

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

Факультет природничих наук та технологій
(факультет)

Кафедра нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра
(бакалавра, магістра)

студента Пархонюка Івана Сергійовича
(ПІБ)

академічної групи 185-17-2 ГРФ
(шифр)

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

спеціалізації _____

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

на тему Технічний проект буріння експлуатаційної свердловини в умовах
Шебелинського газоконденсатного родовища
(назва за наказом ректора)

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

Дніпро
2021

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коров'яка Є.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« » 2021 року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню бакалавра
(бакалавра, бакалавра)

студенту Пархонюку Івану Сергійовичу академічної групи 185-17-2 ГРФ
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

спеціалізації

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»

на тему Технічний проект буріння експлуатаційної свердловини в умовах
Шебелинського газоконденсатного родовища

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 19.05.2021р.
№273-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Геолого-технічні умови проведення бурових робіт. Проектування конструкцій свердловин, вибір способу буріння та бурового устаткування й інструменту.	01.06.2021
Охорона праці	Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.	15.06.2021

Завдання видано

(підпис керівника)

Давиденко О.М.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 19.05.2021р.

Дата подання до екзаменаційної комісії 22.05.2021р.

Прийнято до виконання

(підпис студента)

Пархонюк І.С.

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 70 с., 3 рис., 21 табл., 18 джерел.

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

Сфера застосування – буріння свердловин на газ.

Об'єкт розроблення – технологія буріння експлуатаційної свердловини в умовах Шебелинського газоконденсатного родовища.

Мета роботи – розробка технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах Шебелинського газоконденсатного родовища.

Практичні результати:

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

ЗМІСТ

Вступ.....	5
1. Геологічна частина.....	6
1.1 Загальні відомості про район бурових робіт.....	6
1.2 Гірничо-геологічні умови.....	16
3 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини.....	22
4 Спосіб буріння.....	25
5 Вибір породорозрушаючого інструменту та бурильна колона.....	26
6 Вибір режиму буріння.....	33
7 Промивання свердловини.....	36
8 Вибір бурового верстата, талевого каната і талевої системи.....	45
9 Техніка безпеки, промсанітарія, протипожежні заходи і охорона довкілля.....	48
9.1 Навчання та інструктаж робітників.....	48
9.2 Підготовка бурової установки до буріння.....	51
9.3 Заходи безпеки при виконанні робіт.....	54
9.4 Промсанітарія.....	59
9.5 Пожежна безпека.....	61
9.6 Охорона довкілля.....	64
Висновки.....	68
Література.....	69

Вступ

Мета роботи – розробка технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах Шебелинського газоконденсатного родовища.

Завдання кваліфікаційної роботи:

- виконати аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів;
- обґрунтувати конструкцію свердловини;
- розробити технологію буріння експлуатаційної свердловини в умовах Шебелинського газоконденсатного родовища;
- обґрунтувати бурове устаткування;
- обґрунтувати породоруйнуючий інструмент;
- розрахувати технологію буріння свердловини;
- розрахувати технологію кріплення свердловини;
- провести аналіз потенційних небезпек по охороні праці та навколишнього природного середовища.

1 Геологічна частина

1.1 Загальні відомості про район бурових робіт

“Укрбургаз” - провідне підприємство з будівництва газових і нафтових свердловин в Україні і СНД. Воно є філією дочірньої компанії “Укргазвидобування” Національній акціонерній компанії “Нафтогаз України”. Сьогодні “Укрбургаз” - багато-профільне підприємство. Напрями його діяльності :

- будівництво усіх категорій свердловин на нафту, газ, конденсат, воду, підземні сховища газу;
- пошуково-розвідувальні роботи;
- капітальний ремонт і облаштування свердловин;
- проведення робіт з інтенсифікації приливу газу, нафти і газового конденсату;
- тематичні дослідження;
- будівництво шлейфів і газопроводів - відведень;
- виготовлення і капітальний ремонт устаткування і запчастин до нього;
- науково-пошукові, проектно-конструкторские роботи, які ведуться самостійно і спільно з науково-дослідними установами на договірних принципах;
- будівництво і експлуатація промислових, сільськогосподарських, житлових і культурно-господарських об'єктів.

За роки існування (1977 - 2014 рр.) підприємство “Укрбургаз” пробурило понад 8 млн. м проходки, в т.ч. 66% - експлуатаційне буріння, 10% - розвідувальне, 24% - буріння свердловин на підземні сховища газу.

Бурові роботи робилися на 80 родовищах і розвідувальних площах. За цей час здані в експлуатацію понад 2700 свердловин. Серед них 48% - експлуатаційних, 49% - на підземні сховища газу, 3% - розвідувальних.

Структурними підрозділами БУ "Укрбургаз" освоєно будівництво похило-спрямованих свердловин, буріння свердловин глибиною понад 5 тисяч метрів в складних гірничо-геологічних і кліматичних умовах. Зокрема, в умовах багаторічної мерзлоти, температури повітря нижче 50 градусів.

Ряд провідних фахівців і інших працівників підприємства придбало досвід морського буріння у В'єтнамі.

Бурильники "Укрбургаза" мають значний досвід будівництва свердловин на підземні сховища газу. Останнім часом створені підрозділи підприємства, які ведуть роботу з будівництва шлейфів, газопроводів-відведень, капітального ремонту і обв'язування свердловин. За 5 років прокладені 126 км газопроводу, 21 свердловина, які були в експлуатації, капітально відремонтовано.

Район робіт, в якому нині проводить буріння "Укрбургаз", охоплює територію Харківською, Полтавською, Сумською, Дніпропетровською, Луганською, Львівською, Івано-Франківською, Волинською і Закарпатською областей.

Експлуатаційне буріння ведеться на 28 родовищах, розвідувальне - на 18 площах. Глибина буріння свердловин від 1000 до 6000 метрів. Бурові роботи здійснюються в складних гірничо-геологічних умовах аномально-високого тиску, а також високих температур.

Відділення бурових робіт і відділення технологічного транспорту дислокуються у Краснограді, Полтаві, бурове управління "Укрбургаз" в р. Краснограді.

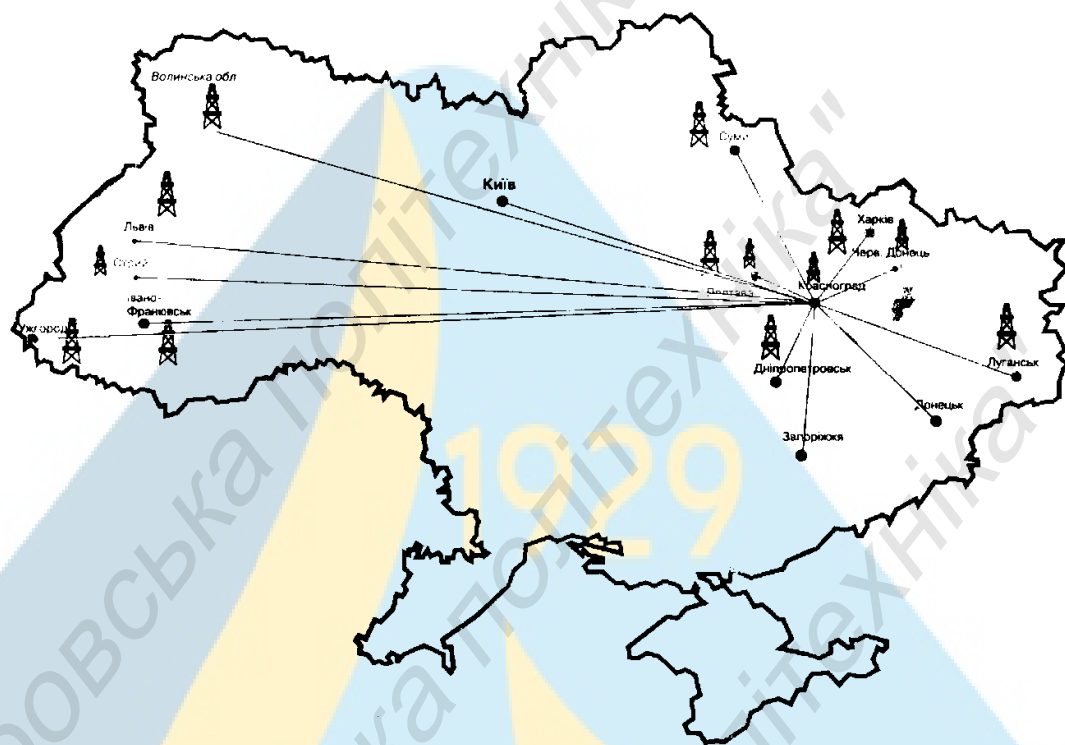


Рисунок 1.1 - Місця дислокації бурових відділень і будівництва свердловин

Бурове управління "Укрбургаз" постійно нарощує об'єми буріння. Порівняно з 1995 роком об'єми буріння виросли більше, ніж на третину (на 37%). У 1999 році виконані 230 тис. р. проходки, тобто в 1,4 разів більше, ніж в 1998 році.

Очікується подальший ріст об'ємів робіт, і в т.ч. в 2013 році до 310 тис. м.

Сьогодні у виробничій діяльності "Укрбургазу" використовуються прогресивні технологічні рішення, досягнення передового вітчизняного і зарубіжного досвіду, який забезпечує високу якість і надійність виконання робіт.

Підприємство має міцну матеріально-технічну базу: 63 бурових верстата, 6 верстатів капітального ремонту свердловин, понад 1000 одиниць автотранспортної техніки. У структурних підрозділах підприємства працює понад 8 тисяч висококваліфікованих і досвідчених працівників. Діє 53

бурових бригади, 13 монтажних бригад, 4 бригади випробування свердловин, 6 бригад капітального ремонту свердловин.

Силами будівельних бригад побудовано і введено в експлуатацію понад 109 тис. кв. м. загальній житловій площі, більше 40 об'єктів виробничого, соціально-побутового і культурного призначення.

Виробнича структура БУ "Укрбургаз" приведена на малюнку 2.2.

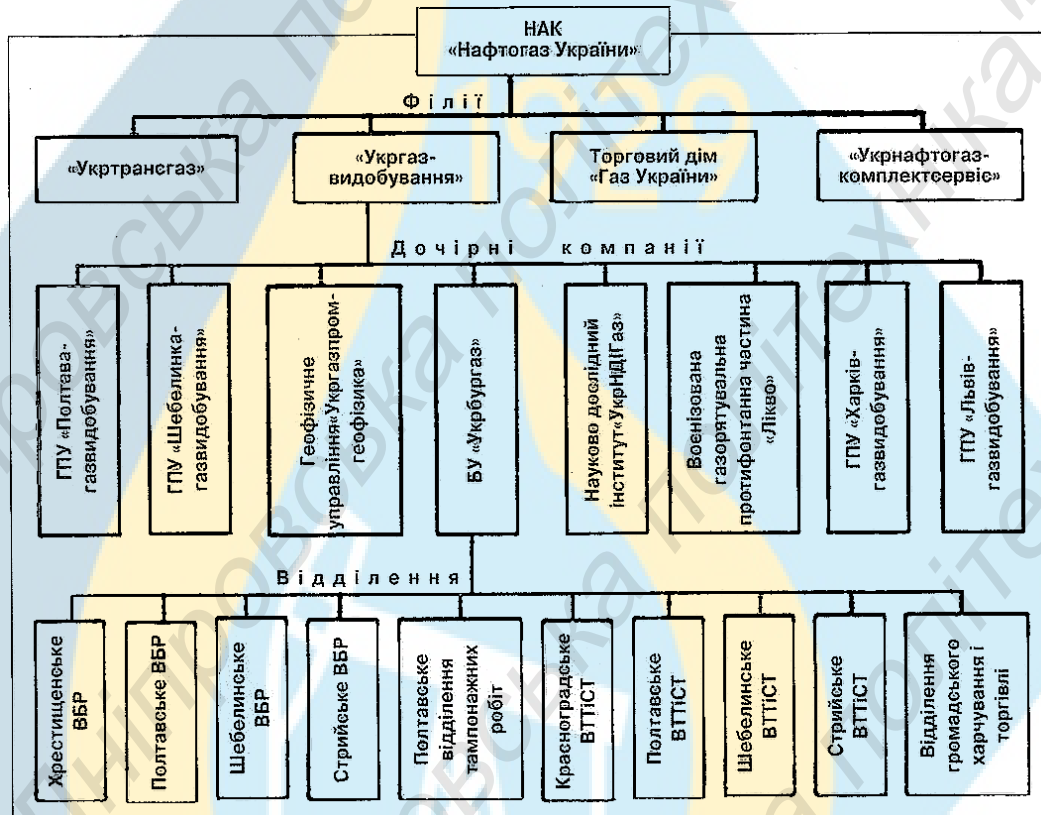


Рисунок 1.2 - Місце БУ "Укрбургаз" в системі НАК "Нафтогаз України"

Об'єми буріння буровим управлінням "Укрбургаз". Відділення бурових робіт бурового управління "Укрбургаз" вестимуть будівництво розвідувальних і експлуатаційних свердловин на 60 родовищах і площах України, більшість з яких характеризуються найскладнішими гірничо-геологічними умовами. Висока майстерність і впровадження прогресивних технологій дозволяє щорічно нарощувати об'єми бурових робіт, які в 2003 р.

складуть 310 тис.м проходки, які є основою стабілізації і подальшого збільшення видобутку газу в Україні.

Поряд з вертикальними свердловинами, бурові відділення бурового управління "Укрбургаз" ведуть роботи з будівництва похило-спрямованих свердловин, які дозволяють не лише збільшити дебіти цих свердловин, але і добувати газ, нафту, газовий конденсат з тих частин родовищ, які не можна досягти при будівництві вертикальних свердловин (під населеними пунктами, озерами, річками, кладовищами, ярами і в інших малодоступних місцях).

Об'єми розвідувального буріння у БУ "Укрбургаз". Нарощуються об'єми геологорозвідувальних робіт з метою нарощування приростів запасів газу. Пошуково-розвідувальні роботи ведуться на 18 площах і виростуть в 2013 році в 1,7 разів. При цьому вони вестимуться на 30 площах. Вже отримані позитивні геофізичні висновки відносно наявності газоносних пластів в пошукових свердловинах. Планується приростити запаси газу на 15 млрд. куб. р.

Об'єми буріння похило-спрямованих свердловин у БУ "Укрбургаз".

Велика робота ведеться з охорони природи і надр :

тільки у 2003 році рекультивовані більш ніж 2000 гектарів земель;
спущені у свердловину для зміцнення і роз'єднання пластів більш ніж 468 кілометрів труб різних діаметрів - від 426 мм до 140 мм

Технічні засоби і технологічні прийоми, впровадження досягнень нової техніки і технології (у тому числі закордонних) дозволили за короткий час не лише збільшити об'єми робіт з буріння, але і підняти швидкість і якість робіт, зменшити їх собівартість, щорічно здавати в експлуатацію більше високодебітних свердловин.

При буровому управлінні "Укрбургаз" ефективно працює центральна база виробничого обслуговування (ЦБВО). Тут ремонтують і виготовляють ряд елементів бурового і технологічного устаткування, запасних частин до нього, інструменти і пристрої для комплектації обсадних колон.

Це дозволило понизити до мінімуму ризики простоїв бурових і монтажних бригад, вийти з положення, в якому опинилися бурові підрозділи після того, як основні заводи-виробники бурового устаткування, інструменту і тому подібне опинилися за межами України.

Хрестищенское відділення бурових робіт (ХВБР). Засновано в 1965 році як Красноградська контора буріння тресту "Харбурнафтогаз". З 1973 року - Красноградське УБР, на базі якої в 1977 році утворилося виробниче об'єднання "Укрбургаз". З 1979 року - Хрестищенское ВБР у складі "Укрбургазу".

За час його існування пробурені понад 2 млн.м. проходки, закінчено будівництво і передані замовникам майже 800 свердловин. Серед них 72 - надглибоких, зокрема, свердловина 100-Хрестище має глибину 6606 м.

Потужність Хрестищенского ВБР складає 17 бурових і 3 монтажних бригади, 17 бурових установок.

Відділення має сучасну базу виробничого забезпечення, до складу якої входить 3 прокатно-ремонтні цехи (бурового устаткування, електроустаткування і енергопостачання, труб і турбобурів). База виробничого забезпечення оснащена потужною технікою крану вантажопідйомністю від 3 до 50 тонн. Ремонт устаткування виконується в цеху і виїзною бригадою безпосередньо на бурових. Окрім ремонтних робіт, виготовляється різний нестандартний інструмент.

Воно активно веде власними силами житлове і промислове будівництво: побудовані майже 1300 квартир загальною площею понад 60 тис. кв. м., 33 будинки садибного типу; до сіл підсобних сільськогосподарських ділянок проведено 15,5км газопроводу, побудовані 18,5 км доріг з твердим покриттям: реконструйована виробнича база; побудований цілий комплекс споруджень сільськогосподарського виробництва; газифікується 65 житлових будинків садибного типу.

Шебелинское відділення бурових робіт (ШВБР). Засновано в 1949 році як роторну партію Ізюмської експедиції тресту

"Укрвостокнефтеразведка". З квітня в 1958 р. - Шебелинская контора буріння тресту "Харбурнефтегаз", а з 1970 р. - Шебелинское УБР. До складу "Укрбургаза" увійшло в 1977 році.

З часу створення пробурені понад 2,6 млн.м. проходки, в т.ч. розвідувальне буріння склало більше 400 тис.м. або 16 %.

З 1961 року пробурено 509511 м електробуром, що склало 38% від загальної проходки за ці роки.

За час існування закінчено будівництво понад 1000 свердловин, замовникам передані 943 свердловини, з них 3 глибиною понад 5500 м.

Ремонтно-експлуатаційна база складається з трьох прокатно-ремонтних цехів:

- бурового устаткування
- труб і турбобурів
- електроустаткування і енергозабезпечення.

За роки існування — це відділення побудувало майже 450 квартир для своїх працівників загальною площею понад 22,5 тис.кв.м.

Полтавське відділення бурових робіт (ПВБР). ПВБР засноване в 1973 році як районне УБР у складі Шебелинського управління бурових робіт. У 1975 році на його базі утворено Полтавське УБР, яке з 1977 року входить до складу "Укрбургаза".

З часу створення ним пробурені понад 1 млн.м. проходки, в т.ч. 140 тис. р. Закінчені будівництвом і передані замовникам понад 350 свердловин, в т.ч. близько 40 - розвідувальних. Пробурені 97 свердловин глибиною понад 4500 м, в т.ч. надглибокі 20 свердловин, з них глибиною понад 5500 м - 14.

На балансі відділення знаходиться 3 монтажних, 16 укомплектованих бурових бригад і відповідна кількість верстатів, які здатні вести буріння свердловин до глибини 5500 м з максимально-допустимою вагою на крюку 320 т. ВБР виконує увесь цикл робіт від підготовки майданчика під бурову до освоєння і здачі землі після рекультивації землевласникові.

За час існування Полтавське відділення бурових робіт побудувало власну базу виробничого забезпечення, яка займає 56 гектар в Затурино під Полтавою. На її території розташований промисловий, адміністративно-побутовий корпус, склади, їдальня, ряд цехів : труб і турбобурів, бурового устаткування, пароводоцех, електроцех, вежомонтажний цех. До бази підведена залізнична колія.

Оснащеність бази виробничого забезпечення дозволяє вести надійне обслуговування 16 бурових установок, які одночасно бурять.

Стрийське відділення бурових робіт (СВБР). Почало своє існування в 1968 році як Західноукраїнська експедиція глибокого буріння тресту "Союзбургаз". У 1977 році реорганізовано в Стрийське УБР. До складу "Укрбургаза" увійшло в 1978 році.

За роки існування пробурені понад 1 млн.м. проходки, з них розвідувальне буріння склало 100 тис.м. або 9%. Закінчено будівництвом і передані замовникам 1000 свердловин, з них 2 - глибиною понад 4500 м. Відділення брало участь у бурінні свердловин 5 підземних сховищ газу. Підземні сховища газу, побудовані Стрийським ВБР, найбільш герметичні в СНД. ВБР володіє "ноу-хау" з попередження появи колонних тисків в період ОЗЦ. Застосовує комплекс технологічних заходів на якісне розкриття продуктивних горизонтів, кріплення свердловин і виклику приливу.

Виробничу потужність СВБР складають 4 монтажних, 11 бурових бригад і 4 бригади випробування свердловин. Є 15 бурових установок.

Відділення має досвід ведення бурових робіт на значних відстанях від виробничої бази. Зокрема, нині Стрийське ВБР успішно здійснює буріння не лише в західних районах України, але і в Закарпатті і Луганській області.

Характеристика умов проведення робіт

Підприємство "Укрбургаз" здійснює будівництво свердловин на 35 родовищах України.

У адміністративному відношенні усі родовища розташовані в Харківській, Полтавській, Дніпропетровській, Луганській, Львівській, Івано-

Франківській, Закарпатській і Волинській областях України.

Пошуково-розвідувальне буріння здійснюється на 9 площах в Західно-українській нафтогазовій провінції, на 3 Північний Донбас і 14 площах в Дніпровсько-донецькій западині.

Буріння здійснюється на бурових верстатах "Уралмаш-3Д", БУ-4000ДГУ, БУ-5000ДГУ, "Уралмаш-4Е", БУ-32000/200ДГУ, БУ-5000ЕУ, БУ-2500ДГУ, F - 100, БУ-1600ЕУ, БУ-5000ЕУ-І, D - 160, БУ-75БрД, БУ-1600ДГУ.

Середня глибина свердловин, які знаходяться у бурінні, 2834м (у 1997 р. - 2902м), в експлуатаційному бурінні - 3129м (у 1997 р. - 2999м), в розвідувальному - 2262м (у 1997 р. - 2674м). Середня глибина по свердловинах, які знаходяться у бурінні на газ збільшилася на 248м (3286м проти 3038), на нафту зменшилася на 146 м (2713 м проти 3859 м).

Кліматичні умови для цих районів: температура повітря : середньорічна +80С, найбільша літня +400С, найменша зимова -300С; середньорічна кількість опадів 700 мм; максимальна глибина промерзання ґрунту 0,9 м; найбільша швидкість вітру 30 м/с.

Водопостачання здійснюється з водної свердловини глибиною 260-300 м, яка знаходиться на кожній буровій. Енергопостачання на бурових здійснюється через електростанції або від дизельних двигунів внутрішнього згорання, для зв'язку з РІТС на бурових існують радіостанції. Будматеріали забезпечуються з кар'єрів з гравієм. Для під'їзних шляхів будуються двошарові гравієві дороги шириною 4,5 м, заввишки насипи 50 см

Доставка бригад відбувається за допомогою автотранспорту. На буровій створені усі умови для проживання: їдальня, душові, житловий блок, кімната відпочинку.

БУ "Укрбургаз" знаходиться в р. Красноград Харківської області, на відстані 90 км від м. Харків і 70 км від м. Полтава.

Виробнича структура підприємства

Виробнича структура - це сукупність підрозділів і служб підприємства,

співвідношення і взаємозв'язок між ними. Виробнича структура приведена на малюнку 1.3.

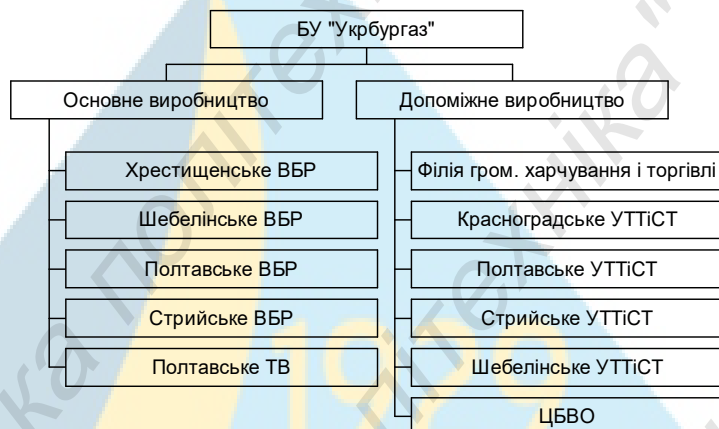


Рисунок 1.3 - Організаційна структура БУ "Укрбургаз"

На кожному підприємстві відповідно до виконуваних функцій виділяють основне і допоміжне виробництво. Основне виробництво охоплює процеси, безпосередньо пов'язані з виготовленням цільової продукції. Допоміжне виробництво забезпечує нормальні умови для безперервної роботи підрозділів основного виробництва.

1.2 Гірничо-геологічні умови

Загальна характеристика Шебелинського газоконденсатного родовища

1. Назва об'єкта, місцерозташування	Експлуатаційна свердловина
2. Підстава для проектування	1. Протокол науково-технічної наради
3. Замовник проекту	2. Наряд-замовлення № 24.860/2020-2021 ГПУ "Шебелинкагазвидобування" на розробку робочих проектів для спорудження свердловин
4. Виконавець проекту	Український науково-дослідний інститут природних газів (УкрНДІгаз), м. Харків
5. Підрядник	БУ "Укрбургаз", м. Красноград
6. Проектна глибина	4400 м
7. Профіль свердловини	Вертикальний: - максимальний zenітний кут $\leq 3^0$; - допустиме відхилення вибою 50 м
8. Проектний горизонт на вибої	Нижньосерпуховський під'ярус нижнього карбону (C1s1)
9. Мета буріння	Визначення промислової продуктивності верхньосерпуховських горизонтів

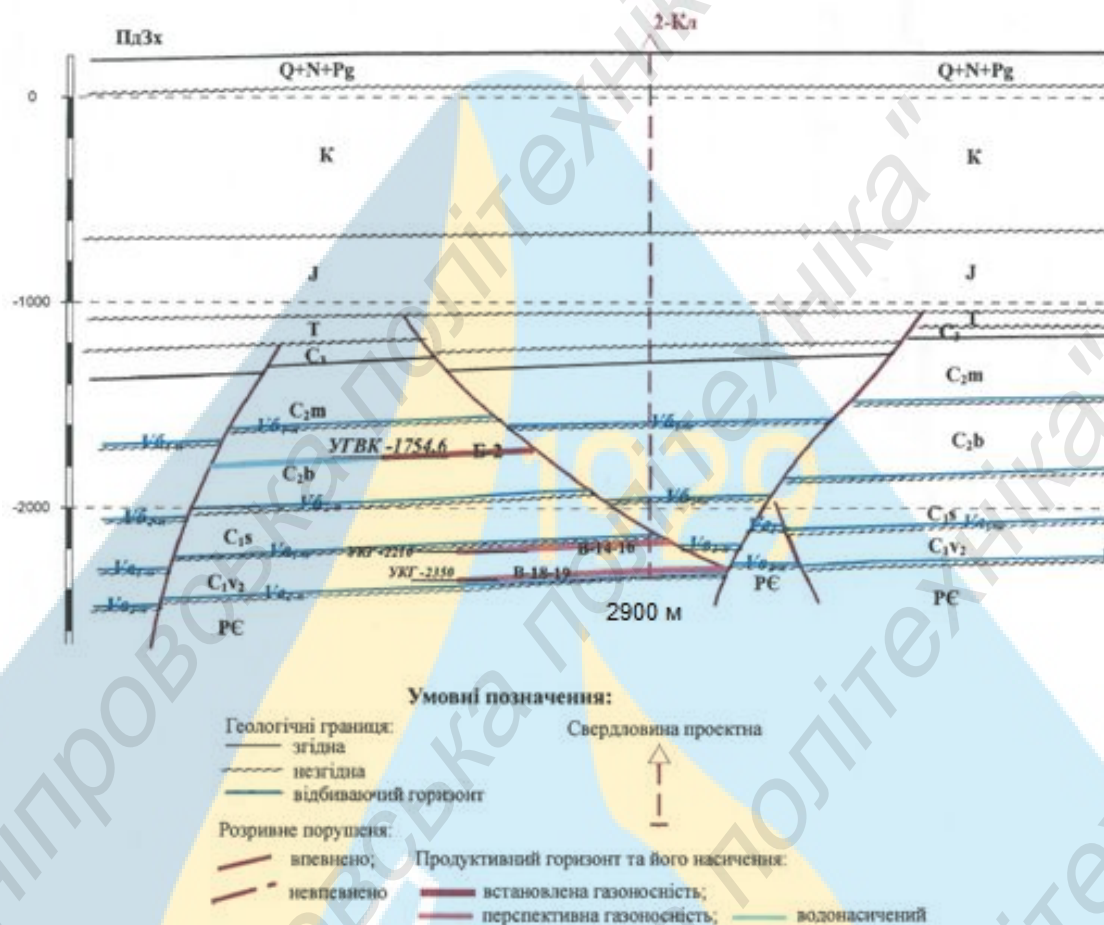


Рис. 1.1 - Геологічний розріз свердловини

Тектоніка

Площа розташована в південно-східній частині Дніпровсько-Донецької западини, в районі зчленування південного схилу Воронежської антеклізи з Донецькою складчатою спорудою.

В тектонічному відношенні площа приурочена до перехідної зони дрібної складчатості Донбасу. Характерною особливістю якої є наявність тектонічних порушень підкидо-насувного та скидового типу, що обмежують блоки субширотного простягання і ускладнюють відклади палеозою. Осадові утворення зібрані у вузькі, доволі витягнуті складки, що локалізуються уздовж розривних порушень.

В геологічній будові площі виділяються три структурно-тектонічні поверхи. Найдавніший – перший структурний поверх складений породами докембрію, глибина залягання якого в межах Південно-Євгеніївської площі становить 3-3,5 км. По поверхні кристалічного фундаменту площа досліджень приурочена к краю схилу Воронежського кристалічного масиву, до зони розвитку та перетину глибинних розломів.

Другий структурний поверх (палеозойський) складений осадовою товщею всіх трьох відділів кам'яновугільної системи і відноситься до зони дрібної складчастості Донбасу, яка одночасно є і зоною розвитку системи регіональних насувів, що простягаються паралельно основної Донецької складчастої споруди. Усі північні ветки системи насувів об'єднані під назвою «Північно-Донецький насув» і відокремлюють складчастий Донбас від платформеного схилу – Старобельсько-Мілеровської монокліналі.

Третій, найбільш молодий структурно-тектонічний поверх (мезозойський), складений породами тріасу, верхньої крейди, неогену та палеогену, які з кутовим і стратиграфічним неузгодженням залягають на розмитій поверхні верхньокам'яновугільних та середньокам'яновугільних відкладів. Особливістю його є слабкий прояв диз'юнктивних та плікативних дислокацій.

Гідрогеологічна характеристика розрізу

В гідрогеологічному відношенні район проектних робіт знаходиться в межах північного схилу Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну, в зоні зчленування бортової частини ДДЗ зі складчастим Донбасом. В розрізі виділяються кайнозойський, верхньокрейдний, тріасовий, середньо- і нижньокам'яновугільний водоносні комплекси.

Підземні води осадової товщі району залягають в складі двох гідрогеологічних поверхів – принципово відмінних в гідрогеологічному і гідрохімічному відношеннях. Верхній поверх – зона активного і нижній –

уповільненого водообігу. Границя між ними проходить по підшві крейдових утворень, тобто водоносні горизонти кайнозойського і верхньокрейдяного комплексів до зони з інфільтраційним режимом.

Кайнозойський водоносний комплекс представлений алювіально-делювіальними утвореннями неогенового і четвертинного віку, водоносні горизонти приурочені, в основному, до річкових пісковиків і супісків, мають локальний характер, багатоводність незначна. Притоки води у криницях – 3-5 м³/добу, рідше сягають 8 м³/добу. За хімічним складом води гідрокарбонатно-сульфатно-натрієві із загальною мінералізацією до 1 г/л. Розчинений газ має азотний склад. Води застосовуються для побутових цілей.

Водоносність верхньокрейдяного комплексу пов'язана з тріщинуватою зоною мергельно-крейдових утворень маастрихтського і туронського ярусів.

На території площі зона тріщинуватості розповсюджується до глибини 120-150 м. На понижених ділянках рельєфу, де тріщинуватість розвинена максимально, багатоводність сягає 200 м³/добу.

Водоносний горизонт крейди має напірний характер. Статичні рівні знаходяться на глибинах 0,5-10 м від поверхні землі. За хімічним складом води належать до гідрокарбонатно-натрієвого типу, мають мінералізацію, що не перевищує 2,5 г/л, вони застосовуються для централізованого питного і господарського водопостачання. Горизонт підлягає ретельній охороні від забруднення.

Сеноманський водоносний горизонт пов'язаний з базальною пачкою гравелітів і крупнозернистих пісковиків, що залягають на розмитій поверхні тріасових відкладів. Товщина пачки 2-7 м.

В свердловині № 19 із сеноманських відкладів отриманий приток пластової води дебітом 2,5 м³/добу.

Під час самовиливу загальна мінералізація складає 8,2 г/л, тип хлоридний кальцієвий зі значним вмістом розчиненого бром.

Звідси витікає, що горизонт належить до перехідної зони між поверхами з активним і уповільненим режимами водообігу. Верхнім водоупором для нього служить ущільнена крейдова товща нижньої частини крейдової системи, нижнім – глиниста товща тріасу. Строкатобарвні глини тріасової системи є регіональним водоупором, в товщі залягають рідкі пропластки пухких різнозернистих пісковиків з напірними високо-мінералізованими ($M=16,8-37,8$ г/л) водами, які за хімічним складом належать до хлоридно-натрієвого типу. В свердловинах з абсолютними відмітками гирла нижче 45 м спостерігається самовилив з дебітами $0,5$ м³/добу.

Гідрогеологічна закритість зони уповільненого водообігу обумовлена наявністю в розрізі тріасу і середнього карбону товщ глинистих утворень регіонального розповсюдження, що складає сприятливі умови для зберігання покладів вуглеводнів у відкладах карбону.

Газоносність

У нафтогазоносному відношенні площа знаходиться в межах Шебелінському газоносного району.

На родовищі встановлена промислова газоносність серпуховських, башкирських, московських і тріасових відкладів. З порід візейського ярусу одержано лише непромислові притоки вуглеводнів. Поклади пов'язані з комбінованими пастками. Сформовані в них скупчення газу утворили родовище з поверхом газоносності 3000 м.

Згідно завдання на проектування основним пошуковим об'єктом будуть відклади башкирського ярусу середнього карбону (до горизонту Б-8 включно), відповідно до цього в даній роботі представлена нафтогазоносність цих відкладів та вищезалягаючих.

Відклади башкирського ярусу середнього карбону – це основна газоносна частина розрізу кам'яновугільних відкладів північного та північно-

західного Донбасу і прилягаючих площ Північного борту ДДЗ. На різних родовищах газові поклади виявлені в горизонтах від Б-13 до Б-1.

Загальна товщина піщано-карбонатного горизонту, з яким пов'язана газоносність у тріасових відкладах, витримана на площі. Одночасно з цим, сумарна товщина проникних пропластків коливається в значних межах, складаючи 25-55% від загальної товщини піщано-карбонатного горизонту. Піщані пласти в розрізі цього горизонту часто перешаровуються малопотужними прошарками глин, розгалужуються, або навпаки, об'єднуються в один потужний пласт. Поклади газу, виявлені в піщано-карбонатному горизонті тріасу, є пластово-масивні, склепінні, частково тектонічно екрановані.

3 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

3.1. Визначення числа обсадних колон і глибини їх спуску.

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

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

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

- на інтервалі 0-10 м - напрямок, з повною цементацией затрубного простору;
- на інтервалі 0-400 м - кондуктор для перекриття зони осадових порід (схильних до обвалів і поглинання промивної рідини), з повною цементацией затрубного простору;
- на інтервалі 0-2200 м - проміжна колона, з повною цементацией затрубного простору;
- на інтервалі 0-2900 м - експлуатаційна колона, з повною цементацией затрубного простору.

3.2. Визначення діаметрів обсадних колон і доліт.

- 1) діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону:

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

$$D_o^e = 166 + 2 \cdot 10 = 186 \text{ мм},$$

відповідно до ГОСТу на шарошечні долота приймаємо $D_o^e = 190,5$ мм.

2) визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

$$D_{вн}^{np} = D_o^s + 6 = 190,5 + 6 = 196,5 \text{ мм},$$

відповідно до ГОСТу на обсадні труби приймаємо зовнішній діаметр проміжної колони: $D_n^{np} = 219$ мм, з діаметром муфти - $D_m^{np} = 245$ мм.

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

$$D_o^{np} = D_m^{np} + 2 \cdot \delta = 245 + 2 \cdot 25 = 295 \text{ мм},$$

відповідно до ГОСТу на шарошечні долота приймаємо $D_o^{np} = 295,3$ мм.

4) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

$$D_{вн}^k = D_o^{np} + 6 = 295,3 + 6 = 301,3 \text{ мм},$$

відповідно до ГОСТу на обсадні труби приймаємо зовнішній

діаметр: $D_n^k = 324$ мм, з діаметром муфти - $D_m^k = 351$ мм.

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

$$D_o^k = D_m^k + 2 \cdot \delta = 351 + 2 \cdot 20 = 391 \text{ мм},$$

відповідно до ГОСТу на шарошечні долота приймаємо $D_o^k = 393,7$ мм.

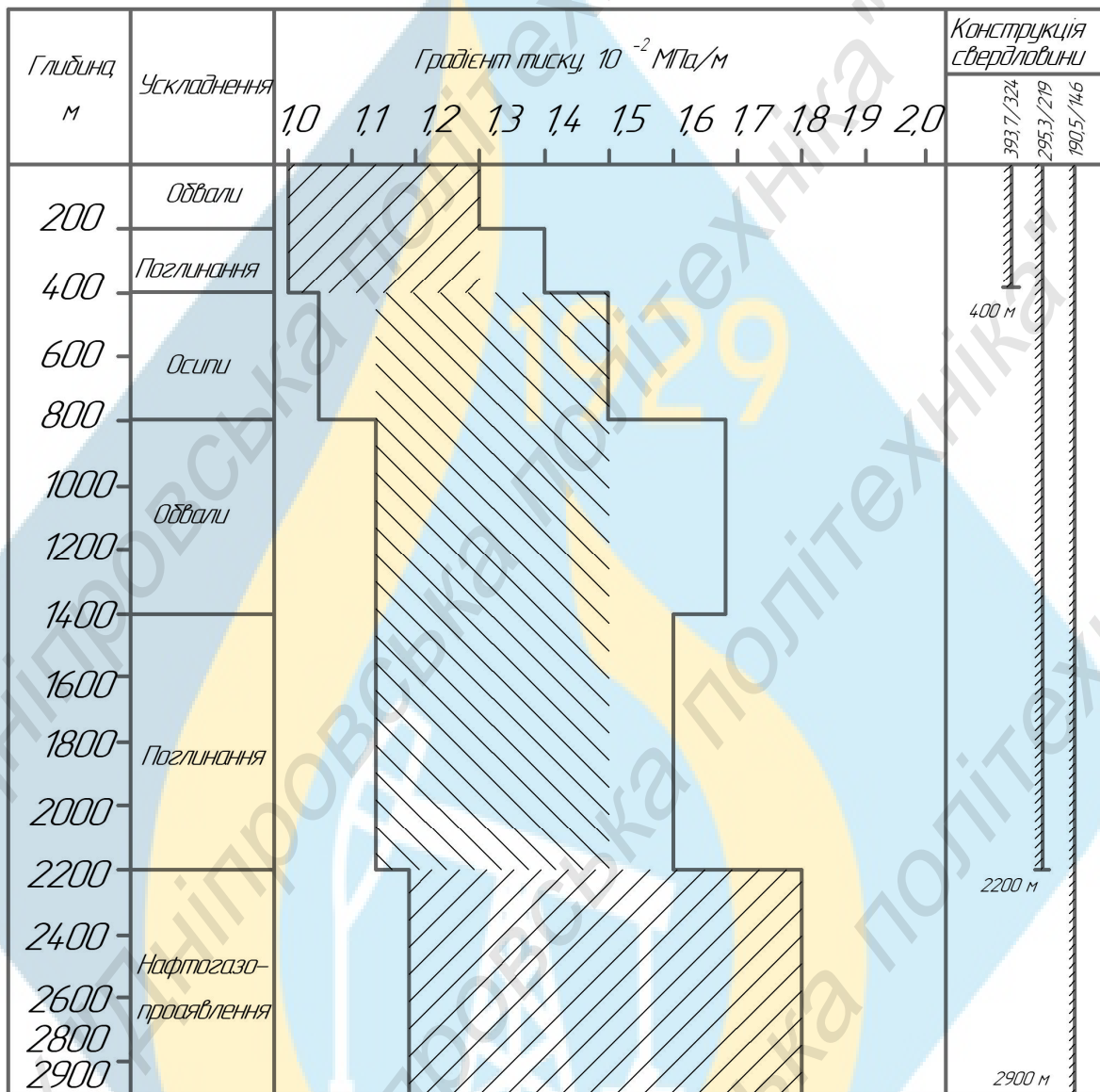
6) діаметр напрямки дорівнює: $D_{вн}^n = D_o^k + 50 = 393,7 + 50 = 443,7$ мм,

приймаємо $D_n^n = 444,5$ мм.

Таким чином, приймаємо такі обсадні труби і долота:

Діаметр обсадних труб, мм	140	219	324	
Діаметр долота, мм	190,5	295,3	393,7	444,5

Таблиця 2.



4 Спосіб буріння

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

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

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

Виходячи з вищевикладеного приймаємо - роторний спосіб буріння.

5 Вибір породоразрушаючого інструменту та бурильна колона

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться двома способами:

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

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

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

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

Прийняті типи доліт наведені в табл. 3.

Таблиця 3

інтервал буріння	характеристика порід		Тип долота	Допустиме навантаження, кН
	категорія по буримости	категорія по абразивності		
0-400	I - II	I	ЗЛ-393,7	320
400-800	III - IV	II - III	III295,3МС - ЦВ	400
800-2200	VI	III	III295,3Т - ГВ	400
2200-2900	VI	V	III190,5Т - ЦВ	200

Бурильна колона

Вибір діаметрів УБТ і бурильних труб

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

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

для $D_d \leq 295,3$ мм:

$$- \frac{d_{УБТ}}{D_o} = 0,75 - 0,85; \quad d_{УБТ} = 0,75 \cdot 190,5 \approx 143 \text{ мм, приймаємо } d_{УБТ} = 146 \text{ мм};$$

$$- \frac{d_{ом}}{d_{УБТ}} = 0,75 - 0,80; \quad d_{БТ} = 0,75 \cdot 146 \approx 110 \text{ мм, приймаємо } d_{БТ} = 114 \text{ мм.}$$

Таблиця 4

Технічна характеристика бурильних труб конструкції ТБВ $\varnothing 114$ мм [2, с. 55, 57].

Діаметр, мм		Товщина стінки, мм	замок			Розтягуються навантаження до межі текучості				Маса 1 м, кг	
зовнішній	мінімальний		Тип	внутр. діаметр, мм	різьба	Д	До	Е	Л		
114	78	8	ЗШ	80	3-121	980	1320	1420	1710	24,2	
	74	9				1130	1470	1610	1910		26,5
	70	10				1220	1610	1760	2100		

Вибір КНБК

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

Довжина і компоновка УБТ

Для одноступінчатої компоновання необхідну довжину УБТ визначають за формулою

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

де $l_{УБТ}$ - довжина УБТ, м;

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

$G_{дол}$ - осьова навантаження, Н;

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

ρ_m - щільність металу, кг / м³;

$q_{УБТ}$ - вага 1 м УБТ, Н / м; $q_{УБТ} = 102,9$ кг [2, с. 50].

$$l_{УБТ} = \frac{1,2 \cdot 20000}{102,9 \left(1 - \frac{1,274}{7,85} \right)} \approx 281 \text{ м}$$

Отриману довжину УБТ округлюють в більшу сторону до величини, яка кратна довжині свічки, з урахуванням довжини свічки (25 м) приймаємо $l_{УБТ} = 300$ м.

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

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

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

I - момент інерції при згині, М4.

$$I = \frac{\pi}{64} (d_n^4 - d_{вн}^4) = \frac{3,14}{64} (0,146^4 - 0,0683^4) = 0,000021 \text{ м}^4$$

де $d_n, D_{вн}$ - відповідно зовнішній і внутрішній діаметр УБТ, м.

$$l_{УБТ}^{сп} = 1,94 \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,000021}{1029}} = 127 \text{ м.}$$

якщо $l_{УБТ} \geq l_{УБТ}^{сп}$ то для попередження можливого викривлення стовбура свердловини необхідно передбачити включення в компоновку УБТ центруючих пристроїв. Місце встановлення центраторів, відстань між ними і їх діаметр визначають згідно рекомендацій [1, табл. 4.29, 4.30]. Центратори будуть встановлені через кожні 125 м (2 центратори).

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

Приймаємо довжину наддолотного комплекту - 300 м (12 свічок) з труб ТБВ - 114 зі сталі групи міцності "Д" з товщиною стінки - 10 мм.

Конструкція бурильної колони

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

Довжину першої секції визначають з умов допустимих напружень на рястяженіе за формулою:

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

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

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

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

$G_{УБТ}$ - вага УБТ, Н;

G - вага забійного двигуна, Н;

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

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

F_n - площа прохідного перетину бурильної труби, м²;

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

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

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

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

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

$$Q_{p1} = \frac{980}{1,04 \cdot 1,4} = 648 \text{ кН};$$

$$l_1 = \frac{648000 - 1,15(300 \cdot 1029 + 300 \cdot 289 + 260) \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right) - 13000000 \cdot 0,785 \cdot 0,098^2}{1,15 \cdot 242 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 746$$

м

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_1 = 725$ м.

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

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

де l_2, l_3 - довжина другої і третьої секції;

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

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

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

$$Q_{p2} = \frac{1130}{1,04 \cdot 1,4} = 776 \text{ кН}; \quad l_2 = \frac{776 - 648}{1,15 \cdot 0,265 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 506 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_2 = 500$ м.

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

$$Q_{p3} = \frac{1220}{1,04 \cdot 1,4} = 837 \text{ кН}; \quad l_3 = \frac{837 - 776}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 221 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_3 = 200$ м.

Четверта секція: сталь групи міцності К, товщина стінки - 8 мм

$$Q_{p4} = \frac{1320}{1,04 \cdot 1,4} = 906 \text{ кН}; \quad l_4 = \frac{906 - 837}{1,15 \cdot 0,242 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 298 \text{ м}$$

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

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

$$Q_{p5} = \frac{1470}{1,04 \cdot 1,4} = 1009 \text{ кН}; \quad l_5 = \frac{1009 - 906}{1,15 \cdot 0,265 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 407 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_5 = 400$ м.

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

$$Q_{p6} = \frac{1610}{1,04 \cdot 1,4} = 1105 \text{ кН}; \quad l_6 = \frac{1105 - 1009}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 348 \text{ м}$$

З огляду на проектну глибину свердловини:

$$L_6 = L_{скв} - (l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_{УБТ} + l_{НК})$$

$$L_6 = 2900 - (725 + 500 + 200 + 275 + 400 + 300 + 300) = 200 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_6 = 200$ м.

Зведена таблиця конструкції бурильної колони.

№ секції	Товщина стінки, мм	Група міцності стали	Глибина спуску, м		Довжина секції, м	Вага 1 м труби, кН	Вес секции, кН
			от	до			
6	10	К	0	200	150	0,289	43,35
5	9	К	200	600	400	0,265	106
4	8	К	600	875	275	0,242	66,55
3	10	Д	875	1075	200	0,289	57,8
2	9	Д	1075	1575	500	0,265	132,5
1	8	Д	1575	2300	725	0,242	175,45
НК	10	Д	2300	2600	300	0,289	86,7
УБТ	26	Д	2600	2900	300	1,029	308,7
Всього							≈ 978

6 Вибір режиму буріння

1. Визначають необхідну осьову навантаження на долото Сд.

$$1.1 \text{ Умова перша: } C_o = c_n D_o$$

де c_n - питоме навантаження на 1 м діаметра долота [7 табл. 7];

D_o - діаметра долота, м;

Розраховану величину осьового навантаження на долото порівнюємо з допустимим (паспортним) для даного типорозміру долота [C_d].

$$\underline{3Л - 393,7} \quad C_o = 1,3 \cdot 10^5 \cdot 0,3937 = 51181 \text{ Н} \approx 52 \text{ кН} < [C_d]=320 \text{ кН.}$$

$$\underline{Ш295,3МС - ЦВ} \quad C_o = 2 \cdot 10^5 \cdot 0,2953 = 59060 \text{ Н} \approx 60 \text{ кН} < [C_d]=400 \text{ кН.}$$

$$\underline{Ш295,3Т - ГВ} \quad C_o = 10 \cdot 10^5 \cdot 0,2953 = 295300 \text{ Н} \approx 300 \text{ кН} < [C_d]=400 \text{ кН.}$$

$$\underline{Ш190,5Т - ЦВ} \quad C_o = 10 \cdot 10^5 \cdot 0,1905 \approx 200000 \text{ Н} \approx 200 \text{ кН} = [C_d]=200 \text{ кН.}$$

$$1.2 \text{ Умова друга: } C_o = c_y D_o,$$

де c_y - питоме навантаження на одиницю діаметра, Н / м (табл.7); D_o - діаметр долота, м.

$$\underline{3Л - 393,7} \quad C_o = 130000 \cdot 0,3937 = 51181 \text{ Н} \approx 52 \text{ кН} < [C_d]=320 \text{ кН.}$$

$$\underline{Ш295,3МС - ЦВ} \quad C_o = 300000 \cdot 0,2953 = 88590 \text{ Н} \approx 89 \text{ кН} < [C_d]=400 \text{ кН.}$$

$$\underline{Ш295,3Т - ГВ} \quad C_o = 1000000 \cdot 0,2953 = 295300 \text{ Н} \approx 260 \text{ кН} < [C_d]=400 \text{ кН.}$$

$$\underline{Ш190,5Т - ЦВ} \quad C_o = 1000000 \cdot 0,1905 = 190500 \text{ Н} \approx 191 \text{ кН} < [C_d]=200 \text{ кН.}$$

2. Частота обертання долота.

Частота обертів

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

де n_d - частота обертання долота, з-1;

$d_{ш}$ - діаметр шарошки, м;

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

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

Z - максимальна кількість зубів на периферійному вінці шарошки

$$\underline{3Л - 393,7} \quad n = \frac{60V_o}{\pi D_o} = \frac{60 \cdot 3}{3,14 \cdot 0,3937} = 146 \text{ об/мин} = 150 \text{ об/хв}$$

$$\underline{Ш295,3МС - ЦВ} \quad n_o = \frac{0,150}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2953 \cdot 15} = 4,2c^{-1} \approx 250 \text{ об/хв}$$

$$\underline{Ш295,3Т - ГВ} \quad n_o = \frac{0,150}{5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2953 \cdot 24} = 2,2c^{-1} \approx 250 \text{ об/хв}$$

$$\underline{Ш190,5Т - ЦВ} \quad n_o = \frac{0,095}{4 \cdot 10^{-3} \cdot 0,1905 \cdot 21} = 6c^{-1} = 360 \text{ об/хв}$$

3. Витрата промивної рідини вибирають з двох умов

а) з умови очищення вибою від вибуренної породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}}$$

де Q_1 - витрата промивальної рідини, м³ / с;

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

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

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

$$\underline{3Л - 393,7} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,3937^2 \cdot 0,4 = 0,049 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{Ш295,3МС - ЦВ} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,2953^2 \cdot 0,4 = 0,028 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{Ш295,3Т - ГВ} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,2953^2 \cdot 0,4 = 0,028 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{Ш190,5Т - ЦВ} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,1905^2 \cdot 0,4 = 0,012 \text{ м}^3/\text{с};$$

б) з умови транспортування шламу в кільцевому просторі

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

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

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

в м'яких $V_{\text{min}} = 1,0-1,4$ м / с;

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

$$\underline{3Л - 393,7} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,3937^2 - 0,114^2) \cdot 1 = 0,111 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш295,3МС} - \text{ЦВ}} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,114^2) \cdot 1 = 0,059 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш295,3Т} - \text{ГВ}} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,114^2) \cdot 1 = 0,059 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш190,5Т} - \text{ЦВ}} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,114^2) \cdot 0,7 = 0,013 \text{ м}^3/\text{с};$$

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

Таблиця 6

Тип долота	Інтервал буріння, м	Значення режимних параметрів		
		P , даН	n , об / хв	Q , дм ³ / с
ЗЛ - 393,7	0-400	5200	150	50,9
Ш295,3МС - ЦВ	400-800	8900	250	50,9
Ш295,3Т - ГВ	800-2200	30000	250	50,9
Ш190,5Т - ЦВ	2200-2900	20000	360	13

7 Промивання свердловини

Обґрунтування щільності промивної рідини

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

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

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

g - прискорення земного тяжіння, м / с²;

H - глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

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

- інтервал буріння 0-400 м: $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,1 \cdot (10000 \cdot 400)}{9,81 \cdot 400} \approx 1122 \text{ кг / м}^3$;

- інтервал буріння 400-2200 м: $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (11400 \cdot 2200)}{9,81 \cdot 2200} \approx 1220 \text{ кг / м}^3$;

- інтервал буріння 2200-2900 м: $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (11900 \cdot 2900)}{9,81 \cdot 2900} \approx 1274 \text{ кг / м}^3$;

Методика гідравлічного розрахунку

Визначають гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи [6]

$$P = P_m + P_{\text{кп}} + P_z + P_{\text{УБТ}} + P_{\text{кпУБТ}} + P_{\text{обв}} + P_d$$

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

P_m - втрати тиску в бурильних трубах, Па;

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

P_z - втрати тиску в замках і муфтах, Па;

$P_{\text{УБТ}}$ - втрати тиску в УБТ, Па;

$P_{\text{кпУБТ}}$ - втрати тиску в кільцевому просторі за УБТ, Па;

Робв - втрати тиску в наземній обв'язці (стояку, буровому шлангу, провідній трубі, вертлюге), Па;

Рд - втрати тиску в долоті, Па.

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

$$Re = \frac{\rho_{\text{пр}} V d_{\Gamma}}{\eta_{\text{пл}}}$$

де V - швидкість руху промивної рідини, м / с;

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

D_c - діаметр свердловини, м;

d_n - зовнішній діаметр бурильної колони, м;

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

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

де Ni - критерій Хелстрема;

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

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

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

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

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

де F - площа поперечного перерізу, м²;

$$\text{для труб } F = \frac{\pi}{4} d_s^2$$

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

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

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

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

де l - довжина секцій бурильних труб однакового діаметра;

$\beta_T, \beta_{кп}$ - відповідно коефіцієнти, які можна знайти за графіком [5] попередньо знайшовши параметр Сен-Венана Sen для труб і кільцевого простору

$$Sen = \frac{\tau_0 d_T}{\eta_{шл} V}$$

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

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

де λ - коефіцієнт гідравлічного опору для труб

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

для кільцевого простору

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

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

Втрати тиску в замках визначають за формулою Борда-Карно

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

де ξ - коефіцієнт місцевого опору;

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

i - кількість замків.

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

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

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

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

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

де l - довжина бурильних труб однакового діаметра;

l_m - довжина однієї труби.

Втрати тиску в наземні обв'язки знаходимо за формулою

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

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

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

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

де P_d - резерв тиску, який можна реалізувати в долоті;

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

P_n - тиск, який розвиває насос, Па;

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

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

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

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

де μ_d - коефіцієнт витрати, значення якого наведені в табл. 7 [7].

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

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

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

$$V_d \geq 80 \text{ м/с}$$

$$P_d < P_{кр}$$

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

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

За величиною f_d підбирають діаметри насадок гідромоніторного долота за формулою

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

де d_n - діаметр насадки, м;

n - кількість насадок.

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

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

де V - середня швидкість руху рідини в каналах долота.

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

Розрахунок

Втрати тиску в бурільних трубах

$$\eta_{nl} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 0,022 = 0,02$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 7 \approx 3,8; F = 0,785 \cdot 0,094^2 = 0,007 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,013}{0,007} = 1,9 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1274 \cdot 1,9 \cdot 0,094}{0,02} = 11377$$

$$He = \frac{1274 \cdot 3,8 \cdot 0,094^2}{0,02^2} = 106942$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 106942^{0,58} = 8129$$

$$\lambda_m = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,094} + \frac{110}{11377} \right)^{0,25} = 0,034$$

$$P_{BT} = 0,034 \frac{1,9^2}{2} \frac{1274}{0,094} 2550 \approx 2,2 \cdot 10^6 \text{ Па} = 2,2 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі

$$\eta_{nl} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 0,022 = 0,02$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 7 \approx 3,8; F = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,114^2) = 0,018 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,013}{0,018} = 0,7 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1274 \cdot 0,7 \cdot (0,1905 - 0,114)}{0,02} = 3411$$

$$He = \frac{1274 \cdot 3,8 \cdot (0,1905 - 0,114)^2}{0,02^2} = 70830$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 70830^{0,58} = 6847$$

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

$$Sen = \frac{3,8 \cdot (0,1905 - 0,114)}{0,02 \cdot 0,7} = 21$$

$$p_{кн} = \frac{4 \cdot 3,8 \cdot 2550}{0,52 \cdot (0,1905 - 0,114)} = 0,99 \cdot 10^6 \text{ Па} \approx 1 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в сполуках

$$i = \frac{2550}{25} = 102 \text{ шт. } \xi_1 = 1,5 \cdot \left(\frac{0,094^2}{0,07^2} - 1 \right) = 1,2; \xi_2 = 1,5 \cdot \left(\frac{(0,1905^2 - 0,114^2)}{(0,1905^2 - 0,146^2)} - 1 \right) = 0,8$$

$$P_s = 1274 \cdot 102 \cdot \left[\left(1,2 \cdot \frac{1,9^2}{2} \right) + \left(0,8 \cdot \frac{0,7^2}{2} \right) \right] \approx 0,3 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,3 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в УБТ

$$\eta_{нл} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 0,022 = 0,02$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 7 \approx 3,8; F = 0,785 \cdot 0,0683^2 = 0,004 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,013}{0,004} = 3,25 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1274 \cdot 3,25 \cdot 0,0683}{0,02} = 14140$$

$$He = \frac{1274 \cdot 3,8 \cdot 0,0683^2}{0,02^2} = 56460$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 56460^{0,58} = 6262$$

Оскільки $Re > Re_{кр}$ - режим руху турбулентний, тоді

$$\lambda_m = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,0683} + \frac{110}{6262} \right)^{0,25} = 0,035$$

$$P_{УБТ} = 0,035 \frac{3,25^2}{2} \frac{1274}{0,0683} 300 \approx 1,0 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1,0 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі за УБТ

$$\eta_{нл} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 0,022 = 0,02$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 7 \approx 3,8; F = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,146^2) = 0,012 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,013}{0,012} = 1,1 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1274 \cdot 1,1 \cdot (0,1905 - 0,146)}{0,02} = 3118$$

$$He = \frac{1274 \cdot 3,8 \cdot (0,1905 - 0,146)^2}{0,02^2} = 23967$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 23967^{0,58} = 4632$$

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

$$Sen = \frac{3,8 \cdot (0,1905 - 0,146)}{0,02 \cdot 1,1} \approx 8$$

$$P_{кн\text{ВГТ}} = \frac{4 \cdot 3,8 \cdot 300}{0,35 \cdot (0,1905 - 0,146)} = 0,3 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,3 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в обв'язці

$$P_{обв} = (1,1 + 0,52 + 0,44 + 0,9) \cdot 10^5 \cdot 1274 \cdot 0,013^2 = 0,1 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,1 \text{ МПа.}$$

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті

$$P_o = 0,8 \cdot 32 - (2,2 + 1 + 0,3 + 1 + 0,3 + 0,1) \approx 21 \text{ МПа}$$

Швидкість руху рідини в промивних отворах долота

$$V_d = \mu_d \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{пр}}}, \text{ М / с}$$

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

Необхідно мати на увазі, що перепад тиску, який спрацьовує в насадках гідромоніторного долота, не повинен перевищувати деякого граничного значення РКР, яке обумовлено як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура. У розрахунках приймають $P_{кр} \leq 12-13$ МПа. Т.к $P_d = 21 \text{ МПа} > P_{кр}$, то приймаємо $P_d = 13 \text{ МПа}$.

$$V_o = 0,9 \sqrt{\frac{2 \cdot 13 \cdot 10^6}{1274}} = 128 \text{ м / с}$$

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

$$V_o \geq 80 \text{ м / с}$$

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

Сумарна площа насадок f_d гідромоніторного долота

$$f_d = \frac{0,013}{128} = 0,0001 \text{ м}^2$$

Діаметри насадок гідромоніторного долота

$$d_n = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,0001}{3,14 \cdot 3}} = 0,007 \text{ м} = 7 \text{ мм.}$$

8 Вибір бурового верстата, талевого каната і талевої системи

Вибір бурової установки і обладнання

Порівняльна таблиця ваги бурильної і обсадної колон

Показники	Бурильна колона	Проміжна колона	Експлуатаційна колона
Довжина колони	2900	2200	2900
Вага 1 м, Н		715	357
Вага колони, Н	978000	1573000	1017450

Відповідно до проектною глибиною свердловини і необхідної вантажопідйомністю приймаємо бурову установку Уралмаш 3900/225 [8].

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

Технічна характеристика бурової установки

Уралмаш 3900/225 ЕК-БМ [8]

допустиме навантаження на гаку (по ГОСТ 16293), тс	175
максимальна статичне навантаження на гаку (по API), тс	200
умовна глибина буріння (БТ-114 мм), м	2900
довжина бурильної свічки, м	25
тип приводу	дизель-електричний (електричний)

Вишка УМ 31-175ОГ-Р	
тип	щогла з відкритою передньою гранню
висота вишки, м	32
підстава	
тип	самопідйомної
висота підстави (відмітка підлоги бурової), м	7,2
Лебідка ЛБУ-600 ЕТ-3-П	
розрахункова потужність на вхідному валу, кВт	600
Вертлюг УВ-175 МА	
вантажопідйомність, тс (кН)	175 (1750)
динамічна вантажопідйомність (по АРІ), тс	105
Ротор Р-700	
розрахункова потужність приводу ротора, кВт	370
діаметр отвору в столі ротора, мм	700
допускається статичне навантаження, тс	500
Насос УНБТ-600	
потужність насоса, кВт	600
максимальна подача, л / с	50,9
максимальний тиск (на виході), МПа	32
циркуляційна система	
загальний корисний об'єм, м ³	90
кількість ступенів очищення	4

Вибір талевого каната і талевої системи

Вибір талевого каната: до складу прийнятої бурової установки входить канат ЛК - РВ (6 х 31) діаметром 32 мм. Маса 1 м каната - 3,8 кг, максимальне розривне зусилля каната - 615 кН [9].

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

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

де T - кількість роликів талевого блоку;

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

P_k - розривна навантаження для обраного талевого каната;

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

$$T = \frac{4 \cdot 1573}{2 \cdot 615} = 4,9$$

Приймаємо кількість роликів лівого блоку $T = 5$ шт. Тоді оснащення талевої системи - десятиструнна (5 х 6).

9 Техніка безпеки, промсанітарія, протипожежні заходи і охорона довкілля

9.1 Навчання та інструктаж робітників

Нафтогазовидобувне підприємство постійно впроваджує нову техніку, нові технологічні та трудові процеси, прогресивні методи праці. Тому необхідно постійно навчати робітників вмінню працювати з новим виробничим обладнанням, правильно і безпечно вести технологічні процеси.

Навчання робітничим професіям в бурінні проходить в навчально-курсних комбінатах. Для отримання кваліфікації помічника бурильника

III розряду необхідно пройти 1,5-місячний курс теоретичного та 2-місячний курс практичного навчання, для підвищення кваліфікації помічника бурильника чи отримання кваліфікації бурильника – 1,5-2-місячний курс теоретичного і практичного навчання.

Незалежно від форм попереднього навчання кожен робітник при прийомі на роботу проходить ввідний інструктаж тривалістю не менше двох годин, індивідуально або в групі (до 10 чоловік), інструктаж на робочому місці (первинний), стажування на робочому місці та контроль знань по безпечному проведенню робіт. Первинний інструктаж робітник проходить також при переводі на роботу з іншим характером діяльності. Крім того, кожні 3 місяці проводиться повторний інструктаж і не рідше, чим один раз на рік – періодична перевірка знань. Передбачений також і позачерговий інструктаж, який проводиться в таких випадках:

- при зміні виробничого процесу, заміні обладнання, в результаті чого змінюються умови праці;
- якщо в цеху, на дільниці, в бригаді стався нещасний випадок, аварія;
- при введенні нових правил, інструкцій по безпечному проведенню робіт, в яких передбачені додаткові вимоги;
- якщо виявлені порушення правил, інструкцій, виробничої дисципліни, незалежно від проведених заходів впливу.

Програми всіх видів навчання та контролю знань складаються відповідно до вимог нормативних документів, затверджуються головним інженером. Ввідний інструктаж проводить служба охорони праці, первинний інструктаж робітників – майстер, стажування на робочому місці – досвідчений кваліфікований робітник, перевірка знань здійснюється спеціальною комісією в складі представника служби охорони праці, головних спеціалістів підприємства.

Робітники, які при перевірці знань, показали незадовільний результат, до роботи не допускаються. Вони повинні на протязі двох тижнів пройти повторну перевірку знань по безпечному проведенню робіт.

Проведення всіх видів інструктажів реєструється в “Журналі реєстрації інструктажів”, проведення перевірки знань – в “Журналі реєстрації перевірки знань” встановленої форми.

Ввідний інструктаж включає в себе такий перелік питань:

- 1) основні положення трудового законодавства;
- 2) правила внутрішнього розпорядку та поведінки на території підприємства, у виробничих, допоміжних приміщеннях; значення попереджувальних написів, плакатів, знаків, звукової та світлової сигналізації;

- 3) правила перевезення робітників різними видами транспорту, правила при проведенні завантажувально-розвантажувальних робіт, транспортуванні вантажів;
- 4) вимоги пожежної безпеки;
- 5) вимоги техніки безпеки при застосуванні кислот, лугів, легкозаймистих та горючих рідин, зрідженого повітря, газів, кисневих та ацетиленових балонів;
- 6) обставини та причини найбільш характерних нещасних випадків, аварій, які сталися на підприємстві внаслідок порушення правил та інструкцій по техніці безпеки та виробничій дисципліні;
- 7) методи та способи надання першої (долікарняної) допомоги при нещасних випадках, отруєннях, дії електричного струму високої напруги;
- 8) призначення та порядок використання спецодягу, спецвзуття, засобів індивідуального захисту;
- 9) основні вимоги особистої та виробничої гігієни, санітарії, порядок користування санітарно-побутовими приладами та приміщеннями;
- 10) значення вентиляції на виробництві та правила користування вентиляційними установками;
- 11) значення раціонального освітлення виробничих приміщень, робочих місць для безпечної та безаварійної роботи.

В залежності від професії та характеру роботи, робітнику пояснюють специфіку умов праці на окремих дільницях, в цехах, установках, відповідні заходи безпеки при організації робочого місця, заходи по попередженню аварій, нещасних випадків, вимоги техніки безпеки при обслуговуванні машин, агрегатів, котлів, які працюють під тиском, вантажопідйомних кранів, електроустановок та іншого небезпечного обладнання.

Первинний інструктаж містить аналогічний перелік питань.

Якщо робітник підтверджує свої знання після ввідного інструктажу, йому видають посвідчення по техніці безпеки, в якому відмічають проходження ввідного інструктажу. Робітників, які мають посвідчення про проходження навчання і які підтвердили свої знання на даному підприємстві, звільняють від проходження стажування на робочому місці.

9.2 Підготовка бурової установки до буріння

Перед початком робіт на новій свердловині буровий майстер в присутності бурової бригади приймає від вишкомонтажної бригади наземні будівлі і обладнання бурової, проводить підготовчі роботи до буріння, до яких входять оснастка талевої системи, установка механізмів для спуско-підйомних операцій, підвіска ключів, регулювання індикатора ваги, установка і перевірка роботи об'єктів малої механізації, опресовка ліній обв'язок бурових насосів, буріння шурфу у заданому напрямку та кріплення шурфу, складання бурильних труб у свічки, спуск спрямовуючих клинів, розміщення інструменту та засобів, які забезпечують безпеку праці, та інші роботи.

Змонтовану бурову установку здають в експлуатацію тільки після прийому її комісією, яка перевіряє комплектність обладнання даної свердловини, його відповідність вимогам нормативних документів, специфіці робіт, а саме:

- 1) стан під'їзних доріг і території біля бурової, розміщення обладнання на буровій площадці;
- 2) вантажопідйомність вишки і талевої системи (повинна перевищувати максимально очікуване навантаження);

- 3) працездатність і міцність прийомного мосту, стелажів, підлоги бурової, прибудов і насосної, проходів вздовж жолобів, фундаменту вишки, основ блоків;
- 4) надійність драбин і майданчиків вишки;
- 5) працездатність контрольно-вимірювальних приладів і пускової апаратури (манометрів, індикаторів ваги, кнопок “Стоп”);
- 6) працездатність і міцність всіх щитків і огорожень частин і механізмів, які рухаються, станції управління, ланцюгових передач;
- 7) працездатність протизатягувача підйому гако-блоку під кронблок;
- 8) присутність об’єктів малої механізації та їх працездатність;
- 9) працездатність страхуючого поясу для робітника, який працює на висоті;
- 10) наявність аптечки та її укомплектованість необхідним набором перев’язувальних засобів, медикаментів для надання першої медичної допомоги при нещасних випадках;
- 11) працездатність заземлення та освітлення бурової;
- 12) працездатність ручного інструменту;
- 13) працездатність засобів зв’язку з буровою;
- 14) укомплектованість буровим і ловильним інструментом, запасними ємностями, які забезпечують подвійний (для газових свердловин – потрійний) запас промивальної рідини;
- 15) готовність бурової до роботи у зимових і літніх умовах; наявність повного комплекту пожежного інвентарю, індивідуальних засобів захисту, обладнання необхідними інструментами, плакатами по техніці безпеки і безаварійних умовах проводки свердловини.

Безпосередньо бурові роботи можна розпочинати лише тоді, коли буде складений і підписаний всіма членами приймальної комісії акт приймання повністю змонтованої бурової установки, який підтверджує працездатність бурової і обладнання, його відповідність технічній документації. До складу комісії входять представники адміністрації, Держгіртехнагляду, пожежної інспекції, органу, який займається питаннями охорони навколишнього природного середовища.

Перед початком буріння свердловини проводять пускову конференцію, на якій присутні члени бригади, буровий майстер, а також головний інженер, головний механік, геолог, інженер по техніці безпеки, робітники технічного, технологічного, планового відділів, відділу праці і зарплати. Бурова бригада отримує геолого-технічний наряд, наряд на проведення бурових робіт і інструктивно-технологічну карту. Члени бурової бригади під час пускової конференції знайомляться з геолого-технічним нарядом, з особливостями геологічного розрізу, вивчають проектний режим буріння, отримують інструктаж по технології проходки свердловини, експлуатації обладнання та безпечним методам роботи.

Всі члени бурової бригади, які будуть брати участь у будівництві свердловини, повинні бути навчені безпечних методів роботи за своїми професіями і до початку роботи проінструктовані з загальних правил безпеки та спеціальних питань техніки безпеки та протипожежної безпеки при виконанні конкретних видів робіт. Кожному робітникові необхідно мати інструкцію про безпечні прийоми роботи за його професією, бурова бригада повинна мати інструкції з попередження відкритих фонтанів та інструкцію про дії у випадку нафтогазопроявлень.

Перед початком роботи кожний робітник повинен перевірити своє робоче місце, справність механізмів, інструментів, приладів. При

виявленні несправностей вжити заходів до їх усунення. Заборонено експлуатувати несправне обладнання, інструменти, прилади і пристосування, обладнання з несправними пристроями безпеки, користуватися несправними засобами індивідуального захисту. Якщо несправні електрообладнання, лінія електропередач, необхідно відключити електропостачання та викликати електрика. Заборонено експлуатувати обладнання, інструменти, прилади при навантаженнях, тисках, температурах, які виходять за межі, вказані у паспорті.

9.3 Заходи безпеки при виконанні робіт

Основні джерела підвищеної небезпеки у процесі буріння свердловини можна поділити на такі групи:

- 1) роботи пов'язані з переміщенням вантажів, які мають велику вагу і можуть спричинити у випадку падіння важкі травми робітникам (труби, долота, вибійні двигуни та інші інструменти, недостатньо або неправильно закріплена вишка);
- 2) експлуатація механізмів, що обертаються (ротатор, лебідка, насоси);
- 3) можливість руйнування вузлів обладнання, які працюють під тиском, в умовах вібрації (бурові, цементувальні насоси, компресори, бурильні, обсадні колони, вертлюг, бурові шланги);
- 4) можливість виникнення за колонних газонафтоводопроявлень та грифонів;
- 5) використання цементів, глинопорошків, хімічних реагентів, наявність у вибуреній породі, промивальній рідині

сірководню, вуглекислого газу, газоподібних вуглеводнів, які мають токсичні властивості;

- 5) прояви нафти та газу, які можуть стати причиною вибухів, пожеж, отруень;
- 6) експлуатація електроустановок (відсутність заземлення, несправність);

Значну роль у виникненні аварій, травматизму відіграє порушення робітниками правил техніки безпеки, недотримання правил протипожежної безпеки, низька трудова дисципліна та низька кваліфікація робітників.

При проектуванні свердловини розробляється цілий комплекс заходів з техніки безпеки та протипожежної безпеки.

Після закінчення монтування бурової установки все обладнання повинно бути перевірене і випробуване без навантаження. Всі вузли, які будуть працювати під тиском, необхідно опресувати тиском, що перевищує в півтора рази максимальний очікуваний тиск в період буріння або закінчування свердловини.

В період експлуатації буровий майстер і механік повинні детально перевіряти стан бурового обладнання не рідше одного разу на два місяці, а також перед спуском кожної обсадної колони, перед початком і закінченням ловильних робіт, пов'язаних з розходженням колони труб, після викидів і відкритих фонтанів, після сильного вітру. Не рідше одного разу на шість років вишку повинні випробовувати за затвердженою методикою за участю спеціальної комісії.

Бурова установка повинна мати щит з приладами контролю за роботою механізмів, веденням технологічних процесів і станом свердловини. Прилади повинні бути встановлені на видному місці і захищені від вібрацій.

Всі машини і механізми повинні мати міцні металеві огорожі, що надійно закривають доступ з усіх сторін до рухомих частин, виконані у відповідності з нормативними вимогами.

Якщо при бурінні можливі нафтогазопроявлення, необхідно обов'язково встановлювати противикидне обладнання, робочий тиск якого більший максимально очікуваного. Кількість і типи превенторів погоджують з органом Держтехнагляду. Працездатність превенторів повинна перевіряти кожна вахта.

До роботи з токсичними речовинами допускаються лише робітники, які знають правила роботи з ними, та забезпечені засобами індивідуального захисту. Горючі гази необхідно відводити трубопроводом до спеціального факела не ближче 100 м від свердловини і спалювати. Нафту і нафтопродукти зберігають в герметичних резервуарах із заземленням, не ближче 40 м від свердловини.

Підлогу в буровій, насосному сараї, настили вздовж жолобів, площадку біля устя свердловини під підлогою бурової і підхід до неї у випадку забруднення слід промити струменем води, при забрудненні мастильними матеріалами – засипати піском або землею. Навколо території бурової, де розміщені вишка, бурові насоси, очисна система, обладнання для приготування промивальної рідини, ємності для її зберігання та зберігання нафтопродуктів, повинні бути споруджені дренажні рівчаки для відводу стічних і зливних вод і земляне відвалування.

Об'єкти, для обслуговування яких потрібен підйом на висоту більше 0,75 м, повинні бути обладнані сходами з поруччям.

Промислово-геофізичні, вибухові і прострілочні роботи в свердловині повинні проводитись у присутності представника замовника під керівництвом начальника партії або іншого відповідального інженерно-технічного працівника, призначеного наказом по підприємству.

Газові свердловини з високими та аномальними тисками та свердловини з складними геологічними умовами повинні бурити кваліфіковані бригади під керівництвом спеціалістів, які мають достатній практичний досвід, та у відповідності з ГТН. При бурінні свердловин на газових та газоконденсатних родовищах необхідно особливу увагу приділяти підйому колони. Промивання газової свердловини перед підйомом долота потрібно проводити при максимальній витраті розчину та обертанні колони на протязі одного циклу промивання. На майданчиках повинна бути вода в достатній кількості. При бурінні газових свердловин в колоні бурильних труб необхідно встановлювати зворотній клапан. Випробування та дослідження таких свердловин допускається лише при умові спуску в них насосно-компресорних труб.

Роботи, пов'язані з використанням вибухонебезпечних, радіоактивних, їдких, токсичних, пилоподібних матеріалів потрібно проводити у відповідності з правилами техніки безпеки для даних робіт.

Всі виявлені недоліки по техніці безпеки та заходи, які були проведені для їх усунення, повинні бути зафіксовані у журналі, що знаходиться на кожній буровій.

Всі роботи по будівництву свердловини необхідно виконувати у повній відповідності з вимогами таких директивних документів з техніки безпеки:

- “Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности”, затверджених Держгіртехнаглядом СРСР 31.01.74, М.: Надра, 1974;
- “Единых технических правил ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях”, затверджених Міннафтопромом,

Мінгазпромом і Мінгеології СРСР 08-09.09.1982, М.:
Типографія Міннафтопрому, 1983;

- “Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей”, затверджених начальником Головенергонагляду 21.12.1984;
- “Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов”, Государственный комитет Украины по надзору за охраной труда, г. Киев, 1994;
- “Правил устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением”, затверджених наказом Держкомітету України по нагляду за охороною праці, 18.10.94, № 104;
- “Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов”, затверджених наказом Держнаглядохоронпраці України, 26.05.1994, № 51;
- “Приказов и директивных писем Миннефтепрома и Госгортехнадзора по безопасному и безаварийному ведению работ”;
- “Будівельних норм і правил”;
- “Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности”, ППБО-85, затвержені першим заступником міністра НП, 25.11.1985.;
- “Типовая инструкция о порядке ведения сварочных и других огневых работ во взрывоопасных, взрывопожарных объектах нефтяной промышленности”, 1977 р.;
- “Инструкция по обеспечению пожарной безопасности при сварке обсадных колонн над устьем нефтяных и газовых скважин”, 1975. ;
- Санітарних норм і правил;

- “Нормативов оснащення об'єктів промисленості механізмами, пристосуваннями і приборами, підвищуючими безпеку і технічний рівень їх експлуатації”, затверджених Міннафтопромом, Держгіртехнаглядом СРСР по узгодженню з ЦК Профспілок (п.1.1.9 ПБ);
- Правил безпеки в газовому господарстві (с змінами і доповненнями, утв. Постановленням Колегії Госгортехнадзора України від 13.05.1992, № 5, Управління Харківського округу Госгортехнадзора України ІКЦ “Техсервіс”, г. Харків, 1992.

На основі цих норм і правил на кожному буровому підприємстві розробляють виробничі інструкції та заходи з техніки безпеки і протипожежної безпеки з урахуванням місцевих норм для кожної професії та кожного виду робіт, які періодично переглядають та перезатверджують.

9.4 Промсанітарія

Для створення безпечних умов праці при будівництві свердловини і виконання умов з промислової санітарії і гігієни праці робочий персонал повинен бути забезпечений засобами захисту працюючих: засобами індивідуального захисту – спецодягом, спецвзуттям, засобами захисту від шуму і вібрації, санітарно-побутовими приміщеннями, засобами захисту органів дихання, а також засобами контролю повітряного середовища і необхідного рівня освітленості.

Виробничі приміщення повинні бути виконані у відповідності з СНіП, санітарними нормами проектування підприємств, вказівками по

будівельному проектуванню споруд нафтової промисловості і протипожежними технічними умовами будівельного проектування.

Враховуючи, що у процесі буріння працюючі піддаються дії підвищених рівнів шуму та вібрації і у відповідності з вимогами ГОСТ 12.1.003-83 / Ст. СЭВ 1930-79 / і ГОСТ 12.1.012-78 / Ст. СЭВ 1932-79 і Ст. СЭВ 2602-80 / по обмеженню рівнів шуму і вібрації бурова установка повинна бути обладнана колективними засобами зниження рівня шуму і вібрації.

Розміщення апаратури, обладнання у виробничих приміщеннях, а також трубопроводів повинно забезпечувати зручність їх обслуговування, ремонту і огляду.

Виробничі приміщення і робочі місця слід утримувати у чистоті. Підлога повинна бути рівною і зручною для очищення і ремонту. Для збору відходів і сміття повинні бути встановлені ящики і урни.

У виробничих приміщеннях повинні бути застосовані заходи для максимального використання природного освітлення. Вікна повинні бути повністю засклені і утримуватись в чистоті.

Бурова, згідно проекту, повинна бути обладнана обвалуванням, збірною (відвідною) канавою, амбарами для збору стоків і виробничих відходів. Відходи буріння необхідно регулярно вивозити або відповідним чином захороняти.

Влаштування санвузлів повинно відповідати санітарним нормам. Зовнішні санвузли стаціонарного типу, які влаштовуються на ділянках без каналізації, не повинні забруднювати ґрунт, колодязі і свердловини питного водопостачання.

Виробничі приміщення повинні бути обладнані природною, механічною або змішаною вентиляцією, що забезпечує необхідні умови повітряного середовища у відповідності з діючими СН.

9.5 Пожежна безпека

Головне завдання протипожежних заходів – це попередження виникнення пожеж або обмеження їх поширення у випадку виникнення.

Пожежна профілактика промислових об'єктів забезпечується цілим комплексом заходів:

- суворе дотримання норм пожежної безпеки;
- навчання, інструктаж персоналу та пропаганда основ пожежної безпеки;
- правильне планування підприємств, цехів;
- організаційно-технічні заходи з пожежної безпеки;
- застосування вогнестійких матеріалів для будівельних конструкцій;
- обмеження використання пожежонебезпечних речовин;
- автоматизація та механізація пожежонебезпечних виробничих процесів;
- герметизація обладнання та технологічних ліній та інше.

На стадії проектування підприємств обов'язковим є дотримання вимог відповідних нормативних документів, що регламентують пожежну профілактику: СНіП “Протипожежні вимоги. Основні положення проектування”, “Виробничі приміщення промислових підприємств. Норми проектування”, ПТУБП (“Протипожежні технічні умови будівельного проектування”) підприємств нафтогазовидобувної промисловості, “Правила пожежної безпеки в нафтовій промисловості”, норми та правила влаштування виробничої вентиляції, опалення, електричного освітлення.

Відповідно нормативних документів виділяють шість категорій підприємств за вибухопожежонебезпечністю.

На бурових основними причинами виникнення пожеж є:

- 1) необачне поводження з вогнем під час зварювальних робіт та паління;
- 2) робота з несправним електричним, газозварювальним обладнанням;
- 3) порушення правил пожежної безпеки при монтажу пожежонебезпечного технологічного обладнання;
- 4) неправильне зберігання горюче-мастильних матеріалів, горючих речовин;
- 5) забрудненість мазутом території бурової, накопичення на ній будівельних матеріалів;
- 6) виділення газу з промивальної рідини, яка поступає із свердловини.

Тому для попередження виникнення пожеж необхідно дотримуватись правил та інструкцій пожежної безпеки, виконувати заходи пожежної безпеки.

Для паління повинні бути відведені спеціальні місця. Вихлопні труби двигунів внутрішнього згорання виводять на відстань не менше 15 м від устя свердловини, на 5 м від зовнішньої стіни машинного укриття та обладнують глушниками та іскрогасниками. Іскрогасники виводять на 1,5 м вище даху машинного укриття. Склад горюче-мастильних матеріалів розташовують не ближче 40 м від бурової, а паливопровід обладнують задвижкою чи запірним вентилям, який встановлюють на відстані 5 м від стіни машинного приміщення.

Не дозволяється зберігати паливо всередині машинного приміщення. В зимовий період необхідно попереджувати замерзання палива. Між вихлопними лініями та стіною укриттів передбачений проміжок не менше 15 см, а труби вихлопних ліній в цьому місці покривають азбестом. В машинних приміщеннях повинні бути ящики з піском, вогнегасники та інші засоби пожежегасіння.

Зварювальні роботи слід виконувати лише на працездатному обладнанні з дотриманням відповідних правил пожежної безпеки.

Бурові бригади повинні бути забезпечені пожежним інвентарем, який повинен зберігатися на пожежному щиті та підручними засобами для гасіння пожежі (таблиця 4.1). Пожежний інвентар фарбують червоним кольором. Використання пожежного інвентарю та підручних засобів з іншою метою не дозволяється.

Таблиця 4.1

Первинні засоби пожежегасіння

Найменування	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ і т. д. на виготовлення	Кількість, шт.	Примітки
Вогнегасники пінні ОХП-10	ГОСТ 3620-76	6	Допускається застосовувати вогнегасники порошкові ОП-5, ТУ 22-3952-77 на центральному пожежному щиті
Ящики з піском:			
0,5 м ³		4	
1,0 м ¹		1	
Лопати	ГОСТ 16714-71	4	
Лом пожежний легкий ЛПЛ	ГОСТ 16714-71	2	
Сокира пожежна поясна СПП	ГОСТ 16714-71	2	
Багор пожежний БМП	ГОСТ 16714-71	2	
Відро пожежне ВП	ТУ 220 РСФСР	4	
Щит пожежний дерев'яний ЩПД	ТУ 220 РСФСР	2	

Не можна використовувати воду для гасіння легкозаймистих речовин (керосин, бензин) та електричного обладнання під напругою, щоб запобігти ураження електричним струмом. Найбільш ефективним

засобом гасіння пожеж є пінні вогнегасники типу ОП. Обладнання, яке загорілось, електроустановки та апаратуру гасять вуглекислотними вогнегасниками типу ОУ, в яких використовується вуглекислий газ, що не має електропровідності. Працездатність вогнегасників необхідно періодично перевіряти.

4.6 Охорона довкілля

Основними джерелами забруднення навколишнього середовища при бурінні є: промивальна рідина і реагенти для регулювання її властивостей; частинки гірських порід, що виносяться потоком промивальної рідини із свердловини, пластові рідини, залишки тампонажних розчинів. Охорона прісних вод, особливо в зоні активного водообміну (верхня частина розрізу), має велике економічне, соціальне значення. Природоохоронні заходи при розробці нафтових та газових родовищ направлені на:

- попередження забруднення поверхневих та підземних прісних вод нафтою, солоними водами, поверхнево-активними речовинами, нафтовими газами, сірководнем;
- припинення скидання промислових стічних вод у поверхневі води;
- ліквідацію земляних комор, де зберігаються забруднені води і відпрацьований буровий розчин;
- своєчасне усунення проривів та витоків з нафтопромислових споруд, систем зберігання, підготовки і транспортування нафти та промислових вод, які використовують для заводнення.

Одним із заходів, направлених на збереження оточуючого навколишнього середовища є спорудження на відстані 100 – 200 м від свердловини з підвітряного боку до початку робіт по розкриттю

продуктивних пластів земляної комори для збору і тимчасового зберігання всієї вибуреної породи, пластових і бурових стічних вод, нафти, що виливається із свердловини під час її освоєння, випробування, нафтогазових викидах і відкритих фонтанах. Дно і стінки земляних комор повинні мати надійну гідроізоляцію для захисту горизонтів ґрунтових вод та природних водоймищ, обвалування земляних комор повинно бути достатньо високим і надійним, стійким до руйнування зливними водами. Навколо бурової установки повинні бути споруджені стічні канали для видалення бурових стічних вод і пролітої промивальної рідини в збірну комору.

Якщо виникло некероване фонтанування (при відсутності противикидного обладнання, його несправності, руйнуванні устя), необхідно терміново спорудити земляний вал для обмеження розтікання пластового флюїду по великій території.

Ефективним в природоохоронному плані є використання герметизованої системи збору і транспортування нафти, промислових стічних вод та замкненого циклу водоспоживання, коли вся пластова вода після її очистки повторно використовується.

Горючі гази, що виділяються при дегазації промивальної рідини або виходять із свердловини при її освоєнні, дослідженні, фонтануванні, потрібно спалювати у спеціальному факелі, який встановлюють не ближче 100 м від свердловини. Якщо гази містять сірководень, то спалювання недостатньо через утворення при цьому важчих за повітря оксидів сірки, які скупчуються в низинах і утворюють з вологою отруйну сірчану кислоту. Тому сірководень, інші токсичні компоненти пластових рідин необхідно нейтралізувати в свердловині чи очисній системі.

Радіоактивні ізотопи не можна використовувати в свердловині, якщо попередньо не були надійно ізольовані горизонти артезіанських

вод, проникні пласти, що мають сполучення з поверхнею поблизу бурової, щоб не допустити виходу активованої рідини на поверхню. Після закінчення роботи територію свердловини та одяг робітників необхідно перевірити, впевнитись у відсутності небезпечних концентрацій радіоактивних речовин. Залишки невикористаних ізотопів, рідину після промивання ємностей та насосів, які зазнали впливу таких речовин, потрібно розвести водою до безпечної концентрації та поховати в спеціально відведеному місці.

Охорона земельних ресурсів передбачає перед початком робіт по будівництву свердловини зняття родючого шару і закагування його на окремій площадці. Після завершення робіт знятий ґрунт використовують для відновлення родючості поверненої ділянки. Територію, що підлягає рекультивації, необхідно звільнити від залишків промивальної рідини та шламу гірських порід одним із способів:

- транспортувати промивальну рідину на інші бурові для використання;
- закачувати промивальну рідину і шлам в зони катастрофічного поглинання сусідніх свердловин, якщо ці зони не сполучаються з прісних і лікувальних вод;
- збір у спеціальні шламосховища;
- отвердіння промивальної рідини на водній основі домішками мінеральних в'язучих і полімерних матеріалів з наступним використанням її як будівельного матеріалу або іншими домішками для використання її як добрива;
- обезводнення відходів підсушуванням їх у земляних коморах з подальшим засипанням родючою землею.

Зберігати нафту, нафтопродукти, промивальні рідини, реагенти необхідно в металевих або бетонних ємностях; промивальні рідини на вуглеводневій основі – в закритих металевих ємностях в спеціальних

складах, а вибурену з використанням такої рідини породу збирати в металеві ємності і перед похованням промивати у водному розчині ПАР з метою видалення адсорбованих нафтопродуктів або піддавати термічній обробці.

Охорона навколишнього середовища на родовищі нафти чи газу на протязі всього терміну його розробки повинна супроводжуватись постійними спостереженнями за зміною гідрогеологічних умов поверхневих та підземних прісних вод по контрольних пунктах на річках, водоймищах, в криницях, артезіанських свердловинах.

Висновки

Мета роботи – розробка технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах Шебелинського газоконденсатного родовища.

Основні завдання роботи, що виконано:

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

Література

1. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах. – Г., Недра, 1985.
2. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. – Г., Недра, 1990.
3. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник. – Коломыя ВПТ, "Возраст", 1999.
4. Калинин А.Г., Левицкий А.З. Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. – Г., Недра, 1988.
5. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – Г.: Недра, 1988. – 360 с.
6. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. – Г.: Недра, 1987. – 304 с.
7. Методические указания к курсовому проектированию по курсу «БНГС», Бра-жененко А.М. Хоменко В.Л., Днепропетровск НГУ, 2006.
8. Ананьев А.Н. Бурение и крепление скважин в хемогенных отложениях / А.Н. Ананьев, Л.И. Векслер // Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1972. – С. 124.
9. Армированные волокнами вяжущие композиционные материалы: Вклад полиамидных волокон [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.trotuar.ru/forms/dobavki/fibra2.shtml>
10. Ахрименко В.Е. Влияние водоотдачи тампонажного раствора на формирование контакта обсадная труба – цементный камень / В.Е. Ахрименко, О.П. Гень, О.Р. Камалов // Теория и практика крепления и ремонта скважин: труды "ВНИИКРнефть". – Краснодар,

1987. – С. 32-37.

11. Бабушкин В.И. Термодинамика силикатов / В.И. Бабушкин, Г.М. Матвеев, О.П. Мчедлов-Петросян. – М.: Стройиздат, 1986. – 200 с.

12. Бакшутов В.С. Минерализованные тампонажные растворы для цементирования скважин в сложных условиях / В.С. Бакшутов. – М.: Недра, 1986. – 372 с.

13. Батраков В.Г. Модифицированные бетоны / В.Г. Батраков. – М.: Стройиздат, 1990. – 396 с.

14. Белоусов Г.А. Буферная жидкость для разделения бурового и цементного растворов / Г.А. Белоусов, В.К. Муратов, А.Н. Бывальцев, Б.М. Скориков // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 8. – С. 25-29.

15. Белоусов Г.А. Применение в процессе цементирования органоминеральной буферной жидкости / Г.А. Белоусов, Б.М. Скориков, Ю.Н. Самошкин, В.И. Пустовалов // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1983. – № 8. – С. 25-26.

16. Белятинський А.О. Використання сучасних матеріалів при будівництві та ремонтах автомобільних доріг України / А.О. Белятинський, К.В. Краюшкіна // Наукові нотатки: міжвузівський збірник. – Луцьк, 2013. – Вип. № 40. – С. 17-22.

17. Березуцкий В.И. Цементирование скважин в соленосных отложениях Западного Казахстана / В.И. Березуцкий, Н.И. Титков // Бурение. – 1965. – № 9. – С. 19-23.

18. Бетоны. Методы коррозионных испытаний: СТБ 1482-2004. – Введ. 04.05.2004. – Минск: Минстройархитектуры, 2004. – 10 с.