

Міністерство освіти і науки України
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Спеціальність Гірництво та нафтогазові технології
Освітня програма Буріння нафтових і газових свердловин

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант освітньої програми
геології

Харченко М.О.

«21» 09 / 09 2026 року

Завідувач кафедри буріння та

Винников Ю.

«21» 01 / 09 2026 року

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Ефективність видобутку нафти шляхом модернізації відцентрового насоса

Пояснювальна записка

Керівник

Д.г.н., професор

кафедри буріння та геології

Лукін О.Ю.

посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата

Виконавець роботи

студент група 601-НБ

Курбацький Володимир Ігорович

студент, ПІБ

підпис, дата,

Консультант за 1 розділом

к.т.н., доцент кафедри буріння та геології

А.М. Ягольник

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н., доцент кафедри буріння та геології

О.В. Матяш

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н., доцент кафедри буріння та геології

О.В. Матяш

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 22.01.2026

Полтава, 2026

**Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»**

Навчально-науковий інститут: Нафти і газу
Кафедра: Буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр
Спеціальність: 185 Нафтогазова інженерія та
Освітня програма: технології
Буріння нафтових і газових свердловин

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л. *Ю.Л. Винников*

«3» 09 2025 року

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА**

Курбацький Володимир Ігорович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Ефективність видобутку нафти шляхом модернізації
відцентрового насоса

2. Керівник роботи проф. кафедри буріння та геології, проф., д.г.н. Лукін О.Ю.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від «3» 09 2025 року № 1015-фс

3. Строк подання студентом роботи 22.01.2025р.

4. Вихідні дані до роботи

1. Нормативно-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи за
темою роботи.

2. Проекти на влаштування свердловин (за необхідності).

3. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності)

5. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)

Анотація

Вступ

1. Аналітичний огляд літературних джерел та сучасного стану досліджуваної
проблеми

2. Обґрунтування об'єкта дослідження, вихідних даних та методів розв'язання
поставлених задач.

3. Дослідження, розрахунки та експериментальне обґрунтування прийнятих
технічних рішень.

Загальні висновки по роботі

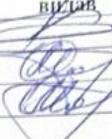
Список використаних джерел

Додатки (за необхідності)

6. Перелік графічного матеріалу

Презентація із основними результатами кваліфікаційної роботи

7. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	К.Б.Н. <i>Савенко Ірина І.В.</i>		
2	К.Т.К., доц. <i>Малиш О.Р.</i>		
3	К.Т.К., доц. <i>Малиш О.Р.</i>		

8. Дата видачі завдання

3 09. 2025/1

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Аналіз літературних джерел та сучасного стану проблеми	13.10.2025 – 02.11.2025
2	Формування мети, задач, обґрунтування об'єкта і предмета дослідження	03.11.2025 – 16.11.2025
3	Виконання основної частини роботи (розрахунки / експерименти / аналіз)	17.11.2025 – 28.12.2025
4	Узагальнення результатів, формування висновків	29.12.2025 – 05.01.2026
5	Оформлення та узгодження кваліфікаційної роботи	06.01.2026 – 12.01.2026
6	Попередній захист кваліфікаційної роботи	13.01.2026 – 15.01.2026
7	Захист кваліфікаційної роботи	19.01.2026 – 23.01.2026

Студент


(підпис)

Курбачук В.І.
(прізвище та ініціал)

Керівник роботи


(підпис)

Лукін О.Ю.
(прізвище та ініціал)

АНОТАЦІЯ

Курбацький Володимир Ігорович, Ефективність видобутку нафти шляхом модернізації відцентрового насоса: кваліфікаційна магістерська робота, Полтава, Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2026.

В роботі розглянуто існуючі конструкції свердловинних глибинних насосів, розроблено технічне рішення щодо модернізації найбільш вразливих органів електровідцентрового насоса.

Перший розділ присвячений вивченню перспективного напрямку нафтогазової промисловості – буріння горизонтальних свердловин та складнощі експлуатації цих свердловин.

У другому розділі присвячений аналітичному огляду наявних свердловинних глибинних насосів, методи запобігання корозії свердловинного обладнання.

У третьому розділі проведено розрахункову частину щодо вибору і модернізації глибинного відцентрового насосу із електродвигуном.

Загальні висновки відображають головні результати, що отримано в роботі.

Ключові слова: буріння, свердловина, відцентровий насос, глибинний насос, родовище, газ, нафта.

ABSTRACT

Volodymyr Ihorovych Kurbatskyi, Efficiency of Oil Production through Modernization of a Centrifugal Pump: Master's Qualification Thesis, Poltava, National University "Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic", 2026.

The thesis examines existing designs of downhole well pumps and proposes a technical solution for modernizing the most vulnerable components of an electric submersible centrifugal pump.

The first chapter is devoted to the study of a promising area of the oil and gas industry—horizontal well drilling—and the operational challenges associated with such wells.

The second chapter provides an analytical review of existing downhole well pumps and methods for preventing corrosion of downhole equipment. The third chapter presents the calculation-based justification for the selection and modernization of a downhole centrifugal pump with an electric motor.

The general conclusions summarize the main results obtained in the study.

Keywords: drilling, well, centrifugal pump, downhole pump, field, gas, oil.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	3
РОЗДІЛ 1. ГОРИЗОНТАЛЬНІ СВЕРДЛОВИНИ: ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ ТА ВИКЛИКИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ.....	6
1.1 Перспективний напрямок нафтогазової промисловості України – горизонтальне буріння.....	6
1.2 Складнощі експлуатації нафтових горизонтальних свердловин за допомогою насосного обладнання.....	9
1.3 Висновки до розділу 1.....	11
РОЗДІЛ 2. АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ІСНУЮЧИХ СВЕРДЛОВИННИХ ГЛИБИННИХ НАСОСІВ.....	14
2.2 Електровідцентровий насос.....	14
2.2 Штанговий свердловинний насос (ШСН).....	23
2.3 Занурювальні діафрагмові насоси типу ПЕДН.....	33
2.4 Плунжерно-діафрагмові насоси типу ПДН.....	37
2.5 Свердловинні струйні насоси.....	39
2.6 Глибинний гвинтовий насос.....	43
2.7 Існуючі методи запобігання корозії свердловинного обладнання.....	50
2.8 Надвисокомолекулярний поліетилен.....	55
2.9 Робочі колеса для насосів відцентрового типу.....	60
2.10 Висновки до розділу 2.....	64
РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА.....	66
3.1 Визначення напору насоса.....	66
3.2 Вибір обладнання.....	68
3.3 Визначення діаметра насоса.....	68
3.4 Розрахунок геометричних розмірів і параметрів ступені насоса.....	69
3.4.1 Визначення геометричних розмірів насоса.....	69
3.4.2 Розрахунок профілю лопатів робочого колеса ступені насосу.....	72
3.5 Визначення довжини корпусу насоса.....	76
3.6 Обґрунтування розрахункової схеми вала насоса.....	77

3.7 Розрахунок на міцність основних деталей.....	78
3.7.1 Розрахунок на міцність корпусу насоса.....	78
3.7.2 Розрахунок шпонки вала на міцність.....	80
3.8 Висновки до розділу 3.....	81
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	82
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	Ошибка! Закладка не определена.

ВСТУП

Актуальність теми. Експлуатація свердловин за допомогою установок занурювальних відцентрових насосів (УЕВН) є сьогодні основним методом видобутку нафти в Україні. За допомогою цих установок видобувається близько двох третин загального обсягу нафти, що виробляється щороку в країні. Електровідцентрові свердловинні насоси (ЕВН) належать до класу динамічних лопатевих насосів, які вирізняються високою продуктивністю при відносно менших напорах у порівнянні з об'ємними насосами. Діапазон подач ЕВН становить від 10 до 1000 м³ на добу і більше, а напір може досягати 3500 м. При подачі понад 80 м³ на добу ці насоси демонструють найвищий коефіцієнт корисної дії (ККД) серед усіх механізованих методів видобутку нафти. В інтервалі подач від 50 до 300 м³ на добу ККД насосів перевищує 40%. Одним із ключових факторів ефективного застосування УЕВН є грамотний підбір комплектуючих для конкретної свердловини. Це передбачає вибір оптимальних параметрів помпи, електродвигуна з гідрозахистом, кабелю, трансформатора, підйомних труб з доступного обладнання, а також визначення відповідної глибини занурення насоса. Такий підхід забезпечує освоєння свердловини та стабільність роботи системи свердловина — УЕВН, досягаючи при цьому встановленого рівня вилучення рідини (номінального дебіту) з мінімальними витратами.

Метою магістерської роботи є розглянути існуючі конструкції свердловинних глибинних насосів, розробити технічне рішення щодо модернізації найбільш вразливих органів електровідцентрового насоса.

Для досягнення зазначеної мети поставлені такі **задачі**:

- окреслити перспективний напрямок нафтогазової промисловості України – горизонтальне буріння;
- проаналізувати складнощі експлуатації нафтових горизонтальних свердловин за допомогою насосного обладнання;
- вивчення існуючих конструкцій глибинних насосів;

- провести аналіз існуючих проблем при експлуатації ЕВН;
- підбір матеріалу для модернізації робочих коліс ЕВН;
- розрахунок основних технологічних параметрів ЕВН.

Об'єктом дослідження є матеріал для модернізації робочих коліс ЕВН.

Предмет дослідження – механізм зносу робочих коліс ЕВН.

Методи дослідження: аналітичні і інструментальні методи; методи механіки наноматеріалів; аналіз інформаційних джерел; синтез; абстрагування; узагальнення; пояснення; класифікація; моделювання; експериментальні дослідження.

Науково-технічна цінність отриманих результатів полягає в тому, що під час дослідницької діяльності було проведено порівняння існуючих конструкцій глибинних насосів та проведено аналіз існуючих проблем при експлуатації ЕВН, запропоновано шлях модернізації ЕВН.

Практичне значення роботи полягає в тому, що отримані автором у процесі досліджень і обчислень результати дозволять за рахунок модернізації ЕВН отримати реальні прилади, які збільшать робочий ресурс відцентрового насоса відповідно скоротить непродуктивний час під час експлуатації свердловини.

Структура і обсяг роботи. Магістерська робота складається зі вступу, трьох розділів, висновків та списку використаних джерел. Вона викладена на 88 сторінках, у тому числі 83 сторінок основного тексту, 22 рисунків, 5 таблиць, 5 сторінок списку використаних джерел (50 найменувань).

Перший розділ присвячений вивченню перспективного напрямку нафтогазової промисловості – буріння горизонтальних свердловин та складнощі експлуатації цих свердловин.

У другому розділі присвячений аналітичному огляду наявних свердловинних глибинних насосів, методи запобігання корозії свердловинного обладнання.

У третьому розділі проведено розрахункову частину щодо вибору і модернізації глибинного відцентрового насосу із електродвигуном.

Загальні висновки відображають головні результати, що отримано в роботі.

Магістерська робота виконана у Навчально-науковому інституті нафти і газу Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» в 2025 році під керівництвом викладача д.г.н., проф. Лукіна О.Ю.

дебіту, що може сягати вдвічі або навіть у чотири рази більше, досягається тоді, коли співвідношення товщини пласта до довжини горизонтальної ділянки менше ніж 0,1.

У сфері нафтогазової промисловості метод горизонтального буріння набув широкого використання в глобальному масштабі, особливо в глибоководних прибережних зонах таких регіонів, як Америка, Європа, Близький Схід і Азія.

Горизонтальне буріння свердловин представляє одну з найсучасніших і прогресивних технологій, яка кардинально змінила підходи до розробки важкодоступних і глибоководних покладів вуглеводнів. Завдяки цій технології досягається максимальний контакт із продуктивним горизонтом, що дозволяє суттєво зменшити кількість необхідних свердловин для ефективного видобування значних обсягів ресурсів. Крім того, технологія горизонтального буріння сприяє значному підвищенню ефективності видобутку нафти та природного газу із глибоководних і сланцевих родовищ, тим самим реабілітуючи ресурси, розробка яких раніше вважалася економічно недоцільною або технічно непридатною. Горизонтальне буріння може також використовуватися для поліпшення продуктивності існуючих вертикальних свердловин, забезпечуючи оптимізацію видобутку без необхідності створення нових свердловин. Дослідження свідчать, що одним із ключових чинників, які впливають на стійкість стовбурів горизонтальних свердловин, є технологія промивання.

Було встановлено, що тиск, який створюється на стінки свердловини через потоки промивальної рідини у колоні бурильних труб та затрубному просторі, спричиняє деформацію гірських порід. При збільшенні інтенсивності викривлення стовбура зростає також рівень деформації породи та ймовірність порушення стабільності стінок свердловини. Традиційні технології з використанням глинистих промивальних рідин неефективно вирішують проблеми стабільності гірських порід, накопичення осадового шару, утворення дюн на нижній стінці свердловини та винесення шламу на

поверхню під час процесу буріння. Перед початком горизонтального буріння проводяться ретельні підготовчі етапи, які включають геологічне дослідження та проектування свердловини з визначенням оптимальної траєкторії її буріння. Після завершення зазначених етапів розпочинається вертикальне буріння, яке триває до досягнення певної глибини. Свердловина цементується для запобігання обвалам стінок та ізоляції різних порід. Наступним етапом є перехід до похилого і горизонтального буріння після досягнення заданого кута нахилу. У процесі горизонтального проходження свердловина перетинає продуктивний пласт на значну протяжність в межах нафтогазоносного горизонту. Завершується цей процес спуском обсадних труб і виконанням перфорації для забезпечення продуктивності свердловини.

Практика демонструє, що досягнення певних значень кута нахилу свердловини породжує технічні ускладнення при її подальшому поглибленні, залежно від типу геологічних порід. При цьому зменшення швидкості проходки супроводжується значним підвищенням обсягів винесення шламового матеріалу, що вказує на втрату стійкості стовбура свердловини, спричинену осипанням порід. Ці явища підкреслюють важливість комплексного аналізу для запобігання подібним проблемам.

Обґрунтування раціональності вибору горизонтальних свердловин та горизонтальних ділянок базується на глибокому вивченні геологічної інформації, що включає створення цифрових моделей родовища. Крім того, для успішного виконання даного типу буріння необхідно застосувати високоефективні технологічні і геонавігаційні підходи. Горизонтальні свердловини прокладаються як із підземних гірничих виробок, так і з поверхневих точок. У разі коли похилі свердловини мають кути нахилу, близькі до горизонтальних, і буріння здійснюється задля підвищення продуктивності або для розкриття покладів, такі свердловини класифікуються як горизонтальні. Їх спорудження вимагає комплексного технічного оснащення і використання спеціалізованого обладнання. Зокрема,

для буріння з підземних гірничих виробок замість традиційної бурової вишки і будівлі потрібне обладнання спеціалізованої камери.

1.2 Складнощі експлуатації нафтових горизонтальних свердловин за допомогою насосного обладнання

Експлуатація нафтових свердловин за допомогою насосів є основним методом механізованого видобутку нафти на завершальних стадіях розробки родовищ, коли природний пластовий тиск вже не може забезпечити фонтанний приплив флюїду. Попри свою ефективність, цей процес супроводжується низкою значних технологічних та технічних проблем, які вимагають постійного моніторингу та інженерних рішень.

Основні складнощі експлуатації насосів у нафтових свердловинах включають:

1. Агресивне середовище та корозія. Нафтовий флюїд часто містить агресивні компоненти, такі як сірководень (H_2S), вуглекислий газ (CO_2) та розсоли. Ці речовини спричиняють інтенсивну корозію металевих частин насосного обладнання та насосно-компресорних труб (НКТ), що призводить до:

- Зниження терміну служби обладнання: Часті поломки та необхідність дорогого ремонту або заміни компонентів.
- Витоків: Корозійне пошкодження може спричинити витoki нафти, що несе екологічні та економічні ризики.
- Необхідності захисту: Вимагає застосування спеціальних корозійностійких матеріалів, захисних покриттів та інгібіторів корозії.

2. Механічний знос (абразив). Продукція свердловини часто містить тверді абразивні частинки, такі як пісок або глина. Ці домішки інтенсивно зношують рухомі частини насосів, особливо робочі колеса відцентрового типу, плунжери та клапани. Це призводить до:

- Зниження ККД: Збільшення зазорів між рухомими та нерухомими частинами зменшує ефективність перекачування рідини.

- Частих ремонтів: Необхідність регулярного підйому обладнання для заміни зношених деталей.

- Використання зносостійких матеріалів: Потреба у використанні надміцних матеріалів, зокрема надвисокомолекулярного поліетилену (НВМПЕ) або спеціальних сплавів, для підвищення стійкості до абразиву.

3. Вплив газу (газовий фактор). Нафта, що видобувається, містить розчинений газ, який починає виділятися у вільному вигляді при зниженні тиску в стовбурі свердловини. Наявність вільного газу у насосі суттєво погіршує його відкачувальну здатність. Це може спричинити:

- Газові пробки: Скупчення газу в насосі або трубопроводі може повністю зупинити потік рідини або призвести до "сухої" роботи насоса.

- Зниження продуктивності: Насоси, особливо відцентрові, чутливі до вмісту газу, що знижує їхню ефективність.

- Потребу в газосепараторах: Необхідність встановлення спеціальних пристроїв для відділення газу від рідини перед насосом.

4. Відкладення парафіну, солей та асфальтенів

Нафти з високим вмістом парафіну або солей схильні до утворення відкладень на внутрішніх стінках НКТ та обладнанні. Ці відкладення:

- Зменшують прохідний переріз труб: Збільшують гідравлічний опір і знижують дебіт свердловини.

- Блокують роботу насоса: Можуть повністю вивести з ладу насосне обладнання.

- Вимагають періодичної очистки: Необхідність використання хімічних, термічних (прогрівання) або механічних методів видалення відкладень.

5. Висока в'язкість нафти. Високов'язкі нафти створюють значний опір руху рідини, що збільшує навантаження на насосне обладнання та вимагає використання потужніших насосів або спеціальних технологій (наприклад, підігріву або розведення легкими вуглеводнями).

Експлуатація нафтових свердловин за допомогою насосів — це багатофакторний інженерний виклик. Успішний видобуток вимагає не лише правильного вибору типу насосного обладнання (відцентрового, штангового, гвинтового тощо), але й постійної боротьби з агресивним середовищем, абразивним зносом, газовими явищами та відкладеннями. Подолання цих складнощів можливе лише за умови застосування комплексних рішень, що включають використання стійких матеріалів, спеціалізованого допоміжного обладнання (газосепаратори, фільтри) та ефективних програм технічного обслуговування.

1.3 Висновки до розділу 1

Буріння горизонтальних свердловин (ГС) є однією з ключових інновацій у сучасній нафтогазовій промисловості, що дозволяє значно підвищити ефективність видобутку вуглеводнів з важкодоступних або тонких пластів. Ця технологія забезпечує розкриття продуктивного горизонту на великій площі, що неможливо при традиційному вертикальному бурінні. Однак, попри значні переваги, горизонтальні свердловини мають свої технологічні складнощі як на етапі спорудження, так і під час подальшої експлуатації.

Технологія буріння горизонтальних свердловин

Процес буріння ГС — це високотехнологічна операція, яка вимагає детального геологічного планування та використання спеціалізованого обладнання.

1. Проєктування та геонавігація: Успішне спорудження ГС починається з побудови детальної цифрової моделі родовища. Критично важливим є застосування систем геонавігації (MWD - Measurement While Drilling, LWD - Logging While Drilling), які в режимі реального часу відстежують положення долота відносно продуктивного пласта.

2. Направлене буріння: Після досягнення певної вертикальної глибини (так званої "точки входу в пласт") починається процес викривлення

стовбура. Для цього використовуються роторно-керовані системи (РКС) або вибійні двигуни з викривлювачем. Ці системи дозволяють плавно змінити кут нахилу до 90 градусів і далі вести стовбур горизонтально в межах продуктивного шару на відстань від сотень до тисяч метрів.

3. Кріплення та цементування: Горизонтальний ділянка кріпиться обсадними колонами, які потім цементуються для ізоляції різних пластів та забезпечення стабільності стовбура.

Складнощі експлуатації горизонтальних свердловин

Попри високу продуктивність, експлуатація ГС супроводжується низкою специфічних викликів:

- Складність спуско-підіймальних операцій: Через значну довжину та викривлений профіль стовбура виникають проблеми з проходженням інструменту (насосів, пакерів, приладів) до вибою. Збільшується сила тертя, що може призводити до застрягання обладнання.

- Управління припливом (Flow Management): На відміну від вертикальних свердловин, де приплив рівномірний, у горизонтальному стовбурі можливе нерівномірне надходження флюїду по всій довжині. Це може призводити до передчасного обводнення або прориву газу в окремих секціях, що знижує загальну ефективність видобутку.

- Відкладення парафіну та солей: У горизонтальній секції, де швидкість потоку може бути нижчою, інтенсивніше відбувається відкладення парафінів, асфальтенів або солей. Ці відкладення блокують прохідний переріз і вимагають частих та складних методів очищення (механічних, хімічних, термічних).

- Піскопрояви та стійкість стінок: Контроль виносу піску є складним завданням, оскільки довгий відкритий стовбур має більшу площу контакту з нестійкими породами. Це вимагає використання спеціальних методів кріплення вибою (фільтри, гравійні набивки).

- Моніторинг та діагностика: Діагностика стану обладнання та контроль за роботою насосів у горизонтальній ділянці є технологічно складнішими та дорожчими, ніж у вертикальних свердловинах.

Отже, буріння горизонтальних свердловин — це високоефективна, але капіталомістка технологія, яка вимагає постійного вдосконалення технічних засобів та прогресивних технологій для забезпечення успішного спорудження та безперебійної експлуатації.

Метою роботи є: розглянути існуючі конструкції свердловинних глибинних насосів, розробити технічне рішення щодо модернізації найбільш вразливих органів електровідцентрового насоса.

Для досягнення поставленої мети були вирішені наступні завдання:

- вивчення існуючих конструкцій заглибних глибинних насосів;
- аналіз існуючих проблем при експлуатації ЕВН;
- підбір матеріалу для модернізації робочих коліс ЕВН;
- розрахунок основних технологічних параметрів ЕВН.

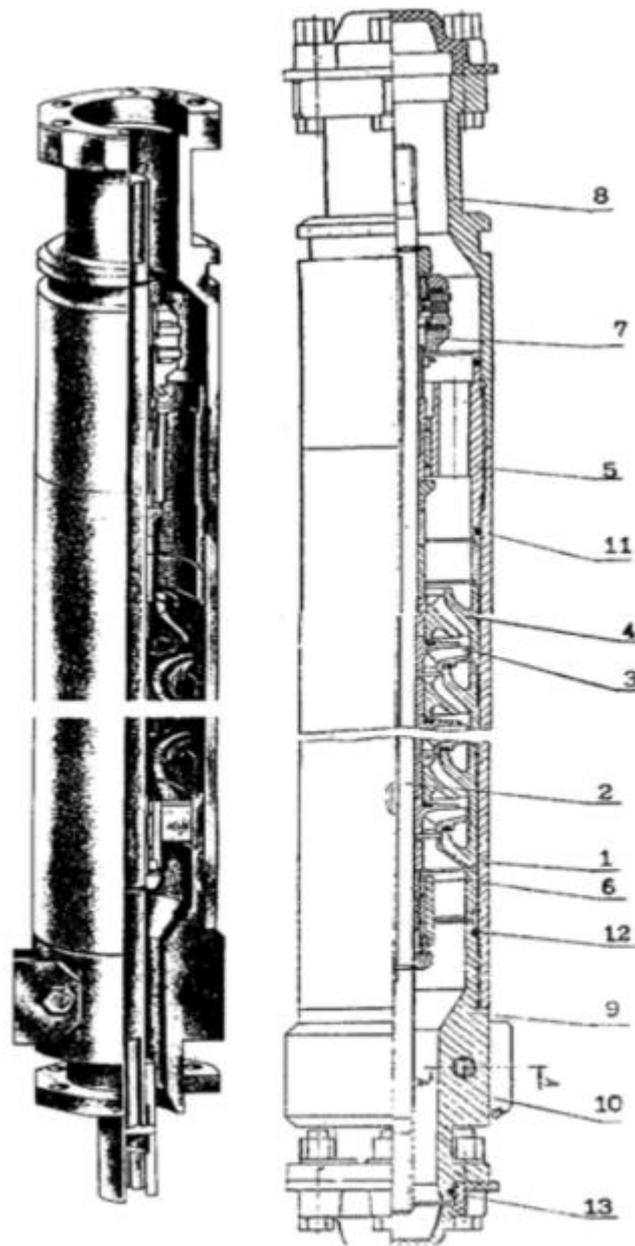
РОЗДІЛ 2. АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ІСНУЮЧИХ СВЕРДЛОВИННИХ ГЛИБИННИХ НАСОСІВ

2.2 Електровідцентровий насос

Електровідцентровий насос, призначений для видобутку нафти, представляє багатоступеневу конструкцію, яка зазвичай включає кілька секцій. Кожна секція насоса складається з корпусу, валу, пакету ступенів, що містять робочі колеса та направляючі апарати, а також верхніх і нижніх радіальних підшипників, осьової опори, головки та основи. Пакет ступенів з валом, радіальними підшипниками і осьовою опорою розміщуються в корпусі і затискаються кінцевими деталями. Виконання насосів залежить від матеріалів, з яких виготовлені робочі елементи, корпусні частини, пари тертя, а також від конструктивних особливостей і кількості радіальних підшипників.

Принцип дії насоса, з деяким спрощенням, можна уявити собі наступним чином: рідина, що засмоктується через фільтр і всмоктувальний клапан, надходить по патрубку на лопаті обертового колеса, під дією якого вона набуває швидкість і тиск. Основними параметрами насоса є: подача, напір, висота всмоктування, споживана потужність і коефіцієнт корисної дії. Параметри насоса вказують при роботі його на воді.

Занурювальні відцентрові установки призначені для відкачування пластової рідини з нафтових свердловин, часом сильно обводнених, свердловин малого діаметра і великої глибини, вони забезпечують безвідмовну і тривалу роботу в рідинах, що містять агресивні пластові води з розчиненими в них різними солями, гази (в тому чині сірководень), механічні домішки у вигляді піску. Глибина занурення насоса досягає 2500 м і більше, а температура відкачуваної рідини іноді досягає 100 °С. Вимоги до пластової рідини для експлуатації свердловини установками електровідцентрових насосів наведені в таблиці 2.1.



1 - корпус; 2 - вал; 3 - робоче колесо; 4 - направляючий апарат; 5 - верхній підшипник 6 - нижній підшипник; 7 - осьова верхня опора; 8 - головка; 9 - основа; 10 - ребро; 11,12,13 - кільця гумові.

Рисунок 2.1 – Схема модуля-секції насоса

Таблиця 2.1 - Допустимі характеристики пластової рідини для експлуатації свердловини установками ЕВН

Технічна характеристика пластової рідини	Значення технічної характеристики
Максимальний вміст попутної води, %	99
Водневий показник попутної води, рН	5,0-8,5
Максимальна щільність рідини, кг/м ³	1400
Максимальна кінематична в'язкість однофазної рідини, при якій забезпечується робота насоса без зміни натиску і ККД, мм ² /с	1
Максимальна масова концентрація твердих частинок для насосів, г/л:	
-звичайного виконання	0,1
-корозійно-стійкого виконання	0,2
-зносостійкого, корозійно-зносостійкого виконання	0,5
-підвищеної корозійно-зносостійкості	1,0
-при комплектації насосів фільтром тонкого очищення	3,0
Мікротвердість частинок за Морсом, балів, не більше:	
-звичайного, корозійно-стійкого виконання	5
-підвищеної корозійно-зносостійкості, зносостійкого, корозійно-зносостійкого виконання	7
Максимальний вміст вільного газу на прийомі насоса, % за об'ємом:	
-звичайного виконання	25
-зі застосуванням газосепаратора у складі установки	55
-зі застосуванням газосепаратора-диспергатора	65
-зі застосуванням модуля вхідного диспергуючого у складі установки	30
Максимальна концентрація сірководню для насосів, г/л:	
-звичайного, зносостійкого виконання	0,10
-корозійно-зносостійкого виконання, підвищеної корозійно-зносостійкості	1,25
Максимальна температура відкачуваної рідини, °С	150
Максимальний гідростатичний тиск в зоні підвіски установки, МПа	40
Кількість агресивних компонентів, не більше (при застосуванні насосів підвищеної корозійно-зносостійкості, корозійно-зносостійкого виконання), г/л:	
- CO ₂	0,15
- HCO ₃	1,00
- Cl ⁻	20,0
- Ca ²⁺	2,00

Свердловини, в яких експлуатуються установки, повинні відповідати наступним умовам:

- Мінімальний внутрішній діаметр свердловини для кожного розміру установки встановлюється відповідно до технічного опису насосів та двигунів.

- Максимальний темп набору кривизни стовбура свердловини складає 2° на 10 метрів, тоді як у зоні роботи установки допускається до 3 мінут на 10 метрів.

- Максимальний гідростатичний тиск у зоні підвіски установки не повинен перевищувати 40 МПа. У зоні роботи занурювальної установки відхилення стовбура свердловини від вертикалі має становити не більше 60°.

Переваги та недоліки УЕВН

У нашій країні широкого поширення набули установки із занурювальними відцентровими електронасосами. Середній дебіт нафтових свердловин, оснащених такими системами, становить 120-140 тонн на добу. Для порівняння, продуктивність свердловин з обладнанням у вигляді штангових насосних установок обмежується всього 15 тоннами на добу. Важливою перевагою таких установок є їхня простота в обслуговуванні та тривалий міжремонтний період, що в середньому досягає одного року. Більш того, на окремих родовищах зафіксовані випадки роботи цих установок без підйому протягом 2-3 років і більше.

Переваги електровідцентрових насосів

Свердловини, обладнані установками занурювальних відцентрових електронасосів, мають низку переваг у порівнянні з тими, що оснащені глибинними насосними установками. Вони позбавлені механізмів із рухомими частинами на поверхні, відсутні громіздкі верстати-качалки і масивні фундаменти, які зазвичай потрібні для їхньої роботи.

Використання такого обладнання дозволяє вводити свердловини в експлуатацію одразу після завершення буріння, незалежно від пори року, навіть у найхолодніші зими. При цьому значно заощаджуються час і ресурси, адже немає потреби будувати фундаменти чи монтувати важке

обладнання. Під час експлуатації свердловин із застосуванням ЕВН гирло легко герметизується, що забезпечує зручний збір і відведення попутного газу.

Однією з ключових переваг установок ЕВН є відсутність проміжної ланки у вигляді насосних штанг, що сприяє збільшенню міжремонтного періоду роботи свердловин. Завдяки цьому розширюється можливість застосування насосних систем для видобутку рідини з глибоких свердловин, а також для інтенсифікації відбору рідини зі свердловин із високою обводненістю чи таких, що мають похило-скеровану конструкцію.

Недоліки електровідцентрових насосів

До недоліків безштангових насосних установок можна віднести складний ремонт свердловини у випадку падіння труб, що часто виявляється неефективним, а також використання складного обладнання, яке потребує висококваліфікованого електрика.

На високих обертах виникає змішування нафти з водою, що вимагає значних витрат енергії для їх розділення. Такі установки можуть також застосовуватися для міжпластового закачування води та підтримки пластового тиску в нафтових родовищах.

Занурювальні електровідцентрові насоси не рекомендується використовувати у свердловинах із такими характеристиками:

- наявність у рідині значної кількості піску, що спричиняє швидкий знос робочих деталей насоса;
- підвищений вміст газу, що знижує продуктивність обладнання.

Максимальний вміст вільного газу на першому ступені насоса не повинен перевищувати 2% від об'єму перекачуваної рідини. Перевищення цього показника призводить до зниження напору, продуктивності, коефіцієнта корисної дії, а також до нестабільної роботи насоса.

Склад обладнання

У комплект занурювальної установки для видобутку нафти входять: електродвигун з гідрозахистом, насос, кабельна лінія, наземне електрообладнання, станція автоматичного управління (рисунок 2.2). Насос приводиться в дію електродвигуном і забезпечує подачу пластової рідини зі свердловини по насосно-компресорних трубах на поверхню в трубопровід.

Кабельна лінія забезпечує підведення електроенергії до електродвигуна. З'єднується з електродвигуном за допомогою муфти кабельного вводу.



Рисунок 2.2 – Схема розміщення обладнання ЕВН

Кабель кріпиться до гідрозахисту, насосу і компресорних труб металевими поясами, що входять в комплект поставки насоса. Наземне електрообладнання – комплектна трансформаторна підстанція або станція управління з трансформатором перетворює напругу промислової мережі до величини, що забезпечує оптимальну напругу на виході в електродвигун з урахуванням втрат напруги в кабелі, забезпечує управління роботою занурювальної установки і її захист при аномальних режимах. Електронасос являє собою агрегат, що складається з спеціального занурювального маслозаповненого електродвигуна змінного струму, протектора, що захищає двигун від проникнення в нього навколишньої рідини, і відцентрового багатоступеневого насоса. Корпуси електродвигуна, протектора і насоса з'єднані між собою за допомогою фланців. Вали мають шліцьові з'єднання. У зібраному агрегаті електродвигун розташований внизу, над ним протектор, а над протектором насос.

Електронасос спускають у свердловину на насосно-компресорних трубах і підвішують на підвісній шайбі без додаткового кріплення у свердловині. Живлення двигуна електроенергією здійснюється за допомогою спеціального нафтостійкого круглого трижильного кабелю у гнучкій стрічковій броні, який проходить через підвісну шайбу і закріплений до насосних труб металевими поясами. На поверхні встановлюють лише станцію управління і автотрансформатор, а на гирлі свердловини – манометр і засувку. Для максимального зменшення діаметрального габариту занурювального агрегату вздовж нього укладають спеціальний плоский кабель в гнучкій стрічковій броні, захищений від пошкодження ребрами, привареними до насоса, і захисними кожухами.

Комплектну трансформаторну підстанцію або станцію управління і трансформатор встановлюють і закріплюють на фундаменті або постаменті на відстані не менше 20 м від гирла свердловини. Висота фундаментів (постаментів) повинна бути такою, щоб були виключені затоплення водою і занос снігом встановленого на них обладнання. На відстані 15-20 м від гирла

свердловини, на спеціально підготовленому рівному майданчику розташувати барабан з кабелем, встановивши його на механізований кабеленамотувач або на опори, на яких буде обертатися барабан. Барабан повинен розташовуватися так, щоб його вісь обертання була перпендикулярна уявній лінії, проведеної від гирла свердловини до середини барабана. Буде зручніше проводити спуск установки, якщо розташувати барабан так, щоб кабель змотувався з верхньої його частини.

Для зручності направлення кабелю в свердловину при його спуску використовують так званий кабельний ролик, підвішений над гирлом свердловини на невеликій висоті.

Підготувати і розташувати на містках або підставках насосно-компресорні труби і перехідники до них таким чином, щоб муфти труб були звернені до гирла свердловини, щоб труби знаходилися в полі зору оператора підйомного агрегату і не заважали проводити роботи з кабелем. Зовнішня і внутрішня порожнини труб повинні бути чистими.

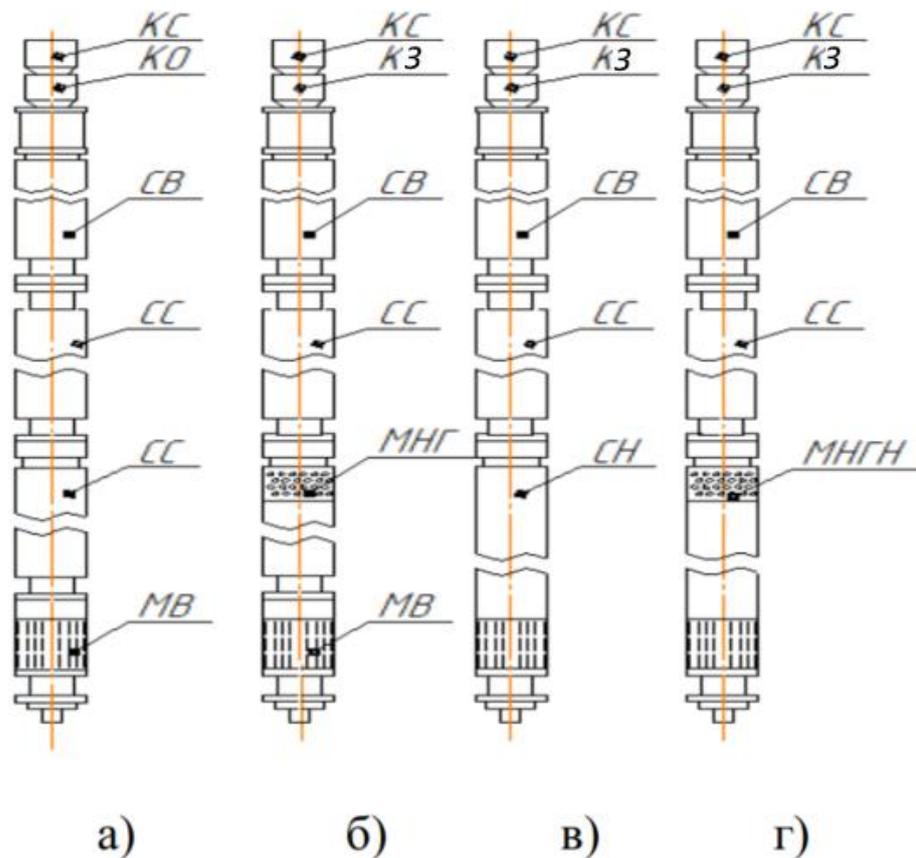
При експлуатації свердловин занурювальними відцентровими електронасосами гирло легко піддається герметизації, що дозволяє здійснювати збір і відведення попутного газу. Наземне електрообладнання, з огляду на його малі габарити, невелику вагу і наявність захисних кожухів, в залежності від кліматичних умов може бути встановлено або безпосередньо на відкритому повітрі, або в невеликій неопалювальній будці, але так, щоб ні снігові замети, ні паводки не перешкоджали нормальній безперебійній експлуатації свердловини.

Характерною особливістю відцентрових електронасосів є простота обслуговування, економічність, відносно великий міжремонтний період їх роботи. Тривалість роботи насосів між підйомами для ремонту в більшості випадків перевищує 200 діб, у багатьох свердловинах вони працюють без підйому 2-3 роки.

Компонування насоса

Занурювальні електровідцентрові насоси спроектовані за секційним принципом і в загальному випадку складаються з вхідного модуля (МВ), середніх секцій (СС), верхньої секції (СВ), зворотного (КЗ) і спускних (КС) клапанів (рисунок 2.3.а). При високому вмісті газу в склад насоса включається модуль насосний - газосепаратор (МНГ) (рисунок 2.3.б). Конструкцією передбачені варіанти комплектації насосів нижньою секцією (СН), що має приймальну сітку, при цьому зі складу насоса виключається вхідний модуль (рисунок 2.3. в). При використанні нижньої секції газосепаратор не може бути включений до складу насоса. До складу насоса при високому вмісті газу може бути включений газосепаратор з приймальною сіткою (МНГН) (рисунок 2.3. г). При цьому немає необхідності у вхідному модулі.

Насоси, залежно від поперечного габариту, виготовляються трьох груп: 5, 5А і 6. Таблиця 2.2.



Рсиунок 2.3 – Варіанти комплектації ЕВН

Таблиця 2.2 – параметри груп установок ЕВН

Показник	Група установки		
	5	5А	6
Поперечний розмір установки, мм	116	124	137
Внутрішній діаметр експлуатаційної колони, мм	121,7	130	144,3

2.2 Штанговий свердловинний насос (ШСН)

Одним з традиційних і найбільш поширених видів механізованого видобутку нафти є видобуток установками свердловинних штангових насосів (УШСН). До складу даних установок входить штанговий свердловинний насос (ШСН), що приводиться в дію через колону штанг від поверхневого приводу.

Штангові свердловинні насоси відносяться до класу об'ємних насосів зворотно-поступальної дії. Область їх застосування – видобуток нафти зі свердловин при обводненості продукції до 99%, температурі до 403°К (130°С), вмісті механічних домішок до 1,3 г/л, вмісті H₂S і CO₂ до 200 мг/л, мінералізації води до 200 мг/л і водневому показнику рН 4,0...8,0. Насоси застосовуються для експлуатації свердловин в помірному і холодному кліматичних районах.

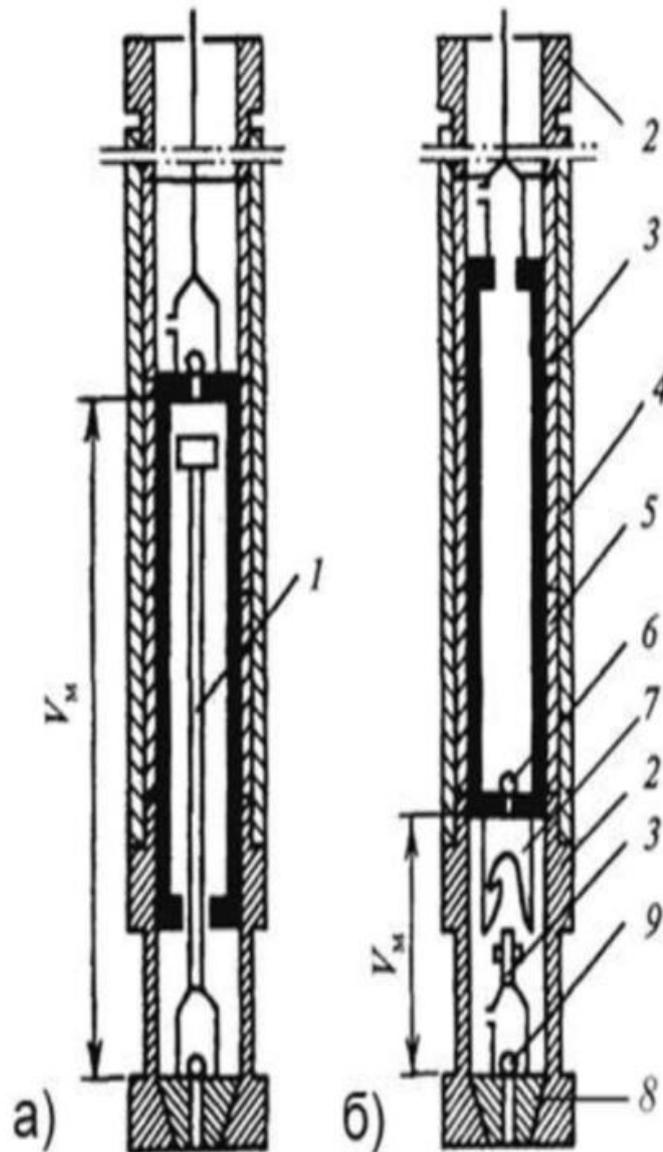
Перевагою штангових насосів є пристосованість їх роботи в умовах малого дебіту свердловин. Штангові свердловинні насоси можуть забезпечити високий напір в обмеженому діапазоні подач від 5 до 50 м³/добу. В області подач від 1 до 40 м³/добу ШСН мають найбільш високий ККД в порівнянні з іншими способами видобутку нафти (до 37%).

Недоліками ШСН є їх чутливість до такого ряду ускладнюючих факторів, як кривизна стовбура свердловини, обводненість продукції, наявність механічних домішок.

У США та Європі штангові свердловинні насоси виготовляють у відповідності до стандартів Американського нафтового інституту (API) – Специфікація 11АХ. 3 1994 р.

Загальні конструктивні особливості насосів і принцип їх дії

Свердловинний штанговий насос являє собою об'ємний насос поворотної дії з довгим циліндром, кульковими всмоктувальним і нагнітальним клапанами і довгим порожнистим прохідним плунжером (рисунок 2.4). Всмоктувальний клапан (одинарний або здвоєний) встановлюється в плунжері. Нагнітальний клапан (одинарний або здвоєний) розміщується в нижній частині циліндра.



- 1 - шток клапана; 2 - муфти; 3 - втулки;
4 - кожух; 5 - плунжер; 6 - нагнітальний
клапан; 7 - захват клапана; 8 - хрестовина;
9 - всмоктувальний клапан

Рисунок 2.4 – Конструктивні схеми невставних (трубних) насосів

Насос встановлюється в свердловині на колоні підйомних насосно-компресорних труб (НКТ) під рівень видобувної рідини. Насоси опускають на глибину від декількох десятків метрів до 3000 м, іноді до 3200 — 3400 м.

Плунжер насоса з'єднаний з колоною штанг, які передають зворотно-поступальний рух від наземного приводу. Принцип дії насоса полягає в наступному. При ході плунжера вгору відкривається всмоктувальний клапан 9 (нагнітальний клапан 6 закритий вагою стовпа рідини). Відбувається заповнення циліндра під плунжером, при цьому частина рідини, що знаходиться над плунжером, надходить через колону НКТ і гирлове обладнання в нагнітальний колектор. При ході плунжера вниз відкривається нагнітальний клапан 6 (всмоктувальний клапан 9 - закритий) і рідина витісняється з циліндра під плунжером в порожнину плунжера. При цьому частина об'єму рідини, рівна об'єму штока, що опускається в циліндр, витісняється зі свердловини в нагнітальний трубопровід на поверхні. Таким чином, за один подвійний хід плунжера відбувається одне всмоктування (при ході плунжера вгору), а нагнітання розподіляється на дві порції (при ході плунжера вгору і вниз), тобто цей насос є насосом диференціальної дії.

Штангова свердловинна насосна установка (ШСНУ) включає:

- наземне обладнання — верстат-качалка (СК), обладнання гирла, блок управління;
- підземне обладнання — насосно-компресорні труби (НКТ), штанги насосні (ШН), штанговий свердловинний насос (ШСН) і різні захисні пристрої, що поліпшують роботу установки в ускладнених умовах.

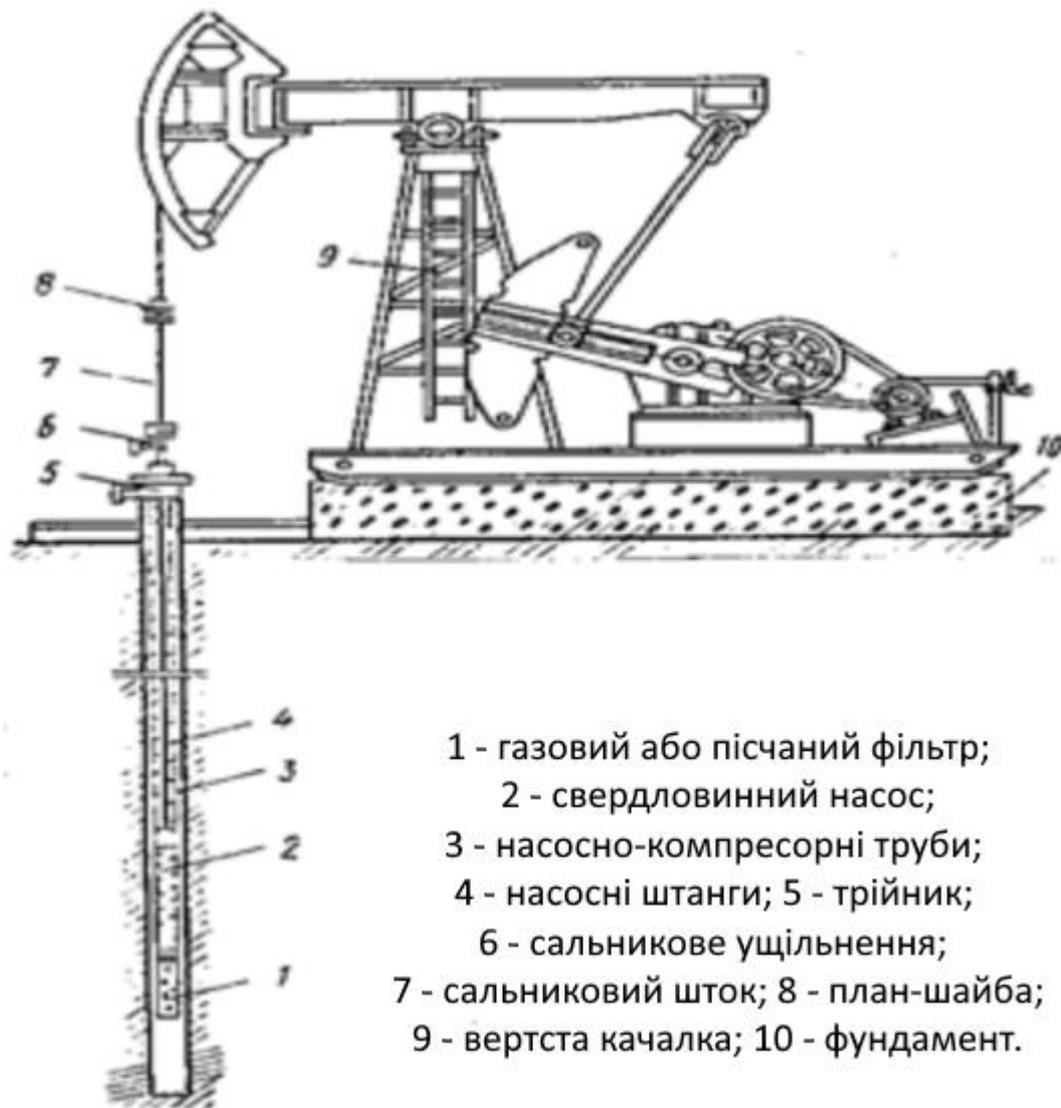


Рисунок 2.5 – Схема штангової насосної установки

Основні різновиди штангових свердловинних насосів

За способом спуску в свердловину:

- трубні (невставні) насоси типу НН, що спускаються в свердловину частинами – циліндр насоса спускається в свердловину на трубах, а плунжер і клапани – на штангах;

- вставні насоси типу НВ – спускаються в свердловину в зібраному вигляді на штангах і фіксуються в колоні НКТ замком (анкером). Трубні насоси зображені на рис. 2.4.

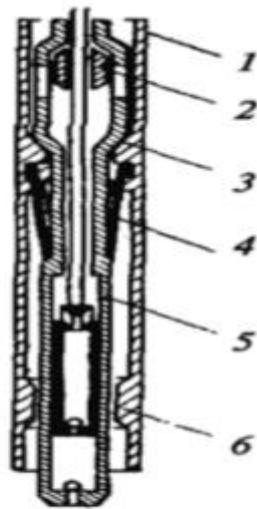
За конструкцією пристрою для зняття всмоктуючого клапана вони підрозділяються на насоси із захоплювальним штоком (тип НН1, рис.2.4 а), зі

спеціальним захопленням (тип НН2, рис. 2.4 б) і без захоплювального пристрою з автосцепом штанг зі штоком плунжера і зливним пристроєм (тип ННА).

Перевагою не вставних насосів у порівнянні з вставними є більший об'єм робочої камери за рахунок максимального використання діаметра свердловини.

Недоліком насосів типу НН є збільшення часу на проведення спускопідйомних операцій і низька їх надійність. Це виражається, зокрема, в порушенні робочої поверхні плунжера про стінки підйомних труб (НН1, НН2), особливо при наявності механічних домішок.

Вставні насоси



1 - НКТ; 2 - зворотній клапан; 3 - сідло;
4 - захоплююча пружина; 5 - насос;
6 - напрямлення

Рисунок 2.6 – Схема вставного насоса

Особливість конструкції насосів представленої групи полягає у встановленні насоса всередині колони насосно-компресорних труб (НКТ) за допомогою замкової опори, яка включає сідло-конус і, в окремих випадках, захоплювальну пружину. Для попередження потрапляння піску в циліндр насоса під час його зупинки передбачений зворотній клапан. У вставних

насосах всмоктувальний і нагнітальний клапани виконуються здвоєними, що зумовлює функціонування на більшій глибині в порівнянні з трубними насосами.

Сучасні вставні насоси випускаються з двома типами установчих замків: у верхній частині насоса (тип НВ1) і у нижній (тип НВ2). Насоси типу НВ2 за принципом роботи поділяються на моделі з нерухомим циліндром і рухомих плунжером або з нерухомим плунжером і рухомих циліндром, при цьому останній варіант позначається літерою «Ц».

Переваги вставних насосів включають спрощення і скорочення часу під час виконання спускопідйомних операцій, оскільки насос вилучається і встановлюється на штангах без потреби підіймати всю колону НКТ. Крім того, розташування нагнітального клапана в нижній частині колони дозволяє зменшити об'єм мертвого простору.

Серед недоліків насосів типу НВ виділяють менший діаметр плунжера порівняно з трубними насосами при однакових діаметрах НКТ. Це обмежує їх продуктивність і знижує швидкість течії рідини в колоні, що, у свою чергу, погіршує здатність потоку виносити частинки піску.

Конструкція циліндра насосів може бути різною:

- зі складеним (втулковим) циліндром, який позначається літерою «С»;
- з безвтулковим суцільним циліндром, який буває товстостінним (позначення «Б») або тонкостінним (позначення «Т»). Співвідношення зовнішнього і внутрішнього діаметра для товстостінних циліндрів становить 1,15–1,5, а для тонкостінних – 1,1;

- з диференціальним (ступінчастим) циліндром, що має змінний діаметр і здвоєний плунжер. У позначенні насоса такий циліндр позначається літерою «Д».

Схему насоса зі складеним циліндром можна знайти на відповідному рисунку. Така конструкція передбачає циліндр із втулок, які встановлюються в кожусі і фіксуються кінцевими муфтами для забезпечення герметичності. Матеріал втулок складається зі сталі або сірого чавуну; їх внутрішня

поверхня проходить механічну обробку та зміцнюючі процедури, наприклад термічну обробку чи азотування.

Безвтулкові суцільні циліндри виготовляють із холоднотягнутих прецизійних труб відповідно до умов експлуатації насоса. Їх внутрішню поверхню після обробки піддають термохімічному зміцненню, забезпечуючи гладкість, точність і високу жорсткість аналогічну до втулок складених циліндрів. Використання суцільного металевго циліндра дозволяє оптимізувати розміри, зменшити трудомісткість виробництва та уникнути можливих зсувів втулок під час транспортування чи експлуатації.

Ступінчасті циліндри застосовуються для роботи з в'язкими рідинами або рідинами з високим вмістом газу.



Рисунок 2.7 – Схема насоса з диференційним циліндром

Зокрема, схема насоса зі ступінчастим циліндром для відбору в'язкої рідини наведена на рисунку 2.7. Принцип роботи полягає в наступному. Під час складання плунжерів вниз тиск стовпа рідини в НКТ буде передаватися на верхній плунжер 6 і нагнітальний клапан 5. При цьому під плунжером 6 і клапаном 5 буде тиск всмоктування, так як рідина зі свердловини буде надходити через відкритий клапан 3 в порожнину 4. Таким чином, при ході

плунжерів і штанг вниз створюється сила, що діє зверху вниз і розтягує шток 8 і штанги, що попереджає зависання штанг у в'язкій рідині і їх поздовжній вигин. При відборі високов'язкої рідини і звичайних схемах штангових насосів тертя штанг об рідину не дозволяє штангам опускатися досить швидко, головка балансира опускається вниз швидше штанг, що призводить до розбіжності руху головки балансира верстата-качалки і колони штанг, виникненню значних ударних навантажень і зниженню працездатності установок.

За конструкцією ущільнення зазору між плунжером і циліндром розрізняють насоси:

-з щілинним ущільненням (поверхня плунжера при цьому металева);

-з пружним ущільненням зазору - поверхня плунжера при цьому неметалева або зі спеціальними поршневыми кільцями (позначається в маркуванні літерою «М»).

Насоси з металевим плунжером і циліндром, у свою чергу, підрозділяються залежно від величини зазору між плунжером і циліндром на п'ять груп посадок:

1. група посадки – 0...0,063 мм;
2. група посадки – 0,025...0,078 мм;
3. група посадки – 0,050...0,113 мм;
4. група посадки – 0,075...0,138 мм;
5. група посадки – 0,100...0,163 мм.

Відповідно до конструкції ущільнення насоси мають відповідну конструкцію плунжерів.

За конструкцією плунжера насоси бувають:

-з металевою робочою поверхнею плунжера;

-з неметалевою робочою поверхнею - гумований плунжер;

-плунжер зі ступінчастою зміною діаметра - застосовують в насосах з диференціальними циліндрами (рис.1.7).

Плунжери виготовляють із суцільнотягнутих сталевих труб зі стінкою товщиною 5...9,5 мм і довжиною 1200, 1500 і 1800 мм.

Для підвищення зносостійкості та корозійної стійкості поверхню плунжерів покривають шаром хрому товщиною до 80 мкм (позначення в маркуванні плунжера «Х», наприклад, П1Х, П2Х). Допускається замість хромування застосовувати хіміко-термічну обробку - азотування (в маркуванні літера «А», наприклад, П1А, П2А), термічну обробку (гартування ТВЧ) або нанесення порошкових покриттів (у маркуванні літера «І» - зносостійкі, наприклад, П1І, П2І).

В якості остаточної механічної обробки зовнішньої поверхні плунжера слід застосовувати послідовно шліфування і полірування. Робочі поверхні циліндра і плунжера рекомендується виконувати різної твердості.

Для запобігання заклинюванню піском на поверхні можуть бути передбачені концентричні або гвинтові насічки. Для свердловин з великим виносом піску застосовують плунжер, він має скошену всередину плунжера верхню кромку і поглиблену в плунжер клітку, що з'єднує його зі штангами. Таким чином, плунжер знімає механічні домішки зі стінок циліндра. Останні надходять до клітки клапана, де їх підхоплює потік відкачуваної рідини і виносить із зони контакту плунжер-циліндр.

Плунжери гумовані - виготовляють вулканізацією або приклеюванням гумових частин до плунжера (рис.2.8). Верхнє ущільнення має підведення рідини з плунжера в свою внутрішню порожнину. Оскільки нагнітальний клапан розташований внизу плунжера, під дією тиску рідини розпирається верхнє ущільнення. Решта гумованих частин виготовлені так, що входять в циліндр з натягом і теж сприймають певну частину перепаду тиску. На плунжері зазвичай є 4...6 гумованих ущільнень або манжет.

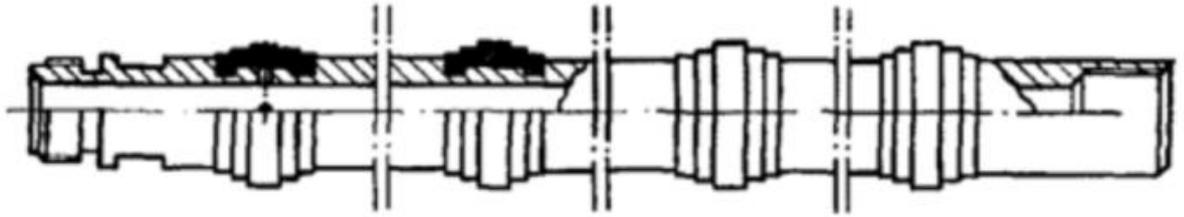


Рисунок 2.8 – Схема гумованого плунжера

Перевагою штангових насосів з гумованими плунжерами є те, що розмір діаметра циліндра насоса не вимагає високої точності. Однак поверхня циліндра повинна мати дуже малу шорсткість. Використовують гумовані плунжери в насосах з цільнометалевими циліндрами типу «Б» і «Т».

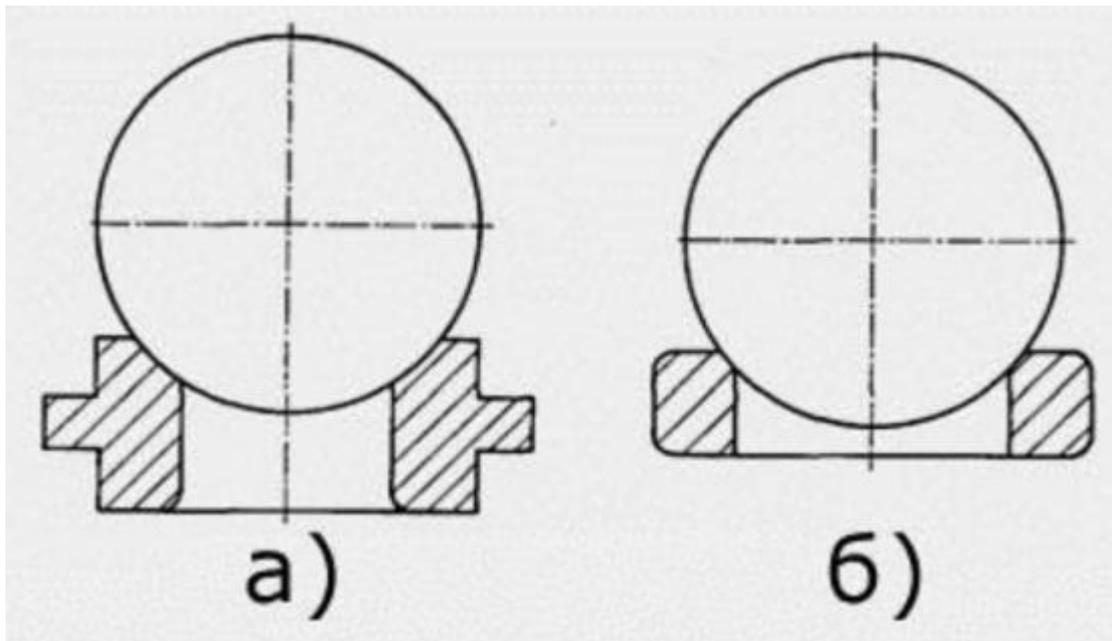
До недоліків гумованих плунжерів відносяться:

- недостатня зносостійкість пари «гума-сталь»;
- обмежений перепад сприйманого тиску і вміст піску в рідині, можливість пошкодження манжети при спуску і підйомі плунжера в трубних насосах об внутрішні дефекти або відкладення на стінці НКТ.

За конструкцією клапана насоси можуть бути:

- з клапаном, що має циліндричне сідло (рис. 2.9 а);
- з клапаном, що має циліндричне сідло з буртом (рис. 2.9 б).

Обидва виконання можуть мати нормальний і зменшений діаметри кулі. Матеріалами кулі і сідла клапана можуть бути нержавіюча загартована сталь, твердий сплав (карбід вольфраму), стеліт (сплав кобальту, нікелю і хрому) та ін.



а - клапан КБ; б - клапан К

Рисунок 2.9 – Конструктивне виконання сідел клапанів

2.3 Занурювальні діафрагмові насоси типу ПЕДН

Установки занурювальних діафрагмових електронасосів призначені для видобутку нафти з глибоких (до 2000 м) малодебітних викривлених або похилих свердловин, де ефективність їх застосування забезпечується за рахунок безперервної роботи (замість періодичної, що негативно впливає на нафтовидобуток пласта).

Перекачуване середовище - пластова рідина у вигляді суміші нафти в'язкістю до 300 сСт з вмістом парафіну до 6%, попутної води в будь-яких пропорціях і попутного нафтового газу з температурою від 5 до 90°C.

Установки електродіафрагмових насосів відносяться до класу безштангових насосів, що визначає їх експлуатаційні якості. Відмінною конструктивною особливістю діафрагменного насоса є ізоляція його виконавчих органів від перекачуваного середовища еластичною діафрагмою і робота цих органів в герметичній порожнині, заповненій чистою рідиною.

За принципом дії діафрагмовий насос можна порівняти з поршневим насосом – робочий процес здійснюється шляхом всмоктування і нагнітання перекачуваної рідини.

Переваги

Конструктивні переваги ПЕДН, що вигідно відрізняють їх від застосовуваних повсюдно штангових насосів:

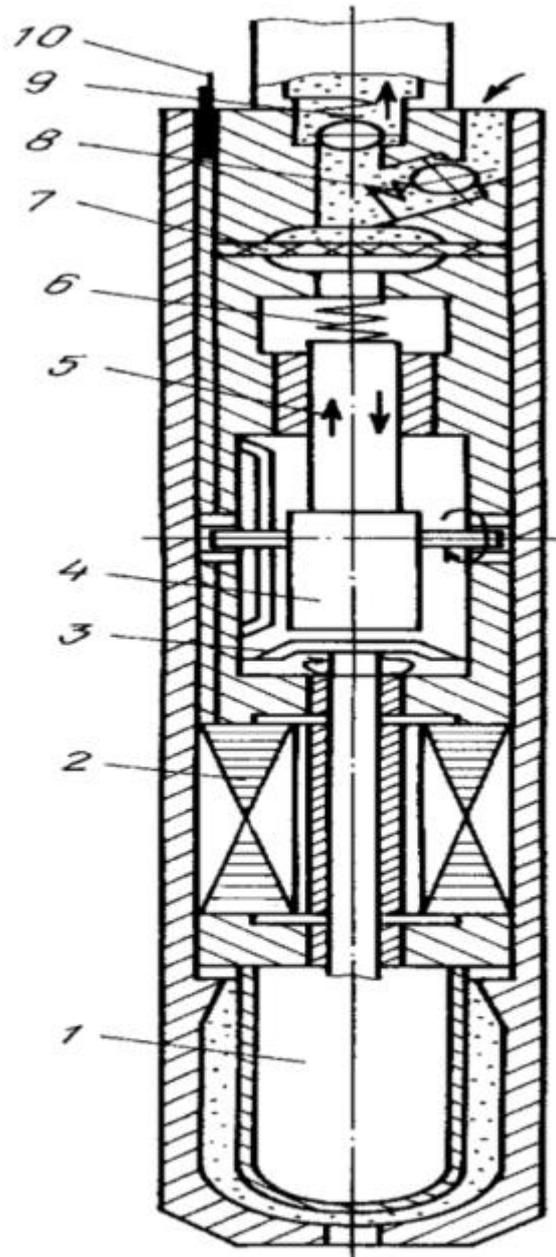
- відсутність великогабаритного і металоємного наземного обладнання;
- невелика установча потужність електродвигуна;
- простота монтажу та експлуатації;
- задовільна експлуатація свердловин, що дають в'язкі емульсії, рідини, що містять механічні домішки і вільний газ;
- можливість застосування в свердловинах з низькими дебітами;
- можливість експлуатації родовищ з невеликими гирловими майданчиками (море, болота).

Недоліком

-Недостатньо надійним є клапанний вузол насоса, що зношується під впливом на нього механічних домішок.

Склад установки, принцип дії

Установка включає: занурювальний діафрагмовий електронасос з електродвигуном; зливний клапан 2 для зливу рідини з колонки насосно-компресорної труби при підйомі електронасоса зі свердловини; насосно-компресорну трубу 3; струмопровідний кабель 4; пояси для кріплення кабелю 5; електроконтактний манометр 6; зворотний клапан 7; комплектний пристрій для контролю, управління та захисту електронасоса.



- 1 - крмпенсатор; 2 - електродвигун; 3 - редуктор;
 4 - ексцентриковий привід; 5 - плунжерний насос;
 6 - зворотня пружина; 7 - гумова діафрагма;
 8 - всмоктувальний клапан; 9 - нагнітальний
 клапан; 10 - дріт для напруги

Рисунок 2.10 – Електронасос типу ЕДН5

Принцип роботи

Дві мембрани, з'єднані валом, переміщуються вперед і назад під впливом почергового нагнітання повітря в камери позаду мембран з використанням

автоматичного повітряного клапана. Всмоктування: Перша мембрана створює розрідження, коли вона рухається від стінки корпусу. Нагнітання: Друга мембрана одночасно передає тиск повітря на рідину, що знаходиться в корпусі, проштовхуючи її в напрямку до випускного отвору. Під час кожного циклу тиск повітря на задню стінку випускної мембрани дорівнює тиску, напору з боку рідини. Тому мембранні насоси можуть працювати і при закритому випускному клапані без шкоди для терміну служби мембрани.

У діафрагмових насосах з механічним приводом для переміщення діафрагми використовується штовхач, який безпосередньо впливає на її поверхню. У фазі нагнітання діафрагма зазнає механічних навантажень, викликаних опором перекачуваного середовища. До того ж, із зовнішнього боку на діафрагму діє гідростатичний тиск, рівний тому, який створюється самим насосом. При високих показниках тиску ці навантаження суттєво збільшуються, що негативно позначається на довговічності діафрагми. З огляду на це, параметри насосів з механічним приводом часто обмежуються залежно від терміну служби діафрагми.

У насосах з гідравлічним приводом між діафрагмою і приводним механізмом розташовується робоча рідина. Під час роботи насоса виконавчі органи створюють у цій рідині зворотно-поступальні імпульси, які передають гідравлічний вплив на діафрагму та, через неї, на перекачуване середовище. У такій конструкції діафрагма слугує лише розділювальним елементом, що ізолює робочу рідину та механізми насоса від перекачуваного середовища. Завдяки цьому тиск на обох сторонах діафрагми практично однаковий. Якщо амплітуда деформацій діафрагми обирається таким чином, щоб мінімізувати натяг у її матеріалі, то її функціонування і довговічність визначаються стійкістю матеріалу до багаторазового вигину в місці кріплення діафрагми до корпусу насоса. У насосах з гідравлічним приводом діафрагми при правильному виборі конструкції і матеріалу діафрагми термін її служби значно більший, ніж у насосах з механічним приводом діафрагми, а

параметри таких насосів визначаються міцністю і працездатністю виконавчих органів, потужністю приводу.

Діафрагмові насосні агрегати, що застосовуються для підйому рідини зі свердловин, за видом використовуваної для приведення їх у дію енергії поділяються на три види:

- ті, що працюють від гідравлічної енергії рідини, що підводиться до насоса з поверхні;

- діють за рахунок зворотно-поступального руху колони штанг з приводом від верстата-качалки, розташованого на гирлі свердловини;

- мають привід від занурювального електродвигуна

2.4 Плунжерно-діафрагмові насоси типу ПДН

Насос плунжерно-діафрагмовий свердловинний занурювальний типу ПДН призначений для відкачування пластової рідини підвищеної в'язкості і вмісту механічних домішок з нафтових свердловин з мінімальним внутрішнім діаметром 121,7 мм. В якості приводу служить качалка з регульованим числом ходів плунжера.

Пластова рідина - суміш нафти, попутної води і нафтового газу має наступні характеристики:

- густина - 830...1100 кг/м³;

- рН - 4,2... 6,8;

- максимальна кінематична в'язкість - 1000сСт;

- максимальний вміст попутної води - 99%

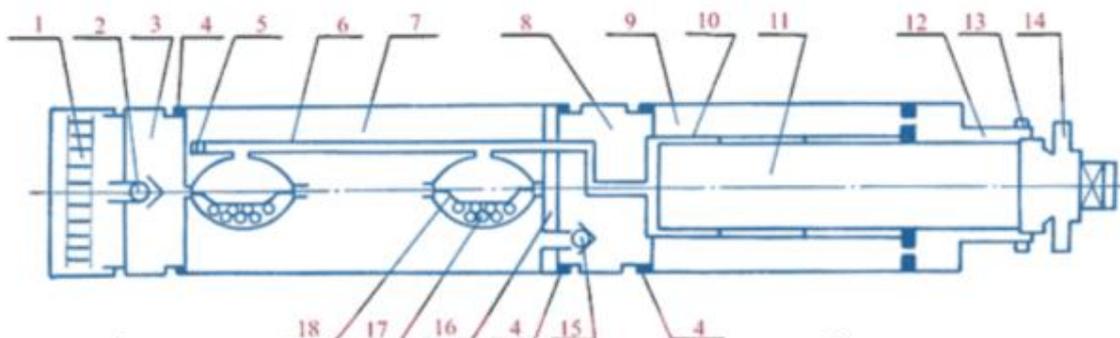
- максимальний вміст вільного газу на прийомі насоса за об'ємом - 10%;

- максимальна масова концентрація твердих частинок - 50 г/л;

- максимальна температура - 80 Гр.С;

- обводненість - будь-яка.

Насос може застосовуватися для свердловин з мінімальним внутрішнім діаметром обсадних труб 121,7 мм. Матеріал проточної частини - зносостійкі метали і пластики.



- 1 - фільтр; 2 - всмоктувальний клапан; 3 - патрубок всмоктування;
 4 - ущільнення; 5 - клапан зстравлення; 6 - колекторна труба; 7 - гідравлічна система; 8 - муфта; 9 - гідропривід; 10 - циліндр; 11 - шток; 12 - перевідник;
 13 - фіксатор; 14 - хвостовик; 15 - клапан нагнітання; 16 - бунда; 17 - бачок;
 18 - діафрагма

Рисунок 2.11 – Насос плунжерно-діафрагмовий

Насоси ПДН складаються з двох головних частин: верхньої, що включає гідроциліндр із робочою парою (циліндр 10 та шток 11), і нижньої, де розміщені діафрагмові бачки (17). Кількість бачків може варіюватися від одного до трьох залежно від конструкції насоса. Усередині бачка розташована діафрагма (18), яка ділить його на дві порожнини: колекторну, що об'єднує всі бачки в єдину зону і з'єднується з порожниною під плунжером через колекторну трубу (6), та порожнину, яка з'єднується через отвори в стінці бачка з камерою всмоктування. Колекторна порожнина заповнена робочим тілом (маслом), яке створює тиск і притискає діафрагму до протилежної стінки.

Коли шток рухається вгору, у порожнині гідроприводу утворюється вакуум, що дозволяє діафрагмі в бачках зміщуватися до стінки колекторної порожнини. У цей момент тиск пластової рідини відкриває всмоктувальний клапан (2), і рідина через всмоктувальний патрубок (3) потрапляє в камеру всмоктування. Нагнітальний клапан (15) залишається закритим через тиск

стовпа рідини в трубах НКТ. Таким чином, пластова рідина заповнює камеру всмоктування, переміщуючи діафрагму в крайню позицію до колектора.

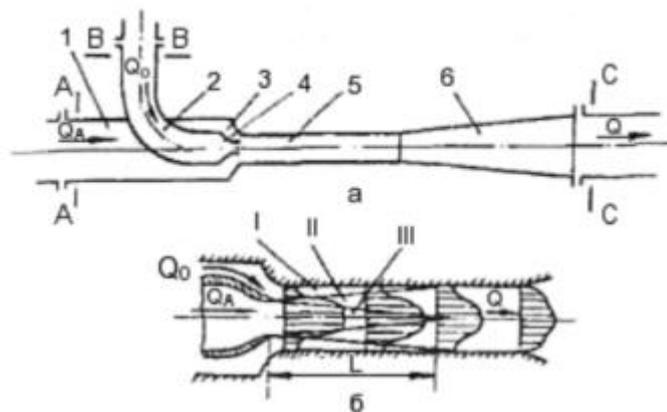
Коли шток рухається вниз, об'єм порожнини циліндра зменшується, спричиняючи витіснення робочого тіла з колекторної порожнини до бачків, що змушує діафрагму повернутися на своє місце. Унаслідок цього пластова рідина витісняється через отвори до камери всмоктування, створюючи там надлишковий тиск. Нагнітальний клапан відкривається, пропускаючи в НКТ об'єм рідини, рівний об'єму робочого тіла, витісненого з колекторної порожнини. Діафрагми, створюючи тиск стовпа рідини, самі працюють на перепаді тисків не більше 1 кгс/см^2 , так як тиску масла в колекторній порожнині бачків протистоїть тиск стовпа пластової рідини. При ході штока вгору цикл повторюється.

2.5 Свердловинні струйні насоси

Протягом останніх десятиліть активно досліджуються нові методи видобутку нафти, особливо в напрямі експлуатації похилих свердловин. Застосування безштангових гідроприводних струменевих насосних установок у таких свердловинах замість традиційних штангових насосів дозволяє значно скоротити енергозатрати та збільшити міжремонтний період роботи обладнання. Завдяки компактності, високій монтажній спроможності, ефективності та уніфікованості елементів, такі установки мають перевагу в експлуатації кущових свердловин, особливо в важкодоступних місцевостях і на морських родовищах.

Зміна умов експлуатації багатьох нафтових родовищ, зокрема внаслідок збільшення розробок у важкодоступних регіонах і на континентальному шельфі, відновила інтерес до струменевих насосних установок. Ці насоси є різновидом гідроприводного обладнання та зберігають усі його переваги.

Завдяки своїй конструкції струменеві апарати демонструють високу надійність і ефективність навіть у складних умовах, таких як видобуток пластових рідин із високим вмістом механічних домішок і агресивних речовин зі свердловин із похилою траєкторією. Переваги струменевих насосів включають компактні розміри, високу пропускну здатність та здатність стабільно працювати з пластовою рідиною, що містить значну кількість вільного газу. Простота конструкції, відсутність рухомих деталей і можливість виготовлення такого насоса у вигляді автономного скиданого агрегату є додатковими аргументами на користь їх використання. У струйному насосі або інжекторі (рис. 2.12) потік відкачуваної рідини переміщується від вибою свердловини до гирла свердловини за рахунок отримання енергії від потоку робочої рідини, що подається поверхневим силовим насосом з гирла свердловини.



1 - підвід рідини що відкачується; 2 - підвід робочої рідини; 3 - вхідне кільцеве сопло; 4 - робоче сопло; 5 - камера змішування; 6 - дифузор; I - незворушна відкачувана рідина; II - граничний шар; III - незворушна робоча рідина (ядро)

Рисунок 2.12 – Схема струйного насоса (а) і рух рідин в ньому (б)

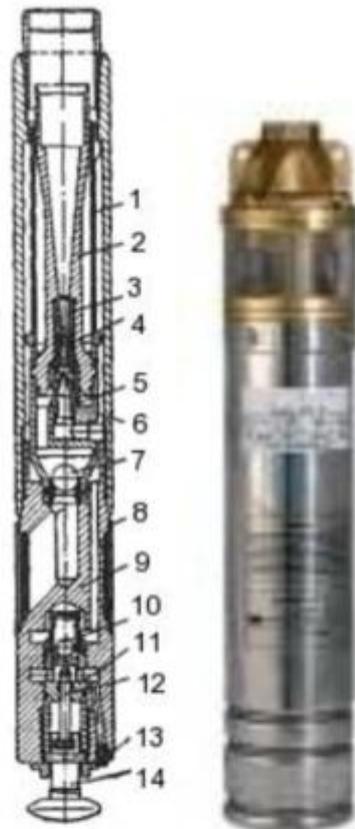
Нагнітання свердловинної рідини забезпечується за рахунок явища ежекції в робочій камері, де свердловинна рідина змішується з робочим потоком, що володіє високою енергією.

Режим функціонування струменевого насоса визначається такими параметрами: робочий напір (НР), який витрачається в насосі й являє собою різницю між напором робочого потоку на вході в насос (перетин В-В) і напором на його виході (перетин С-С); корисний напір (НК), що створюється насосом і дорівнює різниці між напором рідини після насоса (перетин С-С) та перед ним (перетин А-А); витрата робочої рідини Q_1 і корисна подача Q_0 .

Ефективність струменевого насоса визначається як співвідношення корисної потужності до тієї, що витрачається, і може становити ККД у межах від 0,2 до 0,35. Невисокий показник ККД пояснюється значними втратами енергії під час робочого процесу, зокрема в камері змішування через вихроутворення та гідравлічне тертя рідини об стінки камери, а також у конструктивних елементах насоса, які забезпечують підведення і відведення рідини, включаючи робоче і кільцеве сопло та дифузор. Струйний насос працює наступним чином. При витіканні робочої рідини зі швидкістю V_1 , з сопла в затоплений простір відразу за переднім зрізом сопла на поверхні струменя виникає область змішування. Швидкі частинки проникають в навколишній повільний потік незбуреної рідини, що підсмоктується через кільцевий прохід в камеру зі швидкістю V_0 і передають їй енергію. Цей процес, заснований на інтенсивному вихроутворенні, відбувається в безперервно потовщуваному по довжині струменевому граничному шарі. Разом з тим внутрішня область робочого струменя, а саме його ядро і зовнішня область незворушної підсмоктуваної рідини - постійно зменшуються і на відстані L від робочого сопла потоки робочої і відкачуваної рідини вже повністю перемішані. На подальшій ділянці камери змішування відбувається тільки вирівнювання профілю швидкостей потоку рідини. Найчастіше в струйних насосах застосовують циліндричні камери змішування, технологічні прості у виготовленні і забезпечують відносно високий ККД.

Для перетворення досить високої швидкості потоку в камері змішування в тиск потік направляється в дифузор.

Струйний насос має два основних елементи: сопло і дифузор, що складається іноді з декількох деталей (рис. 2.13).



1 - фільтр; 2,3,4, - дифузор; 5 - сопло;
6 - канали; 7 - зворотній клапан; 8 -
фільтр; 9 - канал; 10 - шар клапана;
11 - канал; 12 - шток; 13 - сопла;
14 - п'ята

Рисунок 2.13 – Струйний насос

До сопла подається робоча рідина під великим тиском. Вона виходить із сопла в камеру змішування зі значною кінетичною енергією. Відкачувана рідина надходить у ту ж камеру і захоплюється струменем робочої рідини в горловину дифузора. У змішувальній камері і на початку горловини дифузора потоки рідини змішуються, і кінетична енергія робочої рідини частково передається відкачуваній. Далі в дифузорі кінетична енергія перетворюється в потенційну, і суміш виходить з насоса з певним тиском. Всі

ці процеси супроводжуються великою втратою енергії і тому ККД насоса невеликий.

Насосний агрегат спускається в свердловину на спеціальних здвоєних (концентричних) трубах. Зовнішній ряд труб з'єднується з насосом і між собою різьбленням. Внутрішній ряд має ущільнення – гумове кільце, що входить в посадочне місце, нижньої деталі. По кільцевому простору труб до глибинного насоса подається робоча рідина. Вона проходить фільтр 1 і по каналах деталі 6 підходить до сопла 5. Рідина, що відкачується зі свердловини, проходить через фільтр 8 і зворотний клапан 7 до змішувальної камери, що знаходиться між соплом 5 і горловиною дифузора 4. При спуску апарату він впирається п'ятою 14 в нижчі елементи свердловинного обладнання. П'ята піднімає шток 12 і кулю клапана 10. Тоді робоча рідина проходить по каналах, деталей 9 і 11 до трьох сопел 13. Під час роботи при зниженні подачі струйного насоса або короткочасному припиненні відбору рідини зі свердловини клапан 7 запобігає виходу робочої рідини через сопло в свердловину або рідини з труб через дифузор.

Такі насоси широко і давно використовуються в промисловості та сільському господарстві, зокрема, для відбору води з неглибоких колодязів, свердловин, котлованів та для інших подібних потреб.

В якості робочого агента використовується пластова вода. Тиск робочого агента 9...17 МПа, глибина спуску обладнання 600...2200 м, відбір інжектваної рідини до 160 м³/добу, витрата робочого агента 100 м³/добу.

Ці насоси не мають рухомих і третьових частин, тому при невеликих напорах вони досить довговічні, навіть при вмісті в відкачуваній рідині механічних домішок, піску.

2.6 Глибинний гвинтовий насос

Основним елементом глибинного гвинтового насоса (ГГН) є черв'ячний гвинт, що обертається в гумовій обоймі спеціального профілю. В межах

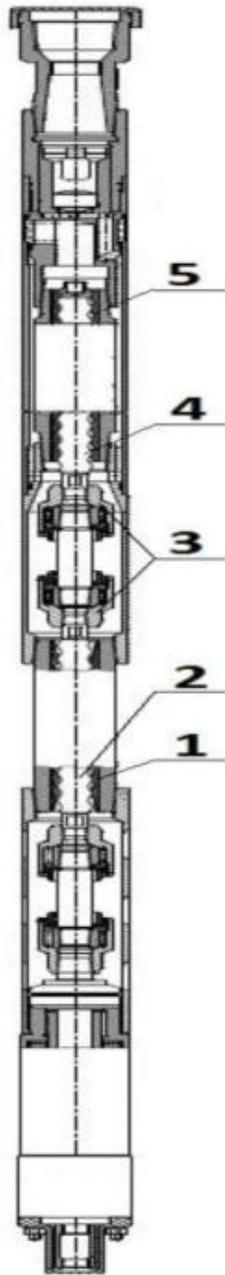
кожного кроку гвинта між ним і гумовою обоймою утворюються порожнини, заповнені рідиною і переміщуються вздовж осі гвинта. Приводом служить такий глибинний електродвигун, з частотою обертання, вдвічі меншою. Це досягається такими з'єднаннями і укладанням статорної обмотки двигуна, що створюється чотириполюсне магнітне поле з синхронною частотою обертання 1500 хв^{-1} .

Якщо для глибинного відцентрового електронасоса збільшення частоти обертання покращує експлуатаційні характеристики насоса, то для глибинного електродвигуна, навпаки, бажано зменшення частоти обертання вала, оскільки в іншому випадку збільшується знос, нагрівання, знижується к.к.д. та інші показники.

Зовні глибинний гвинтовий насос мало відрізняється від глибинного відцентрового насоса. У комплект установки входять: автотрансформатор або трансформатор на відповідні напруги для живлення глибинного електродвигуна; станція управління з необхідною автоматикою і захистом; гирлове обладнання, що герметизує гирло свердловини і введення кабелю в свердловину; електричний кабель круглого перетину, що прикріплюється поясками до НКТ; гвинтовий насос, що складається з двох працюючих назустріч один одному гвинтів з двома приймальними сітками і загальним викидом; гідрозахист електродвигуна; маслонаповнений чотириполюсний електродвигун змінного струму – глибинний електродвигун.

Основний робочий орган гвинтового насоса складається з двох сталевих полірованих і хромованих однозахідних гвинтів 2 і 4 з плавною нарізкою, що обертаються в гумово-металевих обоймах 1 і 5, виготовлених з нафтостійкої гуми особливого складу.

Внутрішня порожнина обойм являє собою двозахідну гвинтову поверхню з кроком удвічі більшим, ніж крок гвинта. Гвинти осі гвинта однакові, але повернуті відносно один одного.



1, 5 - гумометалічні обойми;
 2,4 - однозахідний гвинт;
 3 - ексцентрикова муфта.

Рисунок 2.14 – Глибинний гвинтовий насос

Через з'єднані з глибинним електродвигуном і між собою валом з проміжною ексцентриковою муфтою 3. Обидва гвинти мають однаковий напрямок обертання, але один гвинт має правий напрямок спіралі, а інший - лівий. Тому верхній гвинт подає рідину зверху вниз, а нижній - знизу вгору. Це дозволяє врівноважити гвинти, так як сили, що діють на них від перепаду тиску з боку викиду і прийому, будуть взаємно протилежні.

Будь-який поперечний переріз сталевго гвинта є правильним колом, проте центри цих кіл лежать на гвинтовій лінії, вісь якої є віссю обертання всього гвинта. У будь-якому перерізі гвинта, перпендикулярному до його осі, круговий переріз виявляється зміщеним від осі обертання на відстань e , що називається ексцентриситетом. Поперечні перерізи внутрішньої порожнини гумової обойми в будь-якому місці вздовж відстані, рівній кроку, ці перерізи збігаються.

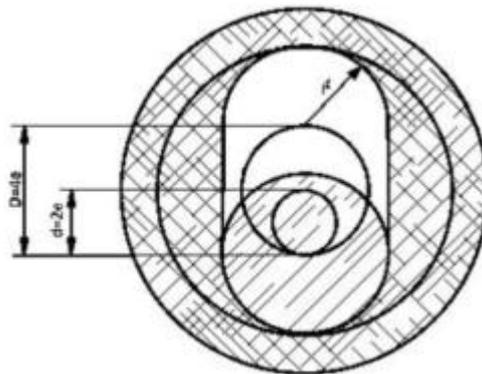


Рисунок 2.15 – Розріз внутрішньої порожнини насоса

Сам перетин внутрішньої порожнини в будь-якому місці являє собою дві півкожності з радіусом, рівним радіусу перетину гвинта, розсунуті одна від одної на відстань $4e$.

Під час роботи двигуна гвинт обертається навколо власної осі. Одночасно сама вісь гвинта здійснює обертальний рух по кожності діаметром $d = 4e$.

Гребінь спіралі гвинта по всій своїй довжині знаходиться в безперервному контакті з гумовою обоймою. Між гвинтом і обоймою утворюється порожнина, площа перетину якої дорівнює добутку діаметра гвинта D на $4e$, а висота цієї порожнини в напрямку осі гвинта дорівнює кроку обойми T ($T = 2t$, де t - крок гвинта).

Перекачувана рідина заповнює порожнину між гвинтом і обоймою в межах кожного кроку i , оскільки при обертанні гвинт в осьовому напрямку не рухається, то рідина буде переміщатися вздовж осі гвинта на відстань одного кроку при повороті гвинта на один оборот.

Для забезпечення можливості обертання верхнього і нижнього гвинтів не лише навколо своєї осі, а й по колу діаметром $d = 2e$, вони з'єднані спеціальними ексцентриковими муфтами. Кінцева частина валу, що виходить із верхнього сальника та підшипника вузла гідрозахисту, також з'єднується з нижнім гвинтом за допомогою ексцентрикових муфт.

Ексцентрикові муфти функціонують у рідині, яку відкачує насос. Насос характеризується двостороннім прийомом рідини з загальним випуском у простір між верхнім і нижнім гвинтами. Далі рідина проходить через кільцевий зазор між корпусом метало-гумової обойми верхнього гвинта та кожухом насоса. Потім вона спрямовується через спеціальні косі канали, оминаючи приймальну сітку верхнього гвинта, до основної частини глибинного гвинтового насоса. У цій зоні розташований багатофункціональний запобіжний клапан поршнево-золотникового типу. Минаючи клапан через внутрішнє свердління, рідина далі рухається шламовою трубою і потрапляє в насосно-компресорні труби (НКТ).

У нижній частині насоса, під герметизуючим сальником та дворядним радіально-упорним підшипником, встановлено пускову муфту. Вона з'єднує вал протектора та двигуна з валом насоса лише після того, як двигун досягає обертів, що відповідають його максимальному крутному моменту. Пускова муфта обладнана висувними ексцентриковими кулачками, які входять у зачеплення при відповідній частоті обертання валу. Ця конструкція забезпечує плавний та надійний запуск насоса за умов максимального крутного моменту. Додатково, пускова муфта запобігає зворотному обертанню валу насоса у протилежному напрямку. У такому випадку відбувається вільне провертання валів без їхнього механічного зачеплення, що виключає розгвинчування деталей насоса, порушення різьбових з'єднань і перегрів або сухе тертя гумових обойм робочих органів. Зворотне обертання могло б викликати відкачування рідини з насосно-компресорних труб до

кільцевого простору. Подібна ситуація може виникнути через неправильну перестановку двох кінців електричного кабелю при підключенні до трансформатора. Чотири ексцентрикові муфти дозволяють за рахунок рухливості шарнірів передавати необхідний крутний момент і одночасно здійснювати гвинтам складний планетарний рух в гумових обоймах.

Призначення елементів насоса

Поршнево-золотниковий запобіжний клапан виконує наступні функції:

-оскільки наскрізний протік рідини при нерухомому гвинті в глибинного гвинтового насоса неможливий, то при його спуску в свердловину на НКТ під рівень рідини виникає необхідність заповнення НКТ рідиною з міжтрубного простору. У цьому випадку поршнево-золотниковий запобіжний клапан встановлює сполучення внутрішньої порожнини НКТ з міжтрубним простором.

-при підйомі глибинного гвинтового насоса зі свердловини рідина з НКТ з тих же причин не може перетекти в міжтрубний простір. Поршнево-золотниковий клапан в цьому випадку також встановлює сполучення внутрішньої порожнини НКТ з міжтрубним простором і рідина зливається.

-при недостатньому припливі рідини з пласта в свердловину або при вмісті в рідині великої кількості газу золотник запобіжного клапана встановлюється так, що частина рідини з колони НКТ перетікає через бічний клапан в міжтрубний простір. Коли насос розвине нормальну подачу, золотник клапана перекриє бічний спусковий канал і вся рідина, що подається насосом, буде надходити в НКТ.

На відміну від глибинного відцентрового насоса - гвинтові насоси, як і всі об'ємні машини, не можуть працювати при закритому викиді. Тому при випадковому закритті засувки на гирлі глибинного гвинтового насоса виходить з ладу. Для попередження подібних явищ золотниковий запобіжний клапан спрацьовує і скидає рідину з НКТ в міжтрубний простір. Для цього клапан регулюється на строго регламентовану величину тиску, при перевищенні якої відбувається скидання.

Золотниковий запобіжний клапан дозволяє відкачувати рідину зі свердловин з низьким динамічним рівнем і не допускає його зниження до приймальних сіток насоса, так як в цьому випадку клапан скине рідину з НКТ в міжтрубний простір. Це призведе до зниження результуючої подачі і спрацьовування релейного захисту на станції управління, що відключає всю установку.

Якщо з яких-небудь причин установка не відключиться, то після накопичення рідини в міжтрубному просторі і підвищення її рівня клапан закриє спусковий канал і установка перейде на нормальний режим роботи з повною подачею рідини в НКТ. Оскільки слабкий приплив з пласта зберігається, то це знову призведе до зниження рівня в міжтрубному просторі, клапан знову спрацює і скине рідину з НКТ в міжтрубний простір. Така вимушена самовільна періодична експлуатація буде тривати до тих пір, поки станція управління не відключить установку. Призначенням золотникового запобіжного клапана є недопущення сухого тертя гвинта в гумовій обоймі і виходу з ладу насоса з цієї причини.

Шламова труба захищає насос від потрапляння в його робочі органи твердих частинок окалини зі стінок НКТ і скляної крихти в разі застосування оскловуваних або емальованих НКТ. Вона являє собою звичайний патрубковий з бічними отворами і заглушеним верхнім кінцем. Тверді частинки, що осідають, накопичуються між внутрішньою поверхнею НКТ і зовнішньою поверхнею шламової труби.

Характеристики та маркування

Як видно з опису, глибинний гвинтовий насос - нескладна машина з невеликою кількістю деталей (на відміну від глибинного відцентрового насоса) і в даний час має високу надійність і досить великий міжремонтний період. На вітчизняних промислах вже пройшли широкі промислові випробування декількох серійних конструкцій, розрахованих на номінальну подачу 40, 80 і 100 м³/добу при діаметрах обсадних колон 127 і 178 мм.

Завдяки двом гвинтам з правим і лівим напрямком їх спіралей ці насоси під час роботи взаємно гідравлічно розвантажуються, тому їх опорні підшипники і п'яти не піддаються великим осьовим зусиллям. Один від одного насоси відрізняються тільки розмірами гвинтів і гумових обойм, завдяки чому досягнута і висока уніфікація, і взаємозамінність всіх інших деталей і вузлів. Найбільш слабким місцем у гвинтових насосах є гумова обойма, яка при нестачі мастила відразу виходить з ладу. Гвинтові насоси на в'язкій рідині працюють краще, ніж на сильно обводненій продукції свердловин. Вони не емульгують нафту, як відцентрові насоси. ККД насоса досягає 0,8.

Оскільки глибинний гвинтовий насос є об'ємною машиною, то його подача набагато в меншій мірі, ніж в глибинного відцентрового насоса, залежить від напору. Підвищення напору збільшує протікання рідини через лінію контакту гребеня гвинта з внутрішньою порожниною гумової обойми, і це дещо знижує подачу. Проте, для глибинного гвинтового насоса характерна більш широка область рекомендованих режимів при збереженні високих значень ККД. Це дозволяє один і той же глибинний гвинтовий насос застосовувати для експлуатації свердловин з різними динамічними рівнями. Наприклад, для насосів з напором до $H = 1000$ м і подачами від 40 до 100 м³/добу зона оптимального ККД знаходиться в межах напорів від 350 до 1000 м.

Застосування глибинного гвинтового насоса дуже ефективно при відкачуванні високов'язкої нафти. Вони менш чутливі до присутності в нафті газу, а потрапляння останнього в робочі органи не викликає зриву подачі.

2.7 Існуючі методи запобігання корозії свердловинного обладнання

Зміна структури запасів нафти, що відзначається останнім часом, призводить до погіршення умов експлуатації нафтових, нагнітальних і водозабірних свердловин, що скорочує міжремонтний період стандартного

обладнання і збільшує витрати на проектування та виготовлення спеціального обладнання. Таким чином, змінені умови експлуатації із застосуванням існуючих способів видобутку вимагають додаткових витрат і кратно знижують міжремонтний інтервал роботи свердловин. У змінених умовах успішна експлуатація свердловин вимагає реалізації методів, спрямованих на максимальне зниження впливу ускладнюючих факторів. У той же час до теперішнього часу немає прийомів, що дозволяють комплексно впливати на значущі з них. Більшість застосовуваних інструментів призначені на нейтралізацію негативного впливу тільки одного ускладнюючого фактора. Найчастіше в цих випадках зниження наслідків одного виду ускладнень призводить до посилення впливу іншого. Проблеми, викликані ускладненими умовами експлуатації свердловин, основними з яких є винос механічних домішок, солевідкладення, температура, корозія, в останні роки створюють все більше труднощів у роботі нафтовиків. Природне погіршення умов нафтогазовидобутку, необхідність масштабного застосування геолого-технічних заходів для інтенсифікації видобутку нафти і збільшення нафтовіддачі — це основні фактори, що призводять до ускладнення видобутку. На більшій частині свердловин у всіх нафтових компаніях спостерігається одночасний прояв декількох факторів, що ускладнюють експлуатацію.

На сьогоднішній день немає достатньо ефективних, маловитратних методів боротьби з корозійним руйнуванням свердловинного підземного обладнання і, отже, це завдання залишається невирішеним.



Рисунок 2.16 – Типові корозійні руйнування відцентрового насоса

Недостатня ефективність існуючих методів інгібіторного захисту змушує впроваджувати інші, більш ефективні технології, що дозволяють знизити корозійний знос і підвищити тим самим терміни напрацювання підвісного обладнання на відмову. До таких технологій сьогодні відноситься застосування, по-перше, підвісного обладнання з корозійно-стійких матеріалів і, по-друге, захисних полімерних і металізаційних покриттів, наприклад технологія «Біла свердловина». На жаль, кожен з цих методів (технологія «Біла свердловина») має свої обмеження, в першу чергу через високу вартість використовуваних матеріалів. Також відомо, що негативний вплив корозії поширюється не тільки на глибинне насосне обладнання, але і на систему промислових і магістральних трубопроводів і процес збору та підготовки нафти. Таким чином, необхідно мати комплексний підхід до вирішення завдань щодо зниження негативного впливу корозії, продуктів корозійних відкладень, механічних домішок, включаючи сольові відкладення, на всіх етапах процесу видобутку.

Види та причини зносу УЕВН

Працюючи в умовах реальної свердловини, насос знаходиться під впливом багатьох факторів, що впливають на його роботу. Область застосування УЕВН чітко обумовлена технічними умовами. Найчастіше умови наших свердловин сильно відрізняються від зазначених вище. Як правило, це - підвищений вміст вільного газу при низьких рівнях, висока температура перекачуваної рідини і недостатнє охолодження установки, і ще цілий ряд несприятливих факторів. Все це призводить до передчасного зносу і виходу з ладу обладнання. Знос деталей насоса породжує вібрацію (точніше багаторазово підсилює її, так як вібрація неминуче присутня при роботі установок).

Перш за все, зношуються захисні втулки валу і маточини направляючих апаратів. Ця пара тертя працює як радіальний підшипник ковзання. У зазор між втулкою і маточиною неминуче потрапляє пластова рідина, граючи при

цьому роль мастила. При нормальних умовах роботи і відповідному складі пластової рідини даний вузол може повноцінно працювати не один рік. У пластовій рідині часто присутні пісок та інші механічні домішки, які є потужним абразивним матеріалом. На початку експлуатації насоса (коли він ще не зазнав значного зносу) особливу загрозу становлять дрібні частинки. Вони здатні проникати в зазори між втулкою і маточиною направляючого апарату, провокуючи початок зносу. Навіть мінімальна втрата матеріалу може спричинити ексцентричне обертання вала, яке, своєю чергою, значно підвищує бічне навантаження на підшипники, прискорюючи їхній знос. Зміщення вала в бік від центру викликає осьові навантаження, що призводить до його поздовжнього вигинання. Це підсилює бічний тиск на підшипник і сприяє подальшому розвитку зносу. Довгий і тонкий вал при осьовому навантаженні прагне деформуватися у вигляді хвилеподібної форми, що наближається до синусоїди. Унаслідок цього процес зносу неминуче прогресує і досягає критичної точки.

Подібний механізм спостерігається також у парі тертя "захисна втулка – втулка підшипника". Радіальний знос через абразивний вплив слід розглядати разом із осьовим зносом, адже вони завжди пов'язані. Осьовий знос проявляється у поступовому стиранні упорних кілець (звичайно текстолітових шайб) та їхніх контактних поверхонь у насосному ступені, зокрема буртів направляючих апаратів. Осьові зусилля, що виникають через плаваюче робоче колесо, передаються упорним кільцям усередині ступеня. Як і у випадку радіальних підшипників, ці упорні поверхні змащуються й охолоджуються пластовою рідиною.

Більшість насосів спроектовані так, щоб осьове зусилля було спрямоване вниз у межах робочого режиму. Абразивні частинки, потрапляючи до місця контакту шайби колеса та бурта направляючого апарату, стирають матеріал упорних кілець та метал поверхонь ступеня. Аналогічний вплив осьового навантаження сприймає вузол п'яти насоса, що призводить до зносу шайби п'яти та підп'ятників.

Знос вала насоса зазвичай проявляється в утворенні на його поверхні глибоких кільцевих канавок. Основною причиною виникнення цих канавок є електрохімічна корозія. Наявність механічних домішок посилює зношування: абразив руйнує утворені оксидні плівки, ще більше прискорюючи процес. З огляду на це під час проектування насосів слід уникати використання матеріалів, які можуть створювати гальванічні пари. Матеріали деталей, що контактують, повинні мати мінімальну різницю електрохімічних потенціалів для запобігання утворенню корозії. Прагнучи уникнути підвищеного зносу деталей насоса, постійно ведеться робота по вдосконаленню конструкції електровідцентрових насосів. Зокрема, прагнучи підвищити зносостійкість пари тертя, втулка захисна вала - маточина направляючого апарату були розроблені і впроваджені у виробництво робочі органи з порошкових металів з різними добавками.

Щоб компенсувати нестійкість валу під час роботи, зберегти його прямолінійність і тим самим знизити рівень вібрації та бічне навантаження на знос направляючих апаратів і втулок захисних, в даний час застосовуються проміжні гумометалеві підшипники, що встановлюються на валу через кожен метр ступенів ротора.

Несправності ЕВН

На підприємствах використовуються як модульні, так і немодульні насосні установки.

До несправностей насосних установок можна віднести наступні види:

- найрідше виходить з ладу гідрозахист, основною поломкою є прорив гумової діафрагми;
- двигуни виходять з ладу через пробій статора нижньої або верхньої основи, а також корозію корпусу;
- насос виходить з ладу найчастіше через засмічення механічними домішками, швидко зношується вал насоса.

Таблиця 2.3 – Причини відмов глибинних насосів

Причини відмов	2023 р	2024 р
Механічне пошкодження кабелю	71	69
Засмічення мехдомішками	162	118
Агресивне середовище	1	7
Негерметичність НКТ	14	7
Невідповідність кривизни	6	27
Неякісне глушіння	2	2
Електропостачання	3	6
Порушення експлуатаційної колони	1	2
Неякісний монтаж	29	65
Політ ЕВН	7	1
Комплектація не відповідає заявці	26	18
Безконтрольна експлуатація	39	35
ГТМ	17	4
Не виявлена причина	59	53
Інші	91	-
Брак ремонту кабелю	7	12
Брак ремонту електродвигуна	9	8
Брак ремонту гідрозахисту	1	4
Брак ремонту насоса	1	-
Скритий дефект обладнання	31	13
Причина не виявлена	3	1
Всього	580	452

З таблиці видно, що найважливішим технічним фактором, що впливає на роботу установок ЕВН. І є причинами виходу з ладу можна назвати механічні пошкодження кабелю, засмічення домішками, неякісний монтаж, а також невідповідність кривизни стовбура свердловини, і безконтрольна експлуатація. Звідси випливає, що забивання механічними домішками є важливим фактором, що впливає на термін експлуатації насоса, а боротьба з ними повинна привести до збільшення міжремонтного періоду установки.

2.8 Надвисокомолекулярний поліетилен

Надвисокомолекулярний поліетилен має високу міцність і ударну в'язкість у широкому діапазоні температур, від -200 до +100 °С, дуже високу хімічну стійкість до агресивних середовищ, високу світлостійкість, високі показники ковзання, високу зносостійкість.

Перераховані властивості дозволяють широко використовувати його в механізмах, що піддаються високому ступеню стирання, наприклад зубчасті колеса, втулки, напрямні, відбійники тощо. У хімічній промисловості для футерування ємностей, труб, для транспортування абразивних і агресивних матеріалів, крани, вентиля, засувки тощо. У видобувній промисловості для облицювання ковшів, кузовів, скатів, транспортерних стрічок, валів.

Надвисокомолекулярний поліетилен (UHMW PE в англomовній літературі) - поліетилен з молекулярною масою більше $1,5 \cdot 10^6$ г/моль. Надвисока молекулярна маса цього полімеру визначає його унікальні фізико-механічні властивості, що різко відрізняють його від усіх інших марок поліетилену.

Зокрема надвисокомолекулярний поліетилен володіє:

- Підвищеною жорсткістю і виключно високою ударною міцністю;
- Підвищеним опором до абразивного впливу (високою зносостійкістю);
- Низьким коефіцієнтом тертя, порівнянним з коефіцієнтом тертя для фторопластів;
- Високою стійкістю в агресивних середовищах (корозійною стійкістю) і підвищеною стійкістю;
- Можливістю експлуатації при низьких температурах (високою морозостійкістю);
- Здатністю до волокноутворення і можливістю отримання надміцних ниток, що перевищують за своїми показниками міцності нитки з усіх відомих матеріалів.

В цілому надвисокомолекулярний поліетилен можна визначити як конструкційний полімерний матеріал з унікальними фізико-механічними властивостями для різноманітних областей застосування, в тому числі в екстремальних умовах. Надвисокомолекулярний поліетилен як товарний продукт виробляється у вигляді порошку з розміром частинок в області 50-200 мікрон.

Найважливішими характеристиками молекулярної структури і морфології порошку надвисокомолекулярного поліетилену, що визначають його властивості в переробці і кінцевих виробках, є:

- молекулярна маса полімеру;
- середній розмір частинок порошку полімеру;
- розподіл частинок за розмірами; кращим є вузький розподіл частинок за розмірами;

- насипна щільність порошку надвисокомолекулярного поліетилену, краще використовувати добре сипучі порошки з підвищеною насипною щільністю (більше 400 г/л).

Використовувані у виробництві надвисокомолекулярні поліетилені каталітичні системи та технологія полімеризації забезпечують отримання порошку полімеру з наступними характеристиками:

- Молекулярна маса в діапазоні $1 \cdot 10^6 - 8 \cdot 10^6$ г/моль (регулюється);
- Середній розмір частинок полімеру в діапазоні 50-180 мікрон;
- Вузький розподіл частинок за розміром;
- Висока насипна щільність порошку полімеру (380-480г/л) і висока сипучість порошку;
- Висока чистота полімеру (зольність по титану не більше 3ppm, при загальній зольності не більше 150ppm).

Таблиця 2.4 – Фізико-хімічні показники надвисокомолекулярних поліетиленів

№	Найменування показника	Величина показника	
		№10	№11
1	Характерна в'язкість, дл/г	17,3	15,3
2	Густина, г/см ³	0,93	0,926
3	Масова частка золи, %	0,04	0,09
4	Масова частка летких речовин, %	0,08	0,21
5	Насипна густина, г/см ³	0,41	0,39
6	Міцність при розриві, МПа (кгс/см ³)	37,8	39,3
7	Відносне подовження при розриві, %	355	422
8	Середній розмір частинок порошку, мкм	258	267
9	Кількість місць (бочки, шт.)	17	60

Переваги низькоадгезійних ЕВН



Рисунок 2.17 – Робочі органи ЕВН

Переваги низькоадгезійних ЕВН

- Висока корозійна стійкість і чистота полімерних проточних каналів, низька адгезія і немагнітні властивості матеріалу, а також відсутність можливості утворення гальванічних пар забезпечують зниження швидкості відкладення солей не менше ніж в 3 рази в порівнянні з металевими робочими органами, а також зменшують ймовірність засмічення неабразивними механічними домішками.

- Висока точність виготовлення і мала вага полімерних робочих коліс (в 4-5 разів менше металевих) в поєднанні з проміжними підшипниками забезпечують високу збалансованість обертання валу у всьому діапазоні регульованих частот двигуна, що дозволяє зменшити знос радіальних пар тертя. Застосування проміжних підшипників з твердих сплавів в ЕЦН абразивостійкого виконання забезпечує стійкість радіальних пар тертя

робочих органів в пластовій рідині з концентрацією абразивних частинок до 500 мг/л з твердістю 7 балів за шкалою Мооса.

- Мала вага ротора, в 2,5 рази менше, ніж у ЕВН з металевими робочими колесами, забезпечує зменшення пускових струмів і плавний пуск двигуна.

- Висока чистота проточних каналів, низька адгезія і висока корозійна стійкість матеріалу робочих органів забезпечують зменшення температури нагріву пластової рідини, що сприяє зниженню ймовірності випадання солей в осад.

- Зменшує ймовірність заклинювання в області радіальних пар тертя, особливо при періодичному режимі експлуатації УЕВН;

- Знижує фрикційний знос радіальних пар тертя в умовах високої обводненості пластової рідини (більше 80%).

Область застосування

- Ступені найбільш ефективні в насосах при відкачуванні пластової рідини в умовах:

- нафтовидобутку з мало- і середньодобітних свердловин;
- високої обводненості (понад 85%);
- середнього і високого ступеня в'язкості рідини і утворення емульсій;
- ускладнення нафтовидобутку відкладеннями солей і асфальто-смоло-парафіновими відкладеннями (АСПО);

- вмісту неабразивних механічних домішок (глини);

- вмісту абразивних частинок до 500 мг/л і твердістю до 7 балів за Моосом (за умови наявності в ЕЦН проміжних підшипників з твердих сплавів).

Економічна ефективність застосування низькоадгезійних ЕВН. Застосування низькоадгезійних ЕВН дозволяє нафтовій компанії знизити собівартість нафтовидобутку за основними її складовими:

- витратам на закупівлю обладнання;
- експлуатаційним витратам;
- витратам на ремонт ЕВН.

Сфера застосування

Застосування робочих коліс з надвисокомолекулярного поліетилену найбільш ефективно при відкачуванні пластової рідини в умовах:

- високої обводненості (понад 85%);
- ускладнення нафтовидобутку відкладеннями солей і асфальто-смоло-парафіновими відкладеннями (АСПО);
- середнього і високого ступеня в'язкості рідини і утворення емульсій;
- ускладнення нафтовидобутку виносом неабразивних механічних домішок (глинами).

Застосування робочих коліс з надвисокомолекулярного поліетилену дозволяє збільшити напрацювання на відмову і знизити вартість ремонтів насосів в порівнянні з аналогами з сірого чавуну при підйомі пластової рідини.

2.9 Робочі колеса для насосів відцентрового типу



Риунок 2.18 – Робоче колесо для ЕВН

Робоче колесо є найважливішим вузлом у конструкції відцентрового насоса. Основне його призначення полягає в передачі енергії від обертового вала до рідини. Інакше кажучи, робоче колесо є генератором відцентрової

сили, за допомогою якої і створюється тиск, що рухає потік рідини. Як правило, робоче колесо складається з таких основних елементів: передній або ведучий диск; задній або ведений диск; крильчатка, що складається з лопатей, які знаходяться між дисками, лопаті крильчатки насоса, мають вигин у бік, протилежний напрямку руху робочого колеса.

Принцип дії робочого колеса полягає в наступних важливих моментах: на початку робочого циклу рідина накопичується між лопатей, з початком обертання крильчатки одночасно починає обертатися і рідина, при обертанні виникає відцентрова сила, яка сприяє появі тиску, під тиском рідина відходить від центру робочого колеса і починає притискатися до стінок насоса, рідина під тиском виходить назовні через нагнітальний патрубок, в цей момент в центрі крильчатки створюється мінімальний тиск, який сприяє надходженню до робочого колеса нової порції рідини. При цьому варто відзначити, що весь описаний процес проходить циклічно, що в свою чергу, сприяє стабільній і безперебійній роботі всього відцентрового насоса в цілому.

На сьогоднішній день існують наступні варіанти виконання робочих коліс: Відмінною особливістю відкритого робочого колеса є те, що воно має порівняно невеликий коефіцієнт корисної дії, який в середньому становить близько 40%.



Рисунок 2.19 – Відкрите робоче колесо

Це аж ніяк не недолік, а швидше перевага, яка полягає в тому, що такий тип коліс має високий рівень зносостійкості, а також ефективно очищається від різного роду засмічень. Відкрите колесо складається з таких елементів: єдиний диск; крильчатка з лопатями, яка безпосередньо знаходиться на поверхні диска. Як правило, робочі колеса цього типу застосовуються для перекачування забруднених або густих рідин.

Конструкція напівзакритих робочих коліс відцентрового насоса складається з наступних елементів: диск, який розташований протилежно всмоктуючому входу; лопатева крильчатка на диску розташована таким чином, що безпосередньо примикає до корпусу відцентрового насоса, маючи при цьому невеликий зазор.



Рисунок 2.20 – Напівзакрите робоче колесо

Робочі колеса цього типу застосовуються в відцентрових насосах, призначених для перекачування забруднених і низькокислотних рідин. Відмінною особливістю конструкції закритих робочих коліс є те, що лопаті крильчатки, розташовані між двома дисками, можуть знаходитися під різними кутами. Таке розташування лопатей сприяє підвищенню коефіцієнту корисної дії всього насоса, що в свою чергу, робить відцентрові агрегати з таким типом робочим колесом дуже затребуваними.

Закриті колеса також розрізняють залежно від способу їх виготовлення:

- штампування, -лиття, -клепання, -точкове зварювання.

Насоси із закритим колесом можуть застосовуватися як для перекачування чистих, так і забруднених рідин.



Рисунок 2.21 – Закрите робоче колесо

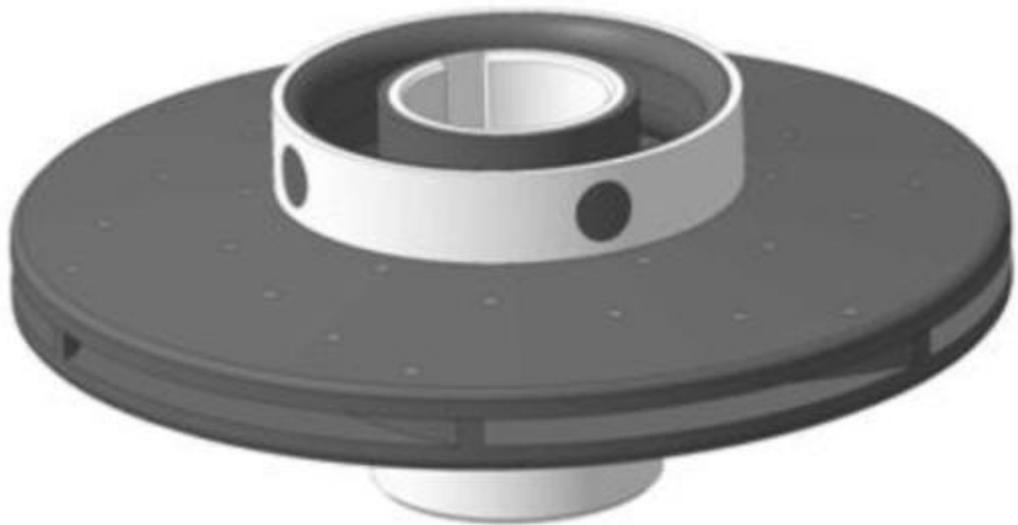


Рисунок 2.22 – Робоче колесо із надвисокомолекулярного поліетилену

Умови експлуатації

- Температура робочої рідини – не більше 130 °С.
- Водневий показник – рН=7...8,5.
- Масова частка домішок не більше 0,1%.
- Розмір твердих частинок не більше 0,1 мм щільністю не більше 997кг/м³ і мікротвердістю не більше 1,47 Гпа.

2.10 Висновки до розділу 2

Окреслені підрозділи цього розділу охоплюють широкий спектр технологічних рішень, що застосовуються для підйому рідини (води, нафти, агресивних середовищ) з великих глибин, а також критично важливі аспекти забезпечення надійності та довговічності цього обладнання.

Не існує універсального рішення для всіх умов. Вибір насоса — це компроміс між ефективністю, надійністю та умовами експлуатації. Для великих обсягів та глибин у чистому середовищі домінують високоефективні електровідцентрові насоси (ЕВН). Для традиційного нафтовидобутку з середніх глибин застосовуються перевірені часом штангові свердловинні насоси (ШСН). Для складних, в'язких або абразивних рідин існують спеціалізовані рішення: глибинні гвинтові насоси, а також діафрагмові та плунжерно-діафрагмові насоси, які забезпечують високу герметичність та стійкість до агресивних середовищ. Струйні насоси використовуються там, де потрібна максимальна простота конструкції внизу свердловини, незважаючи на їхній нижчий ККД.

Критичність захисту від корозії та зносу: Експлуатація в агресивних підземних умовах вимагає застосування комплексних методів запобігання корозії свердловинного обладнання. Це включає використання хімічних інгібіторів, електрохімічного (катодного) захисту та застосування інноваційних матеріалів.

Використання надвисокомолекулярного поліетилену (НВМПЕ) є яскравим прикладом застосування передових полімерів для боротьби з абразивним зносом та хімічною корозією, що значно подовжує термін служби компонентів.

Ефективність роботи всієї системи залежить від ретельності проектування ключових елементів, зокрема робочих коліс для насосів відцентрового типу, конфігурація яких повинна відповідати конкретним гідравлічним завданням.

Ефективний та довговічний видобуток рідини зі свердловин досягається завдяки зваженому вибору спеціалізованого обладнання та застосуванню багатошарових стратегій захисту матеріалів від руйнівного впливу навколишнього середовища.

Для вибору спеціалізованого обладнання проведемо конкретний розрахунок та підбір обладнання.

РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА

3.1 Визначення напору насоса

Для розрахунку напору насоса приймаємо наступні параметри:

- густина відокремленої нафти $\rho_n = 820 \text{ кг/м}^3$;
- густина попутної води густина $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$;
- густина попутного газу $\rho_g = 2,3 \text{ кг/м}^3$;
- газовий фактор свердловини $G = 15 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- водовміст $V = 70\%$;
- норма відбору рідини зі свердловини $Q = 140 \text{ м}^3/\text{добу}$;
- температура пласта $t = 30 \text{ }^\circ\text{C}$;
- глибина свердловини $L = 2000 \text{ м}$;
- статичний рівень $h_{ст} = 1100 \text{ м}$;
- коефіцієнт продуктивності свердловини $K = 5 \text{ м}^3/\text{добу} \cdot \text{атм}$;
- тиск на буфері $P_{буф} = 1,2 \text{ МПа}$.

Установка відцентрових електронасосів повинна мати найбільш вигідне поєднання параметрів насоса і електродвигуна для даного типорозміру обсадної колони.

Напір насоса H , м

$$H = H_d + H_{буф} + H_c - H_r, \quad (3.1)$$

Де H_d – глибина динамічного рівня, м.

$$H_d = h_{ст} + \Delta h, \quad (3.2)$$

Де Δh - депресія, м

$$\Delta h = \frac{10 \cdot Q}{K}, \quad (3.3)$$

$$\Delta h = \frac{10 \cdot 140}{5} = 280 \text{ м}$$

$$H_d = 1100 + 280 = 1380 \text{ м};$$

$H_{буф}$ – напір на буфері, м

$$H_{\text{буф}} = \frac{P_{\text{буф}}}{\rho_{\text{пл}} \cdot g}, \quad (3.4)$$

Де $\rho_{\text{пл}}$ – густина пластової суміші, кг/м^3

$$\rho_{\text{пл}} = \frac{\rho_c + \rho_{\text{г}} \cdot G + [b/(1-b)] \rho_{\text{в}}}{V_{\text{н}} + b/(1-b)} \quad (3.5)$$

Де ρ_c – густина від сепарованої нафти, $\rho_c = 820 \text{ кг/м}^3$;

$\rho_{\text{г}}$ – густина газу, кг/м^3 ; $\rho_{\text{г}} = 2,3 \text{ кг/м}^3$;

$\rho_{\text{в}}$ – густина води, кг/м^3 ; $\rho_{\text{в}} = 1000 \text{ кг/м}^3$;

G – газовий фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$, $G = 15 \text{ м}^3/\text{м}^3$;

b – водо вміст, $b = 0,70$;

$V_{\text{н}}$ – об'ємний коефіцієнт нафти, $V_{\text{н}} = 2,5$;

$$\rho_{\text{пл}} = \frac{820 + 2,3 \cdot 15 + [0,7/(1-0,7)]1000}{2,5 + 0,7/(1-0,7)} = 659,6 \text{ кг/м}^3$$

$$H_{\text{буф}} = \frac{1,2 \cdot 10^6}{659,6 \cdot 9,81} = 185,4 \text{ м};$$

H_c – втрати тиску на гідравлічні опори в НКТ, м;

$$H_c = \lambda_c \frac{v^2}{2g} \frac{H_{\text{н}}}{d_{\text{н}}} \quad (3.6)$$

Де λ_c – коефіцієнт гідравлічного опору, $\lambda_c = 0,025$;

v – швидкість руху рідини, м/с , $v = 2,1 \text{ м/с}$;

$d_{\text{н}}$ – номінальний діаметр НКТ, м, $d_{\text{н}} = 0,073 \text{ м}$;

$H_{\text{н}}$ – глибина підвішування насоса, м;

$$H_{\text{н}} = H_{\text{д}} + 50 \quad (3.7)$$

$$H_{\text{н}} = 1380 + 50 = 1430 \text{ м};$$

$$H_c = 0,025 \frac{2,1^2}{2 \cdot 9,8} \frac{1430}{0,073} = 69,3 \text{ м};$$

$H_{\text{г}}$ – висота підйому рідини за рахунок роботи газу, м;

$$H_{\text{г}} = 4 \cdot d_{\text{н}} \cdot G \left(1 - \sqrt{\frac{H_{\text{буф}}}{L}} \right) \quad (3.8)$$

$$H_{\text{г}} = 4 \cdot 0,073 \cdot 15 \left(1 - \sqrt{\frac{185,4}{2000}} \right) = 3,05 \text{ м};$$

$$H = 1430 + 185,4 + 69,3 - 3,05 \approx 1680 \text{ м}.$$

3.2 Вибір обладнання

За величинами H і Q приймаємо за базову модель занурювальний відцентровий електронасос ЕВНА5А-160-1700 з робочою областю напору $H = 1200-1890$ м, і подачі $Q = 125-205$ м³/добу.

Характеристика насоса ЕВНА5А-160 відображена на рисунку 2.16. Для даного насоса пропонується електродвигун ПЕД63-117 БВ5 потужністю 63 кВт.

На довжині НКТ вибираємо круглий кабель КРБК 3×10 з перетином 10 мм², на довжині насоса вибираємо плоский кабель КРБП 3×10 з перетином 10 мм².

3.3 Визначення діаметра насоса

Діаметр насоса визначається його розташуванням у занурю вальному агрегаті відносно електродвигуна і кабелю.

Діаметр насоса D_H , м

$$D_H = 2 \cdot (D_a - D_e/2 - h_{\text{каб}} - S - \Delta S), \quad (3.10)$$

Де D_e – зовнішній діаметр електродвигуна, м, $D_e = 0,117$ м;

$h_{\text{каб}}$ – висота кабелю, м, $h_{\text{каб}} = 0,016$ м;

S – товщина хомути, м, $S = 0,0015$ м;

ΔS – збільшення габаритного розміру, м, $\Delta S = 0,0015$ м;

D_a – діаметральний габарит, м

$$D_a = D_{\text{вн.ок}} - \delta, \quad (3.11)$$

Де $D_{\text{вн.ок}}$ – внутрішній діаметр обсадної колони, м, $D_{\text{вн.ок}} = 0,146$ м;

δ – мінімальний зазор між мінімальним внутрішнім діаметром обсадної колони і зовнішнім діаметром установки, м, $\delta = 0,006$ м

$$D_a = 0,146 - 0,006 = 0,14 \text{ м,}$$

$$D_H = 2 \cdot (0,14 - 0,147/2 - 0,016 - 0,0015) = 0,116 \text{ м}$$

Для подальших розрахунків остаточно приймаємо наступні параметри:

- зовнішній діаметр насоса $D_H = 103$ мм;
- внутрішній діаметр насоса $D_{вн} = 88$ мм;
- зовнішній діаметр обсадної колони $D_{з.ок} = 146$ мм;
- внутрішній діаметр обсадної колони $D_{вн.ок} = 130$ мм;
- зовнішній діаметр електродвигуна $D_e = 117$ мм.

3.4 Розрахунок геометричних розмірів і параметрів ступені насоса

3.4.1 Визначення геометричних розмірів насоса

Найбільший діаметр проточної порожнини ступеня $D_{бс}$, м

$$D_{бс} = D_{вн} - 2\delta_H, \quad (3.12)$$

δ_H – товщина чугунної стінки обоєми направляючого апарату, м, $\delta_H = 0,003$ м

$$D_{бс} = 0,088 - 2 \cdot 0,003 = 0,082 \text{ м.}$$

Критерій подібності Π

$$\Pi = \frac{Q_{опт} \cdot 10^3}{n \cdot D_{бс}^3}, \quad (3.13)$$

Де $Q_{опт}$ – подача на оптимальному режимі насоса, м³/добу, $Q_{опт} = 140$ м³/добу;

n – частота обертів вала, об/хв., $n = 2820$ об/хв.

$$\Pi = \frac{140 \cdot 10^3}{2820 \cdot 0,082^3} = 1,47$$

ККД ступеню η

$$\eta = (\eta_{пр} + 1)(2800/n)^{0,15} (94/D_{бс})^{0,25} - 1, \quad (3.14)$$

Де $\eta_{пр}$ – наведений ККД ступені, $\eta_{пр} = 0,67$

$$\eta = (0,67 + 1) \left(\frac{2800}{2820}\right)^{0,15} \cdot \left(\frac{94}{82}\right)^{0,25} - 1 = 0,72$$

Напірність ступені H/L

$$H/L = (H/L)_{\text{пр}} \cdot \frac{D_{6c}}{94} \cdot \left(\frac{n}{2800}\right)^2, \quad (3.15)$$

Де $(H/L)_{\text{пр}}$ – наведена напірність ступені, $(H/L)_{\text{пр}} = 0,2$

$$H/L = 0,2 \cdot \frac{82}{94} \cdot \left(\frac{2820}{2800}\right)^2 = 0,176 \text{ м}$$

За ККД і напірністю (напір на одиницю монтажної висоти ступеня) оцінюють гідравлічну якість ступеня і вплив на нього діаметра D_{6c}

Середній вихідний діаметр робочого колеса $D_{2\text{ср}}$, м

$$D_{2\text{ср}} = 0,9D_{6c} \quad (3.16)$$

$$D_{2\text{ср}} = 0,9 \cdot 0,082 = 0,0738 \text{ м.}$$

Максимальний зовнішній діаметр робочого колеса $D_{2\text{max}}$, м

$$D_{2\text{max}} = 0,93D_{6c} \quad (3.17)$$

$$D_{2\text{max}} = 0,93 \cdot 0,082 = 0,076 \text{ м}$$

Діаметр втулки робочого колеса $d_{\text{вт}}$, м

$$d_{\text{вт}} = k_{\text{вт}}D_{2\text{max}}, \quad (3.18)$$

Де $k_{\text{вт}}$ – коефіцієнт, який визначає діаметр втулки

$$k_{\text{вт}} = 0,32 + 0,01 \cdot \Pi$$

$$k_{\text{вт}} = 0,32 + 0,01 \cdot 1,47 = 0,335;$$

$$d_{\text{вт}} = 0,335 \cdot 0,082 = 0,0275 \text{ м.}$$

Ширина каналу робочого колеса на вході b_1 , м

$$b_1 = k_{b1} \cdot D_{2\text{max}}, \quad (3.19)$$

Де k_{b1} – коефіцієнт, який визначає ширину каналу, $k_{b1} = 0,11$

$$b_1 = 0,11 \cdot 0,076 = 0,0085 \text{ м.}$$

Ширина каналу робочого колеса на виході b_2 , м

$$b_2 = k_{b2} \cdot D_{2\text{max}}, \quad (3.20)$$

Де k_{b2} – коефіцієнт, який визначає ширину каналу, $k_{b2} = 0,078$

$$b_2 = 0,078 \cdot 0,076 = 0,0061 \text{ м.}$$

Найбільший діаметр вхідного ребра робочого колеса $D_{1\text{max}}$, м

$$D_{1\text{max}} = D_0 + 0,003, \quad (3.21)$$

Де D_0 – діаметр входу в робоче колесо, м

$$D_0 = \sqrt{10^{-3} \cdot k_{D0} \cdot \sqrt[3]{Q/n} + d_{BT}^2}, \quad (3.22)$$

Де k_{D0} – коефіцієнт, що визначає діаметр входу в робоче колесо, $k_{D0} = 3,5$

$$D_0 = \sqrt{10^{-3} \cdot 3,5 \cdot \sqrt[3]{\frac{140}{2820}} + 0,0275^2} = 0,0395 \text{ м,}$$

$$D_{1max} = 0,0395 + 0,003 = 0,0425 \text{ м.}$$

Найменший діаметр вхідної кромки робочого колеса D_{1min} , м

$$D_{1min} = k_{Dmin} \cdot D_{1max}, \quad (3.23)$$

Де k_{Dmin} – коефіцієнт, що визначає найменший діаметр вхідних кромок лопатей робочого колеса, $k_{Dmin} = 0,75$

$$D_{1min} = 0,75 \cdot 0,0425 = 0,0319 \text{ м.}$$

Зовнішній діаметр верхнього диску робочого колеса D_{2min} , м

$$D_{2min} = \sqrt{D_{BC}^2 - (k_{D2min} \cdot D_{2max})^2}, \quad (3.23)$$

Де k_{D2min} – коефіцієнт, що визначає зовнішній діаметр верхнього диску робочого колеса, $k_{D2min} = 0,48$

$$D_{2min} = \sqrt{0,082^2 - (0,48 \cdot 0,076)^2} = 0,073 \text{ м}$$

Діаметр діафрагми робочого колеса D_d , м

$$D_d = \sqrt{D_{BC}^2 - (k_{Dd} \cdot D_{2max})^2}, \quad (3.25)$$

Де k_{Dd} – коефіцієнт, що визначає діаметр діафрагми робочого апарату, $k_{Dd} = 0,53$

$$D_d = \sqrt{0,082^2 - (0,53 \cdot 0,076)^2} = 0,071 \text{ м}$$

Ширина каналу направляючого апарату b_3 , м

$$b_3 = k_{b3} \cdot D_{2max}, \quad (3.26)$$

Де k_{b3} – коефіцієнт, що визначає ширину каналу направляючого апарату, $k_{b3} = 0,079$

$$b_3 = 0,079 \cdot 0,076 = 0,006 \text{ м}$$

Висота середньої лінії лопатки направляючого апарата l , м

$$l = k_1 \cdot D_{2max}, \quad (3.27)$$

Де k_1 – коефіцієнт, що визначає висоту середньої лінії направляючого апарату, $k_1 = 0,27$

$$l = 0,27 \cdot 0,076 = 0,021 \text{ м.}$$

Монтажна висота ступені L , м

$$L = k_L \cdot D_{2max}, \quad (3.28)$$

Де k_L – коефіцієнт, що визначає монтажку висоту ступені, $k_L = 0,5$

$$L = 0,5 \cdot 0,076 = 0,038 \text{ м.}$$

3.4.2 Розрахунок профілю лопатів робочого колеса ступені насосу

Розрахунок вхідного кута $\beta_{1\pi}$, град., колеса для певної цівки при обраному положенні вхідної кромки лопаті наступний:

Визначаємо окружну швидкість u_1 , м/с

$$u_1 = \pi \cdot D_{1min} \cdot n/60, \quad (3.29)$$

$$u_1 = 3.14 \cdot 0.0319 \cdot 2820/60 = 4.71 \text{ м/с.}$$

Знаходимо меридіанну складову швидкості потоку без урахування обмеження лопатями c_{m1} , м/с

$$c_{m1} = Q/(2 \cdot \pi \cdot R_{\pi} \cdot l_{\pi}), \quad (3.30)$$

Де Q – подача ступені, м³/с, $Q = 5,36 \cdot 10^{-6}$ м³/с;

R_{π} – центр тяжіння нормалі, м, $R_{\pi} = 4,44 \cdot 10^{-3}$ м;

l_{π} – довжина нормалі, м, $l_{\pi} = 20,7 \cdot 10^{-3}$ м

$$c_{m1} = 5,36 \cdot 10^{-6} / (2 \cdot 3,14 \cdot 4,44 \cdot 10^{-3} \cdot 20,7 \cdot 10^{-3}) = 9,3 \text{ м/с}$$

Визначаємо окружну складову швидкості c_{u1} , м/с

$$c_{u1} = \frac{c_{m1}}{\operatorname{tg}(\beta_{5л} - \sigma_{вйд})} \cdot \frac{2r_5}{D_{2max}}, \quad (3.31)$$

Де r_5 – радіус вихідної кромки направляючого апарата, м,
 $r_5 = 5,0 \cdot 10^{-3}$, м;

$\beta_{5л}$ – вихідний кут лопатки направляючого апарата, $\beta_{5л} = 35^\circ$;

$\sigma_{\text{від}}$ – усереднений кут відставання потоку на виході направляючого апарату, град.

$$\sigma_{\text{від}} = 230\bar{x}_f^2\sqrt{\bar{t}} - 68.5\left(\frac{\theta}{100}\right)^2 - 19.4, \quad (3.32)$$

Де \bar{x}_f - відносне положення максимального прогину профілю, $\bar{x}_f = 0,55$;

θ – кут вигину профілю, $\theta = 45^\circ$;

\bar{t} – відносний крок решітки, м

$$\bar{t} = t_1/b,$$

Де b – відстань вздовж вхідної кромки апарату від точки з діаметром D_{2max} , $b = 60 \cdot 10^{-3}$ м;

t_1 – крок лопаті, м

$$t_1 = \pi \cdot D_{2max}/z_{pk}, \quad (3.33)$$

Де z_{pk} – оптимальне число лопатів, $z_{pk} = 8$

$$t_1 = 3,14 \cdot \frac{0,078}{8} = 0,03 \text{ м};$$

$$\bar{t} = 0,03/0,06 = 0,5;$$

$$\sigma_{\text{від}} = 230 \cdot 0,55^2 \sqrt{0,5} - 68,5 \left(\frac{45}{100}\right)^2 - 19,4 = 16^\circ;$$

$$c_{u1} = \frac{3,6}{\text{tg}(35-16)} \cdot \frac{2 \cdot 5 \cdot 10^{-3}}{0,076} = 1,37 \text{ м/с}$$

Вхідний кут потоку β_1 , град

$$\beta_1 = \text{arctg} \frac{c_{m1}}{c_{u1} - u_1}, \quad (3.34)$$

$$\beta_1 = \text{arctg} \frac{3,6}{5,38 - 1,34} = 41,7^\circ$$

Визначаємо вхідний кут лопаті $\beta_{1л}$, град

$$\beta_{1л} = \beta_1 + \delta, \quad (3.35)$$

Де δ – кут атаки, $\delta = 8^\circ$

$$\beta_{1л} = 41,7 + 8 = 49,7^\circ$$

Обчислюємо наближене значення обмеження потоку лопатями ψ_1

$$\psi_1 = 1 - \frac{\sigma_1}{t_1}, \quad (3.36)$$

Де σ_1 – товщина лопаті виміряна вздовж окружності діаметру D_{2max} , м

$$\sigma_1 = S_1 / \sin \beta_{1Л}, \quad (3.37)$$

Де S_1 – вибрана товщина лопатки на вході, м, $S_1 = 3,2 \cdot 10^{-3}$ м

$$\sigma_1 = 3,2 \cdot 10^{-3} / 1,179 = 2,71 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

$$\psi_1 = 1 - \frac{2,71 \cdot 10^{-3}}{0,03} = 0,909.$$

Визначаємо меридіанну складову швидкості з урахуванням обмеження c'_{m1} , м/с

$$c'_{m1} = c_{m1} / \psi_1, \quad (3.38)$$

$$c'_{m1} = \frac{9,3}{0,909} = 10,2 \text{ м/с}.$$

Знаходимо кут потоку β'_1 , °, з урахуванням обмеження лопатями

$$tg \beta'_1 = tg \beta_1 / \psi_1 \quad (3.39)$$

$$tg \beta'_1 = tg 41,7 / 0,909 = 0,98$$

$$\beta'_1 = 44^\circ 40'.$$

Визначаємо кут атаки δ' , град.

$$\delta = \beta_{1Л} - \beta'_1, \quad (3.40)$$

$$\delta = 49^\circ 70' - 44^\circ 40' = 5^\circ 28'.$$

Отримане значення кута атаки задовольняє рекомендованому діапазону $3 \leq \delta \leq 8$.

Розрахунок вхідного кута β_4 , град., лопаток апарату для певної струйки при обраному положенні вхідної кромки лопатки ведеться наступним чином.

Визначаємо максимальну меридіанну складову швидкості на виході апарату без урахування обмеження $c_{m \max}$, м/с, яка має місце на максимальному діаметрі вхідної кромки D_{4max}

$$c_{m \max} = \frac{Q}{\pi \cdot D_{4max} \cdot b_4 \cdot (0,322 + 0,129 \frac{D_{Д}}{D_{4max}})}, \quad (3.41)$$

Де b_4 – ширина входу в направляючий апарат, м, $b_4 = 8,7 \cdot 10^{-3}$ м

$$c_{m \max} = \frac{5,36 \cdot 10^{-6}}{3,14 \cdot 0,045 \cdot 8,7 \cdot 10^{-3} \cdot (0,322 + 0,129 \frac{0,071}{0,045})} = 8,29 \text{ м/с}$$

Знаходимо меридіанну складову швидкості на вході апарату з врахуванням обмеження c_m , м/с

$$c_m = c_{m \max} \left[1 - \left(\frac{b}{b_4} \right)^{1.5} \right] \frac{1}{\psi_4}, \quad (3.42)$$

Де b – відстань вздовж вхідної кромки апарату від точки із діаметром $D_{4\max}$, м, $b = 3,5 \cdot 10^{-3}$ м;

ψ_4 – коефіцієнт стиснення лопатками

$$\psi_4 = 1 - \frac{\sigma_4}{t_1}, \quad (3.43)$$

Де σ_4 – товщина лопатки яка виміряна вздовж окружності діаметра $D_{4\max}$, м

$$\sigma_4 = S_4 / \sin \beta_{1Л}, \quad (3.44)$$

Де S_4 – вибрана товщина лопатки на входи, м, $S_4 = 3,2 \cdot 10^{-3}$ м

$$\sigma_4 = 3,2 \cdot 10^{-3} / 1,179 = 2,71 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

$$\psi_4 = 1 - \frac{2,71 \cdot 10^{-3}}{0,03} = 0,909;$$

$$c_m = 8,29 \left[1 - \left(\frac{3,5 \cdot 10^{-3}}{8,7 \cdot 10^{-3}} \right)^{1,5} \right] \frac{1}{0,909} = 6,79 \text{ м/с}$$

Розраховуємо окружну складову швидкості потоку $c_{із}$, м/с

$$c_{із} = \frac{u_2 \cdot D_{2\text{ср}}}{D_{4\max}} \left(1 - \chi - \frac{c_{m2}}{u_2 t g \beta_{4Л}} \right), \quad (3.45)$$

Де $D_{2\text{ср}}$ – середній вихідний діаметр робочого колеса, м, $D_{2\text{ср}} = 0,0738$ м;

u_2 – окружна швидкість на середньому діаметрі робочого колеса $D_{2\text{ср}}$, м/с

$$u_2 = \pi \cdot D_{2\text{ср}} \cdot n / 60, \quad (3.46)$$

$$u_2 = 3,14 \cdot 0,0738 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{2820}{60} = 10,1 \text{ м/с}$$

Де c_{m2} - меридіанна складову швидкості потоку на виході колеса, м/с

$$c_{m2} = Q / \pi \cdot D_{2\text{ср}} \cdot b_4 \cdot \psi_4, \quad (3.47)$$

$$c_{m2} = 5,36 \cdot \frac{10^{-6}}{3,14} \cdot 0,0738 \cdot 8,7 \cdot 10^{-3} \cdot 0,909 = 2,92 \text{ м/с}$$

Де χ – коефіцієнт, який враховує зниження теоретичного напору через кінцеву кількість лопатей

$$\chi = \pi \cdot \sin \beta_{4Л} / z_{pk}, \quad (3.48)$$

$$\chi = 3.14 \cdot \frac{1.179}{8} = 0.46;$$

$$c_{із} = \frac{10,1 \cdot 0,0738}{45 \cdot 10^{-3}} \left(1 - 0,46 - \frac{2,92}{10,1 \cdot 1,179} \right) = 4,88 \text{ м/с}$$

Визначаємо кут потоку на вході апарату β_4 , град

$$\beta_4 = \arctg \frac{c_{m2}}{c_{із}}, \quad (3.49)$$

$$\beta_4 = \arctg \frac{2.92}{4.88} = 43^\circ 35'$$

Кут атаки на вході в лопаткову решітку направляючого апарату δ_1 рекомендують приймати від 2 до 8°.

3.5 Визначення довжини корпусу насоса

Довжина насоса L_H , м

$$L_H = \frac{H_H}{H_{ст}} \cdot L + l_{п} \cdot n_{п}, \quad (3.50)$$

$l_{п}$ – відстань між підшипниками, м, $l_{п} = 0,8$ м

$n_{п}$ – кількість підшипників і опор, $n_{п} = 3$;

$H_{ст}$ – напір ступені, м

$$H_{ст} = 1,37 \cdot 10^{-4} \left[(D_{2cp} \cdot n) / k_{u2} \right]^2, \quad (3.51)$$

Де k_{u2} – коефіцієнт окружної швидкості

$$k_{u2} = (1,83 + 0,53\Pi)^{1/6}, \quad (3.52)$$

Π – критерій подібності, $\Pi = 1,47$

$$k_{u2} = (1,83 + 0,53 \cdot 1,47)^{1/6} = 1,16;$$

$$H_{ст} = 1,37 \cdot 10^{-4} \left[\frac{(0,0738 \cdot 2820)}{1,16} \right]^2 = 4,40 \text{ м};$$

$$L_H = \frac{1680}{4,40} \cdot 0,0312 + 0,8 \cdot 3 = 14,30 \text{ м}.$$

3.6 Обґрунтування розрахункової схеми вала насоса

Згинаючий момент $M_{зг}$, Н/м

$$M_{зг} = (P_1 + P_2)b, \quad (3.53)$$

Де P_1 – радіальне навантаження на вал, що залежить від шліцевого з'єднання валів насоса і протектора, Н

$$P_1 = k[3 \cdot E \cdot J \cdot y / [(l_1 + c) \cdot c^2]], \quad (3.54)$$

Де k – коефіцієнт компнесуючого впливу зазорів, $k = 0,5$;

E – модуль пружності матеріалу вала, Па, $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па;

J – момент інерції перерізу валу при згині, m^4 , $J = 0,001 \cdot 10^{-6} m^4$;

y – стріла прогину шліцевого кінця валу, $y = 0,05$;

l_1, c – відстань між точками прикладення радіальних сил, які діють на вал, м, $l_1 = 0,06$ м, $c = 0,5$ м;

$$P_1 = 0,5[3 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 0,001 \cdot 10^{-6} \cdot 0,05 / [(0,6 + 0,5) \cdot 0,5^2]] = 54,5 \text{ Н};$$

Де P_2 – радіальне навантаження на вал, що залежить від нерівномірної передачі крутного моменту шліцами, $P_2 = 0$;

b – відстань від точки прикладення сили до небезпечного перерізу, м, $b = 0,25$ м;

$$M_{зг} = 54,5 \cdot 0,25 = 13,63 \text{ Нм.}$$

Крутний момент $M_{кр}$, Нм

$$M_{кр} = \frac{N}{\omega}, \quad (3.55)$$

Де N – потужність електродвигуна, кВт, $N = 63$ кВт;

ω – кутова швидкість, рад/с

$$\omega = \frac{\pi \cdot n}{30}, \quad (3.56)$$

$$\omega = \frac{3,14 \cdot 2820}{30} = 298,3 \text{ рад/с}$$

$$M_{кр} = \frac{63 \cdot 10^3}{298,3} = 211 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

3.7 Розрахунок на міцність основних деталей

3.7.1 Розрахунок на міцність корпусу насоса

Визначення попереднього затягування пакета ступенів, T , Н

$$T = \pi \cdot k \cdot \rho \cdot H \cdot r_{\text{вн}}^2 \left[1 - \frac{E_{\text{к}} \cdot F_{\text{к}}}{2 \cdot (E_{\text{к}} \cdot F_{\text{к}} + E_{\text{н.а}} \cdot F_{\text{н.а}})} \right], \quad (3.57)$$

Де k – коефіцієнт запасу густини стику, $k = 1,4$;

ρ – густина води, $\rho = 1000$ кг/м³;

$F_{\text{к}}$ – площа поперечного перерізу корпусу, м²

$$F_{\text{к}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{н}}^2}{4}, \quad (3.58)$$

$$F_{\text{к}} = \frac{3,14 \cdot 0,117^2}{4} = 0,0107 \text{ м}^2$$

$F_{\text{н.а}}$ – площа поперечного перебізу направляючого апарату, м²

$$F_{\text{н.а}} = \frac{\pi \cdot D_{2\text{max}}^2}{4}, \quad (3.59)$$

$$F_{\text{н.а}} = \frac{3,14 \cdot 0,078^2}{4} = 0,0047 \text{ м}^2$$

$E_{\text{к}}$ – модуль пружності матеріалу корпусу, Па, $E_{\text{к}} = 2 \cdot 10^{11}$ Па;

$E_{\text{н.а}}$ – модуль пружності направляючого апарату, Па, $E_{\text{н.а}} = 2 \cdot 10^{11}$ Па;

$r_{\text{вн}}$ – внутрішній радіус розточка корпусу, м, $r_{\text{вн}} = 0,044$ м

$$T = 3,14 \cdot 1,4 \cdot 1000 \cdot 1680$$

$$\cdot 0,044^2 \left[1 - \frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 0,0107}{2 \cdot (2 \cdot 10^{11} \cdot 0,0107 + 2 \cdot 10^{11} \cdot 0,0047)} \right] = 4872 \text{ Н}$$

Загальне зусилля яке діє вздовж осі корпусу насоса, Q , кН

$$Q = T + \frac{\pi \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot H_{\text{н}} \cdot r_{\text{вн}}^2 \cdot E_{\text{к}} \cdot F_{\text{к}}}{2(E_{\text{к}} \cdot F_{\text{к}} + E_{\text{н.а}} \cdot F_{\text{н.а}})} + \pi \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot H_{\text{max}} \cdot r_{\text{вн}}^2 + G, \quad (3.60)$$

Де H_{max} – максимальний напір насоса, м, $H_{\text{max}} = 1680$ м;

G – вага глибинного агрегата, Н, $G = 57275$ Н

$$Q = 4872 + \frac{3,14 \cdot 1000 \cdot 9,8 \cdot 1510 \cdot 0,044^2 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 0,0107}{2(2 \cdot 10^{11} \cdot 0,0107 + 2 \cdot 10^{11} \cdot 0,005)}$$

$$0,044^2 + 57275 = 182,23 \text{ кН}$$

Осьове напруження σ_z , МПа

$$\sigma_z = \frac{Q}{F_K} \quad (3.61)$$

Де F'_K - площа послабленого перерізу корпусу по внутрішньому діаметру різьби або по проточці, м²

$$F'_K = 0,785 \cdot d_K^2 \quad (3.62)$$

$$F'_K = 0,785 \cdot (0,0103^2 - 0,096^2) = 0,001 \text{ м}^2$$

$$\sigma_z = \frac{182,23 \cdot 10^3}{0,001} = 182,23 \text{ МПа.}$$

Тангенційне напруження, σ_t , МПа

$$\sigma_t = \frac{\rho \cdot g \cdot H_{max} \cdot r_{вн}}{S} - \frac{T}{F_K^1} \mu \quad (3.62)$$

Де S – товщина корпусу в небезпечному перерізі, м, $S = 0,0035$ м

μ – коефіцієнт Пуассона, $\mu = 0,26$

$$\sigma_t = \frac{1000 \cdot 9,8 \cdot 1680 \cdot 0,044}{0,035} - \frac{4872}{0,001} 0,26 = 205,7 \text{ МПа}$$

Еквівалентне напруження, $\sigma_{екв}$, МПа

$$\sigma_{екв} = \sqrt{\sigma_z^2 + \sigma_t^2 - \sigma_z \sigma_t} \quad (3.63)$$

$$\sigma_{екв} = \sqrt{(182,23 \cdot 10^6)^2 + (205,7 \cdot 10^6)^2 - 182,23 \cdot 10^6 \cdot 205,7 \cdot 10^6} = 197$$

МПа

Коефіцієнт запасу міцності на межі текучості n , визначається за формулою

$$n = \sigma_t / \sigma_{екв} \quad (3.64)$$

$$1,25 < n < 3$$

Де σ_t – межа текучості матеріалу, МПа, в якості матеріала корпусу вибираємо сталь 40 із межею текучості $\sigma_t = 340$ МПа

$$n = \frac{340}{197} = 1,72$$

Умова міцності виконується.

3.7.2 Розрахунок шпонки вала на міцність

Для валу передбачаємо шпонки призматичні із заокругленими торцями. Матеріал шпонок - сталь 45 нормалізована. Умова міцності за напруженнями зминання

$$\sigma_{\text{см}} = 2 \cdot T / (d \cdot (l - b) \cdot (h - t_1)) \leq [\sigma_{\text{см}}] \quad (3.65)$$

Де T – момент, що передається з'єднанням, Нм;

d – діаметр вала, мм;

l – довжина шпонки, мм;

b – ширина шпонки, мм;

h – висота шпонки, мм;

t_1 – глибина шпонкового паза вала, мм.

Перетин шпонки вибираємо за діаметром валу, а необхідну за умовою міцності довжину l обчислюємо за формулою, яка після перетворення набуває вигляду:

$$l = 2 \cdot \frac{T}{(d \cdot (h - t_1) \cdot [\sigma_{\text{см}}])} + b \quad (3.66)$$

Деталі шпоночних з'єднань сталеві, тому з урахуванням короткочасних перевантажень допустимі напруження зминання $[\sigma_{\text{см}}] = 80$ МПа.

На валу шпоночне з'єднання розташоване на діаметрі $d=20$ мм, для якого $b = 6$ мм, $h = 6$ мм, $t_1 = 3,5$ мм. Момент на валу $T=211$ Н·м.

Довжина шпонки вала l , м

$$l = 2 \cdot \frac{211 \cdot 10^3}{(20 \cdot (6 - 3,5) \cdot 80)} + 6 = 0,18 \text{ м}$$

Вибираємо стандартну величину $l = 180$ мм.

На підставі вихідних даних і визначення основних параметрів вибираємо занурювальний відцентровий електронасос ЕВНА5А-160-1700. За результатами розрахунків міцності можна зробити висновок, що насос відповідає заданим умовам експлуатації.

3.8 Висновки до розділу 3

Проектування та розрахунок насосного агрегату — це багатоетапний інженерний процес, який інтегрує принципи гідравліки, машинобудування та опору матеріалів.

Ключова суть процесу:

1. Гідравлічний розрахунок (визначення напору, подачі, діаметрів патрубків) встановлює необхідні робочі параметри та оптимальну форму проточних частин (робочого колеса, корпусу) для ефективного переміщення рідини.

2. Конструкторський розрахунок (визначення довжини корпусу, вибір схеми вала) перетворює гідравлічні вимоги на конкретні геометричні розміри та компоновання деталей.

3. Перевірочний розрахунок на міцність (вала, корпусу, кріплень) гарантує надійність, довговічність та безпечну експлуатацію насоса під дією робочих навантажень і тиску.

Таким чином, всі етапи взаємопов'язані: від початкових вимог до кінцевої перевірки міцності. Кінцевим результатом є створення оптимальної конструкції насоса, яка ефективно виконує задану гідравлічну роботу, забезпечуючи при цьому необхідний запас міцності всіх критичних елементів.

Проектування насоса — це комплексний інженерний процес, який вимагає послідовного застосування гідравлічних, кінематичних та міцнісних розрахунків. Кінцеві геометричні розміри та параметри насоса визначаються шляхом оптимізації цих розрахунків, щоб забезпечити необхідні робочі характеристики (подачу та напір), високий ККД та надійність конструкції.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В ході виконання магістерської роботи ми дійшли наступних висновків. Зміна структури запасів нафти, що відзначається останнім часом, призводить до погіршення умов експлуатації нафтових, нагнітальних і водозабірних свердловин, що скорочує міжремонтний період стандартного обладнання. Таким чином, змінені умови експлуатації із застосуванням існуючих способів видобутку вимагають додаткових витрат і кратно знижують міжремонтний інтервал роботи свердловин. У змінених умовах успішна експлуатація свердловин вимагає реалізації методів, спрямованих на максимальне зниження впливу ускладнюючих факторів.

Таким чином, у магістерській роботі розглянуто всі види занурювальних насосів, проведено аналіз і розрахунок, визначено проблеми і слабкі робочі органи насоса, розроблено технічне рішення щодо модернізації електровідцентрового насоса на базі ЕВНА5А-160-1700.

Використання сучасного надвисокомолекулярного поліетилену при виробництві робочих органів ЕВН дозволяє створювати, не схильні до корозії і зі зниженою швидкістю солевідкладення на них.

Низькоадгезійні ЕВН в порівнянні з ЕВН в традиційному виконанні дозволяють скоротити експлуатаційні витрати, кількість ремонтів, а також збільшити напрацювання обладнання на відмову. В частковості, застосування низькоадгезійних ЕВН економічно виправдано при періодичному закачуванні інгібітора. За рахунок більш низької швидкості солевідкладення на надвисокомолекулярному поліетилені робочих органах в порівнянні з такими, виконаними з металу, в умовах неефективної концентрації інгібітора з'являється можливість скоротити витрату інгібітора приблизно в два рази.

Переваги:

- Висока корозійна стійкість і чистота полімерних проточних каналів, низька адгезія і немагнітні властивості матеріалу, а також відсутність

можливості утворення гальванічних пар забезпечують зниження швидкості відкладення солей не менше ніж в 3 рази в порівнянні з металевими робочими органами, а також зменшують ймовірність засмічення неабразивними механічними домішками.

- Висока точність виготовлення і мала вага полімерних робочих коліс (в 4-5 разів менше металевих) в поєднанні з проміжними підшипниками забезпечують високу збалансованість обертання валу у всьому діапазоні регульованих частот двигуна, що дозволяє зменшити знос радіальних пар тертя. Застосування проміжних підшипників з твердих сплавів в ЕВН абразивостійкого виконання забезпечує стійкість радіальних пар тертя робочих органів в пластовій рідині з концентрацією абразивних частинок до 500 мг/л з твердістю 7 балів за шкалою Мооса.

- Мала вага ротора, в 2,5 рази менше, ніж у ЕВН з металевими робочими колесами, забезпечує зменшення пускових струмів і плавний пуск двигуна.

- Висока чистота проточних каналів, низька адгезія і висока корозійна стійкість матеріалу робочих органів забезпечують зменшення температури нагріву пластової рідини, що сприяє зниженню ймовірності випадання солей в осад.

Таким чином, модернізація відцентрового насоса була виконана шляхом вирішення завдань щодо зниження негативного впливу корозії, продуктів корозійних відкладень, механічних домішок на робочі органи насоса.