

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

Геологорозвідувальний факультет  
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
кваліфікаційної роботи ступеню магістра

студента Сергеева Романа Миколайовича

академічної групи 184М-18-1 ГРФ

спеціальності 184 Гірництво

спеціалізації \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою «Буріння свердловин»

на тему: «Вдосконалення технології буріння для умов свердловини Солохівського родовища Полтавської області».

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Камишацький О.Ф.			
розділів:				
Технологічний	Камишацький О.Ф.			
Охорона праці	Камишацький О.Ф.			
Економічний	Камишацький О.Ф.			
<b>Рецензент</b>				
<b>Нормоконтролер</b>	Расцветаев В.О.			

Дніпро  
2019

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**  
завідувач кафедри  
нафтогазової інженерії та буріння  
\_\_\_\_\_ к.т.н. Коровяка Є.А.  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 року

**ЗАВДАННЯ**  
на кваліфікаційну роботу  
ступеню магістра

студенту Сергєєву Р.М. академічної групи 184М-18-1 ГРФ  
спеціальності 184 Гірництво  
спеціалізації \_\_\_\_\_  
за освітньо-професійною програмою «Буріння свердловин»  
на тему: «Вдосконалення технології буріння для умов свердловини  
Солохівського родовища Полтавської області»

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від \_\_\_\_\_ 2019 р. № \_\_\_\_\_ -Л

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Аналітичний огляд умов буріння свердловини Солохівського родовища Полтавської області.	31.09.2019
	Вдосконалення технології буріння для умов свердловини Солохівського родовища Полтавської області.	16.11.2019
Економічний	Обґрунтування економічної ефективності запропонованої технології буріння.	16.12.2019
Охорона праці	Розробка заходів по безпечним умовам роботи	16.12.2019

Завдання видано \_\_\_\_\_

(підпис керівника)

Камишацький О.Ф.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 15.09.2019

Дата подання до екзаменаційної комісії \_\_\_\_\_

20.12.2019р.

Прийнято до виконання \_\_\_\_\_

(підпис студента)

Сергєєв Р.М.

(прізвище, ініціали)

## Реферат

### ЕКСПЛУАТАЦІЙНА СВЕРДЛОВИНА, НАФТА, ГАЗ, ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ, ВИБІЙНИЙ ДВИГУН

Пояснювальна записка: 73 стор., 11 рис., 9 табл., 18 джерел.

Кваліфікаційна робота присвячена вдосконаленню технології буріння для умов свердловини Солохівського родовища Полтавської області, за рахунок модернізації вибійного гвинтового двигуна.

В роботі проведено аналітичний огляд умов буріння свердловини Солохівського родовища Полтавської області; модернізацію вибійного гвинтового двигуна для вдосконалення технології буріння свердловини Солохівського родовища Полтавської області та обґрунтовано економічну ефективність запропонованої технології.

Об'єктом дослідження даної роботи є вибійний гвинтовий двигун для вдосконалення технології буріння свердловини Солохівського родовища Полтавської області, а предметом дослідження – технологія використання вибійного гвинтового двигуна для вдосконалення технології буріння свердловини.

Інноваційність: розроблено нову конструкцію гвинтового вибійного двигуна який має підвищений момент за рахунок збільшення об'єму порожнин гвинтового двигуна, які утворені встановленням додаткового ротора.

Практичне значення полягає в модернізації вибійного гвинтового двигуна.

Економічний ефект: запропонована модернізація вибійного гвинтового двигуна для вдосконалення технології буріння свердловини Солохівського родовища Полтавської області є дуже економічно вигідною в умовах ринкової економіки України й дозволить заощадити на одному двигуні 73524 грн на рік

Апробація роботи за матеріалами кваліфікаційної роботи підготовлено заявку на корисну модель.

## **Abstract**

CAVITATIONS GENERATOR, PRODUCTION WELLS, OIL, GAS, DRILLING TECHNOLOGY, DOWNHOLE MOTOR

Explanatory note: 73 pages, 11 images, 9 tables, 18 sources.

The qualification work is devoted to the improvement of drilling technology for the well conditions of the Solokhiv field of Poltava region, due to the modernization of the downhole screw engine.

In the work an analytical review of drilling conditions of the well of Solokhiv deposit of Poltava region was carried out; modernization of the downhole screw engine to improve the technology of drilling of the Solokhov field in Poltava region and substantiate the economic efficiency of the proposed technology.

The object of the study of this work is a downhole screw motor for improving the technology of drilling in the Solokhov field of Poltava region, and the subject of the study is the technology of using a downhole screw engine for improving the technology of well drilling.

Innovation: a new design of a screw downhole motor has been developed which has an increased torque due to the increase in the volume of the cavity of the screw motor, which are formed by the installation of an additional rotor.

The practical significance is the modernization of the downhole screw motor.

Economic effect: the proposed modernization of the downhole screw engine to improve the technology of drilling in the Solokhov field of Poltava region is very economically viable in the conditions of market economy of Ukraine and will allow to save 73524 UAH per year on one engine

Appraisal of work on materials of qualification work the application for the useful model is prepared.

## ЗМІСТ

Вступ.....	5
РОЗДІЛ 1 Аналітичний огляд умов буріння свердловини Солохівського родовища Полтавської області.....	7
1.1 Основні положення .....	7
1.2 Геологічні умови .....	10
РОЗДІЛ 2 Технологія буріння.....	14
Висновки до розділу 2 .....	30
РОЗДІЛ 3 Модернізації вибійного гвинтового двигуна для вдосконалення технології буріння свердловини Солохівського родовища Полтавської області.....	31
3.1 Гвинтовий вибійний двигун, загальні відомості.....	31
3.2 Установка для проведення свердловини .....	37
3.3 Модернізації вибійного гвинтового двигуна.....	44
Висновки до розділу 3 .....	52
РОЗДІЛ 4 Очікуваних техніко-економічних показників .....	53
Висновок до розділу 4.....	56
РОЗДІЛ 5 Охорона праці і безпека в надзвичайних ситуаціях .....	57
5.1 Аналіз шкідливих і небезпечних чинників.....	57
5.2 Гігієна праці і промислова санітарія .....	58
5.3 Техніка безпеки при роботі з ПВЭМ.....	59
5.4 Протипожежна безпека.....	62
5.5 Безпека в надзвичайних ситуаціях .....	64
5.6 Розрахунок загального штучного освітлення для виробничого приміщення .....	65

	4
5.8 Вимоги безпеки після закінчення роботи.....	67
5.9 Охорона навколишнього середовища.....	67
Загальні висновки.....	70
Література.....	71

НТУ «Дніпровська політехніка»

## Вступ

### Актуальність проблеми

Бурхливий розвиток нафтової промисловості у 20-му столітті почався коли стали широко застосовувати нафтові і бензинові двигуни внутрішнього згорання, які вимагали різних палив і мастил. Особливо швидко почала розвиватися світова нафтова промисловість з тих пір, коли нафта і її продукти стали використовувати у якості сировини для хімічної промисловості.

Природний газ - дешеве паливо і, крім того, застосовується як сировина для хімічної промисловості. Використовується він для виробництва синтетичного каучуку, пластмас, синтетичних волокон, спиртів, добрива, сажі і інших продуктів.

Таким чином, нафта і газ, а також продукти їх переробки дуже впливають на розвиток економіки держави, на підвищення матеріального стану народу. Тому темпами розвитку нафтової і газової промисловості постійно приділяється велика увага.

**Мета кваліфікаційної роботи:** Вдосконалення технології буріння для умов свердловини Солохівського родовища Полтавської області, за рахунок модернізації вибійного гвинтового двигуна.

### Основні завдання роботи

1. Аналітичний огляд умов буріння свердловини Солохівського родовища Полтавської області.
2. Модернізації вибійного гвинтового двигуна для вдосконалення технології буріння свердловини Солохівського родовища Полтавської області.
3. Обґрунтування економічної ефективності запропонованої технології.

**Об'єктом дослідження** даної роботи є вибійний гвинтовий двигун для вдосконалення технології буріння свердловини Солохівського родовища

Полтавської області, а **предметом дослідження** – технологія використання вибійного гвинтового двигуна для вдосконалення технології буріння свердловини.

**Інноваційність:** розроблено нову конструкцію гвинтового вибійного двигуна який має підвищений момент за рахунок збільшення об'єму порожнин гвинтового двигуна, які утворені встановленням додаткового ротора.

**Практичне значення** полягає в модернізації вибійного гвинтового двигуна.

**Економічний ефект:** запропонована модернізації вибійного гвинтового двигуна для вдосконалення технології буріння свердловини Солохівського родовища Полтавської області є дуже економічно вигідною в умовах ринкової економіки України й дозволить заощадити на одному двигуні 73524 грн на рік

**Апробація роботи** за матеріалами кваліфікаційної роботи підготовлено заявку на корисну модель.



## РОЗДІЛ 1 Аналітичний огляд умов буріння свердловини Солохівського родовища Полтавської області

### 1.1 Основні положення

Перше нафтогазове родовище на Полтавщині – Радченківське – було відкрито 9 вересня 1950 року, коли свердловина № 2 з глибини 1200 метрів дала потужний фонтан нафти, газу та газового конденсату. В червні 1951 року свердловина №5 цього ж родовища дала промисловий приплив високоякісної нафти з інтервалу 1273-1278м. [2]

Саме із свердловини № 5, яка і на сьогодні у діючому фонді, розпочався промисловий видобуток нафтогазової сировини у регіоні.

Наступним після Радченківського стало Сагайдацьке нафтогазове родовище, яке відкрили в 1952 році. Через три роки на Полтавщині відкрили і перше газоконденсатне родовище – Солохівське. [4]

Породи осадового чохла (верхньопалеозойські, починаючи з середньодевонських; мезозойські й кайнозойські) залягають у вигляді слабо нахилених пластів (на бортах западини) та порушених розломами пологих складок (у грабені). Склад порід досить строкатий (піски, пісковики, аргіліти, глини, вапняки, крейда, мергель). Ускладнює залягання порід так звана соляна тектоніка. Величезні тіла кам'яної солі утворилися в умовах лагун теплих морів девонського та пермського періодів. В епохи стиснення осадового чохла ДДЗ ці тіла пробивали або підіймали пласти гірських порід, що залягають вище. Зараз на Полтавщині відомо 29 соляних куполів, виражених в рельєфі (Висачківський, Солохо-Диканський, Більський, Радченківський тощо). [4]

Паливно - енергетичні ресурси ДДЗ в межах Полтавської області у промислових масштабах представлені горючими природними газами, нафтою, бурим вугіллям, торфом. Вони можуть бути використані як паливо та хімічна сировина у природному стані або після певної обробки.

Першим науково обґрунтований прогноз нафтогазоносності ДДЗ дав академік М.С. Шатський, який ще в 1931 р. припускав наявність тут промислових скупчень вуглеводнів у зв'язку з розвитком соляної тектоніки. Геологічними колекторами нафти і газу у межах ДДЗ здебільшого є пісковики та алеврити в межах локальних піднять (солянокупольних структур), а також зон пересічення розломів Доно-Дніпровського грабену. Родовища входять до складу Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області Прип'ятсько-Донецької нафтогазоносної провінції. Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область дає 80% видобутку нафти в Україні. [5]

У 1948 році на території сучасної Полтавщини розпочалися геологорозвідувальні роботи з метою пошуку родовищ нафти й газу. 9 вересня 1950 року перший на Полтавщині промисловий фонтан газу з Радченківського родовища (Миргородський район) отримали з глибини 900 м. Перший промисловий фонтан нафти з названого родовища отримали 17 вересня 1951 року. У наступні роки продовжувалося зростання обсягів видобутку нафти на Полтавщині, досягнувши максимальної величини у 1972 році (1 млн. 433 тис. тонн). У січні 1957 року був організований Радченківський газопромисел, від якого прокладений місцевого значення газопровід Радченки — Миргород — Полтава з метою газифікації обласного центру. Починаючи з 1975 року обсяги видобутку нафти й газу на Полтавщині починають знижуватися, що зумовлено виснаженням їх легкодоступних покладів.[4]

На початок 2008 року на території Полтавщині зареєстровано 68 родовищ вуглеводнів. Більшість родовищ розташовані в північній і східній частині Полтавщини. Причому на північному заході області розповсюджені переважно нафтові родовища, а на південному сході переважають газові і газоконденсатні. Внесок Полтавщини в загальнодержавному видобутку природного газу становить до 35%, нафти — 20–22%. [4]

Газововидобувна башта природний горючий газ і нафта часто залягають у межах однієї площі. Різні глибини залягання вуглеводнів, а

значить різний тиск, температура та інші геологічні умови сприяли утворенню газоконденсатних, газових, нафтових, нафтогазових, газонафтових, нафтогазоконденсатних родовищ. Серед родовищ вуглеводнів переважають газоконденсатні. Менше поширені нафтогазоконденсатні і нафтогазові. Нафта мало парафініста, але іноді високо смолиста, найбільш придатна для отримання напівпродуктів сучасного органічного синтезу. У нафті родовищ Полтавщини мало сірки, а в природному газі – сірководню, як шкідливих домішок. Вік родовищ переважно нижньокарбоний. Але невеликі запаси є і в інших горизонтах (всього їх 6 – з девону та тріасу). Відкриті родовища приурочені переважно до глибин 3200-4000м. Дальші перспективи пошуків нафти і газу пов'язані з відкладами нижнього карбону і девону (глибше 5500-6000м). Нині найглибшою є Східно-Полтавська свердловина глибиною 6750м (проектна глибина свердловини в Гадяцькому районі становить 8500м).

Найбільші з нафтогазоконденсатних родовищ: Яблунівське (Лохвицький район), Опішнянське (Зіньківський район), Тимофіївське родовище (Гадяцький район). Із газоконденсатних до найбільших належить Абазівське (Полтавський район), Ковердинське, Котелевське, Розпашнівське (Чутівський район), а також Гадяцьке, Матвіївське, Солохівське, Машівське газоконденсатні родовища; з газових – Руденківське родовище (Новосанжарський район). Полтавщина займає перше місце серед областей України за запасами і видобутком природного газу й газового конденсату.

Запаси нафти в області менш значні. Найбільше по запасах і видобутку нафти – Глинсько-Розбишівське газонафтове родовище (Лохвицький та Гадяцький райони), яке експлуатується з 1959 року (нафта видобувається з 1959 р., газ – із 1970 р.). Промислові поклади знаходяться в пісковиках кам'яновугільної та пермської систем. Це родовище має 23 нафтогазоносних горизонти, що знаходяться у межах склепінь Глинсько-Розбишівського локального тектонічного валу. Нафта родовища містить до 55% світлих фракцій, з яких можна отримувати якісний бензин.

## 1.2 Геологічні умови

### *Геофізичні дослідження*

Ст.кар., ПС, профілометрія (в кожному комплексі від вибою до башмака колони), інклінометрія, ТК, ГК, 2ННК, НГК, АКЦ, ВЦК, АК, по всьому інтервалу; БКЗ, БК (багатозондовий), ІК, АКШ, ГГК-щ, МК, ІННК, МБК в інтервалі: 860-1200 м.

При можливості проведення геофізичних досліджень міжнародного стандарту рекомендовано виконати наступний комплекс: Gamma Ray, Neutron Log, Photo Density Log, Micro Laterolog, Dual Laterolog, Berehole Nawigation, Sonic Log, Array Induction Log, Dual Axis Caliper в інтервалі 860-1200 м.

Чергування станції ГТД: технологічні дослідження (100-860 м), геологічні+технологічні+геохімічні дослідження (860-3400 м).

Таблиця 1.1

### *Стратиграфічний розріз*

Стратиграфічний індекс	Глибина залягання підошви, м
Q+N+P	210
К	510
J	940
T <sub>гл</sub>	1150
T <sub>пк</sub>	1200
T <sub>п</sub>	3400

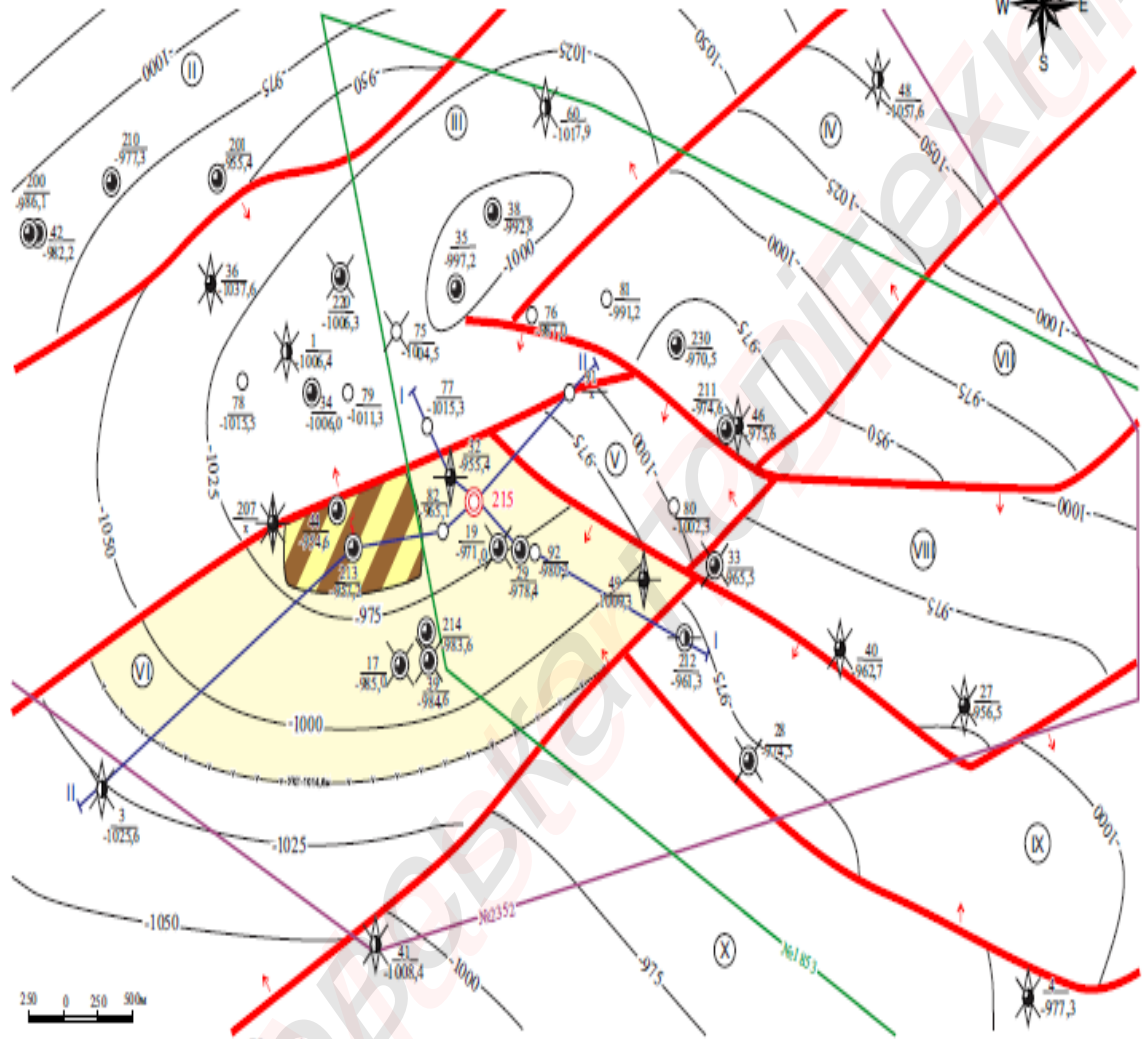
Таблиця 1.2

### *Газоносність*

J	860-930	газ-конд.	8,04 ( 82 )	0,95
T <sub>гл</sub>	960-970	газ-конд.	9,41 ( 96 )	1,00
T <sub>пк</sub>	1150-3400	нафта	11,27 ( 115 )	1,00

Солохівське НГКР  
Структурна карта покрівлі Тп-к  
Масштаб 1:25 000

Місцезнаходження св. 215



Умовні позначення:

- номер свердловини а.в. покрівлі відкладів Тп-к
- Свердловини: пошукові, розвідувальні, експлуатаційні
- ліквідовані з геологічних, технічних причин
- в буринні
- в буринні (консервація)
- при виторбуванні відкладів Тп-к отримані припливи ВВ
- 950- іогіген покрівлі пісковиків Тп-к
- тектонічні порушення напрямку падіння складки та його амплітуда
- лінії геологічних розривів
- номер блоку
- межі ділянок свердловин а) Солохівського НГКР б) Солохівського ПСТ

Блок свердловин	Відклади	Запаси вуглеводнів кат. С <sub>2</sub> тис. т у. п.
213-215	Тп-к	700
	В т.ч. по св.215	250

- Проектна свердловина
- площ. запасів ВВ кат. С<sub>2</sub> (122+222)
- площ. запасів ВВ кат. С<sub>2</sub> (322)
- умовний газо-водний контакт (УГВК)

Рис.1.1 – Структурна карта

Геологічний розріз наведено на рис. 1.2.

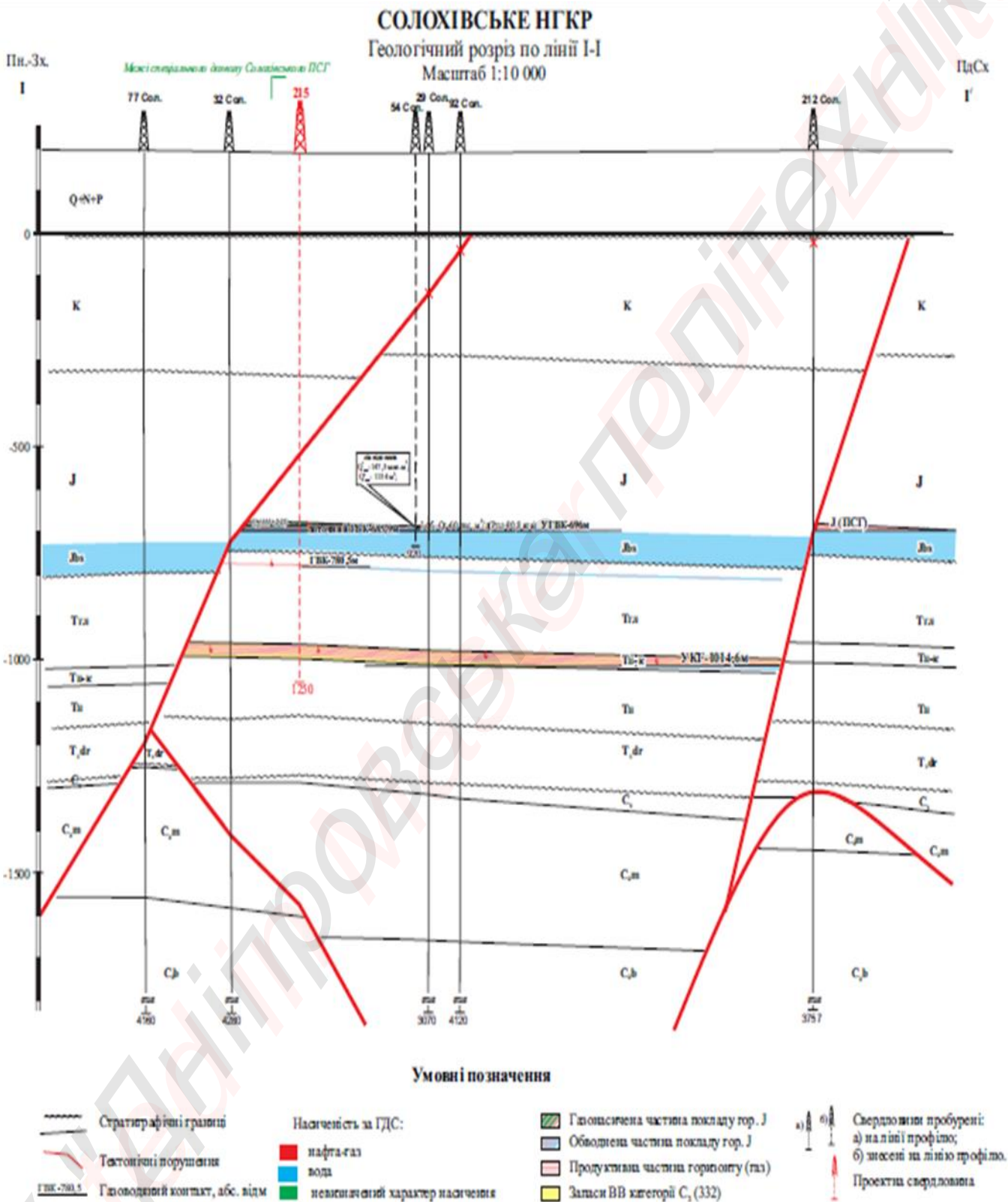


Рис.1.2 – Геологічний розріз

Зведені данні по свердловині наведено в табл. 1.3.

Таблиця 1.3.

*Зведені данні по свердловині*

Найменування колон	Інтервал спуску, м	Ø колони, мм	Ø долота для буріння під колоду, мм	ДСТ на труби	Тип різьбового з'єднання	Тип цементу	Інт-л підняття цементно- го розчину, м	Густина цемент. розчину, кг/м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кондуктор	0 - 210	324	393,7	ГОСТ 632-80/АНІ	А.ОТТМ	ПЦТ І-50	210 - 0	1850
Проміжна	0 - 840	245	295,3		А.ОТТГ	ІІ-га порція ПЦТ І-50 І-ша порція ПЦТ ІІІ-Пол 4-50	840 - 600 600 - 0	1850 1400
Хвостовик	700 - 950	194	215,9		ОГ-1М	РТМ-50 ПВ	950 - 700	1830
Експлуатаційна	0 - 1250	140/168	165,1		Extreme Line/ VAM	РТМ-50 ПВ	3400 - 600	1830
1 секція	600 - 3400	140/168		Extreme Line/ VAM				
2 секція	0 - 600	168		VAM	ПЦТ І-50	600 - 0	1850	

## РОЗДІЛ 2 Технологія буріння

### 2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

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

Проектувати діаметри обсадних колон і доліт починають від низу до верху [11]. Діаметр експлуатаційної колони обумовлений завданням складає - 140 мм.

Відповідно до графіку і геолого-технічних умов буріння будуть встановлені наступні обсадні колони:

- на інтервалі 0-10 м - напрям, з повною цементациєю затрубного простору;
- на інтервалі 0-140 м - кондуктор для перекриття зони осадових порід (схильних до обвалів), з повною цементациєю затрубного простору;
- на інтервалі 0-2500 м - проміжна колона, з повною цементациєю затрубного простору;
- на інтервалі 0-3400 м - експлуатаційна колона, з повною цементациєю затрубного простору.

#### ***Визначення діаметрів обсадних колон і доліт.***

1) діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону:

$D_{\delta} = D_m + 2 \cdot \delta$ , де  $D_m$  - діаметр муфти експлуатаційної колони,  $\delta$  - проміжок між експлуатаційною колоною і стінками свердловини.



$$D_{\delta}^{\circ} = 133 + 2 \cdot 5 = 143 \text{ мм}$$

відповідно до ДСТУ на шарошечні долота приймаємо  $D_{\delta}^{\circ} = 146 \text{ мм}$ .

2) визначуваний внутрішній діаметр проміжної колони :

$$D_{\text{вн}}^{\text{np}} = D_{\delta}^{\circ} + 6 = 146 + 6 = 152 \text{ мм}$$

відповідно до ДСТУ на обсадні труби приймаємо зовнішній діаметр проміжної колони :  $D_{\text{н}}^{\text{np}} = 178 \text{ мм}$ , з діаметром муфти -  $D_{\text{м}}^{\text{np}} = 198 \text{ мм}$ .

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

$$D_{\delta}^{\text{np}} = D_{\text{м}}^{\text{np}} + 2 \cdot \delta = 198 + 2 \cdot 10 = 218 \text{ мм}$$

відповідно до ДСТУ на шарошечні долота приймаємо  $D_{\delta}^{\text{np}} = 244,5 \text{ мм}$ .

4) визначуваний внутрішній діаметр кондуктора :

$$D_{\text{вн}}^{\text{к}} = D_{\delta}^{\text{np}} + 6 = 244,5 + 6 = 250,5 \text{ мм}$$

відповідно до ГОСТу на обсадні труби приймаємо зовнішній діаметр:

$$D_{\text{н}}^{\text{np}} = 273 \text{ мм}, \text{ з діаметром муфти - } D_{\text{м}}^{\text{np}} = 298 \text{ мм}.$$

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

$$D_{\delta}^{\text{к}} = D_{\text{м}}^{\text{к}} + 2 \cdot \delta = 298 + 2 \cdot 15 = 328 \text{ мм}$$

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

6) діаметр напряду рівний:  $D_{\text{вн}}^{\text{н}} = D_{\delta}^{\text{к}} + 50 = 349,2 + 50 = 399,2 \text{ мм}$ ,  
приймаємо  $D_{\text{н}}^{\text{н}} = 444,5 \text{ мм}$ .

## 2.2 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.

Окрім цього треба вважатися і з тим, що роторний спосіб буріння рекомендують використати коли : глибина свердловини перевищує 3500 м; діаметр долота менше 190,5 мм; температура забою свердловини більше 140°C.

Сферою використання турбінного буріння переважно є: свердловини глибиною менше 3500 м і діаметром більше 190,5 мм; з температурою забою менше 140 (3; буріння похило-спрямованих і горизонтальних свердловин; в умовах обмежених навантажень на долото, при використанні алмазних доліт.

Виходячи з вищевикладеного приймаємо – буріння вибійним гвинтовим двигуном.

## 2.3 Вибір породоруйнівного інструменту

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться двома способами:

- 1) за механічними і абразивними властивостями гірських порід;
- 2) за промисловими даними.

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

При використанні другого способу необхідно мати промислову інформацію (картки відробітку доліт) по бурінню не менше 5-6 свердловин на цій 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 залежно від механічних і абразивних властивостей скористаємося таблицею 1 [1].

Прийняті типи доліт приведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Інтервал буріння	Характеристика порід		Тип долота	Допустиме навантаження, кН
	категорія по буримості	категорія по абразивності		
0-140	I	I	Ш349, 2М - ГВ	450
140-1000	II IV	III, V - VI	Ш244, 5МСЗ - ГНУ	320
1000-2500	V - VI	VI - VII	Ш244, 5ТК - ЦВ	320
2500-3400	V - VI	VI	Ш 146ОК - ЦВ	120

## 2.4 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. 2.2)[7].

Окрім цього, вибирають діаметри бурильних труб, що об'єднують, так, щоб витримувалися такого співвідношення:

для  $D_d \leq 295,3$  мм:

$$\frac{d_{УБТ}}{D_o} = 0,75 - 0,85 ; d_{УБТ} = 0,75 \cdot 146 \approx 109,5 \text{ мм, приймаємо } d_{УБТ} = 120 \text{ мм};$$

$$\frac{d_{om}}{d_{УБТ}} = 0,75 - 0,80 ; d_{БТ} = 0,75 \cdot 120 \approx 90 \text{ мм, приймаємо } d_{БТ} = 89 \text{ мм}.$$

Таблиця 2.2

**Технічна характеристика бурильних труб конструкції ТБВ  $\varnothing$  89 мм [2]**

Діаметр, мм		Товщина стінки, мм	Замок			Розтягуюче навантаження до межі плинності					Маса 1 м, кг
зовнішній	мінімальний		Тип	внутр. діаметр, мм	Різьблення	Д	К	Е	Л	М	
89	60	7	ЗШ-118	62	3-101	687	883	981	1128	1324	16
	49	9				834	1128	1226	1422	1668	19,5
	45	11				981	1324	1471	1717	1962	22,9

### Вибір КНБК

Компонування низу бурильної колони проектують з урахуванням профілю ствола свердловини і схильності порід до викривлення свердловини.

Для вертикальних свердловин це переважно один або два наддолотних калібратори, одна або дві УБТ (збалансовані, квадратні або спіральні) максимально-можливого діаметру, стабілізатор і далі УБТ розрахованого діаметру [1].

Довжина і компонування УБТ

Для одноступінчатого компонування необхідну довжину УБТ визначають за формулою:

$$l_{УБТ} = \frac{KG_0}{q_{УБТ} \left( 1 - \frac{\rho_{пр}}{\rho_m} \right)}$$

де  $l_{УБТ}$  - довжина УБТ, м;

$K_0$  - коефіцієнт резерву,  $K_0=1,20-1,25$ ;

$G_{0л}$  - осьове навантаження, Н;

$\rho_{пр}$  - щільність промивальної рідини,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\rho_m$  - щільність металу,  $\text{кг/м}^3$ ;

$q_{УБТ}$  - вага 1 м УБТ, Н/м;  $q_{УБТ} = 63,5 \text{ кг}$  [2, с. 50].

$$l_{УБТ} = \frac{1,2 \cdot 12000}{63,5 \left( 1 - \frac{1,6}{7,85} \right)} \approx 283 \text{ м}$$

Отриману довжину УБТ округлюють у велику сторону до величини, яка кратна довжині свічки, з обліком довгі свічки (25 м) приймаємо  $l_{УБТ} = 275 \text{ м}$ .

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

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

де  $E$  - модуль пружності матеріалу (стали),  $\text{Н/м}^2$ ;

$I$  - момент інерції при вигині,  $\text{м}^4$ .

$$I = \frac{\pi}{64} (d_n^4 - d_{вн}^4) = \frac{3,14}{64} (0,120^4 - 0,064^4) = 0,0000094 \text{ м}^4$$

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

$$l_{УБТ}^{кр} = 1,94 \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,0000094}{635}} = 108 \text{ м.}$$

Якщо  $l_{УБТ} \geq l_{УБТ}^{кр}$  то для попередження можливого викривлення ствола свердловини необхідно передбачити включення в компоновання УБТ центруючих пристроїв. Місце встановлення центраторів, відстань між ними і їх діаметр визначають згідно рекомендацій [1, таблиця. 4.29, 4.30].

Центратори будуть встановлені через кожні 100 м (2 центратора).

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

Приймаємо довжину наддолотного комплекту - 300 м (12 свічок) з труб ТБВ - 89 із сталі групи міцності "Д" з товщиною стінки - 11 мм.

#### Конструкція бурильної колони

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

Довжину першої секції визначають з умов допустимої напруги на розтягування по формулі:

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

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

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

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

ГУБТ - вага УБТ, Н;

$G$  - вага забійного двигуна, Н;

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

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

$F_n$  - площа прохідного перерізу бурильної труби, м<sup>2</sup>;

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

$Q_T$  - розтягуюче навантаження до межі плинності матеріалу труб, Н ;

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

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

Перша секція: сталь групи міцності Д, товщина стінки - 7 мм

$$Q_{p1} = \frac{687}{1,04 \cdot 1,4} = 472 \text{ кН};$$

$$l_1 = \frac{472000 - 1,15(275 \cdot 635 + 300 \cdot 229 + 260) \left(1 - \frac{1,6}{7,85}\right) - 12000000 \cdot 0,785 \cdot 0,075^2}{1,15 \cdot 160 \left(1 - \frac{1,6}{7,85}\right)} = 1324 \text{ м}$$

З обліком довжини свічки, приймаємо  $l_1 = 1300$  м.

Якщо сумарна довжина КНБК, УБТ і першій секції менше глибини свердловини, то за першою секцією встановлюють другу, міцнішу (з

більшою товщиною стінки або більшої міцності). Довжину другої і наступних секцій визначається по формулі :

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

де  $l_2, l_3$  - довжина другої і третьої секції;

$Q_{p2}, Q_{p3}$  - допустиме розтягуюче навантаження для труб другої і третьої секції;

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

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

$$Q_{p2} = \frac{834}{1,04 \cdot 1,4} = 573 \text{ кН};$$

$$l_2 = \frac{573 - 472}{1,15 \cdot 0,195 \left(1 - \frac{1,6}{7,85}\right)} = 563 \text{ м}$$

З обліком довжини свічки, приймаємо  $l_2 = 550$  м.

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

$$Q_{p3} = \frac{981}{1,04 \cdot 1,4} = 674 \text{ кН};$$

$$l_3 = \frac{674 - 573}{1,15 \cdot 0,229 \left(1 - \frac{1,6}{7,85}\right)} = 479 \text{ м}$$

З обліком довжини свічки, приймаємо  $l_3 = 475$  м.

Четверта секція: сталь групи міцності До, товщина стінки - 9 мм

$$Q_{p4} = \frac{1128}{1,04 \cdot 1,4} = 774 \text{ кН};$$



$$l_4 = \frac{774 - 674}{1,15 \cdot 0,195 \left(1 - \frac{1,6}{7,85}\right)} = 557 \text{ м}$$

Враховуючи проектну глибину свердловини :

$$L_4 = L_{\text{свер.}} - (l_1 + l_2 + l_{\text{УБТ}} + l_{\text{НК}})$$

$$L_4 = 3400 - (1300 + 550 + 475 + 275 + 300) = 500$$

З обліком довжини свічки, приймаємо  $l_4 = 500$  м.

Таблиця 2.3

**Зведена таблиця конструкції бурильної колони**

№ секції	Товщина стінки, мм	Група міцності стали	Глибина спуску, м		Довжина секції, м	Вага 1 м труби, кН	Вага секції, кН
			від	до			
4	9	К	0	500	500	0,195	97,50
3	11	Д	500	975	475	0,229	108,78
2	9	Д	975	1525	550	0,195	107,25
1	7	Д	1525	2825	1300	0,160	208,00
ПК	11	Д	2825	3125	300	0,229	68,70
УБТ	28	Д	3125	3400	275	0,635	174,63
РАЗОМ							765

## 2.5 Вибір режиму буріння

### 1. Осьове навантаження

1.1. Визначають необхідне осьове навантаження на долото  $C_d$ .

$$C_d = k_{\text{п}} p_{\text{ш}} F_{\text{к}}$$

де  $k_{\text{п}}$  - коефіцієнт, який враховує вплив забійних умов на твердість гірських порід;

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

$F_k$  - площа контакту зубів долота з породою, м<sup>2</sup>.

Значення коефіцієнта  $k_p$  набуває 0,7-0,8 для пористих порід (піщаники, тріщинуватий вапняк, алеврити) і 1,0-1,2 - для суцільних сильно метаморфізованих і хомогенних порід.

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

ПЗ349, 2М - ГВ  $C_o = 0,7 \cdot 100 \cdot 10^6 \cdot 380 \cdot 10^{-6} = 26600 \text{ Н} \approx 27 \text{ кН} < [C_d] = 450 \text{ кН}$ .

ПЗ244, 5МСЗ - ГНУ  $C_o = 0,7 \cdot 800 \cdot 10^6 \cdot 255 \cdot 10^{-6} = 138600 \text{ Н} \approx 140 \text{ кН} < [C_d] = 450 \text{ кН}$ .

ПЗ244, 5ТК - ЦВ  $C_o = 0,7 \cdot 1500 \cdot 10^6 \cdot 300 \cdot 10^{-6} = 315000 \text{ Н} \approx 315 \text{ кН} < [C_d] = 470 \text{ кН}$ .

ПЗ 146ОК - ЦВ  $C_o = 0,7 \cdot 2000 \cdot 10^6 \cdot 153 \cdot 10^{-6} \approx 215000 \text{ Н} \approx 215 \text{ кН} < [C_d] = 250 \text{ кН}$ .

1.2 Визначають необхідне осьове навантаження на долото  $C_d$ .

$$C_o = c_n D_o$$

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

$D_d$  - діаметр долота, м;

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

ПЗ349, 2М - ГВ  $C_o = 1,3 \cdot 10^5 \cdot 0,3492 = 45396 \text{ Н} \approx 46 \text{ кН} < [C_d] = 450 \text{ кН}$ .

ПЗ244, 5МСЗ - ГНУ  $C_o = 5 \cdot 10^5 \cdot 0,2445 = 122250 \text{ Н} \approx 123 \text{ кН} < [C_d] = 320 \text{ кН}$ .

ПЗ244, 5ТК - ЦВ  $C_o = 15 \cdot 10^5 \cdot 0,2445 = 366750 \text{ Н} \approx 357 \text{ кН} > [C_d] = 320 \text{ кН}$

III 146OK - ЦВ  $C_o = 20 \cdot 10^5 \cdot 0,146 \approx 300000 \text{ Н} \approx 300 \text{ кН} > [C_d] = 120 \text{ кН}$ ,  
тому приймаємо  $C_o = 120 \text{ кН}$ .

2. Частота обертання долота.

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

де  $n_d$  - частота обертання долота, с<sup>-1</sup>;

$d_{ш}$  - діаметр шарошки, м;

$t_{\min}$  - мінімальний необхідний час контакту зуба долота з породою:

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

$Z$  - максимальна кількість зубів на периферійному вінці шарошки

Для лопатевих доліт:

$$n = \frac{60V_d}{\pi D_d},$$

де  $V_d$  - допустима швидкість обертання,  $V_d = 3-5 \text{ м/с}$ .

$$\text{III 349, 2М - ГВ } n_o = \frac{0,118}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3492 \cdot 17} = 2,5 \text{ с}^{-1} = 150 \text{ об/хв}$$

$$\text{III 244, 5МСЗ - ГНУ } n_o = \frac{0,173}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2445 \cdot 23} = 3,8 \text{ с}^{-1} = 230 \text{ об/хв}$$

$$\text{III 244, 5ТК - ЦВ } n_o = \frac{0,173}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2445 \cdot 21} = 4,2 \text{ с}^{-1} \approx 250 \text{ об/хв}$$

$$\text{III 146OK - ЦВ } n_o = \frac{0,103}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,146 \cdot 15} = 5,8 \text{ с}^{-1} \approx 350 \text{ об/хв}$$

3. Витрата промивальної рідини вибирають з двох умов

а) з умови очищення забою від вибуреної породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}}$$

де  $Q_1$  - витрата промивальної рідини, м<sup>3</sup>/с;

$q_0$  - питома витрата промивальної рідини, м<sup>3</sup>/с на 1 м<sup>2</sup> забою

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

$F_{заб}$  - площа забою свердловини, м<sup>2</sup>.

Ш349, 2М - ГВ  $Q_1 = 0,785 \cdot 0,3492^2 \cdot 0,4 = 0,038$  м<sup>3</sup>/с;

Ш244, 5МСЗ - ГНУ  $Q_1 = 0,785 \cdot 0,2445^2 \cdot 0,4 = 0,019$  м<sup>3</sup>/с;

Ш244, 5ТК - ЦВ  $Q_1 = 0,785 \cdot 0,2445^2 \cdot 0,4 = 0,019$  м<sup>3</sup>/с;

Ш 146ОК - ЦВ  $Q_1 = 0,785 \cdot 0,146^2 \cdot 0,4 = 0,007$  м<sup>3</sup>/с;

б) З умови транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\min} F_{кп}$$

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

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

у м'яких  $V_{\min}=1,0-1,4$  м/с;

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

Ш349, 2М - ГВ  $Q_2 = 0,785 \cdot (0,3492^2 - 0,089^2) \cdot 0,5 = 0,045$  м<sup>3</sup>/с;

Ш244, 5МСЗ - ГНУ  $Q_2 = 0,785 \cdot (0,2445^2 - 0,089^2) \cdot 1,0 = 0,041$  м<sup>3</sup>/с;

Ш244, 5ТК - ЦВ  $Q_2 = 0,785 \cdot (0,2445^2 - 0,089^2) \cdot 0,7 = 0,029$  м<sup>3</sup>/с;

Ш 146ОК - ЦВ  $Q_2 = 0,785 \cdot (0,146^2 - 0,089^2) \cdot 0,7 = 0,005$  м<sup>3</sup>/с;

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

Прийняті параметри режимів буріння приведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

Тип долота	Інтервал буріння, м	Значення режимних параметрів		
		С, даН	п, об/хв	Q, дм <sup>3</sup> /с
ШЗ49, 2М - ГВ	0-140	4600	150	45
Ш244, 5МСЗ - ГНУ	140-1000	14000	230	41
Ш244, 5ТК - ЦВ	1000-2500	32000	250	29
Ш 146ОК - ЦВ	2500-3500	12000	350	7

Табл.2.5. Порівняння ваги бурильної і обсадних колон

Показники	Бурильна колона	Проміжна колона	Експлуатаційна колона
Довжина колони	3400	2500	3400
Вага 1 м, Н		515	223
Вага колони, Н	765000	1287500	758200

Відповідно до проектної глибини свердловини і необхідної вантажопідйомності приймаємо бурову установку УРАЛМАШ 4500/270 ЭК-БМ. [8]

Устаткування складається з наступних основних частин: блоку вишки, лебідкового блоку, блоків переміщення і вирівнювання, приймального механізованого моста із стелажми, насосного блоку, блоку устаткування циркуляційної системи (ЦС), компресорного блоку, блоку тиристора, блоку комплектного розподілюючого пристрою.

Технічна характеристика бурової установки УРАЛМАШ 4500/270 ЭК-БМ [8] наведена в таблиці 2.6.

Табл.2.6.

Навантаження, що допускається, на крюку (по ГОСТ 16293), тс	270
Максимальне статичне навантаження на крюку (по А.Р.І.), тс	325
Умовна глибина буріння (БТ-114 мм), м	4500
Довжина бурильної свічки, м	25
Тип приводу	електричний
Вишка	РОЗУМ 45-270Р
Тип	щогла 2-х опорна
Висота вишки, м	45,3
Тип	збірно-модульне
Висота основи (відмітка підлоги бурової), м	9,9
Лебідка	ЛОБУ-900 ЭТ-3А
Розрахункова потужність на вхідному валу, кВт	900
Вертлюг	УВ-270 МА
Вантажопідйомність, тс	270 (2700)
динамічна вантажопідйомність (по А.Р.І.), тс	160
Ротор	Р-700

Розрахункова потужність приводу ротора, кВт	370
Діаметр отвору в столі ротора, мм	700
Статичне навантаження, що допускається, тс	500
Насос	УНБТ-950 А2
Потужність насоса, кВт	950
Максимальне подання, л/з	46
Максимальний тиск (на виході), МПа	32
Загальний корисний об'єм, м <sup>3</sup>	180
Кількість східців очищення	4

#### Вибір талевого канату і талевої системи

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

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

$$T = \frac{K_1 Q_r}{2P_k}$$

де  $T$  - кількість роликів талевого блоку;

$Q_r$  - статичне навантаження на крюк від ваги найбільш важкої бурильної колони;

$P_k$  - розривне навантаження для вибраного талевого канату;

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

$$T = \frac{4 \cdot 1287,5}{2 \cdot 615} = 4,2$$

Приймаємо кількість роликів талевого блоку  $T=5$  шт. Тоді оснащення талевої системи - (5 x 6).

### **Висновки до розділу 2**

Виходячи з вище сказаного була сформульована мета роботи: вдосконалення технології буріння для умов свердловини Солохівського родовища Полтавської області, за рахунок модернізації вибійного гвинтового двигуна.

Основні завдання роботи

1. Аналітичний огляд умов буріння свердловини Солохівського родовища Полтавської області.
2. Модернізації вибійного гвинтового двигуна для вдосконалення технології буріння свердловини Солохівського родовища Полтавської області.
3. Обґрунтування економічної ефективності запропонованої технології.

Об'єктом дослідження даної роботи є вибійний гвинтовий двигун для вдосконалення технології буріння свердловини Солохівського родовища Полтавської області, а предметом дослідження – технологія використання вибійного гвинтового двигуна для вдосконалення технології буріння свердловини.

Іноваційність: уперше обґрунтовано технологію використання модернізованого вибійного гвинтового двигуна для вдосконалення технології буріння свердловини Солохівського родовища Полтавської області. Практичне значення полягає в модернізації вибійного гвинтового двигуна.



## РОЗДІЛ 3 Модернізації вибійного гвинтового двигуна для вдосконалення технології буріння свердловини Солохівського родовища Полтавської області

### 3.1 Гвинтовий вибійний двигун, загальні відомості

За прототип приймаємо вибійний гвинтовий двигун Д1-95. Він відноситься до машин об'ємної (гідростатичної) дії. За принципом дії гвинтової вибійний двигун являє собою планетарно-роторну гідравлічну машину об'ємного типу з внутрішнім косозубим зачепленням.

Двигун містить ротор і статор, поперечний переріз яких показано на рис. 3.1. [18]

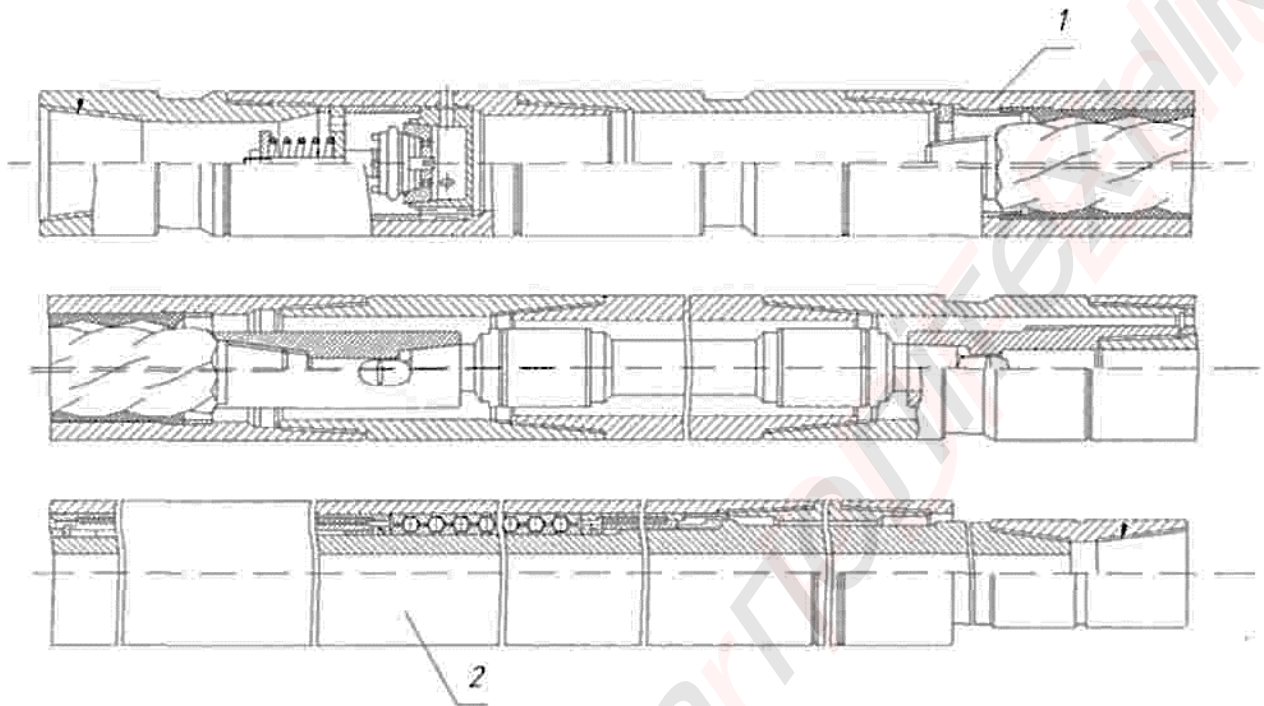
Сталевий статор усередині має привулканізовану гумову обкладку з гвинтовими зубами лівого напрямку. На сталевому роторі нарізані зовнішні гвинтові зуби також лівого напрямку. Число зубів ротора на одиницю менше числа зубів статора, у результаті чого для здійснення зачеплення вісь ротора зміщена щодо осі статора на величину ексцентриситету, рівну половині висоти зуба. Кроки гвинтових ліній ротора і статора прямо пропорційні числу зубів. Спеціальний профіль зубів ротора і статора забезпечує їхній безупинний контакт між собою, утворюючи на довжині кроку статора одиничні робочі камери. [12]

Промивна рідина, що надходить у двигун від насосів бурової установки, може пройти до долота тільки в тому випадку, якщо ротор повертається щодо статора, обкатуючись під дією неврівноважених гідравлічних сил.

Ротор, роблячи планетарний рух, повертається по годинниковій стрілці (абсолютний рух), у той час як геометрична вісь ротора переміщається щодо осі статора проти годинникової стрілки (переносний рух). [14]

За рахунок різниці в числах зубів ротора і статора переносний рух редукується в абсолютне з передаточним числом, рівним числу зубів ротора, що забезпечує знижену частоту обертання і високий крутний момент на виході.

Загальний вигляд двигуна показаний на рис. 3.1.



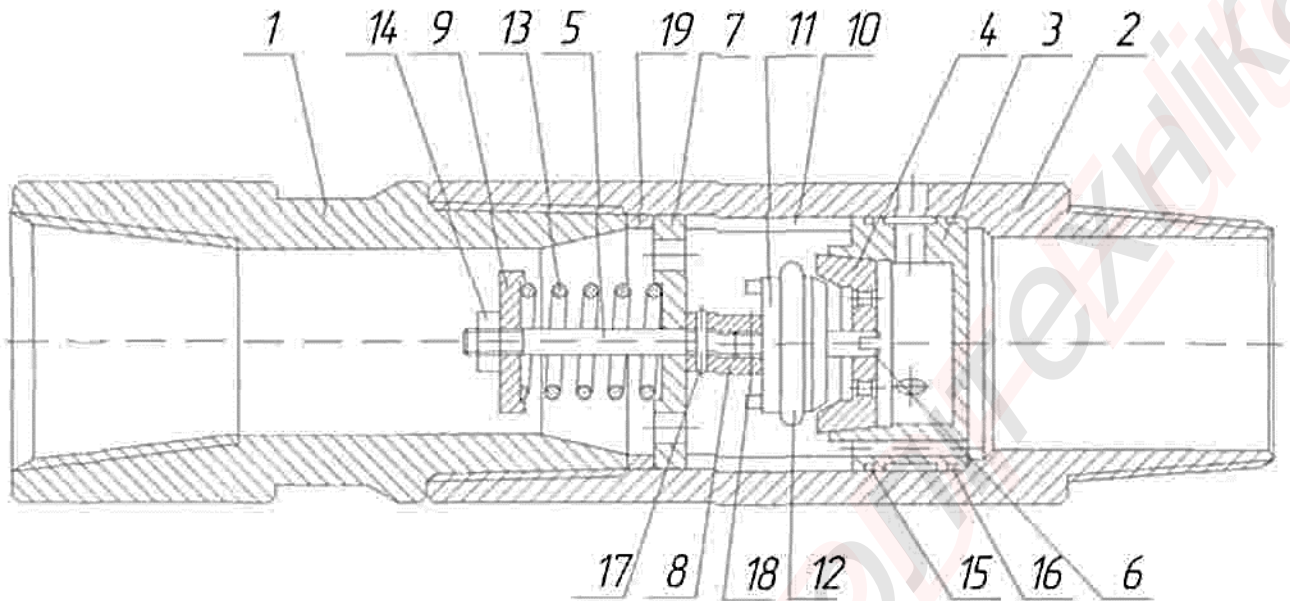
**Рис. 3.1 - Двигун гвинтовий вибійний:**

1 – секція двигуна, 2 – секція шпінделя.

Гвинтовий вибійний двигун Д1-195 має в своєму складі наступні елементи:

Переливний клапан - призначений для зливу промивної рідини з бурильних труб при підйомі колони з гвинтовим вибійним двигуном, а також для заповнення бурильної колони при спуску.

Клапан виконаний у виді окремого вузла і приєднується до секції двигуна на замковому різьбленні 3-171 ГОСТ 5286-75. Пристрій клапана показаний на рис. 3.2. [16-18]



**Рис. 3.2 - Переливний клапан [18]:**

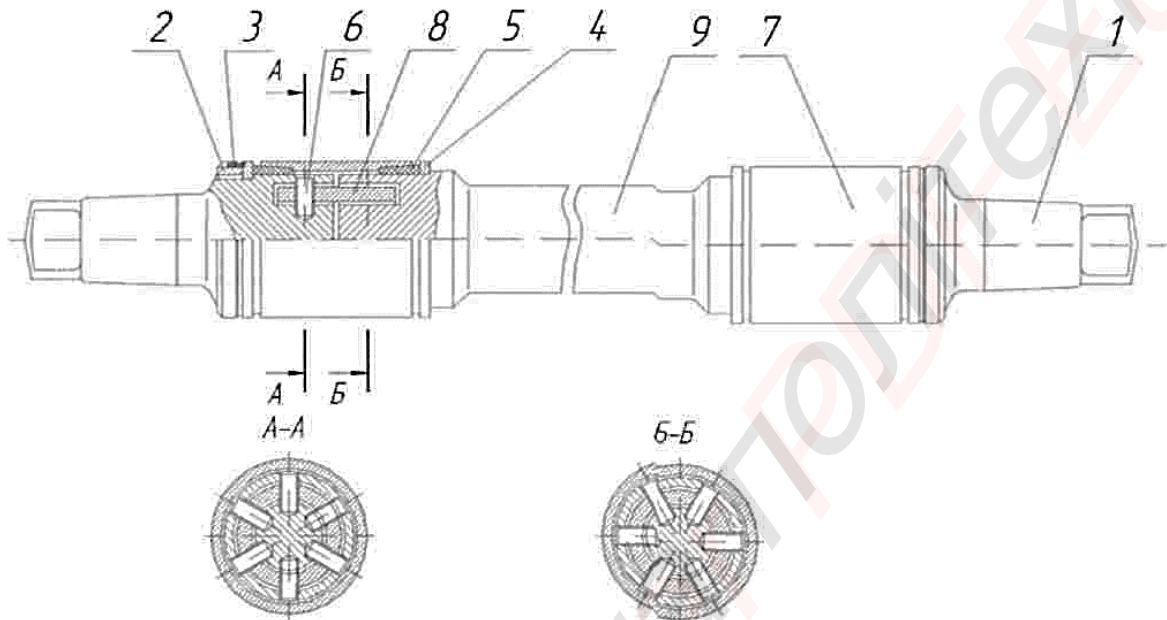
1 - перевідник; 2 - корпус; 3 - камера; 4 - сідло; 5 - стержень; 6 - тарілка; 7 - фланець; 8 - гайка; 9 - упор; 10 - кільце регулювальне; 11 - шайба; 12 - манжета; 13 - пружина; 14 - гайка; 15 – кільце ущільнювальне; 16 - кільце ущільнювальне; 17 - штифт; 18 – дріт обв'язувальний; 19 - кільце регулювальне.

У вихідному положенні клапан під впливом пружини 13 відкритий, і промивна рідина може вільно переливатися з бурильної колони в затрубний простір і назад (при виключених бурових насосах).

При включенні насоса за рахунок швидкісного напору рідини тарілка клапана з манжетою 12, переборюючи опір пружини 13, переміщається вниз і закриває клапан, роз'єднуючи внутрішню порожнину від затрубного простору.

Промивна рідина через отвори в камері 3 надходить у двигун. При припиненні подачі рідини від насосів під дією пружини 13 клапан відкривається.

Карданний вал (рис. 3.3) служить для передачі крутного моменту і осьового гідравлічного навантаження з ексцентрично (планетарно) обертового ротора на вал шпindelної секції.



**Рис. 3.3 – Карданний вал [18]:**

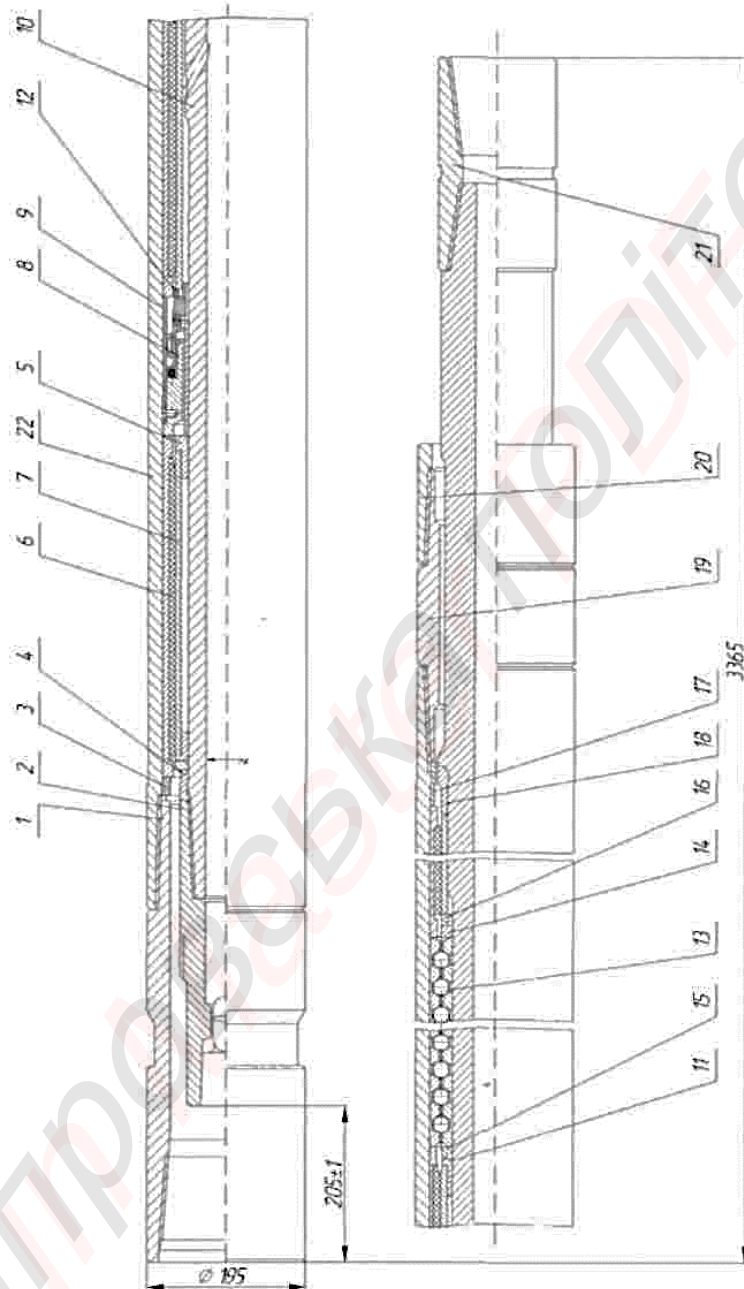
1 - напівмуфта; 2 - гайка; 3 - планка; 4 - кільце; 5 - манжета; 6 - ролик; 7 - втулка; 8 - обійма; 9 - вал.

У торцях напівмуфт 1 і вала 9 виконані кільцеві канавки, у яких із зазором розміщені обійми 8. Ролики 4 встановлені в радіальних отворах напівмуфт, обійм і вала також з визначеним зазором. Герметизація внутрішньої порожнини шарнірів здійснюється манжетами 5 і гайками 2. [12-14]

Осьове навантаження сприймається торцями напівмуфт і вала. При роботі двигуна осі напівмуфт роблять прецесійний рух щодо осі вала; при цьому ролики перекочуються без ковзання, по поверхні отворів елементів карданного валу. [15]

Шпindelна секція (рис. 3.4) служить для передачі осьового зусилля з бурильних труб на долото і містить у собі багаторядний упорно-радіальний

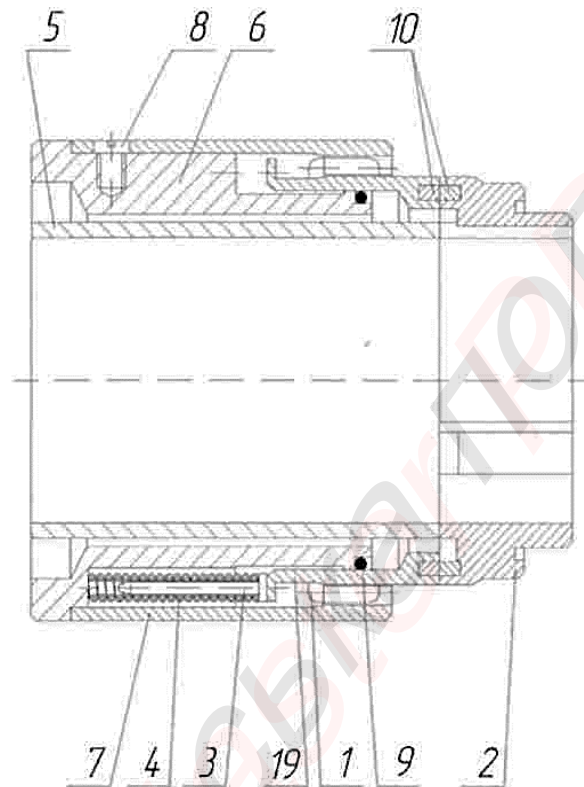
кульковий підшипник, три радіальні гумометалеві опори, сальник торцевий (чи сальник з гумовими кільцями), змонтовані в корпусі, перевідники.



**Рис. 3.4 - Секція шпindelьна [18]:**

1 - перевідник нижньої секції; 2 - муфта; 3 - втулка регулювальна; 4 - кільце регулювальне; 5 - втулка підкладна; 6 - опора нижня; 7 - втулка нижньої опори; 8 - сальник торцевий; 9 - кільце; 10-вал шпindelя; 11 - втулка підкладна; 12 - кільце; 13 - пакет упорних підшипників; 14 - втулка упорна; 15 - кільце; 16 - втулка кільця ущільнюючого; 17 - втулка регулювальна; 18 - втулка завзята; 19 - перевідник; 20 - гайка; 21 - перевідник; 22 - корпус.

Багаторядний упорно-радіальний кульовий підшипник сприймає осьове і частково радіальне навантаження; Радіальні гумо-металічні опори сприймають радіальне навантаження.



**Рис. 3.5 - Сальник торцевий:**

1 - втулка-шестерня; 2 - кільце; 3 - штифт; 4 - пружина; 5 - втулка; 6 - втулка; 7 - втулка; 8 - гвинт; 9 - кільце ущільнювальне.

Технічна характеристика гвинтового вибійного двигуна Д1-195 наведено в таблиці 3.1.

Сальник торцевий (рис. 3.5) служить для запобігання перетікання промивної рідини через осьову опору шпindelної секції при створенні великих перепадів тиску на долоті. Елементи, що ущільнюють, виконані у виді твердосплавних контактних кілець, що притискаються друг до друга пружинами 4. Одне з кілець закріплено на валу, а інше - у корпусі.

Втулка 7 має внутрішні зуби, що знаходяться в зачепленні з зовнішніми зубами втулки-шестірні 1, завдяки чому виключається їхній взаємний поворот і мається можливість щодо осьового переміщення, обумовленого зношенням підшипників шпindelної секції і зношенням твердосплавної торцевої пари сальника.

Центратор служить для обмеження амплітуди поперечних коливань нижньої частини шпindelної секції і додання напрямку долоту.

Таблиця 3.1

Технічна характеристика гвинтового вибійного двигуна Д1-195 [12]:

Кінематичне відношення	9:10
Витрата бурового розчину, л/с	25...35
Частота обертання вала, с <sup>-1</sup>	1,5...1,9
Перепад тиску, МПа	4,3...6,7
Момент сили на валу, кНм	5,2...7,2
Максимальна потужність, кВт	50...85
Діаметр доліт, які використовуються, мм	215,9...244,5
Зовнішній діаметр, мм	95
Довжина, мм	6535
Маса, кг	1100
Приєднувальні різьби ГОСТ 5286-75:	
до бурильних труб	3-147
до долота	3-117

### 3.2 Установка для проведення свердловини

Установка УБВ-600 (рис. 3.6) призначена для буріння структурно - пошукових свердловин обертальним способом з очищенням забою свердловини промивкою.

Установка складається з трьох основних блоків: лебідко - щоглового, насосного блоку і робочого майданчика з містками і стелажми для труб. Лебідко - щогловий і насосний блоки, змонтовані на шасі автомобіля КраЗ, приводяться в дію від його двигуна. [16]

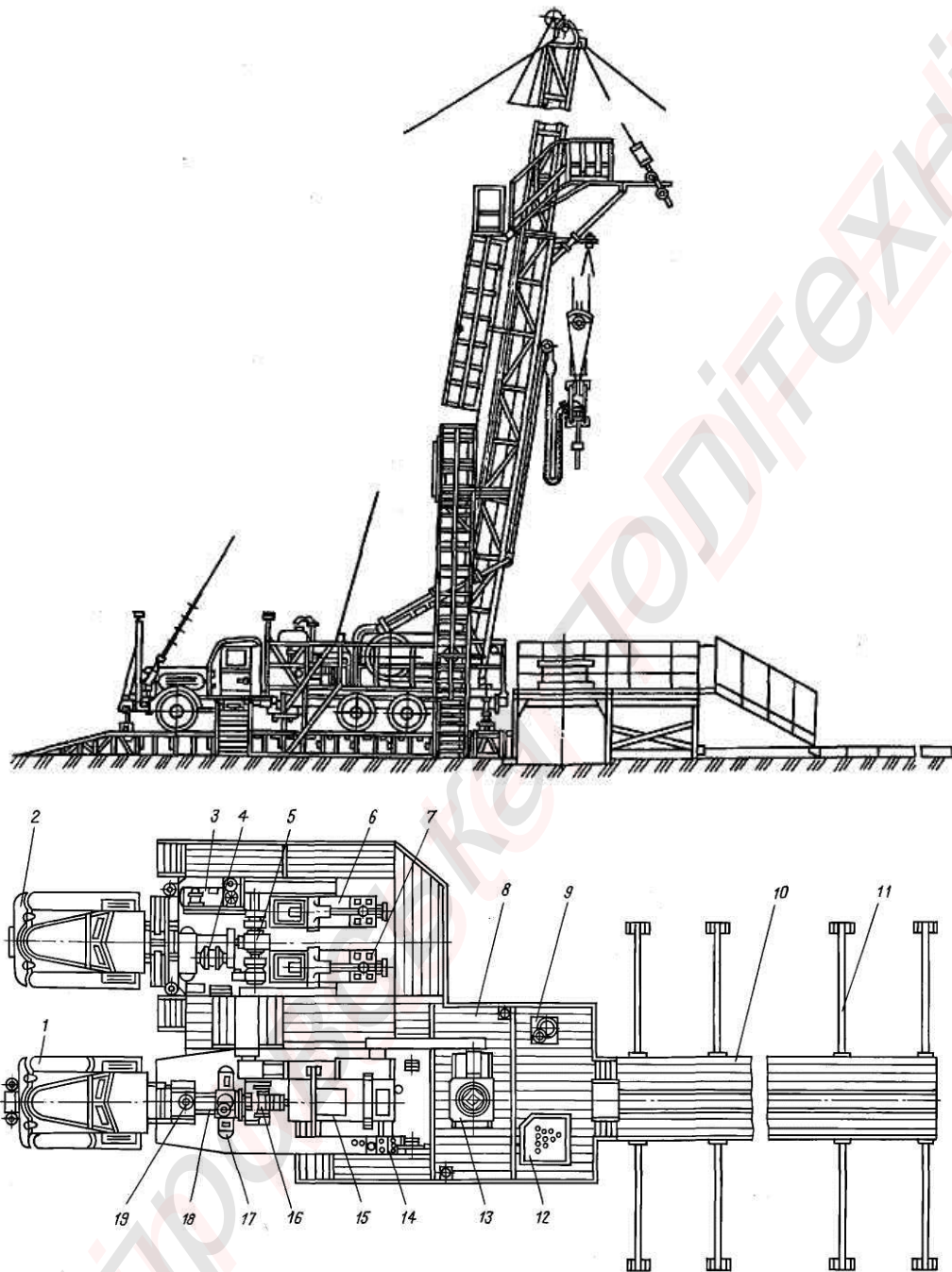
На рамі лебідко - щоглового блоку встановлені щогла з помостами, лебідка, роздаточний редуктор, трансмісія приводу лебідки, гідродомкрати підйому щогли, компресор, пневматичні і гідравлічні пристрої.[3]

Відбір потужності на механізми лебідко - щоглового блоку виконується від трансмісії автомобіля через коробку відбору потужності, сполучену карданною передачею з роздаточним редуктором. Привід компресора, маслонуасосу, живлячого гідродомкрати підйому щогли, гідророзкріплювача і гідромотора пристрою забурки шурфу - від роздаточного редуктора. Привід лебідки - через карданну передачу, трансмісію і ланцюгову передачу. Привід бурового ротора, встановленого на робочому майданчику, - від валу барабана лебідки ланцюговими передачами через проміжний вал.

На рамі насосного блоку змонтовано два бурові насоси зі всмоктуючими і напірними лініями, центральний і спарюючий редуктори, трансмісія, електрогенератор, резервний компресор, системи пневматичного управління, пневматичні і електричні пристрої.

Відбір потужності на механізми насосного блоку здійснюється від трансмісії автомобіля через коробку відбору потужності, зв'язану карданною передачею з центральним редуктором. Привід електрогенератора від центрального редуктора через клинові ремені. Привід спарюючого редуктора і трансмісії - від центрального редуктора через шино - пневматичні муфти. Привід бурових насосів - від трансмісії і спарюючого редуктора через клиноремінну передачу. Привід резервного компресора - від індивідуального електродвигуна.





**Рис. 3.6 – Бурова установка УБВ – 600:**

1 - лебідко - мачтовий блок; 2 - насосний блок; 3 - компресор; 4 - генератор; 5 - трансмісія насосного блока; 6, 7 - бурові насоси; 8 - робоча площадка; 9 - пристрій забурки шурфа; 10 - мостки; 11 - стелажі для труб; 12 - підсвічник; 13 - ротор; 14 - пульт керування; 15 - бурова лебідка; 16 - допоміжна лебідка; 17 - компресор; 18 - трансмісія лебідко - мачтового блоку; 19 – маслобак.

Спарюючий редуктор сполучений карданною передачею з трансмісією лебідко - щоглового блоку, що забезпечує привід всіх механізмів бурової установки від будь-якого з двох двигунів у разі виходу з ладу або зупинки на профілактику одного з них.

Для буріння лебідко - щогловий і насосний блоки встановлюють на фермах. Висота підроторної підстави - достатня для монтажу противикидного устаткування. [12-14]

Барaban лебідки має чотири діапазони частоти обертання. Зміна кожного діапазону проводиться введенням в зачеплення відповідної пари шестерень коробки відбору потужності і включенням відповідної шино - пневматичної муфти лебідки. Ротор має п'ять діапазонів частоти обертання: два робочих і три допоміжних. Зміна робочих частот обертання проводиться введенням в зачеплення відповідної пари шестерень коробки відбору потужності, а допоміжних введенням в зачеплення відповідної пари шестерень коробки зміни передач автомобіля.[15]

Для механізації допоміжних робіт бурова установка обладнана електролебідкою, гідророзкріплювачем, підвісними ключами для труб і пристроєм для їх підвіски, трубним візком і зварювальним трансформатором.

Електролебідка може бути використана при монтажі бурової установки для підтягання і підйому вантажів, а також під час буріння для згвинчування і розгвинчування різьбових з'єднань труб, викиду труб на містки або підтягання їх до ротора, відведення ротора від гирла свердловини при спуску обсадних труб великого діаметра і інших робіт.

Самохідність основних блоків і габарити допоміжного устаткування, розрахованого на транспортування універсальним автотранспортом, забезпечують перебазування основного устаткування бурової установки за один рейс.

Управління установкою здійснюється з пульта, на якому розміщено органи оперативного управління і прилади контролю процесу і режиму роботи механізмів установки.

Технічна характеристика установки [14]:

Шифр	УБВ – 600Н
Тип	Самохідний
Вантажопідйомність, тс	
максимальна	50
номінальна	32
Глибина буріння, м	2000
Діаметр буріння, мм	
початковий	346
кінцевий	118
Транспортна база лебідко-щоглового та насосного блоків	Автомобіль КрАЗ – 250
Привід механізмів	Двигун базового автомобіля КрАЗ, потужністю 240 лс при 2100 об/хв.; ЯМЗ-238
Потужність силового приводу (розрахункова), лс	
лебідко – щоглового блоку	170
насосного блоку	170
Довжина свічі, м	12
Швидкість підйому, м/сек.	
мінімальна	0,181
максимальна	1,215
Лебідка	Однобарабанна з ланцюговим приводом двострічковим гальмом.

Натяг канату (максимальний), то	9,8
Оснастка талевої системи	3x4
Висота щогли до осі кронблоку, м	22,4
Кронблок	Чотирьох роликовий
Ротор	Р 360
Частота обертання стола ротора, об/хв.	
робоча	105 та 183
допоміжна	30,54 та 254
Потужність, що передається ротором, л.с.	120
Прохідний отвір стола, мм	360
Промивний насос	УНБ – 125
Кількість насосів	2
Робоча площадка	Двосекційна, зварна з профільного прокату
Габарити площадки, мм:	
довжина	5000
ширина	4400
висота	2200
Містки із стелажми	Двосекційні, зварні з профільного прокату
Полати	Консольні, зварні з профільного прокату
Кількість магазинів для труб, шт	2
Діаметр труб, мм	73 – 89
Джерело енергії для освітлення допоміжного обладнання	Синхронний електрогенератор ЕСС- 5-83-6-МІОІ
Потужність генератора, кВа	30

Напруга, вольт	400/230
Частота обертання ротора	1000
Габаритні розміри лебідко-щоглового блоку в транспортному положенні, мм	
довжина	13000
ширина	2650
висота	4160
Габаритні розміри насосного блоку в транспортному положенні, мм	
довжина	10000
ширина	3000
висота	3250
Маса лебідко-щоглового блоку в транспортному положенні, кг	22610
Навантаження на передню вісь, повне	4720
Навантаження на задню теліжку, повне	17890
Маса насосного блоку в транспортному положенні, кг	20880
Навантаження на передню вісь, повне	4310
Навантаження на задню теліжку, повне	16570
Маса комплекту з пристосуваннями та запчастинами, кг	70500

### 3.3 Модернізації вибійного гвинтового двигуна

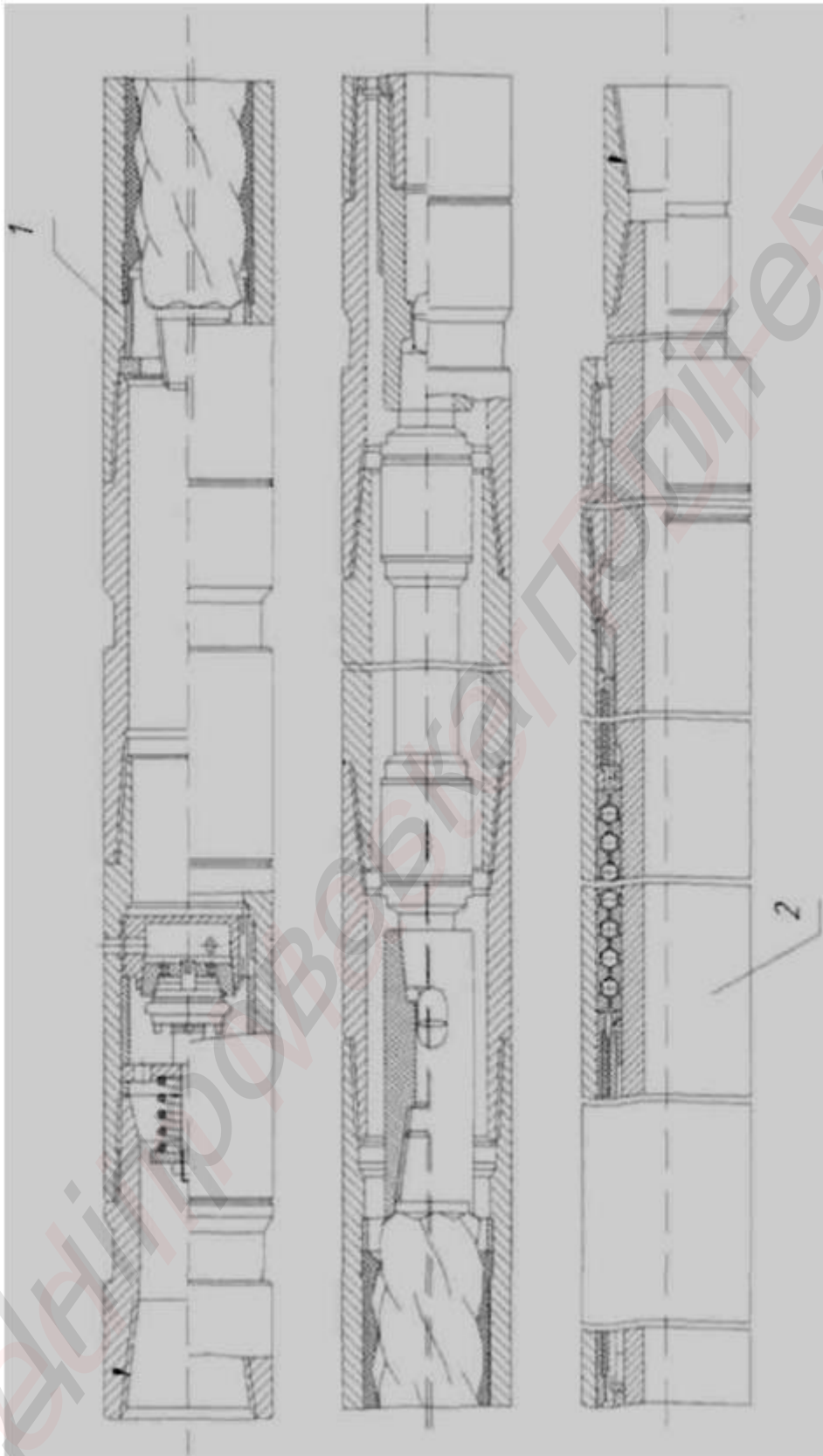
Принцип дії гвинтового вибійного двигуна наступний. Двигун містить ротор і статор, поперечний переріз яких показано на рис. 3.7. Сталевий статор усередині має привулканізовану гумову обкладку з гвинтовими зубами лівого напрямку. На сталевому роторі нарізані зовнішні гвинтові зуби також лівого напрямку. Число зубів ротора на одиницю менше числа зубів статора, у результаті чого для здійснення зачеплення вісь ротора зміщена щодо осі статора на величину ексцентриситету, рівну половині висоти зуба. Кроки гвинтових ліній ротора і статора прямо пропорційні числу зубів. Спеціальний профіль зубів ротора і статора забезпечує їхній безупинний контакт між собою, утворюючи на довжині кроку статора одиничні робочі камери. [12-14]

Промивна рідина, що надходить у двигун від насосів бурової установки, може пройти до долота тільки в тому випадку, якщо ротор повертається щодо статора, обкатуючись під дією неврівноважених гідравлічних сил.

Ротор, роблячи планетарний рух, повертається по годинниковій стрілці (абсолютний рух), у той час як геометрична вісь ротора переміщається щодо осі статора проти годинникової стрілки (переносний рух). [12]

За рахунок різниці в числах зубів ротора і статора переносний рух редукується в абсолютне з передаточним числом, рівним числу зубів ротора, що забезпечує знижену частоту обертання і високий крутний момент на виході.

Тобто, робоча рідина, що подається насосами з поверхні, пройшовши крізь насосно-компресорні труби потрапляє у гвинтовий вибійний двигун, далі – до вибою свердловини та крізь між трубний простір піднімається на поверхню. Даний процес називають прямою циркуляцією робочої рідини.



*Рис. 3.7 - Двигун гвинтовий вибійний [18]:*

1 – секція двигуна, 2 – секція шпінделя.

Винахід відноситься до забійних двигунів героторного типу і може бути використаний для буріння нафтових, газових і розвідувальних свердловин. Пристрій включає багатозахідний героторний механізм, що містить нерухомий статор з еластичною оболонкою і рухливий порожнистий ротор. На внутрішній поверхні статора і зовнішньої поверхні порожнистого ротора виконана багатозахідна гвинтова нарізка лівого напрямку з різницею у кількості виступів статора і ротора, рівній одиниці. На внутрішній поверхні порожнистого ротора є еластична оболонка, усередині порожнистого ротора ексцентрично встановлений другий цільнолитий ротор. На внутрішній поверхні порожнистого ротора з еластичною оболонкою і зовнішньої поверхні другого суцільнолитого ротора виконана багатозахідна гвинтова нарізка лівого напрямку з різницею у кількості виступів порожнистого ротора, рівній одиниці. Досягаються підвищення ефективності буріння свердловин і збільшення механічної швидкості проходки на долото.

Відомий гвинтовий забійний двигун [А.с. 943389 SU, кл.<sup>3</sup> E21B 4/02, опубл. 15.07.82], забезпечений розміщеними над основними додатковими робочими органами статором, жорстко пов'язаним з основним статором, і порожнистим ротором, що має посадочне сидло під клапан, що скидається, і пов'язаним з основним ротором за допомогою обгінної муфти.

Відомий гвинтовий забійний двигун [А.с. 784397 A1 SU, E21B 4/02, опубл. 15.09.92], що містить з'єднання торсиону з ротором, розташованого вище за робочу зону зубів ротора і статора.

Відомий модуль гідравлічної героторної машини [а.с. 1742459 A1 SU, МПК5 E21B 4/02, опубл. 23.06.92], що містить статор, порожнистий ротор, торсион, розміщений в підлогою роторі, і вузол з'єднання торсиону з ротором, розташованим від середини ротора на відстані, меншому 0,42 довжин ротора.

Причиною, що перешкоджає досягненню заявленого технічного результату, у відомих технічних рішеннях являється низький показник механічної швидкості буріння свердловин за рахунок зниження



оптимального моменту на валу двигуна при змінних навантаженнях на долото, а також високого перепаду тиску у момент запуску (гальмівного режиму) унаслідок подолання опорів в гвинтовій парі.

Завданням, на рішення якої спрямований заявлений винахід, являється підвищення ефективності буріння свердловин, збільшення механічної швидкості проходки на долото шляхом зміни конструкції забійного двигуна героторного типу.

Поставлене завдання вирішується за рахунок досягнення технічного результату, який полягає в підвищенні моменту на валу двигуна, зменшення перепаду тиску при запуску за рахунок установки двох незалежних гвинтових пар різної геометрії в корпус забійного двигуна героторного типу.

Вказаний технічний результат досягається тим, що пристрій для буріння свердловин містить порожнистий корпус, розміщений усередині нього з утворенням порожнин низького і високого тиску багатозахідний героторний механізм, що включає співісний розташований статор з еластичною оболонкою і ексцентрично встановлений усередині статора ротор (гвинт). Причому на внутрішній поверхні статора і зовнішньої поверхні ротора виконана багатозахідна гвинтова нарізка (лінії) лівого напрямку з різницею у кількості виступів статора і ротора, рівній одиниці. Усередині ротор (гвинт) виконаний порожнистим, має на внутрішній поверхні еластичну оболонку. На зовнішній поверхні ексцентрично встановленого усередині порожнистого ротора (гвинта) другого суцільнолитого ротора виконана багатозахідна гвинтова нарізка (лінії) лівого напрямку з різницею у кількості виступів порожнистого ротора, рівній одиниці.

Причинно-наслідковий зв'язок між заявленим технічним результатом і існуючими ознаками винаходу наступний.

Літолого-стратиграфічна характеристика розрізів більшості родовищ, а саме фізико-механічні властивості гірських порід (твердість, абразивність і так далі), неоднорідна. Наприклад, на інтервалі від 20 до 50 м зустрічаються

пропластки гірської породи з різною твердістю, яка варіюється від 100 до 600 МПа. Часте чергування порід різної твердості призводить до постійного неконтрольованого створення навантаження на забій. Це тягне часті зупинки і запуски двигуна. Базова конструкція гвинтової пари не дозволяє уникнути високих пускових (гальмівних) тисків. Передусім це пов'язано з подоланням сил тертя елементів гвинтової пари, обумовлене наявністю ексцентриситету, що виникає за рахунок різнозахідності ротора і статора.

Одним з вирішень цієї проблеми є підвищення моменту на валу двигуна. Момент гвинтового забійного двигуна  $M_B$  визначається вираженням

$$M_B = \frac{\Delta p \cdot q \cdot \eta}{2\pi \cdot n}, \quad (3.1)$$

де  $q$  - об'єм порожнин гвинтового двигуна,  $m^3$ ;

$\eta$  - ККД двигуна;

$n$  - частота обертання валу двигуна,  $s^{-1}$ ;

$\Delta p$  - перепад тиску, МПа.

З вираження видно, що збільшення об'єму порожнин гвинтового двигуна  $q$  дозволить підвищити момент двигуна.

Підвищення ефективності буріння свердловин здійснюється за рахунок підвищення моменту на валу двигуна (внаслідок збільшення об'єму порожнин  $q$ ), зменшення перепаду тиску при запуску (внаслідок конструктивних змін забійного двигуна героторного типу) шляхом включення в роботу двигуна другої незалежної гвинтової пари.

На кресленні (рис. 3.8) представлений пристрій для буріння свердловин.

Пристрій містить багатозахідний героторний механізм, що містить нерухомий статор 1 з еластичною оболонкою і рухливий порожнистий ротор 2 (гвинт). На внутрішній поверхні статора 1 і зовнішній поверхні порожнистого ротора 2 (гвинта) виконана багатозахідна гвинтова нарізка (лінії) лівого напрямку з різницею у кількості виступів статора і ротора, рівній одиниці. На внутрішній поверхні порожнистого ротора 2 є еластична

оболонка (гвинт). Усередині порожнистого ротора 2 (гвинта) ексцентрично встановлений другий цільнолитий ротор 3. На внутрішній поверхні порожнистого ротора 2 з еластичною оболонкою і зовнішній поверхні ексцентрично встановленого усередині порожнистого ротора 2 другі суцільнолиті ротори 3 виконана багатозахідна гвинтова нарізка лівого напрямку з різницею у кількості виступів порожнистого ротора, рівній одиниці.

Порожнистий ротор 2 (гвинт) може бути сполучений з валом шпинделя за допомогою проточної муфти 4 і торсіону 5. Внутрішня частина проточної муфти 4 має проточні канали 6 і містить регульовану фрикційну муфту 7, виконуючу функцію обмеження гранично допустимого моменту на суцільнолитому роторі 3.

Пристрій для буріння свердловин працює таким чином.

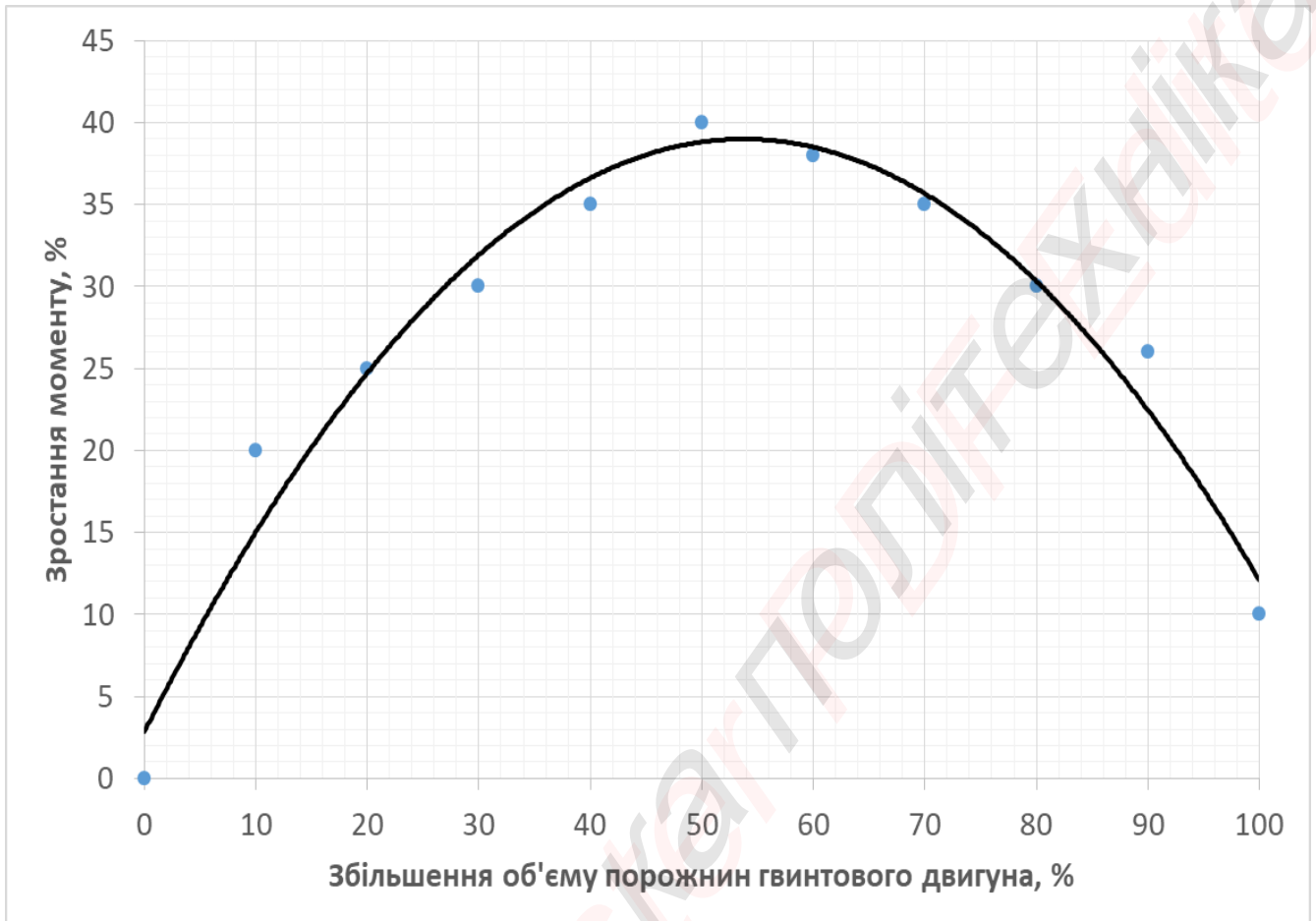
Буровий розчин поступає під тиском в камери (порожнини) першої і другої багатозахідної гвинтової пари героторного механізму, утворені статором 1, порожнистим ротором 2 (внаслідок різниці у кількості виступів в них). Під дією перепаду тиску бурового розчину в камерах низького і високого тиску двох гвинтових пар створюється момент, що крутить. При цьому момент, що спочатку крутить, виникає на суцільнолитому роторі 3 за рахунок менших діаметральних розмірів (опорів у внутрішній гвинтовій парі). В процесі обертання суцільнолитий ротор 3 передає частину енергії (момент, що крутить) порожнистому ротору 2 на подолання сил тертя з нерухомим статором 1. Буровий розчин з гвинтової пари, утвореної порожнистим ротором 2 і суцільнолитим ротором 3, поступає в проточну муфту 4. По проточних каналах 6 буровий розчин поступає до валу шпинделя. Щоб уникнути виникнення гранично допустимих значень моменту на суцільнолитому валу в нижній частині встановлена регульована фрикційна муфта 7.

Пристрій для буріння свердловин дасть можливість підвищити на 50% момент, що крутить, на валу двигуна, зменшити перепад тиску, що дозволить збільшити показники ефективності буріння свердловин.

Пристрій для буріння свердловин, що включає багатозахідний героторний механізм, що містить нерухомий статор з еластичною оболонкою і рухливий порожнистий ротор, на внутрішній поверхні статора і зовнішньої поверхні порожнистого ротора виконана багатозахідна гвинтова нарізка лівого напрямку з різницею у кількості виступів статора і ротора, рівній одиниці, що відрізняється тим, що на внутрішній поверхні порожнистого ротора є еластична оболонка, усередині порожнистого ротора ексцентрично встановлений другий цільнолитий ротор, при цьому на внутрішній поверхні порожнистий ротор з еластичною оболонкою і зовнішній поверхня другий суцільнолитий ротор виконаний багатозахідний гвинтовий нарізка лівий напрямку з різницею у кількості виступів порожнистий ротор, рівній одиниці.

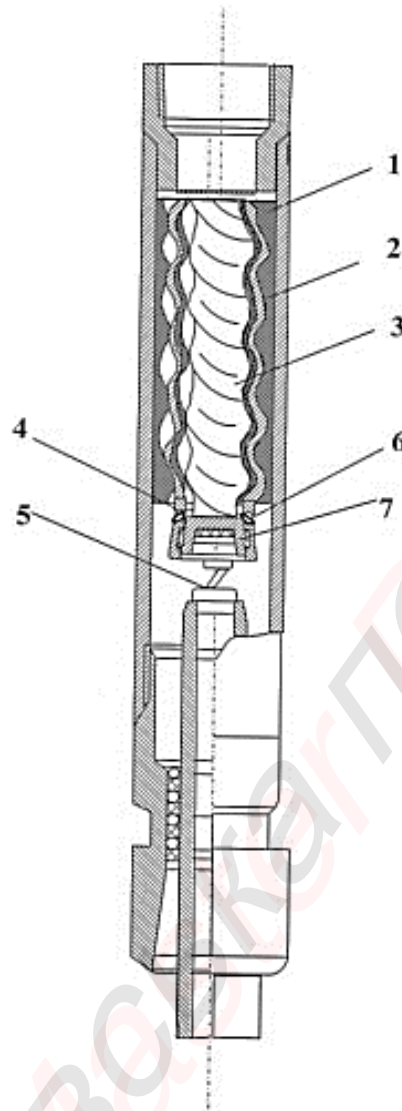
На графіку (рис. 3.8) приведено визначення оптимального збільшення моменту гвинтового забійного двигуна від об'єму порожнин гвинтового двигуна. З гідравлики ми знаємо, що збільшення перетину призводить до зниження перепаду тиску, тому згідно формулі (3.1) збільшення порожнин двигуна має граничну межу при якій перепаду тиску знизиться на стільки що перестане зростати момент гвинтового забійного двигуна.

$$\Delta p = f(V^2) \quad (3.2)$$



**Рис. 3.8 – Визначення оптимального збільшення моменту гвинтового забійного двигуна від об'єму порожнин гвинтового двигуна**

З графіку (рис. 3.8) видно, що збільшення порожнин двигуна має граничну межу при якій перепаду тиску знизиться на стільки що перестане зростати момент гвинтового забійного двигуна. Згідно розрахунку визначено, оптимальне значення зростання об'єму порожнин гвинтового двигуна – від 50% до 60 %.



*Рис. 3.9 – Схема модернізованого вібійного двигуна*

### **Висновки до розділу 3**

1. Розроблено нову конструкцію гвинтового вібійного двигуна який має підвищений момент за рахунок збільшення об'єму порожнин гвинтового двигуна  $q$ , які утворені встановленням додаткового ротора.

2. Конструкція гвинтового вібійного двигуна для буріння свердловин дасть можливість підвищити на 50% момент, що крутить, на валу двигуна, зменшити перепад тиску, що дозволить збільшити показники ефективності буріння свердловин.

3. Згідно розрахунку визначено, оптимальне значення зростання об'єму порожнин гвинтового двигуна – від 50% до 60 %.

## РОЗДІЛ 4 Очікуваних техніко-економічних показників

Головний показник ефективності впровадження нової техніки – річний економічний ефект.

Річний економічний ефект від виробництва і використання нового обладнання, з покращеними характеристиками, визначається по формулі :

$$E = \left[ 3_1 \times \frac{B_2}{B_1} \times \frac{P_1 + E_n}{P_2 + E_n} + \frac{(I_1 - I_2) - E_n(K_2 - K_1)}{P_2 + E_n} - 3_2 \right] \times n, \quad (4.1)$$

Де:

$3_1$  і  $3_2$  – приведені витрати на одиницю, вони відображаються в оптових цінах і враховуються безпосередньо через вартість нового обладнання .

$I_1$  і  $I_2$  – річні експлуатаційні витрати споживача при використанні базового і нового обладнання в розрахунку на об'єм продукції, що виробляється за допомогою впровадженого обладнання;

$K_1$  і  $K_2$  – супутні капітальні витрати на впорядкування свердловини.

$E_n = 0.15$  єдиний нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень.

$B_1$  і  $B_2$  – річні об'єми продукції, що виробляється при використанні одиниці нового обладнання.

$P_1$  і  $P_2$  – долі відрахувань від балансової вартості на повне відновлення базового обладнання , зворотні термінам служби.

$n$  – річний об'єм виробництва нового обладнання в натуральних одиницях.

### 11.2 Розрахунок річного економічного ефекту

Визначаємо собівартість базового гвинтового двигуна:

$$C_6 = \frac{Ц_6}{1 + P_n}, \quad (4.2)$$

Де:

$C_6$  – оптова ціна гвинтового двигуна;

$P_n$  – норматив рентабельності ( $P_n = 0,3$ )

Згідно діючих цін вартість гвинтового двигуна з урахуванням ПДВ :

$C_{з\ ПДВ} = 95000$  грн.

Тоді:

$$C_6 = C_{з\ ПДВ} - \frac{C_{з\ ПДВ}}{100 + C_{ПДВ}} \times C_{ПДВ}, \quad (4.3)$$

Де:  $C_{ПДВ}$  – ставка податку на додану вартість (20%)

$$C_6 = 95000 - \frac{95000}{100 + 20} * 20 = 79166,67 \text{ грн.}$$

Згідно формули 11.2:

$$C_6 = \frac{79166,67}{1 + 0,3} = 60897,44 \text{ грн.}$$

Визначаємо собівартість модернізованого гвинтового двигуна:

$$C_n = C_6 + C_M, \quad (4.4)$$

Де  $C_M$  – собівартість модернізації.

$$C_M = C_{\text{мат}} + C_{\text{монт.виг}}, \quad (4.5)$$

Де  $C_{\text{мат}}$  – вартість матеріалів, які використовуються для виготовлення модернізованої деталі.

$C_{\text{монт.виг}}$  – вартість виготовлення і монтажу деталі.

Ціна матеріалу який необхідний на реалізацію модернізації з врахуванням ПДВ складає 28 грн.

Визначимо вартість виготовлення та монтажу деталі

$$C_{\text{монт.виг}}^{\text{монт}} = k_{\text{н.з.}} \times \lambda \sum_{i=1}^n C_{ti} \times C_i \times (1 + H_n), \quad (4.6)$$

де  $k_{\text{н.з.}}$  – коефіцієнт накладних витрат по заробітній платі:  $k_{\text{н.з.}} = 1,3$ ;

$\lambda$  - коефіцієнт, що враховує премії:  $\lambda = 1,25$ ;

$C_{ti}$  – годинна тарифна ставка робітника і-го розряду, що входить в склад бригади;



$Ч_i$  – час виконання відповідних робіт:

- час виконання токарних робіт  $Ч_T = 6$  год
- час виконання слюсарних робіт  $Ч_{сл} = 2$  год

$$C_{ti} = k_{ti} * C_{t1} , \quad (4.7)$$

$k_{ti}$  – тарифний коефіцієнт відповідного розряду

$C_{t1}$  – годинна тарифна ставка робітника 1-го розряду ( $C_{t1} = 34,1$  грн.)

Для виконання завдання необхідно два робітника 5-го розряду, токар і слюсар.

$Н_n$  – норма нарахувань на заробітну плату, яка включає:

- пенсійне страхування – 33,2%;
- соціальне страхування – 1,5%;
- фонд зайнятості населення – 1,3%;
- фонд страхування на випадок травматизму – 2,57%.

Тоді,

$$C_{\text{монт}}^{\text{виг}} = 1,3 \times 1,25 \times (53,74 \times 6 + 53,74 \times 2) \times (1 + 0,3857) = 968,1 \text{ грн}$$

$$C_m = 28 + 968,1 = 996,1 \text{ грн}$$

Собівартість модернізованого гвинтового двигуна:

$$C_H = 60897,44 + 996,1 = 61893,54 \text{ грн.}$$

Оптова ціна модернізованого гвинтового двигуна:

$$Ц_m = C_H \times (1 + P_c) , \quad (4.8)$$

$$Ц_m = 61893,54 \times (1 + 0,3) = 80461,6 \text{ грн}$$

Визначаємо  $P_1$  та  $P_2$  – долі відрахувань від балансової вартості на повне відновлення базового та нового обладнання:

$$P_1 = \frac{1}{T_1} , \quad (4.9)$$

$$P_2 = \frac{1}{T_2} , \quad (4.10)$$

Де  $T_1$  і  $T_2$  – строки служби гвинтового двигуна до і після модернізації:

$$T_1 = 5 \text{ років, } T_2 = 6 \text{ років.}$$

$$P_1 = 0,2 ; \quad P_2 = 0,16$$

Супутні капітальні вкладення  $K_1$  і  $K_2$  – незмінні.

Продуктивність обладнання  $B_1$  і  $B_2$  - незмінні.

$Z_1$  і  $Z_2$  – приведені витрати на одиницю базового та нового обладнання:

$Z_1 = Ц_б$  ;  $Z_2 = Ц_м$  , отже

Річний економічний ефект від впровадження модернізованого гвинтового двигуна складає:

$$E = \left[ 79166,67 \times 1 \times \frac{0,2+0,15}{0,17+0,15} + 0 - 80461,6 \right] \times 12 = 73524 \text{ грн.}$$

#### Висновок до розділу 4

Запропонована модернізація вибійного гвинтового двигуна для вдосконалення технології буріння свердловини Солохівського родовища Полтавської області є дуже економічно вигідною в умовах ринкової економіки України й дозволить заощадити на одному двигуні 73524 грн на рік.

## **РОЗДІЛ 5 Охорона праці і безпека в надзвичайних ситуаціях**

У дипломній роботі, в якій виконується, розробка і удосконалення технологій хвилевої дії генераторами на призабійну зону пласта, розглядається розділ охорона праці в приміщенні при використанні персонально електронно-обчислювальної машини (ПЕВМ)

### **5.1 Аналіз шкідливих і небезпечних чинників**

При роботі з ПЕВМ на користувача впливають наступні шкідливі і небезпечні чинники:

1) Електромагнітне випромінювання. Монітори є джерелами рентгенівського випромінювання, ультрафіолетового випромінювання, видимого світла, електромагнітного випромінювання низько-, середньо- і надвисоких частот. Найбільш раними є нервова і серцево-судинна системи. Останнім часом встановлений негативний вплив на людину інформаційної компоненти електромагнітного поля, так званого торсіонного поля, яке робить негативний вплив на імунну, ендокринну і репродуктивну системи, а також генетичний апарат і головний мозок.

2) Електростатичний потенціал екрану притягує і електризує пил. В результаті попадання пилу в зону дихання зростає ризик легеневих захворювань, у тому числі аналогічних захворюванням шкіри.

3) Зорова робота з монітором робить шкідливий вплив на зір. Негативно впливає неправильний вибір шрифту і кольору.

4) Положення тіла при роботі з комп'ютером. Статична поза і неправильне положення тіла призводять до виникнення розладів скелетно-м'язової системи.

5) Теплове випромінювання. Величина теплового випромінювання залежить від споживаної потужності. Наявність комп'ютера в маленькій кімнаті призводить до значного підвищення температури повітря.

6) Електричний струм. Для живлення комп'ютерів використовується напруга 220В, на блоці конденсатора - до 315В, на моніторі - до 20кВ.

7) Зміна концентрації іонів в повітрі робочої зони. У свіжому повітрі в 1см<sup>3</sup> содержится від 150 до 5000 пар іонів різного знаку. Через 5мин роботи монітора концентрація легких негативних іонів зменшується в 5-10 разів, а через 3часа практично рівне 0, тобто переважають позитивно заряджені іони.

8) Шкідливі і небезпечні чинники, не пов'язані з роботою комп'ютера. До таких можна віднести напружену розумову роботу, недолік освітлення, небезпека пожежі і так далі.

## 5.2 Гігієна праці і промислова санітарія

### 5.2.1 Рівень шуму

Рівні звукового тиску і рівні шуму на робочих місцях не повинні перевищувати значень, вказаних в наступній таблиці :

Таблиця 5.1 - Рівні звукового тиску і рівні шуму

Вид діяльності	32 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц	Рівень шуму, дБА
Програмісти	87	71	61	54	49	45	42	40	38	50
Оператори	96	83	74	68	63	60	57	55	54	64

Для забезпечення нормованих рівнів шуму виробничих приміщень необхідно застосовувати звукопоглинальні покриття - перфоровані панелі.

Звукопоглинальні покриття негорючі і допущені до застосування органами санепідемслужби.

### 5.2.2 Рівень електромагнітних і іонізуючих випромінювань

Сучасні ПЕВМ, що мають позначку LowEmission, LowRadiation, електромагнітне випромінювання яких на відстані 50см від екрану не перевищує напруженість поля 2,5-25В/м; по щільності - 25-250нТл. Поверхневий електростатичний потенціал екрану - 500В. Потужність дози рентгенівського випромінювання на відстані 5см від екрану - 10-6Гр/од, що відповідає 0,5мкР/ч.

### 5.2.3 Склад повітряного середовища

Вміст озону в повітряному середовищі приміщення не більше 0,1мг/м<sup>3</sup>, зміст пилу - не більше 4мг/м<sup>3</sup>. Для боротьби з пилом необхідно не менше 2 раз на тиждень проводити вологе прибирання в приміщенні, і щодня перед початком роботи очищати екран від пилу і інших забруднень.

Нормалізуючий вплив на іонний склад повітря робить примусова вентиляція і застосування іонізаторів.

Щоб нормалізувати зміст негативних іонів в повітрі, використовують кімнатний вентилятор в течії 15 мін після кожної години роботи, що здійснює рух повітря паралельно площині екрану.

## 5.3 Техніка безпеки при роботі з ПЕВМ

### 5.3.1 Вимога до виробничого приміщення

Приміщення з ЕОМ має не нижче другої міри вогнестійкості, розмірами не менше 2,8 × 6,1 × 2,6 метрів, з віконним отвором 1,5 × 2,5 м, з одним виходом (двері 0,75 × 1,95 м), що відкриваються всередину. Заземлені конструкції, кот4орие знаходяться в приміщенні, надійно захищені діелектричними щитками або сітками від випадкового дотику. У приміщенні знаходиться аптечка першої допомоги. Приміщення з ЕОМ оснащено системою автоматичної пожежної сигналізації. У приміщенні розташовується

вуглекислотний вогнегасник. Підходи до засобів пожежогасінні вільні. Паління в приміщенні забороняється.

### 5.3.2 Вимоги до освітлення

Приміщення з ЕОМ повинні має природне і штучне освітлення. Природне світло проникає через бічні віконні отвори, зорієнтовані, на північ або північний схід. Як джерела світла при штучному освітленні, застосовуються люмінесцентні лампи типу ЛБ. Рівень освітленості на робочому столі в зоні розташування документів в межах 300 - 500 лк.. Для забезпечення нормованих значень освітлення в приміщеннях з відеотерміналом ЕОМ загального і персонального користування необхідно очищати шибку і світильники не рідше чим 2 рази в рік.

### 5.3.3 Вимога до робочого місця

Для роботи з ПЕВМ організовано робоче місце користувача, площа якого складає 17,08 м, при загальному об'ємі приміщення 44,4 м<sup>3</sup>. Робоче місце розташовується так, щоб природне світло падало ліворуч. Відстань від робочого місця до стіни з вікном складає 1,5 метра.

Для комфортної роботи стіл повинен задовольняти наступним умовам:

- висота столу вибрана з урахуванням можливості сидіти вільно, в зручній позі, при необхідності спираючись на підлокітники;
- нижня частина столу сконструйована так, щоб програміст міг зручно сидіти, не був вимушений підтискати ноги;
- конструкція столу передбачає наявність висувних ящиків (не менш 3-х для зберігання документації, лістингів, канцелярського приладдя).

Висота робочої поверхні в межах 680-800 мм. Висота поверхні, на яку встановлюється клавіатура, близько 650 мм. Висота сидіння над рівнем підлоги знаходиться в межах 420-550 мм. Поверхня сидіння м'яка, передній край закруглений, а кут нахилу спинки - регульований. Відстань від очей до екрану (близько 600-700 мм), відстань від ока до документу (300-450 мм).

#### 5.3.4 Електробезпека

Живлення ПК і периферійних пристроїв, робляться від однофазної мережі з глухозаземленою нейтраллю.

Дотик до фазного дроту представляє смертельну небезпеку. Падіння напруги в живлячих лініях не перевищує 5% від робочої напруги.

Під час роботи операторові забороняється:

- торкатися одночасно екрану монітора і клавіатури; торкатися до задньої панелі системного блоку при включеному живленні;
- перемикати роз'єми інтерфейсних кабелів периферійних пристроїв, при включеному живленні;
- захищати верхні панелі пристроїв сторонніми предметами;
- робити відключення живлення під час виконання активного завдання;
- робити часті перемикання живлення;
- допускати попадання вологи на поверхню системного блоку, монітора, робочу поверхню клавіатури, дисководу, принтера і інших пристроїв;
- робити самостійне розкриття і ремонт устаткування.

Операторові забороняється приступати до праці при виявленні будь-якої несправності устаткування до її усунення. При виникненні аварійної ситуації ПК відключається від мережі. ПЕВМ і периферійні пристрої мають вбудовану апаратуру захисту від короткого замикання. Для живлення техніки застосовується тільки 3-х дротяна мережа, що складається з фазного, нульового робітника і нульового захисного дротів. Перерізи цих дротів мають бути однаковими.

У приміщенні знаходиться 1 персональний комп'ютер. Для забезпечення відключення ПК при ушкодженні ізоляції або виникненні небезпеки поразки електричним струмом використовується захисне відключення. Захисне відключення застосовується на додаток до захисного занулення для забезпечення надійного захисту. Електричні кабелі

розміщуються в металевих трубах або в гнучких рукавах, які заземляються. Забороняється експлуатація кабелів і дротів з пошкодженою ізоляцією, використання саморобних подовжувачів, пошкоджених розеток і вимикачів.

Електроживлення ПЕВМ і освітлення здійснюється окремо. ПЕВМ і периферія сертифіковані, в комплекті з ПЕВМ, є паспорт-інструкція українською мовою.

Для захисту від статичної електрики передбачено використання засобів індивідуального захисту, до яких відносяться електростатичні халати і спеціальне взуття, підошва якого виконана з шкіри або електропровідної гуми, а також антистатичні браслети.

## **5.4 Протипожежна безпека**

### **5.4.1 Протипожежний режим**

Забезпечення пожежної безпеки підприємства покладається на керівника або уповноваженого ним посадовця, які повинні встановити протипожежний режим і призначити осіб, відповідальних за протипожежну безпеку об'єктів, зміст і експлуатацію протипожежних засобів. Згідно з протипожежним режимом забороняється паління, застосування відкритого вогню, використання побутових і нагрівальних приладів. Встановлюється порядок проведення тимчасових пожежонебезпечних робіт. По закінченню уповноважений посадовець перевіряє, і оглядає приміщення, відключає усі електроприлади. Необхідно упорядкувати відключення електропостачання на випадок пожежі. Стежити за організацією експлуатації і обслуговування технічних засобів пожежогасінні, пожежних сповіщувачів. Проводити роз'яснювальні роботи про дію працівників у разі пожеж.

На випадок виникнення пожежі у виробничому і допоміжному будівлях забезпечена можливість евакуації людей шляхом облаштування достатньої кількості виходів. Евакуаційними виходами можуть бути проходи, двері і ворота. Кількість виходів назовні і на сходи виходячи з граничної



відстані від будь-якого робочого місця у будівлі до одного з виходів, вважаючи по лінії вільних проходом, приймаємо відстань рівним 25 м.

Для швидкого виклику пожежної команди користуються технічними засобами зв'язку : телефоном, електричною пожежною сигналізацією (ручними і автоматичними сповіщувачами) і простими засобами зв'язку (гудками, сиренами).

#### 5.4.2. Протипожежна профілактика

Для приміщення, в якому експлуатуються ПК, певна категорія по вибухонебезпеці і пожежній безпеці. Приміщення, в якому розташовуються ПК, має не нижче II міри вогнестійкості.

Підвищення температури окремих вузлів до 80-1000С може привести до плавлення ізоляції сполучних дротів, їх оголенню і, як наслідок, до короткого замикання, яке супроводжується іскрінням, веде до неприпустимих перевантажень елементів електронних схем. Для відведення надмірної теплоти від ПК служать системи вентиляції і кондиціонування повітря.

Приміщення з ПК, оснащено системою автоматичної пожежної сигналізації з димовими пожежниками сповіщувачами, і порошковими вогнегасниками.

У разі виникнення аварійної ситуації необхідно негайно відключити ПК від електричної мережі.

## 5.5 Безпека в надзвичайних ситуаціях

При проведенні обробки цих геологічних досліджень в камеральних умовах можливі такі надзвичайні ситуації: землетруси, неспровоковані вибухи, аварії з викидом небезпечних хімічних і радіоактивних речовин, пожежа.

Розглянемо дію персоналу при виникненні пожежі.

При виникненні пожежі працівник зобов'язаний:

- 1) негайно викликати пожежну охорону, вказавши адресу, кількість поверхів в приміщенні і повідомити своє прізвище;
- 2) вжити заходи для евакуації людей, гасіння пожежі і порятунку матеріальних цінностей;
- 3) повідомити про пожежу керівникові або іншому посадовцю;
- 4) при необхідності викликати медичну допомогу.

Посадовець, який прибув на пожежу зобов'язано :

- 1) продублювати виклик пожежної охорони і повідомити власника підприємства;
- 2) при загрозі життя працівників, організувати їх евакуацію;
- 3) видалити за межі небезпечної зони працівників, не брати участь в гасінні пожежі;
- 4) припинити усі роботи у будівлі, окрім робіт, пов'язаних з гасінням;
- 5) відключити при необхідності електричну енергію, газопостачання, вентиляцію і вжити заходи, що перешкоджають розвитку пожежі і задимленню приміщення;
- 6) перевірити включення установок пожежогасінні;
- 7) організувати зустріч підрозділу пожежної охорони, вказавши їм найкоротший шлях до вогнища пожежі і джерел водопостачання;
- 8) організувати евакуацію і охорону матеріальних цінностей.

## 5.6 Розрахунок загального штучного освітлення для виробничого приміщення

Початкові дані: розміри приміщення (ширина - 2,8 м, довжина 6,1 м, висота 2,6 м); розмір об'єкту розпізнавання (символи клавіатури, зображення на дисплеї монітора) 1-5 мм; контраст об'єкту з фоном - середній; фон - середній.

Розрахунок штучного освітлення проводиться методом коефіцієнта використання світлового потоку.

Необхідний світловий потік ламп в кожному світильнику  $\Phi$  визначається по формулі:

$$\Phi(N \times \eta), \quad (4.1)$$

Де:  $E$  - нормована мінімальна освітленість, лк;

$S$  - Освітлювана площа, м<sup>2</sup>;

$k$  - Коефіцієнт запасу;

$z$  - Коефіцієнт мінімальної освітленості;

$N$  - Кількість світильників в приміщенні;

$\eta$  - Коефіцієнт використання світлового потоку.

Враховуючи розміри приміщення, передбачається використання світильників з люмінесцентними лампами типу ЛСО 02(з розмірами 1265×410×102 мм).

Враховуючи початкові дані (контраст, фон і розміри об'єкту розпізнавання), особливості робіт (малій і середній точності), що проводяться, і розміри об'єкту розпізнавання (0,5 - 1 мм), мінімальна освітленість робочого місця складе 300 лк.

Освітлювана площа складає:

$$S = 2,8 \times 6,1 = 17,08 \text{ м}^2. \quad (4.2)$$

Коефіцієнт запасу для приміщень громадських і житлових будинків складає  $k = 1,5$ .

Коефіцієнт мінімальної освітленості для люмінесцентних ламп складає  $z = 1,1$ .

Для визначення кількості світильників в приміщенні, визначається розрахункова висота підвісу :

$$h = H - h_{св} - h_{рп} = 2,6 - 0,102 - 0,8 = 1,698 \text{ (м)}; \quad (4.3)$$

Відстань між рядами світильників визначається по формулі:

$$L_p = \lambda \times h = 1,698 \times 1,4 = 2,377 \text{ (м)}; \quad (4.4)$$

де  $\lambda$  - найбільш вигідне співвідношення відстані між світильниками до розрахункової висоти підвісу, для світильників типу ЛСО 02 з косинусною типовою кривою світла.

Число рядів світильників (по довжині приміщення) :

$$N_p = A/L_p = 6,1/2,37 = 2,57; \quad (4.5)$$

приймаємо кількість рядів рівне 2.

Кількість світильників в ряду:

$$N_{св} = (2,8 - 1,265) / 1,265 = 1,21;$$

приймаємо кількість світильників в ряду рівне 1.

Загальна кількість світильників :

$$N = N_p \times N_{св} = 1 \times 2 = 2; \quad (4.6)$$

Два світильники розташовуються на рівновіддаленій відстані один від одного для створення рівномірної освітленості.

Для визначення коефіцієнта використання світлового потоку, визначається індекс приміщення :

$$i = (AB) / \{h \times (A + B)\} = 17,08 / \{1,698 \times (2,8 + 6,1)\} = 1,13; \quad (4.7)$$

набуваємо табличного значення, рівного 1.

Виходячи з приведеної характеристики відзеркалювальних поверхонь приміщення, визначається коефіцієнт використання світлового потоку (стеля - 70 %, стіни - 50 %, підлога - 30 %).

Для вказаних вище світильників, з урахуванням отриманих значень відбиваючої здатності і індексу приміщення, приймається коефіцієнт  $\eta = 0,34$ .

Тоді світловий потік ламп в кожному світильнику складе:

$$\Phi(2 \times 0,34) = 12433(\text{лм}) \quad [4.1]$$

а для однієї лампи складе  $12433/4 = 3108$  (лм);

Таким чином, приймається тип люмінесцентної лампи ЛБ40-4 (світловий потік після 100 годин горіння - 2850 лм), з потужністю армованої знаходиться в допустимих межах і складає:  $\Delta = (3108 - 2850) / 40$  Вт і напругою в лампі 103 В.

Відхилення розрахункової освітленості від н) / 3108 = 0,083 = 8,3 %.

### 5.8 Вимоги безпеки після закінчення роботи

Після закінчення роботи оператор ГНБ зобов'язаний:

- Вимкнути обладнання та замкнути пускові пристосування механізмів і обладнання;
- Весь інструмент, пристосування, прилади зібрати, очистити від залишків бентоніту, бруду, промити водою, протерти, при необхідності здати в ремонт;
- повідомити керівника робіт та відповідального за утримання машини в справному стані про всі несправності, що виникли під час роботи;
- залишити огорожі прямихків;
- очистити від сміття будмайданчик;
- очистити від бруду спецодяг, спецвзуття, та інші засоби індивідуального захисту.

### 5.9 Охорона навколишнього середовища

На всіх етапах проектування комунікацій слід оцінювати можливі впливи на навколишнє середовище, будівлі і споруди, існуючі комунікації. Вимоги з охорони навколишнього середовища та захисту існуючих споруд слід включати в проект окремим розділом, а в кошторисах передбачати необхідні витрати.

Заходи щодо захисту водойм і водотоків, розташованих поблизу прокладається траси трубопроводу, необхідно передбачати відповідно до вимог водного законодавства і санітарних норм, затверджених в установленому порядку.

При проектуванні необхідно передбачити випереджаюче спорудження природоохоронних об'єктів, створення мережі тимчасових доріг, проїздів і місць стоянок будівельної техніки, а також заходи щодо запобігання забрудненню навколишнього середовища будівельними та побутовими відходами, ПММ.

Будівельна організація, несе відповідальність за дотримання проектних рішень, пов'язаних з охороною навколишнього середовища, а також за дотримання національного законодавства і міжнародних угод з охорони природи.

До можливих несприятливих наслідків робіт при ГНБ відносяться:

- опади і зміщення ґрунтового масиву, будівель, споруд і комунікацій, їх пошкодження;
- вихід бурового розчину на поверхню, в підземні споруди і комунікації по трасі буріння;
- забруднення ґрунтових вод хімічними і полімерними добавками до бурових розчинів (кальцинована сода, полімери, активні і миючі речовини);
- забруднення природного (міський) середовища відпрацьованим розчином і шламом в місцях розташування будмайданчиків.

При перетині трасою ГНБ споруд метрополітену, будівель і споруд I і II рівнів відповідальності необхідно проводити обстеження їх несучих конструкцій, основ і фундаментів для оцінки можливого впливу виробництва робіт.

В необхідних випадках, визначених розрахунком, при проходці свердловин діаметром більше 1 м під фундаментами відповідальних будівель і споруд, в складних гідрогеологічних умовах (нестійкі великоуламкові ґрунти, водонасичені піски), проектом слід передбачати попереднє

закріплення основи шляхом виконання ін'єкції, пристрої ґрунтоцементного підстави, додаткових паль і т.п.

При прокладанні методом ГНБ комунікацій в вічній ґрунтах необхідно забезпечити збереження ґрунтів основи в мерзлому стані, відповідно до вимог СП 25.13330.2010.

Виробництво будівельно-монтажних робіт, рух машин і механізмів, складування і зберігання матеріалів в місцях, не передбачених проектом організації будівництва, забороняється.

Промивання трубопроводів гідравлічним способом слід виконувати з повторним використанням води. Спорожнення трубопроводів після промивання та дезінфекції слід проводити в місця, зазначені в проекті організації будівництва і узгоджені з відповідними службами.

В процесі будівництва закритого переходу Замовнику (Генпідряднику) слід забезпечити проведення моніторингу технічного стану перетинаються трасою ГНБ споруд метрополітену, існуючих комунікацій, будівель і споруд I і II рівнів відповідальності, а також природоохоронного моніторингу водойм, лісових і паркових зон з фіксацією виникли з вини організації-виробника і негативних наслідків. На підставі даних моніторингу приймаються рішення по мінімізації та усунення наслідків аварійних ситуацій.

Запобігання та усунення наслідків виходу бурового розчину

Буровий розчин повинен змішуватися перед початком буріння і постійно поповнюватися в процесі буріння. Постійна подача бурового розчину на забій забезпечує стійкість свердловини.

## Загальні висновки

В процесі буріння свердловини долото обертається або ротором, або забійними двигунами, розташованими безпосередньо в нижній частині бурильної колони над долотом. Для цих цілей застосовують гідравлічні і електричні двигуни.

Існують гідравлічні двигуни двох типів: гідравлічні багатоступінчаті турбіни, звані турбобурами, і гідравлічні двигуни об'ємної дії. Електричні забійні двигуни — електробури — складаються з маслонаповненого електричного двигуна трифазного змінного струму, сполученого з шпинделем, на якому укріплено долото.

У кваліфікаційній роботі розв'язана важлива і актуальна проблема для України - вдосконалення технології буріння для умов свердловини Солохівського родовища Полтавської області, за рахунок модернізації вибійного гвинтового двигуна.

Завдання кваліфікаційної роботи, що виконано:

- 1) Аналітичний огляд умов буріння свердловини експлуатаційної свердловини Солохівського родовища Полтавської області;
- 2) Модернізація вибійного гвинтового двигуна для вдосконалення технології буріння свердловини Солохівського родовища Полтавської області.
- 3) Обґрунтовано економічну ефективність запропонованої технології.



## Література

1. Спутник нефтегазопромышленного геолога/Под ред. И.П. Чоколовского. – Москва: Недра, 1989. - 376 с.
2. Довідник з нафтогазової справи/ За заг.ред.докторів технічних наук Бойка В.С., Кондрата Р.М., Яремійчука Р.С. – К.: Львів, 1996. – с.620.
3. Матюшов В.Г. и др. Вскрытие продуктивных пластов растворами на углеводородной основе. Доклад на конф.по бурения сверхглубоких скважин. - Ярославль, 2001
4. Иванова М.М., Чоколовский И.П., Брагин Ю.И. Нефтегазопромышленная геология: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 2000. – 414 с.
5. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. - М.: Недра, 1977.
6. Мирзаджанзаде А.Х. Физика нефтяного и газового пласта. - М.: Недра, 1992.
7. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. - М.: Недра, 1989.
8. Медведев Ю.А. Лабораторный практикум по физике пласта: Учебное пособие. - Тюмень: ТюмГНГУ, 1999.
9. Гуревич Г.Р., Ширковский А.И. Аналитические методы исследования парожидкостного состояния природных углеводородных газов. - М.: ВНИИОЭНГ, 1975.
10. Булатів А.И., Аветисов А.Г. Довідник інженера по бурінню. У 2-х томах. - Г., Надра, 1985.
11. Иогансен К.В. Спутник бурильника : Довідник. - Г., Надра, 1990.
12. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Буріння нафтових і газових свердловин : Підручник. - Коломия ВПТ, "Вік", 1999.
13. Калинин А.Г., Левицкий А.З. Технологія буріння розвідувальних свердловин на рідкі і газоподібні корисні копалини. - Г., Надра, 1988.
14. Серета Н.Г., Соловійов Е.М. Буріння нафтових і газових свердловин.

- Г.: Надра, 1988. - 360 с.
15. Леонов Е.Г., Ісаєв В. І. Гідроаеромеханіка у бурінні. - Г.: Надра, 1987. - 304 с.
16. Методичні вказівки до курсового проектування по курсу «БНГС», Бражененко А.М. Хоменко В. Л., Дніпропетровськ НГУ, 2003.
17. Офіційний Інтернет сайт «УРАЛМАШ - ВНИИБТ» : [www.uralmash-vniibt.ua](http://www.uralmash-vniibt.ua).
18. Северинчик Н.А. Машини і устаткування для буріння свердловин. - М.: Надра, 1986.

## ДОВІДКА

про результати перевірки тексту кваліфікаційної роботи магістра  
на присутність запозичень (плагіату)

Автор роботи	Сергеев Роман Миколайович
ВНЗ	Національний технічний університет «ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»
Факультет, кафедра, група	Геологорозвідувальний факультет, кафедра Нафтогазової інженерії та буріння, 184м-18-1 ГРФ
Назва роботи	«Вдосконалення технології буріння для умов свердловини Солохівського родовища Полтавської області»
Результати перевірки	
Запозичення (плагіат), %	5
Оригінальність, %	95
Модулі пошуку	AntiPlagiarism.NET

Роботу перевірів:  
доц. кафедри НІ та Б,  
к.т.н.

О.Ф. Камишацький