

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

Геологорозвідувальний
(факультет)
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра
(бакалавра, бакалавра)

студента Моргуна Дениса Анатолійовича
(ПІБ)

академічної групи 185-17зск-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 Технічний проект буріння експлуатаційної свердловини на
Голицинському газоконденсатному родовищі
(назва за наказом ректора)

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

Дніпро
2020

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 69 с., 2 рис., 12 табл., 14 джерел, 1 додаток

ГАЗОВА СВЕРДЛОВИНА, БУРОВА УСТАНОВКА,
ПОРОДУРИНУЮЧИЙ ІНСТРУМЕНТ, ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ,
ЦЕМЕНТУВАННЯ, ПРОМИВАЛЬНА РІДИНА.

Сфера застосування – буріння свердловин на нафту та газ.

Об'єкт розроблення – технологія буріння експлуатаційної свердловини на Голицинському газоконденсатному родовищі.

Мета роботи – розробка технології буріння експлуатаційної свердловини на Голицинському газоконденсатному родовищі.

Практичні результати:

- виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини;
- розроблено технологію буріння експлуатаційної свердловини на Голицинському газоконденсатному родовищі;
- здійснено обґрунтування бурового устаткування;
- обґрунтовано породоруйнуючий інструмент;
- розрахована технологія буріння свердловини;
- розрахована технологія кріплення свердловини;
- проведено аналіз потенційних небезпек запроектованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.

ЗМІСТ

Вступ.....	5
1 Геологічна характеристика Галинського родовища і покладу.....	6
1.1 Історія розвідки і геологічного вивчення родовища	6
1.2 Стратиграфічна характеристика родовища	6
1.3 Тектоніка родовища	14
1.4 Газоносність продуктивних відкладів.....	15
1.5 Фільтраційні властивості порід-колекторів	22
1.6 Склад і фізико-хімічні властивості природного газу	22
2 Геолого-технічні умови буріння.....	23
3 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини	24
4 Спосіб буріння.....	27
5 Вибір породорозрушаючого інструменту	27
6 Технологія буріння.....	28
6.1 Бурильна колона.....	28
6.2 Вибір режиму буріння.....	35
6.3 Промивання свердловини.....	38
6.4 Вибір бурового верстата, талевого каната і талевої системи	47
7 Охорона праці, надр та довкілля	52
Загальні висновки.....	67
Література	68
Додаток.....	68

Вступ

Мета роботи – розробка технології буріння експлуатаційної свердловини на Голицинському газоконденсатному родовищі.

Завдання кваліфікаційної роботи:

- виконати аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів;
- обґрунтувати конструкцію свердловини;
- розробити технологію буріння експлуатаційної свердловини на Голицинському газоконденсатному родовищі;
- обґрунтувати бурове устаткування;
- обґрунтувати породоруйнуючий інструмент;
- розрахувати технологію буріння свердловини;
- розрахувати технологію кріплення свердловини;
- провести аналіз потенційних небезпек по охороні праці та навколишнього природного середовища.

1 Геологічна характеристика Галинського родовища і покладу

1.1 Історія розвідки і геологічного вивчення родовища

Початок вивчення геологічної будови північно-західної частини акваторії Чорного моря відноситься до 1957 р. з проведення рекогносціровочних гравіметричних і сейсмічних робіт. На основі цих робіт вперше отримані дані про будову осадового чохла і орієнтовні дані про рельєф фундаменту.

За період 1964-1970 р.р. вивчений структурний план неогенових і палеогенових відкладів акваторії моря і виявлений ряд локальних піднятих. В результаті буріння розвідувальних свердловин з СПБУ "Сиваш" на Голіцинському родовищі були виявлені запаси газу в відкладах нижнього неогену і Майкопа. Запаси газу затверджені ЦКЗ Міннафтопрому СРСР по категорії С1+С2 в об'ємі 12473 млн. м³. Основні поклади газу зосереджені в покладі М-V Майкопської серії, які закладені в основу проекту дослідно-промислової експлуатації. Поклад пачки М-V відноситься до пластово-склепінної. Умовний газо-водяний контакт прийнятий по нижніх отворах перфорації в свердловині №2 на абсолютній відмітці мінус 908м. Розмір 10х4,75 км.

1.2 Стратиграфічна характеристика родовища

Літолого-стратиграфічна характеристика розрізу проектної свердловини, її повнота, глибина залягання та потужність стратиграфічних підрозділів прогнозується на основі даних буріння свердловин 1, 2, 3, 4, Голіцинських свердловин близько розташованих площ шельфу і матеріалів

сейсмічних досліджень, за результатами яких площа підготовлена до буріння. Дані буріння і відбиваючі горизонти, що відбивають, простежені сейсмозвідкою у товщі осадового чохла в межах площі Голіцинського, свідчать про те, що при проектній глибині 3800 м свердловиною будуть розкриті відкладення верхньої крейди (Ш-м), палеоцену (Ш-а), еоцену (Шб і Па), олігоцену - нижнього міоцену (Іа), середнього - верхнього міоцену, пліоцену і четвертинної системи.

Крейдова система

Верхня крейда(К2).

Відкладення верхньокрейдяного відділу в свердловині 4 Голіцинського родовища передбачається розкрити в інтервалі глибин 3345 - 3945 м. Розкрита потужність їх складе 600 м. Представлені вони будуть маастрихтським і верхами кампанського ярусів, складені світло-сірими до білих вапняками і мергелями сірими і світло-сірими. Вапняки переважно пелітоморфні, у різній мірі глинисті з включеннями уламків раковин форамініфер. Характерна наявність стилолітових швів.

Відзначається тріщинуватість порід з різним ступенем розкриття тріщин і різною їхньою орієнтацією. Інтенсивно тріщинуваті різниці вапняків містять шари-колектори переважно тріщинного і порово-тріщинного типів.

Не виключається також присутність у розрізі Маастрихта органічно-уламкових вапняків, що можуть являти собою колектори гранулярного типу.

У покрівельній частині Маастрихта можлива присутність крейдяноподібних вапняків, що звичайно характеризуються підвищеною пористістю.

Палеогенова система

Відкладення палеогенової системи в розрізі проектованої свердловини будуть представлені всіма трьома відділами - палеоценовим, еоценовим і олігоценовим.

Палеоценовий відділ (P1)

Палеоценові відкладення намічається розкрити в інтервалі глибин 2820-3280 м. Потужність їх складе 460 м.

Представлені вони будуть нижнім і верхнім підвідділами.

Нижній палеоцен (датський + монтський яруси) очікується в інтервалі 2960-3280 м.

Датський ярус (3080-3280 м) складений сірими і темно-сірими вапняками і мергелями. Вапняки пелітоморфні, переважно глинисті, приурочені, в основному, до верхньої частини розрізу. У низах останнього переважають мергелі, серед яких можлива присутність карбонатно-кременистих і кремнисто-карбонатних порід.

Потужність датського ярусу складає 200 м.

Монтський ярус (інкерманський підгоризонт) очікується в інтервалі глибин 2960-3080 м. Потужність - 120 м. Представлено відкладення монтського ярусу переважно вапняками з підлеглими прослоями мергелів.

Вапняки сірі пелітоморфні слабо-глинисті й органічно - уламкові (пісковидні). Породи в різному ступені тріщинуваті. Мергелі темно-сірі глинисті.

Верхній палеоцен (танетський ярус, качинський горизонт) передбачається розкрити в інтервалі глибин 2820-2960 м. Потужність його 140 м.

Нижня частина розрізу представлена переважно вапняками з підлеглими прослоями мергелів і вапнякових глин; верхня - мергелями з одиничними прослоями вапняків. Вапняки сірі і ясно-сірі нерівномірно глинисті, в

основному, пелітоморфні. Зустрічаються прошарки і шари органічно-детритових вапняків песчаниковидного вигляду.

Мергелі сірі з зеленуватим відтінком лінзовидно-плямисті, з сильно глинистими прошарками.

Дані буріння свердловини 1 Голіцинської, а також літо-фаціальні особливості розрізу верхнього палеоцену в свердловинах сусідніх площ (Кримська 1, Гамбурцева 2 і ін.) свідчать про появу тут у відкладеннях верхнього палеоцену прошарків і пачок пористих і проникних порід, що можуть бути колекторами й у сприятливих структурних умовах містити поклади вуглеводнів.

Еоценовий відділ (P_1) Еоценові відклади передбачається розкрити в інтервалі глибин, 1540-2820 м. Потужність їх - 1280 м. Представлені вони будуть усіма трьома підвідділами.

Нижньоєоценові відклади (P_1') очікуються на глибинах 2480-2820 м. Потужність підвідділу складає 340 м. Низи розрізу (бахчисарайський горизонт) складені темно-сірими ущільненими глинами з прошарками глинистих мергелів у верхній частині.

Верхня частина нижнього еоцену (низи сімферопольського горизонту) складаються мергелями з підлеглими прошарками глинистих вапняків.

Середній еоцен (P_1^2) передбачається на глибинах 1980-2480м. В основі розрізу (верхи сімферопольського горизонту) залягають сірі і ясно-сірі лінзовидноплямисті вапняки нерівномірно глинисті пелітоморфні й органічно-пелітоморфні, що місцями переходять у мергелі.

Середня частина розрізу (новопавловкський горизонт, керестинський, куберлінський подгоризнти), складена зеленувато-сірими і сірими вапняками і мергелями неравномерно-алевритистими.

Верхи середнього еоцену (кумський горизонт) складені вапняковими глинами з прошарками зеленувато-сірих і жовтувато-коричневих мергелів.

Породи нерівномірно алевритисті. У підошвенній частині кумського горизонту, судячи з даних буріння свердловин 1 і 2 Голіцинських, можлива присутність шарів-колекторів, обумовлених наявністю тут тріщинуватих прошарків вапняків. Потужність середнього еоцену в свердловині складе 500 м.

Верхній еоцен (альмінський горизонт) залягає на глибинах 1540-1980 м. Потужність його - 440 м.

Представлені відкладення верхнього еоцену чергуванням вапнякових глин із прошарками мергелів різної ступені глинистих.

Глини темно- і зеленувато-сірі алевритисті, слюдисті, прошарками кременисті.

Завершується розріз еоцену пачкою світло-зеленувато-сірих мергелів.

Олігоценний відділ (P₃) Відкладення олігоцену, що представляють собою нижній і середній підрозділи майкопської серії, очікуються в інтервалі глибин 750-1540 м.

Вони залягають на породах, що підстиляють, з регіональною перервою, складені одноманітною товщею глин із прошарками і пачками алевролітів і пісковиків.

Глини аргелітоподібні темно-сірі, буровато- і зеленувато-сірі в різного ступеня алевротисті, слюдисті, переважно не вапнякові (крім відкладів остракодового горизонту, для яких характерна невелика вапняковість).

По всьому розрізі відзначаються присипки, міліметрові прошарки і лінзочки алевро-песчаного матеріалу сірого і світло-сірого кольору.

У припокривальній частині олігоцену (середній майкоп - верхи верхнекерлеутського горизонту) присутні прошарки і пласти алевритів, алевролітів, пісків і пісковиків, що групуються в пачки потужністю від 1-2 до 15-20 м і які володіють високими колекторськими властивостями. У цій частині розрізу на площі проєктованих робіт виявлене родовище газу.

Нижче по розрізі, виходячи з АТЗ, виділеної за даними сейсмічних досліджень на глибині близько 1200 м (середня частина розрізу олігоцену, варто було б також очікувати присутність піщано-алевритових порід. Однак практика буріння в межах шельфу свідчить про відсутність у цій частині розрізу олігоцену шарів і прошарків теригенно-уламкових порід, що можуть становити пошуковий інтерес.

Можливо на даному рівні буде мати місце деяке підвищення піскуватості глинистих порід.

Потужність відкладів олігоцену в свердловині складає 790 м.

Неогенова система (N)

Відкладення неогенової системи прогнозується розкрити в інтервалі глибин 25-750 м. Представлено вони обома відділами: міоценом і пліоценом.

Міоценовий відділ (N_1)

Міоценові відкладення в межах площі проєктованих робіт представлені всіма трьома підвідділами: нижнім, середнім і верхньою.

Нижній міоцен (N_{mk}) входить до складу майкопської серії (верхній майкоп), складений звичайно маслиново-сірими і коричневими глинами з присипками і гніздами ясно-сірого алевритового матеріалу з включеннями конкрецій піриту і сідериту.

Очікуваний інтервал залягання нижнього міоцену в свердловині 660-750 м, потужність 90 м.

Т.о. відкладення майкопської серії (олігоцен + нижній міоцен), передбачається розкрити в інтервалі глибин 660-1540 м, потужність їх складе 880 м.

Середній - верхній міоцен містить у собі тортонський, сарматський і меотичський яруси.

Тортонський ярус (N^2t) на породах, що підстиляють, залягає з великою регіональною перервою, складений чергуванням вапняків органічних, мергелів, глин і пісковиків, утворює з низами сарматського ярусу єдину пачку порід, що містить шари-колектори з високими ємнісними і фільтраційними властивостями. До верхньої частини цієї пачки на площі проєктованих робіт присвячений поклад газу.

Очікуються відкладення тортонна + низів нижнього сармата на глибинах 600-660 м., потужність їх - 60м.

Сарматський ярус (N^3s) Решту частини сарматського ярусу складена в нижній частині розрізу глинами, що є покришкою для сармат-тортонського продуктивного горизонту. Вище відкладення сармата представлені чергуванням глин, мергелів і вапняків (перлітових, детритусових і черепашкових) з підлеглими прошарками пісковиків і алевролітів.

Глибина залягання сарматського ярусу 370-600 м, потужність - 230м.

Меотичний ярус (N^3m)

Відклади меотиса залягають на породах, що підстиляють, із глибокою перервою, представлені вапняками органічними, мергелями, глинами і пісками.

Пліоценовий відділ (N_2)

Утворення пліоценового відділу представлені нижнім і середнім підвідділами.

Нижній пліоцен - понтичний ярус (N^p) утворює у межах площі робіт з меотичним ярусом єдину літологічну пачку, складену, як вказувалося вище, чергуванням органічних вапняків, мергелів, глин і пісків.

Залягають відкладення меотиса-понта на глибинах 320-370 м, потужність їх 50 м.

Середній пліоцен представлений кіммерійським і куюльницьким ярусами залягає на глибинах 100-320 м, має потужність -220 м, складний глинами, алевритами, пісками з прошарками мергелів і опок.



НТУ «Дніпропетровська політехніка»

Четвертинна система (Q)

Нерозчленовані утворення четвертинної системи з розмивом залягають на відкладеннях пліоцену. Потужність їх - близько 25 м.

Складені мулами черепашковими, суглинками, супісями, глинами.

1.3 Тектоніка родовища

Підняття Голіцинського в тектонічному плані присвячено до південного борту Каркнітського прогину, розташовано в зоні глибинного Сулинсько-Тарханкутського розлому і є складовою ланкою ланцюжка Тарханкутської зони складок.

За даними сейсмічних досліджень СОГТ (2, 5, 6) структура просліджується практично у всіх стратиграфічних підрозділах осадового чохла (від нижньої крейди до неогену включно).

До пошукового буріння підготовлена по горизонту, що відбиває, Піт, стратифіціруємому як покрівля крейдових - маастрихтських відкладів. По цьому горизонт підняття Галицинського являє собою брахиантиклінальну складку субширотного простягання, ускладнену двома порушеннями амплітуд 460-135м. Одне з них, що проходить через сводову частину структури має субширотне простягання; друге, що ускладнює південне крило складки, - північно-західне.

Розміри структури по гранично замкнутій изогіпсі - 3575 м складають 4,5x8,5 км, амплітуда - близько 300 м. Перспективна площа (по изогіпсі - 3550 м) - 30 кв.км.

Аналогічну будову має підняття і по покрівлі нижнього палеоцену (відбиваючий горизонт Ша). Розміри його по гранично-замикаючій изогіпсі - 3125 м складають 5x8 км, амплітуда -175 м, площа - 35,5 кв.км.

На всіх стратиграфічних рівнях в цілому зберігається субширотне простягання підняття, але при цьому за відкладами Майкопу і неогену відзначаються виположування східної перикліналі структури і розворот її в північно-східному напрямку.

Слід зазначити також, що знизу нагору відбувається деякий зсув склепінної частини підняття в західному напрямку.

Розміри підняття за гранично замкненими изогіпсами складають:

- по подошві кумського горизонту (Нб)-4,7x6,5 км (изогіпса - 2325 м), амплітуда 150 м, площа - 30,6 кв.км;
- по покрівлі еоцену (На) - 8x5 км (изогіпса - 1675 м), амплітуда - близько 150 м, площа - 40 кв.км;
- по покрівлі продуктивної майкопської пачки М-V - 5,5x11 км (изогіпса -950 м), амплітуда - 125 м, площа - 60,5 кв.км;
- по покрівлі пачки М-Ш- 9,5x5,5 км, амплітуда - 60 м. площа - 52,3 кв.км
- по покрівлі майкопської серії (Ia)-8,5x5,0 км, амплітуда -60 м, площа -42,5 кв.км;
- . по покрівлі продуктивного неогенового горизонту - 8,5x5 км, амплітуда -60 м, площа - 42,5 кв.км.

1.4 Газоносність продуктивних відкладів

Площа проєктованих робіт відноситься до Каркінітського району Причорноморсько-Кримської нафтогазоносною області, де встановлена нафтогазоносність практично всіх стратиграфічних підрозділів (від нижньої крейди до низів неогену включно), що складають осадовий чохол.

У межах шельфової частини даного нафтогазоносного району на сьогоднішній день встановлена продуктивність верхньої крейди, палеоцену, еоцену, олігоцену і низів міоцену.

У відкладеннях верхньої крейди тут виявлене родовище газу і конденсату на площі Шмідта, де при іспиті порід Маастрихта в свердловині 6 (інтервал 2917-2932 м) був отриманий приплив газу дебітом 132 тис.м³/добу і конденсату - 19,2 м³/добу (штуцер 18 мм). В свердловині 9 приплив газу (інтервал 3124-3196 м) склав 65 тис.м³/добу (16 мм штуцер). Непромисловий приплив газу отриманий з відкладень маастрихтського ярусу на Фланговій площі.

Продуктивність верхньої крейди встановлена також і в межах прилягаючої суші Рівнинного Криму, де нафтогазопрояви різної інтенсивності мали місце при розбурюванні й випробуванні верхньокрейдяних порід у більш ніж 50 свердловинах.

Промислові припливи вуглеводнів отримані з цих відкладів на Жовтневій і Серебрянській площі - нафта, Карлавській і Родниковській - газ. І хоча більшість припливів і нафтогазопроявів присвячено до відкладень сеноманського, коньяк-туронського і сантонського ярусів, мали місце вони й у відкладеннях кампана (св. Першотравнева 1, Серебрянська 9) і Маастрихта (Бакальська II, Північна I).

У свердловині II Бакальська при випробуванні випробувачем пластів порід Маастрихту в інтервалі 1787-1901 м був приплив нафти з великою кількістю газу. Дебіт нафти склав 3,86 м³/добу; довжина смолоскипа газу - 3-4 м. Приплив газу з відкладів цієї пачки був отриманий і в свердловині Північна 1.

Верхньокрейдяні відклади в межах описуваної частини шельфу представлені, в основному, карбонатними породами, що, як і на прилягаючій суші, у цілому характеризуються низькою пористістю і проникністю. Однак умови проводки, дані ГДС, рясні водопрояви і значні припливи вуглеводнів у ряді свердловин свідчать про присутність у розрізі верхньої

крейди шарів-колекторів з досить високими ємнісними і фільтраційними властивостями.

Колектори верхньої крейди, представлені як на суші, так і в межах шельфу, в основному, різними вапняками. Пористість їх, звичайно, не перевищує 6-7%, проникність $0.1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Однак у ряді випадків відкрита пористість верхньокрейдяних вапняків досягає значень 12,5-23,5%, а проникність $17 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Дослідження, що проводилися в УкрНДГРІ, свідчать про те, що колекторські властивості цих порід поліпшуються за рахунок тріщинуватості і кавернозності. При цьому проникність збільшується за рахунок вторинної порожнистості в 100 і більш разів.

Для колекторів верхньої крейди характерна нерівномірність розвитку їх як по розрізі, так і по площі. Найбільше часто вони бувають приурочені до границь стратиграфічних підрозділів.

Відносяться колектори верхньої крейди переважно до тріщинувато-порових, і тріщинувато-кавернозного типів.

У випадку присутності в розрізі верхньої крейди органогенно-уламкових і органогенних вапняків, можна очікувати колектори гранулярного типу.

Регіональних флюїдоупорів у розрізі верхньої крейди не встановлено.

Покришками для флюїдів цих відкладів служать пачки глинистих щільних не тріщинуватих вапняків, мергелів і глинистих мергелів, що просліджуються в різних частинах розрізу.

Прогнозом продуктивності розрізу, виконаним на підставі спеціалізованої обробки за програмами 111V 5 профілів, що перетинають склепіння структури: 668729, 31 33, 69 і 70, у межах площі проєктованих робіт передбачається нефтегазоносність відкладів Маастрихту.

Промислова нафтогазоносність палеоценових відкладів доведена на ряді площ північно-західного шельфу: Голіцина, Шмідта, Штормової, Одеської; еоценових - на Одеській; майкопських - на Голіцина, Шмідта, Кримської.

У межах площі проєктованих робіт виявлені поклади газу в відкладах Майкопу і міоцену (тортон - нижній сармат).

Колектори нижньопалеоценового газоносного комплексу приурочені до пісковидних, органогенних і тріщинуватих вапняків. Кращими колекторськими властивостями володіють пісковидні вапняки, що звичайно мають пористість від 18 до 25 %. На площі запроектованих робіт за даними ГДС у свердловинах 1 і 2 у розрізі нижнього палеоцену були виділені пласти-колектори, що впевнено характеризувалися як газоносні. Однак проведені випробовування не дали остаточної оцінки газоносності об'єктів.

Характеристика шарів-колекторів нижнього палеоцену в свердловині 1 значно краща характеристики шарів-аналогів у свердловині 2.

При випробовуванні нижнього палеоцену обох свердловин отримані лише слабкі припливи газу.

На думку авторів підрахунку запасів по Голіцинському родовищу випробовування свердловини 1 проведено неякісно. Крім того об'єкт 3235-3266 (шари 42-47) не був випробований, хоча він виділяється як найбільш надійний.

Питання наявності покладу у відкладах нижнього палеоцену залишилося відкритим.

За даними прогнозу продуктивності розрізу, виконаним у 1990 р. підтверджена наявність АТЗ у відкладах нижнього палеоцену.

Верхньопалеоценові відклади звичайно не містять колекторів із задовільними емнісними і фільтраційними властивостями і являють собою так звану псевдопокришку.

Однак пошуковими роботами останніх років в межах західної частини шельфу встановлена присутність у розрізі верхнього палеоцену опісчанених і органогенно-уламкових вапняків (площі Гамбурцева, Одеська) і прилеглих до них шарів-колекторів з досить високими емнісними і фільтраційними властивостями

На Одеській площі в алевро-карбонатних породах верхнього палеоцену з відкритою пористістю 20,6-24,5% (по керну) був виявлений поклад газу. При випробовуванні інтервалу 1408-1436 м у свердловині №2 дебіт газу на 12 мм діафрагмі склав 85,0 тис.м³/добу, а в свердловині №4 (інтервал 1510-1535 м) - 163,6 тис.м³/добу.

При випробовуванні відкладів верхнього палеоцену в свердловині №2 Галицинська (інтервал 2995-3002 м) був отриманий приплив газу з орієнтованим дебітом 7-10 тис.м³/добу.

За даними ГДС шар-колектор виділений і у свердловині №1, характер насичення його невизначений (інтервал 2973,2-2981,6 м), шар не випробовувався.

Регіональним екраном для флюїдів палеоцену є глини нижнього еоцену. Наявність флюїдоупора між продуктивними горизонтами нижнього і верхнього палеоцену проблематична.

На Одеській площі він відсутній, там, наприклад, виділяється єдиний продуктивний горизонт з єдиним газоводяним контактом

Продуктивність еоценових відкладів була встановлена на Одеській площі.

Родовище газу, виявлене тут у відкладах еоцену, присвячено до покрівельної частини останнього. Продуктивний горизонт представлений - чергуванням алевролітів різної глинистості і глин різної алевритистості.

Колекторами є алевроліти, що характеризуються значеннями відкритої пористості від 15,8 до 24,9%. Дебіти газу з відкладів еоцену в свердловинах № 1 і 2 склали на 10 мм штуцері відповідно 56,7 тис.м³/добу (інтервал 628-641 м) і 55,8 тис.м³/добу (інтервал 752-764 м).

Газопрояви при розбурюванні відкладень еоцену (кумський горизонт) мали місце в свердловині №4 Голіціно, а також у свердловині №1 Голіцинська. За матеріалами ГДС у подошві кумського горизонту в свердловинах №1 і ц2 Голіцинських виділений проникний шар-колектор потужністю близько 40 м (свердловина 1 - інтервал 2192-2234 м, свердловина 2 -2260-2300 м). Він характеризується мінімумом ПС і порівняно підвищеними значеннями опорів.

Відсутність керна з цієї частини розрізу в свердловинах №1 і 2 не дозволяє впевнено судити про літологічну характеристику пласта-колектора. Відповідно до висновку за результатами ГДС, ці шари водоносні. Однак, авторами прогнозу продуктивності розрізу ставиться під сумнів висновок про водоносність шарів-колекторів у подошві кумського горизонту. Вони вважають, що більш інтенсивне зниження швидкості у верхній частині цих шарів свідчить про загазованість останніх.

На підставі присутності аномалії типу "бліда пляма", присвяченої до склепінної структури (горизонт Пб) Галицинського, тут прогнозується наявність покладу газу у відкладах подошвенної частини кумського горизонту.

Для майкопського газоносного комплексу характерний розвиток алевро-пісчаних прошарків, що формують у товщі глин цілі пачки потужністю до декількох десятків метрів, присвячених у межах розбурених площ шельфу в покрівельній частині середнього Майкопу (верхньокерлеутського горизонту).

Колектори Майкопу володіють високими ємнісними і фільтраційними властивостями. Вони характеризуються відкритою пористістю від 10 до 26-31%, проникністю від $0,73 \cdot 10^{-5}$ до $198,3 \cdot 10^{-5}$ м².

Регіональними флюїдоупорами для колекторів Майкопу є глини, серед яких вони залягають.

Середнє значення пористості колектора складає 21,3%.

У цілому колектори неогену, представлені алевро-песчаними породами й органічно-уламковими вапняками, характеризуються високими емнісними і фільтраційними властивостями.

Екраном для флюїдів неогену є пачки глин, що розділяють ці колектори. Зокрема для колекторів тортон-нижньосарматського продуктивного горизонту площі Голіцинського флюїдоупором є сарматські глини, що його перекривають.

На площі проєктованих робіт, як вказувалося вище, в результаті буріння і випробовування свердловин № 1 і 2 виявлені родовища газу в відкладах середнього Майкопу (М-III, М-V) і середнього і верхнього міоцену (пачка N - I).

Запаси газу, підраховані за станом на 01.01.98 по категорії С₁ по продуктивному горизонту N-I складають 174 млн.м³, по М-III - 280 млн.м³, М-V - 4909 млн.м³. Всього по категорії Q - 5363 млн.м³. По категорії С₁ запаси підраховані для пачки М-V і складають 3,921 млн.м³.

Була встановлена газонасиченість верхнього (св. № 2) і нижнього палеоцену (пачка П-XI), і хоча промислових припливів з відкладів нижнього палеоцену отримано не було, але по висновку за результатами ГДС (первинним і повторним) пачка газонасичена і тому вона як об'єкт підрахунку була віднесена до категорії С₂. Запаси склали 9879 млн.м³. Усього по С₂ (М - V, П-XI) вони складають 13800 млн.м .

1.5 Фільтраційні властивості порід-колекторів

Ефективна середньозважена газонасичена товщина 13,1 м. Середні значення коефіцієнтів пористості - 0,25, проникності - 0,56Д. Для всіх свердловин цього покладу ефективна пористість складає від 10 до 34-42 %. Припускаючи, що ефективна пористість більша або рівна 23%, проникність для всіх свердловин складає 73 - 198 мД, для покладу в цілому - 148 мД.

1.6 Склад і фізико-хімічні властивості природного газу

Компонентний склад і фізико-хімічні властивості газу приведені в табл. 1.1 і табл. 1.2.

Таблиця 1.1 - Компонентний склад природного газу

Пачка	СН ₄ ,% метан	С ₂ Н ₆ ,% етан	С ₃ Н ₈ ,% пропан	С ₄ Н ₁₀ , % бутан	О ₂ ,% кисень	Н ₂ ,% азот	СО ₂ , %
М-V	99,139	0,249	0,049	0,008	0,037	0,449	0,069

Сірководень (H₂S) в продукції горизонту не виявлений.

Таблиця 1.2 - Фізико-хімічні властивості газу

Пачк а	Пластов а температ ура, °К	Критичн а температ ура, °К	Приведена температур а, °К	Коефіцієн т стисливос ті, част. од.	Густи н а, кг/м ³	Відносн а густина
М-V	311	190,72	1,631	0,875	0,6738	0,5592

2 Геолого-технічні умови буріння

Проектна глибина свердловини становить 3800 м; діаметр експлуатаційної колони - 146 мм.

Геологічний розріз і коротка його характеристика по свердловині наведено в таблиці 1.

Таблиця 1

Інтервал залягання, м	літологічна характеристика	Категорія		Гradient тиску, МПа / м		ускладнення
		по твердості	по абразивності	пластового	гідророзриву	
0-270	Пісок, глина, крейда	I	I	0,0100	0,0144	осипу
270-850	Глина, пісок	II	II	0,0110	0,0152	обвали
850-1400	аргиліт, вапняк	VI	IV	0,0140	0,0176	поглинання
1400-2300	Аргіліт, алевроліт, вапняк	VI	III	0,0150	0,0184	осипи
2300-2900	Аргіліт, алевроліт, піщаник	V	VI	0,0128	0,0172	поглинання
2900-3800	Аргіліт, піщаник, ангідрит	VII	VI	0,0166	0,0210	нафтогазопрояви

Верхня частина розрізу 0-850 м складена м'якими осадовими породами схильними до осипам і обвалів.

На інтервалі 850-1400 м очікується поглинання промивної рідини.

Інтервал 1400-2300 м складний породами схильними до осипання.

На інтервалі 2300-29500 м очікується поглинання промивної рідини, інтервал складний породами V категорії по твердості.

Нафтогазопроявами очікується на інтервалі 2900-3800 м, дані інтервал складний породами VII категорії по твердості.

3 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

3.1. Визначення числа обсадних колон і глибини їх спуску.

Для встановлення кількості обсадних колон і глибини їх спуску спочатку будують суміщений графік зміни градієнтів пластового тиску і тиску гідророзриву по глибині свердловини. На його основі проектується орієнтовний варіант конструкції свердловини. Виходячи з принципу сумісності умов буріння на графіку знаходимо зони кріплення свердловини, які і визначають число обсадних колон

Проектувати діаметри обсадних колон і доліт починають знизу-вгору [1]. Діаметр експлуатаційної колони обумовлений завданням на курсовий проект і становить - 146 мм.

Суміщений графік зміни градієнтів пластового тиску і тиску гідророзриву по глибині свердловини наведено в табл. 2. Відповідно до цього графіка і геолого-технічними умовами буріння будуть встановлені наступні обсадні колони:

- на інтервалі 0-850 м - кондуктор для перекриття зони осадових порід (схильних до обвалів), з повною цементацией затрубного простору;
- на інтервалі 0-2900 м - проміжна колона, з повною цементацией затрубного простору;
- на інтервалі 0-3800 м - експлуатаційна колона, з повною цементацией затрубного простору.

3.2. Визначення діаметрів обсадних колон і доліт.

1) діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону:

$D_{\delta}^{\circ} = D_m + 2 \cdot \delta$, Де D_m - діаметр муфти експлуатаційної колони, δ - зазор між експлуатаційною колоною і стінками свердловини.

$$D_{\delta}^{\circ} = 166 + 2 \cdot 15 = 196 \text{ мм,}$$

відповідно до ГОСТу на шарошечні долота приймаємо $D_{\delta}^{\circ} = 215,9$ мм.

2) визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

$$D_{\text{вн}}^{\text{np}} = D_{\delta}^{\circ} + 6 = 215,9 + 6 = 221,9 \text{ мм,}$$

відповідно до ГОСТу на обсадні труби приймаємо зовнішній діаметр проміжної колони: $D_n^{\text{np}} = 245$ мм, з діаметром муфти - $D_m^{\text{np}} = 270$ мм.

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

$$D_{\delta}^{\text{np}} = D_m^{\text{np}} + 2 \cdot \delta = 270 + 2 \cdot 30 = 330 \text{ мм,}$$

відповідно до ГОСТу на шарошечні долота приймаємо $D_{\delta}^{\text{np}} = 349,2$ мм.

4) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

$$D_{\text{вн}}^{\text{к}} = D_{\delta}^{\text{np}} + 6 = 349,2 + 6 = 351,2 \text{ мм,}$$

відповідно до ГОСТу на обсадні труби приймаємо зовнішній діаметр кондуктора: $D_n^{\text{к}} = 377$ мм, з діаметром муфти - $D_m^{\text{к}} = 402$ мм.

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

$$D_{\delta}^{\text{к}} = D_m^{\text{к}} + 2 \cdot \delta = 402 + 2 \cdot 25 = 452 \text{ мм,}$$

відповідно до ГОСТу на долота приймаємо $D_{\delta}^{\text{к}} = 490$ мм.

Таким чином, приймаємо такі обсадні труби і долота:

Діаметр обсадних труб, мм	146	245	377
Діаметр долота, мм	215,9	349,2	490

4 Спосіб буріння

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

Крім цього потрібно рахуватися і з тим, що роторний спосіб буріння рекомендують використовувати коли: глибина свердловини перевищує 3500 м; діаметр долота менше 190,5 мм; температура забою свердловини більше 140 °С.

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

Виходячи з вищевикладеного приймаємо - роторний спосіб буріння.

5 Вибір породоразрушаючого інструменту

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться двома способами:

- 1) за механічними і абразивним властивостями гірських порід;
- 2) по промисловим даним.

Для вибору типу долота за першим способом для буріння конкретної породи, яка містить пропластки з різними механічними властивостями, необхідно оцінити категорію твердості і абразивності всіх прошарків.

При використанні другого способу необхідно мати промислову інформацію (картки відпрацювання доліт) з буріння не менше 5-6 свердловин

на даній площі. Обробивши цю інформацію, порівнюють рейсову швидкість (максимум) і собівартість одного метра (мінімум) і вибирають оптимальний тип долота для кожного інтервалу.

Для орієнтованого вибору типу бурових доліт в залежності від механічних і абразивних властивостей скористаємося табл. 1 [1].

Прийняті типи доліт наведені в табл. 3.

Таблиця 3

інтервал буріння	характеристика порід		Тип долота	Маса долота, кг	Допустиме навантаження, кН
	категорія по буримости	категорія по абразивності			
0-850	I-II	I-II	Д490С-ЦВ	316	500
850-2900	V, VI	III-VI	III 349,2 Т - ЦВ	99	470
2900-3800	VI	VI	III 215,9 К - ГНУ	44	280

6 Технологія буріння

6.1 Бурильна колона

Вибір діаметрів УБТ і бурильних труб

При виборі діаметрів УБТ і бурильних труб враховують рекомендовані співвідношення між діаметрами доліт, УБТ і бурильних труб [7, табл. 2].

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

для $D_d \approx 295,3$ мм:

$$\frac{d_{\text{УБТ}}}{D_o} = 0,75 - 0,85; \quad d_{\text{УБТ}} = 0,75 \cdot 215,9 \approx 162 \text{ мм, приймаємо } d_{\text{УБТ}} = 178 \text{ мм;}$$

$$- \frac{d_{om}}{d_{убт}} = 0,75 - 0,80; d_{бт} = 0,75 \cdot 178 \approx 134 \text{ мм, приймаємо } d_{бт} = 140 \text{ мм.}$$

Таблиця 4

Технічна характеристика бурильних труб конструкції ТБВ $\varnothing 140$ мм [2, с. 55, 57].

Діаметр, мм		Товщина стінки, мм	Розтягуються навантаження до межі текучості				Маса 1 м, кг
			Д	До	Е	Л	
зовнішній	внутрішній						
140	124	8	1226	1618	1766	2109	30,8
	122	9	1373	1815	2011	2354	33,7
	120	10	1520	2011	2207	2600	36,8
	118	11	1668	2158	2403	2845	39,5

Вибір КНБК

Компонування низу бурильної колони проектується з урахуванням профілю стовбура свердловини і схильності порід до викривлення свердловини. Для вертикальних свердловин це переважно один або два наддолотного калібратора, одна або дві УБТ (збалансовані, квадратні або спіральні) максимально-можливого діаметра, стабілізатор і далі УБТ розрахованого діаметра [1].

Довжина і компоновка УБТ

Для одноступінчатої компоновки необхідну довжину УБТ визначають за формулою

$$l_{убт} = \frac{KG_o}{q_{убт} \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m} \right)}$$

де $l_{убт}$ - довжина УБТ, м;

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

$G_{\text{дол}}$ - осьова навантаження, Н;

$\rho_{\text{пр}}$ - щільність промивної рідини, кг / м³;

$\rho_{\text{м}}$ - щільність металу, кг / м³;

$q_{\text{УБТ}}$ - вага 1 м УБТ, Н / м; $q_{\text{УБТ}} = 145,4$ кг [2, с. 50].

$$l_{\text{УБТ}} = \frac{1,2 \cdot 25000}{145,4 \left(1 - \frac{1,780}{7,85}\right)} \approx 227 \text{ м}$$

Отриману довжину УБТ округлюють в більшу сторону до величини, яка кратна довжині свічки, з урахуванням довжини свічки (25 м) приймаємо $l_{\text{УБТ}} = 225$ м.

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

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

де E - модуль пружності матеріалу (стали), Н / м²;

I - момент інерції при згині, м⁴.

$$I = \frac{\pi}{64} (d_{\text{н}}^4 - d_{\text{вн}}^4) = \frac{3,14}{64} (0,178^4 - 0,09^4) = 0,000046 \text{ м}^4$$

де $d_{\text{н}}$, $d_{\text{вн}}$ - відповідно зовнішній і внутрішній діаметр УБТ, м.

$$l_{\text{УБТ}}^{\text{кр}} = 1,94 \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,000046}{1454}} = 158 \text{ м.}$$

якщо $l_{\text{УБТ}} \geq l_{\text{УБТ}}^{\text{кр}}$ то для попередження можливого викривлення стовбура свердловини необхідно передбачити включення в компоновку УБТ центруючих пристроїв. Місце встановлення центраторів, відстань між ними і їх діаметр визначають згідно рекомендацій [1, табл. 4.29, 4.30]. Центратор буде встановлений через 125 м (1 центратор).

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

Приймаємо довжину наддолотного комплекту - 300 м (12 свічок) з труб ТБВ - 140 зі сталі групи міцності "Д" з товщиною стінки - 11 мм.

Конструкція бурильної колони

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

Довжину першої секції визначають з умов допустимих напружень на розтягнення по формулі:

$$l_1 = \frac{Q_{p1} - K_m (G_{УБТ} + G + G_{нк}) \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m} \right) - P_n F_n}{Kq_1 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m} \right)},$$

$$Q_{p1} = \frac{Q_T}{K_1 n},$$

де Q_{p1} - допустиме навантаження розтягування для труб першої секції, Н;

K_T - коефіцієнт тертя ($K_T = 1,15$);

$G_{УБТ}$ - вага УБТ, Н;

G - вага забійного двигуна, Н;

$G_{нк}$ - вага наддолотного комплекту, Н;

P_n - сумарні втрати тиску в забійній двигуні і долоті, Па;

F_n - площа прохідного перетину бурильної труби, м²;

q_1 - вага 1 м бурильних труб першої секції, Н / м;

Q_T - розтягуються навантаження до межі текучості матеріалу труб, Н (наводиться в технічній характеристиці труб табл. 4);

n - коефіцієнт запасу міцності (при бурінні забійними двигуном $n = 1,3$; при роторному бурінні $n = 1,4$);

K_1 - коефіцієнт, що враховує дію крутного моменту і моменту вигину (при бурінні забійними двигуном $K_1 = 1$; при роторному бурінні $K_1 = 1,04$).

Перша секція: сталь групи міцності Д, товщина стінки - 8 мм

$$Q_{p1} = \frac{1226}{1,04 \cdot 1,4} = 842 \text{ кН};$$

$$l_1 = \frac{842000 - 1,15(225 \cdot 1454 + 300 \cdot 395 + 440) \left(1 - \frac{1,780}{7,85}\right) - 13000000 \cdot 0,785 \cdot 0,124^2}{1,15 \cdot 308 \left(1 - \frac{1,780}{7,85}\right)} = 1063,5 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_1 = 1050$ м.

Якщо сумарна довжина КНБК, УБТ і першої секції менше глибини свердловини, то за першої секцією встановлюють другу, більш міцну (з більшою товщиною стінки або більшої міцності). Довжина другої і наступних секцій визначається за формулою:

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{kq_2 \left(1 - \frac{\rho_{пр}}{\rho_m}\right)}; \quad l_3 = \frac{Q_{p3} - Q_{p2}}{kq_3 \left(1 - \frac{\rho_{пр}}{\rho_m}\right)},$$

де l_2, l_3 - довжина другої і третьої секції;

Q_{p2}, Q_{p3} - допустима розтягуються навантаження для труб другої і третьої секції;

q_2, q_3 - вага 1 м бурильних труб другої і третьої секції.

Друга секція: сталь групи міцності Д, товщина стінки - 9 мм

$$Q_{p2} = \frac{1373}{1,04 \cdot 1,4} = 943 \text{ кН}; \quad l_2 = \frac{943 - 842}{1,15 \cdot 0,337 \left(1 - \frac{1,780}{7,85}\right)} = 338 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_2 = 325$ м.

Третя секція: сталь групи міцності Д, товщина стінки - 10 мм

$$Q_{p3} = \frac{1520}{1,04 \cdot 1,4} = 1044 \text{ кН}; l_3 = \frac{1044 - 943}{1,15 \cdot 0,368 \left(1 - \frac{1,780}{7,85}\right)} = 309 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_3 = 300$ м.

Четверта секція: сталь групи міцності Д, товщина стінки - 11 мм

$$Q_{p4} = \frac{1668}{1,04 \cdot 1,4} = 1146 \text{ кН}; l_4 = \frac{1146 - 1044}{1,15 \cdot 0,395 \left(1 - \frac{1,780}{7,85}\right)} = 291 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_4 = 275$ м.

П'ята секція: сталь групи міцності К, товщина стінки - 9 мм

$$Q_{p5} = \frac{1815}{1,04 \cdot 1,4} = 1247 \text{ кН}; l_5 = \frac{1247 - 1146}{1,15 \cdot 0,337 \left(1 - \frac{1,780}{7,85}\right)} = 338 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_5 = 325$ м.

Шоста секція: сталь групи міцності К, товщина стінки - 10 мм

$$Q_{p6} = \frac{2011}{1,04 \cdot 1,4} = 1381 \text{ кН}; l_6 = \frac{1381 - 1247}{1,15 \cdot 0,368 \left(1 - \frac{1,780}{7,85}\right)} = 411 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_6 = 400$ м.

Сьома секція: сталь групи міцності К, товщина стінки - 11 мм

$$Q_{p7} = \frac{2158}{1,04 \cdot 1,4} = 1482 \text{ кН}; l_7 = \frac{1482 - 1381}{1,15 \cdot 0,395 \left(1 - \frac{1,780}{7,85}\right)} = 288 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_7 = 275$ м.

Восьма секція: сталь групи міцності Е, товщина стінки - 10 мм

$$Q_{p8} = \frac{2207}{1,04 \cdot 1,4} = 1516 \text{ кН}; l_8 = \frac{1516 - 1482}{1,15 \cdot 0,368 \left(1 - \frac{1,780}{7,85}\right)} = 108 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_8 = 100$ м.

Дев'ята секція: сталь групи міцності Е, товщина стінки - 11 мм

$$Q_{p9} = \frac{2403}{1,04 \cdot 1,4} = 1650 \text{ кН}; l_9 = \frac{1650 - 1516}{1,15 \cdot 0,395 \left(1 - \frac{1,780}{7,85}\right)} = 383 \text{ м}$$

З огляду на проектну глибину свердловини:

$$L9 = L_{скв} - (l1 + l2 + l3 + l4 + l5 + l6 + l_{УБТ} + l_{НК})$$

$$L9 = 3800 - (225 + 300 + 1050 + 325 + 300 + 275 + 325 + 400 + 275 + 100) = 225 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_9 = 225 \text{ м}$.

Таблиця 5

Зведена таблиця конструкції бурильної колони.

№ секції	Товщина стінки, мм	Група міцності стали	Глибина спуску, м		Довжина секції, м	Вага 1 м труби, кН	Вага секції, кН
			від	до			
9	11	Е	0	225	225	0,395	88,9
8	10	Е	225	325	100	0,368	36,8
7	11	К	325	600	275	0,395	108,6
6	10	К	600	1000	400	0,368	147,2
5	9	К	1000	1325	325	0,337	109,5
4	11	Д	1325	1600	275	0,395	108,6
3	10	Д	1600	1900	300	0,368	110,4
2	9	Д	1900	2225	325	0,337	109,5
1	8	Д	2225	3275	1050	0,308	323,4
НК	11	Д	3275	3575	300	0,395	118,5
УБТ	44	Д	3575	3800	225	1,454	327,2
РАЗОМ							1590

6.2 Вибір режиму буріння

1. Осьова навантаження

1.1. Визначають необхідну осьову навантаження на долото Сд.

$$C_{\delta} = k_n p_{ш} F_k$$

де k_n - коефіцієнт, який враховує вплив забійних умов на твердість гірських порід;

$p_{ш}$ - твердість породи за штампом при атмосферному тиску, Па;

F_k - площа контакту зубів долота з породою, м².

Значення коефіцієнта k_n приймається 0,7-0,8 для пористих порід (пісковики, тріщинуватий вапняк, алеврити) і 1,0-1,2 - для суцільних сильно метаморфизованих і хомогенних порід.

Значення контактної площі F_k для найпоширеніших трьохшарошкових доліт приведено в [7] табл. 4. Розраховану величину осьового навантаження на долото порівнюємо з допустимим (паспортним) для даного типорозміру долота [Сд].

Д490С-ЦВ $N \approx 27 \text{ кН} < [C_d]=500 \text{ кН}$.

ІІІ 349,2 Т – ЦВ $N \approx 315 \text{ кН} < [C_d]=470 \text{ кН}$.

ІІІ 215,9 К – ГНУ $N \approx 215 \text{ кН} < [C_d]=250 \text{ кН}$.

1.2 Осьове навантаження на долото Сд.

$$C_{\delta} = c_y D_{\delta}$$

де c_y - питома навантаження на одиницю діаметра, Н / м (табл.7); D_{δ} - діаметр долота, м.

Д490С-ЦВ $C_{\delta} = 200000 \cdot 0,49 = 98000 \text{ Н} \approx 98 \text{ кН} < [C_d]=500 \text{ кН}$.

ІІІ 349,2 Т – ЦВ $C_{\delta} = 1000000 \cdot 0,3492 = 349200 \text{ Н} \approx 350 \text{ кН} < [C_d]=470 \text{ кН}$.

ІІІ 215,9 К – ГНУ $C_{\delta} = 2000000 \cdot 0,2159 \approx 431800 \text{ Н} \approx 432 \text{ кН}$, приймаємо - 250 кН.

2. Частота обертання долота.

Частота обертів

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

де n_d - частота обертання долота, з-1;

$d_{ш}$ - діаметр шарошки, м;

t_{\min} - мінімально необхідний час контакту зуба долота з породою, з

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

Z - максимальна кількість зубів на периферійному вінці шарошки

$$\underline{\text{Д490С-ЦВ}} \quad n_d = \frac{0,210}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,49 \cdot 32} = 1,7 \text{ с}^{-1} \approx 100 \text{ об/мин}$$

$$\underline{\text{Ш 349,2 Т – ЦВ}} \quad n_d = \frac{0,118}{5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3492 \cdot 28} = 2,4 \text{ с}^{-1} = 145 \text{ об/мин}$$

$$\underline{\text{Ш 215,9 К – ГНУ}} \quad n_d = \frac{0,065}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2159 \cdot 19} = 2 \text{ с}^{-1} = 120 \text{ об/мин}$$

3. Витрата промивної рідини вибирають з двох умов

а) З умови очищення вибою від вибуренної породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}}$$

де Q_1 - витрата промивальної рідини, м³ / с;

q_0 - питома витрата промивальної рідини, м³ / с на 1 м² забою

$q_0 = 0,35-0,5$ - при роторному способі і електробуренні;

$F_{\text{заб}}$ - площа забою свердловини, м².

$$\underline{\text{Д490С-ЦВ}} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,490^2 \cdot 0,4 = 0,075 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш 349,2 Т – ЦВ}} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,3492^2 \cdot 0,4 = 0,038 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш 215,9 К – ГНУ}} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,2159^2 \cdot 0,4 = 0,015 \text{ м}^3/\text{с};$$

б) З умови транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\min} F_{\text{кп}}$$

де V_{\min} - мінімально допустима швидкість руху промивної рідини в кільцевому просторі, м / с

в скельних породах беруть $V_{\min} = 0,7-1,0$ м / с;

в м'яких $V_{\min} = 1,0-1,4$ м / с;

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

Д490С-ЦВ $Q_2 = 0,785 \cdot (0,490^2 - 0,140^2) \cdot 0,5 = 0,087$ м³/с;

Ш 349,2 Т – ЦВ $Q_2 = 0,785 \cdot (0,3492^2 - 0,140^2) \cdot 0,7 = 0,056$ м³/с;

Ш 215,9 К – ГНУ $Q_2 = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,140^2) \cdot 0,7 = 0,015$ м³/с;

З розрахованих значень вибирають більше, яке потім узгоджують з технічною характеристикою бурової установки.

Таблиця 6

Тип долота	Інтервал буріння, м	Значення режимних параметрів		
		P , даН	n , об / хв	Q , дм ³ / с
Д490С-ЦВ	0-850	9800	100	86
Ш 349,2 Т - ЦВ	850-2900	35000	145	56
Ш 215,9 К - ГНУ	2900-3800	25000	120	15

6.3 Промивання свердловини

Обґрунтування щільності промивної рідини

Щільність промивної рідини вибирається згідно суміщеного графіка тисків (див. Табл. 2) і уточнюється для кожного інтервалу сумісних умов буріння за формулою:

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

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

g - прискорення земного тяжіння, м / с²;

H - глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

\square - нормативний коефіцієнт, який згідно з вимогами правил ведення бурових робіт визначає запас тиску в свердловині над пластовим [7] (табл. 5).

- інтервал буріння 0-850 м: $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,1 \cdot (11000 \cdot 850)}{9,81 \cdot 850} \approx 1233 \text{ кг/м}^3$; приймаємо - 1240 кг/м³

- інтервал буріння 850-2900 м: $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (15000 \cdot 2900)}{9,81 \cdot 2900} \approx 1606 \text{ кг/м}^3$; приймаємо - 1610 кг/м³

- інтервал буріння 2900-3800 м: $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (16600 \cdot 3800)}{9,81 \cdot 3800} \approx 1776 \text{ кг/м}^3$; приймаємо - 1780 кг/м³

Методика гідравлічного розрахунку

Визначають гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи [6]

$$P = P_m + P_{\text{кп}} + P_z + P_{\text{УБГ}} + P_{\text{кпУБГ}} + P_{\text{обв}} + P_d$$

де P - сумарні гідравлічні втрати тиску в циркуляційної системі, Па;

P_m - втрати тиску в бурильних трубах, Па;

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

R_3 - втрати тиску в замках і муфтах, Па;

$R_{УБТ}$ - втрати тиску в УБТ, Па;

$R_{кпУБТ}$ - втрати тиску в кільцевому просторі за УБТ, Па;

$R_{обв}$ - втрати тиску в наземній обв'язці (стояку, буровому шлангу, провідній трубі, вертлюге), Па;

R_d - втрати тиску в долоті, Па.

Для визначення втрат тиску в трубах і кільцевому просторі необхідно визначити режим руху, в залежності від якого вибирають ті чи інші розрахункові формули. Для цього визначають фактичне Re і критичне $Re_{кр}$.

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

де $\rho_{пр}$ - щільність промивної рідини, кг / м³;

V - швидкість руху промивної рідини, м / с;

d_r - гідравлічний діаметр, який дорівнює внутрішньому діаметру труби d в або різниці діаметрів $d_z = D_c - d_n$ - для кільцевого простору, м;

D_c - діаметр свердловини, м;

d_n - зовнішній діаметр бурильної колони, м;

$\eta_{пл}$ - динамічна в'язкість промивної рідини, Па·с;

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

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 He^{0,58}$$

де He - критерій Хелстрема;

$$He = \frac{\rho_{пр} \tau_0 d_z^2}{\eta_{пр}^2}$$

де τ_0 - динамічна напруга зсуву, Па.

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

Якщо $Re < Re_{кр}$ - режим руху ламінарія.

Якщо $Re > Re_{кр}$ - режим руху турбулентний.

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

де F - площа поперечного перерізу, m^2 ;

для труб $F = \frac{\pi}{4} d_e^2$

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

При ламінарному режимі течії втрати тиску в бурильних трубах і кільцевому просторі визначають за формулами:

$$P_T = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n d_B}$$

$$P_{кн} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n (D_c - d_3)}$$

де l - довжина секцій бурильних труб однакового діаметра;

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

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

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

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

для кільцевого простору

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

Аналогічно знаходять втрати тиску в УБТ (РУБТ) і кільцевому просторі за УБТ (РкпУБТ).

Втрати тиску в замках визначають за формулою Борда-Карно

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

де ξ - коефіцієнт місцевого опору;

V - середня швидкість руху рідини в трубах або несуженої частини кільцевого простору, м / с;

i - кількість замків.

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

де $k_{\text{пк}}$ - досвідчений коефіцієнт, який враховує особливості конфігурації місцевого опору в прохідному каналі;

F - площа поперечного перерізу каналу труб або несуженої частини кільцевого простору, м²;

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

$$i = \frac{l}{l_m},$$

де l - довжина бурильних труб однакового діаметра;

l_m - довжина однієї труби.

Втрати тиску в наземні об'язки знаходимо за формулою

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

де $\lambda_{\text{с}}$, $\lambda_{\text{бш}}$, $\lambda_{\text{в}}$, $\lambda_{\text{вт}}$ - відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів в стояку, буровому шлангу, вертлюге, і провідній трубі, значення яких наведено в [7].

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

$$P_{\text{д}} = b_{\text{р}} P_{\text{н}} - \sum P_i,$$

де $P_{\text{д}}$ - резерв тиску, який можна реалізувати в долоті;

$\beta_r = 0,75-0,8$ - коефіцієнт, що враховує те, що тривалий робочий тиск нагнітання бурових насосів повинно бути, згідно правил ведення бурових робіт, менше паспортного на 20-25%;

P_H - тиск, який розвиває насос, Па;

$\square P_i$ - втрати тиску в бурильних трубах, кільцевому просторі, замках, УБТ, кільцевому просторі за УБТ, обв'язки.

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

Для цього визначають швидкість руху рідини в промивних отворах долота за формулою

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

де $\square \mu_d$ - коефіцієнт витрати, значення якого наведені в табл. 7 [7].

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

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

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

$$V_d \geq 80 \text{ м/с}$$

$$P_d < P_{кр}$$

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

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

За величиною f_d підбирають діаметри насадок гідромоніторного долота за формулою

$$d_n = \sqrt{\frac{4f_d}{\pi n}}$$

де d_n - діаметр насадки, м;

n - кількість насадок.

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

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

де V - середня швидкість руху рідини в каналах долота.

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

Розрахунок

Втрати тиску в бурильних трубах

$$\eta_{\text{пл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1780 - 0,022 = 0,037$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1780 - 7 = 8,1; \quad F = 0,785 \cdot 0,124^2 = 0,012 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,015}{0,012} = 1,25 \text{ м/с}$$

$$\text{Re} = \frac{1780 \cdot 1,25 \cdot 0,124}{0,045} = 6131$$

$$\text{He} = \frac{1780 \cdot 10,3 \cdot 0,124^2}{0,045^2} = 139211$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 139211^{0,58} = 9125$$

Оскільки $Re < Re_{кр}$ - режим руху ламінарний, тоді

$$Sen = \frac{8,1 \cdot (0,124)}{0,045 \cdot 1,25} = 18$$

$$p_{кн} = \frac{4 \cdot 8,1 \cdot 3575}{0,55 \cdot (0,124)} = 1,7 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1,7 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі

$$\eta_{нл} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1780 - 0,022 = 0,037$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1780 - 7 = 8,1; \quad F = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,140^2) = 0,021 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,015}{0,021} = 0,7 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1780 \cdot 0,7 \cdot (0,2159 - 0,140)}{0,045} = 2102$$

$$He = \frac{1780 \cdot 8,1 \cdot (0,2159 - 0,140)^2}{0,045^2} = 41017$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 41017^{0,58} = 5558$$

Оскільки $Re < Re_{кр}$ - режим руху ламінарний, тоді

$$Sen = \frac{8,1 \cdot (0,2159 - 0,140)}{0,045 \cdot 0,7} = 20$$

$$p_{кн} = \frac{4 \cdot 8,1 \cdot 3575}{0,52 \cdot (0,2159 - 0,140)} = 2,9 \cdot 10^6 \text{ Па} = 2,9 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в замках і муфтах

$$i = \frac{3575}{25} = 143 \text{ шт.}$$

$$\xi_1 = 1,5 \cdot \left(\frac{0,124^2}{0,118^2} - 1 \right) = 0,2; \quad \xi_2 = 1,5 \cdot \left(\frac{(0,2159^2 - 0,140^2)}{(0,2159^2 - 0,159^2)} - 1 \right) = 0,8$$

$$P_3 = 1780 \cdot 143 \cdot \left[\left(0,2 \cdot \frac{1,25^2}{2} \right) + \left(0,8 \cdot \frac{0,7^2}{2} \right) \right] = 0,5 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,5 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в УБТ

$$\eta_{nl} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1780 - 0,022 = 0,037$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1780 - 7 = 8,1; F = 0,785 \cdot 0,09^2 = 0,006 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,015}{0,006} = 2,5 \text{ м/с}$$

$$\text{Re} = \frac{1780 \cdot 2,5 \cdot 0,09}{0,045} = 8900$$

$$\text{He} = \frac{1780 \cdot 8,1 \cdot 0,09^2}{0,045^2} = 57672$$

$$\text{Re}_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 57672^{0,58} = 6314$$

Оскільки $\text{Re} > \text{Re}_{кр}$ - режим руху турбулентний, тоді

$$\lambda_m = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,09} + \frac{110}{8300} \right)^{0,25} = 0,03$$

$$P_{УБТ} = 0,03 \frac{2,5^2}{2} \frac{1780}{0,09} 225 = 0,4 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,4 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі за УБТ

$$\eta_{nl} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1780 - 0,022 = 0,037$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1780 - 7 = 8,1; F = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,178^2) = 0,012 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,015}{0,012} = 1,25 \text{ м/с}$$

$$\text{Re} = \frac{1780 \cdot 1,25 \cdot (0,2159 - 0,178)}{0,045} = 1952$$

$$\text{He} = \frac{1780 \cdot 8,1 \cdot (0,2159 - 0,178)^2}{0,045^2} = 9630$$

$$\text{Re}_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 9630^{0,58} = 3475$$

Оскільки $\text{Re} < \text{Re}_{кр}$ - режим руху ламінарний, тоді

$$\text{Sen} = \frac{8,1 \cdot (0,2159 - 0,178)}{0,045 \cdot 1,25} = 5$$

$$P_{кнУБТ} = \frac{4 \cdot 8,1 \cdot 225}{0,3 \cdot (0,2159 - 0,178)} = 0,6 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,6 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в обв'язці

$$P_{\text{обв}} = (3,4 + 0,52 + 0,44 + 1,8) \cdot 10^5 \cdot 1780 \cdot 0,015^2 \approx 0,3 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,3 \text{ МПа.}$$

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті

$$P_{\text{д}} = 0,8 \cdot 32 - (1,7 + 2,9 + 0,5 + 0,4 + 0,6 + 0,3) \approx 19 \text{ МПа}$$

Швидкість руху рідини в проливних отворах долота

$$V_{\text{д}} = \mu_{\text{д}} \sqrt{\frac{2P_{\text{д}}}{\rho_{\text{пр}}}}, \text{ м / с}$$

Оскільки швидкість перевищує 80 м / с, то це означає, що розглянутий інтервал можна бурити з використанням гідромоніторних доліт.

Необхідно мати на увазі, що перепад тиску, який спрацьовує в насадках гідромоніторного долота, не повинен перевищувати деякого граничного значення РКР, яке обумовлено як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура. У розрахунках приймають РКР \square 12-13 МПа. Т.к $R_{\text{д}} = 20 \text{ МПа} > \text{РКР}$, то приймаємо $R_{\text{д}} = \text{РКР} = 13 \text{ МПа}$.

$$V_{\text{д}} = 0,9 \sqrt{\frac{2 \cdot 13 \cdot 10^6}{1780}} = 112 \text{ м / с}$$

Тому підбирають такі значення $V_{\text{д}}$ і $R_{\text{д}}$, щоб виконувалися умови:

$$V_{\text{д}} \geq 80 \text{ м / с}$$

Оскільки швидкість перевищує 80 м / с, то це означає, що розглянутий інтервал можна бурити з використанням гідромоніторних доліт.

Сумарна площа насадок $f_{\text{д}}$ гідромоніторного долота

$$f_{\text{д}} = \frac{0,015}{112} = 0,000133 \text{ м}^2$$

Діаметри насадок гідромоніторного долота

$$d_{\text{н}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,000133}{3,14 \cdot 3}} = 0,0075 \text{ м} = 7,5 \text{ мм.}$$

6.4 Вибір бурового верстата, талевого каната і талевої системи

Вибір бурової установки і обладнання

Відповідно до проектною глибиною свердловини і необхідної вантажопідйомністю приймаємо бурову установку Уралмаш 3800/225 ЕК-БМ [8]

Установки цього типу вперше розроблені фірмою "Уралмаш - Бурове обладнання" і не мають аналогів за кордоном. [8]

Призначені для буріння свердловин на нафту і газ, з умовною глибиною буріння 3800 метрів в районах з помірним кліматом (при температурах від -45оС до +40оС), при розробці родовищ з вмістом сірководню менше 6%.

Обладнання складається з наступних основних частин: вищечних блоку, лебедочного блоку, блоків переміщення і вирівнювання, приймального механізованого моста зі стелажми, насосного блоку, блоку обладнання циркуляційної системи (ЦС), компресорного блоку, тиристорного блоку, блоку комплектного розподіл-пристрої.

Устаткування бурової установки сертифіковане за стандартами 4F, 7K, 8A, 8C і Q1 інституту АРІ.

Конструктивні особливості та переваги

- Можливість буріння на ґрунтах з низькою несучою здатністю
- Здійснення центрування і вирівнювання вищечних блоку в процесі буріння
- Привід основних механізмів проводиться електродвигунами постійного струму від промислових мереж через комплектне тиристорне пристрій в контейнерному виконанні
- Екологічно чисте буріння за рахунок виключення комор

- Оптимальний режим буріння вибирається за рахунок 100% регульованого приводу основних механізмів і застосування регулятора подачі долота
- Блочно-модульне виконання
- Сучасна чотирехступенчатая циркуляційна система

Технічні характеристики

допустиме навантаження на гаку (по ГОСТ 16293), тс	225
максимальна статичне навантаження на гаку (по API), тс	270
умовна глибина буріння (БТ-114 мм), м	3800
довжина бурильної свічки, м	25
тип приводу	електричний
Вишка УМ 45-225Р	
тип	щогла 2-х опорна
висота вишки, м	45,6
підстава	
тип	збірно-модульний
висота підстави (відмітка підлоги бурової), м	8,5
талевого система	
діаметр талевого каната, мм	28
число струн талевої системи (оснащення)	10 (5x6)
Лебідка ЛБУ-750 СНД	
розрахункова потужність на вхідному валу, кВт	750

Вертлюг УВ-250 МА	
вантажопідйомність, тс (кН)	250 (2500)
динамічна вантажопідйомність (по АРІ), тс	145
Ротор Р-700	
розрахункова потужність приводу ротора, кВт	630
діаметр отвору в столі ротора, мм	700
допускається статичне навантаження, тс	500
Насос УНБТ-950 А2	
потужність насоса, кВт	950
максимальна подача, л / с	46
максимальний тиск (на виході), МПа	32
циркуляційна система	
загальний корисний об'єм, м ³	160
кількість ступенів очищення	4

Технічна характеристика насоса УНБТ-950-А2 [8]

Параметри / Модель	УНБТ-950- А2
Потужність насоса, кВт	950
Число циліндрів, шт.	3
Номинальна частота ходів поршня в хв	125
Подача насоса (max), дм ³ / с	46
Тиск на виході насоса (max), МПа	32
Виконання гідравлічної частини	прямоточне
пневмокомпенсаторів	ПК70-320

Ступінь нерівномірності тиску на виході з насоса,%, не більше	5
Маса насоса без шківів, пневмокомпенсаторів і крана, кг	22070
Маса зі шківом, пневмокомпенсаторів і краном, кг	24261

Вибір талевого каната і талевої системи

Вибір талевого каната: до складу прийнятої бурової установки входить канат ЛК - РВ (6 x 31) діаметром 32 мм. Маса 1 м каната - 3,8 кг, максимальне розривне зусилля каната - 632,3 кН [9].

Вибір талевої системи виконується згідно з розрахунком кількості роликів лівого блоку [7]:

$$T = \frac{K_1 Q_{\Gamma}}{2P_k}$$

де T - кількість роликів талевого блоку;

Q_{Γ} - статичне навантаження на гак від ваги найбільш важкої бурильної колони;

P_k - розривна навантаження для обраного талевого каната;

K_1 - запас міцності талевого каната на розрив ($K_1 = 4$).

Порівняльна таблиця ваги бурильної і обсадних колон

Показники	бурильної колони	Проміжна колона	експлуатаційна колона
Довжина колони, м	3800	2900	3800
Вага 1 м, Н		687	357
Вага колони, кН	1590	1992,3	1356

$$T = \frac{4 \cdot 1992,3}{2 \cdot 632,3} = 6,3$$

Приймаємо кількість роликів лівого блоку $T = 7$ шт. Тоді оснащення талевої системи - 7 х 8.



7 Охорона праці, надр та довкілля

7.1 Значення охорони праці в забезпеченні безпечних та здорових умов праці

Охорона праці являє собою комплекс правових, організаційних, технічних і санітарно-гігієнічних заходів спрямованих на забезпечення безпечних і здорових умов праці на виробництві. Такі організаційні заходи, як інструктажі з техніки безпеки, знайомлять працівників з небезпечними факторами, що мають місце при виконанні певної роботи, а це дозволяє зменшити кількість виробничих травм і нещасних випадків.

Заходи технічного характеру дозволяють запобігати виробничим травмам і нещасним випадкам, полегшують працю робітників і усувають причини, що викликають травми. Так, наприклад, при роботі з електричними установками такі заходи, як улаштування електроблокування, влаштування захисного заземлення, обгородження електроустановок і встановлення неізолюваних струмовідвідних елементів на недосяжній висоті, також зменшують кількість нещасних випадків і травм.

Санітарно-гігієнічні заходи (виробнича санітарія) забезпечують здорові умови праці, усувають дію шкідливих речовин на людину. Цього досягають влаштуванням вентиляції, освітлення, забезпеченням нормального режиму праці і відпочинку.

Головним завданням охорони праці є усунення або зменшення дії виробничих шкідливих факторів, які можуть виникнути в процесі експлуатації обладнання, в процесі виконання технологічних процесів.

Для підприємств нафтогазової промисловості характерне складне виробниче середовище, яке впливає на механізми і працівників. Вплив виробничого середовища на технологічні процеси: вібрація призводить до порушення вузлів, деталей машин; підвищена вологість, перепади

температури, наявність у повітрі домішок зменшує їх працездатність. Разом з тим недостатня освітленість, підвищений рівень звуку та інші фактори можуть призвести до неправильних дій людини внаслідок психологічного або фізичного стомлення.

З метою попередження і недопущення нещасних випадків на виробництві в Управлінні по видобутку газу ДАТ «Чорноморнафтогаз» були розроблені заходи:

- переглянути і конкретизувати посадові інструктажі і перевірки знань працюючого та інженерно-технічного персоналу, виконавчого роботи по експлуатації, обслуговуванню та ремонту двигунів внутрішнього згорання;
- передивитись і конкретизувати доленосні інструкції, інструкції по охороні праці, інструкції по технічній експлуатації для персоналу, експлуатуючого енергетичне обладнання;
- провести позачергову перевірку безпечної експлуатації енергетичного обладнання на всіх об'єктах Управління;
- провести перевірку на дійсність вимогам кваліфікаційної групи по електробезпеці характеру виконавчих робіт машиністами ДВЗ;
- внести в посадові інструкції майстрів, керівників служб видання щоденних завдань робочому персоналу.

Для забезпечення безпечності виробництва всі платформи укомплектовані спеціальними засобами, газоаналізаторами до вибухонебезпечних гранично допустимих концентрації горючих і токсичних газів. Всі робітники забезпечені засобами індивідуального захисту згідно галузевим нормам.

На виробництві розроблені «Комплексні заходи по досягненню встановлених нормативів безпечності, гігієни труда і виробничої середовища, підвищенню існуючого рівня охорони праці, попередження випадків виробничого травматизму, профзахворювань і аварій».

З метою забезпечення безпеки виробництва на підприємстві діє система депреміювання за порушення вимог з охорони праці. В таблиці 7.1 приведені дані виробничого травматизму на промислі за останні три роки.

Таблиця 7.1 – Стан охорони праці на Управлінні по видобутку газу ДАТ «Чорноморнафтогаз» за 2010-2012 рік

Назва показника безпеки	Розподіл по роках		
	2010	2011	2012
1	2	3	4
1. Кількість виробничих нещасних випадків	1	1	3
2. Загальна кількість днів непрацездатності всіх потерпілих	20	8	80
3. Середньооблікова кількість штатних працівників, осіб	486	486	486
4. Коефіцієнт частоти травматизму	2,06	2,06	6,17
5. Коефіцієнт важкості травматизму	20	8	26,6
6. Фінансування заходів з охорони праці, тис. грн.:			
- планове	458,0	632,96	1230,20
- фактичне	426,72	159,57	585,98
7. Кількість працівників, притягнутих до відповідальності за порушення правил охорони праці	26	21	34
8. Кількість навчань з охорони праці	218	322	543
9. Кількість виявлених порушень правил охорони праці	64	—	—
10. Кількість проведених перевірок на рівні підприємства/на рівні структурних підрозділів / проведених органами Держпромміськнагляду	3/-/2	9/78/3	2/76/1
11. Кількість атестацій робочих місць	3	—	—
12. Кількість працівників позбавлених премій за порушення правил охорони праці	37	29	33
13. Накладено штрафів на посадових осіб (чол./сума грн.)	2/850	4/2318	—
14. Оголошено доган за порушення правил охорони праці	2	4	9

Матеріал про розподіл нещасних випадків на підприємстві ДАТ «Чорноморнафтогаз» представимо у вигляді таблиці 7.2

Таблиця 7.2 – Розподіл виробничого травматизму за видами робіт та професіями

Технологічний процес	Професія травмованого	Вид робіт (травмуючий фактор)
Промивання вибою свердловини	Оператор	Струмień рідини під тиском
Експлуатація обладнання, устаткування, машин, механізмів	Машиніст	Дія предметів та деталей, що рухаються, обертаються
Регулювання роботи свердловини за допомогою засувки з ручним керуванням	Помічник бурильника	Травмування штоком засувки, який вилітає внаслідок заводського дефекту
Робота з соляною кислотою	Помічник бурильника	Отруєння парами соляної кислоти

Отже, основними причинами виробничого травматизму є:

- 1) невиконання робітниками правил безпечного проведення робіт;
- 2) невідповідність професії або Кваліфікації робітників виду робіт, що виконується;
- 3) незадовільний стан робочих місць, території підприємств і цехів;
- 4) порушення трудової і виробничої дисципліни;
- 5) відсутність відповідальних керівників або невірні їх дії;

- б) несправність обладнання, інструктажів;
- 7) інші причини.

Покращення умов праці, підвищення їх безпеки позитивно впливають на результати виробництва, ведуть до зменшення виробничого травматизму, професійних захворювань.

7.2 Аналіз потенціальних небезпек та шкідливих факторів, що мають місце при здійсненні солянокислотної обробки пласта

Кислотні розчини відносяться до сильнодіючих шкідливих речовин. Пери соляної, плавикової кислот надають сильну подразнюючу дію на слизові оболонки (особливо носа). Викликають запалення з'єднувальної оболонки ока, катар верхніх дихальних шляхів, помутніння рогівки, захриплість, почуття задухи, шлунково - кишкові розлади, хімічні опіки, шкірні захворювання.

У зв'язку з цим при підготовці і проведенні робіт по кислотній обробці привибійної зони пласта необхідно дотримуватися вимог охорони праці, які викладені в наступних документах:

- ДНАОП 1.1.21-1.20 Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України;
- Стандартах і технічних умовах на реагенти, які при цьому використовуються.
- Справжнім технологічним регламентом.

Аналіз потенціальних небезпек та шкідливих факторів відіграє важливу роль в забезпеченні нормальних умов праці та попередженні виникнення травмонезбезпечних ситуацій..

Концентрація уваги на зонах підвищеного ризику – основний підхід до аналізу небезпечних явищ.

Оцінку небезпечних явищ застосовують на всіх стадіях експлуатації МНС і виробничого обладнання. Реальна і точна оцінка можливих небезпечних явищ зводить до мінімуму ризик травмування персоналу, вихід з ладу обладнання і нанесення шкоди навколишньому середовищу. Аналіз небезпек сам по собі не гарантує адекватного рівня безпеки на установці, а це тільки частина загального комплексу заходів щодо забезпечення безпеки.

Загальний напрям аналізу небезпечних явищ – це розробка методів визначення не передбачуваних небезпек, а також методів детальної оцінки ризиків. Більшість цих методів складні і вимагають значних затрат часу і коштів.

Причинами більшості аварій на морських експлуатаційних установках було застосування небезпечних методів роботи, керування, неякісні ремонти, технічне обслуговування та випробування.

При проведенні СКО можуть мати місце такі потенційно небезпечні шкідливі фактори :

1. Природний газ знаходиться під високим тиском і при високих температурах і до того ж його властивості являють небезпеку для здоров'я людини. При тривалому вдиханні газ наркотично діє на людину.

2. Обладнання і установки постійно знаходяться під високим тиском.

3. В технологічному процесі використовують шкідливі речовини, серед яких метанол, конденсат, поверхневоактивні речовини, інгібітори корозії, а в приладах – ртуть. Крім того, використовують, також, кислотний розчин, який є отруйним і може призвести до опіків. Метанол – це сильна отрута, яка діє на нервову і судинну системи людини. При випаровуванні метанол вибухо-небезпечний. Конденсат, як і газ, діє на людину наркотично. ПАР – токсичні, тривала їх дія може викликати розбухання шкіри. Парі інгібіторів корозії негативно впливають на організм людини, а попадання їх на шкіру може призводити до шкірних захворювань.

4. Необхідність обслуговування обладнання і установок в будь – яких метеорологічних умовах на відкритих ділянках, а також у нічний час.

5. Виникнення шуму при роботі агрегатів ЦА – 320, ЦА – 400 і компресора УКП - 8 – 80.

Продуктивність праці підвищується завдяки збереженню здоров'я та працездатності людини, економії живої праці шляхом підвищення рівня використання робочого часу, продовження періоду активної трудової діяльності людини, економії загальної праці шляхом підвищення якості продукції, зменшення числа аварій.

Покращення умов праці та її безпечність приводять до зниження виробничого травматизму, професійних захворювань, інвалідності, що зберігає здоров'я працюючих і одночасно приводить до зменшення затрат на оплату пільг та компенсації за роботу в небезпечних умовах праці, на оплату наслідків такої роботи (тимчасової та постій ної непрацездатності), на лікування, перепідготовку працівників виробництва у зв'язку з текучістю кадрів по причинах, які пов'язані з умовами праці.

Таблиця 7.3 – Аналіз потенційно-небезпечних факторів при СКО

Потенційно – небезпечний фактор	Травмонебезпечна ситуація (фактор)
Необхідність проведення робіт на висоті	Падіння з висоти. Травмування
Висока напруга	Враження електрострумом
Отруєння парами отруйних речовин	Хімічні опіки, ураження органів дихання
Наявність великої кількості рухомих елементів	Травмування
Обладнення під тиском	Струмінь рідини під тиском. Можливість руйнування обладнення
Пожежна безпека	Опіки, отруєння продуктами згорання

7.3 Забезпечення нормальних умов праці при проведенні СКО

Взаємне розташування викидних і повітрязбірних шахт має бути виконане у відповідності з вимогами санітарних норм і має виключити всмоктування відпрацьованого повітря.

Приміщення, в яких можуть виділятися гази, що вміщують сірчисті сполуки, мають бути обладнані вентиляцією з механічним приводом, в разі необхідності – місцевою механічною вентиляцією.

Обслуговування вентиляційних систем має доручитись спеціально навченим для цього робітникам.

Ефективність вентиляції необхідно періодично інструментально перевіряти і виявлені дефекти усувати.

В компресорних станціях, з газомоторними двигунами місце забору проточного повітря має бути розташоване зі сторони повітряних фільтрів на відстані не менше 16 м від вихлопних труб газомотокомпресорів чи на 6 м нижче вихлопних труб газомотокомпресорів при горизонтальній відстані між ними не менше 16 м.

Газорозподільні пункти мають бути обладнані природною витяжною вентиляцією з видаленням повітря з нижньої і верхньої зон приміщення при допомозі шахт з дефлекторами.

Лабораторії мають бути обладнані загально-обмінною проточно-витяжною вентиляцією з механічним збудженням, в разі необхідності – з місцевим відсмоктуванням.

Для приміщень, де проводяться роботи з особливо шкідливими і отруйними речовинами, вентиляційна система має бути окремою, не пов'язаною з вентиляцією інших приміщень.

Об'єднання кількох вибухонебезпечних приміщень спільними повітропроводами не допускається.

Нормальна зорова робота передбачає створення на робочих місцях освітлення згідно санітарних норм і правил або відомчих нормативів. Для створення нормальних умов зорової роботи встановлюється мінімальне освітлення згідно СНіПШ-479 "строительные нормы и правила естественного и искусственного освещения" - та відомчих нормативів.

Важливими оздоровчими заходами на промислі є облаштування і належне утримання санітарно-побутових приміщень для обслуговування персоналу. До санітарно-побутових приміщень відносяться: приміщення для відпочинку, душова, гардероб, їдальня, туалет і т.д..

Виробничі приміщення повинні бути обладнані та збудовані у відповідності до СніП санітарних норм проектування промислових підприємств, вказівок по будівельному проектуванні споруд нафтової і газової промисловості та протипожежним технічним умовам проектування.

Також для забезпечення нормальних умов праці при проведенні СКО потрібно такі заходи та засоби захисту від потенційно небезпечних факторів:

1. Для уникнення нещасних випадків через отруєння парами метанолу необхідно забезпечити герметичність метанольних ємностей та ліній, а також безперебійну роботу вентиляційних систем.

2. Обслуговування вентиляційних систем має доручитись спеціально навченим для цього робітникам. Ефективність вентиляції необхідно періодично контролювати і виявлені дефекти усувати. Приміщення, в яких можуть виділятися гази, що вміщують сірчисті сполуки, мають бути обладнані вентиляцією з механічним приводом, в разі необхідності - місцевою механічною вентиляцією. Взаємне розташування викидних і повітрозбірних шахт має бути виконане у відповідності з вимогами санітарних норм і має виключити всмоктування відпрацьованого повітря.

3. Газорозподільні пункти мають бути обладнані природною витяжною вентиляцією з видаленням повітря з нижньої і верхньої зон приміщення при допомозі шахт з дефлекторами.

4. Для запобігання електротравматизму при виконанні робіт, зокрема підключенні обладнання, необхідно використовувати засоби індивідуального захисту: гумові рукавиці, спец взуття. Також все обладнання, що працює за рахунок електроенергії в обов'язковому порядку повинно бути заземлене.

5. Для локалізації та ліквідації пожежі, морська стаціонарна платформа повинна бути обладнана автоматичною системою пожежогасіння, а також сигналізацією та вогнегасниками.

6. Щоб уникнути порізів рук гострими кромками при монтажі обладнання та під час виконання процесу інтенсифікації припливу вуглеводнів кавітаційно-пульсаційним методом необхідно застосовувати захисні рукавиці.

7. Вплив несприятливих метеорологічних умов на організм людини можна мінімізувати шляхом використання спецодягу, взуття та рукавиць в зимовий період, а також циклічним перебуванням в приміщенні, обладнаному кондиціонером, в літній період для нормалізації температурного балансу тіла.

8. При виконанні робіт, що супроводжується шкідливою дією на організм людини та проявами підвищеної небезпеки передбачається застосування засобів індивідуального захисту, а саме: спецодяг, взуття, гумові рукавиці, захисні окуляри, каска. Приміщення на МСП повинні бути обладнані та збудовані у відповідності до СНіП санітарних норм проектування морських стаціонарних платформ, вказівок по будівельному проектуванні споруд газової і газової промисловості та протипожежним технічним умовам проектування.

В таблиці 7.4 приведені заходи та засоби захисту від потенційних небезпек для персоналу, що задіяний в проведенні процесу капітального ремонту свердловин.

Таблиця 7.4 – Заходи та засоби захисту від потенційних небезпек під час проведення СКО.

Потенційно небезпечний фактор	Заходи та засоби захисту
Необхідність проведення робіт на висоті	Запобіжний пояс. Огорожа
Висока напруга	Засоби індивідуального захисту. Заземлення.
Отруєння парами отруйних речовин	Засоби індивідуального захисту. Вентиляція.
Наявність великої кількості рухомих елементів	Засоби індивідуального захисту, постійний контроль за обладнанням
Обладнання під тиском	Встановлення запобіжних пристроїв та клапанів
Пожежна небезпека	Вогнегасники, сигналізація, системи пожежогасіння
Несприятливі метеорологічні умови	Засоби індивідуального захисту.

На рисунку 7.1 приведена принципова схема конструкції підводної свердловини яка дозволяє з максимальною безпекою здійснювати експлуатацію свердловин в умовах морського родовища .

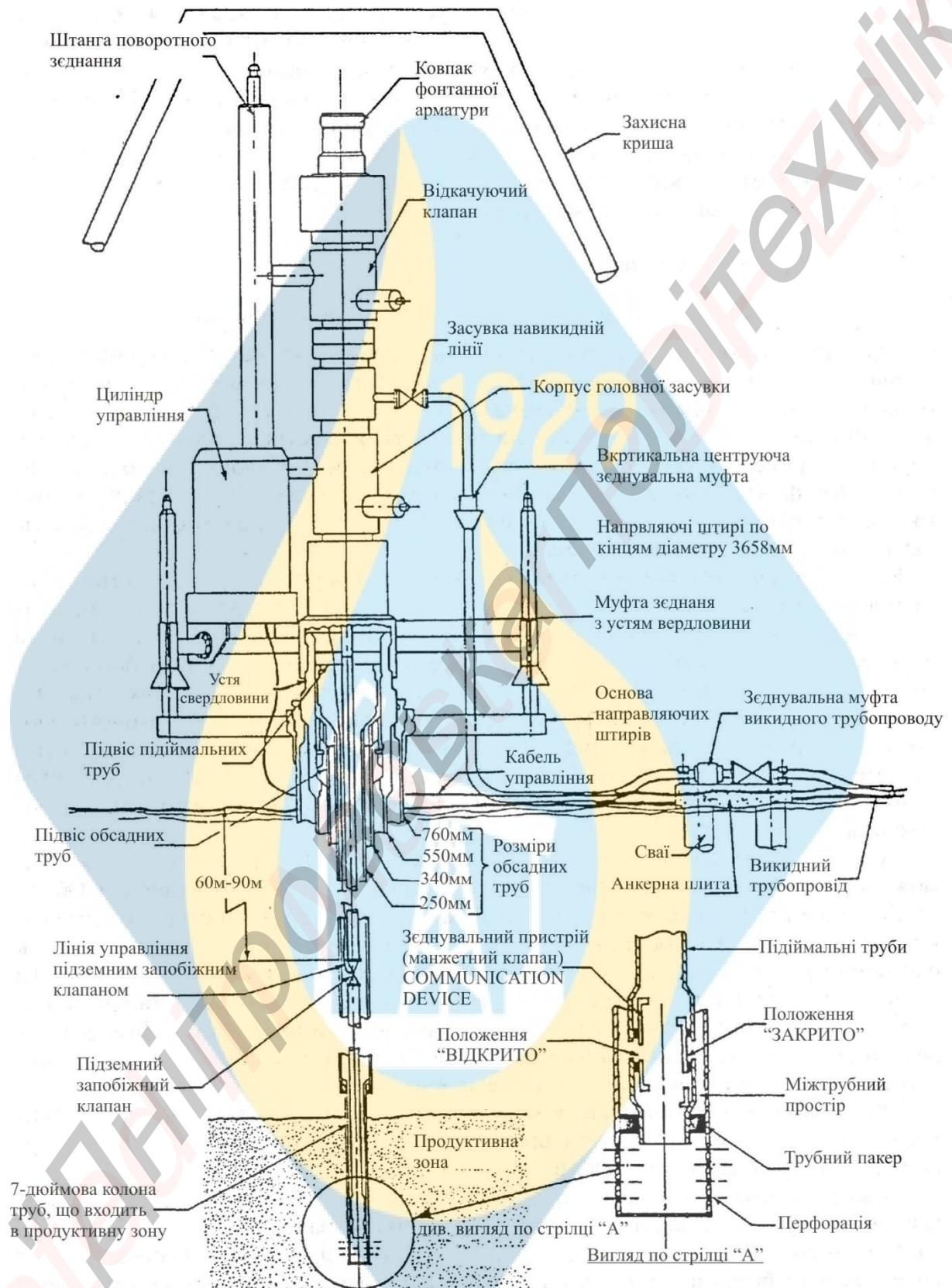


Рисунок 7.1 - Принципова схема конструкції підводної свердловини

7.4 Розрахунок заходів з охорони праці та довкілля

Визначити безпечну відстань до газового факела

Таблиця 7.5 – Вихідні дані для розрахунку

Коефіцієнт випромінювання полум'я	$\varepsilon = 0,6$
Висота труби факела	$h_T = 4,5\text{ м}$
Висота полум'я	$h_{II} = 6,5\text{ м}$
Максимальна швидкість вітру	$U_T = 4,5\text{ м/с}$
Об'ємна витрата газу	$Q = 800\text{ м}^3 / \text{год}$
Діаметр труби факела	$d_T = 85\text{ мм}$

Розрахунок:

1.Визначаємо швидкість вітру на рівні центру полум'я. Визначаємо співвідношення висот труби факела та полум'я

$$h_T + 0,5 \cdot h_{II} = 4,5 + 0,5 \cdot 6,5 = 7,75 \text{ м}$$

Оскільки ця величина знаходиться в межах $h_T + 0,5 \cdot h_{II} < 60$, використовуємо формулу

$$U_B = U_T \cdot [0,9 + 0,01 \cdot (h_T + 0,5 \cdot h_{II})] = 4,5 \cdot [0,9 + 0,01 \cdot (4,5 + 0,5 \cdot 6,5)] = 4,4 \text{ м/с}$$

2.Визначаємо швидкість витікання газу

$$U_r = \frac{Q}{F} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d_T^2} = \frac{4 \cdot 800}{\pi \cdot (0,085)^2 \cdot 3600} = 39,2\text{ м/с}$$

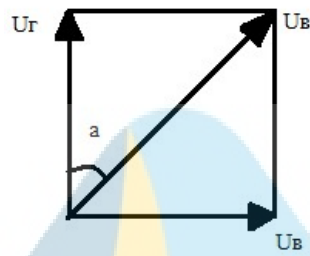


Рисунок 7.2 – Вектори швидкостей витікання газу

3. Кут нахилу осі полум'я

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{U_B}{U_r} = \frac{4,4}{39,2} = 0,11$$

4. Зміщення центру полум'я від осі свердловини в напрямку вітру (в проєкції на горизонтальну площину):

$$a = 0,5 \cdot h_n \cdot \operatorname{tg} \alpha = 0,5 \cdot 6,5 \cdot 0,11 = 0,36 \text{ м}$$

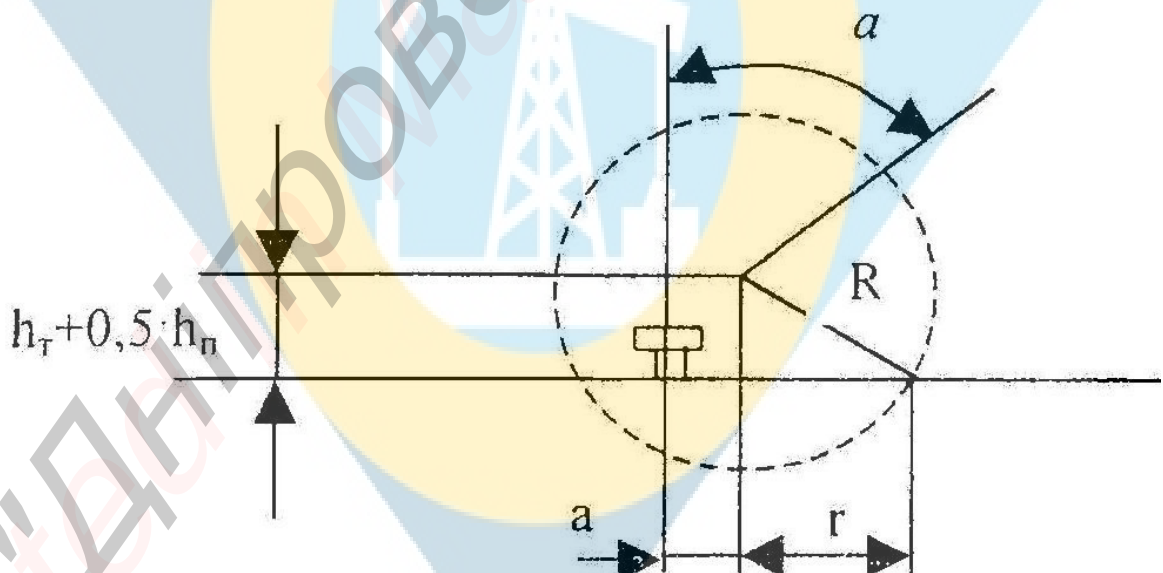


Рисунок 7.3 – Схема для визначення радіуса зони підвищеного теплового випромінювання

5. Радіус зони підвищеного теплового випромінювання

$$r_T = \sqrt{\frac{\varepsilon \cdot Q \cdot q}{4\pi \cdot E_{\text{доп}}} - (h_T + 0,5h_{\text{II}})^2}$$

Теплота горіння природного газу $q=35$ МДж/м³

Границя переносимості теплового випромінювання людиною $E_{\text{доп}}=$
 $=1$ кВт/м²

Звідки:

$$r_T = \sqrt{\frac{0,6 \cdot 800 \cdot 35 \cdot 10^6}{4 \cdot 3,14 \cdot 3600 \cdot 10^3} - (4,5 + 0,5 \cdot 6,5)^2} = 17,65 \text{ м}$$

Відповідь: радіус зони підвищеного теплового випромінювання складає
 $r_T = 17,65$ м.

Загальні висновки

Мета кваліфікаційної роботи – розробка технології буріння експлуатаційної свердловини на Голицинському газоконденсатному родовищі – повністю виконана.

Завдання кваліфікаційної роботи, що вирішені:

- проведено аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів;
- обґрунтовано конструкцію свердловини;
- розроблено технологію буріння експлуатаційної свердловини на Голицинському газоконденсатному родовищі;
- обґрунтовано бурове устаткування;
- обґрунтовано породоруйнуючий інструмент;
- розраховано технологію буріння свердловини;
- розраховано технологію кріплення свердловини;
- проведено аналіз потенційних небезпек по охороні праці та навколишнього природного середовища.

Література

1. Мислюк М. А., Рибчич І. Й., Яремійчук Р. С. Буріння свердловин. У 5-ти томах. Том. 1 Київ: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 366 с.
2. Мислюк М. А., Рибчич І. Й., Яремійчук Р. С. Буріння свердловин. У 5-ти томах. Том. 5 Київ: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 373 с.
3. Вайсберг Г. А., Римчук Д. В. Фонтанна безпека (запитання і відповіді), Харків, 2002. – 474 с.
4. Інструкції ДК "Укргазвидобування" "Попередження та ліквідація проявів при бурінні" від 02 вересня 1998 р.
5. Куксов А. К., Бабаян Э. В., Шевцов В. Д. Предупреждение и ликвидация газонефтепроявлений при бурении. - М.: Недра, 1992. – 251 с.
6. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах. – Г., Недра, 1985.
7. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. – Г., Недра, 1990.
8. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник. – Коломыя ВПТ, "Возраст", 1999.
9. Калинин А.Г., Левицкий А.З. Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. – Г., Недра, 1988.
10. Серета Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – Г.: Недра, 1988. – 360 с.
11. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. – Г.: Недра, 1987. – 304 с.
12. Методические указания к курсовому проектированию по курсу «БНГС», Бражененко А.М. Хоменко В.Л., Днепропетровск НГУ, 2003.
13. Официальный Интернет сайт «УРАЛМАШ - ВНИИБТ»: www.uralmash-vniibt.ua.
14. Северинчик Н.А. Машины и оборудование для бурение скважин. – М.: Недра, 1986.

Додаток А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.ОПП.20.13.ПЗ	Пояснювальна записка	69	
5					
6			Демонстраційний матеріали		
7					
8			Геологічний розріз Голіцинського родовища	1	
9			Конструкція свердловини	1	
10			Геолого-технічний проект	1	
11			Завдання кваліфікаційної роботи, що вирішені	1	