

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 Гребьонкіної Тетяни Олександрівни _____
 (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 Південно-Русанівської нафто-
 газоконденсатної площі (Сумська область) _____
 (назва за наказом ректора)

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

Дніпро
 2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коров'яка Є.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 2022 року

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу

ступеню бакалавра

(бакалавра, магістра)

студенту Гребьонкіній Тетяні Олександрівні академічної групи 185-18-2 ГРФ

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»

на тему Проект буріння свердловини у межах Південно-Русанівської нафтогазоконденсатної площі (Сумська область)

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 15.04.2022 р. №203-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Опис та геологічна характеристика району робіт.. Проектування конструкції свердловини, розрахунок параметрів буріння, вибір бурового устаткування й інструменту.	01.01.2022
Охорона праці та навколишнього середовища	Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище,	14.05.2022

Завдання видано

_____ (підпис керівника)

Дмитрук О.О.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 01.01.2022 р.

Дата подання до екзаменаційної комісії 13.06.2022 р.

Прийнято до виконання _____

(підпис студента)

Гребьонкіна Т.О.

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 66 сторінок, 6 таблиць, 3 рисунки, 17 джерел.

ПІВДЕННО-РУСАНІВСЬКА НАФТО-ГАЗОКОНДЕНСАТНА ПЛОЩА,
БУРІННЯ, ПАРАМЕТРИ, ДОЛОТО, БУРОВА УСТАНОВКА

Актуальність роботи полягає в необхідності проведення оцінки запасів корисних копалин у межах Південно-Русанівської нафто-газоконденсатної площі (Сумська область).

Мета роботи: розробити проект буріння свердловини на Південно-Русанівської нафто-газоконденсатної площі (Сумська область).

Задачі роботи: запроектувати параметри буріння свердловини на Південно-Русанівської нафто-газоконденсатної площі.

Предметом дослідження є запаси корисних копалин у межах Південно-Русанівської нафто-газоконденсатної площі, **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 Південно-Русанівської нафто-газоконденсатної площі.

Практичні результати - розроблено технологію буріння експлуатаційної свердловини для умов Південно-Русанівської нафто-газоконденсатної площі: виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини; здійснено обґрунтування бурового устаткування; обґрунтовано породоруйнуючий інструмент, технологія кріплення свердловини. Розроблено питання охорони надр і довкілля.

Практичне значення полягає в застосуванні запропонованих параметрах при бурінні на Південно-Русанівської нафто-газоконденсатної площі.

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

ABSTRACT

Explanatory note: 66 pages, 6 tables, 3 figures, 17 sources.

SOUTH RUSANIV OIL AND GAS CONDENSATE AREA, DRILLING,
PARAMETERS, CHILL, DRILLING RIG

The actuality of the work is the need to assess the reserves of minerals within the Yuzhno-Rusanivska oil and gas condensate area (Sumy region).

Purpose: to develop a project for drilling a well at the Yuzhno-Rusanivska oil and gas condensate area.

Objectives: to design the parameters of drilling a well at the Yuzhno-Rusanivska oil and gas condensate area.

The subject of the study is the reserves of minerals within the Yuzhno-Rusanivska oil and gas condensate area (Sumy region), 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 Yuzhno-Rusanivska oil and gas condensate area.

Innovation is in the calculated parameters of drilling wells for minerals within the Yuzhno-Rusanivska oil and gas condensate area.

The practical significance the technology of drilling an production well for the conditions of the South Rusanivka oil and gas condensate area 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 South Rusan oil and gas condensate area.

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	8
1.1 Загальні відомості про район робіт.....	8
1.2 Коротка геологічна характеристика району робіт.....	9
1.3 Геологічна характеристика (ступінь геологічного вивчення та освоєння об'єкта надрокористування тощо).	13
1.4 Гірничо-геологічні умови родовища	15
1.5 Очікувані результати проведення робіт	17
Висновки по першому розділу	17
РОЗДІЛ 2 ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	18
2.1. Конструкція свердловини.....	18
2.2 Техніка буріння.....	21
2.2.1 Вибір породорозрушаючого інструменту	21
2.2.2 Бурильная колона	22
2.2.3 Промивання свердловини.....	23
2.3 Технологія буріння	25
2.3.1 Розрахунок осьового навантаження на долото	25
2.3.2 Розрахунок частоти обертання долота	26
2.3.3 Розрахунок кількості промивної рідини	27
2.4. Бурове обладнання.....	27
2.4.1 Вибір бурової установки.....	27
2.4.2 Вибір насосної установки.....	31
2.4.3 Вибір бурової вишки і розрахунок талевої системи.....	34
2.5 Цементування свердловини	37

2.5.1 Розрахунок обсягу цементного розчину	38
2.5.2 Розрахунок кількості сухого цементу	39
2.5.3 Розрахунок кількості води.....	40
2.5.4 Розрахунок кількості продавочної рідини	41
2.5.5 Розрахунок тиску при закачуванні	41
2.5.6 Розрахунок кількості цементованих агрегатів	43
2.5.7 Розрахунок продуктивності цементування.....	44
2.5.8 Розрахунок кількості цементосмесительних машин	45
2.5.9 Цементувальні обладнання.....	46
Висновки по другому розділу.....	48
РОЗДІЛ 3 ОХОРОНА ПРАЦІ	49
3.1 Загальні вимоги	49
3.2 Аварії та ускладнення.....	50
3.3 Попередження аварій при спуску обсадних колон	51
3.4 Попередження аварій через неякісне цементування.....	52
Висновки по третьому розділу	55
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩ	56
4.1 Рекультивація земельної ділянки	58
4.2 Охорона поверхневих і підземних вод	60
Висновки по четвертому розділу	61
ВИСНОВКИ.....	63
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	64
ДОДАТОК А.....	66
Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи.....	66

ВСТУП

Запаси нафти на 21 родовищі Сумщини становлять 34 млн. т, газ видобувається на 15 родовищах (72,3 млрд. м³), газовий конденсат видобувається на 17 родовищах (12,5 млн. т, це 35% загального видобутку в Україні). Більшість родовищ газоконденсатні: Великобубнівське, Артюхівське, Коржівське, Анастасівське (Роменський район), Куличихінське (Липоводолинський район), а також нафтогазоконденсатні – Качанівське, Рибальське, Бугруватське (Охтирський район). Нафтогазоконденсатні родовища – Перекопівське, Василівське (Роменський район), газові – Краснозаярське (Лебединський район), нафтові – Голиківське, Прокопенківське (Охтирський район) та ін.

Сумська область з 1936 року стала давати близько 50% української нафти, основна частина якої видобувається в Охтирському районі. Видобуток нафти, конденсату і газу забезпечується експлуатаційним фондом з 490 свердловин: 262 нафтових, 82 газових, 66 нагнітальних, 64 водозабірних та 16 поглинальних. Крім того, є 52 спостережні свердловини.

Геологорозвідувальні роботи останніх років підтвердили високу перспективність надр області. Якщо середньорічний приріст нафти й газу в цілому по Україні складав за 2000-2005 роки 82,1 т умовного палива на 1 м буріння, то для Сумщини цей показник становить 190 т умовного палива на 1 м.

На родовищах Охтирського нафтогазопромислового району є 197 проектних свердловин (31% загальної кількості по ВАТ «Укрнафта») з обсягами експлуатаційного буріння 1085 тис. м (35,6% від загальних обсягів по ВАТ «Укрнафта»). Перспективними для дорозвідки є вже відкриті родовища: Західно-Козіївське, Західно-Рибальське «глибинне», Східно-Рогинцівське, Західно-Качанівське, Бугруватське, Хухрянське, Радянське, Ясенівське. Ресурси вуглеводнів тут складають 8,58 млн. т.

РОЗДІЛ 1 ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Загальні відомості про район робіт

Сумська область розташована у північно-східній частині України. За розміром площі (23,8 тис. км², що становить 3,9 % від території держави) займає 16 місце в Україні. З півночі на південь область простягнулась на 200 км, із заходу на схід - на 170 км. Сусідами її на півдні і південному сході є Полтавська і Харківська, на заході - Чернігівська області. На півночі і сході протягом 498 км її межі збігаються з українсько-російським державним кордоном, де область межує з Брянською, Курською і Белгородською областями Росії. Відстань від Сум до столиці України - Києва - залізницею становить 350 км, шосейними шляхами - 359 км.

Більша частина території області знаходиться в межах Придніпровської низовини, крайня північна частина - у межах Поліської низовини, на сході і північному сході - відроги Середньо-Руської височини. В північній частині області переважають сірі лісові та дерново-підзолисті ґрунти, для південної частини області характерні типові чорноземи, глибокі малогумусні, середньо- і лгкосуглинкові та вилужені середньогумусні чорноземи. В заплавах річок переважають дернові лугові ґрунти.

По території Сумщини протікає 1543 річки. Всі вони належать до басейна Дніпра і здебільшого є його лівими притоками. Річкова мережа Сумської області включає одну велику річку - Десну, що протікає по межі Сумської та Чернігівської областей на ділянці завдовжки 37 км та 6 середніх рік - Сейм, Клевснь, Сулу, Псел, Хорол і Ворсклу, загальна довжина яких у межах Сумської області 801 км. Крім того, в області налічується 1536 малих річок загальною довжиною 7182 км. У межах області розташовані 25 крупних озер, 2191 ставок та 43 водосховища із загальним об'ємом майже 223 млн. м³ води.

Надра краю багаті на різноманітні корисні копалини. Серед них найбільш важливе значення має паливно-енергетична сировина: нафта, природний газ, торф, а також неметалеві корисні копалини: фосфорити, кам'яна сіль, кварцити, крейда,

мергель цегельна сировина, будівельні піски і камінь.

Клімат області помірно-континентальний. Середня річна температура повітря у 2016 році становила 7-8,5°, що на 1-1,5° вище за річну норму. Найвища температура повітря 34-38° зареєстрована у середині серпня, найнижча 22-27° морозу - у січні.

Річна сума опадів склала 620-895 мм або 105-145 % річної норми.

1.2 Коротка геологічна характеристика району робіт

Регіон представляє Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область, яка є частиною Прип'ятсько-Донецької нафтогазоносною провінції. Практично всі розвідані запаси і прогнози на майбутні відкриття пов'язані з відкладами палеозою. На крайньому північному заході відомі лише родов. нафти, на південному сході - природного газу.

Східний нафтогазоносний регіон України містить близько 85% запасів природного газу та близько 61% видобувних запасів нафти України. Станом на 2004 рік тут відкрито 205 родовищ вуглеводнів (180 з них включені до Державного балансу). Початкові видобувні запаси регіону складають близько 3410 млн т умовного палива.

Мезозойський комплекс охоплює 11 покладів нафти і газу у відкладах юри та тріасу (1,5% розвіданих запасів вуглеводнів),

Верхньокам'яновугільно-пермський комплекс - 45 покладів, 26 родовищ (близько 57% розвіданих запасів газу, 39% - нафти),

Середньокам'яновугільний комплекс - 165 покладів, 54 родовища (5% розвіданих запасів вуглеводнів),

Серпуховський комплекс - 164 поклади, 68 родовищ (8,3 % розвіданих запасів вуглеводнів),

Верхньовізейський комплекс - 332 Поклади, 119 родовищ (близько 25% розвіданих запасів вуглеводнів),

Турнейсько-нижньовізейський комплекс - 83 Поклади, 70 родовищ (близько

9% розвіданих запасів вуглеводнів),

Девонський комплекс - 8 родовищ (менше 1% запасів вуглеводнів),
докембрійський комплекс - 4 родовища.

Східний нафтогазоносний регіон України включає:

Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний район

Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний район

Глинсько-Солохівський газонафтоносний район

Антонівсько-Білоцерківський нафтогазоносний район

Рябухинсько-Північно-Голубівський газоносний район

Машівсько-Шебелинський газоносний район

Руденківсько-Пролетарський нафтогазоносний район

Співаківський газоносний район

Кальміус-Бахмутський газоносний район

Красноріцький газоносний район

Північного борту нафтогазоносний район

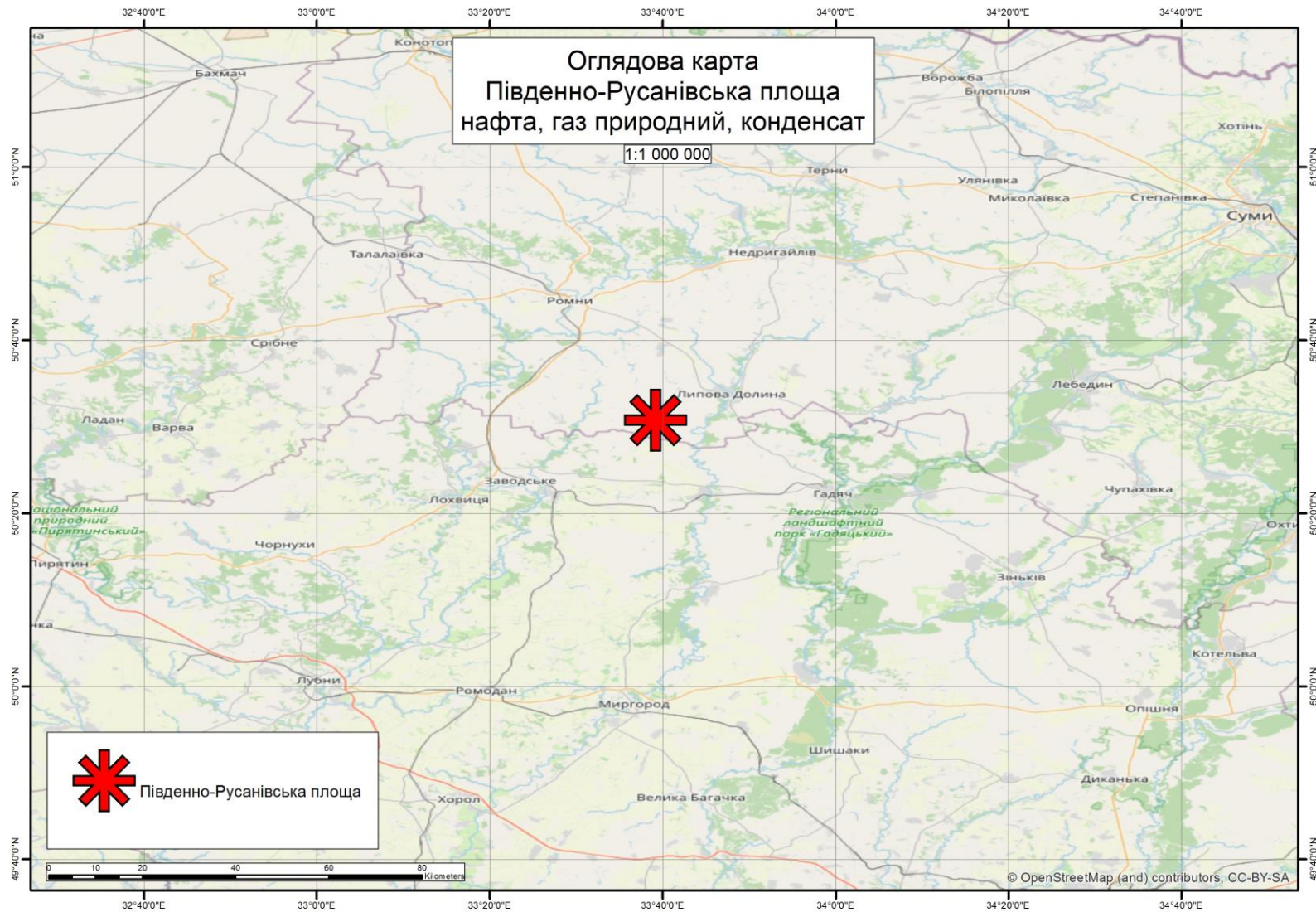


Рисунок 1.1 - Оглядова карта Південно-Русанівської нафто-газоконденсатної площі

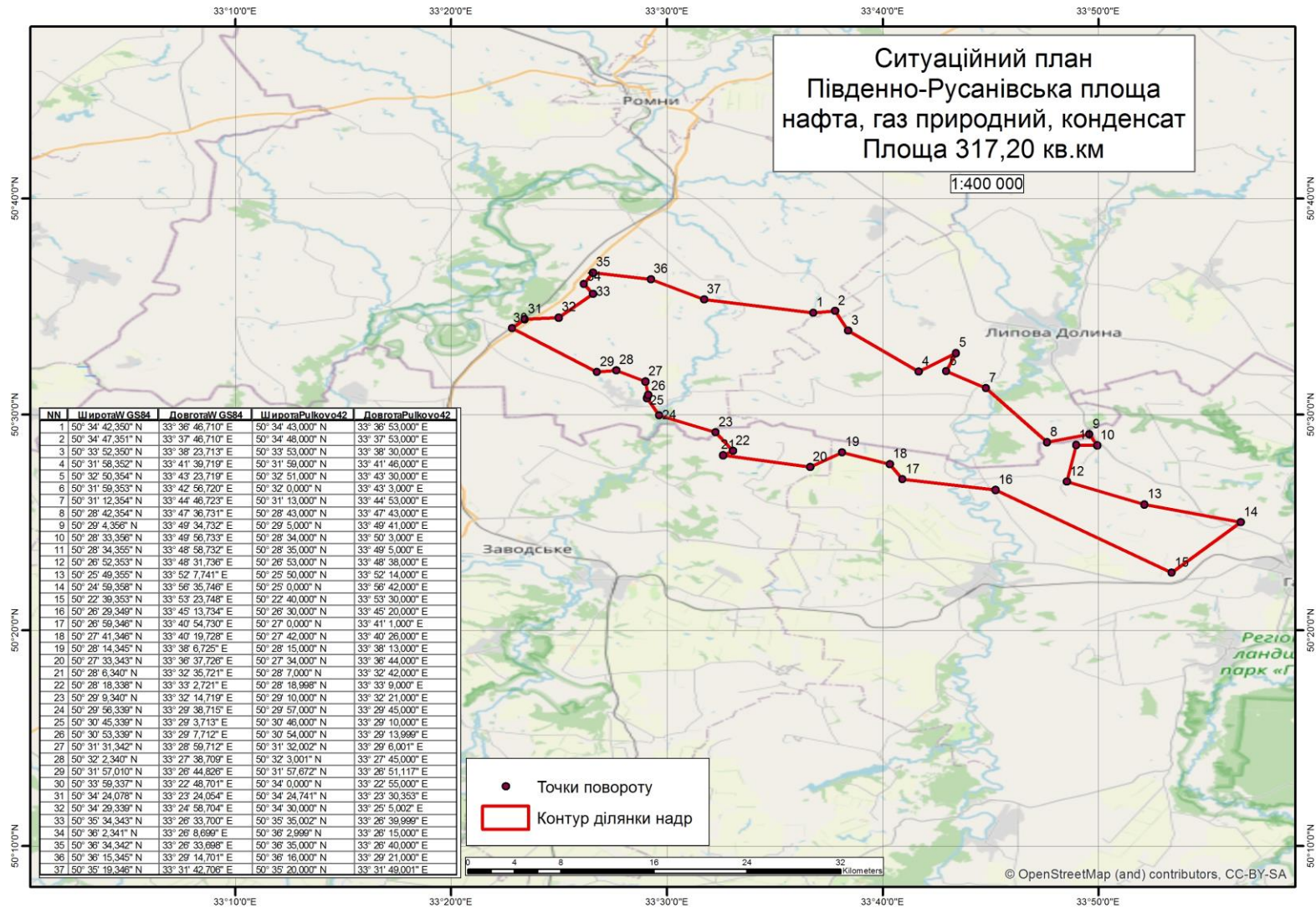


Рисунок 1.2 - Ситуаційний план Південно-Русанівської нафто-газоконденсатної площі.

1.3 Геологічна характеристика (ступінь геологічного вивчення та освоєння об'єкта надрокористування тощо).

Перші прямі ознаки нафти в Дніпровсько-Донецькій западині були виявлені в 1935 році при пошуковому бурінні на калійні солі геологічною партією АН УРСР на г. Золотусі, біля східної околиці м. Ромни Сумської області. В пошуковій свердловині №2, з глибини 28 м було отримано близько 2 т нафти. Пізніше, у 1939 році з неї отримано промисловий приплив нафти, і, таким чином, відкрите перше нафтове родовище в межах Східного нафтогазоносного регіону. Поклад містився в кепроці Роменського соляного штоку. Відразу після відкриття родовища були створені спеціалізовані установи для проведення цілеспрямованих геолого-геофізичних робіт з метою пошуків родовищ нафти і газу. Основна увага приділялась вивченню геологічних умов, аналогічних Ромненській структурі (Висачківський та Дмитрівський соляні куполи). Проте, як показало пошукове буріння, цей напрям виявився малоефективним. З 1945 року геологами була обґрунтована необхідність вивчення нафтогазоносності криптодіапірових структур, що підтвердилося відкриттям у 1950 році Радченківського нафтогазового та унікального Шебелинського газоконденсатного родовищ. Це стало поштовхом до нарощування темпів пошуково-розвідувальних робіт, особливо в перші п'ятнадцять років.

З 1950 по 1970 роки в різних тектонічних зонах ДДЗ на території від Чернігівської до Луганської областей було відкрито 34 родовища, серед них такі, як уже згадуване Шебелинське та великі нафтогазоконденсатні Качанівське, Глинсько-Розбишівське, Гнідинцівське, Леляківське, Рибальське та ін. Вже у 1962 році Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область дала більшу частину видобутої в Україні нафти, а в 1964 - і газу. З цього часу Східний регіон залишається провідним в Україні за запасами і видобутком вуглеводнів. Обсяги глибокого буріння постійно зростали. Максимального значення вони досягли у 1967 році (358 900 м погонних). Саме в цей час пошуково-розвідувальні роботи

переходять на глибини 3000-5000 м. Стрімко збільшувалися обсяги сейсморозвідувальних робіт з використанням методу МСГТ. Вивчення і промислова оцінка похованих структур і насамперед міжкупольних складок Машівсько-Шебелинського газоносного району привели до численних відкриттів, у тому числі великих Єфремівсько-го, Західно-Хрестищенського, Яблунівського, Котелевського, Березівського та інших родовищ. Суттєво змінився розподіл розвіданих запасів за глибинами. З 1970 році у зв'язку з постійно зростаючим дефіцитом пошукових об'єктів була успішно розпочата промислова оцінка малоамплітудних піднять на малих та середніх глибинах. Це дозволило повернутися до ділянок, де вже проводилися геологорозвідувальні роботи, і завдяки перегляду матеріалів досліджень виявити значну кількість нових об'єктів. У результаті було відкрито рентабельні для видобутку вуглеводнів Суходолівське, Юр'ївське, Виноградівське, Бережівське та інші родовища.

Перша спроба пошуків покладів вуглеводнів у пастках неантиклінального типу (Північно-Голубівське родовище, 1960) була невдалою і надовго загальмувала ці роботи. В подальшому досвід набувався переважно шляхом побіжного вивчення цих об'єктів. Тільки з середини вісімдесятих років минулого століття почалися їх цілеспрямовані підготовка і введення в глибоке буріння, зокрема на схилах від'ємних структур третього порядку. Відкриття Волошківського та інших родовищ підтвердило ефективність цього напрямку робіт. З кінця 90-х років 20-го століття розпочато освоєння нової перспективної території - північного борту ДДЗ. Тут нафтогазоносними виявилися не лише відклади палеозою, але й утворення кристалічного фундаменту Східноєвропейської платформи, з яких отримані промислові припливи вуглеводнів на Хухрянській та Юліївській площах. Розробка, вдосконалення і впровадження в практику нових технологій сейсморозвідки, вибір оптимальних напрямів пошуково-розвідувальних робіт на різних етапах вивчення й оцінки нафтогазоносності земель Східного регіону увінчалися відкриттям за порівняно короткий проміжок часу 205 родовищ нафти і газу (станом на 1.01 1994 р.)

1.4 Гірничо-геологічні умови родовища

Геологічна характеристика. В орфографічному відношенні територія представлена горбистою рівниною, яка розчленована річковими долинами, балками та ярами.

У геотектонічному плані ділянка розташована в центральній частині Північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини.

За нафтогазогеологічним районуванням Південно-Русанівська площа знаходиться в межах Глинсько-Солохівського (щільністю не розвідувальних видобувних ресурсів 100-200 тис.т. вуглеводнів на 1 км²) та Талалаївсько-Рибальського (щільністю не розвідувальних видобувних ресурсів 30-50 тис.т. вуглеводнів на 1 км²) нафтогазоносних районів.

Поряд з площею розміщуються розвідані родовища вуглеводнів: Василівське, Андріяшівське, Анастасівське, Липоводолинське, Валюхівське, Гадяцьке, Глинсько-Розбишівське - нафтогазоконденсатні, Русанівське, Клиньсько-Краснознамянське - газоконденсатні. Перспективи нафтогазоносності на Південно-Русанівській площі пов'язують з теригенними відкладами карбону та верхнього девону, які продуктивні на сусідніх родовищах. Ймовірно, продуктивні горизонти залягають на глибинах 3000-5600 м.

У межах Південно-Русанівської ділянки надр розташовано Кулябчинське газоконденсатне родовище.

Родовище входить до складу Артюхівсько-Анастасівського валу в західній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини. У нижньокам'яновугільних відкладах по покрівлі горизонту В-20 структура є брахіантикліналь північно-західного простягання, розчленована скидами на три блоки. Розміри її 1,9x1,5 км, амплітуда приблизно 70 м. Єдиний газоконденсатний поклад горизонту В-20 пластового типу пов'язаний зі склепеневою тектонічно екранованою пасткою. Породи-колектори складені пісковиками.

Ефективна газонасичена товщина пісковиків 3,2-4,8 м.

У межах Південно-Русанівської площі знаходяться: Клименківська, Старосільська та Георгіївська структури.

У 1990 році Клименківська структура включена в фонд підготовлених по горизонту Ув23 - верхньовізейські відклади нижнього карбону (C1v2). Тип структури - структурно-літологічний. Вона обмежена по здійманню та простяганню лінією заміщення горизонтів-піщаників ХІа м.ф.г. У західній частині пастки виділяється малоамплітудне склепіння по замкнутій ізогіпсі мінус 5125 м. Східна частина пастки ускладнена субмеридіанальним скидом амплітудою 50 м. Розміри структури у межах ізогіпси мінус 5 275 м - 12,3x2,0, амплітуда 165 м. Перспективна площа - 20 км². Глибини залягання продуктивних горизонтів у нижньокам'яновугільних піщано-алевритових колекторах 3 900 - 5 400 м.

Георгіївська структура виявлена по горизонту відбиття VI5. У підсольовому девоні виявлена антиклинальна зона, що обмежується ізолінією мінус 5600 і ускладнена чотирма склепіннями: Шевцовським, Кулябчинським, Георгіївським, Вишневецьким. Георгіївська структура являє собою антиклінальну складку субширотного простягання з двома склепіннями, обмеженими ізогіпсою мінус 5450 м. Розміри структури становлять 8,5 x 2,0 км, площа - 15,25 км².

По зазначених горизонтах відбиття Старосільський об'єкт представлений структурною терасою північно-західного простягання, яка екранується з півночі та сходу неузгодженим скидом амплітудою 50 м, на заході обмежена скидом амплітудою 40 м. По горизонту відбиття Vв4 Старосільська структурно-тектонічна пастка на півдні обмежена ізогіпсою мінус 5150 м. Розміри її становлять 7,5 x 3,5 км, амплітуда 350 м, орієнтована площа - 13,75 км². На Старосільській структурі прогнозується наявність структурно-тектонічної пастки вуглеводнів, також не виключається можливість існування і літологічної. Можливі продуктивні горизонти - піщані колектори верхньо-, нижньовізейського та турнейського комплексів нижнього карбону в інтервалі глибин 3600-5150 м. Товщина пісковиків 2-20 м. У межах Південно-Русанівської ділянки розташовано ряд перспективних структур: Яганівська, Димська, Північно-Погарщинська, Братська, Сотниківська, Лучківська, Марківська та інші, на яких необхідно продовжити роботи з пошуків і розвідки покладів вуглеводнів.

1.5 Очікувані результати проведення робіт

В результаті проведення робіт буде пробурено розвідувально-експлуатаційну свердловину на нижньокам'яновугільні піщано-алевритових колектори.

Таблиця 1.1 - Зведений перелік робіт, що проектуються

№ п/п	Види робіт	Обсяг робіт
1.	Буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини	1 свердловина глибиною 4450 м

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

У перспективних ділянках розрізу серпуховського ярусу проводився відбір проб бурового розчину для визначення коефіцієнта дегазації дегазатор, фактичного вуглеводородосодержання бурового розчину, розрахунок коефіцієнта розведення, визначення приведенного до обсягу породи газосодержання і залишкового вуглеводородосодержання гірських порід F_г.

В процесі буріння проводився безперервний газовий каротаж в інтервалі 0 - 4450 м з фіксуванням сумарних газопоказанія в газоповітряної суміші з бурового розчину, одночасно проводилося покомпонентное визначення складу газу, а також люмінесцентно-бітумінологічний аналіз шламу.

Вибір найбільш ефективного способу буріння обумовлений завданнями, які повинні бути вирішені при розробці або вдосконаленні технології буріння в конкретних геолого-технічних умовах.

При бурінні нафтових і газових свердловин набули поширення способи буріння: роторний, гідравлічними забійними двигунами і буріння електрору-рами. Буріння проектної свердловини буде проводитися роторним способом.

2.1. Конструкція свердловини

Конструкція свердловини визначається числом спускаються обсадних колон, глибиною їх установки, діаметром застосовуваних труб, діаметром доліт, якими ведеться буріння під кожен колону, висотою підйому тампонажного розчину в затрубному просторі і конструкцією вибою.

Конструкція свердловини залежить від глибини залягання продуктивних пластів, їх продуктивності і колекторських властивостей, пластових і порових тисків, а також тиску гідророзриву прохідних порід, фізико-механічних властивостей і стану порід.

При проектуванні конструкції свердловини в першу чергу вибирають число обсадних колон і глибини їх спуску, виходячи з недопущення несумісності умов

буріння окремих інтервалів стовбура. В даному проекті передбачаються три обсадні колони: під напрям, під кондуктор та експлуатаційна колона. Глибина спуску експлуатаційної колони визначається місцем розташування продуктивних пластів, способами закачування і експлуатації свердловини, а також конструкцією вибою. У нашому випадку вона становить 4450 м. Глибина кондуктора - 250 м.

Таблиця 2.1 - Суміщений графік тиски

Глибин а підшв и, м	Градiєнт тискiв, МПа / м		Суміщений графік тискiв	конструкція свердловини
	Пластов ий	гiдроро зриву		
150	0,01	0,012		
250	0,01	0,012		
750	0,0114	0,014		
1350	0,0108	0,014		
1900	0,0104	0,015		
2350	0,0105	0,015		
2600	0,0104	0,016		
3050	0,0108	0,015		
3250	0,0124	0,015		
4000	0,0116	0,017		
4550	0,014	0,018		

Діаметри обсадних колон і доліт вибираємо знизу вгору, починаючи з експлуатаційної колони.

Для встановлення кількості обсадних колон і глибини їх спуску будемо суміщений графік зміни градієнтів пластового тиску і тиску гідророзриву по глибині свердловини. На його основі проектуємо перший орієнтовний варіант конструкції свердловини. Кінцевий варіант рішення про кількість обсадних колон і глибини їх спуску приймаємо після аналізу геолого-технічних умов буріння з урахуванням можливих ускладнень. Нижче наведено суміщений графік тисків і спроектована конструкція свердловини.

1. Відповідно до вихідних даних діаметр експлуатаційної колони
дек = 146 мм.

2. Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону

$$D_{\delta}^{\text{ек}} = d_M^{\text{ек}} + 2\delta, (1)$$

де $d_M^{\text{ек}}$ - діаметр муфти експлуатаційної колони; для заданої експлуатаційної колони $d_M^{\text{ек}} = 166$ мм;

δ - величина зазору між муфтою експлуатаційної колони і стінкою свердловини, так як діаметр експлуатаційної колони дорівнює дек = 146 мм, то приймаємо $\delta = 10$ мм.

$$D_{\delta}^{\text{ек}} = 146 + 2 \cdot 10 = 166 \text{ мм.}$$

Відповідно до ГОСТу на бурові долота приймаємо $D_{\delta}^{\text{ек}} = 215,5$ мм.

3. Визначаємо внутрішній діаметр проміжної обсадної колони

$$d_{\text{вн}}^{\text{пп}} = D_{\delta}^{\text{ек}} + (6 \div 8), (2)$$

$$d_{\text{вн}}^{\text{пп}} = 190,5 + 6 = 196,5 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ГОСТу на обсадні труби

$$d_H^{\text{пп}} = 219 \text{ мм; } d_{\text{вн}}^{\text{пп}} = 210,1 \text{ мм; } d_M^{\text{пп}} = 245 \text{ мм.}$$

4. Визначаємо діаметр долота для буріння під проміжну колону

$$D_{\delta}^{\text{пп}} = 245 + 2 \cdot 20 = 285 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ГОСТу на бурові долота $D_{\text{д}}^{\text{пр}} = 295,3$ мм.

5. Визначаємо внутрішній діаметр кондуктора

$$d_{\text{вн}}^{\text{к}} = 295,3 + 6 = 301,3 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ГОСТу на обсадні труби

$$d_{\text{н}}^{\text{к}} = 324 \text{ мм; } d_{\text{вн}}^{\text{к}} = 301,9 \text{ мм; } d_{\text{м}}^{\text{к}} = 351 \text{ мм.}$$

6. Визначаємо діаметр долота для буріння під кондуктор

$$D_{\text{д}}^{\text{пр}} = 324 + 2 \cdot 30 = 384 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ГОСТу на бурові долота $D_{\text{д}}^{\text{пр}} = 393,7$ мм.

Цементування обсадних колон ведемо на всю довжину колони.

Результати розрахунків зведемо в таблицю.

Таблиця 2.2 - Зведена таблиця обсадних колон

Найменування колони	Глибина спуску колони, м	Діаметр колони, мм	Діаметр долота, мм	Інтервал цементування, м
кондуктор	250	324	393,7	0-250
проміжна колона	3250	219	295,3	0-3250
експлуатаційна колона	4450	146	215,9	0-4450

2.2 Техніка буріння

2.2.1 Вибір породоразрушаючого інструменту

З огляду на фізико-механічні властивості гірських порід і конструкцію свердловини, приймаємо наступний породоразрушаючий інструмент.

Для буріння в інтервалі 0-250 м - лопатеві долота 393,7 МЦГВ.

Для буріння в інтервалі 250-3250 м - шарошечні долота 295,3 МЦСВ, 295,3 МЦСВ, 295,3 СГВ, СГНУ.

Для буріння в інтервалі 3250-4450 м - шарошечні долота 215,9 СГВ, 215,9 СЗГАУ і 215,9 МЗГАУ.

2.2.2 Бурильная колона

1. Діаметр УБТ вибираємо з урахуванням діаметра долота виходячи з таких умов

$$\frac{d_{\text{УБТ}}}{D_{\text{д}}} = 0,75 \div 0,85 \text{ при } D_{\text{д}} \leq 295,3 \text{ мм}; (3)$$

тоді

$d_{\text{УБТ}} = (0,75 \div 0,85) \cdot D_{\text{д}} = (0,75 \div 0,85)215,5 = 162 \div 192 \text{ мм}$ Відповідно до ГОСТу на УБТ приймаємо $d_{\text{УБТ}} = 165 \text{ мм}$.

Вага 1 м цих труб становить $q_{\text{УБТ}} = 1470 \text{ Н}$.

Діаметр бурильних труб вибираємо зі співвідношення

$$\frac{d_{\text{бт}}}{d_{\text{УБТ}}} = 0,75 \div 0,80, (4)$$

тоді

$$d_{\text{бт}} = (0,75 \div 0,80) \cdot d_{\text{УБТ}} = (0,75 \div 0,80) \cdot 146 = 110 \div 117 \text{ мм}.$$

Відповідно до ГОСТу на бурильні труби приймаємо $d_{\text{бт}} = 114 \text{ мм}$.

Виходячи з запропонованого дебіту і габаритів засобів відкачування, а також з огляду на усталену практику бурових робіт в даному районі, приймаємо кінцевий діаметр буріння 215,9 мм, діаметр експлуатаційної колони - 168 мм.

Діаметри кондуктора і напрямки вибираємо відповідно до величини кільцевого зазору між долотом і спускається обсадної колоною і кільцевого зазору між обсадної колоною і спускається в неї долотом для подальшого інтервалу. Діаметри доліт для кондуктора і обсадних становлять 295,3 мм, 393,7 мм, а діаметри обсадних колон: 245 мм, 324 мм відповідно

Висота підйому тампонажного розчину в затрубному просторі визначається на підставі діючих інструктивних і методичних матеріалів. Висоту підйому цементного розчину за всіма колонами слід виробляти до гирла свердловини [9].

2.2.3 Промивання свердловини

Обґрунтування щільності промивної рідини

Щільність промивної рідини вибираємо згідно суміщеному графіку тисків і уточнюємо для кожного інтервалу сумісних умов буріння по формулі

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\alpha P_{\text{пл}}}{gH}; \quad (5)$$

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

g - прискорення вільного падіння, м / с²;

H - глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

α - нормативний коефіцієнт, який згідно до вимог правил ведення бурових робіт визначає запас тиску в свердловині над пластовим.

Щільність в інтервалі 6-250 м (так як $H < 1200$ то приймаємо $\alpha = 1,12$).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,12 \cdot 300 \cdot 10000}{9,81 \cdot 250} = 1163 \text{ кг / м}^3.$$

приймаємо $\rho_{\text{пр}} = 1160 \text{ кг / м}^3$.

Щільність в інтервалі 250-3250 м (так як $H > 1500$ то приймаємо $\alpha = 1,05$).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot 1350 \cdot 11600}{9,81 \cdot 3250} = 1161 \text{ кг / м}^3.$$

приймаємо $\rho_{\text{пр}} = 1160 \text{ кг / м}^3$.

Щільність в інтервалі 3250-4450 м (так як $H > 1500$ то приймаємо $\alpha = 1,05$).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot 3050 \cdot 10000}{9,81 \cdot 4090} = 1180 \text{ кг / м}^3.$$

приймаємо $\rho_{\text{пр}} = 1180 \text{ кг / м}^3$.

Щільність в інтервалі 4090-4450 м (так як $H > 1500$ то приймаємо $\alpha = 1,05$).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot 2350 \cdot 11600}{9,81 \cdot 4450} = 1211 \text{ кг / м}^3.$$

приймаємо $\rho_{\text{пр}} = 1200 \text{ кг / м}^3$.

Бурові розчини виконують функції, які визначають не тільки успішність і швидкість буріння, а й введення свердловини в експлуатацію з максимальною продуктивністю. Основні з цих функцій:

– видалення шлама з-під долота, транспорт його по затрубному простору і забезпечення відділення його на поверхні;

- утримання шламів в підвішеному стані при зупинці циркуляції розчину;
- охолодження долота і полегшення руйнування породи в привибійній зоні;
- створення тиску з стінки свердловини для попередження водо-, нафто- і газопроявлень;
- надання фізико-хімічного впливу на стінки свердловини, попереджаючи їх обвалення;
- забезпечення збереження проникності продуктивного пласта при його розтині;
- передача енергії гідравлічного забійні двигуни (при його використанні) і ін.

При бурінні проектованої свердловини будуть використовуватися такі бурові розчини.

В процесі буріння під кондуктор буде застосовуватися глинистий розчин щільністю 1,07 г / см³ оброблений КМЦ, кальцинованою содою, тому що в інтервалі 0-250 м передбачається наявність обвалів.

Параметри глинистого розчину:

$$\rho = 1,16 \text{ г / см}^3,$$

$$T = 30 - 50 \text{ сек.},$$

$$V = 6 - 8 \text{ см}^3 / 30\text{хв.},$$

Зміст піску до 3%.

При бурінні в інтервалі 250-2000 м можливо звуження стовбура свердловини, обвали, самозамішування, освіта каверн. Тому тут передбачається обробка глинистого розчину КМЦ, ВЛР, гіпана, кальцинованою содою і графітом .:

Параметри розчину:

$$\rho = 1,16 \text{ г / см}^3,$$

$$T = 40-70 \text{ сек},$$

$$V = 4-7 \text{ см}^3 / 30\text{хв.},$$

$$СНС = 5-10 / 15-20 \text{ мгс / см хв},$$

При бурінні в інтервалі 2000-3250 м також можливі коагуляція розчину, каверни, жолоби, прихвати. Тут передбачається обробка КСІ, КМЦ, кофосом, графітом, Гіпанія, ПАА, кальцінованою содою, нафтою. Характеристика розчину

$$\rho = 1,16 \text{ г / см}^3,$$

$$T = 40-80 \text{ сек},$$

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

$$\text{СНС} = 20-30 / 40-70 \text{ мгс / см хв},$$

$$\text{Пісок} = 2-3\%$$

При бурінні в інтервалі 3250-4090 м також можливі осипи, каверни, жолоби, прихвати. Тут передбачається обробка КСІ, КМЦ, кофосом, графітом, гіпан, ПАА, кальцінованою содою, нафтою. Характеристика розчину:

$$\rho = 1,16 \text{ г / см}^3,$$

$$T = 40-80 \text{ сек},$$

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

$$\text{СНС} = 20-30 / 40-70 \text{ мгс / см хв},$$

$$\text{Пісок} = 2-3\%$$

В інтервалі 4090-4550 м обробка розчину залишається тією ж, а щільність збільшуємо до $1,20 \text{ г / см}^3$.

2.3 Технологія буріння

2.3.1 Розрахунок осьового навантаження на долото

Величина осьового навантаження на долото $P_{\text{дол}}$, яка повинна забезпечувати об'ємне руйнування породи на забої, з урахуванням показників механічних властивостей гірських порід і конструктивних даних про площу контакту зубів долота з забоем визначається за формулою:

$$P_{\text{дол}} = A \cdot P_{\text{Ш}} \cdot F_k,$$

де α - емпіричний коефіцієнт, що враховує зміну забійних умов на зміну

твердості ($\alpha = 0,3 - 1,59$);

$R_{\text{ш}}$ - твердість гірських порід за методикою Л.А.Шрейнера (за штампом);
кг/мм².

F_k - площа контакту зубів долота з забоем мм², визначається за формулою
В.С.Федорова:

$$F_k = (D_{\text{дол.}} \cdot H \cdot \delta) / 2, \text{ мм.}$$

де η - коефіцієнт перекриття зубів;

δ - коефіцієнт притуплення зубів.

Таким чином, $R_{\text{дол.}} = A \cdot R_{\text{ш}} \cdot D_{\text{дол.}} \cdot H \cdot \delta / 2$.

Для долота діаметром 393,7 мм:

$$R_{\text{дол.}} = 1 \cdot 250 \cdot 393,7 \cdot 1,21 \cdot 1/2 = 59547,5 \text{ Н} = 5,6 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 295,3 мм:

$$R_{\text{дол.}} = 1,2 \cdot 300 \cdot 295,3 \cdot 1,14 \cdot 2/2 = 151190,4 \text{ Н} = 15,1 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 215,9 мм:

$$R_{\text{дол.}} = 1,59 \cdot 350 \cdot 215,9 \cdot 1,4 \cdot 2/2 = 168207,69 \text{ Н} = 16,8 \text{ т.}$$

2.3.2 Розрахунок частоти обертання долота

Вона визначається за такою формулою:

$$N = 60 \cdot v / \pi \cdot D_{\text{дол.}}, \text{ (об / хв)},$$

де v - середня окружна швидкість обертання долота ($V = 0,8 - 2,0$).

Для долота діаметром 393,7 мм:

$$N = 60 \cdot 2 / 3,14 \cdot 0,3937 = 77,07 \text{ об / хв, тобто буріння буде здійснюватися на}$$

1 швидкості ротора.

Для долота діаметром 295,3 мм:

$$N = 60 \cdot 2 / 3,14 \cdot 0,2953 = 89,42 \text{ об / хв, тобто буріння буде здійснюватися на}$$

3 швидкості ротора.

Для долота діаметром 215,9 мм:

$$N = 60 \cdot 1,5 / 3,14 \cdot 0,2159 = 70 \text{ об / хв, тобто буріння буде здійснюватися на}$$

2 швидкості ротора.

2.3.3 Розрахунок кількості промивної рідини

Технологічно необхідну кількість промивної рідини для забезпечення своєчасного і безперебійного виносу шламу із забою по затрубному простору і очищення стовбура свердловини знаходиться зі співвідношення:

$$Q = 0,785 \cdot (d_{\text{дол.}}^2 - d_{\text{нар.б.тр.}}^2) \cdot V_{\text{восх.}}$$

де $V_{\text{восх}}$ - мінімально допустима швидкість висхідного потоку з умови якісного очищення і стовбура свердловини (чим менше діаметр, тим вона вища).

Для долота діаметром 393,7 мм:

$$Q = 0,785 \cdot (3,937^2 - 1,1^2) \cdot 4 = 51,3 \text{ л / с.}$$

Робота насоса буде здійснюватися на 180 мм втулках з продуктивністю 51,0 л / с.

Для долота діаметром 295,3 мм:

$$Q = 0,785 \cdot (2,953^2 - 1,1^2) \cdot 4 = 43,9 \text{ л / с.}$$

Робота насоса буде здійснюватися на 180 мм втулках з продуктивністю 40,0 л / с.

Для долота діаметром 215,9 мм:

$$Q = 0,785 \cdot (2,159^2 - 1,1^2) \cdot 8 = 25,3 \text{ л / с.}$$

Робота насоса буде здійснюватися на 160 мм втулках з продуктивністю 25,0 л / с.

2.4. Бурове обладнання

2.4.1 Вибір бурової установки

Бурову установку вибираємо по номінальній вантажопідйомності відповідно до найбільшою вагою бурильної або обсадної колони в повітрі.

Тип приводу бурової установки вибирається залежно від регіональних умов. З огляду на досвід робіт в даному районі, буріння проектованої свердловини буде здійснюватися з використанням приводу від ДВС.

Для визначення найбільшої ваги колони складемо порівняльну таблицю ваги бурильної і обсадних колон.

Таблиця 2.3 - Вага бурильних і обсадних колон

показники	Бурильна колона	Проміжна колона	Експлуатаційна колона
Довжина колони	4450	3250	4450
Вага 1 м, Н	-	179	91
Вага колони, Н	132850	581750	404950

Таким чином, максимальна вага має проміжна колона.

Для буріння свердловини вибираємо бурову установку Уралмаш 3Д-76.

Вона призначена для буріння експлуатаційних і розвідувальних свердловин на нафту і газ умовної глибиною 5000 м в умовах помірного клімату, кліматичне виконання «У», категорія І.

Технічні характеристики:

Тип	«Уралмаш 3Д-76»
спосіб буріння	Роторний і турбінний
Умовна глибина буріння при масі 1м. бурильної колони 30 кг., м.	5000
Оснащення	5x6
Навантаження, що допускається на гаку в процесі проводки і кріплення свердловини, кН	2250
Діаметр талевого каната, мм	32
Швидкість підйому гака при ходіння обсадних колон і ліквідації аварій, м / с	0,19
Швидкість усталеного руху при підйомі незавантаженого елеватора, м / с	1,58
Потужність на приводному (вхідному) валу підйомного агрегату, кВт	710
Прохідний діаметр столу ротора, мм	560

Потужність на приводному валу ротора, кВт	215
Допустима статична завантаження на стіл ротора, кН	4000
Момент передається столом ротора, кНм	50
Число основних бурових насосів, шт	2
Потужність приводу бурового насоса, кВт	600/530
Найбільший тиск на виході насоса (в маніфольді), МПа	25
Номинальна довжина свічки, м	34
Висота підстави (відмітка підлоги бурової), м	6
Частота обертання стола ротора, с (об / хв):	
мінімальна	0,33 (20)
максимальна	3,87 (232)
Тиск повітря в пневмосистеме, МПа (кг / см)	0,6 (6) - 0,8 (8)
Потужність дизель-генераторних установок (необмежена), кВт	3 x 632
Маса комплекту, т, не більше	170
Навантаження на гаку від маси бурильної колони не повинна перевищувати при оснащенні 5 x 6	1450 кН

Склад: на вищечній-силової підставі розташована бурова вишка з елементами талевої системи, ротор з пневмокліньями, бурової ключ АКБ-3М2, лебідка з гідродинамічним гальмом. Привід ротора здійснюється дворядної втулочно-роликового ланцюгом 2ПР-50,8 від бурової лебідки.

У силовому блоці встановлені: коробка передач з карданними валами, силовий електродвигун приводу лебідки СДБО-6000-710 кВт. і два електричних компресора 4ВУ1-5 / 9, що забезпечують постачання бурової установки стисненим повітрям (робочий тиск пневмосистеми 8 кг / см²).

У привищечних спорудженні на підставі встановлено два бурових насоса, кожен з них має індивідуальний електропривід, який здійснюється клиноремінною передачею від електродвигуна СМБО-6000-600 / 630 кВт.

На окремому фундаменті розміщені дизель-генераторні установки АКSA ACQ 1130 - 3 комплекти, потужністю 824 кВт - кожна, дизельні двигуни Cummins

(США), потужністю 956 кВт кожен, генератори Stamford (Великобританія), призначені для живлення електроенергією електродвигунів: (привід ротора і лебідки , приводи бурових насосів УНБ-600, компресорів та іншого електрообладнання, а також освітлення.

Спосіб монтажу і транспортування: агрегатний, блоковий, універсальним транспортом.

Циркуляційна система ЦС ЗД-76М

Технічна характеристика:

- | | |
|---|-----|
| 1. Корисний об'єм бурового розчину, м ³ | 160 |
| 2. Встановлена потужність електрообладнання, кВт | 60 |
| 3. Кліматичне виконання - У, категорія виробу 1 (при температурі навколишнього повітря від мінус 45° до плюс 45°) по ГОСТ 15150 | |

Склад: блок проміжний – 2 шт., блок приймальний - 1 шт., блок кінцевий - 1шт., блок БХР з підставою, блок розподільних пристроїв з шафою управління, кабельної продукцією і електроустаткуванням, світильниками, кнопками управління, блок приготування розчину і хімреагентів БПР-2, комплект майданчиків для обслуговування з перильних огорож.

Спосіб монтажу і транспортування.

Конструкція бурової установки передбачає:

- великоблочне транспортування вищечних-лебедочного і навісного блоків на ваговозах ТПП-70 і Т-60;
- транспортування середніми блоками на трайлерах і платформах ПП40Бр вантажопідйомністю 40 т;
- агрегатний спосіб перевезення транспортом загального призначення [4].

2.4.2 Вибір насосної установки

Буровий насос для промивання свердловини в конкретних геологічних умовах вибирається по технологічно необхідній кількості промивної рідини і розвиваємому при цьому тиску для подолання втрат напору в елементах циркуляційної системи бурової.

Кількість необхідної промивної рідини при бурінні під експлуатаційну колону складає 31,11 л/с. Визначимо тепер втрати тиску в циркуляційній системі, знаючи які можна вибрати найбільш раціональну компоновку бурильного інструменту, обґрунтовано підібрати бурові насоси і повніше використовувати їх потенційні можливості.

Втрати напору, кГс/см^2 , в циркуляційній системі бурової при роторному бурінні визначаються за формулою:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{м}} + P_{\text{б.т.}} + P_{\text{к.п.}} + P_{\text{д}},$$

де $P_{\text{м}}$ - втрати напору при русі бурового розчину в наземних трубопроводах від насосної частини до колони бурильних труб, включаючи стояк в бурової, бурової шланг, а також вертлюг і провідну трубу (втрати напору в зовнішньої обв'язки бурової - маніфольд);

$P_{\text{б.т.}}$ - втрати напору при русі бурового розчину в бурильних трубах і замкових з'єднаннях (втрати тиску залежать від глибини свердловини)

$P_{\text{к.п.}}$ - втрати напору при русі бурового розчину в затрубному кільцевому просторі свердловини (втрати тиску залежать від глибини свердловини)

$P_{\text{д}}$ - втрати напору при русі бурового розчину через промивні отвори бурового долота;

$P_{\text{м}}$, $P_{\text{д}}$ - не залежить від глибини свердловини, а $P_{\text{б.т.}}$ і $P_{\text{к.п.}}$ збільшуються з глибиною свердловини.

При циркуляції очисного агента втрати напору, кГс/см^2 , різні при прокачуванні води і глинистого розчину і залежать від їх властивостей і витрати.

$$P_{\text{м}} = 82,6 \cdot \lambda \cdot L_{\text{з}} \cdot \gamma \cdot Q^2 / d^5, \quad (11)$$

де λ - безрозмірний коефіцієнт гідравлічних опорів при русі в трубах;

Q - витрата бурового розчину, л / с;

γ - питома вага розчину, г / см³;

d - внутрішній діаметр бурильних труб, см;

L_e - еквівалентна довжина наземних трубопроводів, яка визначається за формулою:

$$L_{\text{э}} = L_{\text{Н}} \cdot (d/d_{\text{Н}})^5 + L_{\text{с}} \cdot (d/d_{\text{с}})^5 + L_{\text{ш}} \cdot (d/d_{\text{ш}})^5 + L_{\text{в}} \cdot (d/d_{\text{в}})^5 + \\ L_{\text{в.тр}} \cdot (d/d_{\text{в.тр}})^5 + L_{\text{э.ф.}} \cdot (d/d_{\text{э.ф.}})^5$$

де $d_{\text{Н}}$, $L_{\text{Н}}$ - внутрішній діаметр і довжина нагнітальної лінії, що йде від бурових насосів до стояка;

$d_{\text{с}}$ $L_{\text{с}}$ - внутрішній діаметр і довжина стояка з бурової;

$d_{\text{ш}}$ $L_{\text{ш}}$ - внутрішній діаметр і довжина бурового шланга;

$d_{\text{в}}$ $L_{\text{в}}$ - внутрішній діаметр стовбура вертлюга і його довжина;

$d_{\text{э.ф.}}$ $L_{\text{э.ф.}}$ - діаметр і еквівалентна довжина фільтра, встановлюваного під провідною трубою;

$d_{\text{в.тр}}$ $L_{\text{в.тр}}$ - внутрішній діаметр і довжина провідної труби.

$$L_{\text{э}} = 30 \cdot (0,107/0,114)^5 + 15 \cdot (0,107/0,114)^5 + 15 \cdot (0,107/0,09)^5 + 2,5 \cdot \\ (0,107/0,09)^5 + 15 \cdot (0,107/0,1)^5 + 2 \cdot (0,107/0,114)^5 = 98,5$$

$$P_{\text{М}} = 82,6 \cdot 0,026 \cdot 96,85 \cdot 1,2 \cdot (31,11)^2 / (10,7)^5 = 1,72 \text{кГс/см}^2$$

$$P_{\text{б.т}} = 82,6 \cdot \lambda \cdot \gamma \cdot Q^2 \cdot (l + l_{\text{э}}/l) \cdot L_{\text{б}}/d^5$$

де $L_{\text{б}}$ - довжина бурильної колони, м;

$l_{\text{э}}$ - еквівалентна довжина замкових з'єднань, м;

l - відстань між замковими з'єднаннями, м.

$$P_{\text{б.т}} = 82,6 \cdot 0,026 \cdot 2,03 \cdot (31,11)^2 \cdot (1 + 3,5/11) \cdot 3800 / (10,7)^5 = 68,5 \text{кГс/см}^2$$

де λ_1 - коефіцієнт гідравлічних опорів при русі бурового розчину в кільцевому (затрубному) просторі; $D_{\text{с}}$ - діаметр свердловини (долота), см; $d_{\text{Н}}$ - зовнішній діаметр бурильних труб, см.

Втрати тиску від замкових з'єднань в кільцевому просторі становлять невелику величину, тому нею зазвичай нехтують

$$P_{\text{к.п.}} = 82,6 \cdot 0,027 \cdot 2,03 \cdot 31,11^2 \cdot 3800 = 9,32 \text{кГс/см}^2$$

Втрати напору, $\text{кГс} / \text{см}^2$, в долоті залежать від конфігурації промивних отворів, від кількості та площі їх перетину, витрати очисного агента (бурового розчину).

$$P_{\text{д}} = C \cdot \gamma \cdot Q^2,$$

де C - коефіцієнт, що характеризує втрати напору в промивних отворах долота, який можна обчислити за формулою:

$$C = 0,51/(\mu^2 \cdot f_0^2),$$

де μ - коефіцієнт витрати,

f_0 - сумарна площа перерізів промивних отворів, см^2 .

$$C = 0,51/(0,65^2 \cdot 13,05^2) = 7 \cdot 10^{-3},$$

$$P_{\text{д}} = 7 \cdot 10^{-3} \cdot 1,2 \cdot 31,11^2 = 8,13 \text{кГс}/\text{см}^2,$$

Обчислимо сумарні втрати напору:

$$P_{\Sigma} = 1,72 + 62,5 + 9,32 + 8,13 = 81,67 \text{кГс}/\text{см}^2.$$

Таким чином, технологічно необхідну кількість (витрата) промивної рідини для забезпечення своєчасного і безперебійного виносу шламу із забою по затрубному простору і очищення стовбура свердловини з урахуванням втрат тиску, забезпечить нам насос УНБ-600.

Опис бурового насоса УНБ-600:

Буровий насос УНБ-600 (У86МА2) призначений для подачі промивної рідини на вибій при бурінні свердловин глибиною до 5000 м. Промивна рідина подається насосом через колону бурильних труб на забій свердловини для охолодження і виносу зруйнованої долотом гірської породи, а також для передачі енергії потоку турбобури і пов'язаного з ним долоту. В якості промивної рідини застосовується вода або глинистий розчин з наявністю нафти, луги, соди та інших компонентів.

Насос буровий двухпоршневої УНБ-600 за конструктивним виконанням горизонтальний, кривошипний, двосторонньої дії.

У розрахунку основних характеристик прийнято: коефіцієнт подачі - 1,

К.К.Д. - 0,85.

Буровий насос УНБ-600 за основними параметрами відповідає ГОСТ 6031.

2.4.3 Вибір бурової вишки і розрахунок талевої системи

Вишка використовується для проведення спуско операцій і утримання бурового снаряда під час буріння. Її вибір здійснюється по висоті H , м, і за вантажопідйомністю Q .

Визначимо висоту вишки (H , м) за формулою:

$$H = k \cdot L_{\text{св.}},$$

де k - коефіцієнт, що попереджає затягування бурового снаряда в кронблок при його перепідйому (зазвичай $k = 1,2 - 1,5$);

Таблиця 2.4 - Технічні характеристики бурового насоса УНБ-600:

Потужність, кВт	600
Число поршнів двосторонньої дії:	2
Частота подвійних ходів найбільша в хв	65
Довжина ходу поршня, мм	400
Тип зубчастого зачеплення кривошипно-ползунного механізму	косозуба
Кут нахилу зуба, град	9 ° 22'00 "
Конструкція клапанної коробки	L-образна подвійної дії
Приєднувальні розміри клапанної групи в клапанної коробці	№9 API Spec 7K
Тиск рідини на вході не менше, МПа (кгс / см ²)	0,1 (1)
Система подачі охолоджуючої рідини на штоки поршнів	Під тиском від допоміжного відцентрового насоса з електроприводом
Тиск охолоджувальної рідини не менше,	0,15 (1,5)

МПа (кгс / см ²)	
Система подачі масла в вузли тертя механічної частини:	1. Самотечна з накопичувальних лотків
	2. Окунання в масляну ванну
Габаритні розміри, мм:	
довжина	5 100
ширина	3 000
висота	4 040
Корпус редуктора частини	литий
маса, кг	25 450

Лсв. - довжина свічки, що залежить від глибини свердловини, м.

Приймаємо $k = 1,5$; $L_{св.} = 28$ м

$$H = 1,5 \cdot 28 = 42\text{м}$$

Таким чином, вишка ВМА-45 / 200Р, що входить в комплект обраної бурової установки, цілком підходить для виконання робіт, що проектуються.

Підйомна система установки являє собою поліспастичний механізм, що складається з кранблока, талевого (рухомого) блоку, сталевго каната, що є гнучким зв'язком між буровою лебідкою і механізмом кріплення нерухомого кінця каната.

У міру збільшення глибини свердловин вага бурильних колон, які доводиться спускати і піднімати, збільшується, а максимальна швидкість намотування провідною струни талевого каната на барабан лебідки залишається практично незмінною для бурових установок різних класів. Тому для кожної установки застосовують талевого систему зі своєю кратністю поліспасти від 4 до 14. Це досягається застосуванням різних оснащень.

Зробимо розрахунок оснащення і вибір талевого каната.

Обчислимо кількість робочих гілок за формулою:

$$m = Q_{кр} / P_{л} \cdot \eta_m,$$

де $Q_{кр}$ - вага бурового снаряда, Н;

$P_{л}$ - вантажопідйомність лебідки верстата, Н;

η_m - ККД талевої системи, рівний 0,8 - 0,9.

Так як найбільшу вагу (90,09 т) бурової снаряд матиме при бурінні під експлуатаційну колону, то проводити розрахунок будемо тільки для цієї колони:

$$m = 900925 / (140000 \cdot 0,9) = 5,8 \text{ (Приймаємо 6 гілок)}.$$

Загальна кількість гілок канату при симетричній системі дорівнює:

$$m_0 = m + 2 = 6 + 2 = 8.$$

Отже, буде застосовуватися оснащення 4 x 5.

Довжина талевого каната в оснащенні Ло.с. залежить від числа струн m в ній і корисної висоти вежі $h_{п}$.

Ло.с. = $(M + 2) \cdot h_{п} + l_3$, де $l_3 = 30$ м - довжина каната, намотуваного на барабан.

$$\text{Ло.с.} = (8 + 2) \cdot 42 + 30 = 450.$$

Тоді вага каната $G_k = \text{Ло.с.} \cdot q_k$, де q_k - вага 1 м каната.

$$G_k = 450 \cdot 33,8 = 15210 \text{ Н} = 15,21 \text{ кН}.$$

Визначимо найбільшу статистичну навантаження на рухливі струни канату талевої системи:

$$P_{тс} = L \cdot q + l_{убт} \cdot q_{убт} + G_{тс},$$

де L - довжина бурильних труб, м;

q - вага 1 м бурильних труб, Н

$l_{убт}$ - довжина УБТ, м;

$q_{убт}$ - вага 1 м УБТ, Н;

$G_{тс}$ - вага лівого блоку, каната і гака, Н

Розрахуємо $G_{тс}$:

$$G_{тс} = G_{тб} + G_{каната} + G_{крюка}$$

$$G_{тс} = 67000 + 15210 + 35000 = 117210 \text{ Н} = 117,21 \text{ кН}.$$

Для колони діаметром 324 мм:

$$l_{убт} = 28 \text{ м}, q_{убт} = 1,56 \text{ кН}.$$

$$P_{тс} = 28 \cdot 1560 + 117210 = 160890 = 160,89 \text{ кН}.$$

Статичне навантаження на 1 струну: $P = P_{TC} / m$,

де m - число струн талевої системи.

$$P = 160,89 / 8 = 20,11 \text{ кН.}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$L = 364 \text{ м, } q = 319 \text{ Н, } l_{убт} = 136 \text{ м, } q_{убт} = 1,56 \text{ кН.}$$

$$P_{TC} = 364 \cdot 319 + 136 \cdot 1560 + 117210 = 445486 \text{ Н} = 445,49 \text{ кН.}$$

Статичне навантаження на 1 струну: $P = 445,49 / 8 = 55,69 \text{ кН.}$

Для колони діаметром 146 мм:

$$L = 3100 \text{ м, } q = 319 \text{ Н, } l_{убт} = 190 \text{ м, } q_{убт} = 1,56 \text{ кН.}$$

$$P_{TC} = 3100 \cdot 319 + 190 \cdot 1560 + 117210 = 1402510 \text{ Н} = 1402,51 \text{ кН,}$$

Статичне навантаження на 1 струну: $P = 1402,51 / 8 = 175,31 \text{ кН.}$

З огляду на обчислені статичні навантаження, вибираємо сталевий талевого канат правою хрестової звивання типу ЛК-РО конструкції 6х31 + 1 м. 3 діаметром 32 мм (по ГОСТ 16853-88) [2].

2.5 Цементування свердловини

При розрахунку цементування свердловин визначають

- 1) кількість сухого цементу;
- 2) кількість води для замішування цементного розчину;

Таблиця 2.5 - Вихідні дані для цементування

	кондуктор	проміжна	експлуатаційна колона
Глибина спуску (H, м)	250	3250	4450
Діаметр долота (D, мм)	393,7	295,3	215,9
Зовнішній діаметр обсадних труб (d_1 , мм)	324	245	168
Внутрішній діаметр	305,9	230,5	140

обсадних труб (d_2 , мм)			
Висота підйому цементного розчину ($H_{\text{ц}}$, м)	250	3250	4450
Щільність глинистого розчину (ρ_p , кг / м ³)	1160	1160	1200
Щільність цементного розчину ($\rho_{\text{ц}}$, кг / м ³)	1860	1860	1860
Висота установки кільця «стоп» від забою (h , м)	5	20	20

3) кількість продавочної рідини

- 4) можливе максимальний тиск до кінця цементування;
- 5) допустимий час цементування;
- 6) число цементувальних агрегатів і цементосмесітельних машин.

Зробимо розрахунок одноступінчатого цементування кожної з обсадних колон.

2.5.1 Розрахунок обсягу цементного розчину

Обсяг цементного розчину, що підлягає закачування в свердловину, визначають за формулою:

$$V_{\text{ц}} = (\pi / 4) \cdot [K_1 \cdot (D^2 - d_1^2) \cdot H_{\text{ц}} + d_2^2 \cdot h], \text{ м}^3$$

де K_1 - коефіцієнт, що враховує збільшення обсягу цементного розчину, що витрачається на заповнення каверн, тріщин, і збільшення діаметра свердловини проти розрахункового (номінального).

Значення коефіцієнта K_1 визначається по квернограмме для кожної конкретної свердловини. Зазвичай K_1 змінюється від 1,1 до 2,5. У нашому випадку приймаємо $K_1 = 1,15$.

Цементування буде здійснюватися з використанням чистого портландцементу.

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 \cdot [1,15 \cdot (0,39372 - 0,3242) \cdot 250 + 0,30592 \cdot 5] = 10,91 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 \cdot [1,15 \cdot (0,29532 - 0,2452) \cdot 3250 + 0,23052 \cdot 20] = 78,90 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 168 мм:

Інтервал 3250 - 4450 м:

$$V_{\text{г.ц.}} = 0,785 \cdot [1,15 \cdot (0,21592 - 0,1682) \cdot 1200 + 0,1402 \cdot 20] = 19,61 \text{ м}^3$$

Інтервал 0 - 3250:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 \cdot [1,15 \cdot (0,2252 - 0,1682) \cdot 3250 + 0,1402 \cdot 20] = 53,64 \text{ м}^3$$

Загальний обсяг цементного розчину для експлуатаційної колони: $19,61 + 53,64 = 73,25 \text{ м}^3$

2.5.2 Розрахунок кількості сухого цементу

Кількість сухого цементу для приготування цементного розчину визначають з виразу:

$$Q_{\text{ц}} = \rho_{\text{ц}} \cdot V_{\text{ц}} \cdot 1 / (1 + m),$$

де m - водо-цементне відношення;

$\rho_{\text{ц}}$ - щільність цементного розчину, $\text{кг} / \text{м}^3$, її можна розрахувати за формулою:

$$\rho_{\text{ц}} = [(1 + m) \cdot \rho_{\text{с.ц.}} \cdot \rho_{\text{в}}] / [\rho_{\text{в}} + m \cdot \rho_{\text{с.ц.}}].$$

де $\rho_{\text{с.ц.}}$ - щільність сухого цементу, $\text{г} / \text{см}^3$;

$\rho_{\text{в}}$ - щільність води, $\text{г} / \text{см}^3$.

$$\rho_{\text{ц}} = [(1 + 0,5) \cdot 3,15 \cdot 1] / [1 + 0,5 \cdot 3,15] = 1,85 \text{ г} / \text{см}^3.$$

Для колони діаметром 324 мм

$$Q_{\text{ц}} = 1,85 \cdot 10,91 \cdot 1 / (1 + 0,5) = 13,46 \text{ т},$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_{\text{ц}} = 1,85 \cdot 78,90 \cdot 1 / (1 + 0,5) = 97,31 \text{ т},$$

Для колони діаметром 146 мм:

Інтервал 3250 - 4450 м:

$$Q_{\text{ц}} = 1,85 \cdot 19,61 \cdot 1 / (1 + 0,5) = 21,91 \text{ т}.$$

Інтервал 0 - 3250 м:

$$Q_{\text{ц}} = 1,85 \cdot 53,64 \cdot 1 / (1 + 0,5) = 66,16 \text{ т,}$$

Загальний обсяг цементу для колони: $Q_{\text{ц}} = 21,91 + 66,16 = 88,10 \text{ т.}$

Кількість сухого цементу, яке необхідно заготовити з урахуванням втрат при замішуванні цементного розчину, обчислимо за формулою:

$$Q_{\text{ц1}} = K_2 \cdot Q_{\text{ц}},$$

де K_2 - коефіцієнт, що враховує наземні втрати при замішуванні цементного розчину. Якщо зачистання проводиться без цементно-змішувальних машин, $K_2 = 1,054-5-1,15$, при використанні цементно-змішувальних машин $K_2 = 1,01$. У нашому випадку $K_2 = 1,01$.

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_{\text{ц1}} = 1,01 \cdot 13,46 = 13,6 \text{ т,}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_{\text{ц1}} = 1,01 \cdot 97,31 = 98,3 \text{ т,}$$

Для колони діаметром 146 мм:

Інтервал 3250 - 4450 м:

$$Q_{\text{ц1}} = 1,01 \cdot 21,91 = 22,1 \text{ т,}$$

Інтервал 0 - 3250 м:

$$Q_{\text{ц1}} = 1,01 \cdot 66,15 = 66,8 \text{ т,}$$

Загальна кількість сухого цементу з урахуванням втрат для колони:

$$Q_{\text{ц1}} = 22,1 + 66,8 = 88,9 \text{ т.}$$

2.5.3 Розрахунок кількості води

Необхідна кількість води для приготування цементного розчину 50% -ної консистенції знаходиться з виразу:

$$V_{\text{в}} = 0,5 \cdot Q_{\text{ц}},$$

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{\text{в}} = 0,5 \cdot 13,6 = 6,8 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{\text{в}} = 0,5 \cdot 98,3 = 49,2 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$V_B = 0,5 \cdot 22,1 + 0,5 \cdot 66,8 = 44,5 \text{ м}^3.$$

2.5.4 Розрахунок кількості продавочної рідини

Потрібне кількість продавочної рідини (в якості якої часто використовують бурової глинистий розчин) визначається за формулою:

$$V_{\text{пр}} = \Delta \cdot \pi \cdot d_2^2 \cdot (H - h) / 4,$$

де Δ - коефіцієнт, що враховує стиснення глинистого розчину ($\Delta = 1,03 - 1,05$).

Підставивши значення, отримаємо:

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{\text{пр}} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot 0,3059^2 \cdot (250 - 5) / 4 = 18,5 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{\text{пр}} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot 0,2305^2 \cdot (3250 - 20) / 4 = 139,2 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$V_{\text{пр}} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot 0,133^2 \cdot (4450 - 20) / 4 = 63,4 \text{ м}^3.$$

Дуже часто на практиці для швидкого визначення $V_{\text{пр}}$ користуються такою емпіричною формулою:

$$V_{\text{пр}} = D_n^2 \cdot H_1 / 2,$$

де D_n - номінальний зовнішній діаметр колони труб, спущених в свердловину, в дюймах;

$D_n^2/2$ - кількість продавочної рідини, необхідне для заповнення 1 м спущених труб, л;

H_1 - глибина установки кільця «стоп», тобто глибина продавки цементного розчину.

Для експлуатаційної колони:

$$V_{\text{пр}} = 5 \cdot 4450/2 = 11125 \text{ л} = 11,1 \text{ м}^3.$$

2.5.5 Розрахунок тиску при закачуванні

Максимальний тиск перед посадкою верхньої пробки на наполегливе кільце визначається з рівняння:

$$P_{\max} = P_1 + P_2,$$

де P_1 - тиск, необхідний для подолання опору, звільнений різницями щільності рідини в трубах і затрубному просторі;

P_2 - тиск, необхідний для подолання гідравлічних опорів.

$$P_1 = (1/105) \cdot [(H_{\text{ц}} - h) \cdot (\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{р}})], \text{ МПа}$$

Величину P_2 зазвичай знаходять за емпіричними формулами. Найбільш поширеною є формула Шищенко-Бакланова; для свердловин глибиною понад 1500 м (рис.2.1, 2.2):

$$P_2 = 0,001 \cdot H + 1,6 \text{ МПа.}$$

Для колони діаметром 324 мм:

$$P_1 = (1/105) \cdot [(250 - 5) \cdot (1420 - 1070)] = 0,8 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 0,001 \cdot 250 + 1,6 = 1,85 \text{ МПа.}$$

$$P_{\max} = 0,8 + 1,85 = 2,65 \text{ МПа.}$$

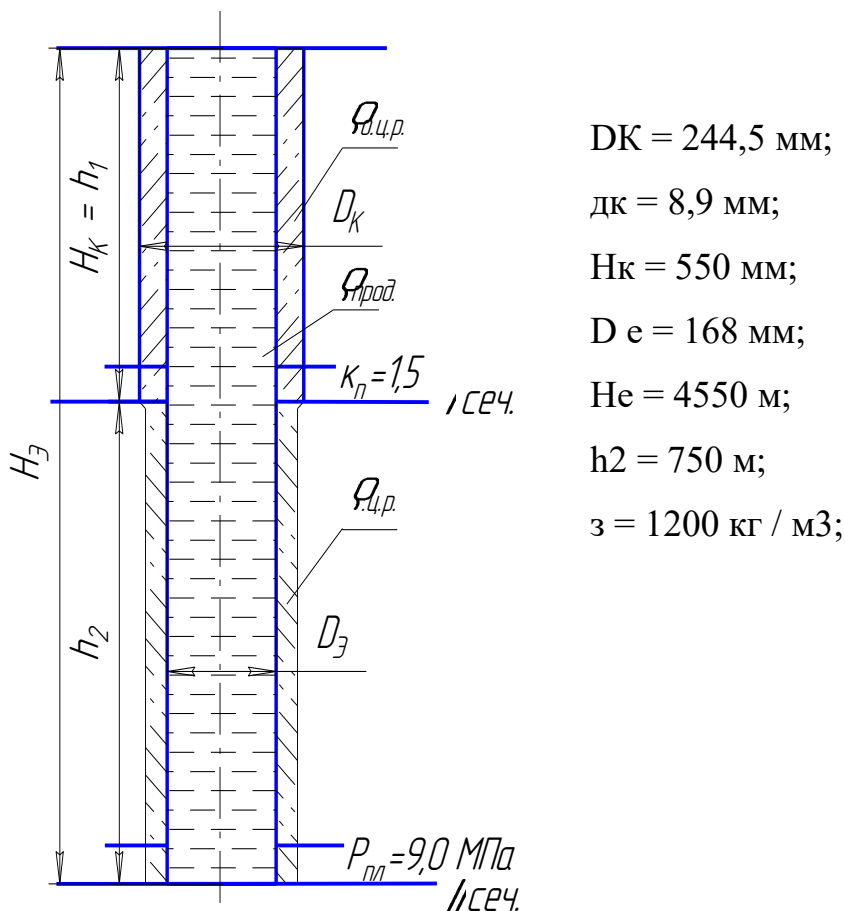


Рисунок 2.1 - Розрахункова схема експлуатаційної колони.

Для колони діаметром 245 мм:

$$P_1 = (1/10^5) \cdot [(3250 - 20) \cdot (1\,420 - 1\,120)] = 9,7 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 0,001 \cdot 3250 + 1,6 = 4,8 \text{ МПа.}$$

$$P_{\max} = 9,7 + 4,8 = 14,5 \text{ МПа.}$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$P_1 = (1/10^5) \cdot [(4450 - 20) \cdot (1420 - 1120)] = 13,3 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 0,001 \cdot 4450 + 1,6 = 6,1 \text{ МПа.}$$

$$P_{\max} = 13,3 + 5,26 = 19,4 \text{ МПа.}$$

2.5.6 Розрахунок кількості цементованих агрегатів

Число цементувальних агрегатів визначимо, виходячи з умови отримання швидкості підйому цементного розчину в кільцевому просторі у черевика колони в момент початку продавки (не менше 15 м/с для кондуктора і проміжних колон і не менше 1,8 - 2,0 м/с для експлуатаційних долонн); ця умова впливає з припущення, що збільшення швидкості руху цементного розчину в затрубному просторі сприяє більш повного витіснення глинистого розчину і заміщенню його цементним

Часто стовбур свердловини викривлений, має локальні розширення, а колона не строго зцементована в ньому. У подібних випадках доцільно цементний розчин витіснити з колони, підтримуючи невелику швидкість підйому цементного розчину в затрубному просторі ($\omega = 0,1-0,4$ м/с). Так само слід чинити і в тому випадку, якщо колона добре центрована, але створити турбулентний режим течії цементного розчину в затрубному просторі неможливо. Так як продавка майже завжди починається на вищій швидкості (як правило, на IV), то кількість агрегатів з умови забезпечення швидкості (м/с) підйому цементного розчину в затрубному просторі визначають за формулою:

$$N_{ц.а} = [0,785 \cdot K_1 \cdot (D^2 - d_1^2) \cdot \omega / Q_{IV}] + 1,$$

де Q_{IV} - продуктивність цементувальних агрегату на IV швидкості, м³/с.

Вибираємо цементувальний агрегат типу ЦА-320м з викладеними у його

насосі 9Т циліндровими 127-мм втулками (з цими втулками можна працювати при ртах в кінці цементування). Максимальна продуктивність при цьому $0,9 \text{ м}^3 / \text{хв}$ при тиску 6,1 МПа.

Для колони діаметром 324 мм:

$$\text{пц.а} = [0,785 \cdot 1,2 \cdot (0,3937^2 - 0,324^2) \cdot 1,5 / 60] + 1 = 2 \text{ агрегату.}$$

Приймаємо пц.а. = 2 агрегат.

Для колони діаметром 245 мм:

$$\text{пц.а} = [0,785 \cdot 1,2 \cdot (0,2953^2 - 0,245^2) \cdot 1,5 / 60] + 1 = 3 \text{ агрегати.}$$

Приймаємо 4 агрегати.

Для колони діаметром 146 мм:

$$\text{пц.а} = [0,785 \cdot 1,2 \cdot (0,2159^2 - 0,146^2) \cdot 2 / (0,9 / 60)] + 1 = 6 \text{ агрегатів.}$$

Приймаємо пц.а = 6 агрегатів ЦА-320м.

2.5.7 Розрахунок продуктивності цементування

Продуктивність цементування (тривалість процесу цементування в хв) можна визначити за формулою:

$$t_{\text{ц}} = [(V_1 / Q_{\text{ца}}) + ((V_{\text{ц}} + V_{\text{пр}} - V_1) / Q_{\text{м}})] + t_{\text{всп.}}$$

де $V_1 = V_{\text{пр}} - \Delta V$, ΔV приймаємо рівним 1 - 2 м^3 ;

$Q_{\text{ца}}$ - сумарна продуктивність цементувальних агрегатів, $\text{м}^3 / \text{хв}$;

$Q_{\text{м}}$ - продуктивність цементувальних агрегатів, при якій досягається найбільш повне витіснення бурового розчину цементним, $\text{м}^3 / \text{хв}$.

$$Q_{\text{м}} = 0,785 \cdot (D^2 - d_1^2) \cdot K_1,$$

$t_{\text{всп}}$ - час, що витрачається при цементуванні на допоміжні операції, мм ($t_{\text{всп}} + 10 - 15$ хв.

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_{\text{м}} = 0,785 \cdot (0,3937^2 - 0,324^2) \cdot 1,2 \cdot 1,5 = 0,07 \text{ м}^3 / \text{с} = 4,2 \text{ м}^3 / \text{хв.}$$

$$t_{\text{ц}} = [(17,5 / 0,9 \cdot 2) + ((10,91 + 18,5 - 17,5) / 4,2)] + 10 = 22,6 \text{ хв.}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_{\text{м}} = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,245^2) \cdot 1,2 \cdot 1,5 = 0,04 \text{ м}^3 / \text{с} = 2,4 \text{ м}^3 / \text{хв.}$$

$$t_{ц} = [(138,2 / 0,9 \cdot 4) + ((78,9 + 139,2 - 138,2) / 2,4)] + 10 = 81,7 \text{ хв.}$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$Q_{м} = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,146^2) \cdot 1,2 \cdot 1,5 = 0,048 \text{ м}^3 / \text{с} = 2,88 \text{ м}^3 / \text{хв.}$$

$$t_{ц} = [(62,4 / 0,9 \cdot 6) + ((73,25 + 63,4 - 62,4) / 2,88)] + 10 = 47,3 \text{ хв.}$$

Тривалість цементування не повинна перевищувати 75% часу початку схоплювання цементного розчину. Тоді допустимий час цементування:

$$t_{доп} = 0,75 \cdot t_{н.схв.} = 0,75 \cdot 120 = 90 \text{ хв.}$$

Таким чином, вибране число цементувальних агрегатів і зроблені розрахунки задовольняють умовам цементування обсадних колон [6].

2.5.8 Розрахунок кількості цементосмесительних машин

Виходячи з умови забезпечення цементним розчином всіх працюючих агрегатів ЦА-320 М,

$$n_{цсм} = n_{ца} \cdot Q_{ца} / Q_{цсм}$$

де $Q_{ца}$ - середня продуктивність одного працюючого агрегату при закачуванні цементного розчину в колону, $\text{м}^3 / \text{хв}$;

$Q_{цсм}$ - середня продуктивність однієї цементосмесительних машини 2СМН-20, $\text{м}^3 / \text{хв}$.

Виходячи з умови розміщення цементного порошку, підвезені до бурової в бункерах змішувальних машин:

$$n_{цсм} = Q_{ц1} / q_{цб},$$

де $Q_{ц1}$ - вагова кількість сухого цементу, підвезені до бурової з урахуванням можливих втрат, т;

$q_{цб}$ - вагова кількість цементу, вміщається в бункер однієї цементосмесительних машини

Для колони діаметром 324 мм:

$$n_{цсм} = 13,6 / 20 = 0,7 = 1 \text{ машина 2СМН-20.}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$n_{цсм} = 98,3 / 20 = 4,9 = 5 \text{ машин 2СМН-20.}$$

Приймаємо 5 цементосмесительних машин 2СМН-20.

Для колони діаметром 146 мм:

$$n_{\text{цсм}} = 88,9 / 20 = 4,4 = 5 \text{ машин } 2\text{СМН-20}.$$

Приймаємо 5 цементосмесительних машини 2СМН-2

2.5.9 Цементувальні обладнання

Цементувальні агрегати

Цементувальні агрегати призначені:

- для приготування, закачування і продавки тампонажних (або інших) розчинів в свердловини;
- для проведення різного роду промивань свердловин через спущені колони труб;
- для обробки привибійної зони свердловин, закачування розчинів ізотопів, проведення гідропіскоструминної перфорації та інших технологічних операцій в свердловинах;
- для перекачування різних рідин або розчинів з ємностей колодязів і водойм;
- для гідравлічної обпресування обсадних труб і колон, а також різного устаткування.

Найбільш широке поширення в промисловій практиці нафтогазових районів країни отримали цементувальні агрегати ЦА-320м і ЗЦА-400А.

При цементуванні проектної свердловини будуть використовуватися цементувальні агрегати ЦА-320м.

Технічна характеристика цементувальних агрегату ЦА-320м:

Монтажна базашассі автомобіля КрАЗ-257

Цементувальний насос:

тип 9Т

гідравлічна потужність, к.с 125

хід поршня, мм 250

максимальний тиск, кгс / см	320
максимальна подача, л / с	23
привід	від двигуна автомобіля КрАЗ-257
Водоподаючий насос:	
тип	1В
діаметр плунжера, мм	125
хід плунжера, мм	170
подача, л / с	13
тиск, кгс / см ²	15
привід	від двигуна ГАЗ-51А
ємність мірного бака, м	6,4
ємність цементного бачка, м	0,25
діаметр прийомних трубопроводів, мм	100
діаметр нагнітальних трубопроводів, мм	50
загальна довжина розбірного трубопроводу, м	22
Загальна маса агрегату, т	17,

Цементозмішувальні машини

Цементозмішувальні машини і агрегати призначені для транспортування сухих тампонажних матеріалів (глинопорошків) і механізованого приготування тампонажних (глинистих) розчинів.

У промисловій практиці застосовуються цементосмесительних машини 2СМН-20, БМП-20, СМ-10, СМ-4М і агрегати 1АС-20, 2АС-20, ЗАЗ-30

В даному випадку будуть застосовуватися цементосмесительних машини 2СМН-20.

Технічна характеристика машини 2СМН-20:

Монтажна база	шасі автомобіля КрАЗ-257
Транспортна вантажопідйомність, т8 - 10
Обсяг бункера, м	14,5

Місткість бункера (по цементу), т20
Спосіб отримання розчину	механіко-гідравлічний
Продуктивність в м / хв при приготуванні:	
Цементного розчину	0,6 - 1,2
Цементно-бентонітової розчину0,5 - 1,0
Глинистого розчину1,0 - 2,0
Тиск рідини замішування, кгс / см ²8 - 20
Загальна маса не завантаженою машини, т	13,8
Спосіб навантаження в бункер	шнековим погручіком

Щільність тампонажного розчину регулюються зміною кількості що подається в змішувач води за допомогою пристрою з набором насадок і крана на обвідної лінії, а також кількості подаваного сухого цементу за допомогою зміни швидкості обертання валу двигуна і двох паралельних завантажувальних шнеків, розташованих в днищі бункера 2СМН-20 [7].

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 Загальні вимоги

Керівники організацій, які беруть участь в будівництві свердловини, зобов'язані забезпечити на об'єкті дотримання всіма працівниками правил охорони праці і техніки безпеки.

При організації будівельного майданчика необхідно позначити небезпечні зони для людей, у межах яких діють або потенційно можуть діяти небезпечні виробничі фактори. Небезпечні зони і потенційно небезпечні зони виробничих факторів повинні бути огорожені і позначені знаками відповідно до вимог ГОСТ 23407-78.

Пожежна безпека повинна бути забезпечена відповідно вимог ГОСТ 12.1.004-76; електробезпека - по ГОСТ 12.1.013-78

Експлуатація будівельних машин повинна здійснюватися відповідно до вимог СНиП 3.01.01-85 з організації будівельного виробництва і СНиП III-4-80 «Техніка безпеки в будівництві» та інструкціями заводів виробників.

В процесі буріння **ЗАБОРОНЯЄТЬСЯ**:

працювати з неогорожених шпинделем бурового верстата;

продавлювати за допомогою насоса пробки, що утворилися в трубопроводах;

Пускати в роботу насоси після тривалої зупинки взимку без попередньої перевірки прохідності трубопроводу. Не можна ремонтувати трубопроводи, сальник під час роботи промивного насоса. Все шлангові з'єднання повинні виконуватися за допомогою стандартних пристроїв. Використання для цих цілей штирів, дроту, скоб і т.п. не допускається. Під час спуско-підйомних операцій забороняється:

1. Працювати при наявності несправності в лебідці бурового верстата; стояти в безпосередній близькості від спускаються або піднімаються труб або елеватора;
2. Спускати труби з недовернутим різьбовими з'єднаннями;
3. Держать на вазі талевого систему за допомогою вантажу, закріпленого на

рукоятці гальма або шляхом заклинювання рукоятки;

4. Працювати при відсутності сигналізації, механізму від перепідьому талевого блоку, а також поганому освітленні в нічний час.

Під час вилучення керн з колонкової труби забороняється

перевіряти руками положення керн в трубі;

витягувати керн шляхом струшування або нагрівання колонкової труби в підвішеному стані вона повинна утримуватися на вазі гальмом, керованим бурильником. Підвішувати трубу слід на вертлюг - пробці або елеваторі, при цьому засувка затвора повинна бути зупинена.

Відстань від нижнього кінця труби до підлоги бурової не повинно перевищувати 2 сантиметрів.

Спуск і підйом обсадних труб, цементування свердловини

Перед спуском або підйомом колони обсадних труб бурильник спільно з буровим майстром і механіком ділянки повинен перевірити стан бурової вишки, обладнання, талевої системи, КВП, фундаменту і розтяжок, правильність встановлення верстата до фундаменту. Виявлені недоліки повинні бути усунені до початку робіт по спуску обсадних труб. Результати перевірки бурильник заносить в буровий журнал.

3.2 Аварії та ускладнення

Основними ускладненнями, які можуть виникнути при бурінні проектної свердловини є обвали, які зазвичай відбуваються під час проходження ущільнених глин, аргілітів або глинистих сланців.

Основними заходами попередження і ліквідації обвалів є:

1. Буріння в зоні можливих обвалів з промиванням буровим розчином, що має мінімальну водовіддачу і максимально високу щільність;
2. Організація робіт, що забезпечує високі швидкості проходки;
3. Виконання наступних рекомендацій:
 - бурити свердловини по можливості меншого діаметру;

- бурити від черевика попередньої колони до черевика подальшою колони долотами одного розміру;
- підтримувати швидкість висхідного потоку в затрубному просторі не менше 1,5 м/с;
- подавати бурильну колону на забій плавно, без ривків;
- уникати значних коливань бурового розчину;
- не допускати тривалого перебування бурильної колони без руху.

3.3 Попередження аварій при спуску обсадних колон

Спуск важких обсадних колон (понад 100 т) необхідно проводити на спайдер-елеваторах або за допомогою верхнього спайдера ПКРО.

Подачу обсадних труб на бурову слід проводити обережно при нагвинчених запобіжних кільцях, які потрібно знімати при повній готовності труб до згвинчення. На воротах вишки необхідно встановлювати утримує пристосування, що запобігає удар труб про ротор при подачі в бурову.

Кожну подається для спуску обсадних труб необхідно шаблонувати, закріпивши за вказаною операцією досвідченого помічника бурильника

Всі з'єднання черевична частини обсадної колони (50 - 60 м) після закріплення манними ключами повинні бути посилені переривчастим зварним швом з обов'язковим застосуванням спецколец або електрозаклепок.

Зварювальні роботи повинні проводитися кваліфікованими зварниками. Не допускається примусове охолодження зварного шва (водою або буровим розчином).

Останню обсадних труб колони рекомендується спускати в свердловину з мінімальною швидкістю і промиванням.

Кріплення різьбових з'єднань всіх обсадних колон має проводитися з використанням моментометров.

Щоб уникнути поглинання, гідророзриву пластів, порушення стійкості стінок свердловини, що зім'яло обсадної колони в плані робіт вказувати допустиму

швидкість спуску колони. Швидкість спуску підвіски з бурильних труб не повинна перевищувати швидкості спуску обсадних труб.

Для запобігання прихвату обсадної колони в процесі її заповнення, відновлення циркуляції і проміжних промивок колону необхідно тримати у висячому положенні і ходити через кожні 5 хвилин.

Якщо в процесі спуску колони з'явилася необхідність її ходити, то перед ходіння необхідно долити колону до гирла.

ЗАБОРОНЯЄТЬСЯ:

- змінювати проектні рішення без оформлення відповідного протоколу;
 - застосовувати для виміру бурильних і обсадних труб рулетки мають поправки після їх ремонту;
 - спускати обсадних колон без попередньої гідравлічної обпресування труб;
 - застосовувати обсадні труби, які мали пропуски в різьбових з'єднаннях при їх опрессовці;
 - спускати обсадні труби, в з'єднаннях яких після навороту на свердловині виявлено перекіс різьб;
 - виробляти обварку різьбових з'єднань для «посилення» при ненормальному згинченні обсадних труб;
 -
- примусово пропускати колону через зони посадок
- застосовувати роз'єднувач, який не дозволяє виробляти промивку по час ОЗЦ [5].

3.4 Попередження аварій через неякісне цементування

Цементування обсадних колон, установка цементних мостів, заливка зон поглинань повинні проводитися тільки при наявності на буровій лабораторних аналізів тампонажних розчинів або їх сумішей, проведених тампонажної конторою (цехом) або лабораторією в повній відповідності з заданими умовами (температура, тиск, вихідна вода для приготування рідини замішування).

Підбір рецептури тампонажного розчину необхідно проводити за 5 діб до цементування. Якщо з дня вибору рецептури до початку цементування пройшло більше 10 діб, то рецептуру слід піддати контрольній перевірці і в разі необхідності - коригування.

У лабораторії повинно бути підтверджено відсутність негативного впливу буферної рідини на тампонажний і бурові розчини. При цьому буферні рідини (склад і реологічні параметри) повинні забезпечувати:

- гарантоване поділ бурового розчину від цементного, що досягається підбором щільності буферної рідини;
- відмивають здатність глинистої кірки на кордонах «гірська порода» - «обсадна колона»;
- підвищення адгезійної здатності гірської породи стовбура свердловини і металу обсадних труб по відношенню до цементу.

Час загустевання тампонажного розчину, яке визначається на Консистометри при взаємодії температури і тиску, імітованих по процесу цементування, має бути на 25% більше розрахункового часу цементування, але не менше ніж на 30 і не більше ніж на 90 хв.

Потрібне кількість тампонажного матеріалу для цементування обсадної колони слід визначати з урахуванням коефіцієнта сжижаємості розчинів (сумішей), промислово-геофізичних даних (по профілометрії, виробленої при виконанні заключного комплексу геофізичних робіт) і накопиченого досвіду цементування свердловин на даній площі.

Доставка цементу на бурову, як правило, повинна здійснюватися цементосмесительних машинами і цементовозами в опломбованому вигляді з документами про кількість цементу і паспортних відомостях на нього і здаватися буровому майстру, який повинен вести облік завезеного тампонажного матеріалу.

Конструкція цементувальної головки, повинна забезпечувати можливість попереднього розміщення в ній 2-х розділових пробок, утримуваних за допомогою стопорів, і виключати виникнення перепаду тиску на них при цементуванні.

Цементувальних голівці повинна бути опресована на півтораразове

максимальний тиск, який очікується при цементуванні, в неї повинна бути вставлена верхня розділова пробка. Цементувальних голівці повинна бути обладнана манометрами і кранами високого тиску. До цементувальних голівці повинні бути підведені три лінії (дві робочі і третя для видавлювання розділової пробки).

Процес цементування повинен проводитися безперервно, дотримуючись задану гідравлічну програму і забезпечуючи розрахункову швидкість висхідного потоку тампонажного розчину в затрубному просторі.

Останні 1,0-1,05 м³ продавочної рідини для обсадних колон діаметром до 245 мм закачувати однієї насосної установкою з $Q = 3$ л/с.

Після закінчення цементування обсадних колон, що перекривають пласти з АВПД і газові горизонти, а також в свердловинах, схильних до газонефтепроявленням, на період ОЗЦ необхідно герметизувати заповнене до гирла затрубний простір і забезпечити чергування цементувальних агрегату, обв'язаного з гирлом свердловини.

ЗАБОРОНЯЄТЬСЯ:

- проводити цементування при відсутності рецептури лабораторії тампонажного контори (цеху) або лабораторії філії;
- проводити цементування експлуатаційних колон без проведення контрольного аналізу перед початком робіт;
- цементувати обсадні колони без застосування продавочних пробок;
- приступити до обладнання гирла свердловини до закінчення ОЗЦ і визначення висоти підйому цементу за обсадної колоною (по ОЦК, АКЦ);
- допускати відхилення від типових схем обладнання гирла, встановлених ГОСТом і діючих інструкцій;
- спускати в свердловину бурильні труби до повного закінчення обв'язки ППО;
- проводити роботи по розбурювання цементного склянки, зворотного клапана, що направляє пробки до закінчення обв'язки ППО, визначення його герметичності, а також із застосуванням КНБК, що включає центруючі пристосування (калібратор, розширювач та ін.);

- бурити роторним способом або повертати бурильну колону при знаходженні калібратора в черевіку обсадної колони [5]

Висновки по третьому розділу

Крім факторів техногенних порушень і забруднень повітряного, водного середовища та природних ландшафтів має місце прогресуюче розвиток процесів аномального зміни геохімічних, гідродинамічних, аеродинамічних, звукових, магнітних, електричних, гравітаційних, радіаційних, вібраційних та інших факторів. Зазначені фактори відносяться до антропогенних і підпадають під категорію явищ створення умов небезпечних для існування рослинного, тваринного світу та людини.

РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩ

Основними вимогами щодо охорони надр, що пред'являються до пошуку і розвідці нафтових родовищ, є державний контроль за раціональним використанням та охороною надр, (а також встановлення порядку його проведення), дотримання затверджених в установленому порядку стандартів, що регламентують умови надр, атмосферного повітря, земель, лісів, вод.

Охорона надр передбачає здійснення комплексу заходів, спрямованих на запобігання втрат нафти в надрах внаслідок низької якості проводки свердловин, порушень технології нафтових покладів і експлуатації свердловин, що призводять до передчасного обводнення або дегазації пластів, перетокам рідини між продуктивними і суміжними горизонтами, руйнування нафтовмісних порід, обсадної колони і цементу за нею.

Охорона навколишнього середовища передбачає заходи, спрямовані на забезпечення безпеки населених пунктів, раціональне використання земель і вод, запобігання забрудненню поверхневих і підземних вод, повітряного басейну, збереження лісових масивів, заповідників.

Основними вимогами щодо охорони навколишнього середовища при експлуатації свердловин є підбір глибинного і наземного обладнання та встановлення оптимальних режимів його роботи.

На виконання зазначених вимог з охорони надр і навколишнього середовища при бурінні проектних свердловин повинні вживати заходів для забезпечення:

а) запобігання відкритого фонтанування, графінообформування, поглинання промивної рідини, обвалів стінок свердловин і міжпластовому перетоків нафти, води і газів в процесі проводки, освоєння і їх подальшої експлуатації;

б) надійну ізоляцію в свердловинах нафтоносних, газоносних і водоносних пластів по всьому розрізу

в) герметичність всіх технічних і обсадних колон, спущених в свердловину, їх якісне цементування;

г) запобігання погіршення колекторських властивостей продуктивних пластів,

збереження їх природного стану при розтині, кріпленні і освоєнні.

Перфорація і торпедування свердловин повинні проводитися при суворому дотриманні діючих інструкцій. Після закінчення буріння свердловини і перфорації колони для запобігання зниженню проникності і привибійної зони через тривалого впливу на неї води або глинистого розчину свердловина повинна освоюватися в найкоротший час.

При наявності небезпеки міжпластовому перетоків нафти, газу і води не допускається проведення заходів з інтенсифікації припливів нафти і газу.

При випробуванні свердловин продукти освоєння повинні збиратися в закриті ємності.

Транспортування допоміжних матеріалів і нагнітаються в нафтовий пласт розчинів повинно проводитися в закритій тарі або ємностях, які виключають їх вплив.

При розливі нафти на поверхні землі або попаданні її в водний об'єкт в результаті нафтогазового викиду, відкритого фонтанування свердловини або аварії трубопроводу необхідно повідомити про це органам, що здійснюють державний контроль за станом водних об'єктів, не пізніше 3-х годин з моменту виявлення, припинити забір поверхневих і підземних вод для питного водопостачання і вжити заходів, що забезпечують запобігання подальшого поширення забруднення.

Розлилася з поверхні об'єкта нафта повинна бути локалізована, зібрана технічними засобами і способами, нешкідливими для мешканців водних об'єктів і не надають шкідливого впливу на умови санітарно-побутового водопостачання, і відправлена на установки підготовки нафти або очисні споруди.

На забрудненій ділянці землі повинні бути проведені по збору або нейтралізації забруднення з подальшою рекультивацією землі відповідно до ГОСТ 17.5.3.04-83. При порушенні обвалування і гідроізоляції ділянок вони повинні бути відновлені.

4.1 Рекультивация земельної ділянки

Перед початком будівництва свердловини проводяться роботи по вибору та відведення землі. Майданчик для буріння вибирається, як правило, на пасовищах, кормові гідності яких невеликі. Потужність чорноземного шару не перевищує 20 - 40 см. Розмір відведеного ділянки вибирається згідно «Норм відводу земель для нафтових і газових свердловин» - СН 459-74 в залежності від мети буріння і типу бурової установки. При підготовчих роботах проводяться роботи по зняттю і складуванню ґрунтового шару землі відповідно до ГОСТ 17.4.3.02-85. Він складається в спеціально відведені місця у вигляді буртів. З метою попередження вітрової та водної ерозії передбачається посів багаторічних трав. Всі ці роботи повинні проводитися до настання стійких, негативних температур. Майданчик повинен мати ухил у бік комор для стоку рідких відходів.

Сучасне виробництво бурових робіт поки використовує для збору і захоронення вибуреної породи, а також для зберігання технічної води, спеціально обладнані комори. Стінки і дно комори глінізуються з метою створення екрана, що запобігає догляд водної фракції за межі комори і фільтрацію в ґрунт. Як правило, розробка ґрунту при обладнанні комор ведеться до глинистої «подушки», тобто в якості екрану використовується глиниста товща гірських порід (глини четвертинного і мезозойського віку). Після цього проводиться опресовування комори шляхом закачування в нього води. Якщо відбувається зниження рівня води в коморі, то проводиться повторна опресовування

У комор встановлюється відцентровий насос, за допомогою якого відкачується технічна вода для повторного використання. Для попередження розтікання вод майданчик бурової обладнується стічними лотками і відвалами, спрямованими в технологічні комори. Обсяги технологічних комор визначаються в залежності від глибини свердловин і її конструкції.

Монтаж буровогооборудованія починається після проведення всіх підготовчих робіт. Площі під буровим і допоміжним обладнанням повинно бути гідроізолювані, а також мати стічні лотки і відводи. При бурінні свердловини

циркуляції бурового розчину здійснюється по замкнутому циклу з застосуванням засобів очищення (гідроциклони, вібросита і т.д.), що входять в комплект бурової установки. У період буріння здійснюється постійний контроль за герметичністю циркуляційної системи, ємностей для доливання свердловини і обробки бурового розчину хімічними реагентами, ємностей ПММ.

Після закінчення будівництва свердловини, демонтажу бурового обладнання, проводяться роботи по ліквідації комор і рекультивації площі бурової. Всі ці роботи проводяться силами будівельної організації для проведення у стан, придатний для використання в сільському господарстві. При ліквідації комор проводяться роботи по відкачці освітленої рідкої фази для подальшого використання, а загушла залишки бурового розчину і вибуреної породи після природного або примусового випарювання поховані на місці.

Технічна рекультивація проводиться для збереження родючого шару ґрунту і включає виконання наступних робіт:

- зрізка і складування родючого і мінералізованою шарів ґрунту;
- зрізка забрудненої і засміченому ґрунту;
- зворотне переміщення і розрівнювання родючого і мінерального шарів ґрунту після закінчення будівництва.

Біологічна рекультивація проводиться після технічної. Технологія біологічної рекультивації розробляється спеціалізованою організацією за заявкою «Замовника» на основі даних по фоновому станом ґрунтів до початку будівництва і даних по динаміці зміни цього фону під дією факторів будівництва після закінчення його. «Замовник» представляє ці дані спеціалізованої організації. Технологія біологічної рекультивації повинна включати порядок і кількість внесених добрив для відновлення родючості ґрунтів, кількість застосовуваної техніки. Приведення земельної ділянки у придатний стан здійснюється протягом одного року після завершення робіт. Передача землекористувачу рекультивованих земель оформляється атом в установленому порядку за участю представників землекористувача, будівельної організації м органів,

4.2 Охорона поверхневих і підземних вод

При будівництві свердловини особлива увага приділяється охороні поверхневих і підземних вод. При виборі майданчика враховується віддаленість від відкритих водних об'єктів з урахуванням їх водоохоронних зон. З метою запобігання розтікання технічної води, бурового розчину і відходів буріння за межі майданчика бурової і попадання в водний об'єкт проводяться роботи по обваловки цього майданчика ґрунтом. На ділянці будівництва проводяться роботи по обваловки цього майданчика ґрунтом. На ділянці будівництва проводяться роботи по ізоляції майданчиків технологічного обладнання, складів хімічних реагентів, блоку приготування розчину. Передбачається інженерна система збору відходів буріння за допомогою літаків в комори.

Для потреб будівництва і випробування свердловини застосовується технічна вода. В процесі будівництва свердловини повинен вестися облік витрат за допомогою витратомірів, мірних ємностей та інших засобів, доданих буровій установці.

У процесі ведення геологорозвідувальних робіт можуть виникнути такі види порушення природного середовища:

- відчуження та виведення з ладу орних земель на період бурових робіт;
- нераціональне використання земельних ділянок під планування бурових майданчиків та під'їзних доріг;
- порушення ґрунтового шару та зниження продуктивності ґрунтів на ділянках бурових робіт;
- надходження у водоносні горизонти хімічних реагентів, що застосовуються як добавки до промивних рідин;
- перетікання підземних вод з одного водоносного горизонту в інший по затрубному простору свердловини;
- витік і проникнення водоносний горизонт масел, нафти – продуктів і глинистих розчинів, оброблених хімічними реагентами дільниці бурових робіт;
- забруднення підземних вод поверхневим потоком через занедбані

свердловини;

- забруднення підземних вод при застосуванні солянокислотної обробки привибійної частини свердловини або гідророзриву пласта.

г) забруднення землі та підземних водоносних горизонтів:

Основними джерелами забруднення підземних вод на території області є стоки промислових підприємств, закачка забруднених стоків у глибинні горизонти, розробка родовищ корисних копалин, а також експлуатація підземних вод в умовах промислової та міської забудови.

За останні роки у зв'язку зі зміною законодавства надзвичайно загострилися проблеми виснаження і забруднення підземних водних горизонтів за рахунок безліцензійного самовільного буріння водних свердловин. Сьогодні цей процес носить не контрольований характер і не поповнює бюджети за спеціальне водокористування.

Також на території області виникла проблема щодо аварійних ситуацій на підземних мережах НГВУ «Охтирканафтогаз» ПАТ «Укрнафта». Протягом 2016 року відбулися 3 аварійних ситуації:

на території Анастасівської с/р Ромснського району, де проходять підземні мережі НГВУ «Охтирканафтогаз» ПАТ «Укрнафта» (ЦВНГ-4, трубопровід «Південна Панасівка-Анастасівка») - несанкціонована врізка. Площа забруднення - 9318 м², нараховано збитків - 54839,53 гривень;

на території Кардашівської с/р Охтирського району, де проходять підземні мережі НГВУ «Охтирканафтогаз» ПАТ «Укрнафта» - порив труби з технологічною водою. Площа забруднення - 1056 м², нараховано збитків - 6209,28 гривень;

на території Ріпчанської с/р Ромснського району, де проходить нафтозбірний колектор ГЗУ «Вьюнне» - ГЗУ «Великі Бубни» НГВУ «Охтирканафтогаз» ПАТ «Укрнафта» - розгерметизація нафтозбірного колектору. Площа забруднення - 9114 м², нараховано збитків - 31819,26 гривень.

Висновки по четвертому розділу

Основною проблемою забруднення поверхневих водних об'єктів Сумської

області є скид забруднених вод внаслідок неефективної роботи очисних споруд, їх морального та фізичного зносу, зношеності водопровідних і каналізаційних мереж, застарілої технології очистки стічних вод. На стан підземних водоносних горизонтів негативно впливають самовільне буріння водних свердловин, велика кількість безгоспних та непридатних до експлуатації свердловин, що потребують тампонажу, техногенне забруднення підземних водоносних горизонтів на територіях розробки нафтогазових родовищ.

ВИСНОВКИ

В ході роботи було розроблено проект буріння свердловини у межах Південно-Русанівської нафто-газоконденсатної площі (Сумська 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 пробурено свердловину глибиною 4550 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. Довідник з нафтогазової справи / Заг. ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. - К.: Львів, 1996. - 620 с.
2. Єгурнова М.Г. Нафтогазоносність та особливості літогеофізичної будови відкладів нижнього карбону і девону Дніпровсько-Донецької западини / М.Є. Єгурнова, М.Я. Зайковський. - К.: Наукова думка, 2005. - 196 с.
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 ХПІ, 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. Вирвїнський, 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.22.02.ПЗ	Пояснювальна записка	66	
5					
6			Демонстраційний матеріал	12	
7					
8			Графічний матеріал		