

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

Геологорозвідувальний факультет
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА кваліфікаційної роботи ступеню магістра

студента Терець Роман Валентинович
академічної групи 185М-19-1 ГРФ
спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
спеціалізації _____
за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»
на тему: «Розробка технології буріння розвідувально-експлуатаційних
свердловин для видобутку газогідратів на акваторії Чорного моря».

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Судаков А.К.			
розділів:				
Геологінчий	Судаков А.К.			
Технологічний	Судаков А.К.			
Охорона праці	Муха О.А,			
Організація бурових робіт	Судаков А.К.			
Рецензент	Хоменко О.Є.			
Нормоконтролер	Расцветаєв В.О.			

Дніпро
2020

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри
нафтогазової інженерії та буріння
к.т.н. Коров'яка Є.А.

« _____ » _____ 2020 року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню магістра

студенту Терець Роман Валентинович академічної групи 185М-19-1 ГРФ
спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»
на тему: «Розробка технології буріння розвідувально-експлуатаційних
свердловин для видобутку газогідратів на акваторії Чорного моря»

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 16.11.2020 р.
№947-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
1	Геологічна частина	26.10.2020
2	Технічна частина	02.11.2020
3	Спец. питання	15.11.2020
4	Техніка безпеки, промсанітарія, протипожежні заходи і охорона довкілля	01.11.2020
5	Організація бурових робіт і кошторис на їх виробництво	10.12.2020

Завдання видано _____

(підпис керівника)

Судаков А.К.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 12.10.2020

Дата подання до екзаменаційної комісії _____

16.12.2020р.

Прийнято до виконання _____

(підпис студента)

Р.В. Терець.

(прізвище, ініціали)

Реферат

Пояснювальна записка: 120 стор., 18 рис., 11 табл., 35 джерел.

Об'єкт досліджень – поклади газогідратів, їх будова, місця залягання, конструкція свердловин та технології для їх видобування.

Мета дипломної роботи – розробка технології та типової конструкції свердловини для промислового видобування природного газу з пластових покладів газогідратів що знаходяться на дні Чорного моря.

У першому розділі проведено аналіз існуючих даних про газогідрати, їх залягання у Чорному морі та їх властивості.

У другому розділі розроблена конструкція свердловини для видобутку газогідратів, спосіб та технологія буріння і обґрунтуваний їх вибір. Прийняте обґрунтування для буріння і обґрунтуваний їх вибір. Розроблений комплекс геофізичних досліджень.

У третьому розділі представлені міри з охорони праці

У четвертому розділі розроблені міри з охорони довколишнього середовища при видобутку корисних копалин на морському шельфі.

П'ятий розділ роботи містить організаційно-технічні питання.

ГАЗОГІДРАТИ, ВИДОБУТОК ГАЗУ, ПОХИЛО – НАПРАВЛЕНА СВЕРДЛОВИНА.

Abstract

Explanatory note: 120 pages, 18 figures, 11 tables, 35 sources.

Object of research - deposits of gas hydrates, their structure, places of occurrence, construction of wells and technologies for their extraction.

The purpose of the thesis is to develop technology and a typical well design for industrial extraction of natural gas from reservoirs of gas hydrates located at the bottom of the Black Sea.

The first section analyzes the existing data on gas hydrates, their occurrence in the Black Sea and their properties.

The second section develops the design of the well for the production of gas hydrates, the method and technology of drilling and their reasonable choice. Acquired drilling equipment and reasonable choice. A set of geophysical studies has been developed.

The third section presents measures for labor protection

The fourth section develops measures to protect the environment in the extraction of minerals on the sea shelf.

The fifth section contains organizational and technical issues.

GAS HYDRAULICS, GAS PRODUCTION, INCLINED - DIRECTED WELL.

ЗМІСТ

Зміст.....	3
Вступ.....	5
Розділ 1. Аналіз умов залягання газогідратів на акваторії Чорного моря.....	6
1.1 Відомості про район проектних робіт.....	10
1.2 Відомості про район проектних робіт.....	14
1.3 Відомості про район проектних робіт.....	16
1.4 Відомості про район проектних робіт.....	22
1.5 Гірничо-технічна характеристика.....	23
1.6 Методика розвідки з Визначання обсяги та глибин буріння.....	24
Розділ 2 Техніко-технологічна частина.....	25
2.1 Проектування конструкцій свердловин, вибір способу буріння та бурового устаткування й інструменту.....	25
2.2 Вибір и обґрунтування робочої частини свердловини.....	25
2.3 Вибір и обґрунтування конструкції свердловини.....	26
2.4 Розрахунок профілю свердловини.....	29
2.5 Технічні засоби направленої буріння.....	32
2.6 Вибір способу буріння.....	35
2.7 Вибір типу промивальних рідин та їх параметрів.....	45
2.7.1 Приготування та очищення промивальної рідини.....	46
2.8 Цементування обсадних колон.....	57
2.9 Дослідження та освоєння продуктивних горизонтів.....	59

2.10 Заходи щодо попередження и ліквідації аварій и ускладнень.....	62
2.11 Ліквідація свердловин і ліквідаційне тампонування.....	67
2.12 Перевірочні розрахунки бурового устаткування і інструменту.....	67
2.13 Спеціальна частина кваліфікаційної роботи. Розкриття та випробування продуктивних горизонтів.....	71
Розділ 3 Охорона праці.....	79
Розділ 4 Охорона навколишнього середовища.....	95
Розділ 5 Організація бурових робіт.....	105
5.1 Основні документи, облік і контроль будівництва свердловин.....	109
5.2. Режим роботи бурових бригад.....	113
5.3. Виробничо-організаційні показники.....	114
Висновки.....	116
Перелік посилань.....	117

Вступ

Гідрати газів представляють собою кристалічні сполуки - включення, які характеризуються строго визначеною структурою для різних газів. Вони можуть служити джерелом вуглеводнів, тому що містять в собі величезні запаси газу. Це обумовлено особливістю їх структури, в одному об'ємі гідрату міститься до 160 - 180 обсягів газу у вільному стані.

Актуальність роботи обумовлена тим фактом, що в довгостроковій перспективі газові гідрати можуть стати новим джерелом газу. При нинішніх темпах видобутку і споживання традиційних джерел енергії, людству вже на даному етапі необхідно шукати альтернативні ресурси. Однією з таких альтернатив і є газові гідрати завдяки значним ресурсам і неглибокому залягання.

Мета випускної кваліфікаційної роботи - вивчити геологічну обстановку на родовищах газогідратів, умови їх формування, існуючі методи розробки таких родовищ і проблеми, з якими можна зіткнутися при видобутку цієї корисної копалини. Для вирішення поставленої мети вирішувалися наступні завдання: Виявлення геологічної будови шельфових родовищ газогідратів. Вивчення умов, в яких формуються газові гідрати. Вивчення існуючих методів розробки газогідратних родовищ. Розробка технології видобутку газогідратів. Пошук необхідного обладнання.

1. Аналіз умов залягання газогідратів на акваторії Чорного моря

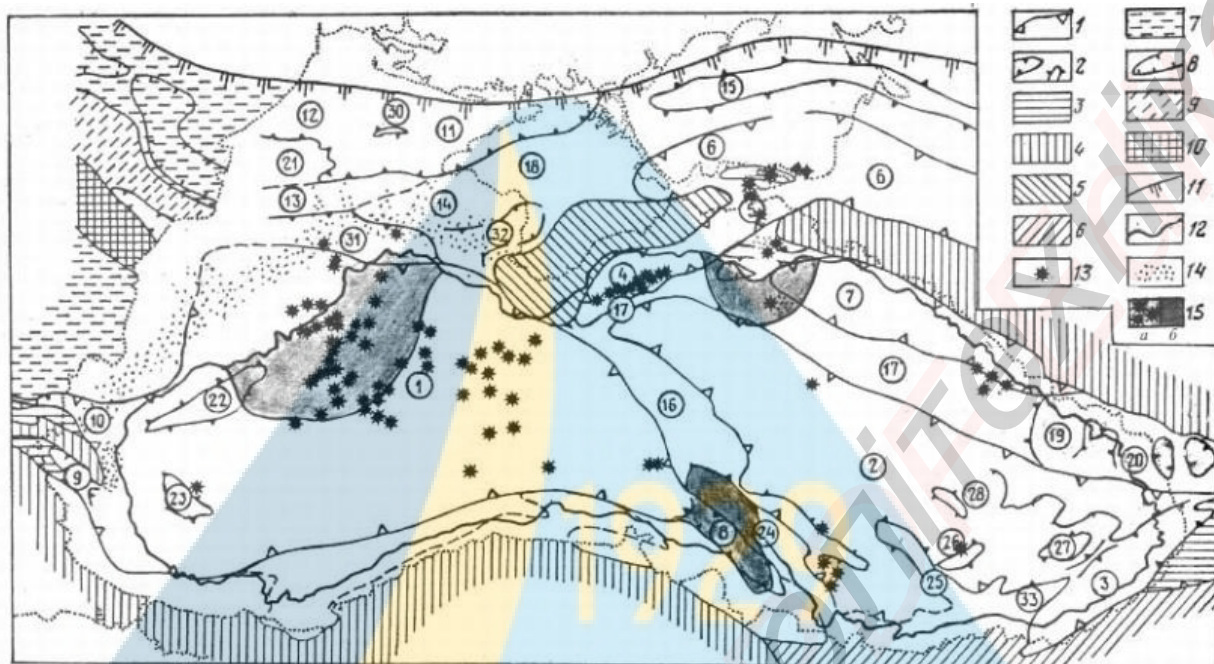
Метан у вигляді газогідратів вперше виявлений в акваторії Чорного моря А.Г. Єфремової і Б.П. Жижченко. В ході подальших досліджень вони були зустрінуті в 10-12 точках глибоководної западини Чорного моря. Зовнішність газових гідратів Чорного моря, піднятих донними снарядами, досить різноманітний.

Найчастіше це снігоподібні виділення в пустотах мулів, неправильні дрібні стяження в напіврідких илах, дрібні друзи кристалів, лепешковидні освіти, біляві афанітової прошарку потужністю до одного - декількох сантиметрів.

Що вміщують опади є мули різного літологічного складу. Потужності гідратсодержащих опадів досягають 400-500 м, максимум 800-1000 м. Газогідрати можуть розвиватися як в четвертинних опадах, так і в неогенових відкладеннях. Нижня межа товщі газогідратів паралельна поверхні дна.[1]

Подгідратні поклади газів накопичуються нижче опадів, просочених газогідратами, які складають для вступників з надр газів непроникну покривку. В даному випадку, можливо, існує певна динамічна рівновага: гази з верхньої частини поклади можуть надходити в воду, гази з надр компенсують втрачене.[1]

Подгідратні поклади виникають в такому випадку лише при більш потужному підтоку знизу, ніж втрати газів з поклади зверху. Поки що вивчити поклади газогідратів в Чорному морі бурінням не вдалося, отримані лише цікаві геофізичні (сейсмоакустичні) дані. Судячи з літературними даними, знахідки газогідратів локалізовані в великих геологічних структурах Східно-Чорноморської западини - в прогинах Сорокіна, Гірссунском, Туапсинському, в Західно-Чорноморської западини.

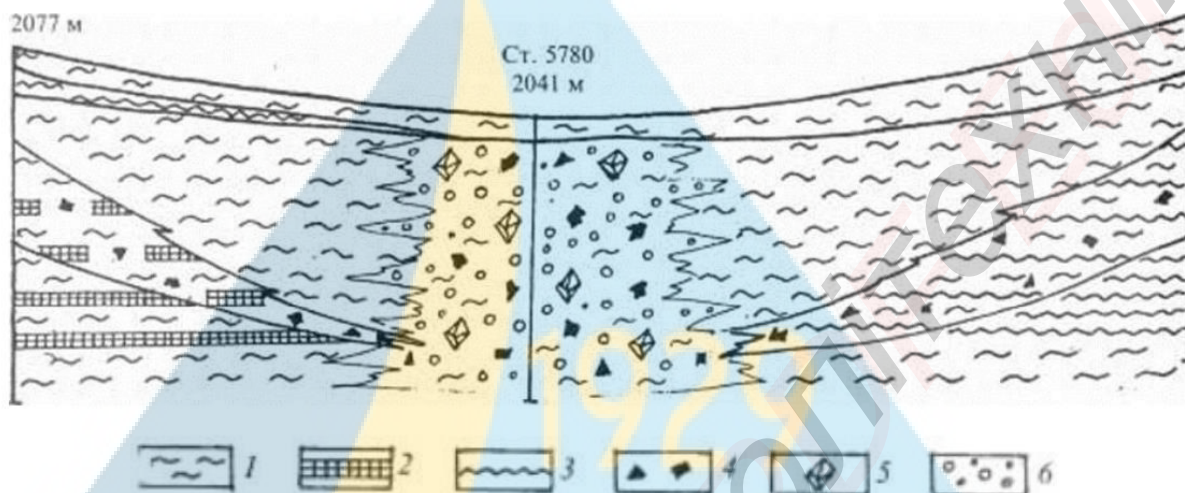


1 - контури великих палеогенових западин; 2 - контури другорядних підняттяв і западин; 3 - палеоген-еоценові прогини Аджаро-Триалети і Балкан; 4 - Складчасті споруди Західного Кавказу; 5 - Кримський мегантикліній; 6 - Східний Понт; 7 - палеозойсько-мезозойський осадовий чохол Мизійської плити і Преддобруджінського прогину; 8 - контури юрських западин в межах Преддобруджінського прогину; 9 - складчастий палеозой і тріас Північної Добруджі і Припрутська виступу; 10 – рифейський горст центральної Добруджі; 11 – южная граница древней Восточно-Европейской платформы; 12 – межа зони потенційного гідратоформування; 13 – грязьові вулкани; 14 – грязьові факели(сіпи); 15 – передбачаємі перспективні райони розвитку газогідратів; а) райони розвитку грязьових вулканів б) зони потенційного субмаринного розвантаження.

Рисунок 1.1 - Схема де передбачаються перспективні райони розвитку газогідратів:

До викидів грязьових вулканів приурочено переважна більшість реальних знахідок газогідратів в Чорному морі. Грязьові вулкани це своєрідний прояв діапірових тектоніки, на дні Чорного та Азовського морів вони розвинені досить широко. При досягненні аномально високих тисків в 300-400 атмосфер щодо порушень газу піднімаються вгору з глибини надр, на поверхню дна, викидаючи

воду, глинисті маси, уламки твердих порід, найчастіше утворюючи як на дні, так і на суші позитивні форми рельєфу.



Умовні позначення: 1 - мули, 2 - сапропель, 3 - гідротроїліт, 4 - грязевулканічною брекчія, 5 - газонасичені мули. Дослідження морського дна западини Сорокіна, виконані попередніми дослідниками і в 2003-2005 роках експедицією на судні "Професор Водяницький" з метою оконтурити виходи газогідратів в верхньому 2 - 3 метровому шарі донних опадів показали в загальному неоднозначні результати. Поля розвитку газогідратів дуже малі, вони прив'язані до грязьових вулканів і грязевулканічною відкладенням.

Рисунок 1.2 - Літологічний розріз району грязьового вулкана Дворічанський

До перспективних районах відносять материковий схил (від глибин 700-800 м до його підніжжя), конуси виносу річок, зони суспензійних потоків і зсувів, зони розвитку діапирових структур, в першу чергу ті, які ускладнені грязьовими вулканами. На думку деяких авторів, такі узагальнення цілком виправдані. Деякі нові матеріали дозволяють їх дещо уточнити і конкретизувати.

Перш за все, вся зона розвитку газогідратів обмежується зоною гідратообразовання, тобто глибинами більше 700-800 м. В межах зони гідратоутворення заслуговує на увагу вся смуга величезного ціркумчорноморського розлому, за яким і розвивається материковий схил, все ті ділянки глибинних і регіональних розломів, які розташовані в глибоководній частині моря, зони розвитку діапіризм, в першу чергу ускладнені грязьовим вулканізмом і, можливо, зони

глибоководної субмаринного розвантаження. Грязьові вулкани служать джерелом газів і генерують поклади газогідратів, в той же час частково руйнуючи і викидаючи уламки порід з гідратами на поверхню дна.

Основна маса газів - глибинного походження. Про це свідчать багато даних. Це, перш за все, локалізація більшості газових факелів в зонах зовнішнього шельфу і материкового схилу, де трасується ціркумчорноморській розлом, і в зонах палеодолин, де фіксуються регіональні або глибинні розломи. Про глибинному походження метану свідчить і локалізація газових родовищ (Голіцинське, Південно-Голіцинське, Штурмове, Кримське, Архангельське) на північно - заході в вузлах перетину Одеського розлому з розломами північно - східного простягання. Ще один аргумент на користь глибинного походження - газові сипи над кристалічними 47 породами - плагіограніти, діоритами, вулканітами Ломоносовського підводного масиву, виявленого ще в 1989 р Природа газів грязьових вулканів і газових сипів швидше за все єдина. Але коріння грязьових вулканів йдуть на глибини до 18-20 км. Ще один аргумент на користь глибинності - масштаби викидів газів грязьовими вулканами. За одне виверження викидається до 100, 200, одного разу зафіксовано навіть 500 млн м³ газів.

Розміри і форми покладів в повній мірі не з'ясовані. Більш того, ряд компаній вважає, що газогідрати в морських опадах знаходяться в розсіяною формі і промислового інтересу не представляють. Тим не менш, у багатьох країнах програми вивчення газогідратів метану носять пріоритетний характер поряд з ядерними і космічними дослідженнями (США, Японія, Канада, Індія, Південна Корея, Німеччина). У США роботи по газогідратів навіть отримали законодавче оформлення: в 1999 р Конгрес США прийняв "Акт про широкомасштабні пошуках і розробці гідратів на суші і в морі". У 2001 р сенат США виділив на ці дослідження 42 млн дол.

1.1 Відомості про район проектних робіт

У межах континентального Схили і глибоководного ложа чорноморської западини існують необхідні умови для акумуляції природних вуглеводнів у

твердому (газогідратному) та вільному (газоподібному) стані: Досить низькі температури води, необхідні лещата, чергування у розрізі пористих и глинистих відкладів, регіональна газоносність акваторії.

Геологічні зони розвитку газогідратів часто пов'язані з розвитку керамічних діапирів, ускладнених грязьовими вулканами. Уламки й ОКРЕМІ включення газогідратів часто знаходять у Викиди грязьових вулканів. Потужність покладів газогідратів досягає 400 - 500 м, у рідкісних випадки даже 1000 м. Під покладаючи газогідратів, як правило, накопичується підгідратній газ. Вважається, что об'єми підгідратного газу велічезні, а его запаси перевищують запаси газу у власне газогідратніх покладаючи.

Для України Особливий Інтерес становляться Родовище газових гідратів, виявлені у 90-х роках минулого століття в акваторії Чорного моря в 40 км на Південь від міста Ялта. На мненіе українських вчених, за результатами сейсмічних и геоакустичних зйомок у Чорному морі віділені аномалії (типу BSR, VAMP'S), Які свідчать про наявність газогідратів.

Найбільш Вивчення до цього часу на акваторії Чорного моря є газогідратній Поклад у районі грязьового вулкана Двуреченській - одного з групи грязьових вулканів (вулкани Одеса, Ялта, Севастополь), розташованіх у глибоководній області чорноморської западини. Характерною особлівістю вулканів є наявність потужного газових факелів, грязьових вулканів и покладів газових гідратів.

Газові факели приурочені до кальдер грязьового вулкана. Діаметр кожного з факелів до 400 м, смороду піднімаються на висоті 850 м над рівнем дна при глібині моря около 2000 м. Грязьовій вулкан Двуреченській Належить до пульсаційних вулканів «локбатанського типу». Відкладі, насічені газогідратами, знаходяться примерно у радіусі сотень метрів від жерла. Величезна Потужність и висота газових факелів на вулкані Двуреченській дозволяють прогнозуваті Великі розміри Покладу.

Відомі до тепер знахідки газогідратів локалізовані у великих геологічних структурах Східно-чорноморської западини: у прогину Сорокіна, Туапсінському, Гіресунському, в Західно-Чорноморській западині. Значущі масштаби газовіддачі по периферії моря свідчать про колосальний віддачу газів и в глібінній части, что

дозволяє пріпускаті масштабні розміри покладів газогідратів. В.А. Соловійов считає, что у газогідратах стабілізується Всього лишь від 1 до 10% газів, что надходять в зону гідратоутворення. В акваторії Чорного моря вимальовується своєрідна закономірна зональність: центральна глибоководна частина моря містить газогідраті, факели газу локалізовані по периферії моря.

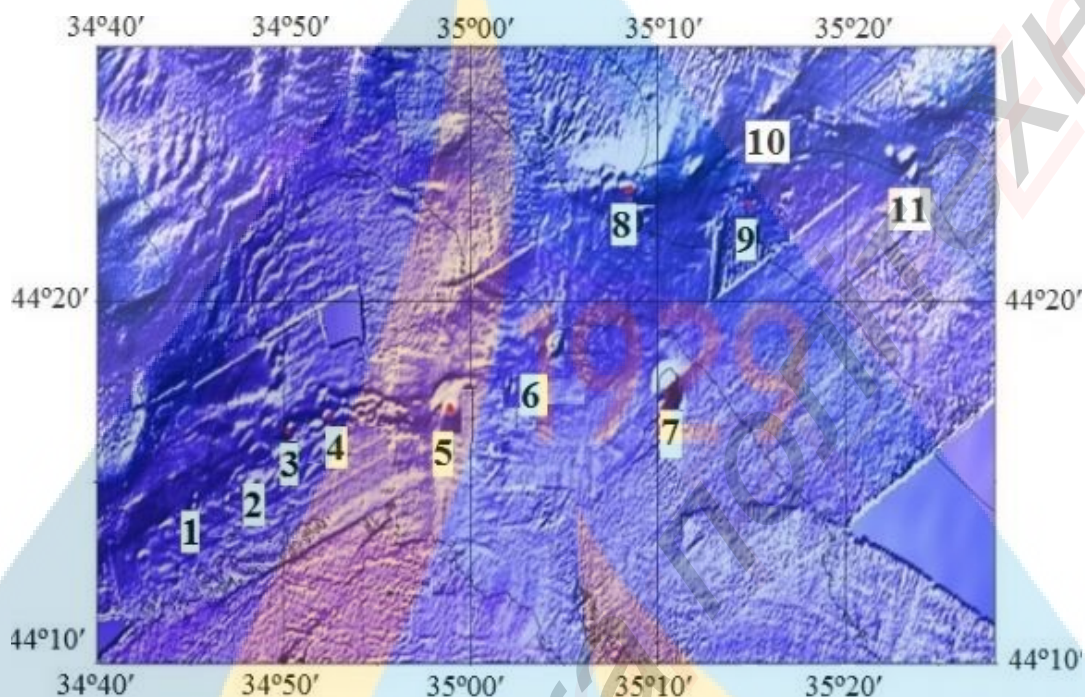
До перспективних районів пошуків газогідратів відносяться: континентальний Схили (від глибин 700 - 800 м до его підніжжя), палеодельтові Накопичення конусів винос річок, зони суспензійних потоків и зсувів, зони розвитку діапирових структур, у Першу Черга ті, Які ускладнені грязьовими вулканами. Заслугує на Рамус такожє вся зона Ціркумчорноморського розлив, по якому и розвівається континентальний Схили, всі ті ділянки Глибина и регіональних розломів, Які розташовані у глибоководній части моря, зони розвитку діапірізм, ускладнені грязьовим вулканізмом І, можливо, зони глибоководного субмарини розвантаження. Перспективним уявляється западина Сорокіна.

Понад 60 грязьових вулканів задокументована до цього часу в Чорному морі, в основном в центральній его части та у Сорокінському прогіні на глибінь понад 1500 м. Майже у всех грязьових вулканах Виявлено ознака активності, Такі як наявність газогідратів у донніх відкладах, підвищені значення концентрації вуглеводнів и потоку тепла. Однако здатність глибоководних грязьових вулканів Чорного моря емітуваті газові бульбашки у водний стовп зареєстрована лишь у западині Сорокіна.

Перше Свідчення про Існування газових факелів над грязьовими вулканами у западині Сорокіна Було ОТРИМАНО в 57 рейсі ПДВ «Професор Водяніцькій». Всього поиск виходів СТРУМІНЬ газу в цих районах віконувався в 6 наукових експедиціях за участю співробітників ІнБПМ НАНУ. Для Виявлення СТРУМІНЬ газовідлень вікорістовуваліся стаціонарно Встановлені наукові ехолот. Паралельно зі спостереження газових факелів у водному стовпі віконувалося ґрунта конусу донніх відкладів. Крімє того, у дослідженіх районах були проведені батиметричні зйомки.

Всього за період спостережень було виявлено 9 газовиділяючих джерел у западині Сорокіна, асоційованих з глибоководними грязьовими вулканами.

Отримані дані свідчать про значну тимчасову мінливість газового потоку у водний стовп від грязьових вулканів у западині Сорокіна. На рис. 4 зображена батиметрична карта западини Сорокіна з нанесеними назвами відомих грязьових вулканів.



Сорокіна: 1 – Севастополь; 2 – Ялта; 3 – Карадаг; 4 – Масандра; 5 – Двуреченський; 6 – Водяницький; 7 – Козаков; 8 – Одеса; 9 – Балаклава; 10 – Тбілісі; 11 – Істанбул

Рисунок 1.3 - Відомі грязьові вулкани у западині

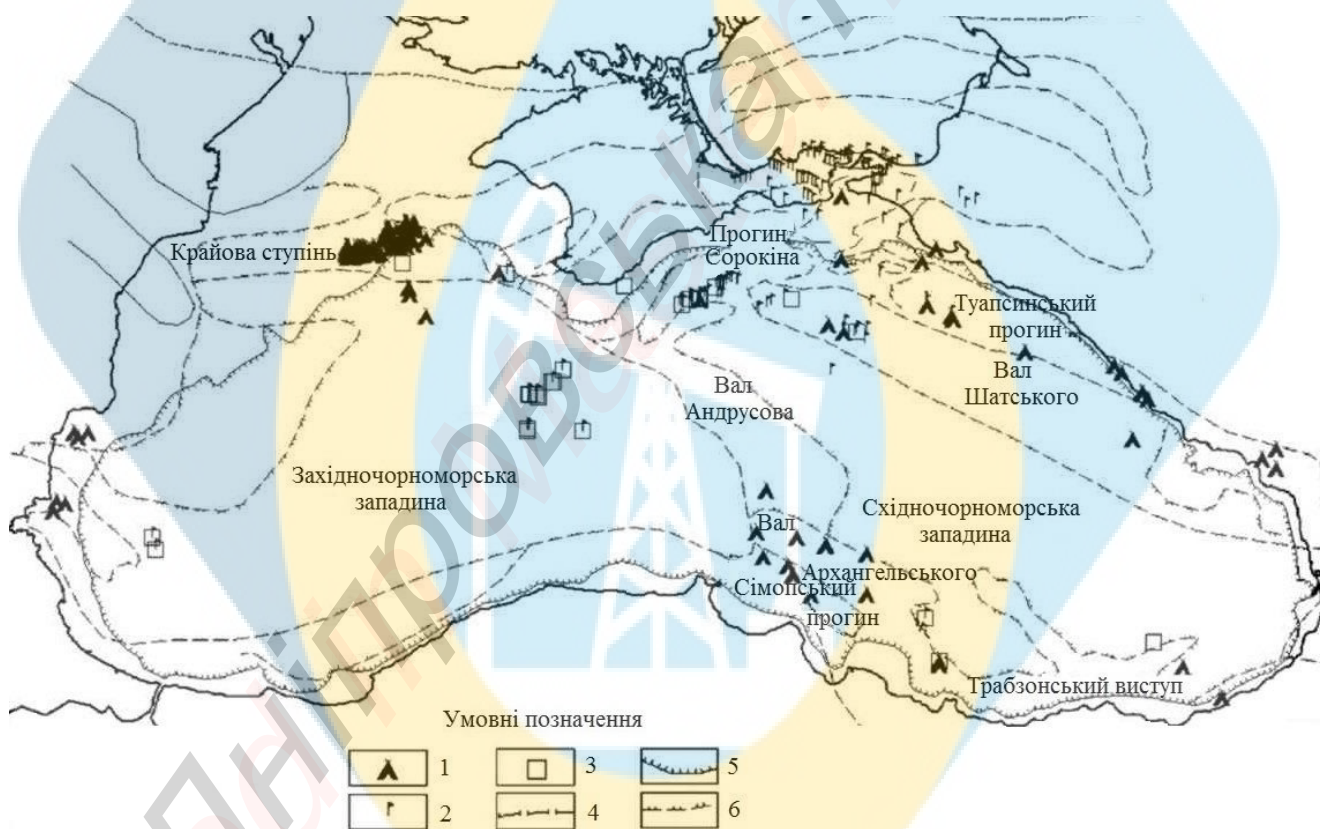
Примітно, що лише у 2007 році вперше спостерігався газовий факел над вулканом Одеса, який раніше вважався «сплячим». Цього ж року виявлено 3 раніше невідомих грязьових вулкани, що одержали назву «Балаклава», «Масандра» і «Карадаг». У той же час, низка вулканів продовжує залишатися у неактивній фазі. Найбільш вивченим у цьому районі є вулкан Двуреченський.

Слід відзначити, що інтенсивні акустичні дослідження у западині Сорокіна проводилися в січні 2002 року, а також у березні 2007 року, що зафіксували відсутність газового факела над вулканом Двуреченський. З цього можна зробити висновок, що активна фаза вулкана Двуреченський почалася у другій половині 2002 року і тривала, принаймні, протягом двох років. Потім настала неактивна фаза, яка тривала, імовірно, протягом такого ж періоду часу. Можна очікувати, що подібна

циклічність властива також і деяким іншим грязьовим вулканам, виявленим у западині Сорокіна.

Також у западині Сорокіна було виявлено таке цікаве явище як газовий факел, що отримав назву «сип Єгорова». У 58-му науковому рейсі НДС «Професор Водяницький» у травні 2003 року при проходженні над південним схилом локальної депресії на моніторі ехолота була помічена акустична аномалія, яка мала ознаки газового факела.

Разом з тим, у результаті обстеження не було виявлено ознак, які характеризують грязьові вулкани: наявності сопкової брекчії у пробах ґрунту або газових бульбашок у водному стовпі й верхньому шарі донних відкладів. Це дозволяє ідентифікувати «сип Єгорова» як спонтанний газовий викид, що свідчить про високу газоносність даного регіону



1 – виходи нафти і газу; 2 – грязьові вулкани; 3 – знахідки газогідратів;

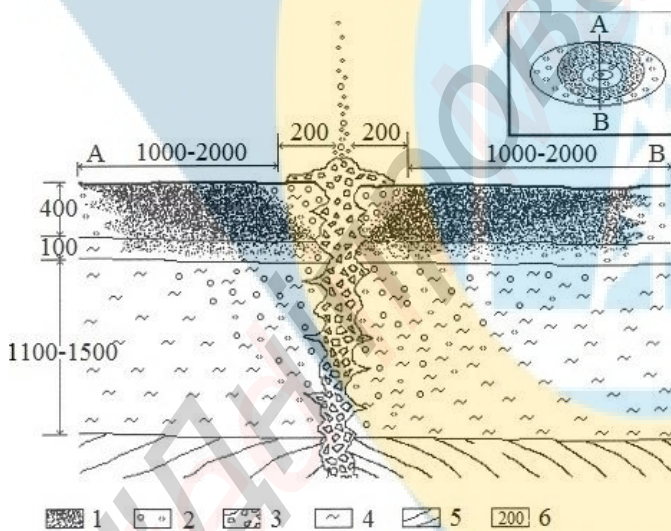
4 – південна межа давньої платформи; 5 – бровка шельфу; 6 – межі структур

Рисунок 1.4 - Оглядова схема поширення підводних грязьових вулканів, газових і нафтових виходів, а також газових гідратів на дні Чорного моря за Л.Б. Мейснером та Т.Н. Мейснер:

За даними А.Ю. Глебова та Р.П. Круглякової, газогідрати, підняті з глибоководної частини Чорного моря на південь від Ялти, містять в середньому 95% метану і 4% етану.

1.2 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин та геологічна характеристика району робіт

Потужність покладів газогідратів у чорноморських умовах сягає 400 м від поверхні дна. Ця товща містить четвертинні й, можливо, неогенові світи. Щільність насичення відкладів газових гідратів у 400-метровій товщі з глибиною зростає. У цьому зв'язку під шапкою газогідратів можна очікувати існування підгідратного покладу газу. Газогідратний поклад обрамляє смуга газонасичених мулів. Дуже ймовірно, що цей поклад знаходиться у динамічній рівновазі, розвантажуючись по жерлу вулкана й утворюючи потужні фонтани, і в той же час поповнюючись за рахунок газових покладів у більш глибоких поверхах у надрах, найімовірніше, в майкопі або крейді. Походження газів, очевидно, глибинне.



1 – мули, які насичені газогідратами; 2 – підгідратний газовий поклад; 3 – сопкова брекчія; 4 – мули; 5 – складки корінних порід; 6 – відстань, м

Рисунок 1.6 - Гіпотетична модель покладу газогідратів грязьового вулкану Двуреченський.

1.3 Гідрометеорологічна характеристика району работ

Вітер

Швидкість вітру в районі кожної станції залежить не тільки від пори року, але і від умов навколишнього станцію рельєфу узбережжя. Тому на таких станціях, як Тарханкутський маяк, Євпаторія, Херсонський маяк, Анапа в найбільш вітряні роки середньомісячні швидкості вітру взимку досягають 10 - 13 м / с, а в Мисовом і Новоросійську 14 - 15 м / с, тобто в холодний період вітри штормової сили можуть діяти протягом усього місяця. Тільки на ПБК, захищеному грядою Кримських гір. Річні зміни середньомісячних величин швидкості вітру на берегових станціях північно-західній, центральній і північно-східній частин Чорного моря середньомісячні максимуми зим не перевищують 7 м / с.

Максимальні середньомісячні швидкості найчастіше спостерігаються в лютому-березні і листопаді. Штормові вітри зі швидкістю не менше 20 м / с бувають в будь-який час року і в будь-якому районі узбережжя. Максимальні швидкості взимку і навесні навіть на ПБК можуть досягати 24 - 28 м / с. У районі Блакитної затоки (на океанографічної платформи Морського гідрофізичного інституту НАН України) в 1983 р була зафіксована середня швидкість 24 м / с, а пориви сягали 54 м / с. Отримані за строковими спостереженнями максимальні швидкості вітру в районі мис Тарханкут - Чорноморське досягали 37 - 40 м / с, а у м. Херсонес, в Севастополі і Балаклаві до 34 - 40 м / с. Середнє число днів з сильним вітром (не менше 15 м / с) змінюється від 20 - 22 днів на ПБК до 44 в районі м. Херсонес.

До вітровим умовам відкритих районів Чорного моря найбільш близькі умови станцій, розташованих на далеко видатних в море мисах Тарханкут і Херсонес, або на відкритих рівнинних узбережжях Криму.

Поряд із середніми і максимальними величинами швидкості вітру інтерес представляють відомості про повторюваності різних її градацій в різних регіонах узбережжя. Криві розподілу сумарної повторюваності швидкості вітру, розраховані по рядах середньодобових значень з інтервалом в 1 м / с, показують, що найбільша повторюваність слабких вітрів (0 - 5 м / с) відзначена на південному березі Криму

(Ялта - 90%), а також в Феодосії (78%), Очакові (76%) і Євпаторії (72%). Значно рідше слабкі вітри спостерігаються у м.Херсонес (54%) і в районі Мисового (46%), де повторюваність сильних вітрів максимальна. Загальна повторюваність вітрів зі швидкістю не менше 10 м / с на станції Херсонеський маяк перевищує 14%, у Мисового - 15%, а у Анапі вона досягає 16% усієї доби спостережень. Вітри ураганної сили, середня швидкість яких перевищує 25 м / с, спостерігаються на більшості станцій.

Основні напрямки вітру над Чорним морем, визначаються розподілом атмосферного тиску в різні сезони року. У холодну пору року під впливом циклонічних областей над Середземним і Чорним морями переважає перенос континентального полярного повітря, що супроводжується північносхідному, північними і північно-західними вітрами. Влітку переважний вплив Азорського максимуму викликає західні, південно-західні і південні вітри. Особливості вітрового режиму пов'язані не тільки з общециркуляційними синоптичними процесами, але з рельєфом, орієнтацією і конфігурацією берегів, а також з впливом різних за величиною акваторій Чорного моря, що омиває береги. З цих причин вітрової режим різних регіонів прибережної зони має свої особливості.

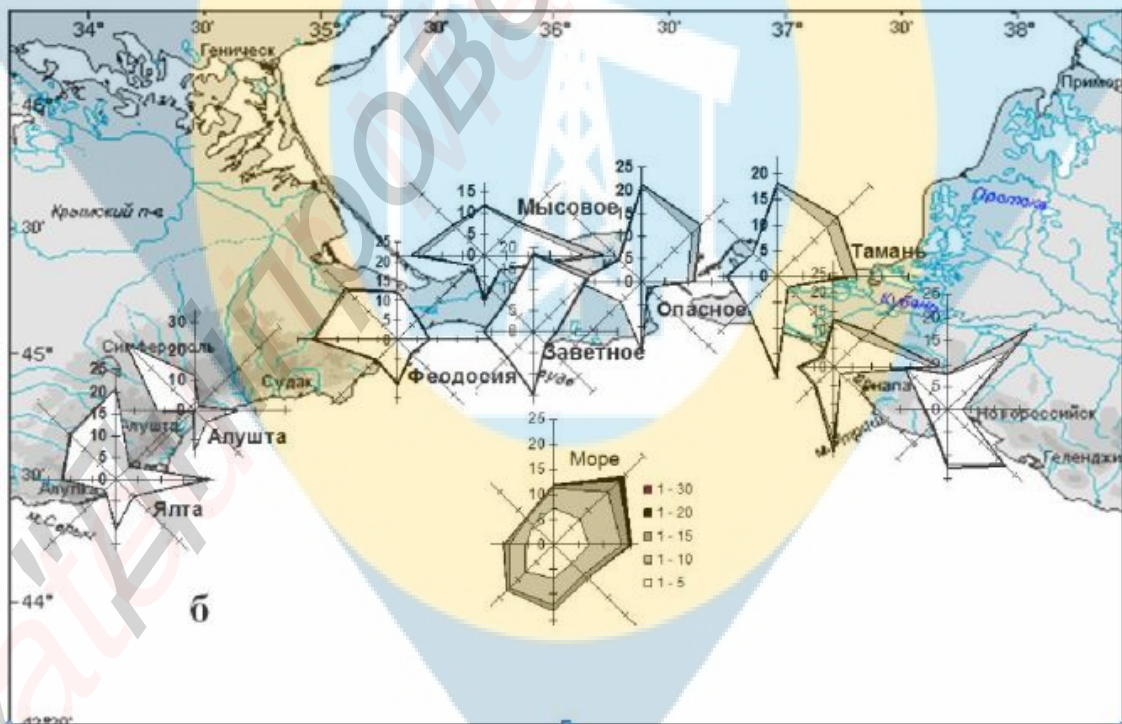


Рисунок 1.6 - Роза повторюваності (%) вітрів на берегових станціях і шельфах

Атмосферні опади

На рисунку 1.7 наведені суми опадів по місяцях і за рік, розраховані за даними спостережень на основних берегових станціях України. Характерною особливістю річного ходу опадів над Чорним морем є їх переважання в холодний період. Однак на північному (українському) узбережжі поряд із зимовим максимумом (грудень - січень), значна кількість опадів випадає в червні. Цей район, а також західне узбережжя Чорного моря можуть бути віднесені до континентального типу, коли спостерігається збільшення опадів в теплом сезоні. Винятком є район ПБК (Ялта),

де явно переважають опади холодного періоду так само, як і в зонах південного і східного узбереж, де максимум найчастіше спостерігається взимку і восени.

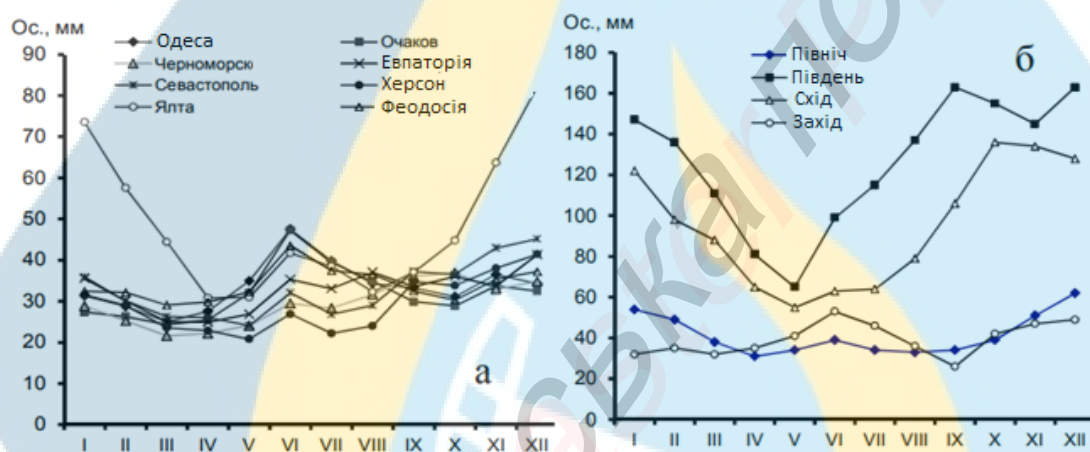


Рисунок 1.7 - Середньорічний хід місячних опадів, що випадають в Чорному морі

Температура повітря

Клімат північної частини Чорного моря відноситься до приморського, помірно теплого. Зима відрізняється нестійкою хмарної погодою з сильними вітрами і значними коливаннями температури. Вторгнення холодного і сухого полярного повітря помірних широт, яка зобов'язана дії відрогу сибірського максимуму, супроводжується північносхідному вітрами, нерідко досягають штормової сили, різким зниженням температури повітря, частими і рясними опадами. Поєднання відрогу сибірського антициклону з областю низького тиску над Чорним морем сприяє створенню значних градієнтів тиску, розвитку циклонічної діяльності. З

циклонами надходить морське повітря Атлантичного океану, обумовлюючи опади, підвищення температури повітря і шквалисті вітри.

Навесні істотно зменшується вплив сибірського максимуму. У першій половині сезону погода нестійка, що пов'язано з 110 частими вторгненнями південних і південно-західних вітрів. Тиха погода перемежується зі штормами, ясне небо з похмури. Поширення теплого повітря з півдня над холодним морем викликає щільні морські тумани. Весна затяжна і прохолодна. Влітку Чорне море знаходиться в області поширення Азорського максимуму. Варто стійка ясна і суха, маловітряна і спекотна погода. Починаючи з половини липня і до половини вересня температурне поле над морем практично однорідно. Перехід від літа до осені відбувається теж дуже непомітно. Теплі погоди зберігаються до листопада.

Основною ознакою, що визначає тривалість холодного і теплого періодів, можна прийняти дати переходу температури повітря через 10°C . За початок теплого періоду на узбережжі прийнятий квітень, середня місячна температура якого близька до 10°C , а першим місяцем холодного - листопад, коли середньомісячна температура нижче 10°C . Теплий період року (квітень-жовтень) характеризується розвитком над Середземним і Чорним морями області високого тиску (вплив Азорського максимуму тиску) з переважанням малих барических градієнтів. Панівним є антициклонічний тип циркуляції повітряних мас. Кількість атмосферних опадів вельми мінливе. Осінь пізня і, в порівнянні з весною, тепла - температура жовтня вище середньої річної. У міру ослаблення впливу азорського максимуму, над морем з'являються циклони з півдня, але на початку сезону погода залишається ясною і теплою. У жовтні вступає в силу сибірський максимум і температура повітря починає швидко падати. Особливості річного ходу температури повітря прибережної зони тісно пов'язані з термічними характеристиками морських вод.

За рахунок великої теплоємності водних мас і безперервно відбуваються турбулентного перемішування вод в літні місяці в морі акумулюється величезна кількість тепла, що надійшов в результаті інтенсивної сонячної радіації. Крім цього води прибережної зони північної частини моря в холодний період підживлюються теплом за рахунок адвекції з південних районів моря Основним Чорноморським

плином. Тому більшу частину року, з кінця серпня по квітень, море значно тепліше суші і температура повітря над морем вище, ніж над узбережжям. Лише навесні і в началі літа під впливом сонячного тепла поверхня суші швидко прогрівається і температура повітря над узбережжям стає вище, ніж над поверхнею моря. Викладене ілюструє рис. 5 на якому зведено середньогодові місячні величини температури повітря і води за спостереженнями на станціях північно-західній частині (Одеса), південного берега Криму (Ялта) і північно-східній частині (Феодосія). На більшій частині узбережжя взимку багаторічні норми температури повітря позитивні, проте на півночі СЗЧ в січні і лютому середньомісячні величини негативні і в найхолоднішому районі (Очаків, Хорли) опускаються до $-2 \dots -3 \text{ } ^\circ\text{C}$. Ця частина моря майже щорічно покривається льодом. Найбільш високі зимові температури, звичайно, в південних районах Криму (Севастополь - Ялта, $4 \dots 6 \text{ } ^\circ\text{C}$) і кавказького узбережжя (Туапсе - Батумі, $5 \dots 9 \text{ } ^\circ\text{C}$). Через охолоджуючого впливу моря березень і квітень ще холодні. Наростання температури від зими до літа з травня і спадання від літа до зими з вересня відбувається порівняно рівномірно на $3 - 5 \text{ } ^\circ\text{C}$ від місяця до місяця.

Найбільш холодними місяцями в році для всіх регіонів узбережжя є січень і лютий, а найнижчі середньомісячні температури лютого відзначені в районах станцій Очаків, Хорли і Небезпечне, розташованих на берегах мілководних заток, Керченської протоки і найбільш відкритих холодним північно-східним вітрам.

Температура морської води

Внутрішньорічні зміни температури води в прибережній зоні Чорного моря мають добре виражений сезонний характер. На рис. 6 представлені сезонні зміни багаторічних середньомісячних і екстремальних значень температури води характерних регіонів прибережної зони північно, північно-східній і східній частин моря. На всьому протязі прибережної зони найнижчі температури води наступають в січні-лютому і узгоджуються з мінімумом температури повітря.

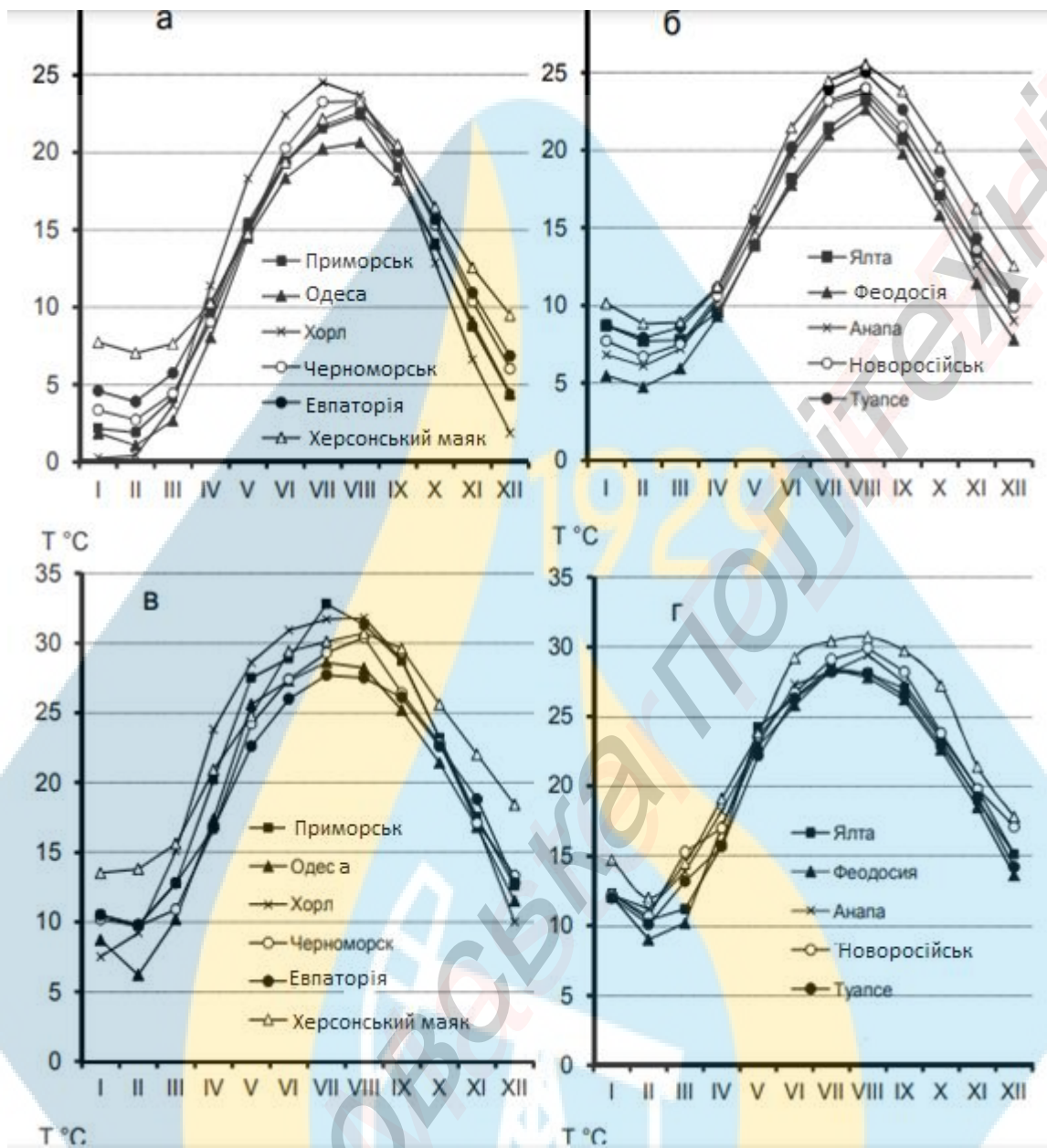


Рисунок 1.9 - Середнорічна температура

1.4 Гідрологічна характеристика району работ

Одним з найважливіших показників гідрологічного режиму є солоність морської води, оскільки її розподіл не тільки впливає на поле щільності, а значить і на термохалінної циркуляцію, а й служить пасивним трасером перенесення води, особливо в районах гирлових областей річок та гідрологічних фронтів. Крім того, солоність може розглядатися як один з індикаторів кліматичних змін, так як її величина в напівзамкнутому басейні визначається, перш за все, співвідношенням

потоків прісних вод (річкового стоку, опадів і випаровування), які в свою чергу залежать від глобальних і регіональних коливань гідрометеорологічних умов. Середня міжрічної солоність моря біля берегів Ялти дорівнює 18% і незначно коливається в залежності від сезонних опадів.

1.5 Гірничо-технічна характеристика

Газогідрати формуються шляхом включення молекул газу (легколетких рідин) в порожнині каркаса (кристалічної решітки) побудованого молекулами H_2O в певних для кожного компонента газу термодинамічних умовах. При їх порушенні молекули «гостей», тобто газу, утримувані в ажурному водному каркасі слабкими силами ван-дер-Ваальса, залишають його, і гідрат розкладається на газ і прісну воду зі значним поглинанням тепла. Каркас водних молекул метаногідрата кубічної структури подібний льоду і за багатьма властивостями схожий з ним. Його щільність змінюється в межах $0,908-0,917$ г / $см^3$ в залежності від типу структури ГГ і заповнювання її порожнин CH_4 . Для порівняння - у гексагональної структури льоду густина дорівнює $0,912$ г / $см^3$. Близькі і багато фізико-механічні їх властивості. Зокрема ГГ подібно льоду цементують породи і помітно збільшують їх механічну міцність.

Імовірно газогідрат матиме 3 категорію буріння і не буде мати абразивність.

У пластах гірських порід гідрати можуть бути як розподілені у вигляді мікроскопічних включень, так і утворювати великі частки, аж до протяжних пластів багатометрової товщини. Завдяки своїй клатратної структурі одиничний обсяг газового гідрату може містити до 160-180 обсягів чистого газу. Щільність гідрату нижче щільності води і льоду (для гідрату метану близько 900 кг / $м^3$). При підвищенні температури і зменшенні тиску гідрат розкладається на газ і воду з поглинанням великої кількості теплоти. Розкладання гідрату в замкнутому об'ємі або в пористої середовищі (Природні умови) призводить до значного підвищення тиску. Кристалогідрати володіють високим електричним опором, добре проводять звук, і практично непроникні для вільних молекул води і газу. Для них характерна

аномально низька теплопровідність (для гідрату метану при 273 К в п'ять разів нижче, ніж у льоду).

Катастрофічні газопроявлення при бурінні в ММП ймовірно треба пов'язувати з наявністю кишень з вільним «реліктовим» газом, що не перейшов повністю в гідрат, оскільки розкладання гідратів при розтині їх свердловиною - уповільнений енергоємний, а не вибухонебезпечний процес, тобто потрібен час на розкладання газогідратів і акумуляцію газів в достатньому обсязі для реалізації аварійних процесів.

1.6 Методика розвідки з Визначання обсяги та глибин буріння

У проєкті представлена типова конструкція свердловини глибиною 1950 метрів по вертикалі і 2579 метрів по стовбуру, фактичний обсяг і глибина буріння буде розраховуватися виходячи з даних отриманих при розвідувальному бурінні та результатів геофізичних досліджень проведених перед встановленням обсадної колони та розвідувальному бурінні перед початком промислової розробки родовища.

2 Техніко-технологічна частина

2.1 Проектування конструкцій свердловин, вибір способу буріння та бурового устаткування й інструменту

Для найбільш ефективної видобутку кристал гідратів приймаємо похилу фільтрову свердловину. Буріння буде проводиться напівзанурювальної буровою платформою з системою геопозиціонування, з використанням забійного двигуна.

2.2 Вибір и обґрунтування робочої частини свердловини

Оскільки пластова поклад кристалогідратів може мати неоднорідну структуру і вмщати в себе прошарку або домішки мулів і осадових, приймаємо за робочу частину свердловини фільтрову колону складається з перфорованої обсадної труби діаметром 146 мм, на якій буде встановлено гравійний фільтр із шаром гравійної обсіпання не менше 50 мм, жорстко закріплений в перфорованої обсадної трубі виконує роль кожуха з зовнішнім діаметром 273мм.

Внутренний діаметр обсадных труб 132 мм позволит использовать все доступные на сегодняшний день технологии добычи кристалогидратов.

Гравийный фильтр будет очищать входящий газ от возможных примесей и частинок мулов.

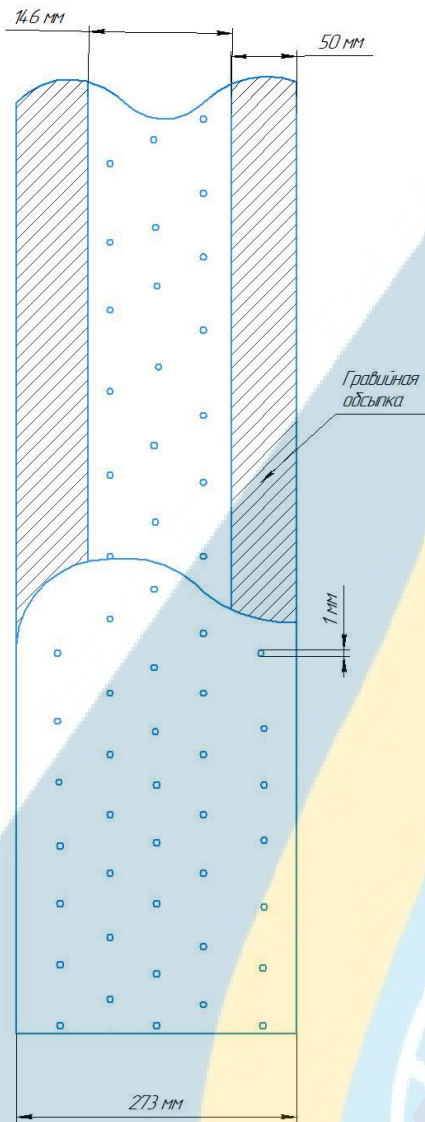


Рисунок 2.1 – Будова гравійного фільтра

2.3 Вибір и обґрунтування конструкції свердловини

Конструкція свердловини повинна забезпечувати:

- довговічність свердловини як технічного споруди
- надійну ізоляцію всіх проникних горизонтів і збереження запасів корисних копалин
- мінімум витрат на одиницю продукції, що видобувається
- можливість буріння до проектної глибини без небезпеки виникнення важких ускладнень, здійснення передбачених проектом розробки родовища режимів експлуатації даної свердловини, проведення ремонтних робіт в свердловині при

експлуатації, проведення всіх досліджень, які необхідні для контролю розробки родовища

- охорону надр і навколишнього середовища, в першу чергу за рахунок міцності і довговічності кріплення, герметичності обсадних колон і перекриваються ними за колонних просторів, а також ізоляцію флюїдосодержащих горизонтів один від одного і морської поверхні.

Буріння буде проводитися на глибині 1500 м водяній товщі, цей інтервал буде закріплений і пов'язаний з свердловиною системою райзерів.

Діаметр буріння під кондуктор 349,2 мм буде пробурений в інтервалі 0-30 м від рівня морського дна, обсаджена обсадної трубою діаметром 320 мм в інтервалі 0-30 і зацементований до гирла (морського дна)

Діаметр буріння під експлуатаційну колону 299 мм буде враховувати зовнішній діаметр фільтрової частини 273 мм і обсадку інтервалу від забою до гирла.

Таблиця 2.1 - Конструкція свердловини

Інтервал, м.		Діаметр буріння мм.	Діаметр обсадки мм.	Процент кріплення.%
Від	До			
1500	1530	299	273	2.38
1530	2579	349	324	36.4

Обчислюємо середній діаметр свердловини:

$$d_{cp} = \frac{l_1 d_1 + l_2 d_2 + \dots + l_n d_n}{M_{cp}} \quad (2.1)$$

де: l_1, l_2, \dots, l_n – довжина інтервалу буріння;

d_1, d_2, \dots, d_n – діаметр інтервалу буріння;

$$d_{cp} = \frac{30 \times 324 + (1079 - 35) \times 273}{1079} = 279 \text{ мм} \quad (2.2)$$

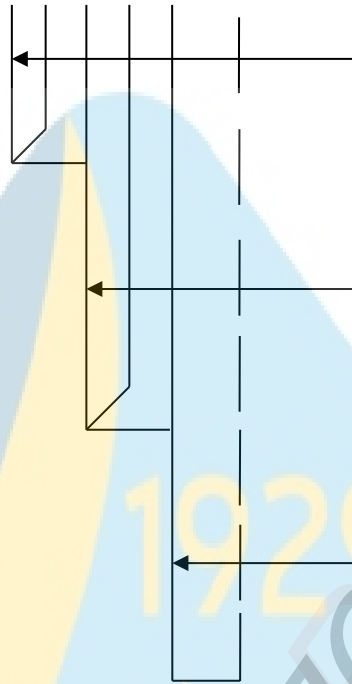


Рисунок 2.2 - Конструкція свердловини

Визначаємо відсоток кріплення:

$$\% = \frac{L_{\text{обс}} * 100\%}{H_{\text{скв}}}$$

(2.3)

де: $L_{\text{обс}}$ - глибина обсадки

$H_{\text{скв}}$ - загальна глибина свердловини

$$\% \frac{30 * 100\%}{1079} = 2.78\%$$

$$\% \frac{(1079 - 30) * 100\%}{2579} = 40.67\%$$

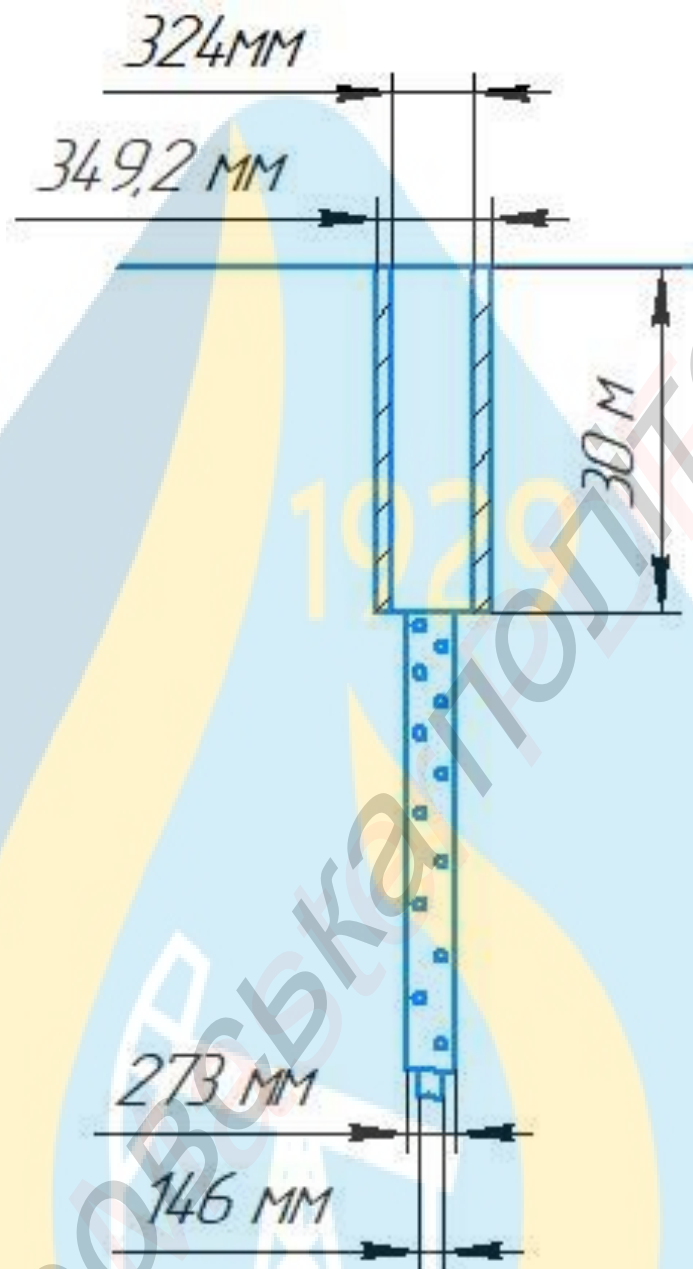


Рисунок 2.3 – Кріплення свердловитни

2.4 Розрахунок профілю свердловини

Розрахуємо і побудуємо профіль похило-спрямованої свердловини при наступних умовах: свердловина повинна розкрити один продуктивний горизонт, природне викривлення стовбура незначне.

Початкові дані:

1. Проектна глибина свердловини по вертикалі $H = 350$ м.
2. довжина проекції стовбура на горизонтальну площину $A = 350$ м

3. Інтенсивність набору кута нахилу свердловини $n = 25,7^\circ$ на 10 м.

H - проектна глибина направляючої частини профілю (глибина горизонтальної ділянки); A - проектне зміщення свердловини на проектній глибині; α - величина зенітного кута на проектній глибині (кут входження в пласт);

За даним проектом передбачається будівництво горизонтальних свердловин. Відповідно до завдання на проектування, будівництво свердловин намічається виробляти із середнім зміщенням на точку входу в пласт 850 м і довжиною горизонтальної ділянки 500 м. Профіль стовбура свердловини За даним проектом передбачається будівництво горизонтальних свердловин. Відповідно до завдання на проектування, будівництво свердловин намічається виробляти із середнім зміщенням на точку входу в пласт 850 м і довжиною горизонтальної ділянки 500 м. Профіль стовбура свердловини.

За даним проектом передбачається будівництво горизонтальних свердловин. Відповідно до завдання на проектування, будівництво свердловин намічається виробляти із середнім зміщенням на точку входу в пласт 850 м і довжиною горизонтальної ділянки 500 м. Профіль стовбура свердловини За даним проектом передбачається будівництво горизонтальних свердловин. Відповідно до завдання на проектування, будівництво свердловин намічається виробляти із середнім зміщенням на точку входу в пласт 850 м і довжиною горизонтальної ділянки 500 м.

При цьому для профілю врахована вимога в тому, щоб на ділянці набору кута інтенсивність викривлення була $i_1 = 25,7\text{о}$ на 100 м

На інтервалі збільшення з інтенсивністю 25,70 на 100м на глибині 300 м - по вертикалі набирається зенітний кут 25,7 град., Радіус викривлення при цьому становить 350 м. Ділянка стабілізації набраного кута закінчується на глибині 380 м - по вертикалі (579 м - по стовбуру). Зенітний кут в кінці інтервалу досягає значення 900. Потім під цим кутом буриться горизонтальну ділянку довжиною 500 м.

При забезпеченні даного типу профілю свердловини відхилення забою по покрівлі пласта К.В. складе 850 м, загальна довжина ствола свердловини в продуктивному пласті складе тисячі сімдесят дев'ять м, а загальне відхилення свердловини на кінець буріння складе 850 м.

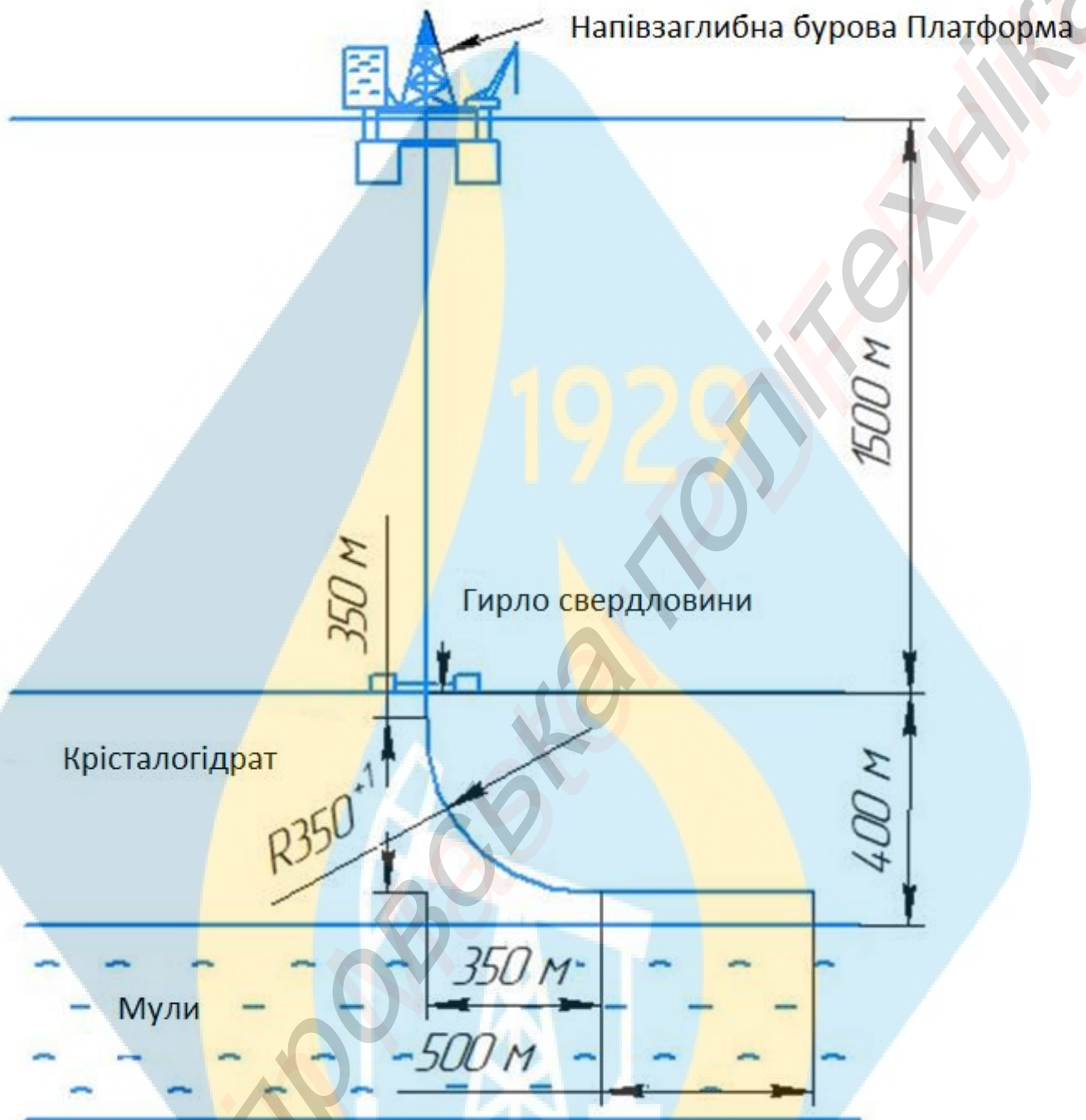


Рисунок 2.4 - Профіль стовбура свердловини

При забезпеченні даного типу профілю свердловини відхилення забою по покрівлі пласта К.В. складе 850 м, загальна довжина ствола свердловини в продуктивному пласті складе тисячі сімдесят дев'ять м, а загальне відхилення свердловини на кінець буріння складе 850 м.

З метою успішної проводки горизонтального стовбура в першій свердловині куща передбачається буріння похилого пілот-стовбура з розкриттям продуктивного

пласта К.В. для уточнення геологічних даних (глибини залягання, потужності пласта, продуктивності і т.д. за даними ГІС.

Після проведення ГІС пілотний стовбур і проводиться забурка основного стовбура свердловини.

При будівництві кожної конкретної горизонтальної свердловини, профіль свердловини і пілота розраховується фахівцями УБР (Підрядника) за вихідними даними, виданими геологічною службою Замовника. Проектний профіль основного і пілотного стовбура узгоджений з технологічною службою Замовника.

Управління викривленням при бурінні під кондуктор і експлуатаційну колону і контроль за траєкторією стовбура свердловини проводиться за допомогою телеметричної системи СІВ-1.

При бурінні під хвостовик контроль за траєкторією стовбура свердловини здійснюється за допомогою телеізмрительной системи MWD-350 фірми "Sperry-Sun".

Контроль за траєкторією свердловини при бурінні пілотного стовбура проводиться за допомогою телеметричної системи СІВ-1.

2.5 Технічні засоби направленої буріння

Турбінні відхилювачі серії ТВ (рис. 7.8.) складаються з турбінної 1 і шпindelної 2 секцій. Корпуси секцій з'єднуються між собою кривих переводником 3, що дозволяє передавати осьову навантаження. Крутний момент від валу турбінної секції до валу шпінделя, розташованих під кутом один до одного, передається кулачковим шарніром 4.

Максимальний кут перекоосу осей приєднувальних різьби кривого переводника Ω може бути визначений за формулою:

$$\Omega = 57,3(2l_1 - l_2)(D - d) / 211 \quad (2.4)$$

де l_1 - відстань від торця долота до кривого перехідника, м; l_2 - відстань від кривого перехідника до верхнього перехідника відхилювача, м; D - діаметр долота, м; d - діаметр турбобура, м.

$$\Omega = 57,3(2*0.24 - 0.12)(0.299-0.240)/2*0.24 = 2.64 \text{ град}$$

Величина l_1 може бути визначена з виразу

$$l_1 = 23,9 [(D - d) / i_{10}]^{0,5}, \quad (2.5)$$

де i_{10} - бажана інтенсивність викривлення свердловини, град / 10 м.

$$l_1 = 23.9[(0.299-0.240)/3]^{0.5} = 0.24 \text{ м.}$$

Граничне значення величини l_2 , при якій не відбувається прогину турбобура, визначається за формулою:

$$l_2 = 2,83 * l_1 \quad (2.6)$$

$$l_2 = 2.83 * 1.2 = 3.396$$

Кут перекосу резьб переводника серійно випускаються турбінних отклонітелей становить 1,50, а діаметр корпусу 172, 195 і 240 мм. Інтенсивність викривлення стовбура при їх застосуванні доходить до 3 град / 10 м.

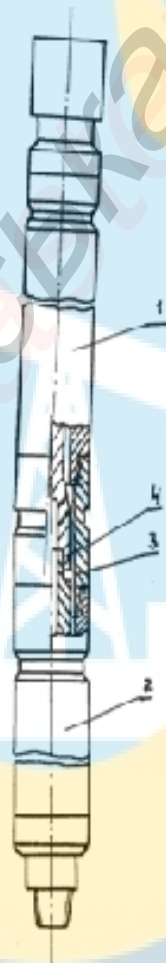


Рисунок 2.5 - Турбінний відхилювач

Перевагами турбінних відхилювача є наближення кривого переводника до забою свердловини, в результаті чого викривлення стовбура має більш стабільний характер, мало залежне від фізико-механічних властивостей порід і технології буріння. Використання декількох турбінних секцій (отклонітеля серії ОТС) дозволяє збільшувати потужність і крутний момент на долоті і застосовувати такі отклонітеля в свердловинах малого діаметра, т. Е. Там, де звичайні криві перевідники не дають бажаних результатів.

Істотним недоліком турбінних відхилювача є малий моторесурс кулачкового шарніра, що з'єднує вали шпindelьной і турбінної секцій.

2.6 Вибір способу буріння

Для буріння під кондуктор в інтервалі 1500-1530 м застосовуємо буріння за допомогою забійного двигуна.

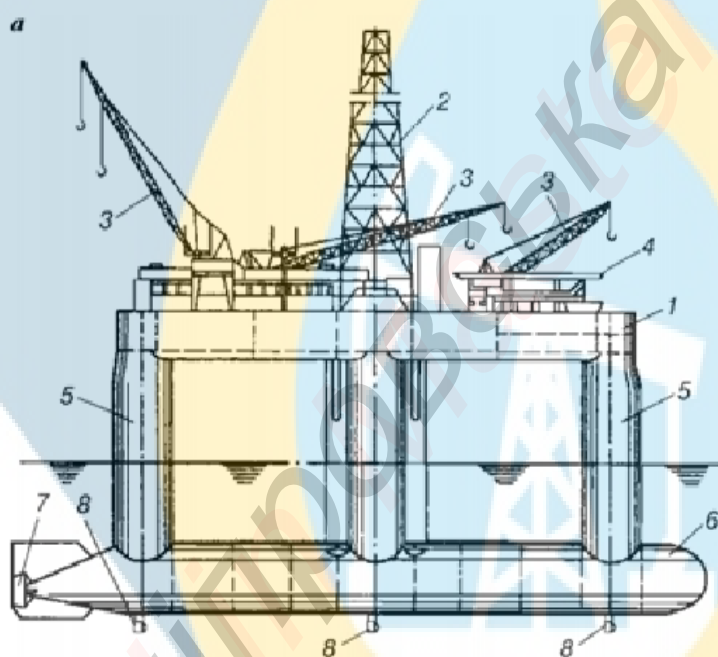
Для буріння під експлуатаційну колону в похилих і горизонтальних ділянках в інтервалі 1500-2579 м застосовуємо буріння за допомогою забійного двигуна з можливістю регулювання кута при можливому провороте ротором при ускладненнях при бурінні на ділянці набору зенітного кута і при бурінні горизонтальної ділянки.

1. Вибір плавучої бурової установки

Необхідність буріння на глибинах моря, що перевищують можливості підстав гравітаційного типу, привела до створення на початку 60-х рр. так званих напівзаглибних плавучих бурових установок (ППБУ). Відмітна особливість ППБУ - відносна легкість переміщення, постановки на точку буріння і зняття з неї, підвищена стійкість до впливу вітру, хвилювання і течій, можливість буріння на глибинах акваторій до 6000 м, а також незначне збільшення вартості в міру зростання глибин моря.

До теперішнього часу розроблений ряд буксируваних і самохідних ППБУ. За способом утримання над свердловиною в процесі буріння їх можна розділити на три типи: з якірної системою утримання; з динамічним позиціонуванням; на натяжних

опорах. Приймаємо ППБУ з динамічним позиціонуванням конструктивно відрізняється від ППБУ попереднього типу тільки системою утримання установки над свердловиною в процесі буріння. У розглянутій ППБУ встановлена динамічна система позиціонування, яка включає 8 гвинтів поздовжнього і поперечного переміщення, акустичну апаратуру і обчислювальну машину. При зміщенні ППБУ по відношенню до свердловині автоматично подається команда на відповідні двигуни, і установка повертається на вихідну точку з заданими координатами. На відміну від якірних систем ефективність динамічної системи збільшується з ростом глибини моря. При зростанні глибини підвищується питома точність (відношення горизонтального зміщення до глибини води), але вартість системи стабілізації не збільшується. Тому ППБУ з динамічним позиціонуванням застосовують для роботи на глибинах моря до 6000 м.



- Напівзаглибна бурова платформа
 а - загальний вигляд
 1 - основа під бурове устаткування, емності для палива, промивного розчину і т.д.
 2 - Вишка бурова
 3 - Крани грузові
 4 - площадка для вертольотів
 5 - опорні колони
 6 - понтони
 7 - основний гребний винт

Рисунок 2.6 – Схема розташування основних вузлів платформи

Приймаємо напівзаглибні бурова установка проект MOSS CS-50 Mk II «Полярна зірка»

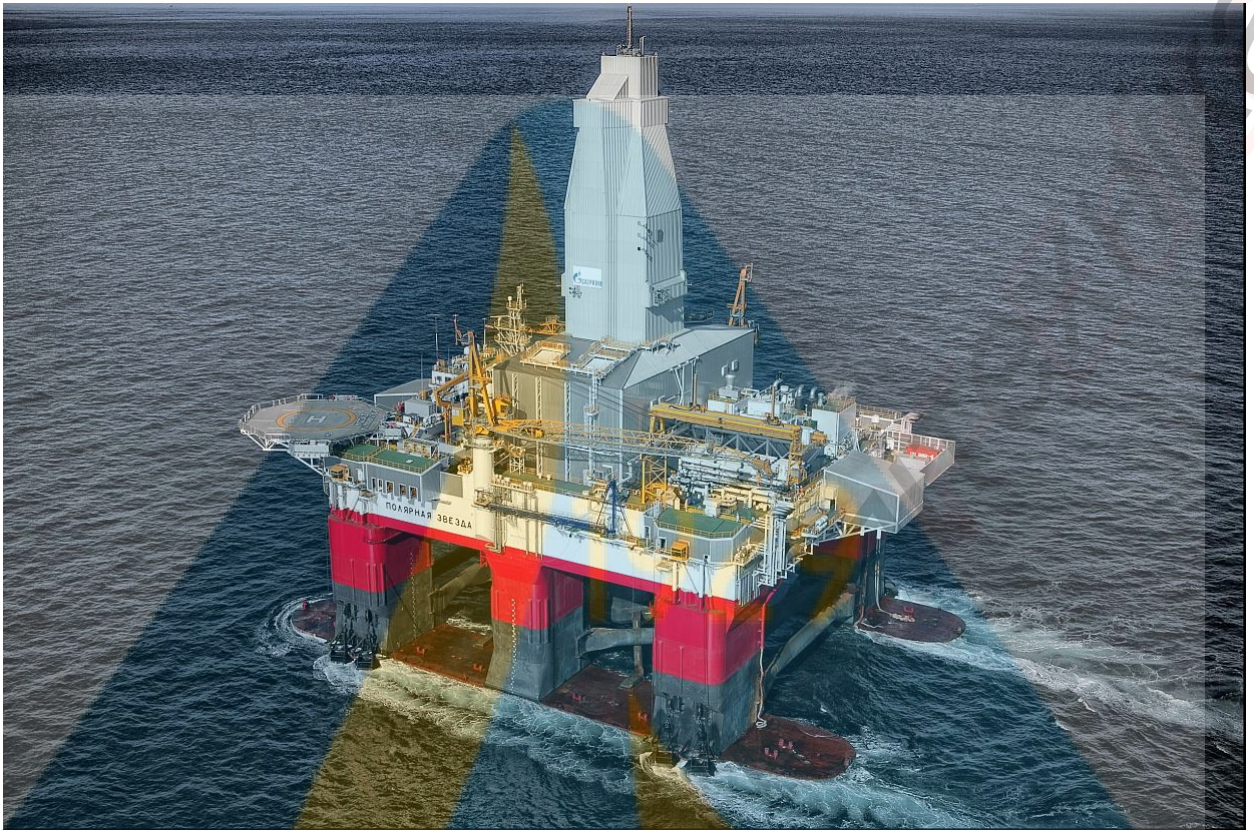


Рисунок 2.6 – Фото НПБУ MOSS CS-50 Mk II «Полярна зірка»

Водотоннажність в режимі експлуатації 59300т

Автономність 45 діб

Екіпаж 76 чол

Вантажопідйомність вантажний установки 650 т

Потужність силової установки 32000 кВт

Габаритні розміри верхньої будови

Довжина 85м

Ширина 75м

Висота до верху вежі 128 м

Висота до верхньої палуби 45,15

Габаритні розміри понтонів

Довжина 119 м

Ширина 19 м

Висота 10 м

НПБУ оснащена найсучаснішим буровим обладнанням, таким як верхній силовий привід вантажопідйомністю 750 т, енергетичною установкою, що

складається з 6 дизель-генераторів, кожний потужністю понад 2100 к.с. Резервний аварійний генератор - понад 1200 к.с. На «Полярної зірки» встановлено 3 допоміжних крана вантажопідйомністю 55 т кожен. Загальна металоємність ППБУ становить 18000 т, а допустима сукупна навантаження на ППБУ - понад 6100 т

Вибір бурильної колони та компоновання КНБК

Розрахунок бурильної колони для буріння під кожному обсадних колон проводиться в залежності від прийнятої конструкції і профілю свердловини та проектною технології поінтервального поглиблення, в тому числі:

складу і ваги компоновок низу бурильної колони (КНБК);

осьових навантажень на долото;

щільності і витрат бурового розчину за інтервалами буріння.

При цьому для розрахунків вибираються найгірші умови роботи прийнятого типорозміру бурильної колони на момент закінчення буріння під обсадних колон, тобто при максимальній довжині бурильної колони і режиму буріння. Потім проводиться перевірка міцності обраних секцій бурильної колони для похило спрямованих свердловин при бурінні верхніх інтервалів за профілем і технологічної необхідності використання інших КНБК та режимів буріння. При цьому довжина секції бурильних труб знизу з менш міцної сталі не змінюється, а перевіряється міцність перетину її "голови" і міцність перетину "низу" верхньої секції з більш міцної сталі при переміщенні їх загального перетину в найбільш небезпечне верхнє перетин профілю (зазвичай в перерізі початку набору зенітного кута). При необхідності (недостатній міцності) довжина нижньої секції зменшується, а довжина міцніших труб збільшується. Відповідно до "Інструкції" проводиться розрахунок колони бурильних труб (ВПТ): на статичну міцність (турбінний і роторний способи буріння);

на витривалість (роторний спосіб буріння).

Для розрахунків бурильної колони на міцність виділяються небезпечні перетину (по довжині стовбура) для похило спрямованих свердловин відповідно до проектного профілем:

- перетин над УБТ;

- перетину початку ділянок набору zenітного кута;
- перетину початку ділянок стабілізації;
- гирло свердловини;

а також:

- перетину переходу бурильних труб по типорозміру.
- для горизонтальних свердловин додатково:
- перетин початку горизонтальної ділянки.

Вихідні дані для розрахунку бурильної колони при бурінні під експлуатаційну колону

1. Спосіб буріння - з використанням об'ємного двигуна з можливістю регулювання кута при можливому провороті ротором при ускладненнях при бурінні на 2-й ділянці набору zenітного кута і при бурінні пілотної стовбура;

- для розрахунків приймаємо роторний спосіб буріння.

2. Свердловина горизонтальна з однією ділянкою набору zenітного кута і з однією ділянкою стабілізації - см. Рис.2.3

3. Інтервал 0-30 м - по вертикалі (30 м - по стовбура) закріплений кондуктором $\varnothing 273$ мм.

4. Діаметр долота $d_d = 349,2$ мм.

5. Діаметр УБТ = 178 мм - 25 м.

6. Бурильна колона набирається з сталевих бурильних труб ПК-127×9,19 стали "Д" - 700 м і легкосплавних бурильних труб ЛБТ 147×11 мм, сплав Д-16-Т.

Наведений вага 1 п.м. труб ПК-127×9,19 стали "Д" $g = 31,22$ кг, $F_T = 34,05$ см², $F_K = 92,63$ см², $J = 594,2$ см⁴, $W_H = 93,49$ см³, \varnothing замку = 132,0 мм.

Наведений вага 1 п.м. труб ЛБТ 127×11 м, сплав Д-16-Т $g = 16,5$ кг, $F_T = 47,0$ см², $F_K = 122,72$ см², $J = 1094$ см⁴, $W_H = 148,8$ см³, \varnothing замку = 142,0 мм.

7. Питома вага бурового розчину $\gamma_{ж} = 1,1$ г / см³.

8. Втрати тиску в долоті і забійній двигуні - 136 кгс / см².

9. Порода малої твердості.

10. Буріння на 2-й ділянці стабілізації zenітного кута передбачається з використанням КНБК.

11. Загальна вага КНБК - $Q_o = 5719$ кгс.

Вихідні дані для розрахунку:

Спосіб буріння - з використанням об'ємного двигуна з відхилювачем і проворотом ротора;

- для розрахунків приймаємо роторний спосіб буріння.

1. Свердловина горизонтальна з однією ділянкою набору зенітного кута, з однією ділянкою стабілізації і з горизонтальною ділянкою - см. Рис. 2.4.

2. Інтервал 1500-1880 м - по вертикалі (2579м - по стовбуру) закріплений експлуатаційної колоною $\varnothing 273$ мм.

3. Діаметр долота $dd = 299,0$ мм.

4. Діаметр УБТ = 127мм.

5. Бурильная колона набирається з сталевих безшовних бурильних труб із зовнішньою висадкою і приварними замками ПН 89×9,35 стали "Л" по ГОСТ Р 50278-92.

Наведений вага 1 п.м. ПН 89х9,35 "Л" $g = 21,73$ кг, $F_T = 23,48$ см², $F_K = 38,60$ см², $J = 188,1$ см³, $W_{и} = 42,31$ см³, \varnothing замку = 127мм.

6. Частота обертання колони $n = 80$ об / хв.

7. Питома вага бурового розчину $\gamma_{ж} = 1,1$ г / см³.

8. Втрати тиску в долоті і забійній двигуні - 93 кгс / см².

9. Породи малої твердості.

10. Загальна вага КНБК № 16 - $Q_o = 1068$ кгс.

Таблиця - 2.2 Конструкція бурильних колон

Вид технологічної операції	Інтервал по стволу, м		Секція бурильної колони				Інтервал установки м		Довжина Секції м	Маса т.	
			Тип	Зовнішній діаметр мм.	Марка Міцності	Товщина стінки					
	Від	До					Від	До	Секції	Наростаюча	

Буріння під кондуктор	0	1530	УБТ	203	Д	51,5	1518	1530	12	2,32	2,32
			ЛБТ	147	Д-16- Т	11	1468	1530	50	0,83	3,15
			ПК	127	Д	9	0	1468	1468	20,3	23,4 5
Буріння під експлуатац ійну колону	1530	2579	УБТ	178	Д	50,5	2554	2579	25	3,6	3,6
			ЛБТ	147	Д-16- Т	11	2504	2554	50	0,83	4,43
			ЛБТ	127	Д	9	0	2504	2504	35,36	39,7 9

Примітки до таблиці 2.2. Розрахунок бурильних колон при бурінні під експлуатаційну колону в тому числі пілотний стовбур зроблений з урахуванням можливого провороту колони ротором. 2. Нормативні (мінімально допустимі) запаси міцності для бурильної колони: Коефіцієнт запасу на пластичну міцність: - турбінне буреніє- 1,40; - роторний буреніє- 1,50. Коефіцієнт запасу по втоми: - роторний буреніє- 1,50. 3.

Шифри труб:

УБТ- труба бурильна обважена з проточкою під елеватор по ТУ 14-3-835-79;

ДУБТ - труба бурильна діамагнітна обважена з комплекту "Sperry-Sun";

ЛБТ - алюмінієва бурильна труба по ГОСТ 23786-79 (сплав Д-16-Т);

ПК - труба бурильна сталевая безшовна з комбінованою висадкою решт і привареними сполучними замками по ГОСТ Р 50278-92;

Таблиця - 2.3 Компоновки бурильних колон (КБК)

Інтервал, м				Елементи КНБК							
По вертикалі		По стволу		Номер	Шифр	ДСТУ ОСТ ТУ	Технічна характеристика				
Від	До	Від	До				Відстань від забою м.	Діаметр мм.	Довжина м.	Маса кг.	Кут відхилення Град.
0	1530	0	1530	1	III 349.2 МСЗ- ГНУ-R37	ТУ- 6634- 874-98	0,450	349,7	0,450	172	
				2	Калібратор ІЗ-КІ-349,2 МСТ	ОСТ- 078-79	1,390	349,7	0,740	112	
				3	УБТ	ТУ-14-3- 835-79	13,390	203	12	2320	
				4	ЛБТ	ГОСТ- 23789-79	63,4	17	50	830	
				5	ЛБТ	ГОСТ- 23786-79	1530	127	1468	20300	
Для буріння експлуатаційної колони											
0	2579	0	1850	6	III 299 МСЗ- ГАУ-R37	ТУ- 3664- 874- 0576699 4-98	0,350	299	0,350	76,3	

				7	Калибратор ПК-299 МС	ОСТ 39-078-79	0,800	299	0,450	60	
				8	Турбобур Т12РТ-240	ГОСТ 26673-90	9,37	240	8,210	2017	2,57
				9	Центратор ЦД-280	ОСТ-078-79	9,87	280	0,500	20	
				10	Клапан зворотній КОБ	ОСТ-39-096-79	10,31	240	0,450	60	
				11	ДУБТ	ТУ-3698-018		203	25	3600	
				12	ЛБТ	ГОСТ-23789-79		147	50	830	
				13	ЛБТ	ГОСТ-23786-79		127	2504	3536 0	

Примітки: 1 При будівництві свердловин допускається застосування інших забійних двигунів, доліт і елементів КНБК з урахуванням технологічного досвіду буріння похило-спрямованих горизонтальних.

2. Контроль за проведенням стовбура свердловини під кондуктор в інтервалі 1500-1530 м (по стовбуру), і при бурінні під експлуатаційну колону, в інтервалі 1530-2579 м (по стовбуру) при бурінні пілотного стовбура здійснюється з використанням телеметричної системи MWD-350 " Sperry-Sun ".

3. Опрацювання стовбура свердловини перед спуском колон проводиться тільки при наявності ускладнень стовбура свердловини, компоновання останнього довбання, в тому числі інтервали набору zenітного кута при бурінні і перед спуском колон опрацьовуються компоновок для набору zenітного кута. При відсутності ускладнень проводиться шаблоніровка стовбура свердловини. Після опрацювання

або шаблоніровці проводиться промивка стовбура свердловини на забої, до вирівнювання властивостей бурового розчину з доведенням його параметрів до проектних.

4. При заміні компоновок (КНБК) або заміні опорноцентруючих елементів (ОЦЕ) на нові, слід посилити увагу при СПО бурильної колони:

4.1. Не допускати посадок інструменту і його заклинювання в стволі свердловини.

4.2. Обмежити швидкість проходження елементів КНБК при підйомі у черевика попередньої колони з метою запобігання їх зачеплення.

5. При турбінному бурінні під експлуатаційну колону на 20м ділянці набору zenітного кута (в тому числі при бурінні пілотного стовбура) і при бурінні під колону-хвостовик допускається при необхідності проводити проворот колони бурильних труб ротором з частотою обертання не більше 80 об / хв.

6. Для можливості очищення вибою свердловини від сторонніх предметів з промиванням і опрацюванням стовбура свердловини на буровій рекомендується мати металлошламоуловитель МШУ / 195 "Барс" НВП "СібБурМаш".

Буріння під кондуктор діаметром 349.2 мм глибиною спуску по вертикалі 1530м проводиться таким чином:

Поглиблення вертикальної ділянки 30м проводиться турбінним способом: шарошечное долото III 349.2 МСЗ-ГНУ-R37, або III 349.2 МСЗ-ГВР-R201, турбобуром Т12РТ-240 або ЗТСШ-240 (1 секція) (табл. 2.3).

Набір zenітного кута в інтервалі 1530-1880 м - по вертикалі (1530-2129 м - по стовбуру) передбачається виробляти долотом III 299 МСЗ-ГНУ-R37, або III 299 МСЗ-ГВР-R201, турбінний отклонителя ТО2-240 (кут перекоосу 2 град .) (КНБК № 3 - табл. 2.3).

Поглиблення на ділянці стабілізації в інтервалі 1880-1880м - по вертикалі (2129-2579м - по стовбуру) передбачається проводити турбобуром Т12РТ-240 або ЗТСШ-240 (2 секції) з долотом III 299 МСЗ-ГНУ-R37, III 299 МСЗ-ГВУ- R201 (КНБК - таблиця 2.3). Осевая навантаження при бурінні під кондуктор 2-3 т, витрата бурового розчину 56,8 л / с.

При наявності ускладнень при бурінні інтервал ускладнень опрацьовується компонуванням останнього довбання (шаблонірується при відсутності ускладнень), в тому числі інтервал набору зенітного кута при бурінні і перед спуском кондуктора шаблонірується (опрацьовується) компонуванням для набору зенітного кута (КНБК № 3 - табл. 2.3) з долотом III 295,3 М-ГВ, інших інтервалів (КНБК № 5 - табл. 2.3).

Осьова навантаження при шаблоніровці (опрацювання) 7-10 т, витрата бурового розчину 56,8 л / с.

Перед спуском експлуатаційної колони виробляється шаблоніровка стовбура свердловини з використанням КНБК при ускладненнях стовбур свердловини опрацьовується. Осьова навантаження при шаблоніровці (опрацювання) 2-30 т, витрата бурового розчину 35,4 л / с.

При бурінні пілотного стовбура на першій свердловині куца передбачається проводити відбір керна з інтервалу 1530-1870 м - по вертикалі (1530-2579 м - по стовбуру), бурильної голівкою K212,7 / 100ТКЗ, снаряд для ізолюваного відбору керна КІМ-195/100, гвинтовий забійний двигун з регульованим кутом ДРУ-195РС або ДРУ-172РС (КНБК №11 - табл.2.3). Осьова навантаження 1 т, витрата бурового розчину 24,8 л / с.

Після відбору керна проводиться розширка стовбура свердловини (КНБК №12 - табл. 2.3), при осьовій навантаженні 2-3т і витраті бурового розчину 35,4 л / с.

Контроль режимно-технологічних параметрів буріння виробляється станцією параметрів буріння типу ГТК і комплексом КУБ.

Момент підйому долота визначається:

- техніко-технологічною необхідністю;
- зниженням механічної швидкості більш ніж в два-три рази в порівнянні з початковою;
- спрацювання опори долота, що супроводжується збільшенням реактивного моменту і тиску на викиді насосів, що фіксуються станцією контролю;
- закінченням буріння під відповідну обсадних колон.

2.7 Вибір типу промивальних рідін та їх параметрів

Для буріння свердловини приймаємо в якості промивної рідини сольовий розчин NaCl.

Параметри розчину:

Щільність $\rho = 1,1 \text{ т / м}^3$

В'язкість $T = 15-18 \text{ с.}$

Водовіддача $V = 20-30 \text{ см}^3$

Температура замерзання - $9,8 \text{ С}$

Для приготування 1 м^3 розчину необхідно 157 кг сухої солі NaCl

Конфігурація циркуляційної системи задається буровою платформою.

Виходячи з геологічних умов буріння і необхідного резерву промивної рідини очисна система має чотири прийомні ємності розміром $3 \times 3 \times 5 \text{ м}$ кожна. Жолоби і відстійники повинні регулярно очищатися від шламу.

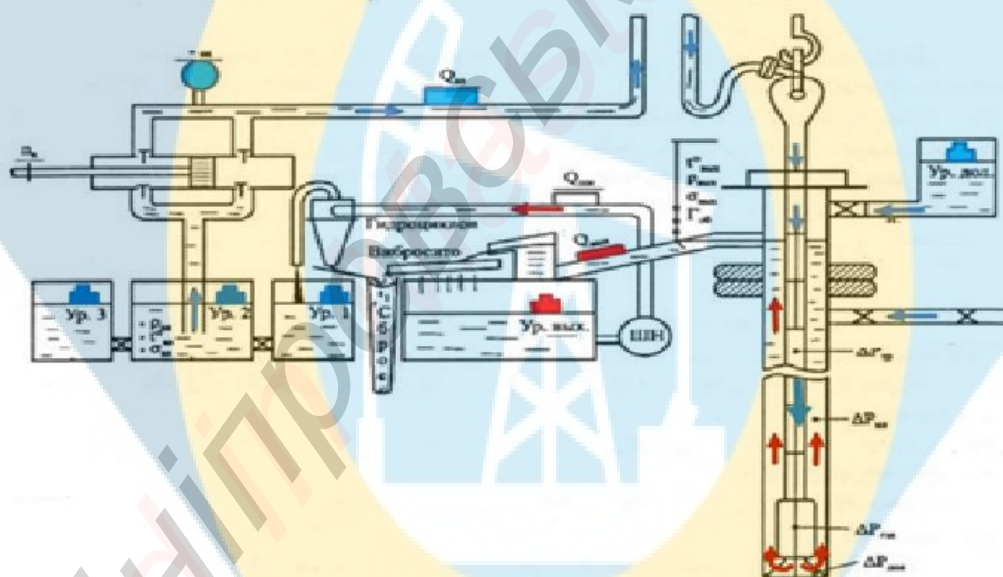


Рисунок 2.7. Циркуляційна система

2.7.1 Приготування та очищення промивальної рідини

Система рециркуляції бурового розчин дозволяє повторно використовуват бурових розчин, істотно зніжуючі обсяги, що утворюються бурових відходів при

проходці свердловин. Бурових розчин, що надходить зі свердловини, очищається від шламу і направляється на повторне використання (Рисунок 2.7). Устаткування для очищення встановлен послідовно, забезпечуючі поетапна відділення частінок шламу в порядку зменшення їх розміру: від відділення самих крупнозернистих фракцій (вібраційні сита) до самої тонкодисперсної сепарації (центрифуга). Отсепарировані потоки з різних сепараторів або видаляються відразу, або піддаються подальшому очищенню для більшого виходу рідини і бурового розчину і підвищення загальної ефективності очищення. Використаний буровий розчин прямує зі свердловини по відповідному пристрою і трубопроводу в приймальну ємність вібросита і розподіляється між віброситами.

Рідина, що проходить через сита, звана «нижній схід», направляється в пескоотстойник. Через перелив пескоотстойника буровий розчин надходить в жолоб або пескоотделитель, де відбувається подальше відділення піску. Буровий розчин після відділення частинок піску надходить у відстійник іллотделителя. Яка містить велику кількість частинок рідина зливається безпосередньо в жолоб. Іл сепарується від бурового розчину в накопичувач центрифуги; частинки мулу повертаються назад в одне з вібросит.

Відцентрові насоси відкачують буровий розчин з накопичувача в центрифугу, а тверді частинки або видаляються (у разі застосування неутяжеленого бурового розчину), або направляються в накопичувач центрифуги (в разі застосування утяжеленого розчину). Компанією ЕНЛ отримана ліцензія на право користування надрами з метою промислового розміщення бурових та інших технологічних відходів в пластах гірських порід. На етапі буріння свердловин, проводиться переробка бурових шламів, відпрацьованих розчинів, стоків з технологічного майданчика та інших технологічних відходів в гелевидний стан (пульпу) ППБУ «Полярна зірка».

У разі технічних ускладнень, поломки обладнання, проведення ремонтних робіт, а також в основному для накопичення необхідної кількості пульпи для здійснення процедури закачування виробляється тимчасове зберігання бурових відходів. Для цієї мети призначене 12 ємностей по 850 барелів (135,15 м³). При

зберіганні в ємностях відбувається постійне перемішування з метою збереження сталості гранулометричного складу.

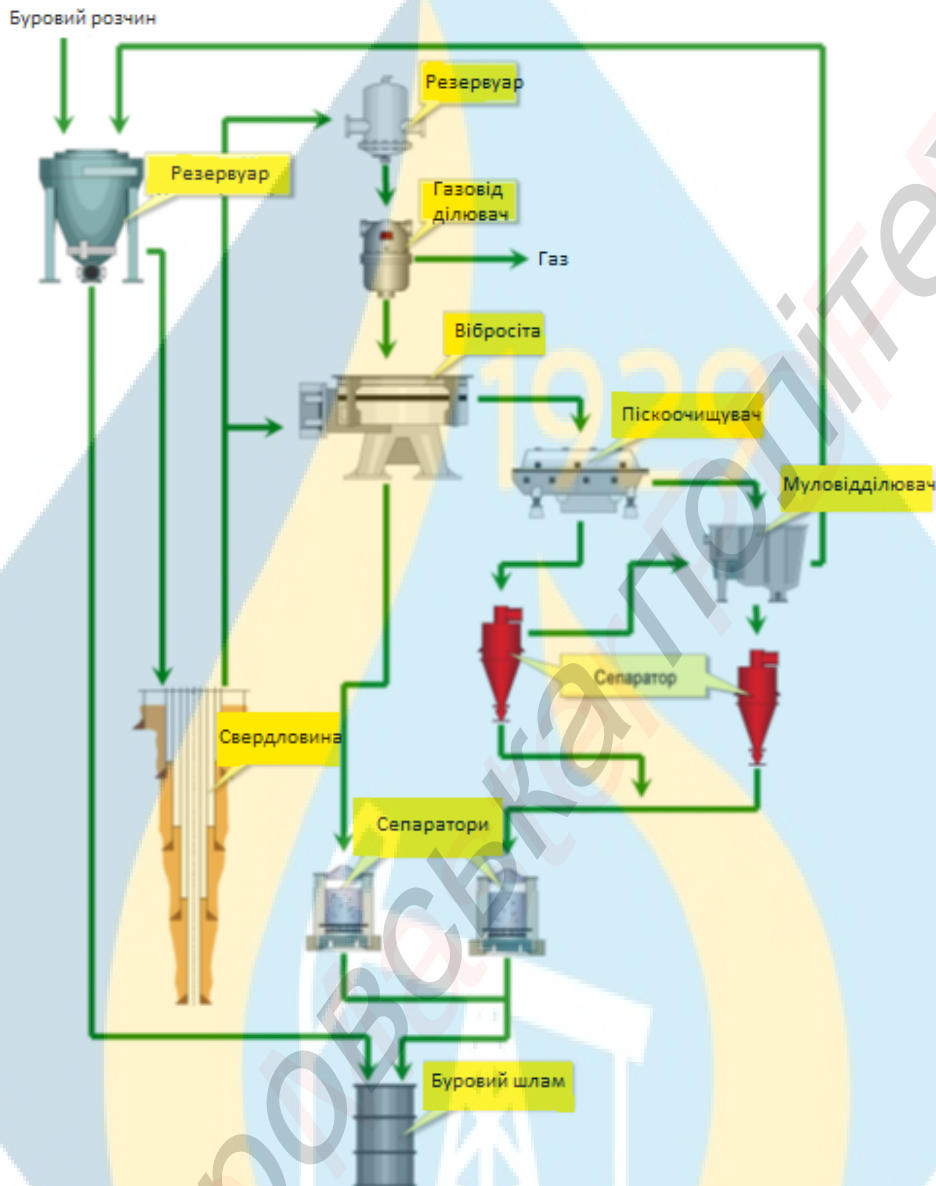


Рисунок 2.8 – Система очистки бурового розчину

Система закачування бурових та інших технологічних відходів

Закачування бурового шламу і інших технологічних відходів (відпрацьований буровий розчин, нафтозагрязнений стоки, стоки зливової каналізації, господарсько-побутові стоки та ін.) Являє собою технологічний процес, застосований для збору, перетворення в пульпу і закачування через спеціальний отвір утворюються бурових (головним чином - бурового шламу і відпрацьованого бурового розчину) та інших технологічних відходів на морській ділянці.

Система зворотного закачування бурового шламу включає конструкцію з резервуарами, що забезпечують достатній обсяг для зберігання і обробки шламу, за рахунок застосування двох технологічних ліній, кожна з яких здатна працювати незалежно або спільно з іншою для забезпечення необхідної продуктивності при високих швидкостях проходки.

Кожна технологічна лінія системи зворотного закачування бурового шламу переробляє буровий шлам з продуктивністю 40 м³ / год і здійснює закачування пульпи за допомогою нагнітального насоса високого тиску. Кожна технологічна лінія обладнана резервуаром для великої фракції ємністю 17,5 м³, резервуаром для дрібної фракції ємністю 17,5 м³ і резервуаром-накопичувачем місткістю 40 м³.

Стандартний порядок підготовки бурового шламу наступний:

- ◆ буровий шлам подається від вібросит в вертикальну сушилку для шламу;
- ◆ буровий розчин з сушарки очищається на центрифугі, а потім повертається на бурову установку для повторного використання;
- ◆ сухий буровий шлам подається в ємність підготовки пульпи грубого помелу;
- ◆ відокремлені за допомогою центрифуги тверді частинки також подаються в ємність приготування пульпи грубого помелу;
- ◆ буровий шлам з сушарки і тверді частинки від центрифуги перемішується з водою для отримання необхідної концентрації твердих частинок і пропускається через насос-подрібнювач;
- ◆ шламова пульпа з ємності підготовки пульпи грубого помелу перекачується через сортувальне вібросито;
- ◆ при необхідності шламова пульпа з ємності підготовки пульпи грубого помелу повторно пропускається через подрібнювач;
- ◆ частки бурового шламу розміром менше 300 мкм проходять через вібросито в ємність для підготовки пульпи тонкого помелу;
- ◆ тверді частинки з центрифуги бурової установки подаються безпосередньо в ємність підготовки пульпи тонкого помелу;

◆ при необхідності шламова пульпа обробляється для поліпшення якості суспензії і змащувальних властивостей;

◆ шламова пульпа з ємності підготовки пульпи тонкого помелу насосом високого тиску закачується в свердловину.

Виробничі стічні води, можуть використовуватися для приготування пульпи і закачуватимуться разом з нею, або направлятися на закачування разом з іншими стоками (очищені господарсько-побутові та санітарні, забруднені поверхневі)

Насос для закачування бурового шламу підживлюється одним з чотирьох відцентрових насосів в резервуарах дрібної фракції або резервуарах-накопичувачах. Власне закачування пульпи здійснюється з використанням трехплунжерного нагнетательного насоса.

Існуюча платформа «Полярна зірка» спроектована і побудована для буріння і капітального ремонту та експлуатації видобувних, нагнітальних і спеціальної свердловин. Силові агрегати, що входять до складу бурової установки Полярна зірка, забезпечують потреби енергопостачання, а також подачу аварійного електроживлення на всі ділянки платформи (включаючи системи видобутку). Котельні установки, розміщені в зонах розташування бурового обладнання, забезпечують обігрів всіх ділянок платформи.

Встановлені на буровій компресори подають стиснене повітря для систем інженерного забезпечення та ЗВТ з розподілом його по всій платформі. Насоси для подачі пожежної води і насоси для подачі забортної морської води забезпечують обслуговування всієї платформи. На малюнку 2.5-1 показана схема розташування основних ділянок для виконання бурових робіт на ППБУ Полярна зірка.

Бурова установка

У таблиці 2.4 наведені основні технічні характеристики бурової установки на ППБУ Полярна зірка.

До складу бурової установки входять наступні компоненти: комплект обладнання бурової вишки (КОВ), модуль допоміжного бурового устаткування (МВБО), допоміжні розчинні модулі (ВРМ) з майданчиком для зберігання сипучих

матеріалів (ПХСМ), склад труб / стелажі для труб, ємності для зберігання бурового розчину і допоміжне обладнання.

До складу МВБО входять наступні компоненти: електрообладнання, циркуляційна система і бурові насоси, обладнання для видалення бурового шламу, змішувальне і перекачує обладнання, майданчик для зберігання мішків і піддонів, змішувальні установки для приготування бурового розчину, котлоагрегати і допоміжні системи інженерного забезпечення. Система приготування і зберігання бурового розчину розрахована на підготовку бурового розчину на нафтовій основі (БРНО) або розчину на водній основі (БРВО).

Таблиця 2.4 – Основні показники бурової платформи

Назва	Характеристика
Загальні відомості	
Назва	ППБУ «Полярна зірка»
Глибина буріння	7400 м при 149 мм трубах
Тип привода	Частково регульований електропривід змінної напруги
Объем резервуарів	
Технічна вода	Передається насосами подачі морської води
Робочий об'єм БР	159 м ³
Резервний об'єм БР	149 м ³
Допоміжні ємності	1590 м ³
Механізми для роботи с трубами	
Розрахункова кількість труб	279 свічок + 88 другої черги
Механізм затягування, подачі та укладки труб	2 стріли маніпулятора
Підвищечна основа та вишка	
Виробник, тип	Основа: Hyundai Heavy Industries Вишка Bailes
Маса труб на вишку	363 т
Бурова лебідка	
Виробник, тип	Wirght GP 2500 SV
Потужність	500 л.с.

Максимальна глибина СПО	11000 м.
Електромагнітний тормоз	Baylor 7836
Механізм для роботи з трубами	
Виробник і тип	Рамне пристрій трубного ключа Weatherford з Моментоміри
Діапазон діаметрів труб	63,5 мм - 473 мм (2½" - 18⅝")
Макс. обертаючий момент	135 582 Н-м
верхній привід	
Виробник, тип ЕД	National Oilwell Varco HPS-03 750 2AC KT RD HT (GE)
Номінальний тиск	517 бар
Вантажопідйомність	680 т
Діапазон діаметрів труб	88,9 мм - 177,8 мм (3½" - 7")
потужність приводу	2 × 1150 к.с. (2 × 858 кВт)
Крутний момент в режимі безперервної роботи	124900 Н-м
Швидкість обертання	0 - 240 об / хв в пост. режимі
Основні дизельні двигуни	
Виробник, тип	Wartsila 12V200С для приводу генераторів змінного струму AMG 630 L04 LBABC з теплообмінниками. число 5
Сумарна потужність	12,0 МВт

бурові насоси	
Виробник, тип	Wirth TPK 7½ "x 14" / 2200 число 3
гідравлічна потужність	1600 к.с.
Мінімальна кількість ходів	1600 к.с.
Розміри змінних втулок	178 мм, 165 мм, 140 мм, 127 мм (7 ", 6½", 5½", 5")
Робочий тиск	527 кгс / см ²
Устаткування для очищення бурового розчину	
Центрифуга для очищення бурового розчину	2 × 20 м ³ / год
Ємність бака центрифуги для очищення бурового розчину	21 м ³
Вібросита	Brandt VSM 300 - 5 шт. Brandt - 6-футові одинарні дрібнопористий сита попереднього очищення - 2 шт.

Основні системи забезпечення експлуатації платформи Існуючі інженерні системи платформи повністю забезпечують проведення робіт з буріння свердловин і видобутку продукції. Система зберігання і подачі дизельного палива Система зберігання і подачі дизельного палива складається з резервуарів зберігання дизпалива (2 × 1606 м³, 2 × 1352 м³ і 1 × 1614 м³), трубопроводів і насосів. Система використовується для зберігання і подачі дизельного палива до всього обладнання з дизельним приводом, зокрема, до основних і аварійного дизельним генераторам,

котельним, пожежному насосу, палубним кранів, обігрівачів і бурового устаткування.

Енергетичне обладнання До складу основної енергетичної установки входять п'ять дизельних генераторів потужністю 2,4 МВт кожний. Всі генератори приєднані до розподільного пристрою і можуть працювати паралельно. На платформі встановлено систему управління, що забезпечує автоматичне управління роботою генераторів відповідно до потреб споживачів. До складу аварійної енергетичної установки входить один дизельний генератор потужністю 2,1 МВт. Аварійний дизельний генератор забезпечує переключення в безпечний режим.

Аварійний генератор включається автоматично при відключенні основної енергетичної установки. Теплопостачання Для вироблення теплової енергії призначені три водогрійних котли (бойлери) S4-X-500-150 і одна парогенераторна установка S4- X-125-150, а також два обігрівача CHINOOK 800, що працюють на дизельному паливі.

Система перевантаження сипучих матеріалів порошкоподібні компоненти бурових і цементувальних розчинів (цемент, бентоніт і барит) подаються з судів в силоси платформи (3 × 72,6 м³) пневмотранспортом (продуктивність компресора 2880 м³ / год, швидкість подачі компонента 80 т / год). Викиди запиленого повітря з системи пневмотранспорту забезпечені очисними пристроями. З метою захисту риб від попадання в насоси підйому морської води водозабори на ППБУ «Полярна зірка» обладнані рибозахисними пристроями.

Забір морської води здійснюється зануреними насосами, розташованими в колодязі комунікацій. Три насоса продуктивністю 422 м³ / год кожен, забезпечують роботу основної системи подачі морської води, два інших (продуктивністю 884 м³ / год кожен), забезпечують роботу протипожежної системи. Морська вода розподіляється серед споживачів, включаючи бурове обладнання та установки для приготування прісної води. Бурової модуль має дві системи постачання морською водою:

- ◆ систему безперервного постачання морською водою;
- ◆ систему аварійного постачання морською водою.

Система аварійного постачання морською водою працює як в нормальному режимі, так і при збоях в роботі системи безперервного постачання морською водою при відключенні харчування або аварійній зупинці. Система аварійного постачання морською водою працює від системи аварійного електропостачання платформи.

Система подачі прісної води Прісна вода використовується в наступних цілях:

- ◆ для бурових цілей (прісна вода для технологічних потреб);
- ◆ вода для каналізаційної системи.

Прісна вода готується на основі морської води з використанням опреснювальної установки. Процес отримання прісної води заснований на методі вакуумної дистиляції. Підготовлена вода прямує в накопичувальний бак і потім з бака різним споживачам прісної води. Для бурових цілей використовується окрема опреснительная установка. У разі необхідності, можлива поставка води з берегової бази постачання. Питна вода виробляється з прісної води, що надходить з опреснювальної установки, і зберігається в ємності для зберігання питної води.

Надалі, вода розподіляється між житловим модулем і споживачами системи охолодження, вентиляції та кондиціонування. Для питних цілей також можлива доставка бутильованої води.

В системі каналізації використовується прісна технічна вода, щоб знизити корозію системи. Поводження з відходами Система поведження з відходами включає:

- ◆ інсинератор Infratech 200мс продуктивністю 100 кг / год для спалювання відходів.

Неспалюваний відходи і залишки від спалювання на інсинератор збираються на платформі і потім вивозяться на берег. Житлові модулі ППБУ Полярна Зірка має житлові модулі для розміщення до 165 чол.

Безпосередньо для виконання бурових робіт залучається близько 110 чол на добу при двозмінній роботі. Житлові модулі оснащені каютами зі спальними місцями, душами, туалетами, роздягальнями, камбузом, кают-компанією, пральні, кімнатою відпочинку, тренажерним залом і кінозалом.

На платформі є офісні приміщення, медичний пункт, ізолятор, холи і конференц-зал. На камбузі і в кают-компанії є обладнання, що забезпечує приготування їжі для всього персоналу платформи. Холодильники встановлені в холах і у всіх офісах.

Холодильники для води є на кожному рівні житлового модуля: в переходах і кімнаті відпочинку.

2.8 Цементування обсадних колон

Для недопущення ускладнень при бурінні і перетікання морських і флюїдних вод проектом передбачається обсадка свердловини в інтервалі 1500-1530 метрів обсаджується сталевими обсадними трубами діаметром 324 мм і товщиною стінок 8 мм.

Після закінчення буріння свердловин і проведення в них запроєктованого комплексу геофізичних і випробувальних робіт буде проводитися ліквідаційний тампонаж свердловин.

Обсяг цементного розчину (м³) для створення в затрубному просторі цементного кільця висотою 570 метрів і цементного стовпа в колоні висотою 10 метрів визначаємо за формулою:

$$V_{\text{цр}}=0,785 \cdot R \cdot ((D_c^2 - D_n^2)h + D_d^2 h_0) \quad (2.7)$$

де: R- коефіцієнт враховує додаткову витрату цементного розчину

D_c - діаметр скважини м.

D_n - внутрішній діаметр обсадних труб м.

$$V_{\text{цр}}=0,785 \cdot 1,3 \cdot ((0,3492 - 0,3242) \cdot 30 + 0,2992 \cdot 10) = 1,26 \text{ м}^3$$

Необхідна кількість сухого цементу визначаємо за формулою:

$$Q = r \frac{P_w P_b}{P_b + m P_w} V \quad (2.8)$$

де: P_w - щільність цементу кг / м³

P_b - щільність води кг / м³

m- водо-цементне число

R-коефіцієнт враховує втрати цементу при приготуванні розчину

$$Q = 1.1 \frac{3200 * 1000}{1000 * 0.5 * 3200} * 1,26 = 1706 \text{ кг} = 1,706 \text{ т}$$

Кількість води необхідне для приготування цементного розчину визначаємо за формулою:

$$V_{\text{в}} = Q_{\text{ц}} M \quad (2.9)$$

де: $Q_{\text{ц}}$ - кількість сухого цементу кг.

M - водоцементное число

$$1,706 * 0,5 = 852,9 \text{ м}^3$$

Для продавливання цементного розчину слід закачати наступний обсяг продавочної рідини:

$$V_{\text{пж}} = 0,785 * r_{\text{ж}} * D_d^2 (L - h_0) \quad (2.10)$$

де: $r_{\text{ж}}$ - коефіцієнт що враховує стиснення рідини

L - глибина свердловини м.

D_d - діаметр свердловини м.

h_0 - висота цементного склянки

Тиск для продавливання цементного розчину визначаємо за формулою:

$$P = g(h - h_0)(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{ж}}) 10^{-6} + L * 10^{-3} + 0.8 \quad (2.11)$$

де: h - глибина цементировки м.

h_0 - висота цементного склянки м.

L - глибина свердловини м.

$\rho_{\text{ж}}$ щільність продавочної рідини кг / м³

$\rho_{\text{ц}}$ щільність цементу кг / м³

$$9,81 * (1530 - 10) (3200 - 1000) 10^{-6} + 2579 * 1030,8 = 46,83 \text{ мПа}$$

Необхідний час на цементування визначаємо за формулою:

$$t_{\text{ц}} = \frac{V_{\text{ц}} + V_{\text{п}}}{Q_{\text{ц}}} + t \quad (2.12)$$

Де: $Q_{\text{ц}}$ - продуктивність цементувальних агрегату м³/с

t - час витрачається на цементування і додаткові операції

$$(1,706 + 10.5) / 5.3 * 10^{-3} = 2301 \text{ с} = 38 \text{ хв}$$

2.9 Дослідження та освоєння продуктивних горизонтів

Завдання і обсяги геофізичних робіт.

Геофізичні дослідження свердловин, пробурених на ділянці інтерпретація і обробка матеріалів виконуються колективом каротажної партії Чорноморської геофізичної експедицією.

Роботи проводяться і використовуються для вирішення наступних завдань:

- 1) літологічний розчленування розрізів свердловини;
- 2) Виділення продуктивних пластів в розрізі свердловин, визначення їх потужності, будови та глибини залягання;
- 3) Визначення зольності гідратних пластопересечень;
- 4) Кореляція геофізичних розрізів з метою уточнення синонімики продуктивних пластів, а також з метою виявлення розривних порушень;
- 5) Визначення кутів і азимутів викривлення свердловин;
- 6) Проведення термометричні досліджень свердловин для визначення температурних градієнтів;
- 7) Вивчення природною радіоактивністю гірських порід, виявлення інтервалів підвищеної радіоактивності;
- 8) Визначення діаметрів свердловин;
- 9) Визначення фізико-механічних властивостей гірських порід методом акустичного каротажу.
- 10) Вивчення газоносності за допомогою газового каротажу.
- 11) Визначення місць приток і поглинання рідини в свердловинах.

Дослідження в свердловинах будуть проводитися в пошуковому (1: 200) і деталізаційну (1:20) масштабах.

Дослідження в масштабі 1: 200 включають стандартний електричний каротаж (КС -градієнт-зонд і ПС - потенціал-зонд), радіоактивний каротаж (ГК і ГГК-П), кавернометрія, Інклінометрія, з точки виміру через 20м, акустичний каротаж. Інтервал досліджень (основний комплекс) до глибини 1000м складе не більше 200м, а понад 1000 м - 150м. Контроль за якістю каротажних досліджень буде

здійснюватися шляхом повторного перекриття 50м раніше прокаротірованого інтервалу відповідно до вимог "Технічної інструкції на проведення геофізичних досліджень в свердловинах". Охоплення геофізичних досліджень передбачається не менше 95% від загального обсягу бурових робіт.

Деталізація буде проводитися в масштабі 1: 20, буде виконуватися за всіма вугільним пластопересеченіям робочої потужності більш 0,55м.

Селективний каротаж (ГГКС) передбачається провести по пластах робочої потужності.

Комплекс деталізаційних кривих на пластах робочої потужності включає: електрокаротаж, радіоактивний каротаж, Кавернометрія, акустичний каротаж. Інтервал деталізації одиничного інтервалу АК-30м -20м в покрівлі і 10м в ґрунті пласта.

Для вивчення фізико-механічних властивостей гірських порід передбачається проведення акустичного каротажу. З досвіду попередніх робіт на 100м каротажу припадає 18 визначень.

З метою вивчення газоносності порід, що вміщують проведені газокаротажних дослідження в двох проектних точках. З цією метою передбачається проведення:

1. Стандартного каротажу в м-бе 1: 500.
2. БКЗ- м-бе 1: 200.
3. Нейтронний газовий каротаж (НГК) м-бе 1: 500
4. Резистівіметрія 1: 500
5. Термометрія.

Гідрокаротаж буде проводитися методом резистівіметрії з засолкою свердловини рідини і порушенням водоносних горизонтів шляхом отгартіванія і з подальшим спостереженням за відновленням рівня.

Таблица 2.5 - Объемы геофизических работ

Наименование работ	Единицы измерения.	Объем работ
		1500-2579
А ПОИСКОВЫЙ КОМПЛЕКС		
ГК,ГГКП, БК(БКР-3) 1:200, 95%	п.м	1025
Кавернометрия 1:200,95%	м	1025
Акустический каротаж 1:200, 95%	м	1025
Инклинометрия, шаг 20м,100%	шаг	1079
Термометрия > во всех скважинах,100%	м	1079
Резистивиметрия 10%	м	108
Разходомерия 10%	м	108
Газовый каротаж 2 скв., пр.т. 2 и7	м	
Б ДЕТАЛИЗАЦИОННЫЙ КОМПЛЕКС		
ГК,ГГК,БК,(БКР-3) – 1:20,	м	1079
ГГКС	м	1079
Акустика -1:20,30м на пласт	м	30
Кавернометрия 1:20,	м	1079

Для виявлення місць поглинання промивної рідини, перетоків буде проводитися витратометрія або резистивиметрія, в разі, якщо швидкість руху поглинається рідини буде менше порога чутливості витратоміра, тоді шляхом спостереження простежується за рухом фіксованого стовпа рідини. Для виявлення в

розрізах околоскважинном просторі тектонічних порушених зон буде застосований метод просторової фільтрації електричних полів (НПФ-С).

2.10 Заходи щодо попередження и ліквідації аварій и ускладнень

Аваріями в процесі буріння називають поломки і залишення в свердловині частин колон бурильних і обсадних труб, доліт, забійних двигунів, втрату рухливості (прихват) колони труб, спущеною в свердловину, падіння в свердловину сторонніх металевих предметів. Аварії відбуваються головним чином в результаті недотримання затвердженого режиму буріння, несправності бурового обладнання і бурильного інструменту і недостатньої кваліфікації або недбалості членів бурової бригади.

Основними видами аварій є прихвати, поломка в свердловині доліт і турбобуров, поломка і відкручування бурильних труб і падіння бурильного інструменту та інших предметів у свердловину. Дуже часто прихват інструменту в силу неякісних і несвоєчасних робіт по його ліквідації переходить в аварію.

В основному прихвати бурильних і обсадних колон відбуваються з наступних причин.

1. Вследствие перепаду тисків в свердловині в проникних пластах і безпосереднього контакту деякої частини бурильних і обсадних колон зі стінками свердловини протягом певного часу.

2. При різкій зміні гідравлічного тиску в свердловині в результаті викиду, водопроявів або поглинання бурового розчину.

3. Вследствие порушення цілісності стовбура свердловини, викликаного обвалом, витіканням порід або ж звуженням стовбура.

4. При утворенні сальників на долоті в процесі буріння або під час спуску і підйому бурильного інструменту.

5. Вследствие заклинювання бурильної і обсадної колон в жолобах, заклинювання бурильного інструменту через попадання в свердловину сторонніх

предметів, заклинювання нового долота в звуженій частині стовбура через спрацювання по діаметру попереднього долота.

6. У результаті осідання частинок вибуренної породи або твердої фази глинистого розчину при припиненні циркуляції бурового розчину.

7. При неповній циркуляції бурового розчину через долото за рахунок пропусків в з'єднаннях бурильної колони.

8. При передчасному схоплюванні цементного розчину в кільцевому просторі при установці цементних мостів.

9. При відключенні електроенергії або виході з ладу підйомних двигунів бурової установки. Для попередження прихватів необхідно:

1) застосовувати високоякісні глинисті розчини, що дають тонкі щільні кірки на стінках свердловин, знижувати липкість глинистого розчину, вводити змащувальні добавки;

2) забезпечувати максимально можливу швидкість висхідного потоку глинистого розчину; перед підйомом бурильної колони промивка свердловин повинна проводитися до повного видалення вибуренної породи і приведення параметрів глинистого розчину у відповідність із зазначеними в ГТН;

3) забезпечувати повне очищення глинистого розчину від уламків вибуренної породи;

4) регулярно опрацьовувати в процесі буріння зони можливого інтенсивного утворення товстих кірок; 5) обтяжувати глинистий розчин при обертанні бурильної колони;

6) стежити в глибоких свердловинах за температурою висхідного глинистого розчину, так як різке зниження її свідчить про появу розриву різьбових з'єднань в колоні бурильних труб вище долота;

7) при вимушених зупинках необхідно:

а) через кожні 3 - 5 хв ходити бурильну колону і провертати її ротором;

б) при відсутності електроенергії підключити аварійний дизель-генератор і бурильну колону періодично ходити; при його відсутності бурильний інструмент слід розвантажити приблизно на вагу, що відповідає тій частині колони труб, яка

знаходиться в необсаженній інтервалі стовбура, і припинити промивання, періодично відновлюючи її при тривалій зупинці;

в) в разі виходу з ладу пневматичної муфти підйомного механізму слід негайно встановити аварійні болти і ходити бурильну колону або піднімати її;

8) для запобігання прихвата бурильної колони при використанні утяжеленого глинистого розчину слід систематично застосовувати профілактичні добавки: нафта (10 - 15%), графіт (не більше 0,8%), поверхнево-активні речовини (наприклад, сульфол у вигляді 1 - 3% -ного водного розчину, мастильні добавки ДМАТ-1 (до 3%) і СГ (до 2%). Підбір рецептур в кожному конкретному випадку повинен уточнюватися лабораторією глинистих розчинів. При бурінні розвідувальних свердловин додавати нафту та інші добавки на нафтовій основі не рекомендується, щоб не спотворити уявлення про продуктивність горизонтів.

Поломка доліт викликається спуском дефектних доліт при відсутності належної перевірки їх, надмірними навантаженнями на долото і перетримуванням доліт на вибої. Заклинювання шарошок виникає внаслідок припинення обертання шарошок на забої свердловини, т. Е. Відбувається прихват їх на осях. Основні ознаки поломки долота під час буріння-припинення поглиблення свердловини і сильна вібрація бурильної колони. Найчастіше відбувається поломка підшипників шарошок колонкових і трьохшарошкових доліт. При цьому забійний двигун перестає приймати навантаження, а при роторному бурінні бурильна колона починає заклініватися.

Поломку долота при опрацюванні стовбура свердловини дуже важко виявити до підйому бурильної колони. Тому необхідно особливо ретельно перевіряти долота, що застосовуються для опрацювання, і обмежувати час їх роботи.

Щоб запобігти аваріям, пов'язані з поломкою доліт, необхідно:

1) перед спуском долота в свердловину перевірити його діаметр кільцевих шаблоном, а також перевірити замкову різьбу, зварювальні шви лап і корпусу і промивні отвори - зовнішній огляд, насадку шарошок на цапфах - обертанням від руки;

2) бурити відповідно до вказівок геолого-технічного наряду. Особлива увага повинна бути звернена на очистку промивної рідини;

3) підняте з свердловини долото відгвинчувати за допомогою долотної дошки, вставленої в ротор, промивати водою, піддавати зовнішньому огляду і виміру. Рекомендується періодично очищати вибій свердловини від металу магнітним фрезером або забійним шламоуловителем.

3. Поломки турбобура відбуваються внаслідок роз'їдання буровим розчином, розгвинчування і виривання верхньої різьблення корпусу з нижньої різьблення переводника і відгвинчування ніпеля з залишенням в свердловині турбіни. Ознака таких поломок різке падіння тиску на бурових насосах і припинення проходки.

4. Для запобігання аварій з турбобурами треба перевіряти кріплення гайки, переводника, ніпеля і обертання валу у кожного турбобура; така перевірка турбобура, що надійшов з заводу-виготовлювача, проводиться на базі бурового підприємства, а турбобура, що надійшов з ремонту, - на буровій. Перед спуском в свердловину нового турбобура або турбобура, що надійшов з ремонту, необхідно перевіряти плавність його запуску при подачі насосів, відповідної нормальному режиму його роботи, осьової люфт вала, перепад тиску, герметичність різьбових з'єднань і відсутність биття вала. Всі дані потрібно заносити в журнал.

5. Аварії з бурильними трубами часто бувають при роторному бурінні свердловин. Одна з основних причин цих аварій - сукупність всіх напруг, що виникають в трубах, особливо при місцевих пороках в окремих трубах. До останніх відносяться разностенність труб, наявність внутрішніх напружень в трубах, особливо в їх висадженої частини, як наслідок неправильно проведеного технологічного процесу з виготовлення труб, і дефекти різьбового з'єднання труб.

6. До основних причин виникнення аварій з бурильними трубами відноситься також недостатня кваліфікація майстрів, бурильників та інших працівників бурових бригад.

7. Найбільше число аварій з бурильними трубами при бурінні гідравлічними забійними двигунами пов'язано з роз'їдань резьб промивної рідиною.

8. Основними заходами попередження аварій з бурильними трубами є:

1) організація обліку і відпрацювання бурильних труб в суворій відповідності з інструкцією;

2) технічно правильний монтаж труб і замків, що забезпечується попереднім оглядом і обміром їх, калібруванням різьблення гладкими і нарізними калібрами, підбором замків до труб по натягу і примусовим закріпленням замку в гарячому стані;

3) організація обов'язкової профілактичної перевірки всіх труб після закінчення буріння свердловини шляхом зовнішнього огляду, перевірки основних розмірів і гідравлічного випробування;

4) обов'язкове кріплення всіх замкових з'єднань машинними ключами при нарощуванні і спуску колони при турбінному бурінні;

5) використання запобіжних ковпаків або кілець, Навинчивающийся на різьбу замків;

б) безперебійне постачання бурових спеціальними мастилами.

Падіння бурильної колони в свердловину, що є одним з найважчих видів аварії, відбувається внаслідок поштовхів і ударів бурильної колони об виступи на стінках свердловини, відкриття елеватора при випадкових затримках бурильної колони під час спуску, різкою посадки навантаженого елеватора на ротор при несправності гальма лебідки і при обриві талевого каната і падінні лівого блоку на ротор. Для запобігання відкриття елеватора при спуску бурильної колони бурильникам необхідно добре знати стан стовбура свердловини, наявність в ній уступів і при наближенні до них сповільнювати спуск.

Плашка і ланцюги механічних ключів, ланки роторному ланцюзі, болти, гайки і інші деталі - такий неповний перелік дрібних предметів, що падають на забій свердловини. Падіння їх відбувається під час спуско-підйомних операцій і пояснюється використанням несправного інструменту.

Іноді після підйому бурильної колони починають виробляти роботи над відкритим гирлом свердловини, і це призводить до того, що на забій свердловини падають долота, кувалди і інші предмети. Треба завжди пам'ятати, що над відкритою свердловиною категорично забороняється проводити будь-які роботи. Після того як

з свердловини витягнутий інструмент, її гирлі слід негайно закрити спеціальною кришкою.

2.11 Ліквідація свердловин і ліквідаційне тампонування

Після закінчення експлуатації свердловини повністю утворена в результаті видобутку природного газу буде заповнюється морською водою, а обсадні труби і фільтрова колона буде розпакуються разом з усім арматурним обладнанням напівзанурювальної буровою платформою.

2.12 Перевірочні розрахунки бурового устаткування і інструменту

Виробничі проектно-організаційні показники Показники роботи обладнання та інструменту Визначення ваги бурового снаряда і обсадної колони. Розрахунок ваги бурового снаряда.

$$L_{\text{БТ}} = H - L_{\text{УБТ}}$$

(2.13)

де: H - глибина скважен $L_{\text{УБТ}}$ - довжина колони УБТ

$$L_{\text{БТ}} = 2579 - 25 = 2554 \text{ м};$$

Вага колони бурильних труб визначаємо за формулою:

$$Q_{\text{Б.К}} = g(a \cdot L_{\text{БТ}} \cdot q_{\text{БТ}} + L_{\text{УБТ}} \cdot q_{\text{УБТ}} + L_{\text{ЛБТ}} \cdot q_{\text{ЛБТ}}) \cdot (1 - 1200 - 7800) \quad (2.14)$$

де: a - коефіцієнт, що враховує збільшення маси бурових труб

за рахунок з'єднань, $a = 1,1$;

$L_{\text{БТ}}$ - довжина бурильних труб;

$q_{\text{БТ}}$ - вага 1 погонного метра бурильних труб = 16 кг;

$L_{\text{УБТ}}$ - довжина УБТ

$q_{\text{УБТ}}$ - вага одного метра УБТ = 145 кг

$L_{\text{ЛБТ}}$ - довга ЛБТ

$q_{\text{ЛБТ}}$ - Вага одного метра ЛБТ = 16,5 кг

$$Q_{\text{Б.К}} = 9,81 \cdot (1,1 \cdot 2504 \cdot 16 + 50 \cdot 16,5 + 25 \cdot 145) \cdot$$

$$\left(1 - \frac{1200}{7800}\right) = 43769 \text{ [Н]} = 437,69 \text{ [кН]}$$

Таблица 2.6 - Розрахунок колони на міцність

	Верхнее сечение	Нижнее сечение
Напряжение растяжения (сжатия), МПа	109.1	13.0
Напряжение изгиба, МПа	4.1	12.2
Напряжение кручения, МПа	44.8	14.1
Суммарное напряжение, МПа	144.4	37.8
Запас прочности	3.5	2.4

Таблица 2.7 - Розрахунок колони на витривалість

	Верхнее сечение	Нижнее сечение
Сумарный коэффициент запаса прочности	3.4	1.8

Таблица 2.8 - Гідравлічний розрахунок свердловини

Потери в нагнетательном шланге, в ведущей и бурильной трубах, МПа	1.41
Потери напора в соединениях бурильной колонны, МПа	1.46
Потери напора при движении жидкости в кольцевом пространстве скважины, Па	435.4
Потери напора за счет разности плотностей очистного агента, МПа	0.95

Суммарные потери напора очистного агента, МПа	2.42
Подача очистного агента, л/мин	102
Мощность, затрачиваемая на привод бурового насоса, кВт	5.13

Розрахунок ваги обсадної колони:

$$Q_{OK} = g \cdot q_{OK} \cdot H_K \cdot \left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_{ст}}\right) \quad (2.15)$$

де: H_K -довжина обсадної колони;

Q_{OK} -вага 1 погонного метра безшовної гарячекатаної обсадної колони 52,28

$$Q_{OK} = 9,81 \cdot 1079 \cdot 52,28(1100/7800) = 78041 \text{ [Н]} = 78 \text{ [кН]};$$

Розрахунок потужності на буріння:

$$N_B = \frac{N_1 + N_2 + N_3}{\eta}, \quad (2.16)$$

де: N_1 - потужність, витрачена на неодружене обертання бурової колони;

N_2 - потужність, витрачена на руйнування вибою свердловини;

N_3 - потужність, витрачена на подолання тертя бурової колони;

η - ККД верстата -0,9.

$$N = 0,64 \cdot L \cdot \eta \cdot \sqrt[3]{n}, \quad (2.17)$$

де: L - глибина свердловини;

n - число оборотів бурового снаряда, с-1

$$N_1 = 0,64 \cdot 2579 \cdot 3,852 \cdot \sqrt[3]{3,85} = 46469,7 \text{ [Вт]} = 46,47 \text{ [кВт]}$$

$$F_3 = 0,785 \left(kD^2 - \frac{D_1^2}{k^2} \right) \quad (2.18)$$

де: k - коефіцієнт, що враховує тип з'єднання бурових труб, $K = 1,05$;

D - зовнішній діаметр коронки, м;

D_1 - внутрішній діаметр коронки, м.

$$F_3 = 0,785 \left(1,05 \cdot 0,0932 - \frac{0,075^2}{1,05^2} \right) = 0,003 \text{ м}^3.$$

$$N_2 = N_0 \cdot F_3 \quad (2.19)$$

де: N_0 -питома витрата потужності,

$$N_2 = 100 \cdot 104 \cdot 0.003 = 3000 [\text{Вт}] = 3 \text{ кВт.}$$

$$N_3 = a \cdot P \cdot n \quad (2.20)$$

де: a - досвідчений коефіцієнт, що дорівнює $2,64 \cdot 10^{-2}$;

P - осьова навантаження, Н;

n - число оборотів снаряда, з-1.

$$N_3 = 2,64 \cdot 10^{-2} \cdot 10000 \cdot 3,7 = 976,8 [\text{Вт}] = 0,97 [\text{кВт}].$$

$$N_B = (29.19 + 3 + 0.97) / 0.9 = 34,3 [\text{кВт}]$$

Визначаємо ККД за формулою:

$$\text{КПД} = N_B / N \quad (2.21)$$

$$\text{КПД} = 34.3 / 55 = 0.6$$

Розрахунок і вибір талевої системи і каната Розрахунок ваги бурового снаряда на гаку.

$$Q_{\text{кр}} = k_n \cdot Q \quad (2.22)$$

де: Q - вага бурового снаряда; k_n - коефіцієнт прихвата (1,3 - 1,5).

$$Q_{\text{кр}} = 1,3 \cdot 437,69 = 568,1 \text{ кН.}$$

Розрахунок необхідної кількості струн талевої системи

$$m = \frac{Q_{\text{к}}}{P_{\text{л}} \cdot n_{\text{т}}} \quad (2.23)$$

де: $P_{\text{л}}$ номінальне зусилля натягу каната лебідки; $n_{\text{т}}$ - ККД - для восьміструнної оснастки 0,86;

$$m = 568,1 / (98 \cdot 0,86) = 6,58$$

Розрахунок максимального навантаження на талевого блоці.

$$Q = P_{\text{л}} \cdot m \quad (2.24)$$

$$Q = 98 \cdot 8 = 784 \text{ кН;}$$

Розрахунок необхідної вантажопідйомності каната.

$$Q = K \cdot P_{\text{л}} \quad (2.25)$$

K - запас потужності, 5.

$$Q = 5 \cdot 98 = 490 \text{ кН.}$$

Розрахунок вертикального навантаження на вишку.

Робоче навантаження на вишку.

$$Q_d = Q_k \cdot (1 + 2 / (Q \cdot 0,9)) \quad (2.26)$$

$$Q_d = 568 \cdot (1 + 2 / (3 \cdot 0,086)) = 420,7 \text{ кН}$$

Максимальна навантаження на вишку визначаємо за формулою:

$$Q_{\max} = P_{\text{л}} \cdot (2 + m \cdot n) \quad (2.27)$$

$$Q_{\max} = 98 \cdot (2 + 3 \cdot 0,86) \cdot 2 = 897,68 \text{ (кН)}$$

Максимальне навантаження на талевого блок

$$Q_{\max} = P_{\text{л}} \cdot m \cdot \lambda \quad (2.28)$$

$$Q_{\max} = 98 \cdot 3 \cdot 2 = 588 \text{ (кН)}$$

2.13 Спеціальна частина кваліфікаційної роботи. Розкриття та випробування продуктивних горизонтів

Технології видобутку метану з газогідратів

Видобуток метану з газогідратів викликає труднощі внаслідок їх твердої форми. Існуючі методи спираються на дисоціацію (поділ), при якій газогідрати розпадаються на газ і воду. Три основні методи розробки покладів газогідратів включають: розгерметизацію (зниження тиску), нагрівання і введення інгібітора.

Привертає увагу технологія закачування в пласт вуглекислого газу. Електромагнітні та акустичні методи впливу на гідратонасищену породу поки вивчені мало.

Розгерметизація

Розгерметизація - найбільш перспективна сьогодні технологія розробки газогідратних родовищ. Її суть полягає в штучному зниженні тиску в пласті навколо свердловини, яке досягається за рахунок зниження тиску в свердловині або за рахунок скорочення тиску на газогідрати води або вільного газу після їх часткової відкачування. Коли тиск в шарі газу нижче, ніж фазовий рівновагу газогідрату, газогідрат починає розпадатися на газ і воду, поглинаючи при цьому теплову енергію навколишнього середовища.

Технологія найбільш ефективна при розташуванні газогідрату поблизу пласта вільного газу. При зниженні обсягу вільного газу відбувається постійна зміна рівноваги між гідратом і газом, в результаті чого газогідрат продовжує виділяти газ, який наповнює нижележащую порожнину. Розгерметизація застосовується для розробки газогідратів, що залягають в породах високої проникності на глибині понад 700 м.

Переваги технології: порівняно невисокі витрати; простота процесу вилучення газу (відбувається автоматично при створенні перепаду тиску); можливість щодо швидкої видобутку великих обсягів.

Обмеження технології: при низьких температурах вивільняється в ході розгерметизації вода може замерзнути і закупорити обладнання.

Нагрівання

Технологія нагрівання підрозділяється на такі підвиди:

- Нагрівання за допомогою впорскування теплоносія. Найбільш часто використовуваний теплоносій - вода. Ефективність технології підвищується при підведенні нагрітої води в замкнутому циклі по спеціальних трубах. При цьому відкрите впорскування води або пари ефективно лише в пластах газогідрату товщиною від 15 м. В іншому випадку втрати тепла при відкритому уприскуванні теплоносія виявляються надмірно великими.

- Метод циркуляції гарячої води. Застосовано при 5-денної пробної видобутку газу на канадському родовищі Маллік в 2002 році. В ході експерименту в свердловину глибиною 1 100 м закачувалася вода температурою 80°C. При досягненні водою нижньої точки свердловини температура води становила 50°C. В результаті застосування технології було видобуто 470 куб. м метану.

- Метод розкладання газових гідратів з використанням пара або іншого нагрітого газу або рідини. Метод заснований на використанні пристрою, що розміщується поруч з газовим гідратом або всередині його, що дозволяє нагрівати газовий гідрат газом або рідиною (переважно паром). Газовий гідрат може бути підданий нагріванню безпосередньо газом або рідиною або побічно через теплопровідящую котушку або канал.

- Пряме нагрівання з використанням електрики. Метод застосовується при видобутку важкої нафти. При розробці газогідратів електроди вводяться в верхню і нижню частини пласта і через пласт пропускається змінний струм. Також застосовується мікрохвильове нагрівання пласта за допомогою підведення до нього мікрохвильового випромінювача, який може переміщатися уздовж всієї глибини пласта. Переваги технології: простота і відсутність складної техніки.

Обмеження технології: високі витрати енергії на нагрівання і підведення теплоносія до пласту; неможливість видобутку з пластів глибокого залягання; щодо повільне і обмежений за обсягами поділ гідрату метану на газ і воду; необхідність постійного збільшення обсягів тепловою енергії (так як при розкладанні газогідрату на газ і воду відбувається постійне її поглинання); вимога підвищених заходів контролю при видобутку газу з пластів в зоні вічної мерзлоти (для мінімізації танення вічної мерзлоти за межами розроблюваних ділянок, щоб уникнути екологічних наслідків).

Введення інгібітора

Введення інгібітора розглядається як спосіб порушення фазового рівноваги газогідрату і зниження його температури. Як інгібіторів можуть виступати органічні (наприклад, етанол, метанол, гліколь) або соляні розчини (наприклад, морська вода). Лабораторні дослідження показали, що розпад газогідрату залежить від концентрації, обсягів, температури і площі проникнення інгібітору. При цьому доведено, що обсяг розпадається газогідрату є функцією від обсягу введеного інгібітору.

Існує кілька різновидів даної технології:

Подача гарячих пересичених розчинів хлориду або бромиду кальцію або їх суміші під тиском вниз по свердловині. При цьому вода газового гідрату абсорбується солями з виділенням тепла. • Подача в зону залягання газових гідратів відносно теплої морської води або води, взятої з рівня вище рівня залягання газових гідратів. Подача здійснюється через апарат, що забезпечує контакт з газовим гідратом, що призводить до розкладання гідрату. Потім рідину переноситься в іншу частину апарату, несучи захоплені пари вуглеводнів у вигляді бульбашок, які

можуть бути легко відділені від рідини. Після короткої процедури запуску процес і апаратура працюють в самопідтримується режимі.

Поєднання стадій: екзотермічна хімічна реакція рідкої кислоти і рідкої лугу, в результаті якої утворюється гарячий сольовий розчин; контакт газового гідрату з гарячим сольовим розчином і розкладання принаймні частини газового гідрату; підйом водно-газової суміші зі свердловини; відділення природного газу від сольового розчину. Переваги технології: можливість контролю над обсягами видобутку газу за рахунок обсягів введення інгібітора; запобігання замерзання води, утворення гідратів і закупорки обладнання свердловини.

Обмеження технології: висока вартість; повільне протікання хімічної реакції інгібітору з газогідратів; екологічна небезпека, яку представляють собою інгібітори (виключаючи розчини солей).

Зважаючи на відсутність великого напрацьованого досвіду розробки газогідратів відомо про поодинокі випадки застосування цієї чи іншої технології. Проте спостерігається певний технологічний тренд в сторону технологій розгерметизації. Про це свідчить перехід від нагрівання до розгерметизації в ході пробних буріння на канадському родовищі

Маллік, а також застосування розгерметизації при пробної розробці запасів шельфу Японії в 2012-2013 роках. На користь розгерметизації говорить більш висока ефективність технології: при проведенні пробної видобутку метану на родовищі Маллік за технологією розгерметизації за 5,5 днів було видобуто 13 000 куб. м газу, що істотно перевищує показники видобутку на цьому ж родовищі за технологією нагрівання - 470 куб. м газу за 5 днів.

У 2012 році компанія ConocoPhillips провела успішні випробування нової технології видобутку метану з газогідратів на Північному схилі Аляски. Компанія використала вуглекислий газ, щоб зменшити тиск в свердловині і вивільнити метан. В результаті закачування CO₂ в пробурену свердловину був створений стійкий потік природного газу з гідратів метану протягом 30 днів поспіль. Метод відновлення метану за допомогою ін'єкції CO₂ заснований на тому, що гідрат CO₂ є більш стабільним, ніж гідрат метану, і молекули CO₂ можуть заміщати в ньому молекули

метану. Дана технологія може розглядатися як різновид технології введення інгібітора, але вона найменш відпрацьована з усіх представлених.

Характеристика поточного етапу

У промисловому масштабі видобуток метану з газогідратних покладів ніде в світі не ведеться, і запланована вона тільки в Японії - на 2018-2019 роки. Проте ряд країн реалізують дослідницькі програми. Найбільш активні тут США, Канада і Японія.

Далі за всіх в вивченні потенціалу розробки покладів газогідратів просунулася Японія. На початку 2000-х років країна почала реалізацію програми з освоєння газогідратів. Для її підтримки за рішенням державних органів був організований дослідницький консорціум MN21, націлений на створення технологічної основи промислової розробки покладів газогідратів. У лютому 2012 року Японська національна корпорація з нафти, газу і металів (JOGMEC) почала пробне буріння свердловин в Тихому океані, в 70 км на південь від півострова Ацумі, для отримання гідратів метану. А в березні 2013 року Японія (першої в світі) приступила до тестового вилучення метану з газогідратів у відкритому морі. За оцінкою JOGMEC, з наявними запасами метан гідратів на шельфі країни Японія може покрити свої потреби в природному газі на 100 років вперед.

В області освоєння газогідратів Японія розвиває наукове співробітництво з Канадою, США та іншими країнами. У Канаді діє велика дослідницька програма; спільно з японськими фахівцями проводилося буріння свердловин в гирлі річки Маккензі (родовище Маллік). Дослідницькі проекти газогідратів США зосереджені в зоні вічної мерзлоти на Алясці і на глибоководді в Мексиканській затоці (Таблиця 2.9).

Менш масштабні, але тим не менш помітні дослідження газогідратів проводять такі країни, як Південна Корея, Китай і Індія. Південна Корея займається оцінкою газогідратного потенціалу в Японському морі. Дослідження показали, що найбільш перспективно для подальшої розробки родовище Уллеунг.

Таблиця 2.9 - Области освоєння газогідратів

Назва проекту	Роки	Країни учасники	Компанії учасники	Технологія
Малік, Канада	2002	Японія, Канада, США, Германія, Індія	JOGMEC, BP, ChevronTexaco	Нагрів(Вода)
Північний схил Аляски	2005	США, японія	ConocoPhillips, JOGMEG	Ін'єкція вуглекислого газу, введення інгібітора
Аляска США	2007	США	BP, Schlumberger	Буріння з цілю вивчення властивостей газогідратів
Малік Канада	2007 - 2008	Канада, Японія	JOGMEC у складі державного консорціума MN 21	Розгерметизація
«Вогонь у кризі»(Ignik Sikumi) Аляска США	2008-2013	США, Японія, Норвегія	ConocoPhillips, JOGMEG, університет Бергена (Норвегія)	Ін'єкція вуглекислого газу
Спільний проект(Joint Industry Project) Мексиканська затока, США	2009	США	Chevron як лідер консорціума	Буріння з метою розвідки запасів
Біля півострова Ацумі, Японія	2012 - 2013	Японія	JOGMEC, JAPEX, JapanDrilling	Розгерметизація

Індія створила свою національну дослідницьку програму по газогідратів в середині 1990-х років. Головним об'єктом її досліджень є родовище Крішна-Годаварі в Бенгальській затоці. Китайська програма по газогідратів включає дослідження шельфу Південно-Китайського моря поблизу провінції Гуандун і вічної мерзлоти на плато Цинхай в Тибеті.

Ряд інших країн, в числі яких Норвегія, Мексика, В'єтнам і Малайзія, також проявляють інтерес до досліджень газогідратів. Дослідницькі програми з вивчення газогідратів є і в Європейському союзі: наприклад, в 2000-і роки діяла програма HYDRATECH (Техніка оцінки метангідратів на європейському шельфі) та програма HYDRAMED (Геологічна оцінка газогідратів в Середземному морі). Але європейські програми відрізняє акцент на наукових та екологічних питаннях.

Вибір технології розробки газогідратних покладів залежить від конкретних геолого-фізичних умов залягання. Зараз розглядаються тільки три основні методи виклику припливу газу з гідратного пласта: зниження тиску нижче рівноважного тиску, нагрівання гідратосодержащих порід вище рівноважної температури, а також їх комбінація. Відомий метод розкладання гідратів за допомогою інгібіторів навряд чи виявиться прийнятним внаслідок високої вартості інгібіторів. Інші запропоновані методи впливу, зокрема електромагнітне, акустичне та закачування вуглекислого газу в пласт, поки ще мало вивчені експериментально.

Найбільші перспективи має комбінований метод, що складається в одночасному зниженні тиску і підводі тепла до свердловини. Причому основне розкладання гідрату відбувається за рахунок зниження тиску, а підводиться до забою теплота дозволяє скоротити зону вторинного гідратоутворення, що позитивно позначається на дебіте. Недоліком комбінованого методу (як і теплового) є велика кількість попутно видобутої води.

3. Охорона праці

Небезпечні і шкідливі виробничі фактори. ГОСТом 12.0.002-74 системи стандартів безпеки праці введені основні терміни та визначення: небезпечний виробничий фактор, шкідливий виробничий фактор, нещасний випадок на виробництві, виробнича травма, професійне захворювання і д. Р. Небезпечний виробничий фактор - це фактор, вплив якого на працюючого приводить до травми. Шкідливий виробничий фактор - фактор, вплив якого на працюючого приводить до захворювання. Причини небезпечних і шкідливих виробничих факторів класифікуються на технічні, організаційні та санітарно - гігієнічні.

До технічних причин відносяться недосконалість або конструктивні недоліки устаткування, недосконалість технологічного процесу, робочого інструмента або засобів безпеки. До організаційних причин належать неправильна організація робочого місця, його захаращеність сторонніми предметами, недостатня навченість працюють безпечного ведення технологічних процесів, порушення інструкцій і технологічного режиму, відсутність керівництва і нагляду за проведенням робіт, застосування небезпечних прийомів праці, непридатного інструменту і т. Д.

До санітарно - гігієнічних причин відносять забрудненість виробничого середовища отруйними речовинами, шуми, вібрації, шкідливі випромінювання, ненормальні метеорологічні умови, нераціональне освітлення, антисанітарний стан виробничих і побутових приміщень. Отруйні речовини, шум і вібрації, надмірне тепло або холод, іонізуючі випромінювання при тривалій дії на працюючих можуть викликати тривале (в тяжких випадках - не проходить) порушення їх здоров'я, що призводить до професійного захворювання.

Травми класифікуються на легкі, важкі (встановлюються медичними працівниками в залежності від характеру пошкодження і його наслідків), групові (коли в результаті події одночасно були травмовані двоє людей або більше) і смертельні (летальні).

Вимоги до персоналу.

Навчання та інструктажі з техніки безпеки.

До робіт на об'єктах нафтогазового комплексу допускаються особи не молодше 18 років, що пройшли медичний огляд і не мають протипоказань за станом здоров'я.

Організація і порядок навчання, проведення інструктажів, перевірки знань і допуску персоналу до самостійної роботи повинні відповідати вимогам ГОСТ 12.0.004. ССБТ і «Положення про порядок перевірки знань правил, норм та інструкцій з безпеки у керівних працівників і спеціалістів підприємств, підконтрольних Держнаглядохоронпраці України», затверджених Держнаглядохоронпраці України 19.05.93 р

Навчання в галузі промислової безпеки робітників основних професій проводиться в спеціалізованих навчальних центрах, комбінатах, які мають дозвіл (ліцензії) територіальних органів Держнаглядохоронпраці України.

До керівництва роботами з буріння, освоєння і ремонту свердловин, ведення геофізичних робіт у свердловинах, а також з видобутку і підготовки нафти і газу допускаються особи, які мають освіту за фахом і пройшли перевірку знань в галузі промислової безпеки. Це положення поширюється також і на іноземних фахівців. Фахівці з вищою і середньою спеціальною освітою, які працюють за робочими спеціальностями, в тому числі практиканти вищих і середніх спеціальних навчальних закладів, для допуску до самостійної роботи повинні мати відповідне посвідчення за робочим професіями. При видачі такого посвідчення в навчальних закладах за теоретичний курс навчання зараховується диплом за відповідною спеціальністю (довідка для практикантів), а за виробничий - місячне стажування на робочому місці.

Робочі основних професій допускаються до самостійної роботи після навчання відповідно до вимогами цих Правил, стажування на робочих місці, перевірки знань, проведення виробничого інструктажу і при наявності посвідчення, що дає право допуску до певного виду робіт.

Робочі комплексних бригад, організацією праці яких передбачається суміщення професій, повинні мати відповідну кваліфікацію, а також допуски до самостійної роботи з основної та сумісництвом професій.

Фахівці і робітники, які прибули на об'єкт для роботи, повинні бути ознайомлені з правилами внутрішнього розпорядку, характерними небезпеками і їх ознаками, обов'язками по конкретним тривогам і обговоренні питань, що в обсяг вступного інструктажу. Відомості про проведення інструктажів фіксуються в спеціальних журналах з підтверджуючими підписами інструктували та особи, яка інструктує.

Персонал підприємства забезпечується спецодягом, спецвзуттям, захисними касками (взимку з утепленими підшоломниками) та іншими засобами індивідуального захисту. Спецодяг, призначена для використання на вибухопожежонебезпечних об'єктів або вибухопожежонебезпечних ділянках виробництва, повинна бути виготовлена з термостійких і антистатичні матеріалів.

Аналіз безпеки та ризику при будівництві проєктованих свердловин.

Кількісна оцінка безпеки буріння свердловин пов'язана з визначенням ступеня ризику. Під ступенем ризику розуміється ймовірність виникнення відкритого фонтана, отримана на стадії проєктування і будівництва. Ступінь ризику при будівництві свердловин оцінюється відповідно до вимогами "Галузевого класифікатора надзвичайних ситуацій", затвердженого головою комісії з НС РАО "Укргаз" 23 вересня 1996р. і "Положення про класифікацію надзвичайних ситуацій природного і техногенного характеру", затвердженого постановою Уряду України від 13 вересня 1996р., № 1094.

Поняття ризику включає в себе поєднання частоти (або ймовірності) і тяжкості наслідків аварій, отже, оцінка ступеня ризику визначає якісний і кількісний аналіз частоти виникнення аварій і аналіз їх наслідків. Джерелами надзвичайних ситуацій при бурінні свердловин за характером виникнення згідно "Галузевому класифікатору ...", є відкритий газовий фонтан зі свердловини, так як він здатний привести до руйнування бурової установки і створення небезпечних умов для обслуговуючого персоналу і відноситься по класифікації до аварії.

Ступінь ризику можна розрахувати по "Методиці визначення ступеня ризику при проєктуванні і будівництві нафтових і газових свердловин", затвердженої Держгіртехнаглядом України 26 грудня 1996. Метод заснований на побудову логіко-

ймовірнісної розрахункової схеми, графічна інтерпретація якої відповідає дереву, в вершині якого лежить небажана подія (далі по тексті головне). Імовірність такої події необхідно визначити, знаючи ймовірності базових подій (подій нижнього рівня, далі якого деталізація не проводиться). Як головного події, зазвичай вибирається подія, що має найбільшу небезпеку для навколишнього середовища. Таким головним подією є відкритий фонтан.

Між головним і базовим подіями є проміжні. Взаємозв'язок між подіями встановлюється за допомогою логічних зв'язків - "І", "АБО" і ін. Метод передбачає знання ймовірності базових подій і логічні зв'язки між ними. Крім того, необхідне знання залежності базових подій. У разі залежності базових подій розглядають комбінації первинних базових подій, що призводять до головного. При незалежності базових подій застосовується метод прямого аналітичного рішення, яке дозволяє поетапно аналізувати події, крім того, надається можливість визначити:

- а) "слабкі вузли" і "вузькі місця" з точки зору безпеки;
- б) найбільш небезпечні шляхи розвитку аварій.

Ідентифікація небезпек.

Ідентифікація небезпек проводиться на попередньому етапі визначення ступеня ризику. У процесі її проведення визначаються причини (нафто) газопроводжень, викидів і відкритих фонтанів.

Основним завданням ідентифікації є виявлення (на основі інформації про даний об'єкт, результатів експертизи і досвіду роботи подібних систем) і чіткий опис всіх притаманних системі небезпек.

Головна небезпека, яку необхідно враховувати на етапі проектування буріння свердловин і їх будівництва, є відкритий фонтан. У процесі ідентифікації в першу чергу необхідно визначити небезпеки (надалі будемо називати їх факторами), які призводять до виникнення цього небажаного події.

Можна виділити три групи факторів призводять до виникнення відкритого фонтана.

Перша група - фактори, що характеризують стан обладнання.

Друга група - фактори, пов'язані з неправильними діями бурової бригади при будівництві свердловин.

У розділі «Охорона навколишнього середовища» наведені природоохоронні заходи при будівництві експлуатаційних свердловин.

На кордоні санітарної зони, тимчасово, на період будівництва свердловин, матиме місце перевищення гранично-допустимих концентрацій (ГДК) в приземному шарі атмосфери:

при бурінні - по двоокису азоту - в 1,07-1,10 ГДК

групі сумачії (NO₂ + SO₂) - 1,12-1,15 ГДК

З урахуванням заходів в найближчих сельбищних зонах перевищення ГДК по розрахованим забруднюючих речовин не прогнозується.

Необхідно відзначити дискретний характер викидів, а також порівняно невеликий період тривалості (136 діб буріння і кріплення).

При можливої аварійної ситуації рівень забруднення в приземному шарі атмосфери по розрахованим забруднюючих речовин не перевищить ГДК. Захороняється відходи буріння не є токсичними. З метою утилізації цих відходів рекомендований шламовий комору і комору для бурових стічних вод, конструкція яких розроблена відповідно до санітарних вимог.

Засоби колективного та індивідуального захисту.

Для бурових підприємств характерна складна виробниче середовище, що впливає на персонал. До впливам виробничого середовища можна віднести:

вібрації, шум, підвищену вологість, перепади температури, наявність в повітрі різних домішок і т. д. Від усіх цих небажаних впливів існують засоби колективного та індивідуального захисту.

Розглянемо захист від шуму.

Найбільш ефективним заходом є зменшення шуму в джерелі. Воно досягається шляхом заміни галасливих технологічних процесів і механізмів безшумними-менш гучними.

У багатьох випадках до зниження шумообрання призводить заміна металевих деталей деталями з пластмас та інших «незвучних» матеріалів.

Розглянемо захист від вібрації.

При виробництві окремих видів робіт людина піддається вібрації. Причиною вібрації є виникаючі при роботі машин і агрегатів нерівноважені силові дії.

При роботі з ручним вібронебезпечним інструментом застосовують засоби індивідуального захисту рук від впливу вібрацій. До них відносяться віброзахисні рукавиці, які виготовляються з м'якої товстої тканини, або рукавиці з прокладками з гумових трубок.

Захист при роботі з джерелами іонізуючих випромінювань.

Заходи захисту при роботі з джерелами регламентуються «Основними санітарними правилами роботи з радіоактивними речовинами та іншими джерелами іонізуючих випромінювань» (ОСП - 72).

Передбачені наступні загальні заходи безпеки:

Контроль величини дози опромінення, одержуваної працюють.

До індивідуальних засобів захисту можна віднести: бавовняні халати, комбінезони, гумові медичні рукавички або рукавички зі спеціальної гуми, до складу яких входить свинець, спецодяг з полівінілхлоридної плівки, плівкові туфлі або пластикові бахіли. Для захисту органів дихання застосовують респіратори «Лепесток» і протигази.

Індивідуальні засоби захисту органів людини.

Захисні головні убори (каска) призначені для захисту голови від падаючих предметів, води, ураження струмом, охолодження і забруднення.

Засоби захисту органів дихання призначені для захисту дихальних шляхів від шкідливого впливу газів, пилу та інших факторів забруднення повітряного середовища. Вони підрозділяються на фільтруючі (протипиліві клапанні і безклапанні респіратори, саморятівники) і ізолюючі (саморятівники, респіратори, шлангові ізолюючі засоби - пневмошоломи, пневмомаскі).

Фільтруючі протипиліві клапанні і безклапанні респіратори застосовуються для захисту органів дихання від пилу, що знаходиться в повітрі.

Пневмомаскі і пневмошоломи застосовуються в тому випадку, коли необхідно забезпечити повний захист органів дихання від попадання в них високотоксичних

газів і пилу та інших речовин; при роботі з високотоксичними радіоактивними речовинами.

Засоби захисту органів зору застосовуються для захисту очей від механічного пошкодження, променевого і теплового дії.

При наявності в повітрі дратівної або отруйного пилу, газу, диму користуються окулярами ПО - 2 з герметичною гумовою оправою і незапотеваючими стеклами.

Під час електрозварювання очі і обличчя захищаються щитком і маскою зі склом - світлофільтрами.

Засоби від ураження електричним струмом застосовуються для ізоляції від землі і знаходяться під напругою частин електроустаткування.

Засоби захисту від кліщів і комах застосовуються спеціальні накомарники або відлякують мазі і рідини (діметілфтолат, «Тайга» і д.р.).

Вимога до змісту, будови і обладнання санітарно-побутових і виробничих приміщень, об'єктів і робочих місць.

Територія підприємства і розміщення на ній споруд, будівель, виробничих об'єктів повинні відповідати проекту, розробленого з урахуванням вимог СНіП 11-89-80. Територія підприємства, окремих виробничих об'єктів повинна бути спланована, обгороджена (позначена), забудовуватися за генеральним планом. Закритість і характер охорони об'єктів визначається керівництвом підприємства, організації.

Бурові, насосні і компресорні станції, інші виробничі об'єкти повинні мати надійне транспортне сполучення з базами матеріально - технічного повідомлення і місцями дислокації основних виробничих служб підприємства.

Трубопроводи в таких місцях необхідно укладати в кожухи, обладнані відповідно до вимог «Правил по експлуатації, ревізії, ремонту і відбракування нафтопромислових трубопроводів», затверджених Мінпаливенерго України 30.12.93 р.

Від крайнього ряду експлуатаційних свердловин, а також від кожного об'єкта нафтового або газового родовища встановлюється санітарно - захисна зона, розміри якої визначаються за нормами СН - 245 - 71 відповідно до прийнятих методичних

рекомендацій. При наявності в продукції родовищ шкідливих домішок між промисловими об'єктами, видобувними, транспортують або переробними цю продукцію, і житловими об'єктами повинна бути встановлена буферна зона, величина якої встановлюється при проектуванні.

Опалення та вентиляція виробничих, адміністративних та побутових будівель і приміщень повинні відповідати нормам і правилам СНиП 2.04.05.-91.

Контроль вмісту шкідливих речовин в повітрі, рівнів шуму і вібрації, інших шкідливих виробничих факторів на робочих місцях слід здійснювати в відповідність до вимог діючих нормативних документів.

У закритих приміщеннях, де можливе виділення в повітря парів, газів і пилу, а також у випадках змін технологічних процесів необхідно здійснювати постійний контроль повітряного середовища.

Робочі місця, об'єкти, проїзди і підходи до них, проходи і переходи в темний час доби повинні бути освітлені.

Штучне освітлення виконується відповідно до вимог «Правил улаштування електроустановок» (ПУЕ), затверджених Міненерго, Укртехадзор 05.10.79 р, і будівельних норм і правил, встановлених СН 245-71, СН 433-79 та СНиП 23-05-95.

Об'єкти, для обслуговування яких потрібно підйом робочого на висоту до 0,75 м, обладнуються сходами, а на висоту вище 0,75 м - сходами з поручнями.

Маршові сходи повинні мати ухил не більше 60° (у резервуарів - не більше 50°), ширина сходів повинна бути не менше 65 см, біля сходів для перенесення важких предметів - не менше 1 м. Відстань між ступенями по висоті має бути не більше 25 см. Сходи повинні мати ухил усередину 2-5°.

Роботи, пов'язані з небезпекою падіння працюючого з висоти повинні проводитися із застосуванням запобіжного пояса.

Відкривати дверцята огорож або знімати огороження слід після повної зупинки обладнання чи механізму. Пуск обладнання або механізму дозволяється тільки після установки на місце і надійного закріплення всіх знімних частин огорожі.

Протипожежний захист. а). Загальні вимоги. Пожежна безпека при бурінні свердловини визначається двома основними факторами: наявністю на буровій

площадці горючих матеріалів як в умовах нормальної роботи, так і при виникненні аварійних ситуацій, а також можливістю утворення джерел запалювання в займистою середовищі.

Пожежно - профілактична робота починається з правильного вибору і планування майданчика для спорудження бурової установки. При цьому важливою умовою правильного вибору є дотримання протипожежних розривів між буря свердловиною і прилеглими житловими і промисловими об'єктами. Генеральні плани промислових підприємств і Інструкцією по будівельному проектуванню підприємств, будівель і споруд нафтової і газової промисловості СН 433 - 79, які передбачають такі мінімальні відстані від гирла однієї або куца нафтових і газових свердловин до деяких об'єктів: житлових будівель 300 м; громадських будівель 500 м; будівель і споруд промислових і сільськогосподарських підприємств 100 м; будівель і споруд підземних сховищ газу 60 м.

Планування майданчика повинна передбачати:

можливість вільного переміщення людей і пожежної техніки при виникненні пожежі на буровій;

відведення рідини, що викидається зі свердловини при аварійних ситуаціях;

запобігання можливості затоплення розлилася рідиною електрообладнання, що знаходиться під напругою.

Важливою умовою забезпечення пожежної безпеки є правильний пристрій і розміщення двигунів внутрішнього згорання (ДВЗ). Двигуни, а також бурові насоси можна встановлювати в приміщення будь-якого ступеня вогнестійкості з негорючих підлогою. Необхідною умовою забезпечення пожежної безпеки є суворе дотримання вимог, що пред'являються до електроустаткування.

Освітлювальне і силове електропроводку на буровій майданчику виконують проводами і кабелями, перетину і захист яких вибирають як для невибухонебезпечних приміщень і установок. При цьому відкрито прокладені кабелі повинні бути броньованими і не мати зовнішніх покривів з горючих речовин (джуту, бітуму та д. р.). Кабелі до переносних струмоприймачів повинні мати виконання для середніх умов роботи. Кабельні лінії, які прокладаються на буровій площадці

повинні виконуватися з цільних шматків кабелів і не містити сполучних і освітлювальних кабельних муфт.

Бурові установки повинні бути забезпечені аварійним освітленням напругою не вище 12 В і переносними вибухозахищеними світильниками того ж напруги. Харчування їх можна підключати до окремого джерела або від двохобмотувальні трансформатора, корпус і один з низьковольтних висновків якого повинні бути заземлені. Основні заходи, що забезпечують пожежну безпеку зварювальних робіт поблизу гирла свердловини, - це видалення горючих матеріалів з місця проведення зварювальних робіт і забезпечення надійної роботи зварювального устаткування. Перед проведенням зварювальних робіт робочу площадку очищають від паливно мастильних матеріалів, а горючі конструкції, що знаходяться на відстань до 4 м від місця вогневих робіт, захищають від іскор металевими листами або азбестом.

Комплекс пожежно - профілактичних заходів на бурових включає в себе організацію поста або стенду з комплектом протипожежного інвентарю. Набір первинних засобів пожежогасіння, що припадає на одну буря свердловини, повинен включати: шість пінних вогнегасників, 2 м³ піску в ящиках, чотири лопати, два брукхту, дві сокири, два багра, чотири пожежних відра.

Класифікація виробництв і об'єктів за ступенем пожежовибухонебезпеки.

Кожне виробництво в залежності від характеру технологічних процесів і властивостей використовуваних матеріалів має певну ступінь пожежної небезпеки.

За ступенем пожежної небезпеки все виробництва діляться на п'ять категорій - А, Б, В, Г, Д.

До категорії А відносяться виробництва, пов'язані із застосуванням речовин які можуть, загорітися або вибухнути від впливу води або кисню повітря, а також із застосуванням рідин, що мають температуру спалаху парів, рівну 280С і нижче, тобто горючих рідин 1 класу. Це виробництва з обробки та застосування металевого натрію і калію, склади бензину та інших легкозаймистих рідин, склади балонів з горючими газами, відділення зарядки акумуляторів і ін. До категорії Б належать виробництва, пов'язані із застосуванням рідин, що мають температуру спалаху парів

28-120оС, т . Е. горючих рідин 2-3 класів. Такими виробництвами є борошномельні підприємства, нафтосклади (без бензину), вугільні збагачувальні фабрики і т.д.

До категорії В належать виробництва, пов'язані із застосуванням твердих горючих речовин і матеріалів, а також горючих рідин 4 класу, що мають температуру спалаху парів вище 120оС. це дерево - оздоблювальні цехи, модельні відділення ливарних цехів, вугільні склади, гаражі і д.р.

До категорії Г належать провадження у обробки вогнетривких речовин і матеріалів в гарячому стані, а також пов'язані з згоранням твердого, рідкого і газоподібного палива. Це ливарні, ковальські цехи, котельні, випробування ділянки двигунів внутрішнього згорання, електророзподільні пристрої і д.р.

До категорії Д належать виробництва, пов'язані з обробкою негорючих речовин і матеріалів в холодному стані, тобто механічні, штампувальні та інструментальні цехи і д.р.

При поєднанні в одній будівлі процесів, різних за ступенем пожежної небезпеки і не розділених вогнестійкою перегородкою, ступінь пожежної небезпеки встановлюється за найбільш небезпечним в пожежному відношенні процесу.

Тісно пов'язана з категорією виробництва ступінь вогнестійкості будівель і споруд, в яких це виробництво розміщується.

Вогнестійкість будівель і споруд називається їх здатність зберігати міцність при високих температурах в умовах пожежі. Вогнестійкість залежить від того, до якої групи займистості відносяться матеріали і будівельні конструкції, з яких зведено будівлю, - до горючих, вогнестійкими або неспаленим.

Залежно від групи займистості і меж вогнестійкості конструктивних елементів все будівлі і споруди поділяються на п'ять ступенів вогнестійкості-1, 2, 3, 4, 5.

ступенів вогнестійкості-1, 2, 3, 4, 5.

Щоб виключити або істотно знизити небезпеку поширення пожежі на сусідні об'єкти, а також для створення умов успішної ліквідації пожежі встановлюються протипожежні розриви і перепони.

Протипожежні розриви це встановлені нормами безпеки відстані між будівлями і спорудами.

У разі неможливості дотримання нормативних розривів допускається проведення компенсуючих заходів, таких, як зниження категорій пожежної небезпеки виробничих процесів, спорудження протипожежних перешкод, пристрій автоматичних засобів пожежогасіння. Основне призначення протипожежних перешкод - обмежити поширення пожежі. До них відносяться протипожежні зони і стіни (брандмауери).

Вимоги техніки безпеки при будівництві свердловин.

Завдання на проектування будівництва свердловин складається замовником (користувачем надр) з урахуванням вимог проекту геологорозвідувальних робіт і технологічного проекту (схеми) розробки родовища.

Проект повинен враховувати досвід проводки свердловин на даній і найближчих площах з аналогічними умовами, забезпечувати надійність і безпеку свердловини на всьому протязі її експлуатації, стійкість її кріплення і гирлової обв'язки при виникненні аварійних ситуацій, охорону надр і навколишнього середовища. між замовником проекту, буровим підрядником і проектувальником в порядку, встановленому законодавством.

При виникненні ускладнень (поглинання, обвали) оперативні рішення щодо відхилення від проекту (введення наповнювача, зміна фізико-хімічних, реологічних і структурно-механічних властивостей бурового розчину і т.д.) приймаються буровим підрядником з наступним повідомленням замовника. При виникненні аварійних ситуацій (газонафтоводопроявів, недопуск обсадної колони і ін.) Рішення про зміну проекту приймає керівник бурової організацією з наступним повідомленням замовника і проектної організації. Прийняті рішення в будь-якому випадку не повинні знижувати надійність і ефективність подальшої експлуатації свердловини і безпеку робіт.

Зміни, внесені в проектну документацію в результаті вимушених відхилень від проекту, відносяться тільки до конкретної свердловині (при групових проектах) і підлягають експертизі промислової безпеки та погодженням з відповідним органом Держнаглядохоронпраці України. В процесі будівництва свердловин організація, що

розробила проектну документацію, здійснює в установленому порядку авторський нагляд. Конструкція свердловини в частині надійності, технологічності та безпеки повинна забезпечувати:

- максимальне використання пластової енергії продуктивних горизонтів в процесі експлуатації за рахунок вибору оптимального діаметра експлуатаційної колони і можливості досягнення проектного рівня гідродинамічної зв'язку продуктивних відкладень зі стовбуром свердловини;

- застосування ефективного обладнання, оптимальних способів і режимів експлуатації, підтримки пластового тиску, теплового впливу та інших методів підвищення нафтовіддачі пластів;

- умови безпечного ведення робіт без аварій і ускладнень на всіх етапах будівництва та експлуатації свердловини;

отримання необхідної гірничо-геологічної інформації по розкривають розрізом;

- умови охорони надр і навколишнього середовища, в першу чергу за рахунок міцності і довговічності кріплення свердловини, герметичності обсадних колон і кільцевих просторів, а також ізоляції флюїдосодержащих горизонтів один від одного, від проникних порід і денної поверхні;

- максимальну уніфікацію по типорозміру обсадних труб і стовбура свердловини.

Оптимальне число обсадних колон і глибини установки їх черевиків при проектуванні конструкції свердловин визначаються кількістю зон з несумісними умовами проводки стовбура по градієнтам пластових (порових) тиску гідророзриву (поглинання) пластів, міцності і стійкості порід.

Вимоги безпеки при бурінні свердловин

У процесі проходки ствола свердловини повинні постійно контролюватися такі параметри:

- вага на гаку з реєстрацією на діаграмі;
- щільність, структурно-механічні та реологічні властивості бурового розчину з реєстрацією в журналі;

- витрата бурового розчину на вході і виході з свердловини;
- тиск в маніфольді бурових насосів з реєстрацією на діаграмі або в журналі;
- рівень розчину в приймальних ємностях в процесі поглиблення, при системі очистки свердловини і проведенні спуско-підйомних операцій;
- крутний момент на роторі при роторному способі буріння.

Показники ваги на гаку, тиску в маніфольді бурових насосів, величина крутного моменту на роторі, витрата бурового розчину на вході і виході з свердловини повинні знаходитися в полі зору бурильника.

Спосіб і режими буріння, тип породоразрушаючого інструменту, швидкість витікання струменя розчину з насадок долота повинні відповідати робочим проектом.

Спуско-підйомні операції

Ведення спуско-підйомних операцій повинно здійснюватися з використанням механізмів для згвинчування-розгвинчування труб і спеціальних пристосувань.

Між бурильником і верховим робітником повинна бути забезпечена надійна зв'язок, в т.ч. шляхом встановлення чіткого порядку обміну сигналами між верховим робітником і бурильником.

Кріпити і розкріплювати різьбові з'єднання бурильних труб та інших елементів компоновки бурильної колони обертанням ротора забороняється.

При спуску бурильної колони забороняється включати клиновий захоплення до повної зупинки колони.

Кріплення стовбура свердловини

Тампонажні матеріали, використовувані при будівництві свердловин, повинні мати відповідні сертифікати якості. Властивості тампонажних матеріалів (в т.ч. цементно-бентонітових сумішей) і формованого з них цементного каменю повинні відповідати вимогам стандартів. Порядок зберігання і терміни використання тампонажних матеріалів встановлюються заводом-виробником.

Спуск і цементування обсадних колон проводяться за планами, розробленими бурової організацією і затвердженим в установленому порядку. До плану додаються вихідні дані для розрахунку обсадних колон, використані коефіцієнти запасу міцності, результати розрахунку обсадних колон (компоновка колони) і її цементування, аналіз цементу, а також акт готовності свердловини і бурової установки до спуску і цементування колони.

Обсадні колони в межах інтервалу цементування повинні оснащуватися елементами технологічного оснащення, номенклатура і кількість яких визначаються проектом на будівництво свердловини, а місця установки уточнюються в робочому плані на спуск колони.

Режим спуску обсадних колон і гідравлічна програма цементування повинні розраховуватися і здійснюватися таким чином, щоб забезпечити мінімально можливу репресію на продуктивні горизонти і не допускати ускладнень, пов'язаних з гідророзривом порід і поглинанням. В процесі цементування повинна забезпечуватися реєстрація параметрів, що характеризують цей процес.

Висота підйому тампонажного розчину над покрівлею продуктивних горизонтів, а також пристроєм ступеневого цементування або вузлом з'єднання секцій обсадних колон, а також черевиком попередньої обсадної колони, в нафтових і газових свердловинах повинна становити відповідно не менше 150 м і 500 м.

При ступінчастому цементування, спуску колон секціями нижні і проміжні ступені обсадних колон, а також потаємні колони повинні бути зацементовані по всій довжині.

Результати спуску обсадної колони і її цементування оформляються актами за встановленою формою і зберігаються в справі свердловини протягом усього періоду її експлуатації, поряд з висновками геофізичних організацій про фактичний стан цементного каменю за обсадними колонами.

4. Охорона навколишнього середовища

Проведення оцінки впливу на навколишнє середовище (ОВНС) є обов'язковою процедурою, необхідної законодавством України. ОВНС виконується з метою всебічної оцінки та аналізу очікуваного впливу запланованій діяльності на фізичні, біологічні та соціально-економічні компоненти навколишнього середовища як в штатному режимі робіт, так і в разі виникнення потенційних аварійних ситуацій. Основними завданнями ОВНС є виявлення джерел впливу, їх характеристик, масштабів впливу, а також визначення ключових природоохоронних заходів, спрямованих на зменшення можливого несприятливого впливу на навколишнє середовище при реалізації проекту.

Оцінка впливу на навколишнє середовище проводиться щодо запланованій діяльності, яка може зробити прямий або непрямий вплив на навколишнє середовище, незалежно від організаційно-правових форм власності суб'єктів господарської та іншої діяльності. При проведенні оцінки впливу на навколишнє середовище необхідно виходити з потенційної екологічної небезпеки будь-якої діяльності (принцип презумпції потенційної екологічної небезпеки будь-якої запланованій господарської чи іншої діяльності).

Заходи з охорони морських ссавців Для того щоб знизити розміри потенційних несприятливих впливів при бурінні на морських ссавців будуть застосовуватися заходи, коротко описані в даному пункті.

Координатор ПЗММ, спостерігачі за морськими ссавцями (НММ), підрядники і капітани суден зобов'язані з'ясувати, який менеджер ЕНЛ відповідає за проведення робіт, в яких вони беруть участь. Цей менеджер забезпечить основна взаємодія з іншим персоналом, ресурсами та робочими процесами ЕНЛ, в тому числі з тими, які пов'язані з програмою захисту морських ссавців. Координатор ПЗММ буде перебувати в Південно-Сахалінську, для здійснення плану заходів щодо захисту морських ссавців.

Координатор відповідає за взаємодію з основних питань зі сторонніми організаціями та за звітність в межах ППБУ. При необхідності, для сприяння координатора ПЗММ з поточних питань ПЗММ буде призначений головний НММ

(навчений спостерігач за морськими ссавцями). Після призначення головний НММ координуватиме всю діяльність НММ ЕНЛ. НММ ЕНЛ залучаються і готуються ЕНЛ, і направляються на окремі суду або морські об'єкти. Крім того, НММ ЕНЛ можуть направлятися на берегові об'єкти для спостереження за роботами в прибережній зоні і для забезпечення змінного резерву для НММ ЕНЛ на морських об'єктах. На морських об'єктах НММ ЕНЛ працюватимуть за підтримки навчених вахтових НММ.

Вахтові НММ здійснюватимуть сприяння НММ ЕНЛ, спрямованим на центральні райони морських будівельно-монтажних робіт. Всі суднові команди і персонал пройдуть робочий інструктаж щодо захисту морських ссавців. Вахтові НММ і члени суднових команд повідомляють про всі випадки появи морських ссавців капітану судна, і, якщо це доцільно, найближчого НММ ЕНЛ для передачі інформації координатору ПЗММ (або головному НММ) і іншим співробітникам на морських об'єктах. НММ ЕНЛ, вахтові НММ і (або) екіпаж судна несуть вахту в період, що починається за півгодини до сходу сонця і закінчується через півгодини після заходу сонця, і спостерігають за можливою появою морських ссавців в районі робіт.

У темний час доби спостерігати за появою морських ссавців і вживати правових заходів зниження впливу повинні вахтові НММ і екіпаж судна. При будь-яких обставинах на першому місці - безпека судна і екіпажу.

Капітани повинні координувати рух суден в районі робіт з відповідними менеджерами ЕНЛ, щоб забезпечити виконання вимог ПЗММ. Всі непрацюючі суду і суду, що знаходяться в стані готовності, повинні, з урахуванням доцільності, звести рух до мінімуму, особливо в нічний час. В період з 1 травня по 30 листопада судна, що працюють в районі і навколо родовищ, не повинні без особливого дозволу ЕНЛ підходити до виділеними зонами охорони районів нагулу сірих китів. Капітанам суден будуть дані координати зон для навігації, щоб виключити наближення судів до зон охорони сірих китів. Про будь-якому заході в зони охорони сірих китів західної популяції в зазначений період необхідно в доцільні терміни повідомляти координатору ПЗММ і відповідного менеджера ЕНЛ і складати відповідну

документацію. Якщо ситуація не надзвичайна, менеджери ЕНЛ повідомлять координатора ПЗММ до видачі дозволу.

На борту суден, що входять в зони охорони сірих китів по будь-якої причини (у період з 1 травня по 30 листопада), в тому числі для виробництва дозволених робіт, повинні перебувати НММ ЕНЛ або вахтові НММ. Щоб уникнути зіткнень з китами, суду в умовах поганої видимості будуть рухатися зі швидкістю 5 вузлів або менше. Перш ніж увійти в район робіт ЕНЛ, капітани повинні зв'язатися з менеджерами ЕНЛ або іншими судами ЕНЛ, що знаходяться в цих районах, щоб з'ясувати, чи спостерігалися кити в даному районі, і якщо це так, продовжувати рух з обережністю. Менеджери ЕНЛ можуть отримати таку інформацію від координатора ПЗММ. Якщо це практично неможливо, то при заході в район, де можуть перебувати кити, судно повинно продовжувати рух з обережністю. Суду не повинні проходити через прибережну зону, розташовану між південною Морський зоною охорони сірих китів і східним узбережжям острова Сахалін, в періоди з 1 травня по 1 липня і з 1 жовтня по 30 листопада без особливого дозволу ЕНЛ, крім як в надзвичайних ситуаціях. Дане обмеження не поширюється на певні суду для перевезення змінного екіпажу, в зв'язку з обмеженим періодом часу протягом дня, коли припливи дозволяють таким судам покинути порт і повернутися в нього.

Середня швидкість судів для перевезення змінного екіпажу в цих районах може досягати 15 вузлів. На борту всіх подібних судів будуть знаходитися спеціально навчені НММ компанії ЕНЛ. Усі судна, що знаходяться за межами призначених ним морських шляхів і маршрутів, затверджених для проходження суден, повинні дотримуватися наступних обмежень швидкості: 10 вузлів в світлий час доби, 7 вузлів в умовах зниженої видимості і в нічний час. Якщо надійшло повідомлення, що сірі кити західної популяції були помічені в радіусі 1 морської милі (2 км) від місця розташування судна, швидкість повинна бути додатково знижена до 7 вузлів в денний час і до 5 вузлів в умовах зниженої видимості і в нічний час. Знижена видимість визначається як видимість менше 0,75 морської милі (1,4 км) або хвилювання моря більше 4 балів за шкалою Бофорта. З урахуванням того факту, що морські роботи ведуться цілодобово і в максимально можливому обсязі, рух судна

повинно бути зведене до мінімуму в нічний час або в умовах зниженої видимості. При виході суден за межі призначених ним морських шляхів в нічний час або в умовах зниженої видимості, капітан судна повинен продовжувати рух з обережністю.

Щоб своєчасно повідомляти всі судна про місцезнаходження сірих китів будуть складені протоколи обміну даними в море. Якщо кити були виявлені візуально, то в тих випадках, коли це доцільно, НММ ЕНЛ, вахтові НММ і капітани суден (або старші помічники на вахті) повинні негайно повідомити іншим судам в даному районі про кількість тварин і напрямку їх руху. Щоденні звіти про спостереження морських ссавців направляються координатору ПЗММ, який буде продовжувати інформувати відповідних менеджерів ЕНЛ про наявність морських ссавців в районі проводяться ними робіт. При будь-якому русі судів капітани повинні зробити все можливе, щоб всі судна рухалися з дотриманням буферного відстані 1 км від сірих китів західної популяції і інших знаходяться під загрозою зникнення, видів китів і 0,5 км від всіх інших китів. Якщо на борту судна відсутні НММ компанії ЕНЛ, судно повинно дотримуватися буферне відстань 1 км від всіх китів.

Рекомендується дотримуватися буферне відстань 50 м до ластоногих (звичайні і вухаті тюлені). Ластоногие можуть підходити ближче в силу швидкості, маневреності і цікавості, якими вони володіють. Зупинка робіт рекомендується тільки в тому випадку, коли тварині загрожує неминуче каліцтво або смерть. Суду повинні уникати зайвого маневрування, коли поблизу від них знаходяться сірі кити західної популяції. Якщо кит виринув поруч з судном, або кит рухається у напрямку до нього, судну (якщо воно рухається) необхідно відкоригувати швидкість і курс, щоб уникнути зіткнення (в тих випадках, коли це безпечно для людей).

Судам не дозволяється переслідувати китів або кружляти навколо них. Стационарні суду, які пересуваються за допомогою якорів, або суду, які рухаються зі швидкістю менше 3 вузлів, можуть не підлягати корекції курс, якщо кит відзначений в межах 1 км від них. Однак якщо відстань до кита становить менше 250 м, обсяг робіт повинен бути скорочений, а галасливі роботи в воді припинені (двигуни можуть продовжувати працювати) до тих пір, поки кит не відійде на

відстань понад 500 м. Перед початком нових робіт, які потенційно можуть стати причиною інтенсивного шуму, спостерігачі будуть вести спостереження за морськими ссавцями протягом як мінімум 30 хвилин.

Роботи не повинні починатися, якщо в межах передбачених буферних зон спостерігаються морські ссавці. Розмір буферної зони буде визначатися ЕНЛ до початку виконання робіт з урахуванням конкретного виду робіт і джерела шуму на підставі критеріїв, зазначених в роботі Southall et al. (2007) (Southall et al., 2007). Використання невеликих суден типу «Зодіак» і вишукувальних катерів також має регламентуватися вищеописаними положеннями. Такі судна не повинні наближатися до морським ссавцем, не повинні переслідувати китів і кружляти навколо них.

Оскільки огляд моря з таких маломірних суден не достатній для дотримання буферного відстані до морських ссавців (в зв'язку з меншою висотою судів), їх робота здійснюється під наглядом НММ ЕНЛ, які знаходяться на основному судні, а швидкість таких маломірних суден не повинна перевищувати 5 вузлів. При цьому, з урахуванням доцільності, маломірні судна слід використовувати тільки в світлий час доби і тільки в умовах прийнятною видимості (див. Вище). Невеликі суду повинні залишатися в межах 2 км від базового судна з тим, щоб НММ ЕНЛ могли вести візуальні спостереження.

Контроль польотів вертольотів.

Для зниження негативного впливу прольотів повітряних суден, екіпажі повітряних суден повинні, з урахуванням доцільності, дотримуватися висоти польоту не менше 500 м. Будуть позначені відомі і недавно виявлені місця, використовувані сірими китами західної популяції для нагулу (1 травня - 30 листопада) або ластоногими (звичайними і вухастими тюленями) під лежбища (круглий рік), і повітряні судна повинні уникати польотів над цими місцями, не наближаючись до них ближче ніж 1 км по горизонталі. Пролітаючи над районом знаходження сірих китів, повітряні судна повинні зберігати відстань до китів не менше 500 м по вертикалі і не менше 1000 м по горизонталі. Повітряним суднам заборонено пролітати над дикими тваринами з метою аматорського спостереження

або фотографування, якщо такі дії не є невід'ємною частиною дозволеного моніторингу.

Якість води і засмічення пластиком

Основні заходи, спрямовані на запобігання або зниження впливу на якість води, будуть включати в себе:

- використання на платформі системи закачування бурових відходів, господарсько-побутових стоків, виробничих і дощових стоків в глибокозалягаючі пласти гірських порід;
- використання на судах установок очистки господарсько-побутових стічних вод, що відповідають вимогам Регістра і сертифікованих відповідними службами;
- очищення господарсько-побутових стоків на судах до вимог МАРПОЛ 73/78 та ін. Нормативів;
- використання на судах установок очистки нафтовмісних стоків або накопичувальних ємностей, які відповідають вимогам Регістра і сертифікованих відповідними службами;
- запобігання скидів неочищених стічних вод в море, дотримання вимог МАРПОЛ 73/78 та ін. нормативів;
- використання двоконтурної системи охолодження, стічні води з системи охолодження платформи повністю відокремлені від джерел забруднення;
- проведення моніторингу морського середовища. Контроль складу і якості відводяться стічних вод.

Поводження з відходами буде вестися за встановленими процедурами, що не допускає потрапляння пластикових і інших предметів в морське середовище. Використання пластикових матеріалів, зокрема, пластикових мішків або дрібних виробів із пластику, буде перебувати під суворим контролем.

Буріння свердловини Проблема зниження шумів при бурінні в основному вирішена через конструктивні особливості платформи. Все бурильні колони проходять через бетонні шахти в підставі платформи, що, поряд із шаром захисної кам'яної начерки навколо нього забезпечує значне затухання підводних шумів. Імовірність впливу бурових відходів на якість води та морську біоту виключається,

так як вся маса бурових відходів закачуватиметься в підземний пласт через спеціальний отвір для закачування відходів. На платформі Полярна зірка передбачені різні систем дренажу та обробки відходів для різних типів зібраних відходів. Їх утилізація буде здійснюватися відповідно до вимог російського законодавства. Буде проводитися моніторинг води і морського дна навколо морської платформи.

Заходи щодо поводження з відходами

Джерела утворення відходів У період буріння свердловин на ППБУ Полярна зірка джерелами утворення відходів виробництва і споживання є такі технологічні процеси:

- бурові та супутні роботи;
- розпакування матеріалів;
- експлуатація, ремонт і обслуговування
- автотранспорту і устаткування та інших систем на платформі;
- запобігання та ліквідація витоків і розливів нафтопродуктів;
- фарбувальні роботи;
- освітлення приміщень і території;
- прибирання приміщень;
- зварювальні роботи;
- життєдіяльність персоналу;
- очищення господарсько побутових стічних вод;
- офісна діяльність;

• знешкодження відходів в інсинератор. Потреби в електроенергії забезпечуються роботою турбін. Для внутрішнього та зовнішнього освітлення офісів, складів і виробничих приміщень використовуються люмінесцентні лампи. Будівництво свердловини здійснюється з застосуванням бурової установки і допоміжного обладнання, встановленого на ППБУ Полярна зірка. Тривалість буріння для кожної свердловини становить приблизно 90 діб.

Місця накопичення відходів Відходи збираються в спеціально організованих місцях в маркованих контейнерах первинного збору відходів з позначенням відходу

і його класу небезпеки на об'єкті зберігання. Лампи ртутні, ртутно-кварцові люмінесцентні, втратили споживчі властивості зберігаються в спеціально відведеному місці в ящиках на платформі в зоні зберігання відходів. Для відпрацьованих акумуляторів передбачені кубові пластикові ємності / тоут для їх тимчасового збору.

Для відпрацьованого масла, фільтрів встановлені 200 літрові металеві ємності / бочки і контейнери з щільно-закривається кришкою. Ємності / бочки встановлені на піддонах. Для первинного збору промасленого ганчір'я та сорбентів використовуються металеві пересувні контейнери, або металеві ємності / бочки. Інші хімічні відходи збираються в промарковані ємності і встановлюються окремо від інших відходів. Відходи ремонту техніки та обладнання в приміщеннях технічного огляду та майстерні по ремонту обладнання накопичуються в спеціально відведених місцях. Брухт чорних металів, що утворюється при роботі і заміні агрегатів, запасних частин, а так же деревні відходи збираються в відповідні металеві контейнери.

Дрібні металеві відходи, такі як недогарки зварювальних електродів, збираються в металеві ємності (0,2 м³). Для збору ТПВ по всій території платформи встановлені пластикові або металеві контейнери об'ємом 0,75 м³. Для відходів паперу, скла та відходів пластмаси встановлені окремо стоять промарковані контейнери, що мають написи з назвою зібраного відходу.

Відходи зберігаються на майданчику до їх термічного знешкодження в інсинератор або до накопичення транспортної партії для передачі ліцензованим підприємствам для знешкодження, утилізації або захоронення. Частина відходів 4-5 класів небезпеки буде вивезена для розміщення на полігон твердих побутових відходів. На морській стаціонарній платформі «Полярна зірка» на відкритій палубі встановлено 40-ка футові контейнери, закріплені за допомогою замикаючих елементів кріплення «твістлоков» (twistlocks), для запобігання горизонтального і вертикального зсуву контейнерів. Параметри 40-ка футового контейнера: зовнішні - 12,19 × 2,44 × 2,59 м, внутрішні 12,03 × 2,35 × 2,4 м. Вага вантажу - 26,5 т, обсяг контейнера - 67,2 м³.

Заходи з охорони навколишнього середовища при поводженні з відходами

Діяльність по поводженню з відходами для розглянутих робіт з будівництва свердловини буде здійснюватися в рамках загальної стратегії компанії ЕНЛ, що включає в себе заходи по мінімізації утворення відходів, повторної переробки матеріалів, в поєднанні з сучасними методами знешкодження і захоронення відходів. Організація системи поводження з відходами розглядається компанією ЕНЛ, як одна з пріоритетних завдань в рамках проекту. На всіх об'єктах і в ході робіт в рамках проекту вишукуються можливості для мінімізації кількості відходів, що утворюються беручи до уваги наступну схему:

- запобігати або зменшувати кількість відходів, що утворюються безпосередньо на місці;
- сегрегація в місці утворення відходів;
- здійснювати утилізацію відходів екологічно прийнятними способами;
- при відсутності можливості утилізації, відходи направляються на знешкодження;
- захоронення на спеціалізованих об'єктах розміщення, застосовується, тільки якщо вищевказані методи не можуть застосовуватися. Мінімізація відходів являє собою найважливішу частину стратегії поводження з відходами проекту в зв'язку з віддаленим місцезнаходженням об'єктів, а також обмеженим доступом до наявних в регіоні потужностей з утилізації відходів. Для планованих робіт передбачено виконання наступних загальних заходів з охорони навколишнього середовища:
- селективний збір відходів;
- залучення ліцензованих підприємств для знешкодження, утилізації та розміщення відходів;
- залучення спеціалізованих організацій для поводження з відходами 5-го класу небезпеки;
- безпечне зберігання відходів на майданчику розміщення відходів, відповідно до вимог природоохоронного законодавства і вимогами екологічної та пожежної безпеки, обладнаної:
 - гідроізоляційним покриттям;

- огорожею по периметру;
- спеціальними накопичувальними промаркованими (відповідно до виду та класу небезпеки відходу) ємностями і контейнерами;
- протипожежним обладнанням;
- сорбуючими матеріалами.

Для всіх операцій щодо поводження з відходами проводиться виробничий контроль відповідно до Порядку здійснення виробничого контролю в сфері поводження з відходами. Під виробничим контролем розуміється ряд заходів, спрямованих на отримання оперативної інформації про рух відходів, оцінку відповідності діяльності на всіх рівнях встановленим вимогам, стандартам і встановленими лімітами, а також, при необхідності, виконання коригувальних заходів. Виробничому контролю підлягають:

- технологічні процеси і обладнання, пов'язані з утворенням відходів;
- об'єкти поводження з відходами, включаючи об'єкти -зберігання, поховання та знешкодження, що належать компанії ЕНЛ;
- діяльність щодо поводження з відходами;
- система звітності про рух відходів;
- стан навколишнього середовища на об'єктах поводження з відходами, що належать ЕНЛ;
- навчання та сертифікація персоналу компанії по поводженню з відходами.

5. Організація бурових робіт і кошторис на їхнє виробництво

Цикл будівництва свердловини (ЦСС) включає такі види робіт: 1. Підготовчі роботи до будівництва (рекогносцировка платформи, постачання її витратними матеріалами і т.д.). 2. Підготовчі роботи до буріння (огляд і налагодження устаткування, оснащення талевої системи, буріння і кріплення шурфу, установка напрямки і ін.). 3. Буріння стовбура свердловини і його кріплення. 4. Обладнання гирла, випробування свердловини на приплив, здача свердловини в експлуатацію. 5. Демонтаж ППБУ і, транспортування її на нову точку.

Організація циклу будівництва свердловин в своїй основі містить взаємини між виробничими бригадами, основними виробничими фондами (буровими установками) і кінцевою продукцією (свердловинами).

Найбільш поширені спеціалізована і комплексна форми організації ЦСС.

При спеціалізованій організації виробничого процесу всі роботи на буровій ведуться 5-7 бригадами, які спеціалізуються на виконанні технологічно однорідних робіт. Після закінчення робіт бригади переходять на наступні об'єкти.

При комплексній організації ЦСС всі роботи покладаються на виробничі бригади, які нараховують 30-40 чоловік. У ці бригади включаються робітники різних спеціальностей, які ведуть всі роботи, починаючи з вишкомонтажних і закінчуючи випробуванням свердловин

Будівництво нафтових і газових свердловин здійснюється буровими підприємствами, що мають різну організаційно-правову форму і різну ступінь автономності в структурі нафтогазовидобувних компаній. Прийmemo традиційне найменування бурового підприємства: «Управління бурових робіт» (УБР).

УБР являє собою складну техніко-економічну систему і складається з великого числа елементів (техніки, обладнання, технологічних процесів і прийомів, колективів людей, будівель, споруд та ін.), Що функціонують в тісній

взаємодії для досягнення спільної мети при наявності зовнішніх і внутрішніх випадкових збурень.

Характерними особливостями УБР є:

- наявність цілей функціонування, що визначають її призначення;
- наявність управління, що представляє собою цілеспрямований вплив на систему;
- наявність ієрархічної структури, що складається з декількох рівнів підсистем відповідно до їх стосунками;
- наявність процесу функціонування, що полягає в обміні матеріалами і інформаційними потоками в підсистемах.

Основною метою функціонування УБР є створення нових основних виробничих фондів - свердловин.

Будівництво нафтових і газових свердловин - складний багатостадійний процес, що включає будівництво доріг, водогонів, ліній електропередач та зв'язку, транспортування і монтаж бурового обладнання і споруд, буріння і кріплення стовбура свердловини, випробування продуктивних пластів і т.д. Реалізація цих етапів, часто взаємопов'язаних здійснюється за допомогою допоміжні, обслуговуючі та управлінські процесів, які є базою для формування виробничої структури УБР.

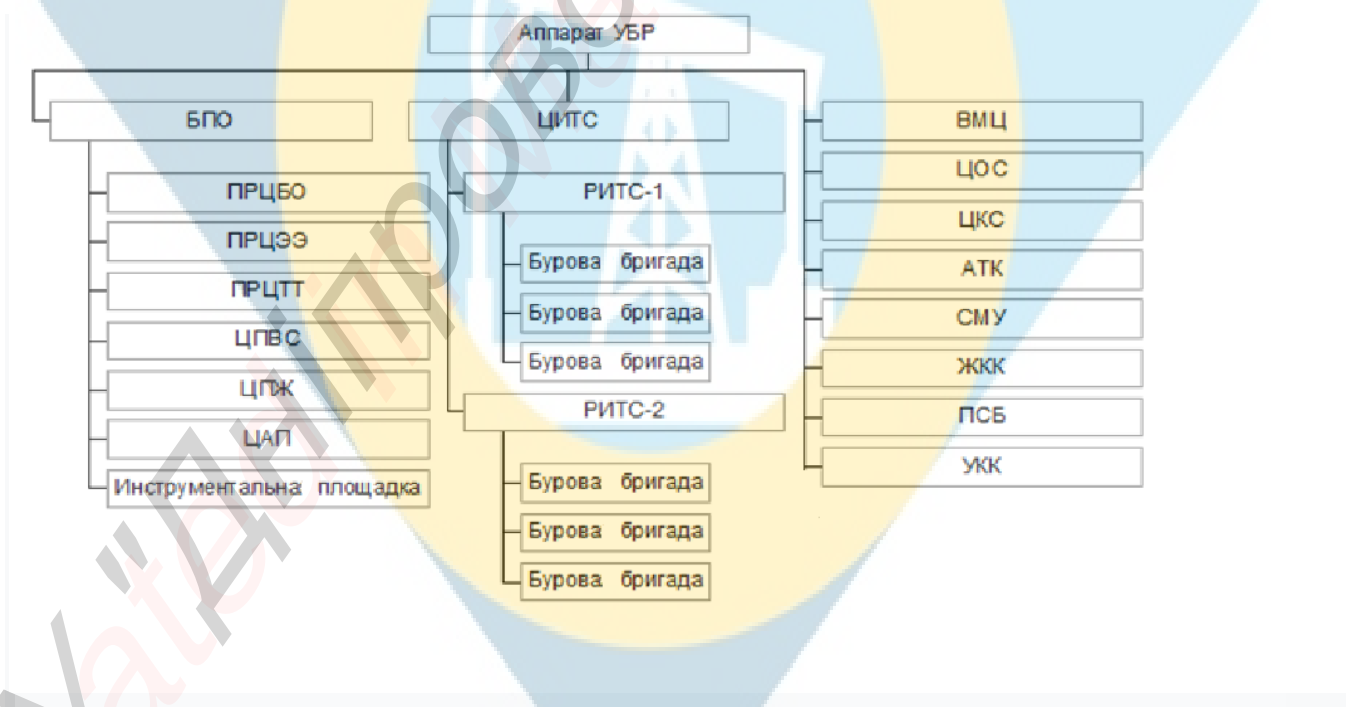


Рисунок 5.1 – Організаційна структура УБР

Організаційна структура УБР включає виробничі підрозділи, які беруть участь у виготовленні основної продукції - свердловин, і органи управління підприємством. У ній також відображені організаційні, ієрархічні і технічні особливості підприємства.

Центральна інженерно-технологічна служба (ЦІТС); районні інженерно-технологічні служби (РІТС); вишкомонтажних цех (ВМЦ) або контора (ВМК); цех випробування свердловин (ЦГЗ) або контора (КОС) відносяться до структурних підрозділів основного виробництва.

До структурним підрозділам допоміжного виробництва відносяться: цех кріплення свердловин (ЦКШ) або тампонажного контора (ТК); база виробничого обслуговування (БПО), що складається з прокатно-ремонтних цехів бурового обладнання (ПРЦБО), електропостачання (ПРЦЕЕ), турбобуров і труб (ПРЦТТ), цеху пароводопостачання (ЦПВС); цеху промивної рідини (ЦПЖ), цеху автоматизації виробництва (ЦАП). До непромислових господарствам відносяться автотранспортна контора (АТК), будівельно-монтажне управління (БМУ) або ремонтно-будівельна дільниця (РСУ), житлово-комунальна контора (ЖКК), навчально-курсний комбінат (НКК) і ряд інших підрозділів.

Будівництво свердловин являє собою сукупність комплексів окремих процесів, що відрізняються один від одного технологічними особливостями, застосовуваними технічними засобами і виконуваними спеціалізованими підрозділами. Кожен комплекс багато в чому є самостійним, що складається з основних, допоміжних, обслуговуючих та управлінських процесів.

Наприклад, в вишкомонтажних комплексі, основний процес по будівництву вишки і монтажу обладнання виконується вишкомонтажних бригадами, а реалізація допоміжних процесів зосереджена в цеху металоконструкцій, заготовительном, ремонтно-механічному. Обслуговуючі процеси здійснюють управління виробничо-технічного обслуговування та комплектації обладнання (УПТО і КО), управління технологічного транспорту (УТТ), центральні бази виробничого обслуговування (ЦБПО), що входять до складу нафтогазовидобувних компаній.

Управлінські процеси протікають в апараті вишкомонтажних цеху, в відділах головного механіка, головного енергетика тощо

Виконання основних виробничих процесів в будівництві свердловин - буріння і кріплення стовбура свердловини, а також іноді випробування експлуатаційних свердловин - здійснює бурова бригада.

Допоміжні та обслуговуючі процеси зосереджені в цехах бази виробничого обслуговування УБР: ПРЦБО, ПРЦЕЕ, ПРЦТТ, ЦПВС, ЦПЖ і ін.

Управління всіма роботами з буріння здійснює апарат УБР.

Апарат УБР виконує планово-організаційні та оперативно-господарські функції, які діляться в основному на завдання планово-перспективного розвитку та оперативного управління виробництвом.

У перспективному плані на п'ять років і більше намічаються основні напрямки і темпи розвитку бурових робіт, шляхи вдосконалення техніки і технології робіт для забезпечення необхідного зростання обсягів буріння. У поточному плані розглядаються річні завдання з розбивкою по кварталах з метою виконання державного плану по будівництву свердловин шляхом ефективного використання наявних ресурсів, впровадження нової техніки і технології, прогресивних методів організації праці та управління.

Важлива складова частина оперативного управління - оперативне планування (місячне, декадний, добовий). На етапі оперативного планування складаються детальні графіки робіт на кожному об'єкті, планується підготовка виробництва, визначається потреба в матеріальних і трудових ресурсах, встановлюються завдання всім обслуговуючим і забезпечує підрозділам. Головним завданням оперативного управління, крім планування, є контроль за ходом виконання завдань на всіх виробничих об'єктах, регулювання виробництва при виникненні відхилень фактичного стану від запланованого, оперативний облік кількісних і якісних результатів роботи.

Оперативні управлінські процеси в УБР покладаються на районну інженерно - технологічну службу (РІТС). Це орган оперативного контролю, обліку та регулювання ходу виробництва. РІТС організовує безперебійну роботу бурових

бригад, веде оперативний контроль за виконанням плану-графіка будівництва свердловин, контролює своєчасність забезпечення бригад матеріально-технічними ресурсами, оперативно реагує на заявки, викликані аварійними ситуаціями.

Основним оперативним обліковим документом в РІТС є «Журнал контролю за технологією буріння і обліку роботи бригад буріння і випробування свердловин». РІТС зобов'язаний вживати своєчасних конкретні заходи по ліквідації аварій і ускладнень і регулярно інформувати центральну інженерно-технологічну службу (ЦІТС) про результати робіт.

5.1 Основні документи, облік і контроль будівництва свердловин

Основними документами, на підставі яких здійснюється будівництво свердловин, є технічний проект і кошторис. Технічні проекти розробляють спеціальні проектні інститути (НДПІ) на підставі проектних завдань, які видаються замовником, наприклад, НГВУ.

Завдання містить: відомості про адміністративне розташованих площі; номер свердловин, які повинні споруджуватися за даним проектом; мета буріння, категорію свердловин, проектний горизонт і проектну глибину; коротке обґрунтування закладення свердловин; характеристику; геологічної будови площі, перспективних на нафту і газ об'єктів, гірничо-геологічних умов буріння; дані про пластових тисках, тисках гідророзриву порід, геостатичеських температурах, про об'єкти, що підлягають випробуванню в процесі буріння і випробування, про обсяг геофізичних, лабораторних та спеціальних досліджень, діаметрі експлуатаційної колони, обсязі підготовчих робіт до будівництва та заключних після закінчення випробування свердловини; про будівництво об'єктів теплофікації, житлових і культурно-побутових приміщень; назва бурового підприємства, яке має будувати свердловини; іншу інформацію, необхідну для розробки проекту.

Технічний проект включає розділи:

- Зведені техніко-економічні дані;
- Підставу для проектування;

- Загальні відомості;
- Геологічна частина;
- Конструкція свердловини;
- Профіль стовбура свердловини;
- Бурові розчини;
- Поглиблення свердловини;
- Кріплення свердловини;
- Випробування свердловини;
- Дефектоскопія,
- Опресовування обладнання та інструменту;
- Зведені дані про використання спецмашин і агрегатів при проведенні свердловини;
- Відомості про транспортування вантажів і вахт;
- Заходи та технічні засоби для охорони навколишнього середовища;
- Механізація, засоби контролю і диспетчеризація на буровій; техніка безпеки, промислова санітарія і протипожежна техніка;
- Будівельно-монтажна частина;
- Список нормативно-довідкових і інструктивно-методичних матеріалів, використовуваних при прийнятті проектних рішень;

Бурова бригада перед початком будівництва свердловини отримує три основних документа: геолого-технічний наряд, наряд на виробництво бурових робіт і інструктивно-технологічну карту.

Геолого-технічний наряд (ГТН) - це оперативний план роботи бурової бригади. Його складають на основі технічного проекту.

Наряд на виробництво бурових робіт складається з двох частин. У першій частині вказують номер і глибину свердловини, проектний горизонт, призначення її та спосіб буріння, характеристики конструкції свердловини, бурового обладнання та бурильної колони, терміни початку і закінчення робіт за нормами, витрати часу на буріння і кріплення окремих інтервалів і свердловини в цілому по нормам, планову і нормативну швидкості буріння, а також суму заробітної плати бригади.

Другу, основну частину вбрання становить нормативна карта. Ця карта дозволяє визначити нормативну тривалість робіт від початку буріння до перфорації експлуатаційної колони. Для складання карти використовують матеріали ГТН і галузеві або затверджені для даної площі норми часу на виконання всіх видів робіт. Для розробки нормативної карти свердловину розбивають на декілька нормативних пачок. У карті перераховують послідовно всі види робіт, які повинні бути виконані при бурінні кожної пачки. Вказують витрати часу на кожен вид робіт по нормам і розраховують витрати часу на буріння і кріплення кожної ділянки і в цілому свердловини.

Інструктивно-технологічна карта призначена для поширення передового досвіду роботи, накопиченого в районі. Вона складається з трьох частин: режимно-технологічної, інструктивно і оперативного графіка будівництва. Карту складають на основі аналізу роботи бурових бригад і вахт, які домоглися найбільш високих показників при бурінні свердловин на даній площі або при виконанні окремих видів робіт (наприклад, по спуску і підйому бурильних колон і т.п.). У режимно-технологічній частині поміщають рекомендації про типорозмірах доліт, забійних двигунів, параметрах режиму буріння і властивості промивних рідин, при використанні яких можуть бути досягнуті найбільш високі показники буріння. У командному частині висвітлюють нові або більш досконалі способи виконання окремих, перш за все, найбільш трудомістких видів робіт, наводять рекомендації про більш раціональної організації виробничого процесу з урахуванням особливостей конкретної ділянки площею.

Третя частина містить баланс часу буріння і кріплення з урахуванням рекомендацій, зроблених в перших двох частинах, і оперативний графік буріння свердловини в координатах «Глибина (м) - Тривалість (на добу)». На графік нанесені дві криві: одна характеризує процес поглиблення свердловини за нормами, зазначеними в нормативній карті; друга - процес поглиблення з урахуванням реалізації рекомендацій інструктивно-технологічної карти.

Під час буріння буровий майстер на цей же графік завдає третю криву, що показує фактичні витрати часу на буріння і кріплення. Зіставляючи фактичну криву

з двома першими, бурова бригада має можливість контролювати виконання нормативних показників поглиблення свердловини і зіставляти свою роботу з кращими досягненнями на площі.

Фактична картина будівництва свердловин створюється на підставі оперативного і статистичного обліку результатів бурових робіт. Оперативний і статистичний облік результатів бурових робіт здійснюється шляхом заповнення та затвердження певного числа документів, що охоплюють всі основні етапи будівництва свердловини. Документи діляться на первинні (вихідні) і підсумкові (узагальнюючі).

До первинних належать добовий рапорт бурового майстра, акти результатів кріплення і добовий рапорт по закінченню, освоєння і випробування свердловини і ін. До підсумкових - всі форми галузевої статистичної звітності. Значне ускладнення умов буріння, пов'язане з ростом глибин свердловин, можливість великих техніко-економічних втрат внаслідок прийняття несвоєчасних або некваліфікованих рішень з управління процесами будівництва свердловин привели до необхідності створення та використання в бурінні систем телеконтролю.

Ці системи служать для передачі на диспетчерський пункт інформації про найважливіші параметри технологічних процесів з метою подальшого прийняття висококваліфікованим фахівцем ефективних управлінських рішень. До складу систем телеконтролю (наприклад, КУБ-01) входять датчики і перетворювачі, розташовані на буровій установці і в бурильної колоні, канали зв'язку, приймальна апаратура і вторинні прилади на диспетчерському пункті. Основна функція подібних систем - відтворення в режимі реального часу вторинними приладами на диспетчерському пункті інформації, що фіксується датчиками на буровій.

Основу техніко-технологічних рішень при бурінні нафтових і газових свердловин складає технічний проект, зміст якого визначає всі основні технічні рішення, номенклатуру і кількість технічних засобів для реалізації обраної технології на всіх етапах будівництва свердловин.

Ефективність технологічних рішень визначається ступенем наукової обґрунтованості прийнятих рішень і достовірністю вихідної інформації. При цьому велику роль відіграє накопичений в регіонах досвід, так як проектування багатьох технологічних процесів вимагає постійного уточнення математичних моделей і логічних принципів вибору технологічних рішень в залежності від конкретизації геолого-геофізичних умов буріння. Представлена нижче схема проектування технології буріння є узагальненням наукових і практичних досягнень в галузі за останні десятиліття.

5.2. Режим роботи бурових бригад

Безперебійна і ритмічна робота бурових забезпечується в ГРП диспетчерської служби.

На базі є радіозв'язок з усіма буровими. У розпорядженні диспетчера є вантажний автотранспорт і автобуси.

Матеріальне постачання бурових здійснюється за заявками старших бурових майстрів централізовано з бази партії (експедиції). Технічне керівництво ділянкою здійснюється техруком ділянки і відповідними ІТП.

Бурові працюватимуть цілодобово, трьома вахтами по 8 годин, за змінним графіком з додатковим вихідним днем за вахтовим методом на чотири доби, п'ятий, шостий вихідний.

5.1. Виробничо-організаційні показники

Таблиця 5.1. Технічні умови для розрахунку продуктивності по ділянці

Виды работ	Единицы измерения	Группа скважин 0-2579
1	2	3
Количество скважин	шт.	1
Привод станка		Электрический
Крепление скважин	%	36,4
Средний диаметр	мм	
Виды работ		Шарошечное бурение с использованием забойного двигателя
Виды промывки		солевой розчин NaCl
Метраж		2579
Метраж проходки полезного ископаемого в сложных условиях:		
III	п.м	1079
Итого:	п.м	1079
Тампонирувание скважены заливанием морской водой	штук	1

Закріплення свердловини обсадними трубами

$$V_{кр} = l_{кр} \times n_{св}, \text{ м} \quad (5.1)$$

де: $l_{кр}$ - глибина спуску обсадних труб

$n_{св}$ - кількість свердловин

$$V_{кр}=(35+(2579-1035))=1079$$

Розрахунок затра часу на допоміжні роботи на групу 0-2579

Таблиця 5.2. Розрахунок витрат часу.

Група свердловин	Обсяг буріння Кількість свердловин	Види робіт	Обем робіт	Таблиця СУСН	Норма часу	
					Норма по СУСН	На весь Об ем
1	2	3	4	5	6	7
0-2579	2579/1	Підготовка – промивка свердловин (на 1 промывку)	55	4.1 15-3	0,91	50,05
		Кріплення свердловин обсадними трубами (норма 100м)	1079	4.11 1-3	0,80	37,4

Висновки

У роботі було розглянуто будова та умови їх формування, поклади гідратів газів.

Була розроблена типова конструкція свердловини для їх видобування. Обране обладнання для спорудження спроектованих свердловин, обраний спосіб та технологія буріння, був розроблений комплекс геофізичних досліджень для кращого розуміння будови покладів гідратів газів у чорному морі.

Прийнятий комплекс мір з охорони праці та навколишнього середовища, у роботі розглянуті організаційно технічні питання.

Актуальність роботи обумовлена тим фактом, що в довгостроковій перспективі газові гідрати можуть стати новим джерелом газу для нашої країни. Такою альтернативою можуть стати газові гідрати завдяки значним ресурсам і неглибокому залягання.

Перелік посилань

1. Ю.Ф. Макогон, 2010 Техасский университет, США ГАЗОГИДРАТЫ. ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ 2010 р
1. Макогон Ю.Ф., 1965. Образование гидратов в газоносном пласте в условиях многолетней мерзлоты Газовая Промышленность, №.5. Ст 14 - 15.
2. Макогон Ю.Ф 1966. Особенности Эксплуатации Месторождений Природных Газов в Зоне Вечной Мерзлоты. Москва, ЦНТИ, Газовая Промышленность. Стр.19. ГАЗОГИДРАТЫ. ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ ISSN 1999 - 7566. Геология и полезные ископаемые Мирового океана, 2010, №2 21
3. Макогон Ю.Ф. 1972. Природные газы в океане и проблемы их гидратов. Моск! ва, ВНИИЭГазпром. Экспресс!Информация, No.11, 43 стр.
4. Макогон Ю.Ф., Требин Ф.А., Трофимук А.А. 1971. Обнаружение газогидратной залежи. Москва, ДАН СССР, том 196 (1): 197!206
5. Макогон Ю.Ф. Гидраты Природных Газов. 1974. НЕДРА, Москва. 237 стр.
6. Makogon, Y.F. 1982. Perspectives for the development of Gas Hydrate deposits. Fourth Canadian Permafrost Conference, Calgary, March 2.6, 1981
7. Makogon, Y.F., 1997. Hydrates of Hydrocarbons, Penn Well, Tulsa, USA, 516 pg.
8. Makogon, Y.F., Holditch, S.A. and Makogon, T.Y. 2004. Proven Reserves and Basics for Development of Gas Hydrate Deposits, AAPG, Vankouver.
9. Makogon, Y.F., Holditch, S.A. and Makogon, T.Y. 2005 Development of G!H deposits oil and gas J. No. 7.II., and 14.II.
10. cameron.slb.com/drilling
11. Элияшевский И. В., Стороиский М. Н., Орсуляк Я. М. Типовые задачи и расчеты в бурении. Учебное пособие для техникумов. — 2-е изд., перераб. и доп.— М., Недра, 1982. 296 с.
12. Возний В.Р., Ільницький М.К., Яремичук Р.С. Морські нафтогазові споруди. — Львів: Світ, 1997 — 343 с: іл. Бібліогр.: 10. І5ВИ 5-7763-8525-3

13. Особенности бурения скважин на шельфе : учебное пособие / В. Г. Кузнецов, Ю. В. Лаврентьев, А. Е. Казанцев и др. ; под общ. ред. В. Г. Кузнецова. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. — 80 с. ISBN 978-5-9961-0744-5

14. Randell C., Ralph F., Power D, and Stuckey P. / Technological Advances to Assess, Manage and Reduce Ice Risk in Northern Developments // OTC 20264, 2009.

15. Ледяные образования морей Западной Арктики /под ред. Г.К. Зубакина. — СПб.: Типография ААНИИ, 2006. — 272 с. 80

16. Hamilton J. M., Holub C., Mitchell D. A., Kokkinis T. / Ice Management for Support of Arctic Floating Operations // OTC-22105, 2011.

17. <http://www.wikipedia.ru/>

18. Официальный сайт ОАО "Арктикморнефтегазразведка" <http://www.amngr.ru/>

19. <http://www.rogtectmagazine.com/>

20. Профессиональный интернет – дайджест <http://www.nefterynok.info>

21. <http://rig-s.ru/>

22. <http://neft-gazedu.ru>

23. Булатов А.И., Проселков Ю.М. Морские нефтегазовые сооружения. Техника и технология разработки и эксплуатации морских нефтегазовых месторождений. — Краснодар : Просвещение-Юг, 2006. — 412 с

24. <http://neft-gazedu.ru/index.php/lektcii-osvoenie-shelfovykhmestorozhdenij/102-podvodnoe-ustevoe-oborudovanie>

25. Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Мирзоев Д.А. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений. — М.: Издательство Академии горных наук, 1999. — 373 с.

26. Галабурда Б.К. Морские буровые установки. Крепление морских нефтяных и газовых скважин. — Мурманск : МГТУ, 2003. — 293 с.

27. http://gendocs.ru/v14455/лекции_-_освоение_шельфовых_месторождений?page=10

28. <http://www.dissercat.com/content/dissertatsiya-inzhenernyemetody-otsenki-prochnosti-i-dolgovechnosti-yakornykh-svyazei-i-rai>

29. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А. Геонавигация скважин. – М.: МАКС, 2008. – 315 с.

30. Производственно-технический журнал "Инженерная практика". – 2012. – №5. – М.: Energy Press.

31. Большая энциклопедия нефти и газа. – www.ngpedia.ru

32. Нефтегазовое обозрение. Schlumberger. 2003.

33. Judy Feder. Casing and cementing/ rotary drilling/ Third Edition Unit II, Lesson 4. Published by PETROLEUM EXTENSION SERVICE. The University of Texas at Austin and Houston, Texas, 2001. 125 p.

34. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин/ П.В. Овчинников, В.Г. Кузнецов, А.А. Фролов, В.П. Овчинников, А.А. Шатов, В.И. Урманчеев. – М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2002. – 115 с.

35. <http://ru.wikipedia.org/wiki/Моликпак>

Додатки

Презентація до дипломної роботи

