

# **Бакалаврська робота**

**БР.ГМІ-87.00.00.00.000**

**Група ГМІ-21-1**

**Олександр СОНЧАК**



# ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

Інститут Інженерної механіки Кафедра Нафтогазових машин та обладнання  
Спеціальність Галузеве машинобудування  
ОПП Інжиніринг і сервісне обслуговування нафтогазових машин та обладнання

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри \_\_\_\_\_ Я.Т. Федорович

"\_\_" \_\_\_\_\_ 2025 р.

## ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ

Студенту Сончаку Олександр Дмитровичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Обладнання для експлуатації свердловин за допомогою установки електровідцентрового насоса

Затверджена наказом по університету від 18.02.2025р. № 176/7

2. Термін здачі студентом закінченої роботи: 16.06.2025р.

3. Зміст магістерської роботи (перелік питань, що їй належить розробити):

Вступ. Розділ 1. 1.1 Огляд обладнання для видобування нафти з допомогою безитангових насосних установок. 1.2 Короткий аналіз конструкції обладнання УЕВН. 1.3 Обґрунтування експлуатації свердловин з допомогою УЕВН. 1.4 Розрахунок основних параметрів і вибір обладнання. 1.5 Опис конструкції вибраного обладнання. Розділ 2. 2.1 Аналіз роботи заглибного обладнання УЕВН під час експлуатації в умовах солевідкладення. 2.2 Аналіз конструкцій, методів і засобів боротьби із солевідкладеннями при експлуатації свердловини з допомогою УЕВН. 2.3 Обґрунтування вдосконалення обладнання для попередження солевідкладень. 2.4 Розроблення та дослідження конструкції пристрою для попередження солевідкладення. Розділ 3. 3.1 Розрахунок корпусу заглибного електровідцентрового насоса. 3.2 Розрахунок шліцевої муфти. 3.3 Розрахунок вала верхньої секції насоса. Розділ 4. 4.1 Монтаж і експлуатація обладнання УЕВН 4.1.1 Монтаж установок відцентрових насосів. Розділ 5. Охорона праці. Висновки. Перелік використаних джерел.

4. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

- Схема обв'язки свердловини, що експлуатується УЕВН – 1 арк. ф. А1
- Складальне креслення насоса – 1 арк. ф. А1
- Складальне креслення пристрою для попередження солевідкладення – 1 арк. ф. А1
- Робочі кресл. деталей пристрою для попередження солевідкладення – 1 арк. ф. А1
- Результати дослідження пристрою – 2 л, ф. А1

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання	Примітка
	<i>Пояснювальна записка</i>	<i>До 15.06.2025 р.</i>	
1			
2			
3			
4			
5			
6			
	<i>Графічна частина</i>	<i>До 15.06.2025 р.</i>	

**Студент** \_\_\_\_\_ **Сончак О.Д.**  
(особистий підпис) (розшифрування підпису)

**Керівник роботи** \_\_\_\_\_ **Федорович Я.Т.**  
(особистий підпис) (розшифрування підпису)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврська робота на тему «Обладнання для експлуатації свердловин за допомогою установки електровідцентрового насоса в умовах солевідкладення» - 62 с., 18 рис., 0 табл., 7 додатків, 16 джерел.

**Об'єкт дослідження** – Об'єктом є процес забезпечення тривалої експлуатації електровідцентрових насосів в умовах солевідкладення.

**Мета роботи** – є **підвищення надійності роботи електровідцентрового насоса в умовах солевідкладення.**

В роботі зроблений огляд обладнання для експлуатації свердловин з допомогою без штангових насосних установок. Зроблений короткий аналіз конструкції обладнання УЕВН. Вибрано обладнання згідно вихідних даних. Описана конструкція вибраного обладнання. Проаналізовані ускладнення, що виникають при експлуатації свердловин в умовах солевідкладення. Зроблений огляд, обґрунтування та вибрано та досліджено обладнання для надійної роботи в свердловинах солевідкладення. В розрахунковій частині виконано розрахунок основних деталей насоса. Розглянуті питання з обслуговування та експлуатації вибраного обладнання.

Запропоновано заходи забезпечення нормальних умов праці.

**Ключові слова:** електровідцентровий насос, відкладення солей, експлуатація, працездатність, міцність.

## ABSTRACT

Bachelor's thesis on the topic "Equipment for the operation of wells using an electric centrifugal pump installation in salt deposition conditions" - 62 p., 18 fig., 0 tab., 7 appendices, 16 sources.

Object of research - The object is the process of ensuring the long-term operation of electric centrifugal pumps in salt deposition conditions.

The purpose of the work is to increase the reliability of the operation of the electric centrifugal pump in salt deposition conditions.

The work reviews the equipment for well operation using rodless pumping units. A brief analysis of the design of the UEVN equipment is made. The equipment was selected according to the initial data. The design of the selected equipment was described. The complications that arise during the operation of wells in salt deposition conditions were analyzed. The equipment for reliable operation in salt deposition wells was reviewed, justified, and selected and investigated. In the calculation part, the calculation of the main parts of the pump is performed. Issues of maintenance and operation of the selected equipment are considered.

Measures to ensure normal working conditions are proposed.

**Keywords:** electrocentrifugal pump, salt deposits, operation, performance, strength.

<b>Вступ</b> .....	
<b>Розділ 1</b> .....	
1.1 Огляд обладнання для експлуатації свердловин з допомогою безштангових насосних установок.....	
1.2 Короткий аналіз конструкцій обладнання УЕВН.....	
1.3 Обґрунтування експлуатації свердловин з допомогою УЕВН.....	
1.4 Розрахунок основних параметрів і вибір обладнання.....	
1.5 Опис конструкції вибраного обладнання.....	
<b>Розділ 2</b> .....	
2.1 Аналіз роботи основного обладнання УЕВН під час експлуатації в умовах солевідкладення.....	
2.2 Аналіз конструкцій, методів і засобів боротьби із солевідкладеннями при експлуатації свердловин з допомогою УЕВН.....	
2.3 Обґрунтування вдосконалення обладнання для попередження солевідкладень.....	
2.4 Розроблення та дослідження конструкції пристрою для попередження солевідкладення.....	
<b>Розділ 3</b> .....	
3.1 Розрахунок корпусу заглибного електровідцентрового насоса.....	
3.2 Розрахунок шліцевої муфти.....	
3.3 Розрахунок вала верхньої секції насоса.....	
<b>Розділ 4</b> .....	
4.1 Монтаж і експлуатація експлуатація обладнання УЕВН.....	
<b>Розділ 5</b> .....	
5.1 Охорона праці .....	
<b>Висновки</b> .....	
Перелік використаних джерел.....	
<b>Додатки</b> .....	

## ВСТУП

**Актуальність.** Проблема різкого збільшення числа відмов УЕВН з причини солевідкладення в останні роки отримала особливу актуальність зважаючи прогресуюче зростання обводнення пластової рідини на більшості активно розроблених нафтових родовищ. Серйозну небезпеку становлять солевідкладення на робочих органах і поверхнях заглибних ЕВН. Утворення щільного каменеподібного осаду товщиною 0,6-1 мм порушує теплообмін, призводить до заклинювання робочих органів насоса, поломці вала і виходу установки з ладу.

Негативний вплив складу і властивостей видобувної продукції є однією з поширених причин відмов глибинно-насосного устаткування - до 50% від їх загального числа. Відмови, як правило, відбуваються внаслідок утворення відкладень неорганічних солей, асфальто-смолистих і парафінових речовин, а також засмічення механічними домішками робочих органів насоса. Залежно від складу і властивостей видобувної продукції, частки кожної з цих причин для різних родовищ і навіть для різних свердловин в межах одного родовища можуть значно відрізнятися.

**Метою роботи** є удосконалення електровідцентрового насоса для видобутку нафти в умовах солевідкладення.

Один з прийомів, що може дати прогнозовано значний економічний ефект, описаний в даній бакалаврській роботі і полягає у використанні спеціального обладнання для запобігання солевідкладення у конструкції електровідцентрового насоса для видобутку нафти та газу.

Так як солевідкладення є найпоширенішою причиною відмови конструкції УЕВН пропонується пристрій для запобігання солевідкладенню, промислові дослідження якого показують позитивний ефект у збільшенні міжремонтного періоду у 1,9 разів. Простота конструкції та дешевизна виготовлення такого пристрою є значними перевагами технічного способу боротьби з солевідкладеннями над фізичними та хімічними.

## РОЗДІЛ 1

### 1.1 Огляд обладнання для видобування нафти з допомогою безштангових насосних установок

Для видобутку нафти використовуються штангові і безштангові насоси. Штангові насоси мають наземний привод, свердловинний насос і довгий зв'язок між ними, який представляє собою колону, складену із насосних штанг.

Безштангові насоси мають свердловинний насос і свердловинний привод насоса, безпосередньо з'єднані між собою [3].

До класу безштангових насосних установок (найбільш поширених) відносяться установки заглибних відцентрових, гвинтових, діафрагмових насосів з електроприводом, струменеві та ін. Найбільш поширеними серед них є установки заглибних електровідцентрових насосів (УЕВН) [3,13].

#### 1.1.1 Установка заглибного гвинтового електронасоса

Установки заглибних гвинтових електронасосів призначені для відкачування пластової рідини із нафтових свердловин. Вони є одними із найбільш ефективних засобів механізованого видобутку високов'язких нафт. Завдяки нечутливості до вільного газу гвинтові насоси ідеальні для перекачування високогазованих нафт. Вони є більш зносостійкими при видобутку нафти, що містить механічні домішки [3].

Випускають установки для пластової рідини температурою до 70 °С, максимальною в'язкістю до 1-10-3 м<sup>2</sup>/с, вмістом механічних домішок не більше 0,8 г/л (до 400 мг/л), об'ємним вмістом газу на прийомі насоса не більше 50 %.

Випускають установки трьох модифікацій:

для  $t = 30$  °С (А);

для  $t$  від 30 °С до 50 °С (Б);

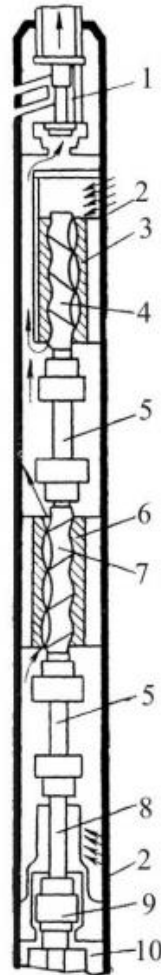
для  $t$  від 50 °С до 70 °С (В).

Загальна характеристика:

– подача 16, 25, 63, 1 00, 200, м<sup>3</sup>/добу;

– напір 900, 1000, 1200 м.

Заглибний гвинтовий насос складається із: пускової кулачкової муфти відцентрового типу, основи із приводним валом, сітчастих фільтрів на прийомі насоса, робочих органів з правими і лівими двозахідними обоймами і однозахідними гвинтами, двох ексцентрикових муфт, запобіжного клапана і шламової труби. Крок обойми в два рази більший кроку гвинта [3,13].



1 – запобіжний клапан; 2 – фільтрові сітки; 3,6 – обойми; 4,7 – робочі гвинти; 5 – шарнірні муфти; 8 – вал; 9 – пускова муфта; 10 – протектор

Рисунок 1.1 – Схема гвинтового свердловинного насоса [3]

Прийом рідини із свердловини проводиться через дві фільтрові сітки 2. Нагнітальна рідина поступає в порожнину між гвинтами і за обоймою 3 проходить до запобіжного клапана 1 і далі в насосно-компресорні труби. Гвинт і його обойма утворює по своїй довжині ряд замкнутих порожнин, які при

обертанні гвинтів пересуваються від прийому насоса до його викиду. Гвинт створює складний планетарний рух. Привод насоса іде від двигуна через протектор 10, пускову муфту 9 і вал 8. Шарнірні муфти 5 дозволяють осям гвинтів обертатись по колу з радіусом, рівним ексцентриситету. Осьові сили від двох гвинтів прикладені до муфти, яка розміщена між ними, і взаємно компенсуються.

### **1.1.2 Установки заглибного діафрагмового електронасоса**

Діафрагмові свердловинні насосні установки відносяться до об'ємних плунжерних насосів з електроприводом, у яких рідина що відбирається, проходячи через приймальний і нагнітальний клапани не контактує з іншими рухомими деталями насоса і його приводу. Вона відділена від них гумовою діафрагмою. Цим визначається специфічна область використання даних насосів [3,13].

Установки призначені для видобування агресивних пластових рідин із малодобітних свердловин чи рідин зі значним вмістом в ній механічних домішок, переважно із піскопроявленням, високої обводненості.

Максимальний вміст твердих частин – 2 г/л.

Максимальний вміст попутного газу – до 10 %.

Максимальна концентрація сірководню – 0,01 г/л.

Робочий діапазон температур – 5-90 °С.

Параметри:

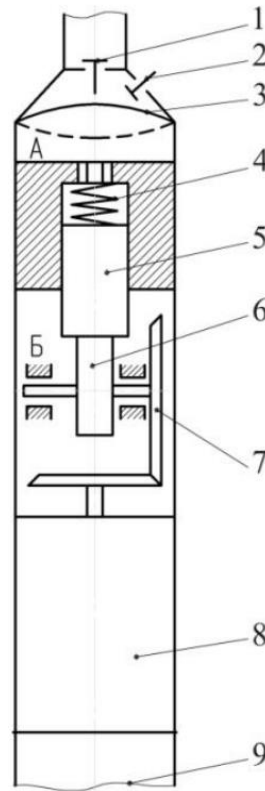
– подачі 4; 6,3; 8; 10; 12,5; 16 м<sup>3</sup>/добу;

– напір 650; 800; 1000; 1100; 1300; 1700 м.

Установка свердловинного діафрагмового насоса складається із заглибного насосного агрегату (насоса і електропривода), спущеного у свердловину на НКТ (рис. 1.2), кабеля, що проходить вздовж труб, зливного клапана, вмонтованого в колону НКТ, обладнання устя і станції керування, яка розміщена на поверхні.

У заглибного агрегату є нагнітальний 1 і всмоктувальний 2 клапани, діафрагма 3, пружина 4 і поршень 5. Під поршнем знаходиться ексцентрик 6, що обертається кутовою зубчастою передачею 7. Нижче знаходиться електродвигун 8 і компенсаційна діафрагма 9.

Порожнина *A* над поршнем і порожнина *B* біля приводу заповнені маслом. Порожнина *A* має строго визначений об'єм масла. Витікання масла із цієї порожнини (наприклад, через щілину біля поршня 5 і циліндра, в якому ходить поршень) заміщуються через спеціальний клапан, який розміщений у корпусі циліндра. Так само випускаються і залишки масла із порожнини *A*. Роботою цих клапанів керує допоміжний поршеньок, який з'єднаний штовхачем з діафрагмою.



- 1 – нагнітальний клапан; 2 – всмоктувальний клапан; 3 – діафрагма; 4 – пружина;  
 5 – поршень; 6 – ексцентрик; 7 – конічна зубчаста передача; 8 – електродвигун;  
 9 – компенсатор

Рисунок 1.2 – Схема свердловинного діафрагмового насоса

Заглибний агрегат працює таким чином. При обертанні вала електродвигуна і кутової зубчастої передачі ексцентрик 6 обертається і поршень 5, який притиснутий до ексцентрика пружиною 4, переміщується вгору і вниз. На схемі показано верхнє положення поршня. Оскільки об'єм *A* незмінний, при ході поршня вниз, масло буде заповнювати звільнюваний поршнем простір, а діафрагма 3 опуститься (нижче положення діафрагми відмічено пунктиром).

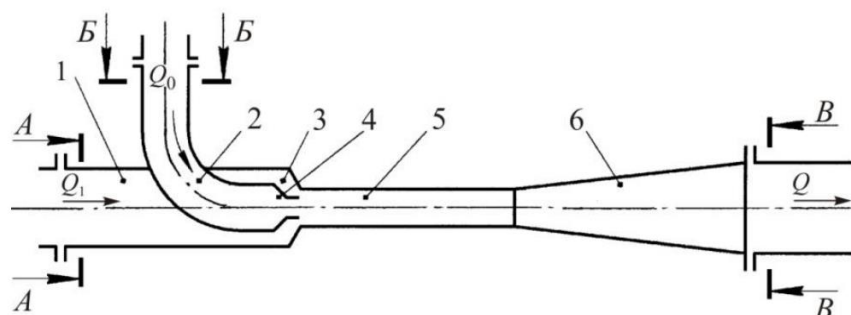
Здійснюється зниження тиску в робочій порожнині насоса під клапанами і відбувається всмоктування рідини із свердловини. Коли при подальшому обертанні ексцентрика він перемістить поршень вгору, масло натисне на діафрагму і перемістить її у верхнє положення.

Відбудеться нагнітання рідини через клапан 1 в НКТ. Таким чином, рідина, яка перекачується, взаємодіє тільки з клапанами, діафрагмою і стінками робочої поверхні. Зміна об'єму порожнини *B* через рух поршня 5 компенсується діафрагмою 9.

Оскільки кутова зубчаста передача і ексцентриковий привод поршня розміщуються в заглибному агрегаті малих габаритів, потужність привода обмежена 3-6 кВт. Електродвигун трифазний, асинхронний, маслозаповнений. Частота обертання вала електродвигуна 1350-1500 хв-1. Зубчаста передача знижує частоту обертання приблизно у 2 рази. Таким чином, число ходів поршня за хвилину біля 750 при довжині ходу близько 2,5 см, розрахункове число циклів роботи діафрагми до відмови приблизно  $400 \cdot 10^6$  (приблизно 400 діб). При тиску 10 МПа подача насоса складає близько 10 добу. ККД заглибного агрегату – 0,45. При відборі сильно обводненої рідини (до 90 %) з дотриманням механічних домішок до 1,8 мас. %, російські насоси мають міжремонтний період роботи (більше 200 діб). В цих умовах міжремонтний період насосів ЕВН і штангових насосів у 2-3 рази менший.

### 1.1.3 Струменеві насосні установки [3]

Струменеві насоси (рис. 1.3) мають два основні елементи: сопло і дифузор.



- 1 – підвід відкачуваної рідини; 2 – підвід робочої рідини; 3 – робоче сопло;  
4 – вхідне кінцеве сопло; 5 – камера змішування; 6 – дифузор

Рисунок 1.3 – Схема струменевого насоса

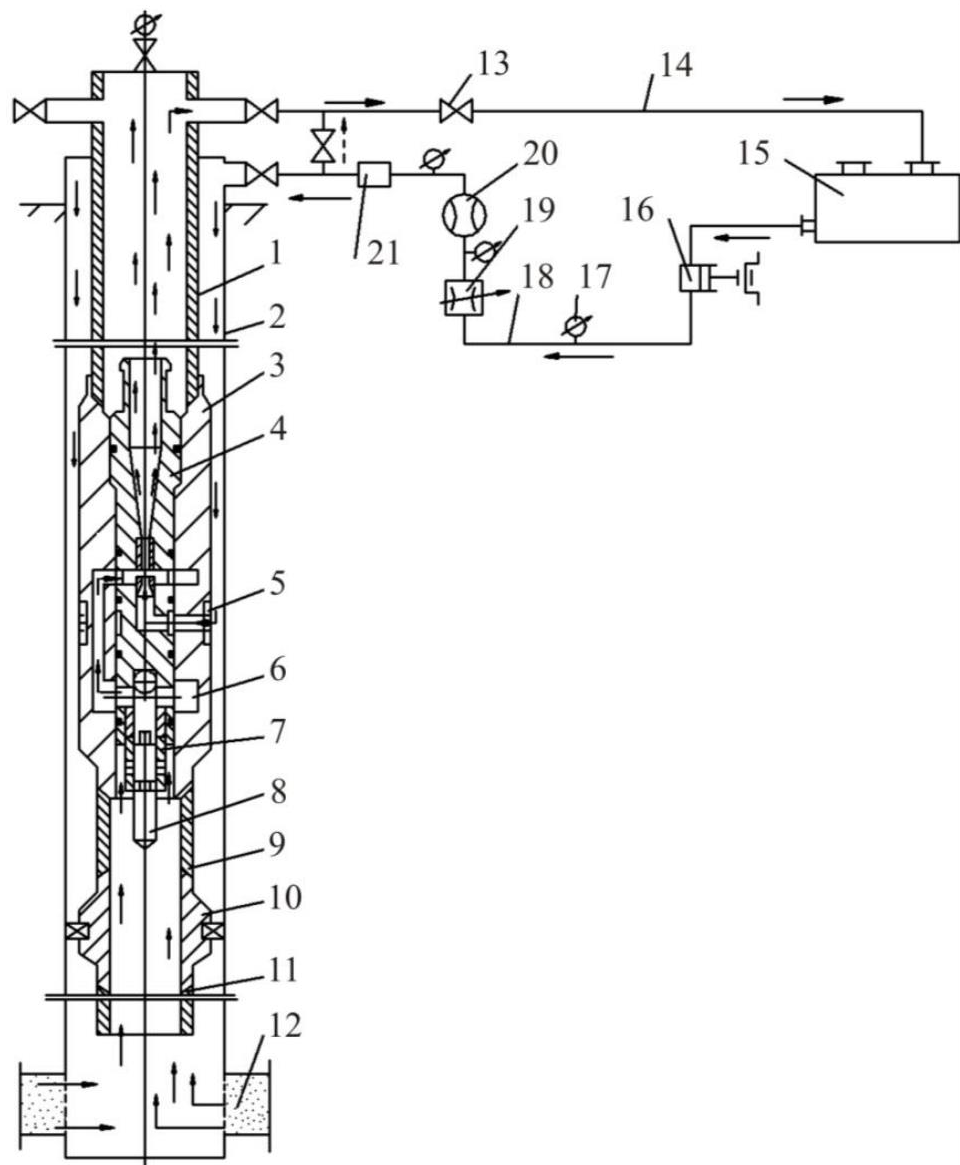
До сопла підводиться робоча рідина під великим тиском. Вона виходить в камеру зі значною кінетичною енергією. Рідина, яка відкачується поступає в цю камеру і захоплюється струминою робочої рідини дифузора. У змішувальній камері потоки змішуються і кінетична енергія робочої рідини частково передається рідині, яка відкачується. Далі в дифузори кінетична енергія перетворюється в потенціальну і суміш виходить із насоса під деяким тиском. Всі ці процеси супроводжуються великою втратою енергії і тому ККД насоса невеликий [3].

Обладнання свердловини для її експлуатації рідинними струменевими насосами подано на технологічній схемі (рис. 1.4). Ця схема є функціональною, на якій представлено основне обладнання та прилади необхідні для роботи рідинними насосами. Залежно від конкретних умов експлуатації свердловин, ця схема може бути змінена, доповнена іншим обладнанням та приладами або спрощена.

*Робота установки.* Видобування нафти з продуктивного пласта здійснюється за допомогою струменевого насоса, встановленого в експлуатаційній колоні свердловини на НКТ. В якості робочої рідини використовується нафта, що видобувається із свердловини. Добута нафта, разом з відпрацьованою робочою рідиною, надходить в насосно-компресорні труби і через фонтанну арматуру та замірний пристрій поступає в сепаратор, де відбувається відокремлення нафти від попутного газу і пластової води. Газ, відокремлений в сепараторі, потрапляє в газозбірний колектор через замірний пристрій, запобіжний клапан і зворотний клапан.

Із сепаратора суміш робочої та сирої нафти поступає до одного із циркуляційних насосів і прокачується ним в гідроциклони, де відбувається очистка суміші від механічних домішок. Далі робоча рідина із гідроциклонів поступає на вхідний колектор силових насосів 16, які подають її на вихідний колектор. На вихідній лінії встановлено регулятор витрати рідини, витратомір робочої рідини 20 та регулятор тиску 19. Регулятор тиску підтримує постійний

тиск у вихідному колекторі і скидає частину робочої рідини в трубопровід підводу продукції свердловини в сепаратор.



- 1 – НКТ; 2 – обсадна колона; 3 – корпус насоса; 4 – насос струменевий рідинний; 5 – фільтр; 6 – клапан зворотний; 7 – фільтр; 8 – манометр МСУ; 9 – патрубок НКТ; 10 – пакер; 11 – хвостовик; 12 – пласт; 13 – засувка; 14 – вихідна лінія; 15 – резервуар; 16 – насос силовий; 17 – манометр; 18 – лінія робочої рідини; 19 – регулятор тиску; 20 – витратомір; 21 – фільтр

Рисунок 1.4 – Технологічна схема експлуатації свердловин рідинними струменевими насосами

Основна частина робочої рідини, залежно від налаштування регуляторів, подається до свердловини і прокачується в затрубний простір для її подачі в струменевий насос і включає його в роботу. При витіканні робочої рідини з

високою швидкістю із сопла струменевого насоса в його перерізі утворюється зона пониженого тиску, внаслідок чого рідина із підпакерного простору та працюючого пласта поступає в камеру змішування насоса.

В камері змішування відбувається енергообмін між робочою та ежектованою рідиною, вирівнювання швидкостей та тисків.

Змішаний потік поступає в дифузор, де відбувається змішування робочої та ежектованої рідин, а потім поступає в НКТ аж до устя свердловини, і далі в технологічний блок.

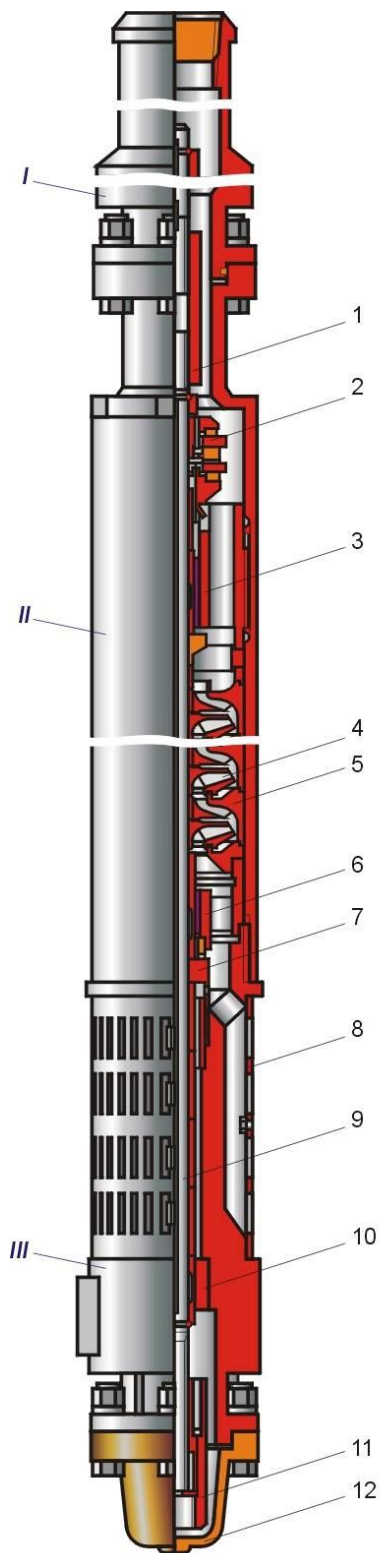
## **1.2 Короткий аналіз конструкції обладнання УЕВН**

### **Електровідцентровий насос**

Свердловинні відцентрові насоси виготовляються одно або багатосекційними (коли ступені насоса не розміщуються в одному 5-метровому корпусі), звичайної або підвищеної стійкості [3].

На рисунку 1.5 показаний свердловинний відцентровий насос в зібраному стані. Осьове зусилля, що діє на вал, сприймається вузлом опорної п'яти 2. Вал 9 розміщений в радіальних підшипниках ковзання 3 і 6. Радіальними підшипниками вала є також опори ковзання біля втулок вала і внутрішнього діаметра направляючих апаратів 5 біля кожної ступені. Крутний момент передається від вала до робочих коліс 4 через шпонку. У верхній частині насоса на корпус накручена ловильна головка насоса, у якій є різьба, для під'єднання до НКТ. Вал насоса з'єднується з валом муфти [4].

Для створення високонапірних свердловинних відцентрових насосів в насосі встановлюють велику кількість ступеней (до 400). При цьому вони не можуть розміщуватись в одному корпусі. Високонапірні насоси складаються із декількох секцій. Довжина корпусу в кожній секції не більше 5.5 м. Корпусні деталі окремих секцій з'єднуються фланцями з болтами, а вали - шлицевими муфтами. Кожна секція насоса має верхню осьову опору вала, вал, радіальні опори вала, ступені. Основа 10 і переміну сітку 9 має тільки нижня секція. Ловильну головку має тільки верхня секція насоса. Верхня секція



**I - модуль-головка**

**II - модуль-секція**

- 1 - шліцьова муфта
- 2 - вузол опорної п'яти
- 3, 6 - радіальні підшипники
- 4 - робоче колесо
- 5 - напрямний апарат
- 7 - опора нижньої п'яти

**III - вхідний модуль**

- 8 - сітка
- 9 - вал
- 10 - радіальний підшипник
- 11 - шліцьова муфта
- 12 - захисна кришка

**СТУПІНЬ НАСОСА**



- 1 - захисна втулка; 2 - напрямний апарат; 3 - верхня шайба; 4 - робоче колесо; 5 - нижня шайба

Рисунок 1.5 – Заглибний електровідцентровий насос

високонапірного насоса може мати довжину меншу ніж 5.5 м, в залежності від кількості ступеней, яку потрібно в ній розмістити [3,13].

Свердловинні відцентрові насоси можуть бути виконані і для ускладнених умов експлуатації, наприклад для відбору рідини з великим вмістом піску, відбору рідини з підвищеною корозійною активністю, для попередження солевідкладення.

### **Заглибні електродвигуни і їх гідрозахист**

Заглибні електродвигуни, які використовують для привода відцентрових насосів - асинхронні, з короткозамкнутими роторами, маслозаповнені. При частоті струму 50 Гц синхрона частота обертання їх вала становить  $3000 \text{ хв}^{-1}$ . Двигуни, як і насоси, мають малі діаметри, різні для свердловин з обсадними колонами 168 і 146 мм. Їх потужність досягає 125 кВт. Напруга струму в двигунів (400— 2000 В) залежить від типорозміру двигуна. Робоча сила струму 20 - 85 А, ковзання 6 %.

Малі діаметри і великі потужності приводять до збільшення довжини двигунів, яка деколи перевищує 8 м.

Заглибний електродвигун, як і будь-який електродвигун, має статор і ротор. Статор і ротор заглибного електродвигуна секційні. Кожна секція довжиною біля 300 мм.

Двигуни заповнені ізоляційним осушеним трансформаторним маслом. При великій довжині статора двигуна масло в зазорі між статором і ротором перегрівається. Для запобігання місцевого перегріву масла, в двигуні здійснюють його циркуляцію [2,3].

Для збільшення працездатності заглибного електродвигуна велике значення має надійна робота його гідрозахисту, яка попереджує попадання в середину електродвигуна пластової рідини і компенсує зміну об'єму рідини в двигуні при його нагріві та охолодженні, а також при витіканні мастила через нещільності. Пластова рідина, попадаючи в електродвигун, знижує ізоляційні властивості мастила, протікає в нещільності ізоляції обмоточних проводів і це викликає

коротке замикання обмотки. Крім цього погіршується змазування підшипників вала двигуна.

### **Система струмопідводу установки ЕВН**

Електроенергія подається до заглибного електродвигуна від промислової мережі напруги 380 В. Потужні установки живляться від мережі напруги 6000 В. Система струмопідводу складається із станції керування, трансформатора, який підвищує напругу.

Станція керування дозволяє здійснювати ручний та автоматичний запуск установки і її зупинку. При деяких аварійних режимах станція керування автоматично відключає установку.

Трансформатор підвищує напругу, щоб двигун на вході в обмотку мав задане номінальна напруга. Робоча напруга двигунів складає 470-2300В. Крім цього враховується зниження напруги в довгому кабелі. Трансформатори виготовляються з природним масляним охолодженням. Вони призначені для встановлення на відкритому повітрі.

Кабель має плоский переріз на довжині заглибного агрегату для зменшення діаметра агрегату. Поряд з трубами йде звичайно круглий кабель. В даний час випускається круглий кабель з перерізом, практично близьким до трикутного. Три ізольованих жили кабелю з'єднуються разом, покриваються запобіжною прокладкою під броню і металевою бронею [2,3]

### **Обладнання гирла свердловини і допоміжне обладнання**

До обладнання гирла свердловини входить колонна обв'язка, яка включає: хрестовину; конус для підвіски НКТ; ущільнення; зворотній клапан.

До допоміжного обладнання установок відцентрових насосів відноситься обладнання для транспортування складальних одиниць установки і монтажних робіт на свердловині [3,4]

### **1.3 Обґрунтування експлуатації свердловин з допомогою УЕВН**

Для заданих умов експлуатації доцільно використовувати безштангові насоси, до яких відносяться електровідцентрові насоси, які забезпечують

максимальну подачу і напір. Ці насоси не потребують проміжних передач для зменшення частоти обертання вала, у них відсутні періодично працюючі всмоктуючі і нагнітальні клапани, немає пар тертя, деталей які рухаються зворотно-поступально.

Для установок заглибного електровідцентрового насоса характерно відсутність проміжної ланки – насосних штанг, завдяки чому підвищується міжремонтний період роботи свердловини і розширюється область використання насосного видобування із глибоких свердловин.

Електровідцентрові насоси знаходять все більше застосування при експлуатації високодебітних і нахилених свердловин.

При великих відборах рідини з свердловин установки заглибних електровідцентрових насосів найбільш економічні і найменш трудомісткі при обслуговуванні в порівнянні з компресорним видобутком і підйомом пластової рідини насосами інших типів. При великих подачах енергетичні затрати на установку відносно невеликі. В цій області роботи ККД її є досить високим (до 0,5). Обслуговування установок УЕВН є досить простим, оскільки на поверхні розміщується тільки станція управління і трансформатор, які не вимагають постійного нагляду.

## **1.4 Розрахунок основних параметрів і вибір обладнання УЕВН [2]**

### **1.4.1 Вихідні дані:**

Умовний діаметр експлуатаційної колони – 168 мм;

Товщина стінки – 9 мм;

Глибина свердловини – 2400 м;

Дебіт – 76 м<sup>3</sup>/добу;

Пластовий тиск 15,6 МПа;

Коефіцієнт продуктивності – 8 м<sup>3</sup>/(доб·МПа);

Густина відсепарованої нафти – 860 кг/м<sup>3</sup>;

Газовий фактор – 35 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

Необхідний тиск на усті свердловини – 1,2 МПа.

1.4.2 Підібрати установку електровідцентрового насоса за наступною послідовністю:

1.4.2.1 Визначаємо густину суміші на ділянці „вибій свердловини – прийом насоса” з врахуванням спрощень:

$$\rho_{\text{сум}} = \frac{1}{b_n} ([\rho_v \cdot b + \rho_n(1-b)] + \rho_g \cdot \Gamma) \quad (1.1)$$

де  $\rho_n$  – густина відсепарованої нафти, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_e$  – густина пластової води, кг/м<sup>3</sup> ( $\rho_e = 1050$  кг/м<sup>3</sup>);

$\rho_g$  – густина газу у звичайних умовах, кг/м<sup>3</sup> ( $\rho_g = 1,3$  кг/м<sup>3</sup>);

$\Gamma$  – газовий фактор, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$b$  – обводненість пластової рідини, долі одиниці ( $b = 0,20$ );

$b_n$  – об’ємний коефіцієнт нафти, долі одиниці;

$$b_n = 1 + 3,05 \cdot 10^{-3} \cdot \Gamma = 1 + 3,05 \cdot 10^{-3} \cdot 35 = 1,10675, \quad (1.2)$$

$$\rho_{\text{сум}} = \frac{1}{1,10675} ([1050 \cdot 0,2 + 860(1-0,2)] + 1,3 \cdot 35) = 852,5 \text{ кг} / \text{м}^3. \quad (1.3)$$

1.4.2.2 Визначаємо вибійний тиск, при якому забезпечується даний дебіт свердловини:

$$P_{\text{виб}} = P_{\text{пл}} - \frac{Q}{K_{\text{прод}}}, \quad (1.4)$$

де  $P_{\text{пл}}$  – пластовий тиск;

$Q$  – дебіт свердловини;

$K_{\text{прод}}$  – коефіцієнт продуктивності свердловини;

$$P_{\text{виб}} = 15,6 - \frac{76}{8} = 6,1 \text{ МПа}.$$

1.4.2.3 Визначаємо глибину розташування динамічного рівня при заданому дебіті продукції пласта:

$$H_{\text{дин}} = L_{\text{св}} - \frac{P_{\text{виб}}}{\rho_{\text{сум}} \cdot g}, \quad (1.5)$$

$$H_{\text{дин}} = 2400 - \frac{6,1 \cdot 10^6}{852,5 \cdot 9,81} = 1670,6 \text{ м}.$$

1.4.2.4 Визначаємо тиск на прийомі насоса, при якому вміст газу на вході в насос не перевищує гранично – допустиме значення  $P_{np} = (1 - \Gamma_{об.гр.-доп.}) \cdot P_{нас}$

де  $P_{нас}$  – тиск насичення ( $P_{нас} = 5.5 \text{ МПа}$ );

$\Gamma_{об.гр.-доп.}$  – гранично допустиме значення газу вмісту на прийомі насоса, долі одиниці ( $\Gamma_{об.гр.-доп.} = 0,15$ );

$$P_{np} = (1 - 0,15) \cdot 5.5 = 4.675 \text{ МПа}, \quad (1.6)$$

1.4.2.5 Визначити глибину підвішування насоса:

$$L = H_{дин} + \frac{P_{np}}{\rho_{сум} \cdot g}, \quad (1.7)$$

$$L = 1485.6 + \frac{4.675 \cdot 10^6}{852,5 \cdot 9,81} = 2230 \text{ м}.$$

1.4.2.6 Визначаємо об’ємний коефіцієнт рідини при тиску на вході в насос

$$b^* = b + (1 - b) \cdot \left[ 1 + (b_n - 1) \sqrt{\frac{P_{np}}{P_{нас}}} \right], \quad (1.8)$$

де  $b_n$  – об’ємний коефіцієнт нафти при тиску насичення;

$b$  – об’ємна обводненість продукції;

$P_{np}$  – тиск на вході в насос;

$P_{нас}$  – тиск насичення;

$$b^* = 0,2 + (1 - 0,2) \cdot \left[ 1 + (1,10675 - 1) \sqrt{\frac{4.675}{5.5}} \right] = 1.08 \quad (1.9)$$

1.4.2.7 Визначаємо дебіт рідини на вході в насос:

$$Q_{np} = Q \cdot b^* = 76 \cdot 1,08 = 82.08 \text{ м}^3 / \text{добу}. \quad (1.10)$$

1.4.2.8 Визначаємо об’ємну кількість вільного газу на вході в насос:

$$G_{np} = \Gamma \left[ 1 - \left( \frac{P_{np}}{P_{нас}} \right) \right], \quad (1.11)$$

де  $\Gamma$  – газовий фактор,  $\text{м}^3 / \text{м}^3$ ;

$$G_{np} = 35 \left[ 1 - \left( \frac{4.675}{5.5} \right) \right] = 5.25 \text{ м}^3 / \text{м}^3.$$

1.4.2.9 Об’ємний вміст газу на вході в насос:

$$\beta_{np} = \frac{1}{\frac{P_{np} \cdot 10^6}{10^5 \cdot Gm \cdot (1-b)} + 1}, \quad (1.12)$$

$$\beta_{np} = \frac{1}{\frac{4.675 \cdot 10^6}{10^5 \cdot 5.25 \cdot (1-0.2)} + 1} = 0,082.$$

1.4.2.10 Визначаємо витрату газу на вході в насос:

$$Q_{г.пр} = \frac{Q_{пр} \cdot \beta_{пр}}{1 - \beta_{пр}}, \quad (1.13)$$

$$Q_{г.пр} = \frac{82,08 \cdot 0,082}{1 - 0,082} = 7,33 \text{ м}^3 / \text{добу}.$$

1.4.2.11 Визначаємо приведену швидкість газу в перерізі обсадної колони на вході в насос:

$$C = \frac{Q_{г.пр}}{f_{екв}}, \quad (1.14)$$

де  $f_{екв}$  – площа перерізу свердловини на прийомі насоса (площа кільцевого простору між внутрішньою стінкою експлуатаційної колони і корпусом відцентрового насоса, діаметр якого необхідно попередньо прийняти відповідно до діаметра експлуатаційної колони);

$$C = \frac{7,33}{0,00293 \cdot 86400} = 0,029 \text{ м} / \text{с}.$$

1.4.2.12 Визначаємо реальний газовміст на вході в насос:

$$\varphi_{пр} = \frac{\beta_{пр}}{1 + \left(\frac{C_n}{C}\right) \beta_{пр}}, \quad (1.15)$$

де  $C_n$  – швидкість спливання бульбашок газу, що залежить від обводненості продукції пласта ( $C_n = 0,02$  см/с при  $b \leq 0,5$  або  $C_n = 0,16$  см/с при  $b > 0,5$ );

$$\varphi_{пр} = \frac{0,082}{1 + \left(\frac{0,02}{0,029}\right) 0,082} = 0,0776.$$

1.4.2.13 Визначити роботу газу на ділянці „вибій – прийом насоса”:

$$P_{г1} = P_{нас} \left\{ \frac{1}{1 - 0,4 \varphi_{пр}} - 1 \right\}, \quad (1.16)$$

$$P_{z1} = 5.5 \cdot 10^6 \left\{ \frac{1}{1 - 0,4 \cdot 0,0776} - 1 \right\} = 1,762 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

1.4.2.14 Визначаємо роботу газу на ділянці „нагнітання насоса – устя свердловини”:

$$P_{r2} = P \left\{ \frac{1}{1 - 0,4 \varphi_{\text{буф}}} - 1 \right\},$$

$$\text{Де } b_{\text{буф}}^* = b + (1 - b) \cdot \left[ 1 + (b_n - 1) \sqrt{\frac{P_{\text{буф}}}{P_{\text{нас}}}} \right], \quad (1.17)$$

$$b_{\text{буф}}^* = 0,2 + (1 - 0,2) \cdot \left[ 1 + (1,10675 - 1) \sqrt{\frac{1,2}{5,5}} \right] = 1,04,$$

$$G_{\text{буф}} = \Gamma \left[ 1 - \left( \frac{P_{\text{буф}}}{P_{\text{нас}}} \right) \right]^3, \quad (1.18)$$

$$G_{\text{буф}} = 35 \left[ 1 - \left( \frac{1,2}{5,5} \right) \right]^3 = 27,36 \text{ м}^3 / \text{м}^3,$$

$$\beta_{\text{буф}} = \frac{1}{\frac{P_{\text{буф}} \cdot 10^6}{10^5 \cdot G_{\text{буф}} \cdot (1 - b)} + 1}, \quad (1.19)$$

$$\beta_{\text{буф}} = \frac{1}{\frac{1,2 \cdot 10^6}{10^5 \cdot 27,36 \cdot (1 - 0,2)} + 1} = 0,646,$$

$$Q_{\text{нр.буф}} = Q \cdot b^{*\text{буф}} = 76 \cdot 1,04 = 79,04 \text{ м}^3 / \text{добу.}$$

$$Q_{z.\text{нр.буф}} = \frac{Q_{\text{нр.буф}} \cdot \beta_{\text{буф}}}{1 - \beta_{\text{буф}}}, \quad (1.13)$$

$$Q_{z.\text{нр.буф}} = \frac{79,04 \cdot 0,646}{1 - 0,646} = 144,24 \text{ м}^3 / \text{добу.}$$

$$C_{\text{буф}} = \frac{Q_{z.\text{нр.буф}}}{f_{\text{екв.буф}}},$$

$$C_{\text{буф}} = \frac{144,24}{0,013479 \cdot 86400} = 0,124 \text{ м} / \text{с.} \quad (1.21)$$

$$\varphi_{\text{буф}} = \frac{\beta_{\text{буф}}}{1 + \left( \frac{C_n}{C_1} \right) \beta_{\text{буф}}}, \quad (1.20)$$

$$\varphi_{\text{буф}} = \frac{0,646}{1 + \left(\frac{0,02}{0,124}\right) \cdot 0,646} = 0,585,$$

$$P_{c2} = 5,5 \cdot 10^6 \left\{ \frac{1}{1 - 0,4 \cdot 0,585} - 1 \right\} = 1,68 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Величини з індексом „буф” відносяться до перерізу устя свердловини і є „буферними” тиском, газовмістом і т.д. Для їх визначення необхідно повторити пункти, в яких визначаються аналогічні величини, а саме починаючи із 2.6

1.4.2.15 Визначаємо необхідний тиск насоса:

$$P = \rho \cdot g \cdot L_{\text{св}} + P_{\text{буф}} - P_{\text{виб}} - P_{\text{r1}} - P_{\text{r2}}, \quad (1.23)$$

де  $L_{\text{св}}$  – глибина свердловини;

$P_{\text{буф}}$  – буферний тиск;

$P_{\text{виб}}$  – вибійний тиск;

$P_{\text{r1}}$  – тиск роботи газу на ділянці „вибій – прийом насоса”;

$P_{\text{r2}}$  – тиск роботи газу на ділянці „нагнітання насоса – устя свердловини”;

$$P = 852 \cdot 9,81 \cdot 2400 + 1,2 \cdot 10^6 - 6,1 \cdot 10^6 - 1,748 \cdot 10^5 - 1,68 \cdot 10^6 = 13,31 \text{ МПа.}$$

А напір насоса буде рівний :

$$H = \frac{P}{\rho \cdot g}, \quad (1.24)$$

$$H = \frac{13,31 \cdot 10^6}{852 \cdot 9,81} = 1593 \text{ м.}$$

1.4.2.16 За величиною подачі насоса на вході, необхідного тиску (напору насосу) і внутрішнього діаметру обсадної колони вибираємо типорозмір заглибного відцентрового насоса і визначаємо величини, що характеризують роботу цього насоса в оптимальному режимі.

Типорозмір насоса ЕВНМК5А-125-1600

Технічна характеристика:

Подача  $125 \text{ м}^3$  /добу

Напір 1605 м

Потужність 38,92 кВт

ККД 58,5%

Кількість ступеней (загальна) 357

Кількість модуль-секцій №3 - 2 (по 96 ступеней).

Кількість модуль-секцій №5 - 1 (165 ступеней).

1.4.2.17 Визначаємо коефіцієнт зміни подачі насоса при роботі на нафтоводогазовій суміші відносно водяної характеристики:

$$K_{Qv} = 1 - 4,95 \cdot \nu^{0,85} \cdot Q_{об}^{-0,57}, \quad (1.25)$$

де  $\nu$  - ефективна в'язкість суміші ( $\nu = 2 \text{ мм}^2/\text{с}$ );

$Q_{об}$  - оптимальна подача насоса на воді;

$$Q_{об} = \frac{125}{24 \cdot 3600} = 0,00144676 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

$$K_{Qv} = 1 - 4,95 \cdot \nu^{0,85} \cdot Q_{об}^{-0,57} = 1 - 4,95 \cdot 2^{0,85} \cdot 1,447^{-0,57} \cdot 10^{-9} = 0,997. \quad (1.27)$$

1.4.2.18 Визначаємо коефіцієнт зміни ККД насоса через вплив в'язкості:

$$K_{\eta v} = 1 - \frac{1,95 \cdot \nu^{0,4}}{Q_{об}^{0,27}}, \quad (1.28)$$

$$K_{\eta v} = 1 - \frac{1,95 \cdot 2 \cdot 10^{0,4}}{0,001447^{0,27}} = 0,94.$$

1.4.2.19 Визначаємо коефіцієнт сепарації газу на вході в насос:

$$K_c = \frac{1}{1 + (6,02 \cdot Q_{np} / f_{екв})}, \quad (1.29)$$

де  $f_{екв}$  - площа кільця, утвореного внутрішньою стінкою обсадної колони і корпусом насоса;

$$K_c = \frac{1}{1 + \left( 6,02 \cdot \frac{76}{2,93 \cdot 10^{-3} \cdot 24 \cdot 3600} \right)} = 0,356. \quad (1.30)$$

1.4.2.20 Визначаємо відносну подачу рідини на вході в насос:

$$q = \frac{Q_{р.пр}}{Q_{об}}, \quad (1.31)$$

де  $Q_{об}$  - подача в оптимальному режимі по „водяній” характеристиці насоса,

$$q = \frac{82,08}{125} = 0,65616.$$

1.4.2.21 Визначаємо відносну подачу на вході в насос у відповідній точці водяної характеристики насоса:

$$q_{np} = \frac{Q_{p.пр}}{Q_{oB}} \cdot K_{QV}, \quad (1.32)$$

$$q_{np} = \frac{82.08}{125} \cdot 0.997 = 0.654.$$

1.4.2.22 Визначаємо газовміст на прийомі насоса:

$$\beta = \beta_{np}(1 - K_c), \quad (1.33)$$

$$\beta = 0.082(1 - 0.356) = 0.0528.$$

1.4.2.23 Визначаємо коефіцієнт зміни напору насоса через вплив газу:

$$K_{hv} = 1 - \left( \frac{1.07 \cdot v^{0.6} \cdot q_{np}}{Q_{oB}^{0.57}} \right), \quad (1.34)$$

$$K_{hv} = 1 - \frac{1.07 \cdot 2 \cdot 10^{0.6} \cdot 0.654}{0.001447^{0.57}} = 0.989.$$

1.4.2.24 Визначаємо коефіцієнт зміни напору насоса з врахуванням впливу газу:

$$K_{Hq} = \frac{1 - \beta}{(0.85 - 0.31 \cdot q_{np})^A} \quad (1.35)$$

$$A = \frac{1}{15.4 - 19.2 \cdot q_{np} + (6.8 \cdot q_{np})^2} \quad (1.36)$$

$$A = \frac{1}{15.4 - 19.2 \cdot 0.654 + (6.8 \cdot 0.654)^2} = 0.00442$$

$$K_{Hq} = \frac{1 - 0.0528}{(0.85 - 0.31 \cdot 0.654)^{0.00442}} = 0.981$$

1.4.2.25 Визначаємо напір насоса на воді при оптимальному режимі:

$$H = \frac{P}{\rho \cdot g} \cdot K_{Hv} \cdot K_{Hq}, \quad (1.37)$$

$$H = \frac{13.31 \cdot 10^6}{852 \cdot 9.81 \cdot 0.989 \cdot 0.981} = 1641.36 \text{ м.}$$

1.4.2.26 Визначаємо необхідне число ступеней насоса:

$$Z = H / h_{ст}, \quad (1.38)$$

де  $h_{cm}$  – напір однієї ступені вибраного насоса;

$$h_{cm} = 1605/357 = 4.496, \quad (1.39)$$

$$Z = H / h_{cm} = 1641,36 / 4.496 = 366.$$

1.4.2.27 Визначаємо ККД насоса з врахуванням впливу в'язкості, вільного газу і режиму роботи:

$$\eta = 0,8 \cdot K_{\eta v} \cdot \eta_{oB}, \quad (1.40)$$

де  $\eta_{oB}$  - максимальний ККД насосу на водяній характеристиці,

$$\eta = 0,8 \cdot 0,94 \cdot 58,5 = 0,44$$

1.4.2.28 Визначаємо потужність насоса:

$$N = \frac{P \cdot Q}{\eta}, \quad (1.41)$$

$$N = \frac{13,31 \cdot 10^6 \cdot 82,08}{0,44 \cdot 24 \cdot 3600} = 28.737 \text{ кВт}.$$

1.4.2.29 Визначаємо потужність заглибного двигуна:

$$N_{зЕД} = \frac{N}{\eta_{зЕД}}, \quad (1.42)$$

$$N_{зЕД} = \frac{28.737}{0,85} = 33.808 \text{ кВт}.$$

Для приводу електронасоса використовуємо двигун:

ЕДК45-103

Технічна характеристика:

Номінальна потужність - 45 кВт;

Номінальна напруга – 1050 В;

Номінальний струм – 37 А.

## 1.5 Опис конструкції вибраного обладнання [4]

В результаті проведених розрахунків отримали результати, згідно яких для експлуатації свердловини установкою ЕВН потрібно таке обладнання:

установка ЕВНМК5А-125-1600, продуктивністю 125 м<sup>3</sup>/добу, номінальний напір – 1605м, потужність – 38,92 кВт, ккд – 58,5%;

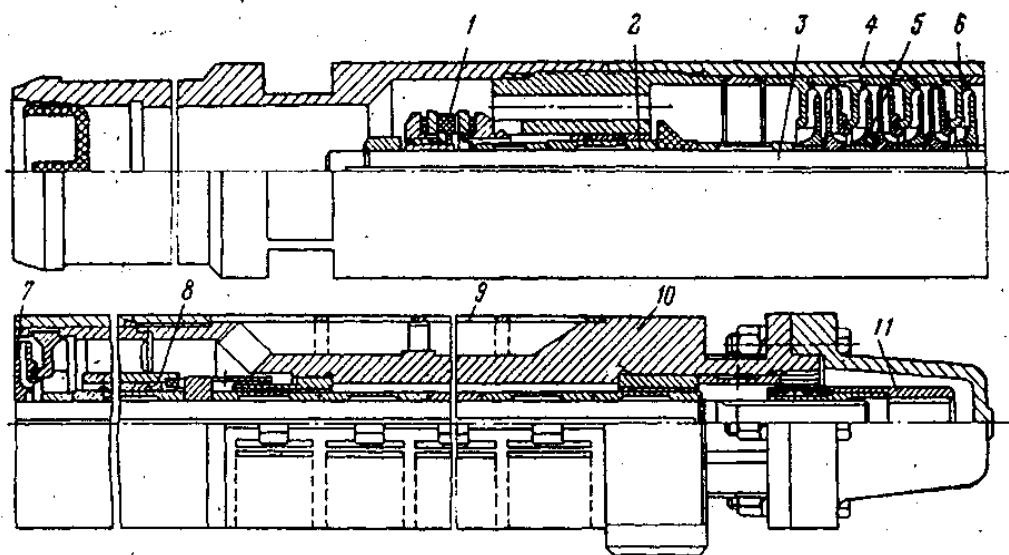
– насос – ЕВНМК5А-125-1600;

- двигун – ЕДК45-103;
- кабельна лінія – К12.000-10-06;
- трансформатор – ТМПН-100/3-73У1 (УХЛ1)=1,06 кВ;
- комплектний пристрій – ШГС5805-49А3У1;
- комплектна трансформаторна підстанція – КТПН-100/10-82УХЛ1=6(10) кВ.

Схема вибраного комплексу обладнання представлена на кресленні БР.ГМІ-87.00.00.000 С3.

Насос трисекційний, довжина секції по 5м. Кількість ступіней в даному ЕВН становить 357, але для створення потрібного напору достатньо 163 ступеней.

На рисунку 1.6 показано свердловинний відцентровий насос в зібраному стані. Осьове зусилля, що діє на вал, сприймається гідродинамічною п'ятою 1 [3]. Вал 3 розміщений в радіальних підшипниках ковзання 2 і 8. Радіальними підшипниками вала є також опори ковзання біля втулок вала і внутрішнього діаметра направляючих апаратів 5 біля кожної ступені. Крутний момент передається від вала до робочих коліс 7 через шпонку 6. Весь зібраний ротор насоса розміщується в корпусі 4 і стиснутий зверху корпусом підшипника 2, а знизу — основою 10, в якому розміщена змінна сітка 9.



- 1 - гідродинамічна п'ята; 2, 8 - радіальні підшипники ковзання; 3 - вал;  
 4 - корпус; 5 - направляючий апарат; 6 - шпонка; 7- робоче колесо;  
 9 - приймальна сітка; 10 - основа; 11 - шліцева муфта

Рисунок 1.6 - Заглибний електровідцентровий насос

У верхній частині насоса на корпус підшипника 2 нагвинчена ловильна головка насоса, у якій є різьба, для під'єднання до НКТ. Вал насоса з'єднується з валом муфти 11. Корпусні деталі окремих секцій з'єднуються між собою фланцями, а вали — шліцевими муфтами. Кожна секція насоса має верхню осьову опору вала, вал, радіальні опори вала і ступені. Основу 10 і приймальну сітку 9 має тільки нижня секція, а ловильну головку має тільки верхня секція насоса.

Заглибний електродвигун асинхронний, з короткозамкнутим ротором, маслонаповнений. При частоті струму 50 Гц синхронна частота обертання вала становить  $3000 \text{ хв}^{-1}$  [3]. Заглибний електродвигун має статор і ротор. Статор і ротор заглибного електродвигуна багатосекційні. Кожна секція має довжину біля 300 мм.

Двигуни заповнені ізоляційним сухим трансформаторним мастилом. При великій довжині статора двигуна мастило в зазорі між статором і ротором перегрівається. Для запобігання місцевого перегріву мастила, в двигуні здійснюють його циркуляцію.

Для збільшення працездатності заглибного електродвигуна велике значення має надійна робота його гідрозахисту, яка попереджує попадання в середину електродвигуна пластової рідини і компенсує зміну об'єму рідини в двигуні при його нагріванні та охолодженні, а також при витіканні мастила через нещільності. Пластова рідина, попадаючи в електродвигун, знижує ізоляційні властивості мастила, протікає в нещільності ізоляції обмоточних проводів, що викликає коротке замикання обмотки. Крім цього погіршується змащування підшипників вала двигуна. Тому необхідно запобігати появі таких ситуацій.

Електроенергія подається до заглибного електродвигуна від промислової мережі напругою 380 В.

Система струмопідводу складається із станції управління, трансформатора, який підвищує напругу, і кабеля.

Станція управління дозволяє здійснювати ручний та автоматичний запуск установки і її зупинку. При деяких аварійних режимах станція управління автоматично відключає установку.

Трансформатор підвищує напругу для того, щоб двигун на вході в обмотку мав задане номінальне значення напруги. Робоча напруга двигунів складає 470 - 2300 В. Крім цього, враховується падіння напруги в довгому кабелі. Трансформатори виготовляються з природнім і масляним охолодженням. Вони призначені для встановлення на відкритому повітрі.

Кабель має плоский переріз на довжині заглибного агрегата для зменшення загального діаметра агрегата. Поруч з насосно-компресорними трубами йде круглий кабель. В даний час випускається круглий кабель з перерізом, практично близьким до трикутного. Три ізольованих жили кабелю з'єднуються разом, покриваються запобіжною прокладкою під броню, а зверху - металеву броню.

До основного обладнання гирла свердловини входить колонна обв'язка, яка включає: хрестовину; конус для підвішування НКТ; ущільнення; зворотній та зливний клапани.

До допоміжного обладнання установки відцентрового насоса відноситься обладнання для транспортування складальних одиниць установки і проведення монтажних робіт на свердловині.

## РОЗДІЛ 2

### 2.1 Аналіз роботи заглибного обладнання УЕВН під час експлуатації в умовах солевідкладення

Негативний вплив складу і властивостей продукції, що видобувається є однією з поширених причин відмов глибоко-насосного устаткування - до 50% від їх загального числа. Відмови, як правило, відбуваються внаслідок утворення відкладень неорганічних солей, асфальто-смолистих і парафінових речовин, а також засмічення механічними домішками робочих органів насоса. Залежно від складу і властивостей видобувної рідини, частки кожної з цих причин для різних родовищ і навіть для різних свердловин в межах одного родовища можуть значно відрізнятися [3].

Проблема різкого збільшення числа відмов УЕВН з причини солевідкладення в останні роки отримала особливу актуальність зважаючи прогресуюче зростання обводнення пластової рідини на більшості активно розроблених нафтових родовищ. Серйозну небезпеку становлять солевідкладення на робочих органах і поверхнях заглибних ЕВН. Утворення щільного каменеподібного осаду товщиною 0,6-1 мм порушує теплообмін, призводить до заклинювання робочих органів насоса, поломці валу і виходу установки з ладу.

Головним джерелом солей є вода, видобута разом з нафтою. У зв'язку з цим процесу солевідкладення схильні свердловини й наземне обладнання, що експлуатується в умовах обводнення. Відомо, що випадіння хімічної речовини в осад з розчину відбувається в тому випадку, якщо концентрація цієї речовини або іона в розчині перевищує рівноважну. З цього випливає, що випадіння осаду може відбуватися або за рахунок зростання фактичної концентрації сполуки або іона, потенційно здатного до випадання в осад, або за рахунок зниження рівноважної концентрації сполуки або іона. Перша з цих умов має місце при змішуванні вод різного складу несумісних один з одним і розчиненні гірських порід. Друге - при перенасичення вод в результаті зміни термічних умов, випаровуванні води, виділення газів [3,12].

Необхідно враховувати і те, що солевідкладення проходить у складних гідротермодинамічних умовах у присутності нафтових компонентів, газової фази і механічних домішок, що впливають на інтенсивність процесу, характер і властивості опадів, що формуються як в привибійній зоні пласта, так і на нафтопромисловому обладнанні [1].

На процес змішування пластових та закачаних вод вирішальним чином впливає використовуваний спосіб заводнення нафтового родовища.

При законтурному заводненні нагнітальні свердловини розташовуються за контуром нафтового покладу і закачана вода нагнітається в водоносну частину пласта. Очевидно, що вона змішується насамперед з законтурною водою. Утворені при змішуванні несумісних вод опади випадають в водоносній частині пласта, змінюючи іонний склад як законтурних, так і закачуваних вод. У цьому випадку іонний склад попутно-видобутої води прямим чином залежить від об'єму води закачаної для підтримки пластового тиску [3,12].

При внутрішньо контурному заводненні закачана вода безпосередньо поступає в нафтову частину пласта і головним чином змішується із залишковою водою, яка характеризується малою рухливістю і здатна до переміщення тільки при досягненні певного перепаду напору. Іонний склад залишкової води в багатьох випадках подібний зі складом законтурного підшовних вод. Однак у процесі геологічного розвитку регіону можуть виникати умови, під впливом яких склад тих і інших вод зазнає змін [3].

При внутрішньо контурному заводненні відбувається витіснення залишкової води закачаної. У цьому випадку змішування протікає в нафтовому пласті в зоні безпосереднього контакту. При несумісності вод в пласті можливе утворення нерозчинних опадів, що ускладнюють процес фільтрації нафти. Через різні проникності пропластків нафтового пласта у видобувній свердловині також відбувається змішування залишкової води, що витісняється разом з нафтою, з закачаною водою в різних співвідношеннях, що призводить до випадання солей в привибійній зоні свердловини. Цей фактор може суттєво впливати на солевідкладення при прориві нагнітальних вод в привибійну зону свердловини [12].

Законтурні і залишкові води, які тривалий час перебували в контакті з породою, встигають прийти з нею в рівноважний стан. Закачувана вода, також взаємодіючи з породою, змінює свій іонний склад, збагачуючись карбонатами або сульфатами, або тим і іншим. Переміщаючись по пласту в процесі заводнення, що закачувана вода буде прагнути до рівноважного з породою станом при пластових тисках і температурі. Це призводить до того, що із залишковою водою взаємодіє закачувана вода зовсім не того іонного складу, який характерний для неї в поверхневих умовах [12].

За переважного змісту неорганічних солей певного виду розрізняють три групи відкладень: сульфатні, карбонатні і хлоридні.

Головною причиною утворення сульфатних відкладень - сульфатів кальцію, стронцію, барію - є змішування підземних пластових вод хлоркальцієвого типу з нагнітальною водою, що містить сульфат-іони. Найбільш надійним засобом попередження та боротьби з відкладеннями гіпсу і бариту служить застосування для заводнення безсульфатних високомінералізованих вод. Використання прісної води не завжди успішне, зважаючи на те, що при русі по пласту прісна вода, особливо насичена киснем, може збагачуватися сульфат-іонами за рахунок окислення сульфідів, вилуговування гіпсу, що міститься в породі пласта і десорбції сульфат-іонів з поверхні порового простору порід. Навіть просте розбавлення насиченою сульфатами пластової води сприяє їх осадженню, оскільки розчинність сульфатів помітно знижується зі зменшенням мінералізації розчинів і зниженням температури внаслідок охолодження пластів при їх заводненні прісними поверхневими водами [12].

Утворенню карбонатних відкладень сприяє зміна термобаричних умов. У продукції свердловин відбувається перерозподіл компонентів свердловинних флюїдів між водною, нафтовою та газовою фазами, що призводить до зниження вмісту вуглекислоти у воді і, як наслідок, випаданню карбонату кальцію. В результаті відбувається відкладення карбонатів на поверхні коліс ЕВН і всередині НКТ. Також однією з причин інтенсивного відкладення карбонату кальцію і гіпсу на колесах ЕВН є підвищення температури потоку. Так як з ростом температури

знижується розчинність сульфату і карбонату кальцію, то це призводить до відкладення випала солі в УЕВН [12].

Відкладення хлориду натрію при видобутку нафти зустрічаються на родовищах, де поклади нафти контактують з високомінералізованими розсолами. На родовищах, що експлуатуються з застосуванням закачування води, відкладення зустрічаються порівняно рідко. Вони відзначаються в тих свердловинах, де попутна вода представлена пластовими розсолами.

## **2.2 Аналіз конструкцій, методів і засобів боротьби із солевідкладеннями при експлуатації свердловини з допомогою УЕВН**

Ефективність засобів боротьби із солевідкладенням при видобутку нафти залежить від комплексного підходу до рішення даної проблеми. Необхідно знати фізико-хімічні процеси і причини, що викликають утворення і відкладення солей в різних умовах залягання нафти і розробки нафтоносних пластів, вміння завчасно прогнозувати, надійно контролювати і своєчасно запобігати можливостям появи солевих осадів в процесі експлуатації свердловин. Особлива увага має приділятися правильному вибору методів боротьби з відкладенням солей, що дозволяють досягти найкращої їх ефективності в конкретних промислових умовах з врахуванням економічної доцільності [3].

Багаторічний досвід боротьби з відкладенням неорганічних солей показав, що найбільш ефективні методи, основані на запобіганні відкладення солей. При цьому правильний вибір методу може бути зроблений тільки на основі детального вивчення гідрохімічної і термодинамічної обстановки по експлуатаційним об'єктам, з виявленням основних причин, що викликають перенасичення попутно видобуваючої води солеутворюючими іонами, оскільки випадання і відкладання неорганічних солей залежить від умов, при яких порушується хімічна рівновага системи, тобто перехід водяних розчинів солей в стан перенасичення [10,11].

Формування твердих відкладів на поверхні обладнання залежить також від властивостей підкладки, електрокінетичних та інших фізико-хімічних явищ, які проходять на поверхні розділу фаз.

В даний час існують такі методи боротьби з відкладенням солей: технологічні, хімічні, фізичні і комбіновані.

До *технологічних методів* можуть бути віднесені: вибір води для заводнення продуктивних пластів сумісними з пластовими, селективна ізоляція або обмеження притоку води в експлуатаційних свердловинах, усунення пошкоджень в цементному кільці і обсадній колоні, використання роздільного відбору і збирання рідини, зміна напрямку фільтраційних потоків і т.д. При цьому попередження відкладення солей досягається за рахунок обмеження або усунення можливості змішування води різного складу [11].

До технологічних методів можна також віднести використання хвостовиків.

Практика показує, що порівняно різка зміна складу попутно добувної води і, як наслідок цього, інтенсивне відкладення неорганічних солей може відбуватися за рахунок прориву води з інших водоносних горизонтів через порушення цілісності цементного кільця і обсадної колони. Тоді виконують ремонт свердловини.

**Хімічний метод.** Попередження відкладу солей досягається обробкою води різними інгібіторами солевідкладення, реагентами.

Інгібітори солевідкладення діляться в основному на три групи в залежності від механізму їх дії: хелати - зв'язують іони; "порогової дії"- попереджують зародження і ріст кристалів; кристалоруйнуючі -видозмінюють форму кристала. [10,11].

Солянокислотне оброблення свердловин, які експлуатуються відцентровими насосами, проводиться при підземному ремонті їх. При цьому після піднімання насосного обладнання із свердловини спускають насосно-компресорні труби до середини перфорації експлуатаційної колони в інтервалі продуктивного пласта. Закачування розчину соляної кислоти і обробку свердловини та привибійної зони проводять як і при солянокислотній обробці фонтанних свердловин, тобто заповнюють її нафтою до стійкого переливу із затрубного простору, закачують розчин соляної кислоти в кількості об'єму НКТ з швидкістю, рівній швидкості подачі нафти. Витримку свердловини проводять 2 години, потім її промивають водою і виводять на режим [10].

Якщо солянокислотну обробку свердловини проводять без виймання насосного обладнання, то при цьому необхідно збити зливний клапан ЕВН.

До *фізичних методів* попередження відкладення неорганічних солей можуть бути віднесені: обробка води магнітним полем, акустична дія, використання захисного покриття та інші.

Магнітну обробку води порівняно широко використовують для попередження утворення щільних відкладів неорганічних солей в різних теплообмінних апаратах і системах водопостачання. Суть процесу — пропускання рідини через одно або декілька магнітних полів.

В даний час проти солевідкладення використовують різні модифікації магнітних пристроїв типу МУПС. Характерна особливість пристроїв МУПС полягає в створенні багатократних послідовних магнітних ліній, які змінюються полярністю по чергову. Під дією магнітного поля солі, при певній швидкості води, міняють свою структуру, але обробка має бути до початку кристалізації [11].

Механізм дії електричного поля на процес кристалізації солей аналогічний до дії магнітного поля, оскільки оброблювана вода завжди володіє електропровідністю, при її перемішуванні в магнітних полях виникає електричний струм, при дії електричного поля виникає і магнітне поле. Тому у двох випадках проходить електромагнітна обробка води.

Відомо, що акустичні коливання можуть здійснювати суттєвий вплив як на процес кристалізації неорганічних солей, так і на відкладання їх. Вони можуть бути використані і для усунення їх з поверхні обладнання.

Для попередження відкладення солей використовують: ультразвукові магніострикційні випромінювачі (збуджуються імпульсним ультразвуковим генератором з частотою 22 кГц), роторний гідродинамічний перетворювач (РГДП) — використовують для попередження відкладення солей на робочих поверхнях ЕВН, дозволяє перетворювати кінетичну енергію потоку добувної рідини в акустичні коливання.

Результати дослідження показують, що ефективність акустичного способу попередження солевідкладення суттєво залежить від конструкції пристрою

вводу акустичних коливань (хвиль) в систему, а також від акустичного контакту між вібратором і пристроєм вводу.

Промисловий аналіз показав, що при використанні РГДП термін служби ЕВН збільшився в три рази, ніж робота обладнання без його використання [11].

Також для попередження солевідкладення використовують захисні покриття.

Розглядаючи технологічні умови використання фізичних способів попередження відкладення неорганічних солей при видобуванні, збиранні і підготовці нафти, можна зазначити, що фізичні способи можуть бути використані для попередження відкладання солей на окремих об'єктах, або ділянках нафтопромислового обладнання. Для досягнення повного попередження відкладання солей на всьому шляху руху газорідної суміші починаючи від привибійної зони до пунктів підготовки нафти і води єдино придатний - хімічний метод, оснований на використанні інгібіторів. Але хімічним методом можна усунути тільки гіпси і карбонат кальцію. Відкладення сульфату барію усуваються, як правило, механічним способом. Тому в кожному випадку, в залежності від складу солевих відкладів, необхідно вибрати відповідні методи і реагенти, щоб забезпечити необхідну ефективність проводимих обробок [11].

### **2.3 Обґрунтування вдосконалення обладнання для попередження солевідкладень**

Для попередження солевідкладення пропоную використати фізичний метод усунення солей та попередження їх відкладення, а саме акустичні коливання.

Відомо, що акустичні коливання можуть здійснювати суттєвий вплив як на процес кристалізації неорганічних солей, так і на відкладання їх. Вони можуть бути використані і для усунення їх з поверхні обладнання.

Для попередження відкладення солей використовують: ультразвукові магніострикційні випромінювачі (збуджуються імпульсним ультразвуковим генератором з частотою 22 кГц), роторний гідродинамічний перетворювач (РГДП)

- використовують для попередження відкладення солей на робочих поверхнях ЕВН, дозволяє перетворювати кінетичну енергію потоку добувної рідини в акустичні коливання.

Промисловий аналіз показав, що при використанні РГДП термін служби ЕВН збільшився в три рази, ніж робота обладнання без його використання.

Пропоную встановити в насос РГДП, так як він на відміну від магнітострикційного випромінювача не потребує додаткового обладнання та витрати електроенергії і має просту конструкцію.

Хоча відомо також, що фізичні методи попередження солевідкладення попереджують це явище на окремих ділянках нафтопромислового обладнання або окремих об'єктах, але хімічним методом можна усунути тільки гіпси і карбонат кальцію. Відкладення сульфату барію усуваються, як правило, механічним способом [10, 11].

#### **2.4 Розроблення та дослідження конструкції пристрою для попередження солевідкладення**

Для попередження солевідкладення пропоную використати фізичний метод усунення солей та попередження їх відкладення, а саме акустичні коливання.

Відомо, що акустичні коливання можуть здійснювати суттєвий вплив як на процес кристалізації неорганічних солей, так і на відкладання їх. Вони можуть бути використані і для усунення їх з поверхні обладнання.

Для попередження відкладення солей використовують: ультразвукові магнітострикційні випромінювачі (збуджуються імпульсним ультразвуковим генератором з частотою 22 кГц), роторний гідродинамічний перетворювач (РГДП) — використовують для попередження відкладення солей на робочих поверхнях ЕВН, дозволяє перетворювати кінетичну енергію потоку добувної рідини в акустичні коливання.

Промисловий аналіз показав, що при використанні РГДП термін служби ЕВН збільшився в три рази, ніж робота обладнання без його використання.

Пропоную встановити в насос РГДП, так як він на відміну від магнітострикційного випромінювача не потребує додаткового обладнання та витрати електроенергії і має просту конструкцію.

Хоча відомо також, що фізичні методи попередження солевідкладення попереджують це явище на окремих ділянках нафтопромислового обладнання або окремих об'єктах, але хімічним методом можна усунути тільки гіпси і карбонат кальцію. Відкладення сульфату барію усуваються, як правило, механічним способом [10,11].

Спроекований пристрій (БР.ГМІ-87.04.05.000 СК) представляє собою гідроакустичний перетворювач.

Пристрій має просту конструкцію і складається з трьох деталей: корпусу 3, ротора 1 і статора 2. Ротор 1 за допомогою шпонкового з'єднання монтується на валу секції електровідцентрового насоса. Корпус 3 гідроакустичного перетворювача встановлюється в корпусі насоса аналогічно встановленню направляючого апарата робочої ступені. Статор 2 розташовують поверх ротора. Торцем статор фіксується в корпусі пристрою.

На циліндричних поверхнях ротора і статора виконано повздовжні пази.

При обертанні вала насоса разом з ним обертається ротор пристрою. Статор при цьому залишається нерухомим. Між повздовжніми пазами ротора і статора існує зазор, через який проходить потік перекачуваної рідини. При цьому кінетична енергія потоку рідини збуджує акустичні коливання. Ці коливання попереджують злипання, нашаровування і відкладення солей, тобто акустичні коливання запобігають їх кристалізації. Солі розчиняються в продукції свердловини і виносяться потоком рідини.

Пристрій відрізняється простотою конструкції, легкий в монтажі, не потребує додаткових затрат енергії, не збільшує гідравлічний опір потоку рідини, не потребує додаткового обслуговування.

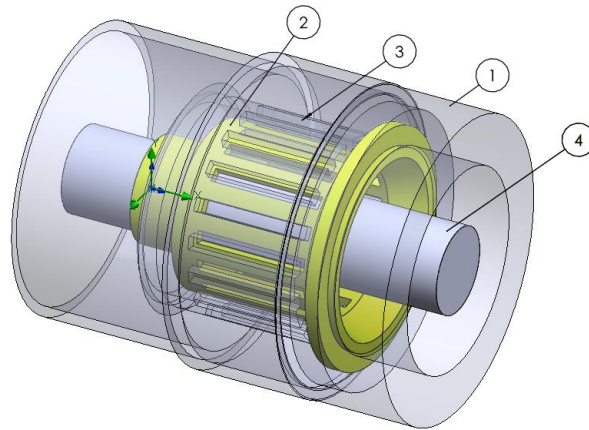
Запропонована конструкція підвищує довговічність заглибного електровідцентрового насоса шляхом запобігання відкладення солей на робочих деталях.

Для попередження солевідкладення пропонується використати фізичний метод усунення солей та попередження їх відкладення, а саме акустичні коливання.

Пропонується встановити насос РГДП, так як він на відміну від магніострикційного випромінювача не потребує додаткового обладнання та витрати електроенергії і має просту конструкцію.

Хоча відомо також, що фізичні методи попередження солевідкладення попереджують це явище на окремих ділянках нафтопромислового обладнання або окремих об'єктах, але хімічним методом можна усунути тільки гіпси і карбонат кальцію. Відкладення сульфату барію усуваються, як правило, механічним способом.

Спроекований гідроакустичний перетворювач показаний на рисунку 2.1.



1 – корпус; 2 – ротор; 3 – статор; 4 – вал

Рисунок 2.1 – Конструкція гідроакустичного перетворювача

Пристрій має просту конструкцію і складається з трьох деталей: корпусу 1, ротора 2 і статора 3. Ротор 2 за допомогою шпонкового з'єднання монтується на валу секції електровідцентрового насоса. Корпус 1 гідроакустичного перетворювача встановлюється в корпусі насоса аналогічно встановленню направляючого апарата робочої ступені. Статор 3 розташовують поверх ротора. Торцем статор фіксується в корпусі пристрою.

На рисунку 2.2 показано розміщення гідроакустичного перетворювача у насосі.

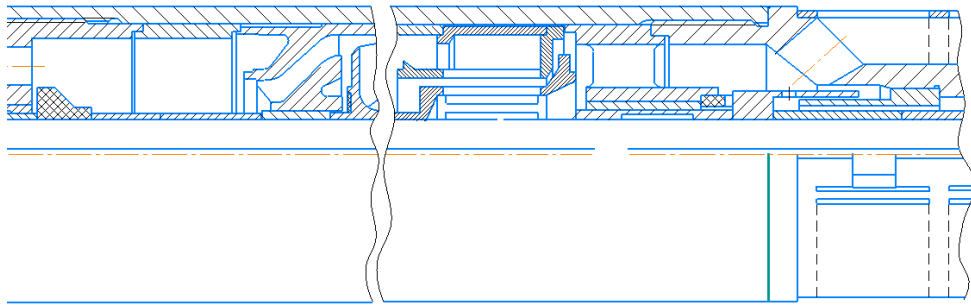


Рисунок 2.2 – Розміщення гідроакустичного перетворювача у насосі

На циліндричних поверхнях ротора і статора виконано повздовжні пази (рис. 2.3).

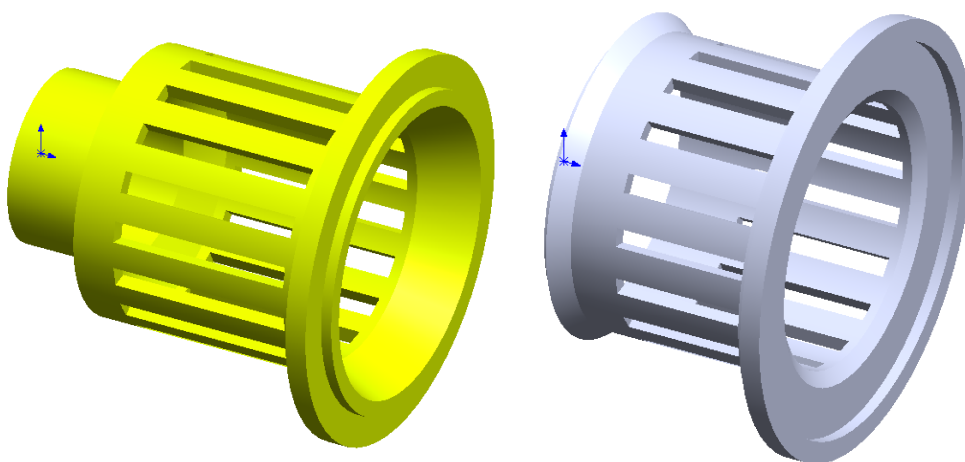


Рисунок 2.3 – Статор та ротор гідроакустичного перетворювача

При обертанні вала насоса разом з ним обертається ротор пристрою. Статор при цьому залишається нерухомим. Між повздовжніми пазами ротора і статора існує зазор, через який проходить потік перекачуваної рідини. При цьому кінетична енергія потоку рідини збуджує акустичні коливання. Ці коливання попереджують злипання, нашаровування і відкладення солей, тобто акустичні коливання запобігають їх кристалізації. Солі розчиняються в продукції свердловини і виносяться потоком рідини.

Пристрій відрізняється простотою конструкції, легкий в монтажі, не потребує додаткових затрат енергії, не збільшує гідравлічний опір потоку рідини, не потребує додаткового обслуговування.

Запропонована конструкція підвищує довговічність заглибного електровідцентрового насоса шляхом запобігання відкладення солей на робочих деталях.

Для визначення гідродинамічних характеристик гідроакустичного перетворювача застосовано метод скінченних елементів.

У програмі SolidWorks побудовано тривимірну модель гідроакустичного перетворювача [15]. На рисунку 2.4 показано розрахункову схему.

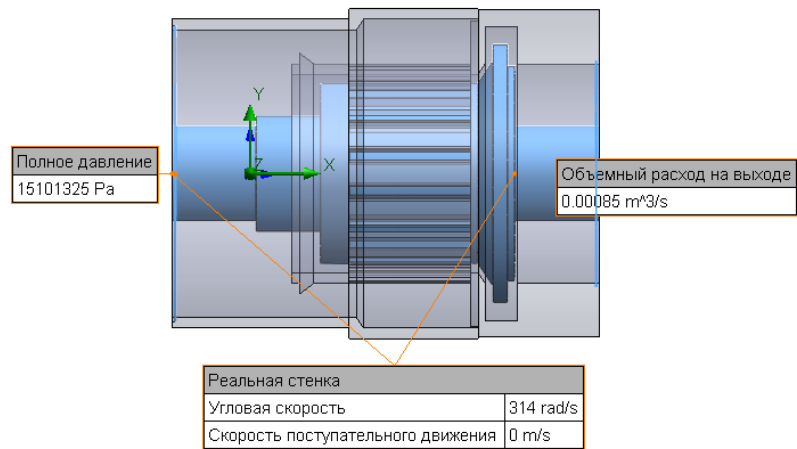


Рисунок 2.4 – Розрахункова схема

На рисунках, які подано нижче, показано результати проведеного імітаційного моделювання.

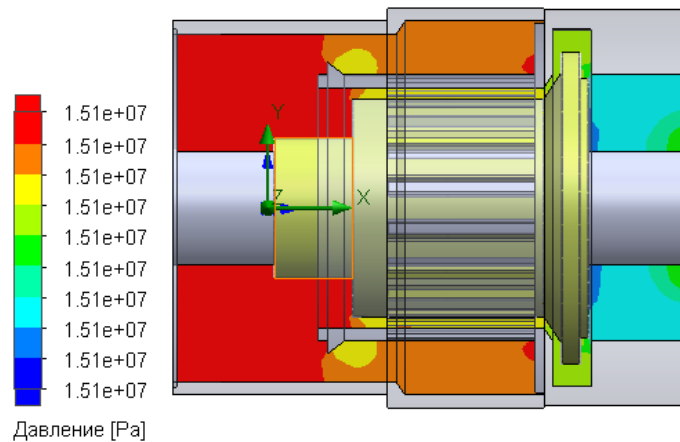


Рисунок 2.5 – Розподіл тиску в поздовжньому перерізі гідроакустичного перетворювача

За заданих граничних умов величина опору, що створюється гідроакустичним перетворювачем складає 0,08 МПа

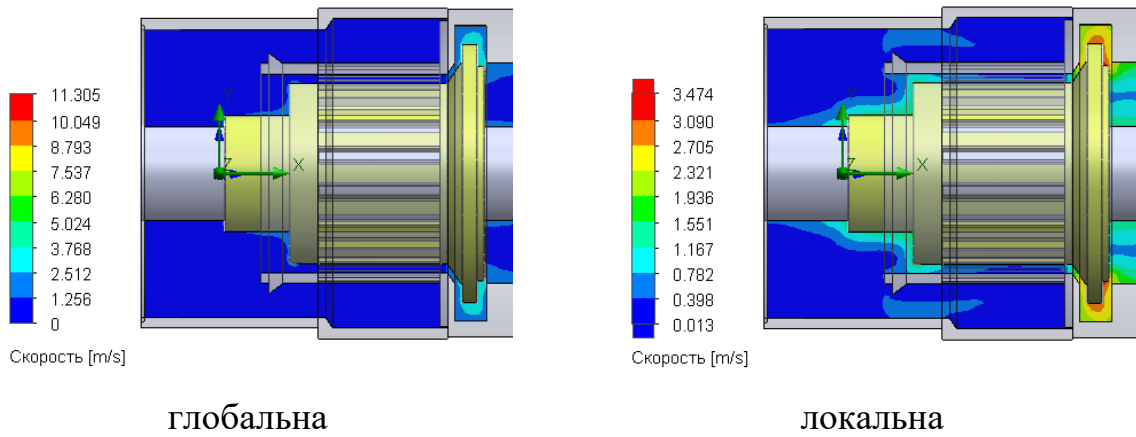


Рисунок 2.6 – Розподіл швидкості в поздовжньому перерізі гідроакустичного перетворювача

Згідно рисунку 2.6, максимальна швидкість рідини у гідростатичному перетворювачі складає 11,3 м/с.

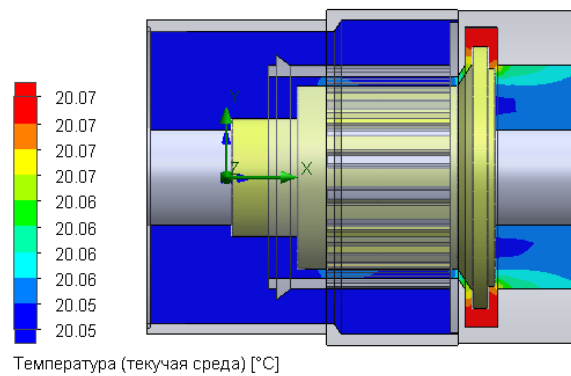


Рисунок 2.7 – Розподіл температури у поздовжньому перерізі гідроакустичного перетворювача

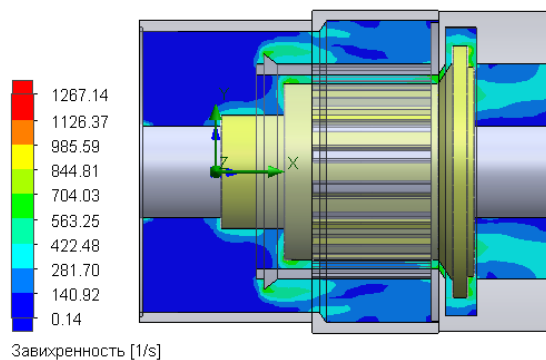


Рисунок 2.8 – Розподіл завихреності у поздовжньому перерізі гідроакустичного перетворювача

При роботі гідроакустичного перетворювача створюється акустична потужність, розподіл якої показано на рисунку 2.9.

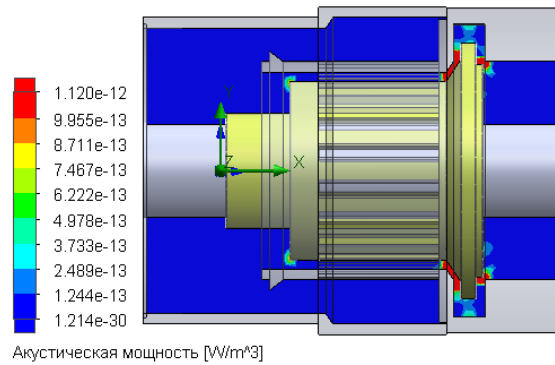


Рисунок 2.9 – Розподіл акустичної потужності у поздовжньому перерізі гідроакустичного перетворювача

На рисунку 2.10 показано розподіл рівня акустичної потужності.

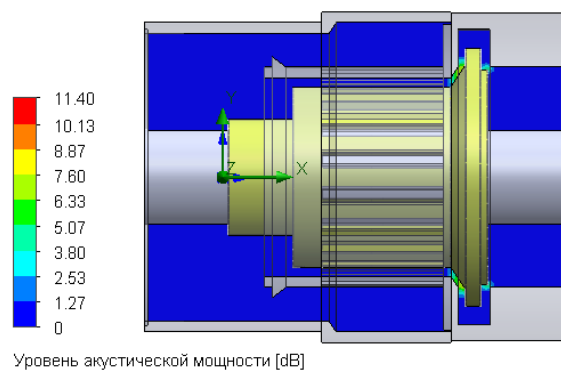


Рисунок 2.10 – Рівень акустичної потужності в гідроакустичному перетворювачі

Аналізуючи отримані результати досліджень впливає, що для підвищення акустичної потужності гідроакустичного перетворювача в подальшому необхідно розв'язати оптимізаційну задачу, при вирішенні якої дослідити зміну його геометричних розмірів та форм.

## РОЗДІЛ 3

### 3.1 Розрахунок корпусу заглибного електровідцентрового насоса [3]

Вибираємо вихідні дані для розрахунку:  $D_3=103$  мм – зовнішній діаметр корпусу насоса;  $D_{вн}=94$  мм – внутрішній діаметр корпусу насоса під проточкою;  $H=1605$  м – напір, який повинен розвивати насос.

Визначаємо попередню зтяжку пакету ступеней, зтяжка повинна забезпечити щільність в місці з'єднання ступеней і повинна протидіяти прокручуванню направляючих апаратів [3]. Розрахункова схема корпусу наведена на рисунку 3.1.

$$T = K \left[ 1 - \frac{E_k \cdot F_k}{2(E_{н.а.} \cdot F_{н.а.} + E_k \cdot F_k)} \right] H \rho \pi r_{вн}^2 + KG; \quad (3.1)$$

де  $K$  – коефіцієнт запасу щільності стику, приймаємо рівним 1,45;

$E_k$  і  $E_{н.а.}$  – модулі пружності матеріалів корпусу і направляючого апарату відповідно, приймаємо  $2,1 \cdot 10^5$  Па, оскільки матеріал – сталь;

$F_k$  і  $F_{н.а.}$  – площі відповідно поперечного перерізу корпусу і направляючих апаратів,  $0,00139$  м<sup>2</sup> і  $0,0008$  м<sup>2</sup>;

$H$  – напір насоса;

$r_{вн}$  – внутрішній радіус розточки корпусу,  $0,047$  м;

$G$  – вага насоса разом з електродвигуном і гідрозахистом,  $7210$  Н [2,3].

$$T = 1,45 \left[ 1 - \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,00139}{2(2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,0008 + 2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,00139)} \right] 1605 \cdot 848 \cdot 3,14 \cdot 0,047^2 + 1,45 \cdot 7210 = 17799 \text{ Н}$$

Визначаємо загальне зусилля, яке діє вздовж осі корпусу насоса

$$Q = \left[ K - (K - 1) \frac{E_k \cdot F_k}{2(E_{н.а.} \cdot F_{н.а.} + E_k \cdot F_k)} \right] H \rho \pi r_{вн}^2 + (K + 1)G \quad (3.2)$$

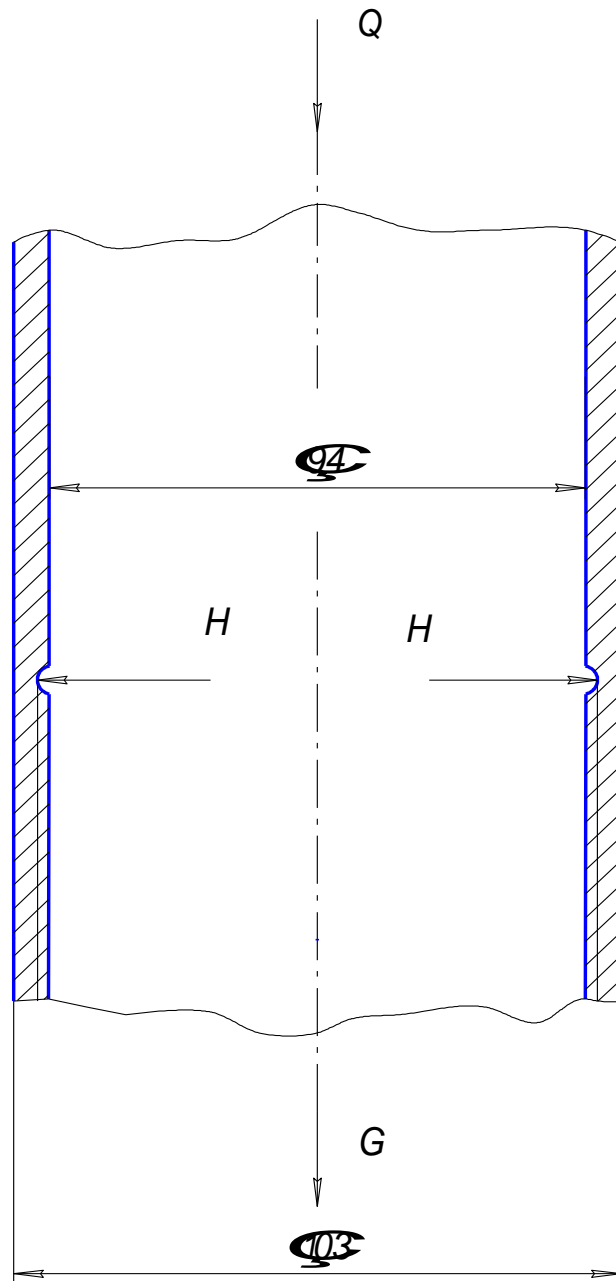


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема корпусу заглибного електровідцентрового насоса

$$Q = \left[ 1,45 - (1,45 - 1) \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,00139}{2(2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,0008 + 2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,00139)} \right] \times \\ \times 1605 \cdot 848 \cdot 3,14 \cdot 0,047^2 + (1,45 + 1) \cdot 7210 = 20019 \text{ Н}$$

Осьове напруження в ослабленому перерізі корпуса (біля проточки)

$$\sigma_z = Q/F_k \quad (3.3)$$

де  $F_k$  – площа поперечного перерізу корпуса насоса біля проточки,  $0,00139 \text{ м}^2$

$$\sigma_z = 20019/0,00139 = 14,4 \text{ МПа.}$$

Визначаємо тангенційне напруження в ослабленому перерізі корпуса

$$\sigma_\tau = (\rho \cdot g \cdot H \cdot r_{\text{вн}}) / S \quad (3.4)$$

де  $S$  – товщина корпуса в ослабленому перерізі,  $0,005 \text{ м}$

$$\sigma_\tau = (990 \cdot 9,81 \cdot 1605 \cdot 0,047) / 0,005 = 98,6 \text{ МПа.}$$

Визначаємо радіальне напруження на внутрішньому діаметрі проточки корпуса

$$\sigma_r = -\rho \cdot g \cdot H \quad (3.5)$$

$$\sigma_r = -990 \cdot 9,81 \cdot 1840 = 10,5 \text{ МПа.}$$

Визначаємо еквівалентне напруження по енергетичній теорії

$$\sigma_{\text{екв}} = \sqrt{\sigma_z^2 + \sigma_\tau^2 + \sigma_r^2 - \sigma_z \sigma_\tau - \sigma_z \sigma_r - \sigma_\tau \sigma_r} \quad (3.6)$$

$$\sigma_{\text{екв}} = \sqrt{14,4^2 + 98,6^2 + 10,5^2 - 14,4 \cdot 98,6 + 14,4 \cdot 10,5 - 98,6 \cdot 10,5} = 87,9 \text{ МПа.}$$

Еквівалентне напруження повинно бути меншим від границі текучості матеріалу корпусу, запас міцності – не менше 1,2-1,25 [2]. Корпус, як правило, виготовляють із сталі 45 з границею плинності  $\sigma_T = 360 \text{ МПа}$ .

Визначаємо запас міцності

$$n = \sigma_T / \sigma_{\text{екв}} \quad (3.7)$$

$$n = 360/87,9 = 4,09.$$

Отже, провівши розрахунок корпуса насоса, бачимо, що в нього запас міцності є досить значним, тому він буде ефективно виконувати всі покладені на нього функції.

## 3.2 Розрахунок шліцевої муфти

### 3.2.1 Перевірочний розрахунок на кручення

Вихідні дані:  $D=37$  мм – зовнішній діаметр шліцевої муфти;  $d=26$  мм – внутрішній діаметр шліцевої муфти;  $N=32000$  Вт – номінальна потужність електродвигуна;  $n=3000$  хв<sup>-1</sup> – синхронна частота обертання вала;  $S=0,055$  – ковзання. Розрахункова схема муфти наведена на рисунку 3.2.

Визначаємо напруження кручення за наступною формулою:

$$\tau = T/W \leq [\tau] \quad (3.8)$$

де  $T$  – крутний момент, який передає муфта;

$W$  – момент опору січення муфти в найслабшому перерізі.

$$T = N/\omega \quad (3.9)$$

де  $\omega$  – кутова швидкість обертання вала електродвигуна.

$$\omega = (\pi \cdot n \cdot (1 - S)) / 30$$

$$\omega = (3,14 \cdot 3000 \cdot (1 - 0,055)) / 30 = 296,7 \text{ с}^{-1}$$

Момент опору муфти в найслабшому перерізі

$$W = (\pi \cdot D^3 / 16) \cdot (1 - (d/D)^4) \quad (3.10)$$

$$W = (3,14 \cdot (0,037)^3 / 16) \cdot (1 - (0,026/0,037)^4) = 0,752 \cdot 10^5 \text{ м}^3$$

$$T = 32000 / 296,7 = 151,7 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$\tau = 151,7 / 0,752 \cdot 10^5 = 20,18 \text{ МПа}$$

Для трансмісійних валів допустиме напруження кручення приймають 30 МПа [2,3]. Перевіряємо чи виконується умова:

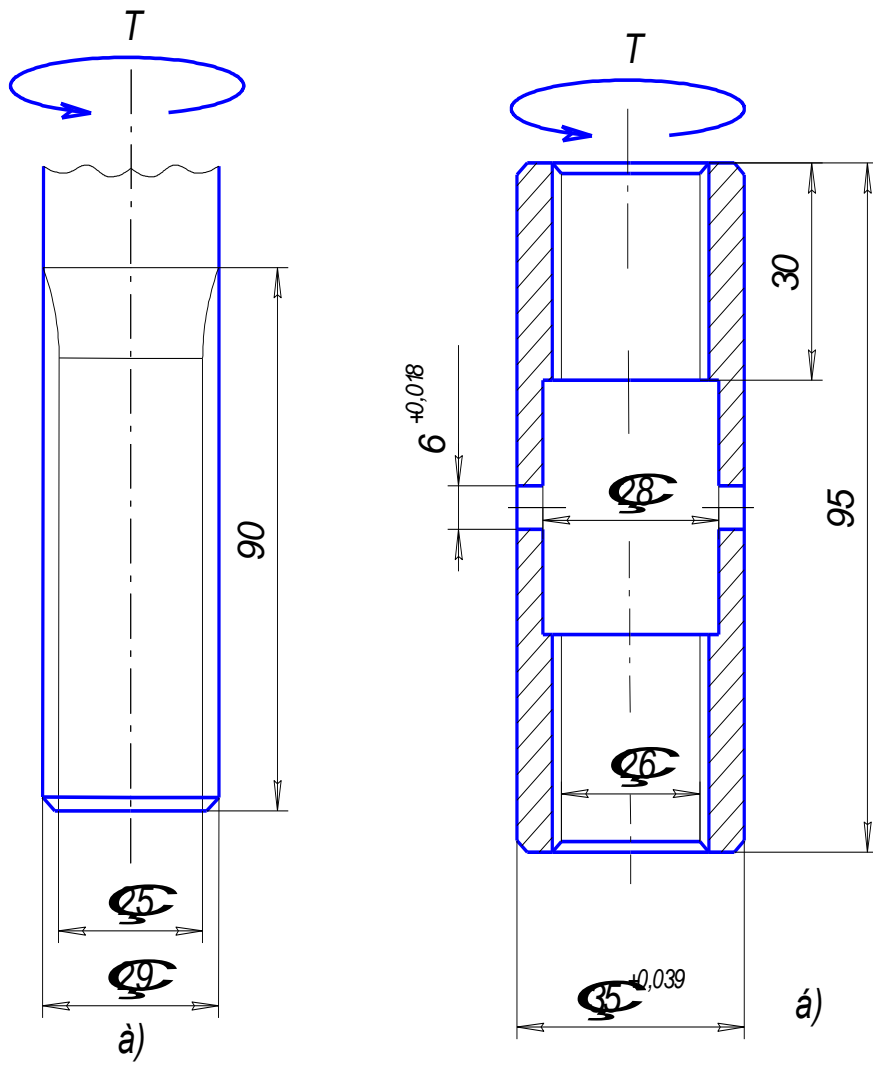
$$\tau \leq [\tau]$$

$$20,18 \text{ МПа} < 30 \text{ МПа.}$$

Умова міцності шліцевої муфти на кручення виконується.

Визначаємо коефіцієнт запасу міцності муфти

$$N = [\tau] / \tau = 30 / 20,18 = 1,48.$$



à- øěřááéé ááé,  
 á- øěřááá à óó òà.

Рисунок 3.2 –Розрахункова схема шліцевої муфти

### 3.3 Розрахунок вала верхньої секції насоса

На вал насоса діють згинаючі сили і обертовий момент. Небезпечний для міцності згин вала може виникнути в місці шліцьового з'єднання з валом протектора внаслідок неспіввісності їх з'єднання і нерівномірного навантаження шліців при їх неточному виготовленні.

Згинаючий момент на шліцьовому кінці вала

$$M_{зг} = P_1 b = 6,17 \cdot 27 = 166,6 \text{ кН}\cdot\text{м}, \quad (3.11)$$

де  $P_1$  – радіальне навантаження на вал, Н;

$b$  – розмір, вказаний на листі [2].

$$P_1 = k \cdot [3 \cdot E \cdot I \cdot \Delta y / (l_1 + c) \cdot c^2] = 0,45 \cdot [3 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 63,4 \times \\ \times 2 \cdot 10^{-4} \cdot 41 / (41 + 50) \cdot 50^2] = 6,17 \text{ кН}, \quad (3.12)$$

де  $k$  – коефіцієнт, що враховує компенсуючий вплив зазорів і рівний 0,45-0,85;

$I$  – момент інерції вала;

$\Delta y$  – стріла прогину шліцьового кінця вала,  $\Delta y = 2 \cdot 10^{-4} \cdot l_1$ ;

$l_1, c$  – розміри, вказані на листі [2].

Обертовий момент на валу насоса

$$M_{кр} = 71620 \text{ Н}\cdot\text{м} / n = 71620 \cdot 32 / 2800 = 486 \text{ Н}\cdot\text{м}. \quad (3.13)$$

Знаючи момент згину і момент кручення, можна визначити напруження згину і кручення в небезпечному перерізі вала

$$\sigma_a = M_{зг} / W_{зг} = 167 / 2,72 = 61,3 \text{ МПа}; \quad (3.14)$$

$$\tau = M_{кр} / W_{кр} = 486 / 6,52 = 74,5 \text{ МПа}; \quad (3.15)$$

де  $W_{зг}$  – момент опору при згині,  $\text{см}^3$

$$W_{зг} = \frac{\pi \cdot d_{вн}^3}{32} + \frac{2}{3} \cdot a^2 \cdot t = \frac{3,14 \cdot 30^3}{32} + \frac{2}{3} \cdot 7^2 \cdot 2 = 2,72 \text{ см}^3; \quad (3.16)$$

$W_{кр}$  – момент опору при крученні,  $\text{см}^3$

$$W_{кр} = \frac{\pi \cdot d_{вн}^3}{16} + 6 \cdot \frac{a \cdot t \cdot (d - t)^2}{2d} = \frac{3,14 \cdot 30^3}{16} + 6 \cdot \frac{7 \cdot 2 \cdot (30 - 2)^2}{2 \cdot 30} = 6,52 \text{ см}^3. \quad (3.17)$$

Еквівалентне напруження

$$\sigma_{екв} = \sqrt{\sigma^2 + 3 \cdot \tau^2} = \sqrt{61,3^2 + 3 \cdot 74,5^2} = 143 \text{ МПа}. \quad (3.18)$$

Запас міцності з врахуванням статичного навантаження робочого режиму

$$n_1 = \frac{\sigma_T}{\sigma_{\text{екв}}} = \frac{750}{143} = 5,2, \quad (3.19)$$

де  $\sigma_T = 750$  МПа – границя плинності для сталі 38ХА [3].

Запас міцності при згині знаходиться з виразу

$$n_{\sigma_{-1}} = \frac{\sigma_{-1}}{(k_{\sigma})_d \cdot \sigma_a} = \frac{430}{0,84 \cdot 61,3} = 8,3, \quad (3.20)$$

де  $\sigma_{-1} = 430$  МПа ;  $\sigma_a$  – амплітуда напружень;

$(k_{\sigma})_d$  – коефіцієнт, що враховує втомну міцність при концентрації напружень,

$(k_{\sigma})_d = 0,84$  [3].

Загальний коефіцієнт запасу міцності

$$n_2 = \frac{n_{\sigma_{-1}} \cdot n_1}{\sqrt{n_{\sigma_{-1}}^2 + n_1^2}} = \frac{8,3 \cdot 5,2}{\sqrt{8,3^2 + 5,2^2}} = 4,4. \quad (3.21)$$

Допустимий коефіцієнт запасу міцності в даному випадку  $[n] = 2,5-3$ , отже, умова міцності виконується.

## РОЗДІЛ 4

### 4.1 Монтаж і експлуатація обладнання УЕВН [8,14]

#### 4.1.1 Монтаж установок відцентрових насосів

Перш ніж вмонтовувати установку відцентрового електронасоса (УЕВН) (рис. 4.1) свердловини, необхідно ретельно підготувати свердловину для експлуатації. Для цього потрібно в першу чергу промити свердловину, тобто очистити вибій від піщаної пробки, парафіну і можливих сторонніх предметів. Перед спуском заглибного агрегату необхідно перевірити внутрішні габарити обсадної колони від гирла до глибини, що перевищує глибину спуску агрегату на 100-150 м. Перевірка здійснюється спеціальним шаблоном, довжина якого вибирається дещо більше, ніж максимальна довжина агрегату. Діаметр шаблону вибирається на 3-4 мм менше мінімального діаметру експлуатаційної колони свердловини. Вільне проходження шаблону свідчатиме, що внутрішній діаметр експлуатаційної колони свердловини задовольняють умовам розміщення в ній агрегату свердловини [8,14].

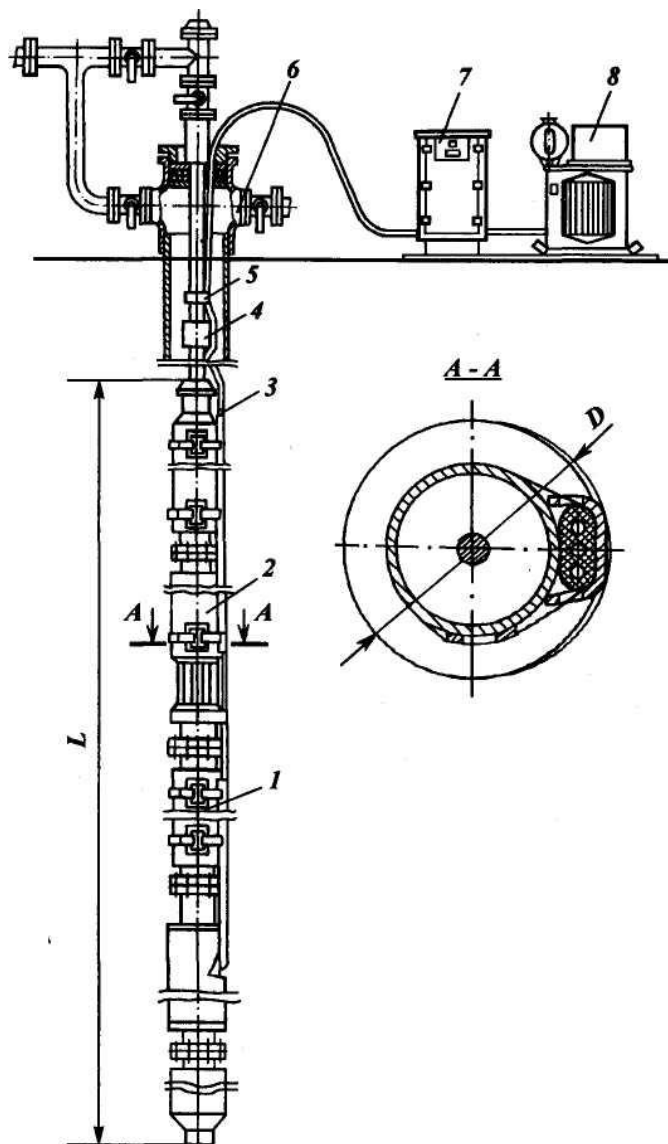
Перед спуском агрегату в свердловину для полегшення його збирання і збереження цілісності кабелю необхідно провести ретельне центрування вежі або щогли щодо гирла свердловини.

Перед монтажем необхідно провести лінію електропередачі напругою 380V від силового трансформатора до свердловини.

Перед доставкою відцентрового електронасоса (ЕВН) з свердловини на свердловину необхідно ретельно перевірити все обладнання відповідно до інструкції на експлуатацію. У насосі перевіряють вільне обертання валу від руки за допомогою шліцевого ключа. Вимірюють опір ізоляції обмотки статора двигуна насоса мегометром при напрузі 500 або 1000 В. Опір повинен бути не менше 100 МОм при температурі 20 °С.

Перевіряють пробивну напругу трансформаторного масла, яким заповнюється двигун. Воно повинне бути не менше 30 кВ. Повинні бути перевірені герметичність двигуна і обертання вала. У гідрозахисті вал повинен обертатися вільно, без зайдань. Із повністю заповненого протектора густим

маслом повинно злитися 0,7 літра масла. У всіх елементах УЕВН повинно бути перевірено наявність шліцевої муфти. Після закінчення підготовчих робіт всі секції насоса, гідрозахиста, двигун і муфта кабельного введення повинні бути закриті кришками з кільцями ущільнювачів [8].



1 - електродвигун з гідрозахистом; 2 - насос; 3 - кабельная лінія; 4 - колона насосно-компресорних труб; 5 - пояс; 6 - обладнання устя свердловини; 7 - станція управління (комплектний пристрій); 8 - трансформатор

Рисунок 4.1 - Установка відцентрового насоса [4]

Станція управління повинна бути випробувана на холостому ході з перевіркою електричного з'єднання апаратів.

Опір ізоляції обмоток трансформатора і автотрансформатора повинен бути не меншим 10 МОм.

Після перевірки ізоляції насос, двигун і протектор перевозять на свердловину на агрегаті транспортування, обладнаному краном для навантаження і розвантаження. Обладнання розміщують на платформі агрегату по всій довжині і укладають на спеціальних підкладках. Звисяння обладнання не допускається. Кабельний барабан занурюють на агрегат шляхом накочення його по двох відкидних вантажних рамках за допомогою лебідки, встановленої на агрегаті [8].

Із за відсутності спецагрегату УЕВН перевозять на бортових автомашинах з довгим кузовом, при цьому насос і двигун транспортують в спеціальних футлярах. Можна використовувати для перевезення спеціально виготовлені сани. Кабель перевозитися намотаним на барабан. Станцію управління необхідно перевозити з дотриманням правил транспортування КПП і релейної апаратури. Кантувати і скидати обладнання УЕВН забороняється. Вантаження і розвантаження двигуна і секцій насоса здійснюється спеціальним пристосуванням із захопленням в двох місцях (відстань між місцями захоплення не менше 1,5 м).

Для спуско-підйомних робіт з кабелем застосовується механізований кабельний барабан. Він встановлюється в 15-17 м від гирла свердловини у полі зору тракториста. Вісь барабана повинна бути перпендикулярна до лінії, що сполучає центри барабана і гирла свердловини. Кабель, що йде в свердловину, повинен опускатися з верхньої частини барабана і проходити через направляючий ролик, підвішений над гирлом свердловини на щоглі агрегату для підземного ремонту на висоті 8-10 м. Обладнання свердловини вмонтовується на гирлі свердловини безпосередньо перед його спуском. Необхідно ретельно збирати агрегат при дотриманні максимальної чистоти. Місця установки зворотного і зливного клапанів, кришки кабельного введення, пробок і пакувальних кришок повинні бути повністю очищені і досуха витерті [8].

При атмосферних опадах проводити монтаж агрегату забороняється із-за проникнення бруду і вологи в агрегат.

Монтаж агрегату з гідрозахистом типу К виконується в наступній послідовності: [8]

- закріплюють монтажний хомут-елеватор на головці електродвигуна, після чого електродвигун опускають в свердловину до посадки хомута-елеватора на

фланець колонної головки;

- піднімають протектор над свердловиною за допомогою хомута-елеватора, закріпленого на корпусі протектора під його головкою і, поступово опускаючи протектор, сполучають його вал з валом електродвигуна шліцевою муфтою;

- встановлюють пружинні шайби на шпильку і гайками сполучають протектор з електродвигуном, забезпечуючи надійне і рівномірне затягування гайок;

- підводять протектор з електродвигуном над гирлом свердловини за допомогою хомута-елеватора, закріпленого під протектором, і через зворотний клапан підстави електродвигуна закачують масло до появи його через отвір струмопідводу, потім закривають клапан пробкою;

- з'єднують кабельну муфту з колодкою струмопідводу електродвигуна і через кришку опресовування закачують в електродвигун масло до повного видалення повітря, потім виконують опресовування кабельного введення і фланцевого з'єднання електродвигуна з компенсатором на тиск 0,5-1,0 МПа;

- знімають кришку опресовування, встановлюють на електродвигун протектор, закачують в нього масло і опускають електродвигун з протектором в свердловину до посадки хомута- елеватора на фланець колонної головки;

- під'єднавши електродвигун через станцію управління і трансформатор (автотрансформатор) до електромережі за допомогою кабелю, встановлюють шляхом короткочасного включення напрям обертання валу двигуна;

- обертання повинне бути за годинниковою стрілкою, якщо дивитися зверху;

- від'єднують двигун від мережі, зробивши на основному кабелі відповідні позначки для правильного подальшого включення двигуна в мережу;

- відгвинчують з ловильної головки насоса пакувальну пробку і, вкрутивши на її місце перевідник, піднімають насос над свердловиною на елеваторі, а потім, повільно опускаючи його, з'єднують вали протектора і насоса шліцевою муфтою;

- з'єднують корпуси протектора і насоса болтами, рівномірно і надійно затягуючи їх.

При з'єднанні насоса, протектора і двигуна необхідно стежити, щоб виріз на головці двигуна під плоский кабель, зрізи на фланцях протектора і направляючі ребра на насосі були розташовані на одній лінії.

Аналогічно вмонтовують агрегат з двохсекційним насосом. При цьому верхня секція насоса приєднується після того, як двигун, протектор і порожнина підшипника в підставці нижньої секції заповнені маслом і опресовані.

Після виконання перерахованих операцій приступають до спуску заглибного агрегату в свердловину на задану глибину. Після спуску першої НКТ на фланці обсадної колони встановлюють підставку.

Для захисту від пошкоджень плоский кабель закривають спеціальним кожухом. Кріплення кожухів до заглибному агрегату і круглого кабелю до НКТ здійснюється спеціальними поясами. Кожухи забезпечені спеціальними пазами для розміщення поясів. На НКТ пояси розташовують на відстані 200-250 мм від верхнього і нижнього торців кожної муфти. У відповідальних випадках в середині труби встановлюють третій пояс. У місці з'єднання плоского і круглого кабелю необхідно встановлювати до 2 поясів з кожного боку, тобто над місцем зрощення і під ним. Пояси затягують кліщами або спеціальним пристосуванням.

У колоні НКТ через одну трубу після насоса встановлюють зворотний і спусковий клапани.

Монтаж закінчують установкою обладнання гирла свердловини, яке забезпечує підключення трубопроводу для відбору газу з міжтрубного (кільця) простору; установкою на викидному трубопроводі манометра, засувки і крана для відбору проб рідини; ущільненням кабелю в прохідному отворі трубної головки (при газових проявах).

## **4.2 Експлуатація**

Перед пуском установки апарати станції управління регулюють відповідно до номінального струму електродвигуна. В процесі пускового режиму контролюють свідчення амперметра і вольтметра до настання сталого режиму роботи електродвигуна (до пониження струму від пускового до робочого)

В процесі експлуатації свердловини установками заглиблених відцентрових насосів потрібно контролювати наступні параметри: кількість відкачуваної

рідини, динамічний рівень, буферний тиск, величину струму двигуна, температуру відкачуваної рідини на виході насоса.

Величина струму двигуна при встановленому режимі не повинна перевищувати його номінальне значення.

Фіксувати всі зупинки заглибного агрегату і їх причини.

При зупинках насосного агрегату перевіряють надійність кріплення кабелів зовнішніх з'єднань трансформатора і комплектного пристрою.

Будь-які відхилення від нормальної роботи установки вивчити і прийняти всі міри для їх усунення, перед цим прийняти рішення про підйом агрегату. Якщо установка відключилась, а опір ізоляції системи «кабель-двигун» рівний 0,05 М·Ом, то потрібно запустити установку ще раз. При зниженні ізоляції системи «кабель-двигун» до величини менше 0,05 М·Ом установку піднімають.

Потрібно перевірити величина опору ізоляції, величина якої повинна відповідати значенням вказаним в інструкції по експлуатації, потім в електродвигуні перевіряють напрям слідування наконечників початку і кінця фаз обмотки статора. З'єднання наконечників має бути щільним, в разі ослаблення гільзи піджимаються. Перевіряється допуск радіального биття валу. Масло проходить випробування в розрахунку на пробій і після успішного витримання випробувань закачується в двигун і гідрозахист. Після закачки масла МА ПЕД двигун випробовують на герметичність тиском 0,1-1,2 МПа протягом 5 хв., а протектор тиском 0,03 - 0,17 МПа протягом 10 хв. В протекторі при підвищенні тиску вище 0,17 МПа клапанний пристрій діафрагми має забезпечити перепуск масла [3, 14].

Перед пуском установки необхідно провести регулювання захисту комплектного пристрою по номінальному струмі і зробити відповідний запис в журналі. При виводі установки на режим кожен годину реєструвати струм навантаження, після виводу на режим захист настроїти на струм встановленого режиму. В процесі експлуатації один раз в неділю перевіряти стан наземного обладнання, реєструвати показники струму навантаження, відмічати кількість зупинок і їх причини.

## РОЗДІЛ 5

### 5.1 Охорона праці

Заглибні відцентрові електронасоси забезпечують більш безпечні умови праці. Їх використання робить непотрібним громіздке наземне обладнання з рухомими частинками і колоною штанг, що ліквідують випадки травматизму, зв'язані з обслуговуванням і ремонтом наземного обладнання, згвинчуванням і розгвинчуванням насосних штанг, а також з аваріями при їх обриві. Крім того міжремонтний період УЕВН приблизно в 1,5 рази більший, ніж при використанні УШСН. Це в свою чергу зменшує кількість надзвичайних пригод при проведенні ремонтних робіт підземної частини обладнання, проведенні СПО глибинного обладнання. Але, незважаючи на вказані переваги, монтаж, демонтаж і експлуатація установок ЕВН мають свої специфічні особливості й також зв'язані з трудомісткими й небезпечними роботами [8,9].

Специфічними при використанні глибинних ЕВН являються роботи по намотуванні, розмотуванню і укладці кабелю правильними рядами на барабан, а також СПО при яких виникає необхідність разом з НКТ піднімати, або спускати кабель, приєднуючи його до труб. При проведенні СПО особливе місце займає процес намотування, змотування кабелю.

ОКБ по безштангових насосах розроблено механізм привода кабельного барабана. Переваги використання даного механізму з точки зору техніки безпеки слідуєчі: дистанційне управління роботою механізму, автоматична укладка витків кабелю за допомогою кабелеукладчика, забезпечення швидкості змотування - намотування кабелю 0,25-0,5 м/с, відповідаючи швидкості спуску - підйому глибинного обладнання, регламентованої Правилами безпеки, автоматичне гальмування кабельного барабану при зупинці двигуна. При експлуатації даного механізму найбільш небезпечна робота пов'язана з накатуванням кабельного барабану з кабелем на раму-сани і скатування з неї на землю [8,9].

Для запобігання травмування працюючих піднімати та опускати бухти необхідно, коли кабельний барабан закріплений в опорах, або коли він знаходиться на землі в вільному стані. При накатуванні барабана обслуговуючий персонал не повинен знаходитись на шляху кабельного барабану і позаду нього. При експлуатації механізму періодично не рідше одного разу в три місяці необхідно оглядати гальма і регулювати їх, слідкувати за справністю вантажних пристроїв (лебідки, канатів, крюків) і періодично (1 раз на рік) їх випробовувати. Для запобігання травм, що пов'язані з електричним струмом, все електрообладнання повинно бути заземлено, не допускається робота по обслуговуванню і ремонту обладнання яке знаходиться під дією струму. Гирло свердловини, що експлуатується УЕВН обладнують підвісною роз'ємною шайбою, за допомогою якої глибинний агрегат на колоні НКТ підвішують на фланці обсадної колони. Підвісна шайба повинна забезпечити надійний підвіс підземного обладнання. Гирлове обладнання має герметично перекривати трубопроводи і надійно герметизувати свердловину. Періодично трубопроводи проходять гідравлічні випробування, рентгеноскопію, так, як під цією пластового середовища виникає абразивне і корозійне зношування. Дуже часто в нафті та газовому конденсаті може знаходитись сірководень, який являється не лише небезпекою корозії, але й отруйним газом. В зв'язку з цим на родовищах де добувають сірчасту нафту повинно бути забезпечено: проведення рятувальних робіт при аваріях, проведення складних аварійних робіт в вибухо- та пожежонебезпечних умовах, інструктажі та навчання персоналу проведенням безпечних робіт в газонебезпечному середовищі. Для запобігання отруєнь сірководнем робітники повинні мати при собі під час роботи протигази, закріпленні особисто за кожним робітником і індикатори на сірководень. Для роботи в загазованому середовищі необхідно використовувати протигази шлангові типа ПШ-1; ПШ-2 та ізолюючі протигази типа АСП-2. Робітники повинні знати правила безпеки і порядок надання першої допомоги потерпілим. При експлуатації свердловин за допомогою УЕВН, як і інші методи є високо пожежонебезпечним виробництвом. Це пов'язано з вибухо- та вогненебезпекою

нафти та газу. Ці властивості особливо проявляються при підвищених температурах [8,9].

Основні джерела можливого спалахування нафтопродуктів наступні: механічне іскріння, короткі замикання і електричне іскріння, заряди статичного і атмосферного струму, пірофорні відклади, нагріті поверхні, а також порушення правил пожежної безпеки і техніки безпеки обслуговуючим персоналом. Для попередження механічного іскріння всі газонебезпечні роботи повинні проводитись бронзовим, обмідненим або густо змазаним інструментом.

Для попередження виникнення коротких замикань, електричної дуги до ізоляції, що застосовується в нафтовій промисловості пред'явлені підвищені вимоги із іншого боку проводиться постійний контроль за її станом. Однією з можливих причин виникнення пожеж є нагрівання ослаблених контактів. Тільки постійний нагляд за станом електрообладнання може попередити подібні випадки.

Статична електрика виникає в результаті ударів при терті діелектриків об провідники, або між собою. Тому всі трубопроводи і резервуари повинні бути заземлені відповідно вимог ПУВЕ, СНіПів та ППБО [8,9].

Атмосферна електрика являє собою небезпеку в вигляді розрядів блискавки. Для відводу статичної і захисту від вторинної дії блискавок і грозових розрядів використовуються заземлення. Для захисту від первинної дії блискавки, від прямого удару широко використовують блискавковідводи. Налив АВЖ в резервуари падаючою струєю забороняється, налив слід проводити тільки під рівень рідини в резервуарів.

Під дією сірководню глибинне і наземне обладнання піддається дії корозії. Результатами окислювально-відновних реакції з сірководнем являються пірофори. Їх здатність до самозгорання являється однією з причин виникнення пожеж. Пірофори можуть спалахнути в присутності повітря навіть при звичайній температурі. Найбільш небезпечним періодом в експлуатації трубопроводів і резервуарів являється їх простій без продуктів в очікуванні проведення ремонтних робіт, або в періодах між пропарюваннями [8,9].

Причинами виникнення пожеж також можуть бути:  
порушення технологічних процесів виробництва;

відхилення від вимог нормативних документів (СНІП, ТУ, СП, ППБО).

несправність обладнання і його неякісний ремонт;

невідповідність обладнання категорії виробництва;

орушення протипожежного режиму, виробничої та трудової дисципліни.

## ВИСНОВКИ

Під час виконання даної бакалаврської роботи було підібрано установку заглибного електровідцентрового насоса УЕВНМК5-125-1600 для видобутку пластової рідини із свердловини. Дана установка ЗЕВН найбільш точно відповідає заданим параметрам свердловини, що, в свою чергу, позитивно відзначиться на техніко-економічних показниках видобування даної пластової рідини.

Також в ході виконання розрахункової частини даної бакалаврської роботи було зроблено аналіз роботи обладнання ЗЕВН в умовах високого вмісту солей. Проаналізувавши методи боротьби з солевідкладеннями, був вибраний найефективніший. Для попередження солевідкладення пропонується використати фізичний метод усунення солей та попередження їх відкладення, а саме акустичні коливання.

Розробивши та дослідивши конструкцію гідроакустичного перетворювача було встановлено його характеристики. Проте, в подальшому, доцільно провести оптимізаційне моделювання при якому дослідити вплив геометричних параметрів на роботу перетворювача, вдосконалити його. Це дозволить підвищити ефективність його роботи.

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1 Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. Довідник з нафтогазової справи. Київ : Львів, 1996.
- 2 Федорович Я.Т., Джус А.П. Машини та обладнання для видобутку нафти і газу. Практикум. Івано-Франківськ : 2024. 132 с.
- 3 Федорович Я.Т. Машини та обладнання для видобутку нафти і газу. Навчальний посібник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2015. 344 с.
- 4 Федорович Я. Т. Машини та обладнання для видобутку нафти і газу: навч. Лабораторний практикум. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2019. 125 с.
- 5 Костриба І. В. Нафтопромислове обладнання, задачі, вправи. Київ : Віпол, 1996. 432 с.
- 6 Лівак І. Д., Концур І. Ф., Шостаківський І. І. Основи нафтогазової справи. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2014. 432 с.
- 7 Федорович Я. Т. Методичні вказівки для підготовки, виконання та захисту бакалаврських кваліфікаційних робіт студентів спеціальності 133 – Галузеве машинобудування. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. 40 с.
- 8 Правила безпеки внафтогазовидобувній промисловості. Київ : 2023.
- 9 НПАОП 0.00-1.81-18 Правила охорони праці під час експлуатації обладнання, що працює під тиском.
- 10 Кашевцев В.Е. и др.Предупреждение солеобразования при добычи нефти. М: Недра, 1985.
- 11 Применение гидроакустических преобразователей для борьбы с отложением солей. С.К. Кузнецов, Нефтяное хозяйство, №2, 1981.
- 12 Федорович Я.Т. Нафтопромислові машини і комплекси. Навчальний посібник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2020. 218 с.
- 13 Онищенко О.Г., Матвієнко А.М. Машини та обладнання для видобутку нафти і газу : Навчальний посібник. Полтава. Видавництво ПолтНТУ, 2009. 409 с.
- 14 Копей Б.В., Лях М.М. Нафтопромислове обладнання : у 11т. / За зальною ред. Б.В. Копея. Т. 2. Розрахунок, конструювання, монтаж та експлуатація машин

та обладнання для спорудження свердловин : підручник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. 286 с.

15 Михайлюк В.В. Основи моделювання : методичні вказівки для вивчення дисципліни. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. 29 с.

16 Світлицький В.М., Кривуля С.В., Матвієнко А.М. Машини та обладнання для видобування нафти і газу : довідковий посібник. Харків : КП «Міська друкарня», 2014. 352 с.