

**Міністерство освіти і науки України
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»**



МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до виконання курсового проекту з дисципліни

«Буріння свердловин (на нафту і газ)»

для студентів спеціальності

185 Нафтогазова інженерія та технології

**Дніпро
НТУ «ДП»
2021**

**Міністерство освіти і науки України
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»**

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до виконання курсового проекту з дисципліни

"Буріння свердловин (на нафту і газ)"

для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

Дніпро

НТУ «ДП»

2021

Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Буріння свердловин (на нафту і газ)» для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології / Упоряд. В.Л. Хоменко. – М-во освіти і науки України. – Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 20 с.

Упорядник

В.Л.Хоменко, канд. техн. наук, доц.

Вступ

Курсовий проект є самостійною роботою студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології і має на меті закріплення знань набутих при вивченні дисципліни «Буріння свердловин (на нафту і газ)».

При виконанні та захисті курсового проекту студент повинен показати вміння використовувати набуті знання для розв'язання конкретних інженерних завдань з обґрунтування прийнятих технічних рішень на рівні сучасних досягнень теорії і практики.

У проекті повинно бути передбачено доведення свердловини до проектної глибини з мінімальними витратами часу, коштів і матеріалів при безумовному забезпеченні техніки безпеки бурових робіт, охороні надр і навколишнього середовища.

Знання і вміння набуті при виконанні цього курсового проекту є ґрунтовною проміжною підготовкою до виконання студентами ККР.

Організація виконання курсового проекту

Курсовий проект виконується у 8-му семестрі в терміни обумовлені деканатом і кафедрою.

Курсовий проект є індивідуальним. Вихідним документом для виконання курсового проекту є завдання для виконання курсового проектування, яке видається кожному студенту керівником проекту. Завдання, за прийнятою формою обов'язково включає геологічний розріз по свердловині, проектну глибину свердловини, діаметр експлуатаційної колони.

Тема курсового проекту: "Проект технології буріння свердловини глибиною ___ м на _____ площі".

Студент виконує курсовий проект згідно із затвердженим календарним планом, в якому вказані конкретні терміни виконання окремих розділів. Керівник проекту дає консультації з курсового проектування відповідно затвердженого графіка консультацій. До виконання кожного наступного розділу проекту студент приступає після погодження з керівником отриманих рішень з попереднього розділу. Курсовий проект перевіряється керівником і захищається перед комісією кафедри, яка виставляє заключну оцінку.

Зміст та обсяг курсового проекту

Курсовий проект складається з розрахунково-пояснювальної записки та графічного додатка.

У пояснювальній записці приводиться обґрунтування прийнятих технічних, технологічних та інших рішень. Її зміст повинен відповідати вимогам методичних вказівок з курсового проектування і в загальному випадку повинен складатися з розділів, наведених нижче.

Вступ

1. Геолого-технічні умови буріння.
2. Вибір і обґрунтування конструкції свердловини.
3. Спосіб буріння.
4. Вибір породоруйнуючого інструменту.
5. Бурильна колона.
6. Вибір режиму буріння.
7. Промивання свердловини.
8. Вибір бурового станка, талевого каната та талевої системи.

На початку пояснювальної записки розміщують титульний лист, завдання на виконання курсового проекту, зміст з вказівкою всіх розділів. У кінці пояснювальної записки автор ставить свій підпис і приводить список використаної літератури.

Обсяг пояснювальної записки курсового проекту в межах 25-35 сторінок рукописного тексту. Графічний додаток являє собою геолого-технічних наряд на буріння запроектованої свердловини виконаний на аркуші формату А1.

1 Геолого-технічні умови буріння

В цьому розділі описується геологічний розріз по свердловині, додається літологічна характеристика пластів. Приводяться дані з механічних та абразивних властивостей гірських порід, величини пластових тисків та тисків гідророзриву. Описуються зони очікуваних ускладнень.

2 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

Конструкцію свердловини рекомендується проектувати в такій послідовності:

- встановлення кількості обсадних колон та глибин їх спуску;
- вибір видів обсадних колон;
- проектування діаметрів обсадних колон та доліт для буріння під кожен колону;
- обґрунтування інтервалів тампонування кожної колони.

Для встановлення кількості обсадних колон та глибини їх спуску спершу будують суміщений графік зміни градієнтів пластового тиску та тиску гідророзриву за глибиною свердловини. На його основі проектується перший орієнтовний варіант конструкції свердловини (табл. 1).

Кінцевий варіант рішення про кількість обсадних колон і глибину їх спуску приймається після аналізу геолого-технічних умов буріння з урахуванням можливих ускладнень, досвіду спорудження свердловин на даному родовищі.

Вибір типів обсадних колон (суцільні, секційні, "хвостовики") проводиться також на основі аналізу геолого-технічних умов буріння і мінімізації витрат матеріалів і часу на кріплення свердловини.

Суміщений графік тисків і конструкція свердловини

Глибина підшви, м	Гradient тиску, МПа/м		Суміщений графік тиску						Конструкція свердловини
	Пластовий	Гідророзриву	0,010	0,012	0,014	0,016	0,018	0,020	

Діаметр експлуатаційної колони обумовлений завданням на курсовий проект. Вибір інтервалів тампонування кожної обсадної колони виконують на основі діючих інструктивних та методичних матеріалів. Проектування діаметрів обсадних колон і доліт ведуть за наступною методикою.

Вибирають діаметри обсадних колон і доліт, висоту підйому тампонажного розчину. Діаметри обсадних колон і доліт вибирають знизу нагору, починаючи з експлуатаційної колони.

Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону визначають за формулою

$$D_d = D_m + 2\delta$$

де D_m – зовнішній діаметр муфти колони обсадних труб; δ – величина зазору між муфтою і стінками свердловини.

Величина зазору δ залежить від діаметра і типу з'єднань обсадних труб, стану свердловини і її кривизни, величини виходу з під башмака попередньої колони. У залежності від діаметра обсадних труб рекомендуються наступні значення δ (табл. 2).

Таблиця 2

Рекомендовані зазори між муфтою і стінками свердловини

Зовнішній діаметр обсадної колони, мм	114-127	140-168	178-245	273-299	324-351	377 і більш
Зазор, мм	5-15	10-15	10-30	15-30	20-40	25-50

Знаючи розрахункову величину D_d , визначають найближче більше значення діаметра долота за ДСТ.

Визначають внутрішній діаметр попередньої обсадної колони, виходячи з того, що різниця між внутрішнім діаметром попередньої колони і діаметром долота повинна бути 6-8 мм, тобто

$$D_v = D_d + (6 \div 8)$$

Після цього встановлюють по таблицях зовнішній діаметр попередньої колони і діаметр з'єднуючих муфт до неї.

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

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

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

При виконанні цього розділу необхідно пам'ятати, що конструкція свердловини в значній мірі визначає можливість доведення свердловини до проектною глибини і зумовлює її вартість.

У закінченому вигляді конструкція свердловини приводиться у вигляді таблиці та схеми.

3 Спосіб буріння

Для вибору і обґрунтування способу буріння в різних інтервалах свердловини необхідно враховувати її конструкцію, вивчити геолого-технічні умови спорудження свердловин та провести аналіз техніко-економічних показників свердловин пробурених на даній та сусідніх площах. Основним критерієм при виборі способу буріння вважається мінімальна собівартість 1 м проходки.

Крім цього треба зважати і на те, що роторний спосіб буріння рекомендують використовувати тоді, коли глибина свердловини перевищує 3500 м; діаметр долота менше 190,5 мм; температура вибою свердловини більше 140 °С; у свердловині очікуються прихвати і зтяжки, можливе використання аерованої промивальної рідини; повітря й газу; доліт з герметичною опорою.

Сферою використання турбінного буріння переважно є свердловини глибиною менше 3500 м і діаметром більше 190,5 мм; із температурою вибою менше 140 °С; буріння похило-направлених і горизонтальних свердловин; в умовах обмежених навантажень на долото, при використанні алмазних доліт.

4 Вибір породоруйнуючого інструменту

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться такими двома способами:

- 1) за механічними та абразивними властивостями гірських порід;
- 2) за промисловими даними.

Для вибору типу долота за першим способом для розбурювання конкретної породи, яка містить пропластки з різними механічними властивостями, необхідно оцінити категорію твердості та абразивності всіх пропластків, знайти їх середньозважені розрахункові значення для всієї товщі породи і нанести на кваліфікаційну таблицю парних відповідностей категорій твердості та абразивності, яка наведена в літературі [5].

При використанні другого способу необхідно мати промислову інформацію (картки відробки доліт) з буріння не менше 5-6 свердловин на даній площі. Обробивши цю інформацію порівнюють рейсову швидкість та собівартість одного метра та вибирають оптимальний тип долота для кожного інтервалу.

Для орієнтованого вибору типу бурових доліт в залежності від механічних та абразивних властивостей можна скористатися табл. 3 [1].

Таблиця 3

Рекомендації щодо вибору породоруйнуючого інструменту

Тип долота	Породоруйнуючий інструмент			
	шарошковий	дво- і трилопате- вий	багатолопате- вий твердосплавний стираюче-ріжучий	алмазний
М	II-III/II-III	I-II/I-II	I-II/I-II	II-III/I-II
МЗ	III-IV/IV-V	–	–	–
МС	III-IV/III-IV	II-III/I-II	III-IV/I-II	III-IV/II-III
МСЗ	IV-V/V-VI	–	–	–
С	III-IV/IV-V	–	IV-V/II-III	IV-V/II-III
СЗ	IV-V/V-VI	–	–	–
СТ	IV/IV-V	–	V-VI/II-III	V-VI/III-IV
Т	V-VI/IV-V	–	VI-VII/III-IV	VI-VII/III-IV
ТЗ	VI-VII/V-VI	–	–	–
ТК	V-VI/V-VI	–	–	–
ТКЗ	VI-VII/VI-VII	–	–	–
К	VI-VII/VII-VIII	–	–	–
ОК	VII-VIII/VIII-IX	–	–	–

5 Бурильна колона

У цьому розділі необхідно:

- вибрати діаметри ОБТ та бурильних труб;
- вибрати КНБК;
- визначити необхідну довжину і компоновку ОБТ;
- визначити конструкцію бурильної колони.

Перелічені питання розглядаються виходячи з умов буріння під експлуатаційну колону.

Вибір діаметрів ОБТ та бурильних труб

При виборі діаметрів ОБТ та бурильних труб враховують рекомендовані співвідношення між діаметрами доліт, ОБТ та бурильних труб (табл. 4)

Крім цього, вибирають діаметри бурильних і обважнених бурильних труб так, щоб витримувалися такі співвідношення

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

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

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

де $d_{\text{ОБТ}}$, $D_{\text{д}}$, $d_{\text{бт}}$, – відповідно діаметр ОБТ, долота та бурильних труб.

Рекомендовані співвідношення між діаметрами доліт, ОБТ та бурильних труб

Діаметр долота, мм	Зовнішній діаметр, мм	
	ОБТ	бурильних труб
120,6	95/89	73
139,7; 146	120/108	89
151	120; 133/108	89; 101,6
165,1	133; 146/120	101,6; 114,3
190,5	159/146	114,3
215,9	178/159	127
244,5	203/178	139,7
269,9	219; 229/203	139,7
295,3; 320	229; 245; 254/219; 229	139,7
349,2	245; 254/229; 245	139,7
393,7 і більше	273; 299/254; 273	139,7; 168,3

Примітка. Наведені рекомендовані співвідношення діаметрів доліт та ОБТ для нормальних (чисельник) і для ускладнених (знаменник) умов буріння.

Якщо не вдається витримати вказані співвідношення між діаметрами бурильних та обважнених бурильних труб, то компоновку ОБТ роблять ступінчатою.

Вибір КНБК

Компоновку низу бурильної колони проектують з урахуванням профілю стовбура свердловини і схильності порід до викривлення свердловини. Для вертикальних свердловин це переважно один або два наддолотні калібратори, одна або дві ОБТ (збалансовані, квадратні чи спіральні) максимально можливого діаметра, стабілізатор і далі ОБТ розрахованого діаметра [1].

Для одноступінчатої компоновки необхідну довжину ОБТ визначають як

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{KC_d - G}{q_{\text{ОБТ}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_m} \right)},$$

де K – коефіцієнт резерву, $K=1,20-1,25$; C_d – осьове навантаження, Н; $\rho_{\text{пр}}$ – густина промивальної рідини, кг/м^3 ; ρ_m – щільність металу, кг/м^3 ; $q_{\text{ОБТ}}$ – вага 1 м ОБТ, Н/м; G – вага вибійного двигуна, Н.

Отриману довжину ОБТ округляють у більший бік до величини, яка кратна довжині свічки. Якщо компоновка ОБТ повинна бути ступінчатою, то нижній (перший) ступінь роблять довжиною $l_1 = \lambda l_{\text{ОБТ}}$ ($\lambda=0,7-0,8$). Діаметр другого ступеня ОБТ вибирають на один або два діаметри менше першого.

Для двоступінчатої компоновки ОБТ

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{KC_d}{[\lambda q_1 + (1 - \lambda)q_2] \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_m} \right)},$$

де q_1 – вага 1 м першого ступеня ОБТ, Н/м; q_2 – вага 1 м другого ступеня ОБТ, Н/м.

Довжину ОБТ необхідно перевірити на стійкість від дії власної ваги. Для цього визначають критичну довжину ОБТ за формулою

$$l_{\text{ОБТ}}^{\text{кр}} = 1,94 \sqrt{\frac{EI}{q_{\text{ОБТ}}}}$$

де E – модуль пружності матеріалу (сталі), Н/м^2 ; I – момент інерції при згині, м^4

$$I = \frac{\pi}{64} (d_3^4 - d_B^4),$$

де d_3, d_B – відповідно зовнішній та внутрішній діаметр ОБТ, м.

Якщо $l_{\text{ОБТ}} \geq l_{\text{ОБТ}}^{\text{кр}}$, то для попередження можливого викривлення стовбура свердловини необхідно передбачити включення в компоновку ОБТ центруючих пристроїв. Місце встановлення центраторів, відстань між ними і їх діаметр визначають згідно з рекомендаціями [1, табл. 4.29, 4.30].

Над ОБТ рекомендується розміщувати наддолотний комплект бурильних труб. Для цього переважно вибирають труби із сталі групи міцності "Д" з найбільшою товщиною стінки і довжиною 250-300 м [2].

Конструкція бурильної колони

При визначенні конструкції бурильної колони приймаємо, що бурильна колона має одноступінчасту конструкцію, тобто при однаковому зовнішньому діаметрі складається із декількох секцій, які відрізняються одна від одної довжиною, товщиною стінки і групою міцності. Для першої секції приймають бурильні труби групи міцності "Д" з мінімальною товщиною стінки.

Довжину першої секції визначають із умови допустимих напружень розтягу

$$l_1 = \frac{Q_p - k(G_{\text{убт}} + G_{\text{нк}} + G) \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}}\right) - (P_d + P_t) F_k}{kq_{\text{бт}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}}\right)},$$

де Q_p – навантаження, яке розтягує, що допускається, для труб нижньої секції, Н; k – коефіцієнт враховуючий вплив тертя (приймається 1,15); $G_{\text{убт}}$ – вага обважнених бурильних труб, Н; $G_{\text{убт}}$ – вага наддолотного комплексу, Н; G – вага вибійного двигуна і долота, Н; P_d, P_t – перепад тиску на долоті і турбобурі, Па; F_k – площа прохідного каналу труби; $q_{\text{бт}}$ – вага 1 м бурильної колони, Н.

У свою чергу

$$Q_p = \frac{\sigma_{\text{тр}} F_{\text{тр}}}{n},$$

де $\sigma_{\text{тр}}$ – межа текучості матеріалу труб, Па; $F_{\text{тр}}$ – площа перетину труб, м^2 ; n – запас міцності, приймається рівним 1,3.

Межа текучості матеріалу труб наведена в табл. 5.

Таблиця 5

Межа текучості матеріалу труб

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

Якщо бурильна 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 стали групи міцності Д.

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

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{Kq_{бт2} \left(1 - \frac{\rho_{пр}}{\rho_{м}} \right)},$$

де Q_{p1} і Q_{p2} – припустимі навантаження, що розтягують, для труб першої і другої секції, Н; $q_{бт2}$ – вага 1 м труб другої секції, Н.

Розрахунок ведуть доти, поки сумарна довжина секцій плюс довжина УБТ не перевищить проектну глибину свердловини. Якщо будуть перебрані всі труби по товщині стінки, а сумарна довжина секцій буде менше глибини свердловини, то тоді наступну секцію приймають зі сталі більш високої групи міцності.

У кінці розділу наводиться зведена таблиця (табл. 6) та графічне зображення конструкції бурильної колони.

Таблиця 6

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					

6 Вибір режиму буріння

1. Осьове навантаження на долото C_d .

Навантаження на долото можна визначити двома способами виходячи із об'ємного руйнування гірської породи

а) за питомим навантаженням

$$C_d = c_{п} D_d,$$

де $c_{п}$ – питоме навантаження на 1 м діаметра (табл. 7), Н/м; D_d – діаметр долота, м.

Таблиця 7

Питоме навантаження для різних типів доліт

Тип долота	Тришарошкові долота				
	М	МС	С	Т	К
$c_{п} \cdot 10^5$, Н/м	<2	2-5	5-10	10-15	>15
Тип долота	Лопатеві		Фрезерні	Алмазні та "ИСМ"	Одношарошкові
	дволопатеві	трилопатеві			
$c_{п} \cdot 10^5$, Н/м	3-5,7	1,3-1,5	4-6	1,5-3,3	6-8

б) за твердістю порід і площею контакту

$$C_d = k_n p_{ш} F_k,$$

де k_n – коефіцієнт, який враховує властивості гірських порід ($k_n = 0,7-0,8$ для пористих порід (пісковики, тріщинуваті вапняки, алеврити) та $k_n = 1,0-1,2$ – для суцільних порід); $p_{ш}$ – твердість породи за штампом при атмосферному тиску, Па; F_k – площа контакту зубів долота з породою, m^2 (табл. 8).

Таблиця 8

Контактна площа доліт

Тип до- лота	Контактна площа доліт, mm^2 , діаметром, мм										
	188,9	190,5	214,3	215,9	242,1	267,5	269,9	292,9	295,3	318,0	391,7
Лопатеві долота											
ЗЛГ	245	-	269	-	295	315	-	350	-	385	450
ДСГ ЗЛГ	-	-	-	-	265	290	-	315	-	350	425
РГ	-	-	-	-	-	-	-	290	-	310	-
ПЛД	180	-	205	-	235	250	-	275	-	285	360
Алмазні долота											
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
Шарошкові долота											
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	-	-

Розраховане осьове навантаження на долото не повинно перевищувати допустиме (паспортне) для даного типорозміру долота $[C_d]$ (табл. 9)

$$C_d \leq [C_d].$$

2. Частота обертання долота.

Для шарошкових доліт частоту обертання визначають за формулою

$$n_d = \frac{d_{ш}}{t_{\min} D_d Z},$$

де n_d – частота обертання долота, s^{-1} ; $d_{ш}$ – діаметр шарошки, м; t_{\min} – мінімально необхідний час контакту зуба долота з породою, $t_{\min} = (3-8) \cdot 10^{-3}$ с; Z – максимальна кількість зубів на периферійному вінці шарошки (табл. 9).

Таблиця 9

Кількість зубків на периферійному вінці
та допустиме навантаження на тришарошкові долота

Долото	Допустиме навантаження, кН	Кількість зубків на периферійному вінці, шт.	Долото	Допустиме навантаження, кН	Кількість зубків на периферійному вінці, шт.
Ш93,0Т-ЦА	40	14	Ш215,9ТК3-ГВ	250	18
Ш98,4С-ЦА	50	13	Ш215,9ТК3-ГНУ	250	18
Ш98,4Т-ЦА	50	15	Ш215,9К-ГНУ	250	19
Ш98,4ОК-ЦА	50	15	Ш215,9К-ПВ	250	19
Ш112,0Т-ЦВ	60	15	Ш215,9ОК-ПВ	250	19
Ш120,6С-ЦА	60	13	Ш244,5Т-ЦВ	320	23
Ш120,6Т-ЦА	60	15	Ш244,5Т-ПВ	320	23
Ш132,0С-ЦВ	70	16	Ш244,5ТК-ЦВ	320	21
Ш132,0Т-ЦВ	70	17	Ш244,5ТК-ПВ	320	21
Ш132,0К-ЦВ	70	20	Ш244,5ОК-ПВ	320	21
Ш139,7С-ЦВ	100	17	Ш269,9М-ГНУ	350	13
Ш139,7Т-ЦВ	100	20	Ш269,9С-ГВ	350	19
Ш146,0Т-ЦВ	120	21	Ш269,9С-ГНУ	350	19
Ш146,0ОК-ЦВ	120	15	Ш269,9С3-ГН	350	19
Ш151,0С-ЦВ	120	19	Ш269,9С3-ГНУ	350	19
Ш151,0Т-ЦВ	120	20	Ш269,9СТ-ЦВ	350	18
Ш151,0К-ЦВ	120	21	Ш269,9СТ-ГН	350	18
Ш165,1С-ЦВ	150	14	Ш269,9Т-ЦВ	350	25
Ш165,1Т-ЦВ	150	19	Ш269,9Т3-ЦВ	350	25
Ш190,5М-ГВ	200	10	Ш269,9ТК-ЦВ	350	24
Ш190,5МС-ГВ	200	13	Ш269,9К-ЦВ	350	19
Ш190,5МС3-ГВ	200	15	Ш269,9ОК-ПВ	350	21
Ш190,5МС3-ГАУ	200	18	Ш295,3МС3-ГНУ	400	15
Ш190,5С-ЦВ	200	18	Ш295,3МС-ГВ	400	15
Ш190,5С-ГН	200	18	Ш295,3Т-ЦВ	400	24
Ш190,5С-ГВ	200	18	Ш295,3Т3-ЦВ	400	24
Ш190,5С3-ГВ	200	19	Ш295,3ТК-ЦВ	400	26
Ш190,5Т-ЦВ	200	21	Ш295,3К-ЦВ	400	24
Ш190,5Т3-ЦВ	200	20	Ш320С-ГВ	450	19
Ш190,5ТК-ЦВ	200	15	Ш320ОК-ПВ	450	22
Ш190,5ТК3-ЦВ	200	22	Ш349,2М-ЦВ	450	17
Ш190,5К-ГНУ	200	24	Ш349,2М-ГВ	450	17
Ш215,9М-ГВ	250	11	Ш349,2С-ЦВ	450	24
Ш215,9М-ГАУ	250	11	Ш349,2С-ГВ	450	24
Ш215,9М3-ГВ	250	11	Ш349,2Т-ЦВ	450	28
Ш215,9МС-ГВ	250	11	Ш393,7М-ЦВ	470	12
Ш215,9С-ГВ	250	16	Ш393,7М-ГВ	470	12
Ш215,9С-ГН	250	17	Ш393,7С-ЦВ	470	24
Ш215,9С3-ГВ	250	18	Ш393,7С-ГВ	470	24
Ш215,9С3-ГН	250	18	Ш393,7Т-ЦВ	470	35
Ш215,9Т-ЦВ	250	18	Д445С-ЦВ	500	31
Ш215,9ТК3-ЦВ	250	18	Д490С-ЦВ	500	32

Для алмазних, лопатевих та доліт "ИСМ" частоту обертання визначають за формулою

$$n = \frac{60V_d}{\pi D_d},$$

де V_d – допустима лінійна швидкість обертання, яка визначається із умов абразивного зносу та нагріву долота, $V_d=3-5$ м/с.

Після розрахунку частоти обертання фактичну частоту обертання вибирають виходячи із характеристики ротора в даній буровій установці.

3. Витрата промивальної рідини.

Витрату промивальної рідини вибирають за двома умовами

а) із умови очищення вибою від вибуреної породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}},$$

де Q_1 – витрата промивальної рідини, м³/с; q_0 – питома витрата промивальної рідини, м³/с на 1 м² вибою ($q_0=0,35-0,5$ – при роторному та електробурінні; $q_0=0,5-0,7$ – при бурінні гідравлічними вибійними двигунами); $F_{\text{виб}}$ – площа вибою свердловини, м²;

б) із умови транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\text{min}} F_{\text{кп}}$$

де V_{min} – мінімально припустима швидкість руху промивальної рідини в кільцевому просторі (у скельних породах приймають $V_{\text{min}}=0,7-1,0$ м/с; в м'яких $V_{\text{min}}=1,0-1,4$ м/с; при бурінні долотами великого діаметру $V_{\text{min}}=0,3-0,5$ м/с).

З розрахованих значень вибирають найбільше, яке потім узгоджують з технічною характеристикою бурової установки. За фактичну витрату приймають найближче більше значення витрати Q і відповідне їй значення тиску P .

У кінці розділу приводиться зведена таблиця параметрів режиму буріння для всіх інтервалів свердловини.

7 Промивання свердловини

Обґрунтування густини промивальної рідини

Густина промивальної рідини визначається для кожного інтервалу сумісних умов буріння за формулою

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\alpha P_{\text{пл}}}{gH};$$

де $P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск в інтервалі свердловини для якого визначається $\rho_{\text{пр}}$, Па; g – прискорення земного тяжіння, м/с²; H – глибина підошви інтервалу свердловини, м; α – нормативний коефіцієнт, який згідно до вимог правил ведення бурових робіт визначає запас тиску у свердловині над пластовим (табл. 10).

Таблиця 10

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

Гідрравлічний розрахунок

Гідрравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи [6]

$$P = P_T + P_{\text{кп}} + P_3 + P_{\text{ОБТ}} + P_{\text{кпОБТ}} + P_{\text{обв}} + P_d,$$

де P – сумарні гідрравлічні втрати тиску в циркуляційній системі, Па; P_T – втрати тиску в бурильних трубах, Па; $P_{\text{кп}}$ – втрати тиску в кільцевому просторі за бурильними трубами, Па; P_3 – 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 шланзі, ведучій трубі, вертлюзі), Па; P_d – 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 $Re_{\text{кр}}$.

$$Re = \frac{\rho_{\text{пр}} V d_r}{\eta_{\text{пр}}},$$

де $\rho_{\text{пр}}$ – густина промивальної рідини, кг/м³; V – швидкість руху промивальної рідини, м/с; d_r – гідрравлічний 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; $\eta_{\text{пр}}$ – динамічна в'язкість промивальної рідини, Па·с

$$\eta_{\text{пр}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{пр}} - 0,022;$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 Ne^{0,58},$$

де Ne – критерій Хелстрема;

$$Ne = \frac{\rho_{\text{пр}} \tau_0 d_r^2}{\eta_{\text{пр}}^2},$$

де τ_0 – динамічне напруження зсуву, Па.

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{пр}} - 7.$$

Якщо $Re < Re_{\text{кр}}$ – режим руху ламінарний.

Якщо $Re > Re_{\text{кр}}$ – режим руху турбулентний.

$$V = \frac{Q}{F},$$

де F – площа поперечного перерізу, м²

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:

$$p_T = \frac{4\tau_0 l}{\beta_T d_b};$$

$$p_{\text{кп}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{\text{кп}} (D_c - d_3)},$$

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

$\beta_T, \beta_{кп}$ – відповідно коефіцієнти, які можна знайти за графіком (рис. 1) попередньо знайшовши параметр Сен-Венана Sen для труб і кільцевого простору

$$Sen = \frac{\tau_0 d_r}{\eta_{пр} V}$$

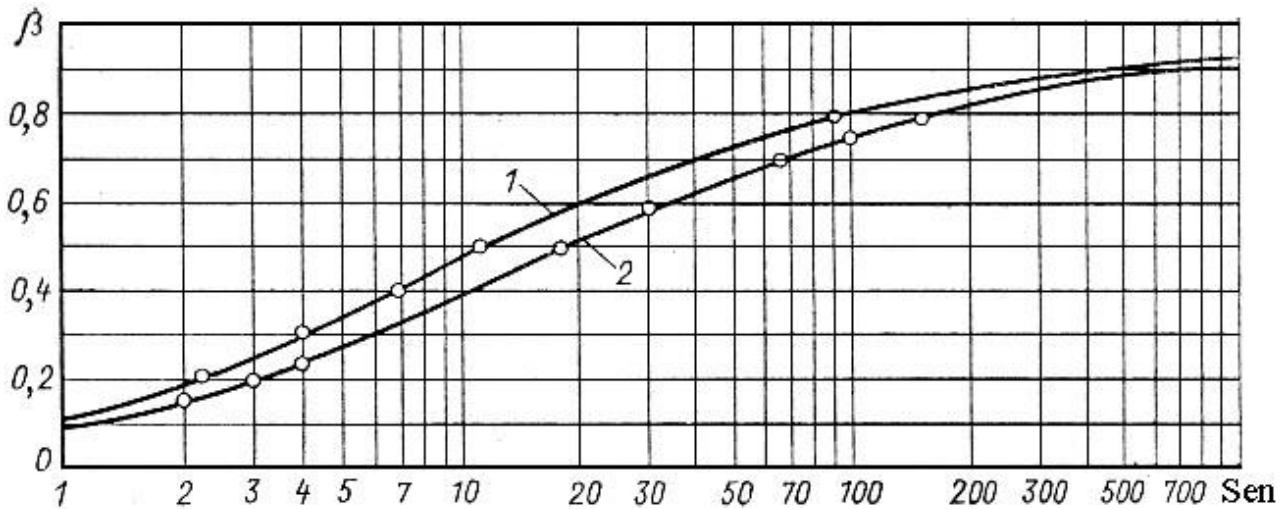


Рис. 1. Залежність коефіцієнту β від параметру Сен-Венана Sen :
1 – для труб β_T ; 2 – для кільцевого простору $\beta_{кп}$

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

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{пр}}{d_r} l,$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору для труб

$$\lambda_T = 0,1 \left(1,46 \frac{\Delta}{d_r} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25};$$

для кільцевого простору

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

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 втрати тиску в ОБТ ($P_{ОБТ}$) і кільцевому просторі за ОБТ ($P_{кпОБТ}$).

Утрати тиску в замках визначають за формулою Борда-Карно

$$P_3 = \xi \rho_{пр} \frac{V^2}{2} i,$$

де ξ – коефіцієнт місцевого опору; V – середня швидкість руху рідини в трубах або в незвуженій частині кільцевого простору, м/с; i – кількість замків.

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

де $k_{\text{ПК}} = 2$ – дослідний коефіцієнт, який урахує особливості конфігурації місцевого опору в прохідному каналі; F – площа поперечного перерізу каналу труб або незвуженої частини кільцевого простору, м^2 ; $F_{\text{ПК}}$ – найменша площа перерізу прохідного каналу в замку, м^2 .

$$i = \frac{1}{l_T},$$

де l – довжина бурильних труб однакового діаметра; l_T – довжина однієї труби.

Утрати тиску в наземній обв'язці знаходимо за формулою

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

де $\lambda_c, \lambda_{\text{бш}}, \lambda_v, \lambda_{\text{вт}}$ – відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів у стояку, буровому шланзі, вертлюзі, та ведучій трубі, значення яких наведено в табл. 11.

Таблиця 11

Коефіцієнт гідравлічних опорів елементів обв'язки

Елемент обв'язки	Умовний діаметр, мм	Діаметр прохідного каналу, мм	$\lambda_i, \text{м}^{-4}$
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.

$$P_d = b_p P_n - \sum P_i,$$

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_H – тиск, який розвиває насос, Па; ΣP_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

$$V_d = \mu_d \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{пр}}},$$

де μ_d – коефіцієнт витрати, значення якого наведені в табл. 12.

Таблиця 12

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:

$$V_d \geq 80 \text{ м/с};$$

$$P_d < P_{кр}.$$

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

$$f_d = \frac{Q}{V_d}$$

За величиною f_d підбирають діаметри насадок гідромоніторного долота за формулою

$$d_H = \sqrt{\frac{4f_d}{\pi n}},$$

де d_H – 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

$$P_d = \frac{\rho_{пр} V^2}{2\mu_d^2} = \frac{\rho_{пр} Q^2}{2\mu_d^2 f_d^2},$$

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.

8 Вибір бурового станка, талевого каната та талевої системи

Буровий станок вибирається за номінальною вантажопідйомністю у відповідності з найбільшою вагою бурильної чи обсадної колони в повітрі.

Для визначення найбільшої ваги колони складається порівняльна таблиця (табл. 13).

Таблиця 13

Порівняльна таблиця ваги бурильної і обсадних колон

Показники	Бурильна колона	Проміжна колона	Експлуатаційна колонна
Довжина колони, м			
Вага 1 м, Н			
Вага колони, Н			

Приводиться коротка технічна характеристика бурового станка, який вибрано.

Вибір талевого каната і талевої системи виконується згідно з розрахунком кількості роликів талевого блока

$$T = \frac{K_1 Q_r}{2P_k},$$

де T – кількість роликів талевого блока; Q_r – статичне навантаження на гак від ваги найбільш важкої бурильної колони; P_k – розривне навантаження для талевого каната, який вибрано; K_1 – запас міцності талевого каната на розрив ($K_1=4$).

Список літератури

1. Войтенко В.С., Вітрик В. Г., Яремійчук Р. С., Яремійчук Я. С. Технологія і техніка буріння. Узагальнююча довідкова книга. – Л.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
2. Суярко В. Г. . Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів. Харків: Фоліо. 2015. 413 с.
3. Білецький В. С. Історія та перспективи нафтогазовидобування : навч. посібник / В. С. Білецький, Г. І. Гайко, В. М. Орловський ; Нац. техн. ун-т "Харків. політехн. ін-т [та ін.]. – Київ : Халіков Р. Х., 2019. – 302 с.
4. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії : підручник / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. Г. Вітрик ; Нац. техн. ун-т "Харків. політехн. ін-т", Харків. нац. ун-т міського госп. ім. О. М. Бекетова. – Полтава : АСМІ, 2018. – 415 с.
5. Hossain M. E., Islam M. R. Drilling Engineering Problems and Solutions: A Field Guide for Engineers and Students. – John Wiley & Sons, 2018.

Приклад оформлення ГТП

ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНИЙ ПРОЕКТ
буріння свердловини
проектною глибиною ___ м

Мета буріння –

Кондуктор –

Бурова установка –

Проміжна колона –

Герметизація устя свердловини –

Експлуатаційна колона –

Геологічна частина							Технічна частина							
Шкала глибин	Геологічний розріз	Категорія порід		Пластовий тиск, МПа	Тиск гідрозриву, МПа	Очікувані ускладнення	Конструкція свердловини	Бурильна колона	Породоруйнуючий інструмент	Режим буріння			Густина промивальної рідини, кг/м ³	Талева система
		за твердістю	за абразивністю							Осьове навантаження, даН	Частота обертання, хв ⁻¹	Витрата промивальної рідини, дм ³ /с		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни "Буріння свердловин (на нафту и газ)" для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

Упорядник

Хоменко Володимир Львович

Верстка – В.Л. Хоменко

Підписано до друку 11.07.21. Формат 30x42/4.

Папір офсет. Ризографія. Ум. друк. арк. 1.2.

Обл.-вид. арк. 1.2. Тираж 100 прим. Зам. №

Підготовлено до друку та видруковано
у Національному технічному університеті «Дніпровська політехніка».
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842 від 11.06.2004.

49005, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19.