

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

Природничих наук та технологій
(факультет)
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра
(бакалавра, магістра)

студента Стегницького Романа Сергійовича
(ПІБ)

академічної групи 185-18-2 ГРФ
(шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
(код і назва спеціальності)

спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»
(офіційна назва)

на тему Проект буріння свердловини у межах Верхньомасловецького нафтового родовища (Львівська область)
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Пащенко О.А.			
розділів:				
Технологічний	Пащенко О.А.			
Охорона праці				
Рецензент				
Нормоконтролер	Расцветаев В.О.			

Дніпро
2022

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 77 сторінок, 13 таблиць, 7 рисунки, 17 джерел.

ВЕРХНЬОМАСЛОВЕЦЬКЕ НАФТОВЕ РОДОВИЩЕ, БУРІННЯ, НАФТА,
ДОЛОТО, УСТАНОВКА

Актуальність роботи полягає в необхідності проведення оцінки запасів корисних копалин у межах Верхньомасловецького нафтового родовища (Львівська область).

Мета роботи: розробити проект буріння свердловини у межах Верхньомасловецького нафтового родовища.

Задачі роботи: запроектувати параметри буріння свердловини у межах Верхньомасловецького нафтового родовища.

Предметом дослідження є запаси корисних копалин у межах Верхньомасловецького нафтового родовища, **об'єктом дослідження** – методологія розрахунку параметрів буріння свердловини та технічні засоби які дозволяють її використовувати.

Новизна одержаних результатів полягає в розрахунку параметрів буріння свердловин на корисні копалини у межах Верхньомасловецького нафтового родовища.

Практичні результати - розроблено технологію буріння експлуатаційної свердловини для умов у межах Верхньомасловецького нафтового родовища: виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини; здійснено обґрунтування бурового устаткування; обґрунтовано породоруйнівний інструмент, технологія кріплення свердловини. Розроблено питання охорони надр і довкілля.

Практичне значення полягає в застосуванні запропонованих параметрах при бурінні у межах Верхньомасловецького нафтового родовища.

У процесі проектування проводилися: літературні дослідження; аналіз шкідливих і небезпечних факторів і заходів для їхнього попередження.

ABSTRACT

Explanatory note: 77 pages, 13 tables, 7 figures, 17 sources.

VERHONYOMASLOVECKE OIL FIELD, DRILLING, OIL, BIT, DRILLING RIG

The actuality of the work is the need to assess the reserves of minerals within the within the Verhnyomaslovecke oil field (Lviv region).

Purpose: to develop a project for drilling a well at the Verhnyomaslovecke oil field.

Objectives: to design the parameters of drilling a well at the within the Verhnyomaslovecke oil field.

The subject of the study is the reserves of minerals within the Verhnyomaslovecke oil field, the object of the study is the methodology for calculating the parameters of drilling wells and technical means that allow its use. Innovation is in the calculated parameters of drilling wells for minerals within the Verhnyomaslovecke oil field.

Innovation is in the calculated parameters of drilling wells for minerals within the Verhnyomaslovecke oil field.

The practical significance the technology of drilling an production well for the conditions of the Verhnyomaslovecke oil field was developed: the analysis of the geological structure and characteristics of productive horizons was performed; the construction of the well is substantiated; real substantiation of drilling equipment; rock-destroying tool, well fastening technology are substantiated. The issues of subsoil and environmental protection have been developed.

The practical parameter is the use of the proposed when drilling the Verhnyomaslovecke oil field.

In the design process were conducted: literature research; analysis of harmful and dangerous factors and measures to prevent them.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1 ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧНА ЧАСТИНА.....	12
1.1 Загальні відомості про район робіт	12
1.2 Коротка геологічна характеристика району робіт	12
1.3 Геологічна характеристика	14
Висновки по першому розділу.....	15
РОЗДІЛ 2 ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	16
2.1 Проектування конструкції свердловини	16
2.1.2 Обґрунтування числа обсадних колон та глибини їх спуску.....	17
2.1.3 Вибір діаметрів обсадних колон та долот	18
2.2 Вибір бурових розчинів та їх хімічна обробка за інтервалами	19
2.2.1 Обґрунтування параметрів бурового розчину	21
2.2.2 Визначення потрібної кількості бурового розчину та матеріалів для його приготування	23
2.3 Вибір способу буріння.....	25
2.4 Розрахунок бурильної колони.....	25
2.5 Вибір компоновок бурильного інструменту	30
2.6 Проектування режиму буріння	31
2.6.1 Розробка гідравлічної програми проведення свердловини	31
2.6.2 Розрахунок робочих характеристик вибійних двигунів.....	40
2.7 Розрахунок та вибір конструкції обсадних колон, компонування їх низу та обґрунтування технологічного оснащення	43
2.7.1 Розрахунок побудова епюр внутрішніх та зовнішніх надлишкових тисків	46
2.7.2 Розрахунок та побудова епюр надлишкових тисків.....	47
2.7.3 Вибір та розрахунок обсадних труб для експлуатаційної колони.	47
2.7.4 Компонування кондуктора та експлуатаційної колони.....	50
2.8 Цементування експлуатаційної колони.....	51
2.8.1 Розрахунок необхідної кількості матеріалів	51
2.8.2 Гідравлічний розрахунок цементування	53

2.8.3 Контроль якості цементування	55
2.9 Вибір бурової установки	56
2.9.3 Обґрунтування та вибір новозастосовуваної техніки для будівництва свердловин	58
Висновки по другому розділу	58
РОЗДІЛ 3 ОХОРОНА ПРАЦІ	59
3.1 Аналіз шкідливих та небезпечних факторів	59
3.1.1 Вибухонебезпечність	59
3.1.2 Електробезпека	61
3.1.3 Шум та вібрація	61
3.1.4 Висвітлення робочого майданчика	63
3.1.5 Метеорологічні умови праці	64
3.1.6 Механічні небезпеки	65
3.2 Техніка безпеки під час проведення робіт	65
3.3 Безпечна організація робіт під час ліквідації аварій	69
Висновки за третім розділом	71
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	72
Висновки по четвертому розділу	73
ВИСНОВКИ	74
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	75
ДОДАТОК А	77
Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи	77

ВСТУП

Поклад нафти і газу – природне скупчення рідких і газоподібних вуглеводнів в одному або кількох пластах-колекторах з єдиною гідродинамічною системою. Територіально вони приурочені до однієї ділянки земної поверхні та контролюються єдиним структур. елементом. За морфологічним і генетичним типом складки розрізняють: антиклінальні, стратиграфічні, літологічно обмежений, гідродинамічно екранований і тектонічно екранований поклади. Родовище нафти і газу складають один або кілька покладів вуглеводнів. За кількістю продуктивних горизонтів (покладів) родовища поділяють на одно- та багатопластові. Однооб'єктні родовища – це родовища, в яких існує лише один об'єкт чи поклад або всі поклади об'єднуються в один об'єкт розробки. Залежно від початкового фазового стану та складу основних вуглеводневих сполук за початкових пласт. умов родовища (поклади) поділяють на: однофазові – нафтові (містять нафту з розчиненим у ній газом), газові (лише вільний газ) та газоконденсатні (вільний газ із різною кількістю конденсату; фракції C_5H_{12} + вищі); двофазові (одночасно 2 фази: нафта з розчиненим газом і вільний газ або вільний газ із конденсатом). Залежно від співвідношення об'єму нафтонасиченої частини V_n та суми об'ємів нафтонасиченої V_n і газонасиченої V_g частин пласта – $(-V_n = V_n / (V_n + V_g))$ – існують наступні двофазові родовища (поклади): нафтові з газовою або газоконденсат. шапкою $(-V_n > 0,75)$, газонафтові та газоконденсатонафтові $(0,5 < -V_n \leq 0,75)$, нафтогазові та нафтогазоконденсатні $(0,25 < -V_n \leq 0,5)$ і газоконденсатні з нафтовою облямівкою $(-V_n \leq 0,25)$. До двофазових також зараховують газогідратні родовища (поклади), в яких за початкових пластових умов містяться вільний газ і газові гідрати (кристалічні тверді тіла, утворені молекулами газу та води). За величиною динамічної в'язкості нафти у пластових умовах ($\mu_{н.пл}$) нафтових поклади традиційних вуглеводневих систем поділяють на 4 групи: поклади малов'язкої нафти ($\mu_{н.пл} \leq 5$ мПа·с), поклади середньов'язкої нафти ($5 < \mu_{н.пл} \leq 10$ мПа·с), поклади в'язкої нафти ($10 < \mu_{н.пл} \leq 30$ мПа·с), поклади високов'язкої нафти ($\mu_{н.пл} \geq 30$ мПа·с). За початковим вмістом

стабільного конденсату (фракції C_5H_{12} + вищі) у газі (q_k) газоконденсатні поклади традиційних вуглеводневих систем поділяють на 5 груп: з незначним вмістом стабільного конденсату ($q_k \leq 10 \text{ см}^3/\text{м}^3$), з малим вмістом стабільного конденсату ($10 < q_k \leq 150 \text{ см}^3/\text{м}^3$), із середнім вмістом стабільного конденсату ($150 < q_k \leq 300 \text{ см}^3/\text{м}^3$), з високим вмістом стабільного конденсату ($300 < q_k \leq 600 \text{ см}^3/\text{м}^3$), з дуже високим вмістом стабільного конденсату ($q_k > 600 \text{ см}^3/\text{м}^3$). За величиною абсолютної проникності колектора (k) нафтові і газові поклади поділяють на: низько- ($k \leq 0,05 \text{ мкм}^2$), середньо- ($0,05 < k \leq 0,15 \text{ мкм}^2$), високопроникні ($k > 0,15 \text{ мкм}^2$). За величиною видобув. запасів нафти та газу розрізняють 7 груп: унікальні (понад 300 млн т нафти, 300 млрд м^3 газу), крупні (100–300 млн т нафти, 100–300 млрд м^3 газу), великі (30–100 млн т нафти, 30–100 млрд м^3 газу), середні (10–30 млн т нафти, 10–30 млрд м^3 газу), невеликі (5–10 млн т нафти, 5–10 млрд м^3 газу), дрібні (1–5 млн т нафти, 1–5 млрд м^3 газу), дуже дрібні (до 1 млн т нафти, до 1 млрд м^3 газу). За складністю геологічної будови, фазового стану вуглеводнів, умовами залягання та мінливістю властивостей продуктивних пластів виділяють незалежно від величини запасів вуглеводнів такі поклади: поклади простої будови (з непорушеними або слабкопорушеними структурами, їхні продуктивні пласти містять однофаз. флюїд і характеризуються витриманістю товщин і колектор. властивостей у плані та в розрізі; коефіцієнти піщанистості не менше 0,7 і коефіцієнт розчленування не більше 2–6); поклади склад. будови (мають одно- або двофазовий флюїд і характеризуються знач. мінливістю товщин і колекторних властивостей продуктивних пластів у плані та в розрізі, літолог. заміщеннями колекторів непродуктивними породами або наявністю тектоніч. порушень; коефіцієнт піщанистості менше 0,7 і коефіцієнт розчленування більше 2–6); поклади дуже склад. будови (для них характерні як наявність багатофазових флюїдів, літологічного заміщення, тектонічні порушення, так і невитриманість товщин і колектор. властивостей продуктивних пластів у плані і в розрізі). До категорій покладів склад. і дуже склад. будови також належать газонафтогазові та нафтові поклади, в яких нафтова облямівка підстилається підшош. водою і в яких нафта залягає у вигляді тонких (вузьких) облямівок у неоднорідних пластах.

Україна є однією з найстаріших нафт. держав світу. Нафтогазоносність її тер. обумовлена особливостями еволюції земної кори, наявністю необхід. умов генерації, міграції, акумуляції та консервації вуглеводнів. У межах України виділяють платформну та геосинклінал. геоструктурні зони земної кори, а також перехідну між ними зону крайових прогинів. Тектонічна будова та закономірності розміщення Н. і г. р. є наук. основою для виокремлення в Україні Сх., Зх. і Пд. нафтогазонос. регіонів.

Основним є Східний нафтогазоносний регіон, представлений Дніпровсько-Донецькою нафтогазоносною областю, що у геологічному відношенні є рифтоген. западиною, сформованою в тілі давньої Східно-європейської платформи між Українським кристалічним щитом і Воронезькою антеклізою. У межах Дніпровсько-Донецької западини на докембрій. фундаменті залягає осад. чохол, складений палеозой., мезозой. і кайнозой. породами, максимальна товщина якого у найбільш зануреній пд.-сх. частині западини досягає 16–18 км. Основні нафтогазоносні комплекси пов'язані з відкладами кам'яновугільної та пермської систем. Крім того, поклади вуглеводнів трапляються у породах девон., тріас. та юрського віків, а також у розщільнених зонах кристалічного фундаменту. Нафта і газ містяться переважно у териген., рідше у карбонат. породах. Продуктивні горизонти виявлені на глиб. від 0,4 до 6,1 км. Поклади переважно пластові склепінні, часто тектонічно або літологічно обмежені, а також масивні. Нафти легкі або середні (густина від 800 до 860 кг/м³), малосірчисті, малосмолисті, парафіністі. Вільні гази містять 80–95 % метану, на газоконденсат. родовищах – до 300 г/м³ конденсату. Розрізняють Глин.-Солохів. газонафтонос., Монастирищен.-Софіїв. нафтонос., Антонів.-Білоцерків., Руденків.-Пролетар., Талалаїв.-Рибал., Пн. борту нафтогазоносні, Кальміус-Бахмут., Красноріц., Машів.-Шебелин., Рябухин.-Пн.-Голубів., Співаків. газонасні р-ни. Основними є Шебелинське газоконденсатне родовище, Західно-Хрестищенське газоконденсатне родовище, Єфремівське газоконденсатне родовище, Яблунівське газоконденсатне родовище, Глинсько-Розбишівське нафтогазоконденсатне родовище, Гнідинцівське нафтогазове родовище, Леляківське нафтове родовище та Бугруватівське нафтове родовище. Зх.

нафтогазонос. регіон об'єднує області Передкарпатського прогину та Закарпатського прогину, Складчастих Карпат і Волино-Поділля (див. Карпатська нафтогазоносна провінція). Основною з них є Передкарпатська нафтогазоносна область, пов'язана з одним. крайовим прогином, що відділяє мегантиклінорій Східних Карпат від Східно-європейської платформи. У Більче-Волиц. (Зовн.) зоні прогину зосереджені переважно газові родовища, пов'язані з брахіантиклінал. складками. Поклади газу залягають переважно в териген. міоцен. породах, а також у териген. верхньокрейд. і карбонат. верхньоюр. відкладах. Вміст метану в газах 93–99 %. Важливе значення має відкриття Лопушнянського нафтового родовища у мезозой. відкладах Більче-Волиц. зони, перекритих насупом Внутрішньої зони прогину та Складчастих Карпат. Майже всі розвідані нафт. родовища Зх. регіону зосереджені у Борислав.-Покут. (Внутр.) зоні Передкарпат. прогину та пов'язані з видовженими антиклінал. складками, розбитими тектоніч. порушенням і перевернутими або насунутими у пн.-сх. напрямі. Регіонально нафтогазоносними є палеоген. відклади, зокрема меніліт. світа олігоцену. Трапляються як легкі, так і середні й важкі нафти (густина їх коливається в широких межах – від 800 до 900 кг/м³). Нафти парафіністі (вміст парафіну 7–10 %), малосірчисті. Нафт. і газові поклади у Передкарпат. прогині залягають на глиб. від 0,1 до 5 км. Основними родовищами, окрім Лопушнянського, є Долинське нафтове родовище, Бориславське нафтогазоконденсатне родовище, Орів-Уличнянське нафтове родовище, Битків-Бабченське нафтогазоконденсатне родовище, Дашавське газове родовище, Більче-Волицьке газове родовище, Рудківське газове родовище. У Закарпатській газоносній області відкрито 4, а у Волино-Поділ. нафтогазонос. області – 2 невеликих газових родовища. У Складчастих Карпатах здавна відомі незначні нафт. родовища, що залягають на малих глибинах (100–500 м) у палеоген. і верхньокрейд. породах.

Пд. нафтогазонос. регіон, окрім суходолів Криму, Пн. Причорномор'я та Приазов'я, охоплює укр. сектор Чорного й Азовського морів (див. Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна провінція). У його межах виділяють Переддобруджан., Причорномор.-Крим., Індоло-Кубан. й Азов.-Березан.

нафтогазоносні області. Осн. нафтогазонос. комплексом у Переддобруджан. області є девонський, а в ін. областях – нижньо- і верхньокрейд., палеоген-еоцен. та олігоцен-нижньоміоцен. (майкоп.) комплекси. Поклади нафти та газу залягають на глиб. від 0,1 до 4,5 км. Всього в регіоні виявлено 10 нафт., 7 газоконденсат. і 22 газових родовища. Основними є Штормове газоконденсатне родовище, Фонтанівське газоконденсатне родовище та Голицинське газоконденсатне родовище. Після 2014 унаслідок анексії АР Крим значна кількість родовищ Пд. нафтогазонос. регіону контролюється рос. владою.

На тер. України з давніх часів були відомі нафтогазопрояви в Криму та Карпатах. Протягом багатьох років до серед. 19 ст. нафту видобували тут для освітлення та застосування в медицині. Пром. розробка нафт. родовищ у р-ні м. Борислав (нині Львів. обл.) розпочалася у 1880-х рр. 1908–10 в Галичині, що перебувала у складі Австро-Угор. імперії, видобували по 1,7–2 млн т нафти на рік, що було на той час третім показником у світі (після США і Рос. імперії). У подальшому видобуток нафти на тер. України поступово зменшувався і напередодні 2-ї світ. війни становив 300 тис. т на рік. Початок розвитку газової промисловості в Україні припадає на 1924, коли було уведено в розробку Дашав. родовище.

Сучас. етап розвитку нафтогазовидобувної промисловості розпочався у 1950-х рр., коли на Сх. УРСР була відкрита Дніпров.-Донец. нафтогазоносна область, а у Передкарпат. прогині розвідані й уведені в розробку родовища, пов'язані з глибин. складками Передкарпат. прогину. Макс. видобутку нафти в Україні досягнуто 1971 (13,35 млн т), а природ. газу – 1975 (66,1 млрд м³). Починаючи від серед. 1970-х рр. обсяги видобутку нафти та газу постійно зменшувалися. 1996 уперше за останні роки вдалося зупинити падіння видобутку вуглеводнів, що склав: нафти з конденсатом – 4,1 млн т (нафти – 2,95 млн т, конденсату – 1,15 млн т), газу – 18,4 млрд м³. Усього за понад ніж столітню історію розробки родовищ вуглеводнів (до 1996 включно) в Україні видобуто 283,7 млн т нафти, 58,3 млн т конденсату та 1692,4 млрд м³ газу (включно з розчиненим). Донині у Сх., Зх. і Пд. нафтогазонос. регіонах відкрито понад 330 родовищ вуглеводнів.

РОЗДІЛ 1 ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Загальні відомості про район робіт

Верхньомасловецьке нафтове родовище розташоване на території Сколівського та Дрогобицького районів Львівської області на південний схід від м.Борислав. В тектонічному відношенні родовище приурочене до проміжного ярусу структур між Берегівською та Орлівською лусками Скибової зони Карпат. Проміжний ярус структур - це покрив Карпатського простирання, досить складної будови, до якої входить Верхньомасловецька складка, яка розбита розломами на окремі тектонічні блоки (рис. 1.1).

1.2 Коротка геологічна характеристика району робіт

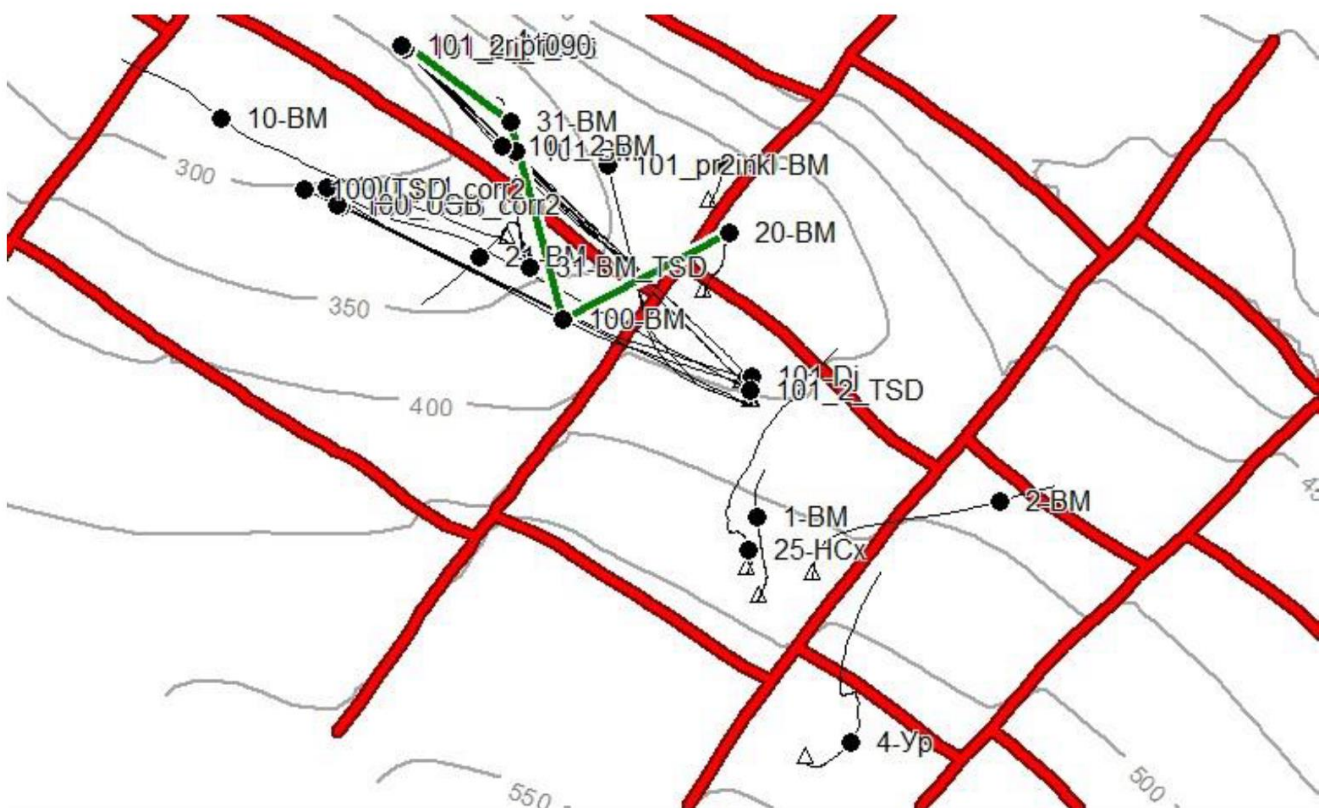


Рисунок 1.1 – Структурна карта по менітових відкладах Верхньомасловецького родовища

лігносульфанатно-кальцієвих розчинів.

Проведений аналіз показує, що можливими ускладненнями, які можуть виникнути при бурінні свердловини №101 ВМ є осипання та обвали гірських порід, поглинання бурового розчину під час розбурювання стрийських та менілітових відкладів, особливо «бориславського пісковика».

Всі ці фактори взаємозв'язані і негативно впливають на процес буріння. Їх вплив може бути зведений до мінімуму лише при дотриманні вимог технологічного регламенту, а також використанні спеціальних бурових розчинів.

1.3 Геологічна характеристика

Нафтогазоносні регіони України (Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) та Передкарпатський прогин), в яких ПАТ «Укрнафта» проводить видобування вуглеводнів, кардинально відрізняються за геолого-тектонічною будовою. На поточний момент буріння горизонтальних свердловин Товариство застосовує переважно на об'єктах ДДЗ, які (окрім приштокових зон) мають кути залягання порід здебільшого $4-7^{\circ}$. На родовищах Передкарпатського прогину, де кути залягання порід досягають 90° , що пов'язано з наявністю складчастих структур, товариство тільки розпочинає застосовувати буріння горизонтальних свердловин з використанням методики ефективного геостірінгу. Частина першого проекту реалізована на Верхньомасловецькому родовищі (рис. 1.3) [1]. Успішна його реалізація (св. 100 та 101 – фактичний сумарний початковий дебіт нафти 95 т/д) відкрила перспективи широкого впровадження горизонтального буріння у складних структурно-тектонічних та топографічних умовах Передкарпатського прогину. Останнім часом геологічна служба Товариства працює над збільшенням ресурсної бази в межах ділянок спецдозволів за рахунок залучення до видобутку карбонатних відкладів різних стратиграфічних товщ [1, 2]. Першим проектом є реалізація розробки доломітизованих пластів незначної товщини (4–6 м) пермських відкладів. При цьому найбільш розуцільнена частина пласта досить часто має товщину близько 1 метра. Розробка такого складного об'єкта вертикальними свердловинами є не просто малоефективною, а взагалі неможливою, особливо за наявності

обводнених пластів вироблених продуктивних горизонтів, які відокремлені дуже тонкими глинистими перемичками товщиною 2–5 м. Тому з метою залучення цього об'єкта до промислового видобутку на родовищі було запроєктовано схему розробки його горизонтальними свердловинами. У результаті натеper щорічний видобуток нафти з цих верств становить понад 50 тис. т.

Висновки по першому розділу

У розділі було розглянуто загальні відомості про район робіт, геологічна будова ділянки, геологічна характеристика (ступінь геологічного вивчення та освоєння об'єкта надрокористування тощо), гірничо-геологічні умови родовища та приведено очікувані результати проведення робіт.

РОЗДІЛ 2 ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Проектування конструкції свердловини

Під розкриттям розуміється комплекс робіт з розбурювання порід та обладнання свердловини в інтервалі продуктивного пласта. При розбурюванні продуктивного пласта та кріпленні стовбура свердловини повинні бути вжиті заходи щодо попередження його забруднення, тобто збереження його проникності. Необхідно створити сприятливі умови для припливу флюїду із пласта в свердловину. Отримання початкового припливу залежить від параметрів, складу та властивостей промивної рідини, а також тривалого впливу її на продуктивний пласт, а також від інших факторів.

Для запобігання прояву пластових флюїдів у процесі буріння в свердловині зазвичай підтримують тиск P_c трохи більше, ніж тиск флюїду в пласті. Отже, при розбурюванні пласта в більшості випадків на нього діє перепад тиску $\Delta P = P_c - P_{пл}$. Під дією цього перепаду в проникні пласти, залежно від каналів може надходити фільтрат, частинки твердої та газової фаз бурового розчину, а іноді весь буровий розчин.

Звідси випливає, що необхідно підтримувати якнайменшим P_c . Для розкриття продуктивного пласта слід вибирати буровий розчин, за складом фізико-хімічних властивостей, близьких до пластових рідин або газу.

Для свердловин, глибиною понад 1200 м, технічними правилами ведення бурових робіт, передбачається наступна щільність бурового розчину з умови попередження прояву пластів.

Умовна в'язкість розчину 25-30 с. Для запобігання негативному впливу фільтрату бурового розчину на колекторські властивості пласта показник фільтрації не повинен перевищувати 5-6 $\text{см}^3/30$ хв. Уточнення параметрів бурового розчину буде проведено за графіком суміщених тисків, показаним у таблиці 2.1.

Продуктивні пласти розкриваються на повну потужність. Після розкриття стовбур свердловини кріпиться експлуатаційною колоною, цементується з

підйомом цементного розчину до гирла свердловини та перфорується в інтервалі продуктивного пласта перфоратором ПК – 103 з розрахунку 15 отворів на один погонний метр.

2.1.2 Обґрунтування числа обсадних колон та глибини їх спуску

Обґрунтування робимо, виходячи з даних пункту 1 за графіком суміщених тисків.

Розрахунок коефіцієнта анамальності K_a та коефіцієнта гідророзриву $K_{гр}$.

$$K_a = \frac{P_{пл}}{\rho_B \cdot g \cdot Z_{пл}}; K_{гр} = \frac{P_{погл}}{\rho_B \cdot g \cdot Z_{пл}}$$

При $H = 180\text{м}$

$$K_a = \frac{1,5 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81 \cdot 180} = 0,84 \quad K_{гр} = \frac{4,1 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81 \cdot 180} = 2,32$$

При $H = 550\text{м}$

$$K_a = \frac{4,2 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81 \cdot 550} = 0,78 \quad K_{гр} = \frac{15,4 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81 \cdot 550} = 2,51$$

При $H = 1115\text{м}$

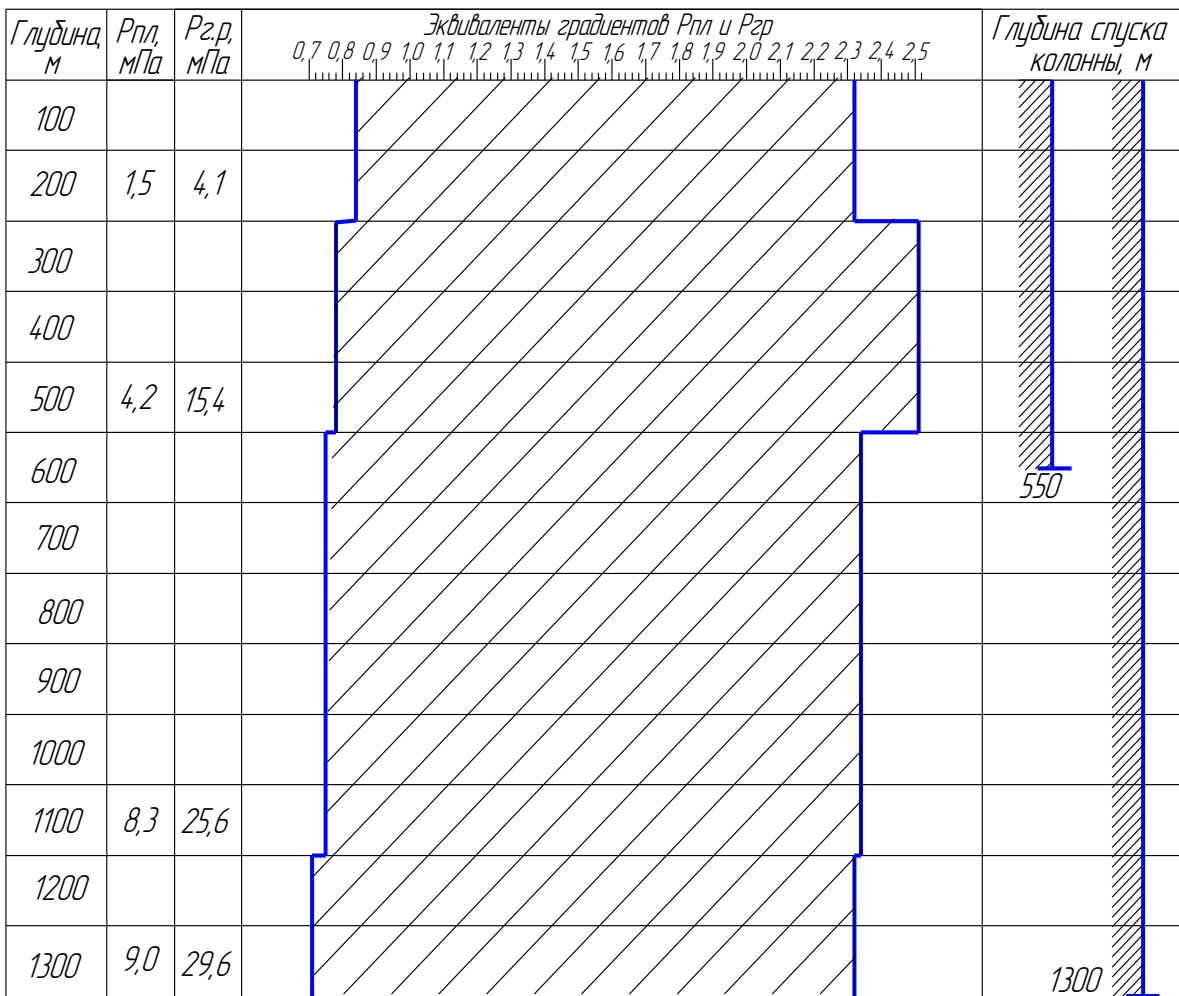
$$K_a = \frac{8,3 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81 \cdot 1115} = 0,75 \quad K_{гр} = \frac{25,6 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81 \cdot 1115} = 2,34$$

При $H = 1130\text{м}$

$$K_a = \frac{9,0 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81 \cdot 1300} = 0,71 \quad K_{гр} = \frac{29,6 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81 \cdot 1300} = 2,32$$

За розрізом свердловини несумісних інтервалів буріння немає. Тому, вибираючи конструкцію свердловини, слід виходити з інших умов, в даному випадку передбачається перекриття кондуктором нестійких четвертинних порід і всієї товщі ММП, з розташуванням кондукторного башмака в інтервалі стійких гірських порід і з метою обладнання гирла ППО для запобігання викиду сеноманського газу. Глибина спуску кондуктора 550 м. Експлуатаційна колона спускається до вибою (1300 м), з метою зміцнення стін свердловини та розміщенням у ній технологічного обладнання для експлуатації свердловини, роз'єднання пластів.

Таблиця 2.1 - Графік сумісних тисків



Заповнення простору між обсадною колоною і стінкою свердловини цементним розчином, з якого в короткий термін утворюється практично непроникний камінь, є в даний час основним способом герметичного роз'єднання проникних горизонтів один від одного, запобігання перетіканню пластових рідин з одного горизонту в інший або на поверхню через заколону. Цементування кондуктора та експлуатаційної колони здійснюється прямим способом через черевик з підйомом цементного розчину до гирла свердловини.

2.1.3 Вибір діаметрів обсадних колон та долот

Діаметр експлуатаційної колони визначається замовником, виходячи з умов експлуатації, проведення дослідницьких, геофізичних, ремонтних робіт. Експлуатаційну колону діаметром 168 мм вибираємо відповідно до вимог замовника.

Діаметр долота:

$$D_d = D_m + 2 \cdot \Delta, \Delta = 510 \text{ мм},$$

де $D_m = 0,186 \text{ м}$ – діаметр муфти обсадної колони,

$$D_d = (186 + 2 \cdot 10) \cdot 10^{-3} = 0,206 \approx 0,2159 \text{ м},$$

Кондуктор: $D_k = D_d + 2 \cdot d$, де d – зазор між долотом та внутрішньою поверхнею кондуктора, приймається рівним від 3 до 10 мм.

$$D_k = 0,2159 + 2 \cdot 6 \cdot 10^{-3} = 0,2279 \text{ м}.$$

Діаметр кондуктора приймаємо рівним 0,2445 м-коду.

Визначимо діаметр долота при бурінні кондуктора:

$$D_{d.k} = 0,270 + 2 \cdot 8 \cdot 10^{-3} = 0,286 \text{ м}.$$

Діаметр долота під час буріння під кондуктор 0,2953 м.

Результати розрахунків представлені у таблиці 2.2

Таблиця 2.2 - Конструкція свердловини

Найменування колони	Глибина спуску, м	дд., мм	дтруб, мм
Кондуктор	0-550	295,3	245
Експлуатаційна колона	550-1300	215,9	168

2.2 Вибір бурових розчинів та їх хімічна обробка за інтервалами

Тип бурового розчину та його параметри вибираємо з умови забезпечення стійкості стінок свердловини та забезпечення необхідного протитиску на флюїдонасичені пласти, які визначаються фізико-хімічними властивостями гірських порід, що складають розріз свердловини (табл.1.2) та пластовими тисками. При виборі розчинів слід керуватися досвідом, накопиченим під час буріння у проектному горизонті. Вибір типів і параметрів промивної рідини проводимо згідно з регламентом бурових розчинів, прийнятого на даному підприємстві.

Таблиця 2.3 - Поінтервальне хімічне оброблення бурових розчинів

Інтервал буріння, м	Найменування хімреагентів та матеріалів	Мета застосування реагентів у розчині	Норма витрати, кг/м ³	Потреба компонентів, т
0-550	Бентонітовий глинопорошок	Приготування глинистої суспензії.	50	27,5
	Кальцинована сода	Нейтралізація іонів Са, підвищення виходу глинистого розчину	0,4	0,22
	КМЦ-700 (Tylose)	Регулювання показника фільтрації та в'язкості бурового розчину	1	0,55
	ТПНФ	Понижувач в'язкості	0,1	0,055
	ЛТМ (СКЖ, ЖИРМА, ОТП)	Зниження липкості глинистої кірки	1,8	0,99
	Графіт ГС-1	Профілактика прихватів обсадних колон	1,8	0,94
	Smectex (DKS-extender)	Зниження інтенсивності каверноутворення	0,2	0,11
550-1300	Кальцинована сода	Нейтралізація іонів Са	0,25	0,19
	Уніфлок	Запобігання деспергуванню та напрацюванню об'єму бурового розчину	0,3	0,23
	КМЦ-700 (Tylose)	Регулювання показника фільтрації та в'язкості бурового розчину	0,4	0,30

При бурінні під кондуктор використовується напрацьований на попередній свердловині або приготовлений з глинопорошка глинистий розчин. Буріння під експлуатаційну колону ведеться на полімерглинистому розчині, який виходить з розчину попереднього інтервалу, що залишився після буріння, шляхом його дообробки.

2.2.1 Обґрунтування параметрів бурового розчину

Обґрунтування щільності проводиться з урахуванням можливих ускладнень щодо розрізу свердловини та умов попередження прояву пластів.

$$\rho \leq \frac{k \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h}, \text{ (кг/м}^3\text{)},$$

де h - глибина залягання покрівлі пласта, м

до - коефіцієнт перевищення тиску в свердловині над пластовим.

до = 1,1-1,15 при $h < 1200$ м

до = 1,05-1,07 при $1200 < h < 2500$ м

Буріння за кондуктором:

$$\rho_k \leq \frac{1,1 \cdot 4,2 \cdot 10^6}{9,8 \cdot 500} = 943 \text{ кг/м}^3.$$

Для запобігання осипам обвалів, а також покладаючись на досвід буріння в проектному районі, приймаємо щільність бурового розчину:

$$z = 1120 \text{ кг/м}^3.$$

Розтин продуктивного пласта:

$$\rho \leq \frac{1,15 \cdot 9 \cdot 10^6}{9,8 \cdot 1300} = 813 \text{ кг/м}^3.$$

Для забезпечення підвищених структурно-механічних властивостей приймемо густину бурового розчину в даному інтервалі:

$$z = 1100 \text{ кг/м}^3.$$

Далі представлені основні засади вибору інших параметрів бурових розчинів.

Вибираючи в'язкість, треба враховувати, що вона в більшості випадків негативно впливає на процес буріння, тому потрібно прагнути до її мінімального значення (в даному випадку $УВ = 20 \dots 25$ с), Мінімізація в'язкості дозволяє збільшити механічну швидкість буріння, підтримувати на високому рівні швидкість

висхідного потоку в затрубному просторі, тобто забезпечувати якісне очищення стовбура свердловини, струмінь малов'язкого розчину втрачає набагато менше енергії на шляху від насадки долота до вибою, ніж струмінь високов'язкого, що уможливорює більш якісне очищення вибою свердловини.

Показник фільтрації, при бурінні в продуктивних горизонтах приймається не більше 5...6 см³ за 30 хв за приладом ВМ-6 (у нашому випадку 5...6 см³ за 30 хв), щоб уникнути забруднення пласта фільтратом розчину, що ускладнює їх освоєння і експлуатацію внаслідок майже незворотного погіршення колекторських властивостей. У непродуктивних пластах допускається дещо більші значення показника фільтрації.

Здатність бурового розчину виносити вибурену породу на денну поверхню і утримувати її після припинення циркуляції визначається статичним напругою зсуву (СНР). Значення СНР для виконання цього завдання повинні бути не менше 15 – 20 дПа.

Зміст абразивної фази («піску») у буровому розчині, з метою зменшення зношування інструменту та бурового обладнання, допускається не більше 1%.

Результати розрахунків зведемо до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 - Параметри бурового розчину

Інтервал буріння, м		Щільність, кг/м ³	Умовна в'язкість, з	Фільтрування по ВМ-6, см ³ /30 хв	Товщина кірки, мм	СНР, Па		Зміст Тв. Ф., %	Зміст піску, %
від	до					1 хв	30 хв		
0	50	1120	30...35	6	1	10	15	22	1...2
550	1300	1100	20...25	5...6	1	5	10	до 15	0,5

2.2.2 Визначення потрібної кількості бурового розчину та матеріалів для його приготування

Кількість промивної рідини, необхідної для буріння свердловини за формулою:

$$V = V_{\Pi} + V_P + a \cdot V_C,$$

де V_{Π} - Об'єм приймальних ємностей бурових установок $V_{\Pi} = 50 \text{ м}^3$,

V_P – об'єм розчину, при фільтрації, поглинанні та очищенні від шламу,

a - коефіцієнт запасу розчину,

V_C – об'єм свердловини.

$$V_P = n \cdot l,$$

де $n = 0,15 \text{ м}^3/\text{м}$ - норма витрати бурового розчину,

l – довжина інтервалу.

$$V_C = 0,785 \cdot (D_C \cdot k_k)^2 \cdot l,$$

де – D_C – діаметр стовбура свердловини,

k_k – коефіцієнт кавернозності $k_k = 1,3$.

Інтервал 0–550:

$$V_{P.K.} = 0,15 \cdot 550 = 82,5 \text{ м}^3;$$

$$V_{C.K.} = 0,785 \cdot (0,2953 \cdot 1,3)^2 \cdot 550 = 63,3 \text{ м}^3;$$

$$V_K = 50 + 82,5 + 1,5 \cdot 63,3 = 227,5 \text{ м}^3.$$

При бурінні під експлуатаційну колону використовуємо розчин, що використовується для буріння під кондуктор. Тоді додатковий об'єм розчину знайдемо так:

$$V_{P.EK.} = 0,15 \cdot (1300 - 550) = 112,5 \text{ м}^3;$$

$$V_{C.EK.} = 0,785 \cdot (0,2953 \cdot 1,3)^2 \cdot 750 = 86,8 \text{ м}^3;$$

$$V_{EK} = 50 + 112,5 + 1,5 \cdot 86,8 = 292,7 \text{ м}^3.$$

Визначимо потрібну кількість матеріалів для приготування бурового розчину. Кількість глинопорошка, необхідного для приготування 1 м^3 глинистого розчину, визначаємо за формулою:

$$q_{\text{ГЛ}} = \frac{(\rho_{\text{ГЛ}} - \rho_{\text{В}})}{(\rho_{\text{ГЛ}} - \rho_{\text{В}}) \cdot (1 - m)},$$

де $\rho_{\text{ГЛ}}$ – щільність сухого глинопорошку, що дорівнює 2600 кг/м³;

m – вологість глинопорошка, що дорівнює 0,05.

Кількість води для приготування 1 м³ глинистого розчину:

$$q_{\text{В}} = \rho_{\text{р}} - \frac{\rho_{\text{ГЛ}} \cdot (\rho_{\text{ГР}} - \rho_{\text{В}})}{(\rho_{\text{ГЛ}} - \rho_{\text{В}}) \cdot (1 - m)};$$

де $\rho_{\text{р}}$ – густина розчину.

Кількість води для приготування бурового розчину, для i – го інтервалу:

$$Q_{\text{В}} = V_i \cdot q_{\text{В}};$$

де V_i - обсяг i - го інтервалу.

Кількість глинопорошка, потрібна для i – го інтервалу:

$$Q_{\text{ГЛ}} = V_i \cdot q_{\text{ГЛ}}.$$

Результати розрахунків зводимо до таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 - Результати розрахунків потрібної кількості води та глинопорошку

Інтервал буріння, м	Щільність бурового розчину, кг/м ³	Об'єм розчину, V_i , м ³	Потреба у глинопорошку		Потреба у воді	
			$q_{\text{ГЛ}}$, кг	$Q_{\text{ГЛ}}$, кг	$q_{\text{В}}$, кг	$Q_{\text{В}}$, кг
Кондуктор 0-550	1120	227,5	205	47·103	0,92	189
Експлуатаційна колона	1100	292,7	171	50·103	0,95	162
Усього				97·103		351

Визначимо необхідну кількість хімічних реагентів для обробки бурового розчину за інтервалами буріння:

$$M_{\text{р}} = \frac{C^1}{100} \cdot \rho_{\text{В}} \cdot V_i;$$

де C^1 - концентрація хімічного реагенту у вагових відсотках;

Результати розрахунків зведено до таблиці 2.3.

2.3 Вибір способу буріння

Основні вимоги до вибору способу обертання долота визначаються необхідністю забезпечення успішної роботи, проведення стовбура свердловини з високими техніко-економічними показниками.

Вибір способу буріння залежить від технічної оснащеності підприємства (парк бурових установок, бурових труб, вибійних двигунів і т.п.), досвід буріння в даному районі.

Для буріння свердловини вибираємо буріння за допомогою гідравлічних забійних двигунів. Турбінний спосіб має ряд переваг у порівнянні з роторним способом буріння:

механічна швидкість вища, ніж при роторному способі буріння;

полегшує відхилення стовбура у необхідному напрямку;

можна використовувати всі види промивної рідини за винятком аерованої;

можливість застосування в колоні бурильних труб легкосплавних та тонкостінних сталевих труб;

покращуються умови роботи, відсутні шум та вібрація.

2.4 Розрахунок бурильної колони

Вихідні дані:

свердловина вертикальна;

глибина буріння 1300 м-код;

спосіб буріння – турбінний;

діаметр долота $D_d = 215,9$ мм;

навантаження на долото $G = 170$ кН;

щільність бурового розчину = 1100 кг/м³;

турбобур ЗТСШ1-195;

Розрахунок ОБТ:

$$D_{\text{убт}} = (0,75-0,85) \cdot D_{\text{д}};$$

$$D_{\text{убт}} = 0,8 \cdot 215,9 = 172,7 \text{ мм.}$$

Вибираємо ОБТ діаметром $D_{\text{убт}} = 178 \text{ мм.}$

Потім знайдемо діаметр СБТ для $D_{\text{убт}} = 178 \text{ мм.}$

$$D_{\text{сбт}} = 0,75 \cdot 215,9 = 175,5 \text{ мм.}$$

Вибираємо попередньо тип СБТ-ТДПВ 127x9, труби групи міцності "Д" - бурильні труби з приварними замками діаметром 127 мм, товщиною стінки труби 9 мм.

Знайдемо довжину ОБТ для буріння вибійним двигуном:

$$l_{\text{убт}} = \frac{G_{\text{д}} - 0,9 \cdot P_{\text{кр}}^{\text{III}} - \beta \cdot G_{\text{зд}}}{q_0 \cdot \beta};$$

де $G_{\text{д}}$ - навантаження на долото при бурінні вибійними двигунами;

q_0 - вага ОБТ діаметром 178 мм, $q_0 = 156 \text{ кг};$

$G_{\text{зд}}$ - вага вибійного двигуна, $G_{\text{зд}} = 4790 \text{ кг};$

$P_{\text{кр}}^{\text{III}}$ - критичне навантаження третього порядку.

$$\beta = 1 - \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{т}}};$$

де $\rho_{\text{п}}$ – щільність рідини для промивання, $\rho_{\text{п}} = 1100 \text{ кг/м}^3,$

$$\beta = 1 - \frac{1100}{7800} = 0,86;$$

$$P_{\text{кр}}^{\text{III}} = \frac{16 \cdot \pi^2 \cdot E \cdot J}{l_{\text{кр}}^2} + \frac{\beta \cdot q \cdot l_{\text{кр}}}{2};$$

де $l_{\text{кр}}$ – критична довжина ОБТ;

$$l_{кр} = 2,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{E \cdot J}{\beta \cdot q}}$$

q - вес 1 м СБТ типа ТБПВ 127х9, , $q = 262$ Н/м;

$$E \cdot J_{бт} = 1226 \text{кН} \cdot \text{м}^2;$$

$$l_{кр} = 2,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{1226 \cdot 10^3}{0,86 \cdot 262}} = 46,6 \text{м};$$

$$P_{кр}^{III} = \frac{16 \cdot 3,14^2 \cdot 1226 \cdot 10^3}{46,6^2} + \frac{0,86 \cdot 262 \cdot 46,6}{2} = 94313 \text{Н};$$

$$l_{убт} = \frac{170000 - 0,9 \cdot 94313 - 0,86 \cdot 4790}{156 \cdot 0,86} = 132,5 \text{ м}.$$

Прийемо $l_{убт} = 132$ м, тобто. 5 свічок довжиною по 24 метри та 1 секція ОБТ, довжиною 12 м.

Визначимо вагу ОБТ:

$$G_{убт} = G_d - G_{зд} - P_{кр}^{III} \cdot 0,9;$$

$$G_{убт} = 170000 - 4790 \cdot 0,86 - 94313 \cdot 0,9 = 80998 \text{Н};$$

Визначимо довжину СБТ:

$$l_{сбт} = \frac{G_{сбт}}{q_0 \cdot \beta};$$

де q_0 - вага 1 м СБТ діаметром 127 мм, $q_0 = 262$ н/м;

$G_{сбт}$ - повна вага СБТ;

$$G_{сбт} = G_d - G_{убт} \cdot \beta - G_{зд} \cdot \beta;$$

$$G_{сбт} = 17000 - 43924 \cdot 0,86 - 4790 \cdot 0,86 = 129567 \text{Н};$$

$$l_{сбт} = \frac{91031}{262 \cdot 0,86} = 714,5 \text{м}.$$

Довжина свічки 24 м, тому прийемо кількість свічок, що дорівнює 30, а довжина сталевих труб 720 м.

Знайдемо довжину ЛБТ:

$$L = L_{убт} + L_{сбт} + L_{зд};$$

де L - Глибина свердловини по стволу $L_{сбт} = 1300$ м;

$L_{сбт}$ - Довжина СБТ = 720 м;

$L_{убт}$ - Довжина ОБТ = 132 м;

Лед - Довжина ЗД = 26 м;

$$L_{\text{лбт}} = L + L_{\text{зд}} + L_{\text{убт}} + L_{\text{сбт}};$$

$$L_{\text{лбт}} = 1300 - 26 - 132 - 720 = 422\text{м};$$

Зробимо розрахунок розтягуючих напруг при підйомі бурильної колони.

Розіб'ємо колону характерні ділянки, тобто. відзначимо точки переходу одного виду труб до іншого, перехід ОБТ у турбобур.

Профіль свердловини має 3 характерні точки. Дані занесемо до таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 - Результати розбиття бурильної колони на ділянки.

Ділянка	l, м	q, н/м
1	2	3
0 – 1	26	184,2
1 – 2	132	613,6
2 – 3	720	179,9

Розрахунок напруг у колоні ведемо методом Сушона, ґрунтуючись у тому, що у кінці колони зусилля $T_{\text{н}} = 0$.

$$T_{\text{в}} = T_{\text{н}} \cdot \exp(\Delta\alpha \cdot f) + \beta \cdot q \cdot l \cdot \exp\left(\frac{1}{2} \cdot \Delta\alpha \cdot f\right) \cdot (\cos \{\bar{\alpha}|\Delta\alpha| \pm \sin \{\bar{\alpha}|\Delta\alpha|f\});$$

де $T_{\text{в}}$ - навантаження у верхній частині колони;

$T_{\text{н}}$ – навантаження у нижній частині колони;

$\bar{\alpha}$ - Середній зенітний кут;

$\Delta\alpha$ - Зміна середнього кута на ділянці;

l – довжина ділянки;

q - вага 1 метра труби на ділянці довжини l;

β – коефіцієнт полегшення у промивній рідині бурильної колони, $\beta = 0,86$;

f- Коефіцієнт опору руху бурильної колони об стінки свердловини, $f = 0,3$;

Ділянка 0 – 1:

$$T_{\text{н}} = 0,$$

$$T_{\text{в}} = 0 \cdot \exp(0 \cdot 0,3) + 0,86 \cdot 184,2 \cdot 26 \cdot \exp\left(\frac{1}{2} \cdot 0 \cdot 0,3\right) \cdot (\cos 0 + \sin 0 \cdot 0,3) = 4,1\text{кН};$$

Ділянка 1 – 2:

$$T_H = 4,1 \text{ кН},$$

$$T_B = 4,1 \cdot 10^3 \cdot \exp(0 \cdot 0,3) + 0,86 \cdot 613,6 \cdot 132 \cdot \exp\left(\frac{1}{2} \cdot 0 \cdot 0,3\right) \cdot (\cos 0 + \sin 0 \cdot 0,3) = 73,8 \text{ кН};$$

Ділянка 2 – 3:

$$T_H = 73,8 \text{ кН},$$

$$T_B = 73,8 \cdot 10^3 \cdot \exp(0 \cdot 0,3) + 0,86 \cdot 179,9 \cdot 720 \cdot \exp\left(\frac{1}{2} \cdot 0 \cdot 0,3\right) \cdot (\cos 0 + \sin 0 \cdot 0,3) = 185,2 \text{ кН};$$

Визначимо напругу, що розтягує:

$$\sigma_p = \frac{T + P_{вн} \cdot S_k}{S_T};$$

де S_k - площа каналу всередині труби;

S_T – площа перерізу труби, м^2 ;

$$S_k = \frac{\pi \cdot d_{вн}^2}{4};$$

де $d_{вн}$ - Внутрішній діаметр ЛБТ рівний 125 мм;

$$S_k = \frac{3,14 \cdot 0,125^2}{4} = 0,012 \text{ м}^2;$$

$$S_T = \frac{\pi \cdot (D^2 - d^2)}{4};$$

де D – зовнішній діаметр труби;

$$S_T = \frac{3,14 \cdot (0,147^2 - 0,125^2)}{4} = 4,7 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2;$$

$$\sigma_p^{\text{III}} = \frac{185,2 \cdot 10^3 + 15 \cdot 10^6 \cdot 0,012}{4,7 \cdot 10^{-3}} = 77,7 \text{ МПа};$$

$$\sigma_p^{\text{II}} = \frac{73,8 \cdot 10^3 + 15 \cdot 10^6 \cdot 0,012}{4,7 \cdot 10^{-3}} = 54,0 \text{ МПа};$$

Визначимо результуючу напругу для другої та третьої ділянок за такою формулою:

$$\sigma_{\text{рез}} = \sigma_p + \sigma_{\text{и}};$$

де $\sigma_{\text{рез}}$ – результуюча напруга, МПа;

Згинальні напруга у разі дорівнює нулю т.к. свердловина вертикальна.

$$\sigma_{\text{рез}} < [\sigma]$$

$$[\sigma] = \frac{\sigma_T}{n_p};$$

$$n_p = \frac{\sigma_T}{\sigma_{\text{рез}}} > [n_p];$$

де $[n_p]$, n_p - допустимий та фактичний коефіцієнти запасу міцності, $[n_p] = 1,45$;

Перевіримо перетин третьої ділянки на міцність:

$$n = \frac{300}{77,7} = 3,8 > [n];$$

ЛБТ 147x11 задовольняють міцності.

Проведемо розрахунок на міцність ЛБТ 147x11 у клиновому захопленні:

$$T_3 = 330 \text{ кН за } f = 0;$$

Для ЛБТ 147x11, ТДОП = 1180 кН;

$T_3 = 330 \text{ кН} < [T] = 1180 \text{ кН}$; – Умова міцності у клиновому захваті виконується.

Зведемо всі результати розрахунків до таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 - Результати розрахунків

№ ділянки	L, м	T, кН	σ_T	$\sigma_{\text{рез}}$
I	26	4,1	-	-
II	132	73,8	77,7	77,7
III	720	185,2	54,0	54,0

2.5 Вибір компоновок бурильного інструменту

Правильно вибране компонування дозволяє без ускладнень з найменшими витратами пробурити свердловину до проектної глибини.

Для руйнування гірської породи застосовуємо тришарошкові долоти. З метою створення осьового навантаження на долото і підвищення жорсткості бурильної колони застосовуємо ОБТ. Для передачі обертання долоту використовують

турбобури. Буріння під кондуктор ведеться ротором.

Таблиця 2.8 - Компонування бурильної колони.

№	Елементи КНБК				
	Типорозмір, шифр	Зовнішній діаметр, мм	Довжина, м	маса, кг	Примітка
1	Долото 259,3 мм	295,3	0,42	72	Буріння під кондуктор
2	Центратор	295,3	0,57	115,7	
3	Калібратор	293,7	0,74	150	
4	ОБТ	203	10	2232	
5	ТБПВ	127			
1	Долото 215,9 мм	215,9	0,45	33	Буріння під експлуатаційн у колону
2	ГДК	178	0,4	65	
3	ЗТСШ1-195	195	25,7	4790	
4	ОБТ	178	132	870,5	
5	ТБПВ	127			
	ЛБТ	147			

2.6 Проектування режиму буріння

2.6.1 Розробка гідравлічної програми проведення свердловини

Вихідні дані:

Глибина свердловини по стволу – 1300 м;

Тип долота - III-215,9 Т-ЦВ;

Конструкція низу бурильної колони:

долото III-215,9 Т-ЦВ;

центратор 215,9 мм;

калібратор 212,7 мм;

турбобур ЗТСШ1-195;

ОБТ 178 мм – 10 м;

ТБПВ 127x9;

ЛБТ 147x9;

Параметри промивної рідини:

$$\rho = 1100 \text{ кг/м}^3;$$

$$УВ = 25-30 \text{ сек};$$

$$ПФ = 5-6 \text{ см}^3/30\text{хв.}$$

а) Вибір витрати промивної рідини:

- Вибір витрати промивної рідини здійснюється виходячи з умови задовільного очищення вибою:

$$Q_1 \geq q \cdot F_3;$$

де $q = 0,65 \text{ м/с}$ – питома витрата;

F_3 – площа вибою;

$$F_3 = \frac{\pi \cdot D_c^2}{4};$$

де D_c – діаметр свердловини;

$$D_c = D_d \cdot 1,05;$$

де D_d – діаметр долота.

Інтервал 0 – 550 м:

$$D_d = 259,3 \text{ мм};$$

$$D_c = 0,2953 \cdot 1,05 = 0,310 \text{ м};$$

$$F_3 = \frac{3,14 \cdot 0,31^2}{4} = 0,075 \text{ м}^2;$$

$$Q_1^1 = 0,65 \cdot 0,075 = 0,048 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Інтервал 550 – 1300 м:

$$D_d = 215,9 \text{ мм};$$

$$D_c = 0,2159 \cdot 1,05 = 0,227 \text{ м};$$

$$F_3 = \frac{3,14 \cdot 0,227^2}{4} = 0,041 \text{ м}^2;$$

$$Q_2^1 = 0,65 \cdot 0,041 = 0,026 \text{ м}^3/\text{с}.$$

- Вибір витрати, виходячи з умов виносу найбільших частинок шламу:

$$Q_2 \geq U_{oc} \cdot F_{кп};$$

де U_{oc} - швидкість осідання великих частинок шламу;

$F_{кп}$ - площа кільцевого простору, m^2 ;

$$U_{oc} = 5 \cdot \sqrt{\frac{d_{ш} \cdot (\rho_{п} - \rho)}{\rho}};$$

де $d_{ш}$ – середній діаметр великих частинок шламу;

$$d_{ш} = 0,0035 + 0,0037 \cdot D_{д};$$

$$F_{кп} = \frac{\pi \cdot D_c^2}{4} - \frac{\pi \cdot D_{тр}^2}{4};$$

де $D_{тр}$ – діаметр турбобура, м.кв.

Інтервал 0 – 550 м:

$$d_{ш} = 0,0035 + 0,0037 \cdot 0,2953 = 0,0046 \text{ м};$$

$$U_{oc} = 5 \cdot \sqrt{\frac{0,0046 \cdot (2400 - 1100)}{1100}} = 0,37 \text{ м/с};$$

$$F_{кп} = \frac{3,14 \cdot 0,31^2}{4} - \frac{3,14 \cdot 0,127^2}{4} = 0,062 \text{ м}^2;$$

$$Q_2^1 \geq 0,37 \cdot 0,062 = 0,022 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Інтервал 550 -1300 м:

$$d_{ш} = 0,0035 + 0,0037 \cdot 0,2159 = 0,0043 \text{ м};$$

$$U_{oc} = 5 \cdot \sqrt{\frac{0,0043 \cdot (2400 - 1100)}{1100}} = 0,39 \text{ м/с};$$

$$F_{кп} = \frac{3,14 \cdot 0,227^2}{4} - \frac{3,14 \cdot 0,127^2}{4} = 0,028 \text{ м}^2;$$

$$Q_2^2 \geq 0,39 \cdot 0,028 = 0,011 \text{ м}^3/\text{с}.$$

- Вибір витрати з умови нормальної роботи турбобура:

$$Q_3 > Q_c \cdot \sqrt{\frac{M_{уд} \cdot G \cdot \rho_c}{M_c \cdot \rho \cdot (1 - \kappa)}};$$

де $M_{уд}$ – питомий момент на долоті;

G – вага турбобура;

M_c – момент турбобура при витраті Q_c рідини с;

δ_0 - Коефіцієнт враховує втрати моменту в осьовий опорі турбобура рівний 0,03;

Інтервал 550 – 1300 м:

Параметри вибійного двигуна ЗТСШ1-195:

$$G = 4790 \text{ кг}; M_c = 1,5 \text{ кН}\cdot\text{м}; Q_c = 0,03 \text{ м}^3/\text{с}; \rho_c = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3;$$

$$M_{уд} = 6 \text{ Н}\cdot\text{м}/\text{кН}; \rho = 1100 \text{ кг}/\text{м}^3.$$

$$Q_3^2 > 0,03 \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot 10^{-3} \cdot 47900 \cdot 1000}{1,5 \cdot 10^3 \cdot 1100 \cdot (1-0,3)}} = 0,004 \text{ м}^3/\text{с}.$$

З трьох витрат Q_1 , Q_2 , Q_3 вибираємо максимальну витрату: $Q = 0,048 \text{ м}^3/\text{с}$ в інтервалі 0 – 550 м; $Q = 0,026 \text{ м}^3/\text{с}$ інтервалі 550 – 1300 м; і далі в розрахунках прийматимемо цю витрату.

б) Визначимо перепади тиску у всіх елементах циркуляційної системи:

Втрати тиску в ЛБТ:

$$D_{лбт} = 147 \text{ мм}; t = 9 \text{ мм}; l_{лбт} = 428 \text{ м}; \rho = 1100 \text{ кг}/\text{м}^3;$$

- визначимо динамічну напругу зсуву:

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho^{-7} = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1100^{-7} = 2,35 ;$$

- Визначимо динамічну в'язкість розчину;

$$\eta = (0,004 \div 0,005) \cdot \tau_0 = 0,005 \cdot 2,35 = 0,0118;$$

- Визначимо швидкість течії потоку - U ;

$$U = \frac{Q}{S};$$

де $Q = 0,026 \text{ м}^3/\text{с}$ - вибраний витрата;

S – площа розтину, що розглядається;

$$S = \frac{\pi \cdot D_{лбт}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,129^2}{4} = 0,013 \text{ м}^2;$$

$$U = \frac{0,026}{0,013} = 1,2 \text{ м}/\text{с};$$

- Визначимо число Ренольдса в ЛБТ (Re):

$$Re = \frac{U \cdot d \cdot \rho_{ж}}{\eta + \frac{\tau_0 \cdot d}{6 \cdot U}} = \frac{1,2 \cdot 0,129 \cdot 1100}{0,0118 + \frac{2,35 \cdot 0,129}{6 \cdot 1,2}} = 3159;$$

- Визначимо коефіцієнт гідравлічного опору в ЛБТ:

$$\lambda = \frac{0,075}{\sqrt[8]{Re}} = \frac{0,075}{\sqrt[8]{3159}} = 0,027;$$

- Втрати тиску в ЛБТ:

$$\Delta P = \frac{\lambda \cdot L \cdot U^2 \cdot \rho_{ж}}{2 \cdot d} = \frac{0,027 \cdot 428 \cdot 1,2^2 \cdot 1100}{2 \cdot 0,129} = 0,07 \text{ МПа};$$

Результати розрахунків S, U, Re, зводимо до таблиці 2.9.

Втрати тиску в СБТ:

$$D_{сбт} = 127 \text{ мм}; t = 9 \text{ мм}; l_{сбт} = 720 \text{ м}; S = 9,3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2; \rho = 1100 \text{ кг/м}^3;$$

Динамічна напруга зсуву та динамічна в'язкість розчину – залишаються без зміни. $\rho_0 = 2,35 \text{ МПа}; \rho = 0,0118 \text{ Па}\cdot\text{с}$.

- Визначення швидкості течії потоку рідини (U):

$$U = \frac{0,026}{9,3 \cdot 10^{-3}} = 2,7 \text{ м/с};$$

- Визначимо число Рейнольдса в СБТ (Re):

$$Re = \frac{2,7 \cdot 0,109 \cdot 1100}{0,0206 + \frac{4,12 \cdot 0,109}{6 \cdot 2,7}} = 6699;$$

- визначимо λ у СБТ:

$$\lambda = \frac{0,075}{\sqrt[8]{6699}} = 0,025;$$

- Втрати тиску в СБТ:

$$\Delta P = \frac{\lambda \cdot L \cdot U^2 \cdot \rho_{ж}}{2 \cdot d} = \frac{0,025 \cdot 720 \cdot 2,7^2 \cdot 1100}{2 \cdot 0,109} = 0,65 \text{ МПа};$$

Втрати тиску в турбобурі ЗТСШ1-195:

$$a = \Delta P_c / Q_c^2 \cdot \rho_c;$$

$$Q_c = 0,035 \text{ м}^3/\text{с}; \rho_c = 1000 \text{ кг/м}^3; \Delta P = 6,5 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

$$a = 6,5 \cdot 10^6 / 0,035^2 \cdot 1000 = 5306122;$$

$$\Delta P = a \cdot Q^2 \cdot \rho_{ж} = 5306122 \cdot 0,026^2 \cdot 1100 = 3,95 \text{ МПа}.$$

Втрата тиску в долоті

$$a = 0,5 / \mu_u^2 \cdot f^2;$$

$$\mu_u = 0,94; f = 2,87 \cdot 10^{-4} \text{ м};$$

$$a = 0,5 / 0,94^2 \cdot (2,87 \cdot 10^{-4})^2 = 6,86 \cdot 10^6;$$

$$\Delta P = a \cdot Q^2 \cdot \rho_{ж} = 6,86 \cdot 10^6 \cdot 0,026^2 \cdot 1100 = 5,10 \text{ МПа}.$$

– Визначимо перепад тиску в кільцевому просторі між вибійним двигуном та стінкою свердловини, де $D_c = 0,227 \text{ м}; D_n = 0,195 \text{ м}$ – зовнішній діаметр забійного двигуна; $L_{зд} = 26 \text{ м}$. Методика розрахунків аналогічна. Результати розрахунків зводимо до таблиці 2.8.

$$\begin{aligned}
 S_{\text{кп}} &= S_{\text{скв}} - S_{\text{турб}}; \\
 S_{\text{скв}} &= 0,04 \text{ м}^2; S_{\text{турб}} = 0,0298 \text{ м}^2; \\
 D_{\text{скв}} &= 1,05 \cdot 0,2159 = 0,227 \text{ м}; \\
 S_{\text{кп}} &= 0,04 - 0,0298 = 10,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2; \\
 U &= \frac{Q}{S_{\text{кп}}} = \frac{0,026}{10,2 \cdot 10^{-3}} = 2,55 \text{ м/с}; \\
 d_{\text{гидр}} &= 227 - 195 = 32 \text{ мм}; \\
 \text{Re} &= \frac{2,55 \cdot 0,032 \cdot 1100}{0,0206 + \frac{4,12 \cdot 0,032}{6 \cdot 2,55}} = 3653; \\
 \lambda &= \frac{0,075}{\sqrt[8]{3653}} = 0,026; \\
 \Delta P &= \frac{0,026 \cdot 26 \cdot 2,55^2 \cdot 1100}{2 \cdot 0,032} = 0,08 \text{ МПа}.
 \end{aligned}$$

Перепад тиску в кільцевому просторі СБТ та ОБТ вважаються аналогічними.

- визначимо перепад тиску в кільцевому просторі між ЛБТ та кондуктором, де $L = L_k = 550$ м; $D_c = D_{\text{внк}} = 0,2267$ м – внутрішній діаметр кондуктора;

Інші розрахунки аналогічні і зводяться до таблиці 2.9.

- Визначимо перепад тиску у замках ЛБТ за формулою:

$$\Delta P = \frac{Q^2 \cdot \rho \cdot 8 \cdot \varepsilon_p \cdot L}{\pi^2 \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot l_T};$$

де ε_p - коефіцієнт, що використовується при розрахунку;

$$\varepsilon_p = \left[\frac{D_{\text{вн}}^2}{d_{\text{н}}^2} - 1 \right]^2;$$

де $D_{\text{вн}} = 0,129$ м - внутрішній діаметр ЛБТ 147х9;

$d_{\text{н}} = 0,110$ м – внутрішній діаметр ніпелю;

$$\varepsilon_p = \left[\frac{0,129^2}{0,110^2} - 1 \right]^2 = 0,141;$$

$l_T = 12$ м - Довжина труби ЛБТ;

$$\Delta P = \frac{0,026^2 \cdot 1100 \cdot 8 \cdot 0,141 \cdot 402}{3,14^2 \cdot 0,129^2 \cdot 12} = 0,001 \text{ МПа};$$

Результати заносимо до таблиці 2.9.

- Визначимо втрати тиску в поверхневій обв'язці бурової за формулою:

$$\Delta P = a \cdot Q^2 \cdot \rho;$$

де а – коефіцієнт втрати тиску;

Визначимо втрати тиску у вертлюзі, провідній трубі, шлангу, стояку, маніфольді:

$$\Delta P_{\text{в}} = 0,2 \cdot 10^5 \cdot 0,026^2 \cdot 1100 = 0,02 \text{ МПа};$$

$$\Delta P_{\text{вт}} = 0,4 \cdot 10^5 \cdot 0,026^2 \cdot 1100 = 0,03 \text{ МПа};$$

$$\Delta P_{\text{шл}} = 0,28 \cdot 10^5 \cdot 0,026^2 \cdot 1100 = 0,02 \text{ МПа};$$

$$\Delta P_{\text{ст}} = 0,4 \cdot 10^5 \cdot 0,026^2 \cdot 1100 = 0,03 \text{ МПа};$$

$$\Delta P_{\text{м}} = 1,2 \cdot 10^5 \cdot 0,026^2 \cdot 1100 = 0,1 \text{ МПа}.$$

Сумарні втрати у поверхневій обв'язці бурової:

$$\Delta P = \sum \Delta P;$$

$$\Delta P_0 = 0,02 + 0,03 + 0,02 + 0,03 + 0,1 = 0,2 \text{ МПа}.$$

Загальні втрати рівні:

Таблиця 2.9 - Розрахунки результатів

Елементи циркуляційної системи	L, м	d, мм	D, мм	S, м ²	U, м/с	Re·	λ	ΔP, с €∅
Маніфольд	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Стояк	-	-	-	-	-	-	-	0,03
Грязевий шланг	-	-	-	-	-	-	-	0,02
Вертлюг	-	-	-	-	-	-	-	0,03
Квадрат	-	-	-	-	-	-	-	0,02
ЛБТ	428	129	147	0,013	1,2	3159	0,027	0,07
СБТ	720	109	127	0,009	2,7	6699	0,025	0,65
ОБТ	132	90	178	0,006	4,7	18247	0,022	0,41

Турбобур	26	-	-	-	-	-	-	5,10
Долото	-	-	$f= 2,87 \cdot 10^{-4} \text{ м}; \square u = 0,94$				-	6,06
к.п. турбобура	26	195	227	0,01	2,5	3653	0,026	0,1
к.п. ОБТ	139	178	227	0,015	1,7	6303	0,025	0,03
к.п. СБТ необсаджений.	585	127	227	0,027	0,9	1875	0,029	0,6
к.п. СБТ обсажене	122	127	227	0,027	0,9	1875	0,029	0,1
к.п. ЛБТ	428	147	227	0,023	1,1	2773	0,028	0,05
$\Sigma \Delta P$								13,39

Вибираємо насос, виходячи із сумарних втрат у циркуляційній системі. Вибираємо з умови $[P] > P$, де $[P]$ допустимий робочий тиск насоса; $P = 13,39$ МПа;

По таблиці 56 [2] вибираємо буровий насос з $[P] = 13,9$ МПа при діаметрі втулок $d_{вт} = 170$ мм - У8-6МА.

Заключною стадією гідравлічного розрахунку свердловини є побудова НТС – номограми.

Для цього занесемо в таблицю теоретичні та фактичні подачі та тиску насоса за різних діаметрів втулки.

Фактична подача визначається за такою формулою:

$$Q_{\Phi} = k \cdot Q_T;$$

де k - коефіцієнт, що враховує роботу насоса на всмоктуванні ($k = 0,85$);

Q – теоретична подача.

Таблиця 2.10 - Тиску та подачі У8-6МА

Діаметр втулки, мм	Допустимий тиск, МПа	Теоретична подача, м ³ /с	Фактична подача, м ³ /с
160	16	0,0317	0,0269
170	13,9	0,0355	0,03018
180	12,2	0,0404	0,03434

Потім значення Q_{Φ} та P нанесемо на графік (рис. 2.1).

На значення подачі відзначимо інтервали регулювання витрати. Знайдемо втрати тиску, що залежать від глибини. Вони рівні втрат у ЛБТ, СБТ, ОБТ, кільцевому просторі між ЛБТ та стінками свердловини, СБТ та стінками свердловини, ОБТ та стінками свердловини, замках, кільцевому просторі між замками та стінками свердловини.

За таблицею 2.8 визначаємо ці втрати:

$\Delta P_{зг} = 0,07 + 0,65 + 0,41 + 0,03 + 0,6 + 0,1 + 0,05 + 0,001 + 0,0001 = 1,9 \text{ МПа}$; Ці втрати знайдені при витраті рідини для промивання рівному $0,026 \text{ м}^3/\text{с}$.

Перерахуємо втрати, що залежать від глибини інші значення витрат за формулою:

$$\Delta P_{згі} = \Delta P_{зг} \cdot \frac{Q_i^2}{Q^2};$$

$\Delta P_{зг} = 1,9 \text{ МПа}$; $Q = 0,026 \text{ м}^3/\text{с}$; $Q_i = 0,0343 \text{ м}^3/\text{с}$.

$$\Delta P_{згі} = 1,9 \cdot \frac{0,0343^2}{0,026^2} = 3,3 \text{ МПа}.$$

Інші втрати тиску, що залежать від глибини обчислюються аналогічно та наносяться на графік.

Визначаємо втрати тиску, що не залежать від глибини. Вони рівні сумарному перепаду тиску у всіх елементах циркуляційної системи, виключаючи перепад у вибійному двигуні та втрат, що залежать від глибини.

$$\Delta P = \sum \Delta P - \Delta P_{зд} - \Delta P_{зг} = 13,39 - 5,10 - 1,9 = 6,4 \text{ МПа}.$$

Перерахуємо втрати, що не залежать від глибини на інші значення витрат за формулою:

$$\Delta P_{нгі} = \Delta P_{зг} \cdot \frac{Q_i^2}{Q^2};$$

$\Delta P_{нг} = 6,4 \text{ МПа}$; $Q = 0,026 \text{ м}^3/\text{с}$; $Q_i = 0,0343 \text{ м}^3/\text{с}$.

$$\Delta P_{згі} = 6,4 \cdot \frac{0,0343^2}{0,026^2} = 11,1 \text{ МПа}.$$

Для інших витрат втрати обчислюються аналогічно та наносяться на графік.

Розрахуємо також характеристику ЗТСШ1-195 для різноманітних витрат. Результати нанесемо на графік (рис. 2.1).

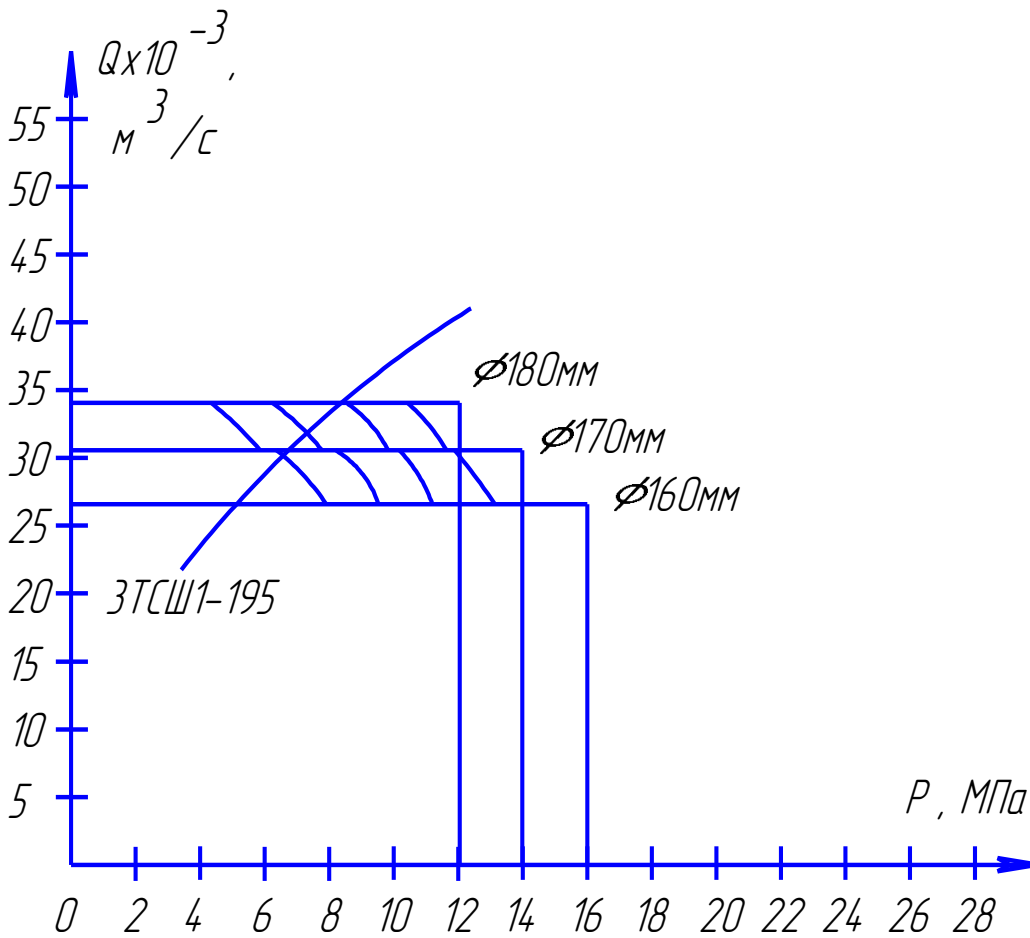


Рисунок 2.1 – НТС – номограма.

2.6.2 Розрахунок робочих характеристик вибійних двигунів

Робочою вихідною характеристикою турбобурів називається залежність частоти обертання, моменту та потужності на валу турбобура від осьового навантаження на долото. Вона служить визначення інтервалу осьових навантажень, у яких спостерігається стійка робота турбобура, і навіть для оптимізації режимів турбінного буріння.

Вихідні дані для розрахунку:

Турбобур 3ТСШ1-195;

$Q = 0,026 \text{ м}^3/\text{с}$;

$\rho = 1100 \text{ кг/м}^3$;

$D_d = 215,9 \text{ мм}$;

$$M_{уд} = 4 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

$$D_c = 0,130 \text{ м};$$

$$D_1 = 0,149 \text{ м};$$

$$D_2 = 0,124 \text{ м};$$

$$D_B = 0,135 \text{ м-коду.}$$

$$B = 0,5 \cdot 4790 \cdot 9,81 = 23495 \text{ Н} - \text{вага деталей і вузлів турбобура, що обертаються.}$$

Зробимо розрахунок.

Визначимо параметри турбіни n , M , $\square\square$:

$$n = n_c \cdot \frac{Q}{Q_c} = 6,33 \cdot \frac{0,026}{0,03} = 5,584 \text{ об/с};$$

$$M = M_c \cdot \frac{Q^2 \cdot \rho}{Q_c^2 \cdot \rho_c} = 1,5 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,026^2 \cdot 1100}{0,03^2 \cdot 1000} = 1239 \text{ Н}\cdot\text{м};$$

$$\Delta P = \Delta P_c \cdot \frac{Q^2 \cdot \rho}{Q_c^2 \cdot \rho_c} = 3,9 \cdot 10^6 \cdot \frac{0,026^2 \cdot 1100}{0,03^2 \cdot 1000} = 3,22 \text{ МПа.}$$

Визначимо розгінний момент на валу турбобура:

$$M_p = \mu \cdot r \cdot P_r;$$

де $\mu = 0,12$ – коефіцієнт тертя в опорах турбобуру;

P – середній радіус тертя;

P_r – гідравлічне навантаження в турбобурі;

$$r = \frac{1}{3} \cdot \frac{D_1^3 - D_2^3}{D_1^2 - D_2^2} = \frac{1}{3} \cdot \frac{0,149^3 - 0,124^3}{0,149^2 - 0,124^2} = 0,0684 \text{ м};$$

$$P_r = 0,785 \cdot (D_c^2 \cdot \Delta P + D_B^2 \cdot \Delta P_g) + B;$$

$$P_r = 0,785 \cdot (0,130^2 \cdot 3,83 + 0,135^2 \cdot 3,9) + 23495 = 130102 \text{ Н}$$

$$M_p = 0,12 \cdot 0,0684 \cdot 130102 = 168 \text{ Н}\cdot\text{м.}$$

Визначимо розгінну частоту обертання валу турбобура:

$$n_p = \frac{n}{M_T} \cdot [2 \cdot M - 550 \cdot D_d - M_p];$$

де $M_T = 2 \cdot M$, M_T – гальмівний момент;

$$n_p = \frac{5,584}{1474} \cdot [2 \cdot 1474 - 550 \cdot 0,2159 - 1068] = 4,48 \text{ об/с.}$$

Визначимо питомий момент у п'ятій:

$$M_{уд}^n = \mu \cdot r = 0,12 \cdot 0,0684 = 0,0082 \text{ м.}$$

Основні розрахункові рівняння, що описують робочу характеристику турбобуру;

$$n_i = \frac{n}{M_T} \cdot [M_T - 550 \cdot D_d - M_p - G_i \cdot (M_{уд} - M_{уд}^n)] \text{ при } G_i \leq P_T;$$

$$n_i = \frac{n}{M_T} \cdot [M_T - 550 \cdot D_d - M_p - G_i \cdot (M_{уд} + M_{уд}^n)] \text{ при } G_i \geq P_T;$$

$$M_i = M_{уд} \cdot G_i + 550 \cdot D_d;$$

$$N_i = M_i \cdot 2 \cdot \pi \cdot n_i.$$

Результати розрахунку зводимо до таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 - Розрахункова характеристика турбобуру

G_i , кН	0	50	125	150	175	200	260
n_i , с-1	4,48	4,9	5,52	5,74	5,13	4,53	3,08
M_i , Нм	118,75	528,74	1143,74	1348,74	1553,74	1758,74	2250,74
N_i , кВт	3,34	16,275	39,69	48,63	50,11	50,047	43,514

На основі отриманих даних збудуємо робочу характеристику турбобура ЗТСШ1-195.

Зробимо аналіз робочої характеристики турбобура. З рис. 2.2 видно, що турбобур стійко працює в області навантажень 0-140 кН та 160-250 кН.

З практики відомо, що за $P_T - G_i < 104$ Н спостерігається посилення вібрацій турбобура та бурильного інструменту. У нашому випадку ця область поширюється на інтервал навантажень 140-160 кН. Звідси випливає, що допустиме навантаження на турбобур лежить поза зоною вібрації, тому режим роботи нормальний.

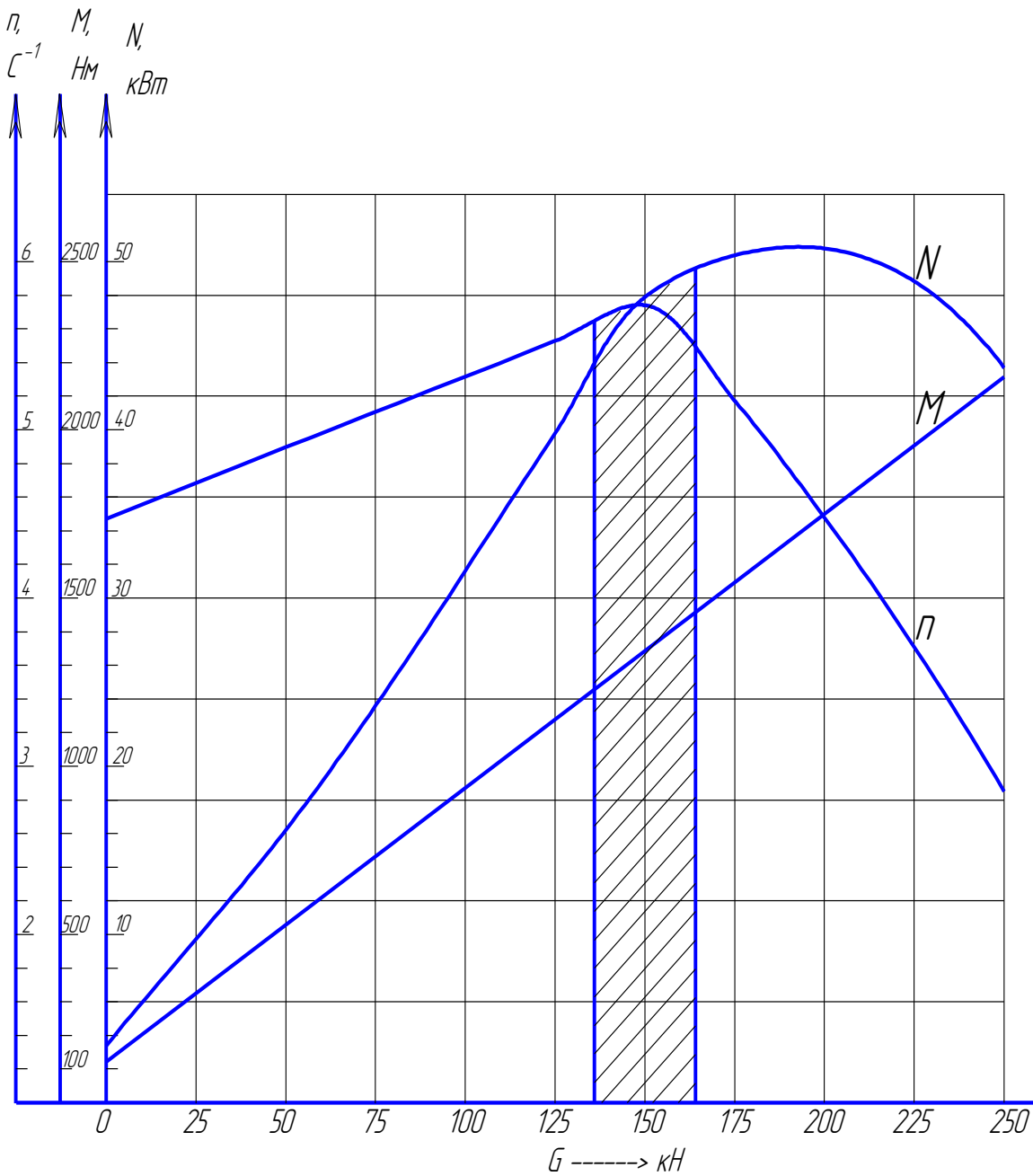


Рисунок 2.2 – Робоча характеристика ЗТСШ1-195 у координатах $M - G$; $N - G$; $n - G$.

2.7 Розрахунок та вибір конструкції обсадних колон, компоновання їх низу та обґрунтування технологічного оснащення

Розрахунок експлуатаційної колони:

Вихідні дані для розрахунку:

На рис.2.3 наведено розрахункову схему експлуатаційної колони.

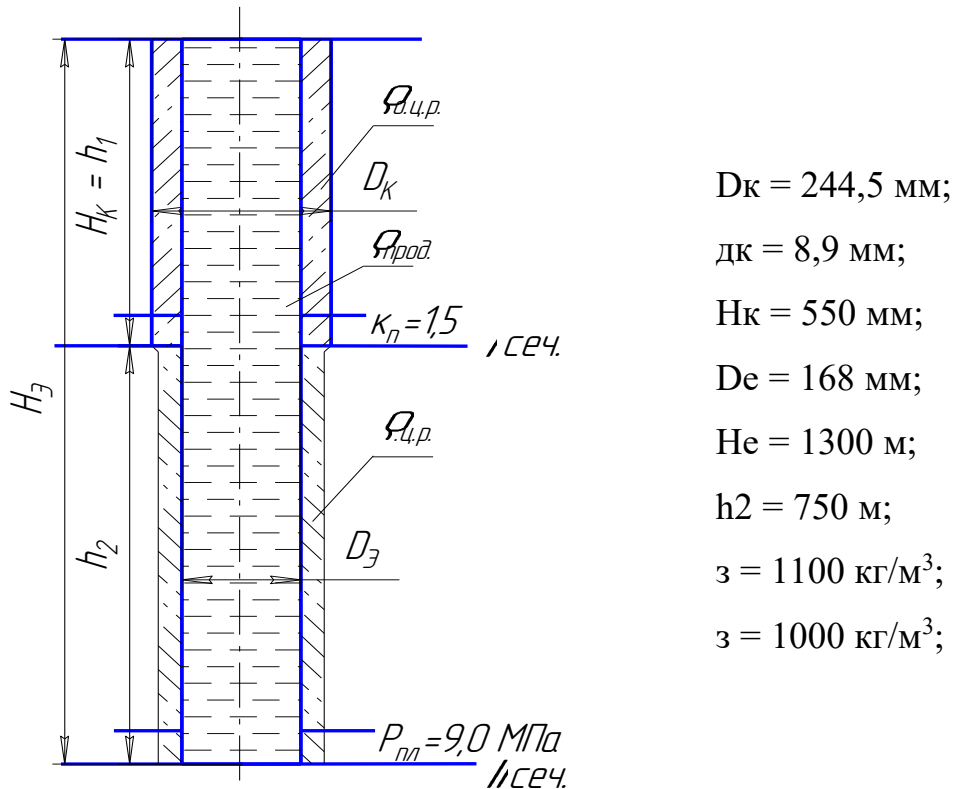


Рисунок 2.3 - Розрахункова схема експлуатаційної колони.

Цементний розчин від 550 до 1300 м. Полегшений цементний розчин від гирла до 550 м. Підйом цементу здійснюється до гирла свердловини. Продавку цементного розчину в за колонний простір здійснюється технічною водою = 1000 м/кг³.

Розрахуємо щільність полегшеного цементного розчину:

$$\rho_{\text{о.ц.р.}} = \frac{P_{\text{погл}}^{550}}{g \cdot H};$$

Де $P_{\text{погл}}^{550}$ - Тиск поглинання на глибині 550 м;

$$P_{\text{погл}}^{550} = k_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot H';$$

де $k_{\text{п}}$ - Коефіцієнт поглинання, $k_{\text{п}} = 1,5$;

$\rho_{\text{в}}$ - густина води, $\rho_{\text{в}} = 1000 \text{ кг/м}^3$;

H' - глибина поглинаючого пласта, $H' = 550 \text{ м}$;

$$P_{\text{погл}}^{550} = 1,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 550 = 8 \text{ МПа};$$

$$\rho_{\text{о.ц.р.}} = \frac{8 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 550} = 1493 \text{ кг/м}^3;$$

Округлимо щільність полегшеного цементного розчину до 1500 кг/м³.

Розрахуємо густину цементного розчину за формулою:

$$\rho_{\text{ц.р.}} = \frac{P_{\text{ПОГЛ}}^{1300}}{g \cdot H};$$

де $P_{\text{ПОГЛ}}^{1300}$ - Тиск поглинання на глибині 1300м;

$$P_{\text{ПОГЛ}}^{550} = 0,088 \cdot H + 0,66 \cdot P_{\text{ПЛ}};$$

де $P_{\text{ПЛ}}$ - пластовий тиск на глибині 1300 м, $P_{\text{ПЛ}} = 9,0$ МПа;

$$P_{\text{ПОГЛ}}^{550} = 0,088 \cdot 1300 + 0,66 \cdot 9 = 23 \text{ МПа};$$

$$\rho_{\text{ц.р.}} = \frac{9 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 1300} = 1820 \text{ кг/м}^3;$$

Щільність цементного розчину дорівнює 1820 кг/м³.

Розрахуємо для цементного розчину пластичну в'язкість та ДНС:

$$\tau = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot \rho - 7; \quad [\text{Па}]$$

$$\eta^{\text{min}} = \frac{18 + \tau}{4500}; \quad [\text{Па} \cdot \text{с}]$$

$$\eta^{\text{max}} = 0,33 \cdot 10^{-3} \cdot \rho - 0,022; \quad [\text{Па} \cdot \text{с}]$$

Для цементного розчину:

$$\tau_{\text{ц.р.}} = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1820 - 7 = 8,47 \text{ Па};$$

$$\eta^{\text{min}} = \frac{18 + 8,47}{4500} = 0,006 \text{ Па};$$

$$\eta^{\text{max}} = 0,33 \cdot 10^{-3} \cdot 1820 - 0,022 = 0,038 \text{ Па};$$

Прийемо $\tau_{\text{ц.р.}} = 8,47$ Па, $\eta_{\text{ц.р.}} = 0,038$ Па·с.

Розрахуємо для полегшеного цементного розчину пластичну в'язкість та ДНС:

$$\tau_{\text{ц.р.}} = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1500 - 7 = 4,05 \text{ Па};$$

$$\eta^{\text{min}} = \frac{18 + 4,05}{4500} = 0,005 \text{ Па};$$

$$\eta^{\text{max}} = 0,33 \cdot 10^{-3} \cdot 1500 - 0,022 = 0,018 \text{ Па};$$

Прийемо $\tau_{\text{ц.р.}} = 4,05$ Па, $\eta_{\text{ц.р.}} = 0,018$ Па·с.

2.7.1 Розрахунок побудова епюр внутрішніх та зовнішніх надлишкових тисків

Визначення внутрішніх тисків.

Максимальне значення робочих внутрішніх тисків відзначається під час випробування свердловини на герметичність. Мінімальні значення – у кінцевий період експлуатації.

1) У період введення свердловини в експлуатацію.

$$P_{BZ} = P_{пл} - \rho_{г} \cdot g \cdot (L - Z),$$

$$\text{де } 0 \leq Z \leq L,$$

P_{BZ} - Внутрішні тиск на глибині Z ;

$$Z = 0 \quad P_y = P_{пл} = 9 \text{ МПа};$$

$$Z = 1300 \quad P_{BZ} = P_{пл} = 9 \text{ МПа}.$$

$$P_{опр} = 1,1 \cdot P_y,$$

де $P_{опр}$ – тиск опресування;

P_y – тиск на гирлі.

$$P_{опр} = 1,1 \cdot 9 = 9,9 \text{ МПа} < 10 \text{ МПа}.$$

Так як $P_{опр} < 10$ МПа, то приймаємо $P_{опр} = 10$ МПа, де 10 МПа - мінімальний опресувальний тиск для колони діаметром 146 мм.

$$P_{BZ} = P_{опр} + \rho_{оп} \cdot g \cdot Z;$$

$$Z = 0 \quad P_{BZ} = P_{опр} = 10 \text{ МПа};$$

$$Z = 550 \quad P_{BZ} = 10 \cdot 10^6 + 1000 \cdot 9,8 \cdot 550 = 15,4 \text{ МПа};$$

$$Z = 13000 \quad P_{BZ} = 10 \cdot 10^6 + 1000 \cdot 9,8 \cdot 1300 = 22,7 \text{ МПа};$$

2) При закінченні експлуатації.

$$Z = 0 \quad P_y = P_{пл} = 9 \text{ МПа};$$

$$Z = 550 \quad P_{BZ} = P_{пл} = 9 \text{ МПа}.$$

Визначення зовнішніх тисків.

1) У період введення свердловини в експлуатацію

$$P_{HZ} = \rho_{б.р.} \cdot g \cdot Z;$$

$$Z = 0 \quad P_{HZ} = 0;$$

$$P_{HZ} = g \cdot \left(\rho_{о.ц.р.} \cdot h_1 + \rho \cdot (Z - h_1) \right) \cdot (1 - \kappa) + \kappa \cdot P_{пл};$$

для $Z < H_{\text{скв}}$,

де до - Коефіцієнт розвантаження цементного каменю, $\kappa = 0,25$.

$$P_{\text{HZ}} = 9,81 \cdot (1500 \cdot 550 + 1820 \cdot (550 - 550)) \cdot (1 - 0,25) + 0,25 \cdot 4,2 \cdot 10^6 = 7,1 \text{ МПа.}$$

для $Z = H_{\text{скв}}$

$$P_{\text{HZ}} = 9,81 \cdot (1500 \cdot 550 + 1820 \cdot (1300 - 550)) \cdot (1 - 0,25) + 0,25 \cdot 9 \cdot 10^3 = 18,3 \text{ МПа;}$$

2) При закінченні експлуатації

$$P_{\text{HZ}} = g \cdot (\rho_{\text{о.ц.р.}} \cdot h_1 + \rho \cdot h_3) \cdot (1 - \kappa) + \kappa \cdot P_{\text{в}}$$

$$Z = 0 \quad P_{\text{HZ}} = 0;$$

$$Z = 550 \quad P_{\text{HZ}} = 9,81 \cdot (1500 \cdot 550) \cdot (1 - 0,25) + 0,25 \cdot 0 = 6,1 \text{ МПа;}$$

$$Z = 1300 \quad P_{\text{HZ}} = 9,81 \cdot (1500 \cdot 550) + (1820 \cdot 750) \cdot (1 - 0,25) + 0,25 \cdot 0 = 9,1 \text{ МПа.}$$

2.7.2 Розрахунок та побудова епюр надлишкових тисків

Зовнішні надлишкові тиски:

$$Z = 0 \quad P_{\text{ни}} = 0;$$

$$Z = 550 \quad P_{\text{ни}} = 6,1 - 0 = 6,1 \text{ МПа;}$$

$$Z = 1300 \quad P_{\text{ни}} = 9,1 - 0 = 9,1 \text{ МПа.}$$

Внутрішні надлишкові тиски:

$$Z = 0 \quad P_{\text{ви}} = 10 - 0 = 10 \text{ МПа;}$$

$$Z = 550 \quad P_{\text{ви}} = 15,4 - 7,1 = 8,3 \text{ МПа;}$$

$$Z = 1300 \quad P_{\text{ви}} = 22,7 - 18,4 = 4,3 \text{ МПа;}$$

За отриманими даними епюри внутрішніх та зовнішніх надлишкових тисків (див. рис 2.4 та 2.5).

2.7.3 Вибір та розрахунок обсадних труб для експлуатаційної колони.

Вибір обсадної колони робимо з умови недопущення зминання та розриву колони, страгування різьблень при спуску.

Максимальний зовнішній надлишковий тиск $P_{\text{ни}} = 9,1$ МПа, тому для першої секції вибираємо труби, що мають:

$$R_{\text{кр1}} \geq P_{\text{ни}} \cdot [n1],$$

$$\text{де } [n1] = 1,1;$$

$$R_{\text{кр1}} \geq 9,1 \cdot 1,1 = 10,1 \text{ МПа.}$$

Вибираємо труби діаметром 168 мм та товщиною стінки $d = 7$ мм, з групою міцності «Д», що мають наступні характеристики:

$$P_{кр} = 16,6 \text{ МПа}, P_T = 28,8 \text{ МПа}, P_{стр} = 880 \text{ кН}.$$

Перевіряємо труби на міцність:

$$n_1 = \frac{P_{кр}}{P_{ни}}; \quad n_2 = \frac{P_T}{P_{ви}}; \quad n_3 = \frac{P_{стр}}{Q};$$

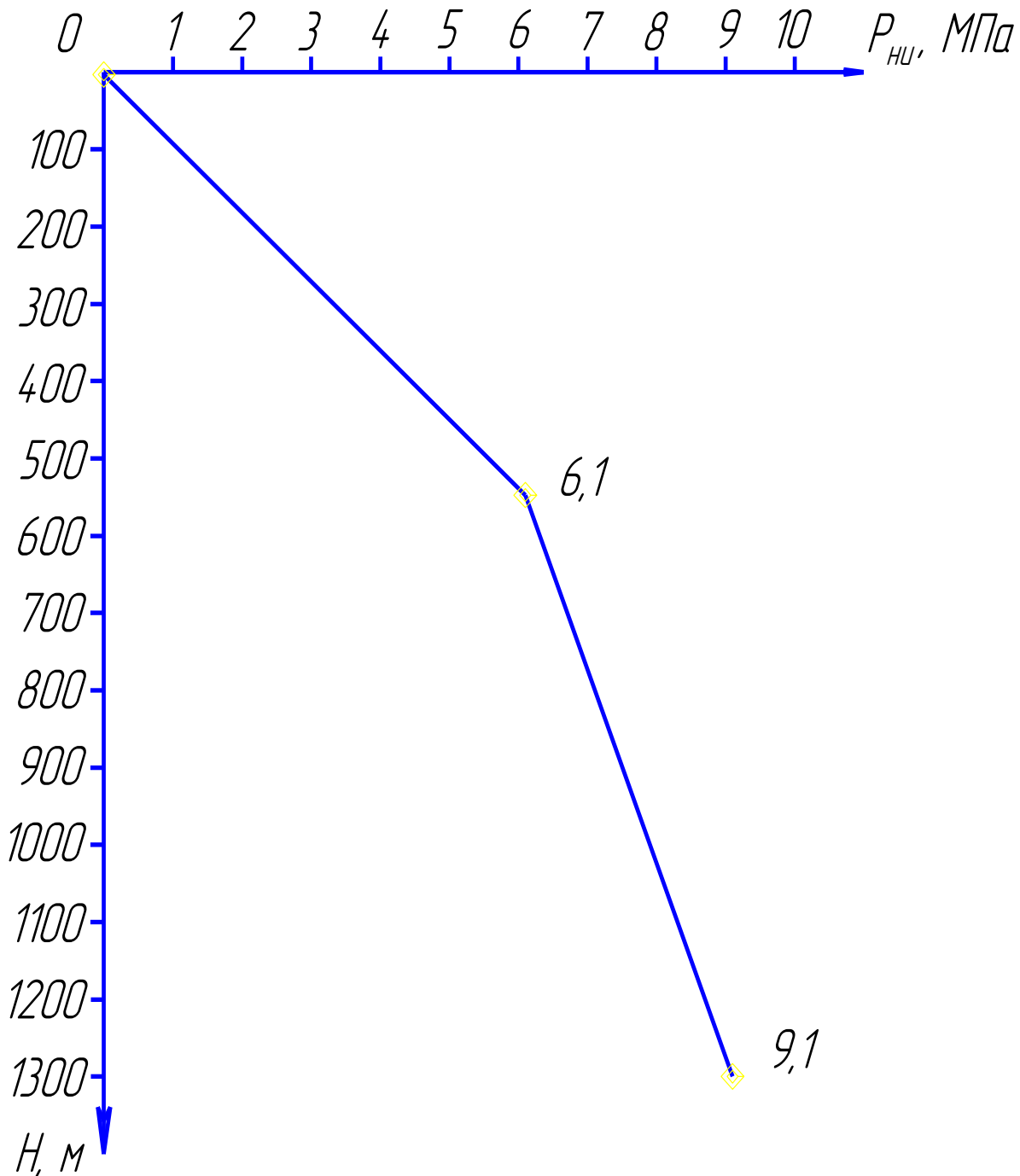


Рисунок 2.4 – Епюра зовнішніх надлишкових тисків.

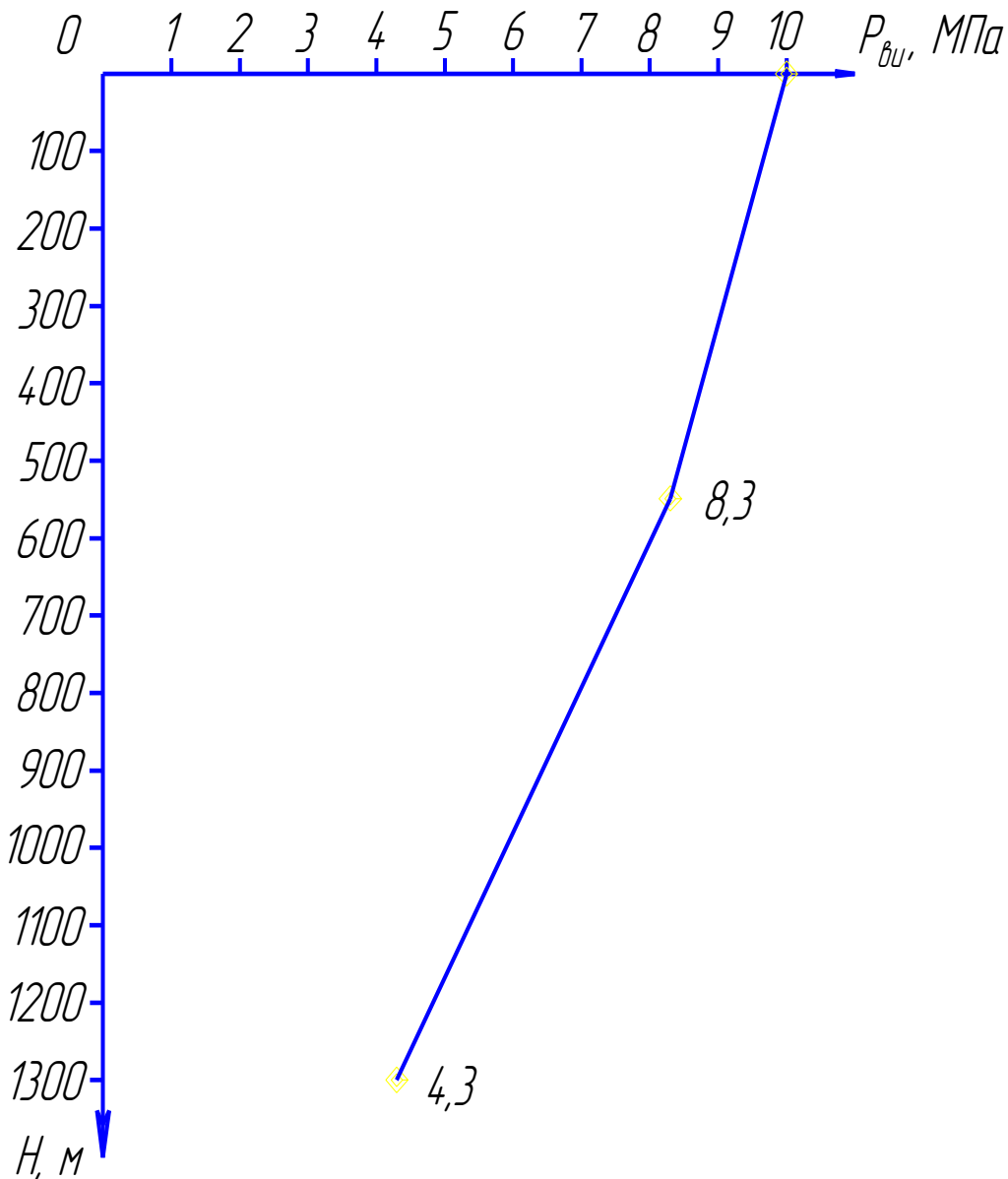


Рисунок 2.5 – Епюра внутрішніх надлишкових тисків.

$$n_1 = \frac{16,6 \cdot 10^6}{9,1 \cdot 10^6} = 1,8; \quad n_2 = \frac{28,8 \cdot 10^6}{4,3 \cdot 10^6} = 6,7;$$

$$Q = q \cdot g \cdot L;$$

$$Q = 30,0 \cdot 9,81 \cdot 1300 = 382590 \text{Н};$$

$$n_3 = \frac{880 \cdot 10^3}{382590} = 2,3;$$

І так остаточно вибираємо труби згідно з ДСТУ-632-64, ОТТМ діаметром 168,3 мм і товщиною стінки 7,3 мм, діаметром муфти 188 мм.

Результати розрахунків зведено до таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 - Характеристика труб

Номер секції	L, м	д, мм	Група міцності	Q, кН	n1	n2	n3
1	1300	7,3	Д	382,6	1,8	6,7	2,3

2.7.4 Компонування кондуктора та експлуатаційної колони

Вибір технологічного оснащення.

Під назвою «технологічна оснастка» мається на увазі набір пристроїв, якими оснащують обсадну колону для забезпечення спуску і якісного цементування. Вибране технологічне оснащення включає наступні елементи:

1) Елементи оснащення кондуктора.

а) черевик з бетонною насадкою БК-245;

б) обсадні труби діаметром 245 мм;

в) для попередження перетікання бурового або тампонажного розчину із заколонного простору в обсадну колону, у процесі кріплення свердловини обладнується зворотним клапаном ЦКОД-245. його монтують або в черевіку обсадної колони або на 10-12 м вище за нього.

г) для цементування обсадної колони в стовбурі свердловини, з метою рівномірного заповнення кільцевого простору тампонажним розчином та якісного роз'єднання, обладнується центраторами ФП 245х3500 – 3шт.

2) Елементи оснащення експлуатаційної колони.

а) черевик з бетонною насадкою БК-168 мм;

б) обсадні труби діаметром 168 мм;

в) зворотний клапан ЦКОД-168;

г) центратори ФП 168х214х265 – 8 прим.;

д) турбулізатори ЦТ 168/214-3 – 8 прим.;

Їх встановлюють на обсадній колоні в зонах розширення стовбура свердловини з відривом трохи більше 3-х метрів друг від друга;

е) для руйнування кірки бурового розчину на стінках свердловини при

розходженні обсадної колони та утворення міцного цементного кільця за обсадною колоною, обладнується скребками 168/214 – 6 шт.

2.8 Цементування експлуатаційної колони

2.8.1 Розрахунок необхідної кількості матеріалів

Для полегшення якісного кріплення обсадної колони вибираємо портландцемент ПЦТ-ДО-50.

Визначаємо водоцементне відношення для полегшеного цементного розчину та для цементного розчину за формулою:

$$ВЦ = \frac{\rho_{\text{в}} \cdot (\rho_{\text{о.ц.р.}} - \rho_{\text{ц}})}{\rho_{\text{ц}} \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{о.ц.р.}})}$$

де $\rho_{\text{ц}} = 2920 \text{ кг/м}^3$ – густина цементного розчину;

– для полегшеного цементного розчину:

$$ВЦ = \frac{1000 \cdot (1500 - 2920)}{2920 \cdot (1000 - 1500)} = 0,8;$$

– для цементного розчину:

$$ВЦ = \frac{1000 \cdot (1820 - 2920)}{2920 \cdot (1000 - 1820)} = 0,5;$$

Знайдемо необхідний обсяг:

- Полегшеного цементного розчину:

$$V_{\text{о.ц.р.}} = \frac{\pi}{4} \cdot (D_c^2 - D_{\text{э}}^2) \cdot h_{\text{о.ц.р.}}$$

т.к. полегшений цементний розчин перебуває усередині кондуктора, тобто. в обсаженій частині стовбура свердловини:

$$V_{\text{о.ц.р.}} = \frac{3,14}{4} \cdot (0,2267^2 - 0,168^2) \cdot 550 = 10 \text{ м}^3;$$

– цементного розчину:

$$V_{\text{ц.р.}} = \frac{\pi}{4} \cdot (D_c^2 - D_3^2) \cdot h_{\text{ц.р.}};$$

$$D_c = K_B \cdot D_d;$$

$$D_c = 1,1 \cdot 0,2159 = 0,237 \text{ мм};$$

$$V_{\text{о.ц.р.}} = \frac{3,14}{4} \cdot (0,237^2 - 0,168^2) \cdot 750 = 16,5 \text{ м}^3;$$

Об'єм води для приготування:

$$V_B = \frac{n \cdot M_{\text{ц}}}{K_{\text{ц}} \cdot \rho_B};$$

– для цементного розчину:

$$M_{\text{ц}}^{\text{ц.р.}} = \frac{1,05 \cdot 1820 \cdot 16,5}{1 + 0,5} = 21021 \text{ кг};$$

$$V_B = \frac{0,5 \cdot 21021}{1,05 \cdot 1000} = 10 \text{ м}^3;$$

– для полегшеного цементного розчину:

$$M_{\text{ц}}^{\text{п.р.}} = \frac{1,05 \cdot 1820 \cdot 10}{1 + 0,5} = 12740 \text{ кг};$$

$$V_B = \frac{0,8 \cdot 12740}{1,05 \cdot 1000} = 9,7 \text{ м}^3;$$

$$\sum M_{\text{ц}} = 33761 \text{ кг}; \quad \sum V_B = 19,7 \text{ м}^3.$$

Кількість цементувальної техніки:

$$i_{\text{см}} = \frac{M_{\text{ц}}}{\rho_{\text{нас}} \cdot V_{\text{бунк}}};$$

де $\rho_{\text{нас}}$ – насипна щільність цементного порошку;

$V_{\text{бунк}}$ - обсяг бункера цементозмішувальної машини СМН-20;

Для приготування цементного розчину:

$$i_{\text{см}} = \frac{21021}{1200 \cdot 14,5} = 1,2 - 2 \text{ машини 1АС-20};$$

Для приготування полегшеного цементного розчину:

$$i_{\text{см}} = \frac{12740}{1200 \cdot 14,5} = 0,73 - 1 \text{ машина 1АС-20};$$

$$i_{\text{ца}} = \sum i_{\text{см}} + 1 = 3 + 1 = 4 \text{ машини ЦА-320}$$

Усього потрібно для приготування та закачування цементних розчинів 3 машини 1АС-20 та 4 машини ЦА-320.

2.8.2 Гідравлічний розрахунок цементування

Визначимо об'ємний вміст глини, цементу та води в 1 м^3 .

$$q_{\text{в}} = n \cdot \rho_{\text{нас}} \cdot q_{\text{см}} / \rho_{\text{в}};$$

де $q_{\text{см}}$ – маса сухого тампонуєчого матеріалу,

$q_{\text{в}}$ – об'єм вмісту води в 1 м^3 розчину,

$$q_{\text{см}} = q_{\text{гл}} + q_{\text{ц}};$$

де $q_{\text{гл}}$ - маса глинопорошка в 1 м^3 розчину,

$q_{\text{ц}}$ - маса цементу в 1 м^3 розчину,

Визначимо для полегшеного цементного розчину:

$$\rho_{\text{ц.р.}} = q_{\text{в}} + q_{\text{см}} = q_{\text{в}} + q_{\text{гл}} + q_{\text{ц}};$$

$$1500 = q_{\text{в}} + q_{\text{гл}} + q_{\text{ц}};$$

$$\left\{ \frac{q_{\text{см}}}{\rho_{\text{см}}} + \frac{q_{\text{в}}}{\rho_{\text{в}}} = 1; \right.$$

$$\frac{q_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}} + \frac{q_{\text{ц}}}{\rho_{\text{ц}}} + \frac{q_{\text{в}}}{\rho_{\text{в}}} = 1;$$

$$\frac{0,15 \cdot q_{\text{ц}}}{\rho_{\text{гл}}} + \frac{q_{\text{ц}}}{\rho_{\text{ц}}} + \frac{q_{\text{в}}}{\rho_{\text{в}}} = 1;$$

$$(0,15 + 1) \cdot q_{\text{ц}} + q_{\text{в}} = 1500;$$

$$q_{\text{ц}} \cdot \left(\frac{0,15}{2300} + \frac{1}{2900} \right) + \frac{q_{\text{в}}}{1000} = 1;$$

$$q_{\text{в}} = 1500 - 1,15 \cdot q_{\text{ц}};$$

$$q_{\text{ц}} \cdot \left(\frac{0,15}{2300} + \frac{1}{2900} \right) + \frac{1500 - 1,15 \cdot q_{\text{ц}}}{1000} = 1;$$

$$6,52 \cdot 10^{15} \cdot q_{\text{ц}} + 3,45 \cdot 10^{-4} \cdot q_{\text{ц}} + 1,4 - 1,15 \cdot 10^{-3} \cdot q_{\text{ц}} = 1;$$

$$-7,398 \cdot 10^{-4} \cdot q_{\text{ц}} = 1 - 1,4;$$

$$q_{\text{ц}} = 540,69 \text{ кг};$$

$$q_{\text{гл}} = 0,15 \cdot q_{\text{ц}} = 0,15 \cdot 540,69 = 81,1 \text{ кг};$$

$$q_{\text{в}} = 1500 - 1,15 \cdot q_{\text{ц}} = 1500 - 1,15 \cdot 540,69 = 878,2 \text{ м}^3.$$

Визначимо загальну масу цементу, глини та води, необхідного для приготування полегшеного цементного розчину:

$$V_{\text{о.ц.р.}} = 10\text{м}^3;$$

$$M_{\text{ц}} = 540,69 \cdot 10 = 5406,9 \text{ т};$$

$$M_{\text{гл}} = 81,1 \cdot 10 = 811 \text{ т};$$

$$M_{\text{в}} = 878,2 \cdot 10 = 8782\text{м}^3;$$

Знайдемо $q_{\text{см}}$ для цементного розчину:

$$q_{\text{в}} + q_{\text{см}} = \rho_{\text{цр}};$$

$$q_{\text{в}} + q_{\text{гл}} + q_{\text{ц}} = 1820;$$

$$\frac{q_{\text{в}}}{\rho_{\text{в}}} + \frac{q_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}} + \frac{q_{\text{ц}}}{\rho_{\text{ц}}} = 1;$$

$$(0,2 + 1) \cdot q_{\text{ц}} + q_{\text{в}} = 1820;$$

$$q_{\text{в}} = 1820 - 1,2 \cdot q_{\text{ц}};$$

$$q_{\text{ц}} \cdot \left(\frac{0,2}{2300} + \frac{1}{2900} \right) + \frac{1820 - 1,2 \cdot q_{\text{ц}}}{1000} = 1;$$

$$8,69 \cdot 10^{-5} \cdot q_{\text{ц}} + 3,45 \cdot 10^{-4} \cdot q_{\text{ц}} + 1820 - 1,2 \cdot 10^{-3} \cdot q_{\text{ц}} = 1;$$

$$-7,681 \cdot 10^{-4} \cdot q_{\text{ц}} = 1 - 1,740;$$

$$q_{\text{ц}} = 963\text{кг};$$

$$q_{\text{гл}} = 0,2 \cdot q_{\text{ц}} = 0,2 \cdot 963 = 192,6\text{кг};$$

$$q_{\text{в}} = 1820 - 1,2 \cdot q_{\text{ц}} = 1820 - 1,2 \cdot 963 = 664,4\text{кг};$$

Визначимо загальну масу цементу, глини та води, необхідного для приготування полегшеного цементного розчину:

$$V_{\text{ц.р.}} = 16,5\text{м}^3;$$

$$M_{\text{ц}} = 963 \cdot 16,5 = 15,9 \text{ т};$$

$$M_{\text{гл}} = 192,6 \cdot 16,5 = 3,2 \text{ т};$$

$$M_{\text{в}} = 664,4 \cdot 16,5 = 11 \text{ т}.$$

Визначимо подачу ЦА-320 при закачуванні полегшеного цементного розчину:

$$V_{\text{о.ц.р.}} = 10\text{м}^3;$$

$$V_{\text{в}} = 9,7\text{м}^3;$$

$$Q_{\text{о.ц.р.}} = Q_{\text{о.ц.р.}} \cdot \frac{V_{\text{о.ц.р.}}}{V_{\text{в}}};$$

де $Q_{\text{в}}$ - об'ємна подача води, $Q_{\text{в}} = 12,6 \text{ л / с}$;

$$Q_{\text{о.ц.р.}} = 12,6 \cdot \frac{10}{9,7} = 13,9 \text{ л/с};$$

Визначимо подачу ЦА-320 при закачуванні цементного розчину:

$$V_{\text{ц.р.}} = 16,5 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{в}} = 10 \text{ м}^3;$$

$$Q_{\text{ц.р.}} = 12,6 \cdot \frac{16,5}{10} = 20,8 \text{ л/с};$$

Визначимо час закачування:

- Полегшеного цементного розчину:

$$t_{\text{зак}}^{\text{о.ц.р.}} = \frac{V_{\text{о.ц.р.}}}{Q_{\text{о.ц.р.}}};$$

$$t_{\text{зак}}^{\text{о.ц.р.}} = \frac{10}{13,9 \cdot 10^{-3}} = 12 \text{ мин};$$

– цементного розчину:

$$t_{\text{зак}}^{\text{ц.р.}} = \frac{16,5}{20,8 \cdot 10^{-3}} = 13,2 \text{ мин};$$

Результати розрахунку цементування наведено у додатку 1.

2.8.3 Контроль якості цементування

Найбільш ефективним методом, що дозволяє отримати максимальну інформацію про якість цементування обсадної колони незалежно від температури і щільності тампонажного каменю, є акустична цементометрія. Для контролю якості цементування обсадної колони застосовують акустичні цементоміри АКЦ-1 та АКЦ-2. шляхом спільної інтерпретації кривих акустичної цементограми є можливим:

- Визначити висоту підйому тампонажного розчину за обсадною колоною;
- оцінювати стан контакту цементного каменю з колоною, а деяких випадках і з породою в кільцевому просторі;
- досліджувати процеси формування цементного каменю в затрубному просторі в часі та оцінювати ступінь впливу на камінь різних навантажень, що зазнають обсадної колони при перфорації, надлишкових внутрішніх тисках та виконання технологічних операцій у свердловині.

З метою підвищення інформативності акустичної цементометрії бажано використовувати приставки до наземної апаратури цементоміру, що дозволяють реєструвати повний акустичний сигнал, що подає приймач цементоміру. На основі

інтерпретації характеристик повного акустичного сигналу досить впевнено оцінюється стан контакту цементного каменю з породою, враховуючи вплив факторів на результати вимірювань.

Для оцінки герметичності обсадної колони необхідно провести опресування стовбура свердловини.

Тиск опресування має бути не менше 7 МПа. Колона вважається герметичною, якщо при опресуванні її водою тиск за 30 хвилин знижується не більше ніж на 0,5 МПа, а також якщо після заміни продавочної рідини водою немає переливу рідини і виділення газу на гирлі.

2.9 Вибір бурової установки

При виборі бурової установки виходять з того, що б дотримувалися такі умови: критичне навантаження, було б більше навантаження в процесі буріння та кріплення, оснащення та діаметр талевого каната забезпечували безаварійну роботу на буровій.

З урахуванням цих умов, а також на основі роботи на даній групі площ на ідентичних свердловинах робимо такий висновок: для буріння свердловини вибираємо бурову установку згідно з ДСТУ – 16293 – 82 БУ – 75 БРЕ.

Склад цієї бурової установки.

Буровая установка БУ-75

Лебедка 02СБ

Блок талевый 115А СБ

Вал подъемный 02-11СБ

Вертлюг 16В1СБ (140 т)

КПП сб.02-1БУ-75/БрЭ

КПП сб.02-3БУ-75/БрД

Крюкоблок 14СБ

Насос буровой НБТ-600

Редуктор цепной БУ-75/БрД

Редуктор цепной БУ-75/БрЭ

Ротор Р-560

Установка гидравлического тормоза 1000 11А СБ

Шкив тормозной 02.02-027

Опалювальна установка на буровій призначена для забезпечення парою низького тиску опалювальних та технологічних потреб.

Таблиця 2.14 - Технічна характеристика БУ – 75 БРЕ.

№	Параметри	БУ – 75 БРЕ
1	Тип приводу	електричний
2	Число двигунів основних механізмів	2
3	Допустиме навантаження на гаку, кН	1000
4	Потужність приводу лебідки, кВт	320
5	Оснащення тальної системи	4x5
6	Число швидкостей підйому	4
7	Число бурових насосів	1
8	Корисна висота вежі, м	36,74
9	Найбільший тиск на викиді	24,5
10	Маса установки, кг	1475

На бурову пару витрачається на підігрів глинистого розчину в приймальних ємностях і жолобній системі, підігрів викидних ліній бурових насосів, підігріву олії та двигунів внутрішнього згорання пере їх пуском в роботу, для опалення культбудки та насосного приміщення, для розігріву замків та бурильних труб при СПО.

У зимових умовах здійснюється індивідуальне обігрів бурових установок від двох парових казанів ПКН-20.

Подача пари до об'єктів бурової здійснюється по паропроводу з труб діаметром 0,1 м. Щоб уникнути розриву паропроводу, вони виготовляються з П – подібними компенсаторами.

Для регулювання подачі пари на лінії паропроводу встановлюють чавунні засувки.

З котельної пар підводиться до свічників, пульта управління бурильника та ємностям із буровим розчином.

Решта бурового обладнання, при необхідності, розігривається сухою парою від пересувної парової установки ППУ – 3.

Для членів бурової бригади на зимовий період передбачені теплушки, що опалюються.

2.9.3 Обґрунтування та вибір новозастосовуваної техніки для будівництва свердловин

Вибір бурового та додаткового обладнання вежі та відповідних їм конструктивних вузлів при вищих спорудах на підставі довідників та інструкцій залежно від умови проведення свердловини (виду енергії, глибини, конструкції свердловини, способу буріння тощо) та наявного парку бурових установок.

На даній групі площ, що розбурюється, застосовується бурова установка БУ - 75 БРЕ.

Висновки по другому розділу

У розділі запроектовано конструкцію свердловини, розраховано основні параметри буріння, проведено вибір типу промивної рідини визначається геолого-технічними умовами буріння, складом і властивостями прохідних порід, способом буріння, досвідом бурових робіт.

РОЗДІЛ 3 ОХОРОНА ПРАЦІ

3.1 Аналіз шкідливих та небезпечних факторів

3.1.1 Вибухонебезпечність

Бурова установка є вибухопожежонебезпечним об'єктом, особливо небезпечними в цьому відношенні є роботи з нафтою та нафтопродуктами, зокрема роботи, пов'язані з установкою нафтових ванн при ліквідації прихватів, які є найпоширенішим видом ускладнень при бурінні горизонтальних свердловин.

Причинами вибухів та пожеж при роботі з вуглеводнями можуть бути:

- 1) пропуски дизельного палива, розливи нафтопродуктів та горючих речовин;
- 2) порушення герметичності вихлопних колекторів двигунів, несправність іскрогасників;
- 3) застосування відкритого вогню, куріння, проведення зварювальних робіт поблизу місць зберігання нафти, паливно-мастильних матеріалів, конструкцій, що згоряються, і горючих речовин;
- 4) несправності електрообладнання, що викликають іскріння, коротке замикання, нагрівання дротів;
- 5) прокладання силової освітлювальної мережі з порушеннями;
- 6) навантаження електричних приладів, устаткування.

Щоб уникнути вибухів і пожеж, необхідно виконувати такі вимоги [20]:

- 1) територія навколо бурової в радіусі 50 м має бути очищена від трави, хмизу, листя;
- 2) майданчики навколо наземних споруд повинні бути вирівняні та не мати перешкод для пересування людей та пожежного транспорту;
- 3) паливна ємність для двигунів внутрішнього згорання, а також мастильні матеріали повинні розташовуватися не ближче ніж 15 м від бурової;
- 4) забороняється користуватися на буровою смолоскипами, сірниками, свічками, газовими смолоскипами та іншими джерелами відкритого вогню. На території бурової забороняється розведення багать, спалювання сміття, випалювання трави. Куріння дозволяється тільки у спеціально відведених для цього

місцях, обладнаних ємністю з водою та написом “Місце для куріння”;

5) електричні машини, обладнання, прилади, що використовуються у вибухонебезпечних місцях, повинні відповідати вимогам “Правил виготовлення вибухозахищеного та рудничного електрообладнання”;

б) щоб уникнути руйнувань, спалахів і вибухів при прямих ударах блискавки повинен встановлюватися блискавкозахист відповідно до СІ 305-77 “Інструкція з проектування та влаштування блискавкозахисту будівель та споруд”. Забороняється під час грози виконувати роботи на буровій вежі, а також перебувати на відстані ближче 10 м від заземлювальних пристроїв блискавкозахисту;

7) для боротьби з проявами вторинних впливів блискавки, а також статичної електрики технологічна апаратура та трубопроводи, що містять горючі пари та газу, повинні заземлятися. Опір заземлювальних пристроїв допускається до 100 Ом.

Крім того, для попередження можливості виникнення пожежі проводять ретельну роботу з підготовки всього обладнання для безпечних робіт, звертаючи особливу увагу на усунення вогнищ пожежі під буровою підлогою, в зоні стовбура свердловини і в лебідці. Під провідною трубою обов'язково має бути встановлений шаровий або зворотний клапан, при цьому категорично забороняється відкручувати провідну трубу з клапаном. Бурильна колона має бути роз'єднана вище за клапан. При роботі з нафтою та нафтопродуктами повинні дотримуватися заходів, що виключають можливість їх розливу.

Якщо бурова вежа встановлюється у нічний час, то місце проведення робіт висвітлюється прожекторами. Труби, якими нафта заливається в ємність і перекачується, надійно заземляються, розлита нафта засипається піском. Біля під'їзних шляхів до бурової установки та біля неї встановлюються щити з написами про необхідність суворого дотримання правил пожежної безпеки. Дизельне паливо та нафтопродукти для приготування розчину зберігаються не ближче 40 м від бурової.

Бурова установка має бути обладнана такими засобами пожежогасіння [20]:

1) двома пожежними стояками діаметром 50-60 мм, встановленими в 15-20 м від приміщень насосної та з боку містків бурової у 75-100 м від водопроводу;

2) трьома пожежними рукавами зі стовбурами та двома перекладачами діаметром 50-60 мм (довжина одного рукава не менше 20 м);

3) вогнегасниками ОХП-10 у кількості 6 шт., ящиками з піском ємністю 0,5 м³ (4 шт.), пожежними щитами, обладнаними лопатами (4 шт.), ломами (2 шт.), сокирами (2 шт.), баграми (2 шт.), цебрами (4 шт.).

3.1.2 Електробезпека

Безпека обслуговування електроустановок залежить від виробничого стану. Відповідно до правил улаштування електроустановок (ПУЕ) – бурова установка з силовим приводом насосна, вузол приготування розчину, ємності, котельна установка, за ознакою струмопровідні підлоги відносяться до класу – особливо небезпечний.

Захисні заходи, що забезпечують безпечну експлуатацію електроустановок, недоступність дотику до струмоведучих частин. Струмопровідні частини повітряної лінії підстанцію бурової установки при напрузі до 10 кв. повинні бути від землі на висоті не менше 4,5м.

Захисне заземлення – приєднання металевих частин електричної установки до багаторазово заземленого нульового дроту. При пробі на корпус створюється такої величини струм, який достатній для спрацьовування захисту та відключення пошкодженого обладнання. Відповідно до ПУЕ опір заземлення нейтралі має перевищувати 4-10 Ом, а кожного повторного заземлення нульового проводу 10-30 Ом. Повторне заземлення – основний захід, що захищає людей від ураження електричним струмом за наявності напруги дотику та кроку. Заземлюються корпуси трансформаторів, електричних машин, світильників, кабелів, кабельних муфт та інших металевих струмопровідних конструкцій. Як штучне заземлення повинні застосовуватися вертикально занурені в землю сталеві труби, куточки, стрижні або горизонтальні сталеві смуги.

3.1.3 Шум та вібрація

Джерелами шуму та вібрації на буровій є насоси, роторний стіл, лебідка,

компресори. Сильний шум, діючи на органи слуху, може призвести до повної глухоти або професійної приглухуватості. При цьому порушується нормальна діяльність серцево-судинної системи та травної системи, виникають хронічні захворювання, підвищується стомлюваність людини. Під дією вібрації можуть відбутися зміни в нервовій системі, падіння м'язової сили та маси, підвищення артеріального тиску, порушення гостроти зору, ослаблення пам'яті.

Фактичний та допустимий рівень шуму та вібрації згідно [12] наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Фактичний та допустимий рівень шуму

Найменування	Допустимий рівень, дБ	Фактичний рівень, дБ
Шум	110	115
Вібрація	108	95

За способом передачі вібрація робочих місць відноситься до загальної вібрації, що передається через опорні поверхні на тіло людини, що сидить або стоїть.

Загальну вібрацію за джерелом її виникнення поділяють на 3 категорії:

1-а категорія – транспортна;

2-а категорія – транспортно-технологічна;

3-тя категорія – технологічна.

Бурова установка відноситься до 3-ї категорії. У напрямку дії вздовж осей ортогональної системи координат X_0, Y_0, Z_0 , де Z_0 – вертикальна вісь, перпендикулярна опорним поверхням тіла в місцях його контакту з сидінням, робочим майданчиком тощо, а X_0, Y_0 – горизонтальні осі, паралельні опорним поверхням .

За характером спектра вібрації поділяються на:

- вузькосмугові – контрольні параметри в одній 1/3 октавної смузі частот більш ніж на 15 дБ перевищують значення у сусідніх 1/3 октавних смугах;
- широкосмугові – які не відповідають зазначеній вимозі;

По частотному складу вібрації поділяються на:

- низькочастотні з переважанням максимальних рівнів у октавних смугах 1 та 4 Гц;
- середньочастотні – 8 та 16 Гц;
- високочастотні – 31,5 та 63 Гц.

За тимчасовими характеристиками вібрації:

- постійні, для яких величина віброшвидкості змінюється не більше ніж у 2 рази (на 6 Б) за час спостереження не менше 1 хвилини;
- непостійні, для яких величина віброшвидкості змінюється не менше ніж у 2 рази (на 6 Б) за час спостереження не менше 1 хвилини.

Заходи щодо обмеження впливу вібрації включають:

- зменшення вібрації у джерелі освіти конструктивними та технологічними методами при розробці нових та модернізації існуючих машин;
- зменшення вібрації на шляху розповсюдження засобами віброізоляції та вібропоглинання;
- своєчасне проведення планового та попереджувального ремонту машин з обов'язковим після ремонтного контролю вібраційних параметрів;
- виключення контакту працюючих з поверхнями, що вібрують, за межами робочого місця або робочої зони.

3.1.4 Висвітлення робочого майданчика

Раціональне висвітлення робочих місць має дуже важливе гігієнічне значення. Воно полегшує працю, робить рухи працюючого впевненішими, знижує небезпеку травматизму. Недостатнє або неправильне освітлення території, доріг, установок, сходів може призвести до падіння працюючих та важких нещасних випадків.

У нафтовій промисловості для освітлення широко застосовуються лампи розжарювання. Це з тим, що світильники у вибухонебезпечному виконанні випускаються лише ламп розжарювання. На бурових застосовуються пиловодонепроникні світильники НОБ. На території бурової установки, на відкритих майданчиках обладнання, на свердловинах застосовується прожекторне освітлення. Для освітлення робочого майданчика в нічний час встановлюються два

прожектори типу ПЗТ-ЗТ з лампою розжарювання потужністю 300 Вт, здатною давати розсіяне світло. Норми мінімальної освітленості виробничих об'єктів на буровій наведено у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - Освітленість об'єктів на буровій

Найменування об'єктів	Норма освітленості	Потужність лампи	Число точок
Роторний стіл	40	300	4
Щит КВП	50	100	1
Палати верхового	25	300	2
Шлях тальового блоку	13	300	1
Кронблок	25	150	1
Приймальний міст	13	150	1

3.1.5 Метеорологічні умови праці

На здоров'я людини істотно впливають метеорологічні умови виробничого середовища, що складаються з температури навколишнього повітря, його вологості, швидкості руху та випромінювань від нагрітих приладів. Несприятливі метеорологічні умови призводять до погіршення умов праці, знижують продуктивність, збільшують захворюваність. При дуже низьких або високих температурах зовнішнього середовища, особливо при важкій фізичній роботі, організм людини не в змозі подолати шкідливий вплив цього метеорологічного фактора. Щоб забезпечити нормальні умови в робочій зоні, встановлюють контроль за параметрами навколишнього середовища. З цією метою застосовуються різноманітні прилади-термометри, термографи, психрометри, актинометри та ін.

Санітарними нормами проектування промислових підприємств та ССБТ ДСТУ 12.1.005-76 регламентуються норми температури, вологості, швидкості руху повітря залежно від сезону року та категорії робіт.

Для робітників нафтової та газової промисловості, що працюють у

незахищених або майже незахищених від зовнішнього середовища об'єктах, а саме на бурових установках, виготовлена зимова спец. одяг з нафтоморозостійких матеріалів, літня спец. одяг, а також рукавиці зі спеціальним покриттям і захисне нафтоморозостійне взуття.

3.1.6 Механічні небезпеки

При бурінні свердловин може виникнути небезпека, пов'язана з недостатньою міцністю вузлів судин, що працюють під тиском, для запобігання цьому має проводитися їх опресовування на тиск, що перевищує максимальне робоче в 1,5 рази.

Також існує небезпека травмування в результаті виходу з ладу елементів талевої системи внаслідок надмірних навантажень або, що ймовірно, через знос каната, або гальмівних колодок, щоб уникнути цього необхідно регулярно перевірити ці елементи і вчасно проводити перетяжку каната і заміну гальмівних колод.

У зонах роботи механізмів також існує небезпека травмування, щоб її уникнути всі їх рухомі частини (маховики, вали, зубчасті передачі), розташовані нижче 2м, повинні бути ізольовані спеціальними кожухами.

3.2 Техніка безпеки під час проведення робіт

При бурінні свердловини найбільш трудомісткими та небезпечними роботами є спускопідйомні операції (СПО). Нещасні випадки в основному трапляються через застосування неправильних прийомів праці, недотримання правил безпеки, знаходження робітників у небезпечних зонах робочого майданчика, неузгодженості в роботі між бурильником та його помічниками.

Щоб створити безпечні умови праці в процесі виробництва СПО, необхідна відповідність технічного стану бурового обладнання та інструменту правилам та нормам техніки безпеки. Для виключення травматизму при експлуатації машинних ключів необхідно, щоб поверхня ручки машинного ключа була гладкою, а місце

розташування ручки виключало можливість защемлення і забиття рук робітників. Діаметр ручки повинен бути в межах 20-30 мм, а розмір її не менше 120-170 мм. При розкріпленні замкових з'єднань бурильних труб нерідко спостерігається мимовільне відкриття ключа, що стає причиною виникнення нещасних випадків, для усунення небезпеки необхідно стежити за справністю запірною пристрою. При розкріпленні та кріпленні машинні ключі іноді ламаються, викликаючи травмування робітників. Поломки ключів в основному відбуваються, коли для розкріплення замкового з'єднання потрібно прикласти до важеля ключа максимальне зусилля, яке виявляється більшим за допустимий. Для запобігання цьому необхідно застосовувати справні ключі, в яких відсутні тріщини, напливи та інші дефекти, що призводять до шару ключа, а також не створювати навантаження вище за допустиме.

При роботі машинних ключів спостерігаються випадки заїдання шарнірних з'єднань внаслідок того, що після роботи ключі не промиваються і залишки рідини для промивання утворюють кірку. Несвоєчасне мастило ключа теж є причиною його заїдання. Крім того, заїдання може відбуватися при погнутому пальці або надмірній посадці. Тому при СПО необхідно перевірити наявність мастила у шарнірних з'єднаннях пальця, плавність руху окремих щелеп та наявність пружин у клямці. Велике значення має місце розташування підвісних ключів, тобто. відстань від центру свердловини, доцільно встановлювати так, щоб правий вільно підвішений машинний ключ розташовувався по поздовжній осі ротора і 30-35см. від поперечної осі у бік приймального моста.

Для забезпечення безпечної експлуатації стаціонарного бурового ключа необхідно дотримуватися таких умов:

1. Забороняється:

- а) підходити близько до працюючих механізмів ключа;
- б) робити будь-які поправки «на ходу»;
- в) вести роботи у разі виявлення несправності в механічних частинах і в пневмолінії, слід проводити при перекритті краном пневмолінії, що йде до колектора пульта управління, з обов'язковим випуском повітря, що залишилося з пневматичної системи ключа. Кожна рукоятка повинна бути застопорена за

допомогою запобіжного кільця. На пульті вивісити попереджувальний плакат: "Не включати - працюють люди".

2. Під час роботи з ключем забороняється:

- а) спускати колону труб у свердловину при не повністю відведеному ключі;
- б) підводити ключ у бурильній колоні до моменту остаточної посадки на клини або елеватор та в момент встановлення свічки в муфту труб;
- в) включати механізми, якщо у зоні дії ключа знаходяться люди.

3. Обертання трубокзатискного пристрою та увімкнення затискача нижніх щелеп проводити тільки після того, як щелепи повністю охоплять замок.

4. Піднімати колону труб дозволяється лише після повного відведення ключа.

5. Після виконання кожної операції згвинчування - розгвинчування, необхідно всі рукоятки пульта управління ставити в нейтральне положення, і зафіксувати їх у цьому положенні стопорними кільцями.

6. Після закінчення роботи ключем слід перекрити центральний ключ пульта; повітря, що залишилося в обв'язці ключа, необхідно випустити.

Існуючі конструкції елеваторів не виключають небезпеку виникнення нещасних випадків під час їх експлуатації. Відповідальним вузлом елеватора є замок, за допомогою якого елеватор утримується в закритому положенні і воно часто виходить з ладу, внаслідок чого можливе відкриття замку та падіння труб.

У процесі СПО можливі несподівані короткочасні посадки у місцях звуження. У момент зупинки колони труб рухома частина талевої системи з елеватором продовжує рухатися. Під час руху елеватора по трубі від дії сили тертя собачка елеватора піднімається і дверцята мимовільно відчиняються. Після припинення посадки бурильний інструмент здійснює вільний політ на забій свердловини. Тому слід застосовувати ті елеватори, які мають надійний пристрій, що запобігає мимовільному відкриття замку.

Для забезпечення безпеки при роботі з будь-якими типами елеваторів необхідно перед СПО та нарощуванням інструменту ретельно перевірити справність корпусу та замку елеватора. Елеватори бракуються, якщо є такі дефекти:

- тріщина у корпусі;

- знос торця елеватора під замок труб понад 2 мм;
- прогнутість нижньої торцевої поверхні;
- люфт у шарнірних з'єднаннях дверцят елеватора;
- ручка елеватора деформована, зварені шви порушені;
- тріщина у замку або виступах замку елеватора;
- заїдання у шарнірі замку;
- деформація або злам пружини, гвинта або вушка.

Для запобігання нещасним випадкам необхідно використовувати тільки ті елеватори, які мають пристосування, що оберігає штропа від випадання з вушок. Подавати елеватор на стіл ротора і знімати його з ротора слід за допомогою якоря і лише у закритому стані. Скидати його з ротора не слід, так як при цьому, можна зачепити людей, що стоять у ротора, а також пошкодити елеватор. Заводити елеватор під муфту труби необхідно тільки після зупинки бурильної труби. Щоб уникнути мимовільного відкриття елеватора, бурильні свічки необхідно спускати плавно, не допускаючи удару елеватора об стіл ротора. Для поліпшення умов праці верхового робітника необхідно під час підйому елеватора, замок його орієнтувати у бік верхового робітника.

Застосування пневматичних клинів, вбудованих у ротор (ПКР), усуває трудомісткі ручні операції, але не завжди забезпечує надійне захоплення труб, внаслідок чого відбувається повільне прослизання колони, і робітник при звільненні елеватора з-під муфти (або підведення його під муфту) може отримати травму.

Для усунення цих недоліків треба застосовувати клини, що забезпечують надійне захоплення бурильних та обсадних труб без деформування їхньої поверхні.

При експлуатації ПКР необхідно:

- перевіряти відповідність розміру плашок клинів діаметру труб;
- комплектно замінювати при зношеності плашки;
- суворо стежити за центрованістю вежі;
- перед установкою механізму на буровий перевіряти прямолінійність площин пазів клинів під плашки і опорних поверхонь клинів і вкладишів;
- не допускати різкої посадки труб на клини.

- ПКР бракуються, якщо є:
- тріщина чи злам у корпусі;
- злам, тріщина, вибоїни на конусній поверхні клинів, зношування зубчастої насічки плашок;
- злам, тріщина, вибоїни на поверхнях вкладишів, що труться;
- злам, тріщина, вигин довгого кінця важеля, вихід із ладу ролика, заїдання в шарнірних з'єднаннях важеля;
- негерметичність системи керування;
- спрацювання поршня циліндра управління;
- злам педалі крана керування від механічних пошкоджень, заїдання крана керування.

3.3 Безпечна організація робіт під час ліквідації аварій

Перед виконанням якогось виду складних робіт бурова бригада проходить спеціальний інструктаж з техніки безпеки.

Роботи з ліквідації аварії ведуться буровим майстром під керівництвом майстра зі складних робіт або під керівництвом провідного спеціаліста підприємства.

Перед установкою нафтової ванни, при ліквідації прихватів, які є найпоширенішим видом ускладнень, при бурінні горизонтальних свердловин, обов'язково перевіряються: протиприхватне обладнання, насоси, циркуляційна система, обладнання та бурова вежа, кількість та якість запасного бурового розчину, наявність та справність запобіжних клапанів та манометрів, заливальна головка з триходовим краном високого тиску та двома відводами до нагнітальної лінії від цементувальних агрегатів. Зворотний клапан опресовується на півторакратний тиск, що виникає до початку виходу рідини ванни з труб в затрубний простір. Перевіряються майданчики під вищими та дизельними блоками з метою виключення можливості загоряння, а також наявність та стан протипожежних засобів.

Для запобігання нещасним випадкам з персоналом, який брав участь у ліквідації аварії, необхідно суворо керуватися “Правилами безпеки в нафтовидобувній промисловості”, “Галузевою інструкцією з безпеки праці при ліквідації прихватів бурильного інструменту та обсадних колон”.

Основні вимоги цих документів зводяться до наступного [21] :

1) роботи з ліквідації аварії у свердловині буровий майстер повинен вести під керівництвом старшого інженера зі складних робіт або головного інженера УБР. Присутність інших інженерно-технічних працівників усередині ліхтаря та в межах небезпечної зони небажана;

2) до початку робіт необхідно перевірити з'єднання талевого каната, пристосування для кріплення нерухомого кінця талевого каната, індикатор ваги і особливо правильність положення стрілок приладів, чіткість записів пишучого приладу, якість і стан кріплення дюритового шланга і трубочок від трансформатора до показів і пишу , вежі та кріплення її з'єднань, а також міцність фундаментів під ногами вежі, кронблока, талевого блоку, трансмісії та гальмівної системи лебідки, вкладишів та стопорних пристроїв ротора та вертлюга;

3) роботи по розходженню та провороту колон виконуються при застопорених вкладишах і затискачах клинів ротора, щоб запобігти випаданню їх при різкому обертанні або раптовому підйомі. Крім того, затискачі (клини) повинні бути закріплені болтами;

4) площа всередині вишки має бути вільною від сторонніх предметів;

5) при роботах зі звільнення прихопленої бурильної або обсадної колони необхідно видалити всіх робітників, крім бурильників, із небезпечної зони на відстань не ближче 60 м від вежі. Необхідно також додатково зміцнити штроп вертлюга від випадання зі зіву гака петлями з пасм талевого каната, які закріплюються в сережках вертлюга. Під час походження та спроб повернути бурильну колону ротором необхідно постійно спостерігати за станом кріплення провідної труби з вертлюгом у лівому з'єднанні, щоб унеможливити їх розгвинчування;

6) при відбиванні бурильної колони ротором з підйомного гака мають бути

зняті штропи;

7) При установці ванн під головкою заливки або провідною трубою встановлюється зворотний клапан.

Висновки за третім розділом

В розділі здійснено аналіз потенційних небезпек та шкідливих факторів виробничого середовища.

Розглянуті заходи щодо забезпечення нормальних умов праці та безпеки технологічних процесів.

РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

Нині охорона довкілля стала однією з актуальних проблем сучасності. Велике значення під час проведення бурових робіт мають техніко-економічні аспекти охорони навколишнього середовища, які у раціональному виборі технології виробництва, технічних засобів, які забезпечують при найменших економічних витратах реалізацію необхідних природоохоронних заходів.

При проведенні бурових робіт можуть виникнути такі основні види негативного впливу на довкілля:

- 1) відчуження та виведення з ладу родючих земель;
- 2) порушення ґрунтового шару та зменшення продуктивності ґрунтів на місці ведення бурових робіт;
- 3) надходження у водоносні горизонти та продуктивні пласти хімічних реагентів;
- 4) перетікання підземних вод з одного горизонту в інший;
- 5) забруднення поверхневих вод різними оліями, нафтопродуктами та хімічними речовинами;
- 6) забруднення підземних вод при використанні таких технічних засобів при бурінні експлуатаційних свердловин на нафту та газ, як торпедування, солянокислотна обробка привибійної зони та гідророзривного пласта.

При будівництві свердловин для охорони навколишнього середовища від забруднень необхідно виконувати наступні заходи:

- 1) кущовий майданчик повинен мати обвалування висотою не менше 1 м для виключення попадання стічних вод у водойми;
- 2) майданчик повинен бути очищений від лісу, чагарника, трави і ретельно спланований, а також мати ухил у бік шламових комор, що забезпечує водосток, величина ухилу не повинна бути більшою за 0,5 м на всю ширину майданчика. Для запобігання розтіканню бурового розчину навколо циркуляційної системи необхідно проводити обвалування шламового комора заввишки 1м;
- 3) при бурінні свердловин використовувати високоякісний глинистий розчин,

оброблений реагентами, що дозволяють скоротити застосування нафти для обробки розчину. Очищення розчину проводити за допомогою тріступінчастої системи очищення;

4) при будівництві свердловин попереджати нафтові та газові прояви установкою ППО, застосуванням розчину з параметрами, що задовольняють вимогам проведення свердловин, не допускати грифонів та обвалів стін свердловини. Виробляти при необхідності ізоляцію пластів, що проявляються, один від одного відповідно до вказівок керівних документів;

5) забезпечувати високу якість кріплення свердловин, їхню герметичність;

6) у процесі буріння необхідно стежити за герметичністю всмоктувальної та нагнітальної лініями насосів та фонтанної арматури. Забороняється злив безпосередньо на ґрунт нафти, паливно-мастильних речовин, розчинів, хімічних реагентів. При освоєнні свердловини скидання повинне проводитися в нафтозбірні ємності;

7) для сипучих матеріалів та хімічних реагентів повинні будуватися закриті приміщення, підлога яких має бути гідроізольована і підніматися над рівнем землі;

8) після закінчення буріння промислові відходи утилізуються, побутові спалюються чи закопуються. Земельна ділянка рекультивується.

Висновки по четвертому розділу

Розглянуті питання охорона атмосферного повітря, водного середовища, земель, лісів, флори та фауни.

Описані заходи щодо рекультивація землі на буровій площадці.

Описана охорона надр в процесі буріння свердловин і розробки родовища.

Наведені заходи щодо утилізація промстоків в процесі розробки родовища.

ВИСНОВКИ

В ході роботи було розроблено проект буріння свердловини у межах Верхньомасловецького нафтового родовища (Львівська область). Приведено методологію розрахунку параметрів буріння свердловини та технічні засоби які дозволяють її використовувати.

У загальній частині наведено: географічне положення, огляд раніше проведених геолого-геофізичних досліджень і геологічна характеристика району робіт. Описано: стратиграфія, тектоніка та фізико-хімічні властивості пластових вод даного району.

При виконанні дипломного проекту були обрані параметри свердловини, розроблена її конструкція, технологія буріння. Обране обладнання та інструмент, технічні засоби. За проектом заплановано буріння свердловини глибиною 3660 м. Обґрунтовано заходи щодо безпечного проведення робіт при бурінні запроектованої свердловини.

Таким чином, при виконанні дипломного проекту досягнуті всі поставлені цілі і вирішені всі завдання, що стояли перед проектом.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Доленко Г., Бойчевська Л., Бойчук М. и др. Нафтогазоносні провінції України. К., 1985.
2. Адаменко О., Бойко Г., Бражина Г. та ін. Нафта і газ Прикарпаття. К., 2004; Ладиженський Г., Адаменко О. та ін. Нафта і газ Прикарпаття. К., 2004; Павлюк М. та ін. Геодинамічні умови формування нафтогазоносних провінцій України // Геологія і гео-хімія горючих копалин. 2008. № 3(144).
3. Маєвський Б.Й. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів / Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, В.В. Гладун, П.М. Чепіль. - К.: Наукова думка, 2004. - 446 с.
4. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. - К.: «КНУ», 2009. - 376 с.
5. Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. - Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. - 212 с.
6. Історія та перспективи нафтогазовидобування / Білецький В.С., Гайко Г.І., Орловський В.М. - Львів: Видавництво «Новий Світ - 2000», 2019. - 302 с.
7. Нафтогазова механіка / О.В. Потетенко, Н.Г. Шевченко, К.А. Миронов та ін. - Харків: НТУ ХП, 2013.-160 с.
8. Костюченко М.М. Гідрогеологія та інженерна геологія / М.М. Костюченко, В.С. Шабатин. - К.: Київ, університет, 2005. - 159 с.
9. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. - Коломия: Вік, 1999. - 504 с.
10. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. - К.: Реал- Принт, 2004. - 695 с.
11. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. - К.: Центр Європи, 2012. - 708 с.
12. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин У 5 т. К.: Інтерпрес ЛТД, 2002-2004.
13. Суярко В.Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів. Харків:

Фоліо. 2015. 413 с.

14. 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.
15. Мала гірнича енциклопедія : у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. - Д. : Донбас, 2004. - Т. 1 : А - К. - 640 с. - ISBN 966-7804-14-3.
16. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин У 5 т. К.: Інтерпрес ЛТД, 2002-2004.
17. Геологорозвідувальна справа і техніка безпеки: навч. Посібник / П.П. Вирвінський, Ю.Л. Кузін, В.Л. Хоменко. – Д.: Національний гірничий університет, 2010. - 368 с.

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.ОПП.22.11.ПЗ	Пояснювальна записка	77	
5					
6			Демонстраційний матеріал	12	
7					
8			Графічний матеріал		