
6. Методичні вказівки для практичних занять / М. І. Оринчак [та ін.]. – Івано-Франківськ : Факел, 2006. – 54с.
7. Буріння нафтових і газових свердловин / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. І. Сіренко. – Львів : Новий світ 2000, 2024. – 409 с.
8. Бурове і технологічне обладнання / В.М. Орловський [та ін.]. – Львів : Новий світ 2000, 2021. – 358 с.
9. Технологія і техніка буріння. Узагальнююча довідкова книга / В.С. Войтенко [та ін.]. – Львів– Київ, 2012. – 708 с.

Електронне навчальне видання

Методичні рекомендації

до проведення практичних занять та організації самостійної роботи
з навчальної дисципліни

«БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН»

*(для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти спеціальності
185 – Нафтогазова інженерія та технології, освітньо-професійна
програма «Нафтогазова інженерія та технології»)*

Укладачі: **ОРЛОВСЬКИЙ** Віталій Миколайович,
ХУДЯКОВ Ілля Олександрович

Відповідальний за випуск *О. В. Ромашко*

За авторською редакцією

Комп'ютерне верстання *І. О. Худяков*

План 2025, поз. 266 М.

Підп. до друку 16.07.2025. Формат 60 × 84/16.
Ум. друк. арк. 7,3.

Видавець і виготовлювач:
Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Чорноглазівська (Маршала Бажанова), 17, Харків, 61002.
Електронна адреса: office@kname.edu.ua
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:
ДК № 5328 від 11.04.2017.