

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Інститут інженерної механіки та робототехніки

Кафедра нафтогазових машин та обладнання

СЕМАНИШИН МАКСИМ ІГОРОВИЧ

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК622.24

(індекс)

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

(назва роботи)

**Обладнання для експлуатації свердловин за допомогою штангової
свердловинної насосної установки в умовах високого газового
фактора**

(назва освітньої програми)

133- Галузеве машинобудування

(шифр і назва спеціальності)

**Робота містить результати власних досліджень, використання ідей,
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне
джерело:**

Здобувач освітнього ступеня

Семанишин М.І.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник

Федорович Ярослав Теодорович к.т.н., доцент

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

Допущено до захисту

Завідувач кафедри

Федорович Я.Т.
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Івано-Франківськ – 2025 рік

**ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ**

Інститут Інженерної механіки та робототехніки
Кафедра Нафтогазових машин та обладнання
ОПП Інжиніринг і сервісне обслуговування нафтогазових машин
та обладнання

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри _____ Я.Т. Федорович

"__" _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ

НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ

Студенту Семанишину Максиму Ігоровичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Обладнання для експлуатації свердловин за допомогою штангової насосної установки в умовах високого газового фактора

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

2. Термін здачі студентом закінченої роботи: 20.06.2025 р.

3. Зміст бакалаврської роботи (перелік питань, що їх належить розробити):

Вступ. Розділ 1. 1.1 Огляд обладнання для експлуатації свердловин з допомогою ШСНУ. 1.2 Вибір прототипу основного обладнання. 1.3 Вплив умов роботи та вибір обладнання. 1.4 Опис конструкції вибраного обладнання. Розділ 2. 2.1 Ускладнення, що виникають при експлуатації свердловин в умовах високого газового фактору. 2.3 Огляд, обґрунтування та вибір обладнання для надійної роботи в свердловинах з високим газовим фактором. 2.5 Обґрунтування необхідності використання вдосконалених конструкцій устьових сальників. Розділ 3. 3.1 Розрахунок зусилля на плунжері насоса. 3.2 Розрахунок робочих параметрів клапана. 3.3 Розрахунок на міцність корпусу клапана. Розділ 4. 4.1 Обслуговування і раціональна експлуатація обладнання ШСНУ. Розділ 5. 5.1 Охорона праці під час експлуатації свердловини ШСНУ. Висновки. Перелік використаних джерел. Додатки.

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

1. Схема обв'язки обладнання ШСНУ - 1л. ф. А1;
2. Складальне креслення привода ШСНУ – 1л. ф. А1;
3. Складальні креслення ШСН – 1л. ф. А1;
4. Схеми газових якорів -1л. ф. А1;
5. Складальні креслення газових якорів – 1л. ф. А1;
6. Загальний вигляд арматури устя – 1л. ф. А1;

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання	Примітка
	<i>Пояснювальна записка</i>	<i>До 15.06.2025р.</i>	
1	<i>Розділ 1</i>		
2	<i>Розділ 2</i>		
3	<i>Розділ 3</i>		
4	<i>Розділ 4</i>		
5	<i>Розділ 5</i>		
	<i>Графічна частина</i>	<i>До 20.06.2025 р.</i>	

Студент _____ **Семанишин М.І.**
(особистий підпис) (розшифрування підпису)

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

РЕФЕРАТ

Бакалаврська робота на тему «Обладнання для експлуатації свердловин за допомогою штангової свердловинної насосної установки в умовах високого газового фактора» - 68 с., 27 рис., 2 табл., 7 додатків, 17джерел.

Об'єкт дослідження – Об'єктом є процес забезпечення тривалої експлуатації штангових вставних свердловинних насосів та арматури в умовах високого газового фактора.

Мета роботи – є підвищення надійності роботи основного обладнання ШСНУ (устьового штока та штангових свердловинних насосів) в умовах високого газового фактору.

В роботі зроблений огляд обладнання для експлуатації свердловин з допомогою ШСНУ. Розглянуто вплив умов роботи та вибрано обладнання. Описана конструкція вибраного обладнання. Проаналізовані ускладнення, що виникають при експлуатації свердловин в умовах високого газового фактору. Зроблений огляд, обґрунтування та вибрано обладнання для надійної роботи в свердловинах з високим газовим фактором. Обґрунтована необхідність використання вдосконалених конструкцій устьових сальників. В розрахунковій частині виконано. Розрахунок зусилля на плунжері насоса. Розраховані робочі параметри клапана.

Розглянуті питання з обслуговування та експлуатації вибраного обладнання.

Запропоновано заходи забезпечення нормальних умов праці.

Ключові слова: Газовий фактор, газові якорі, устьовий сальник, працездатність, міцність.

ABSTRACT

Bachelor's thesis on the topic "Equipment for the operation of wells using a rod-type downhole pump unit in conditions of high gas factor" - 68 p., 27 fig., 2 tab., 7 appendices, 17 sources.

Object of research – The object is the process of ensuring long-term operation of wellhead fittings and rod-type downhole pumps in conditions of high gas factor.

The purpose of the work is to increase the reliability of the main equipment of the SHSNU (wellhead and rod well pumps) in conditions of high gas factor.

The work reviews the equipment for well operation with the help of SHSNU. The influence of operating conditions is considered and the equipment is selected. The design of the selected equipment is described. The complications arising during the operation of wells in conditions of high gas factor were analyzed. The equipment for reliable operation in wells with high gas factor was reviewed, justified and selected. The need for the use of improved wellhead seal designs was substantiated. In the calculation part, the following has been done. Calculation of the force on the pump plunger. The operating parameters of the valve have been calculated.

Issues of maintenance and operation of the selected equipment have been considered.

Measures to ensure normal working conditions have been proposed.

Keywords: Gas factor, gas anchors, wellhead seal, performance, strength.

Вступ	
Розділ 1	
1.1 Огляд обладнання для експлуатації свердловин з допомогою ШСНУ...	
1.2 Вибір прототипу основного обладнання.....	
1.3 Вплив умов роботи та вибір обладнання.....	
1.4 Опис конструкції вибраного обладнання.....	
Розділ 2	
2.1 Ускладнення, що виникають при експлуатації свердловин в умовах високого газового фактора.....	
2.3 Огляд, обґрунтування та вибір обладнання для надійної роботи в свердловинах з високим газовим фактором.....	
2.5 Обґрунтування необхідності використання вдосконалених конструкцій устьових сальників.....	
Розділ 3	
3.1 Розрахунок зусилля на плунжері насоса.....	
3.2 Розрахунок робочих параметрів клапана.....	
3.3 Розрахунок на міцність корпусу клапана.....	
Розділ 4	
4.1 Обслуговування і раціональна експлуатація обладнання ШСНУ.....	
Розділ 5	
5.1 Охорона праці під час експлуатації свердловини ШСНУ.....	
Висновки.....	
Перелік використаних джерел.....	
Додатки.....	

ВСТУП

Актуальність. Для видобутку нафти на промислах України використовуються в основному механізовані способи. Посеред механізованих поширеним способом є з допомогою штангових свердловинних насосних установок. ШСНУ використовуються переважно в західних районах нафтовидобутку (Борислав, Долина, Надвірна), а також менше на сході. Експлуатація свердловин штанговими свердловинними насосами широко розповсюджена в більшості нафтовидобувних родовищ світу. Вона застосовується в тих випадках, коли природної енергії пласта для фонтанування недостатньо і коли компресорний спосіб видобування нафти пов'язаний з дуже великими питомими витратами повітря або газу [1].

Завдяки своїй простоті і порівняльній дешевизні глибинно-насосний спосіб видобування нафти отримав досить широке розповсюдження на помислах, дозволяючи експлуатувати свердловини з дебітом від долей тони до 300 т/добу і більше при різній глибині спуску насоса у свердловину [1].

До обладнання для експлуатації свердловин глибинно-насосним способом входить: штанговий свердловинний насос, колона насосних труб і штанг, на яких насос підвішується в свердловині, привідна частина індивідуальної штангової установки, переважно балансира типу, до складу якої входить верстат-качалка з приводом, устьове обладнання свердловин, призначене для підвішування НКТ та герметизації устя, пристрій для підвішування насосних штанг до головки балансира верстата-качалки.

Основним вузлом ШСНУ є насос, який приводиться в дію від верстата-качалки. Обертний рух, що отримується від електродвигуна, за допомогою редуктора, кривошипно-шатунного механізму та балансира, перетворюється в зворотно-поступальний рух, котрий передається плунжеру свердловинного насоса за допомогою колони штанг.

Необхідно впроваджувати та використовувати сучасну техніку та технології. Але значно дешевшим напрямом є вдосконалення та модернізація

використовуваного обладнання. Також слід приділити увагу правильному вибору способу видобутку і обладнання для вибраного способу. При правильному виборі обладнання підвищується економічність та ефективність його роботи.

В даній бакалаврській роботі розглядається проблема підвищення надійності роботи устьового обладнання ШСНУ та штангових свердловинних насосів в умовах високого газового фактору.

Метою роботи є підвищення надійності роботи основного обладнання ШСНУ (устьового та штангових свердловинних насосів) в умовах високого газового фактору.

РОЗДІЛ 1

1.1 Огляд обладнання для експлуатації свердловин з допомогою ШСНУ

Необхідність реалізації нових технологій, які отримали масове застосування, обумовила створення і таке ж масове впровадження великої кількості типів і типорозмірів нових видів машин та обладнання, без яких існування цих технологій неможливе. Появилися нові і різко ускладнилися створені комплекси обладнання для експлуатації нафтових і газових свердловин [1].

Нафтогазові, газові і газоконденсатні родовища розробляють і експлуатують за допомогою машин, обладнання, споруд, апаратів, інструментів та механізмів, функціонування яких взаємопов'язано між собою і з функціонуванням об'єкта розробки та експлуатації – нафтовим, нафтогазовим, газовим чи газоконденсатним пластом чи кількома пластами родовища [1].

На сьогодні існують наступні способи первинної експлуатації свердловин [6, 10]:

- 1) фонтанний;
- 2) газліфтний;
- 3) насосний.

Той чи інший метод видобутку нафти має свою раціональну область, межі якої визначаються економічною доцільністю використання даного способу, його ефективністю, очікуваним дебітом, конструкцією свердловини.

Кількість нафтових свердловин, що експлуатуються за допомогою ШСНУ, складає 75% від діючих свердловин. В основному це пояснюється економічністю, гнучкістю і широкими можливостями застосування даної системи. До основних переваг ШСНУ слід віднести: технічно нескладний і швидкий монтаж; наявність великої гами типорозмірів свердловинних насосів, що дає можливість експлуатувати свердловини в широкому діапазоні дебітів і агресивності пластових флюїдів; можливість адаптації до змінних умов притоку рідини в свердловину за рахунок зміни частоти ходів плунжера, довжини ходу

плунжера і ефективної поверхні плунжера свердловинного насоса; невимогливість до технічного обслуговування та інші [2, 10].

Широке використання і розповсюдження ШСНУ викликане тим, що теорія роботи установки, методи підбору обладнання і розрахунку навантажень розроблені давно і досить ретельно.

Найбільшого розповсюдження отримали установки штангових свердловинних насосів. Сучасними штанговими насосними установками можна добувати нафту, як правило з одного або двох пластів свердловин глибиною до 3500 м з дебітом рідини до декілька сотень кубометрів за добу. З точки зору економічних можливостей ШСНУ можуть забезпечити високий напір в обмеженому діапазоні подач від 5 до 50 м³/добу. В області подач від 1 до 40 м³/добу ШСНУ має більш високий ККД в порівнянні з іншими способами видобутку нафти і при подачі, рівній 35 м³/добу, він може досягати максимального значення (37 %). Таким чином, ШСНУ добре пристосована для роботи в умовах малого і середнього дебіту свердловин [2, 6, 10].

Близько 80% нафтових свердловин експлуатується штанговими свердловинними насосними установками (ШСНУ). В основному це пояснюється економічністю, гнучкістю і широкими можливостями застосування даної системи. До основних переваг ШСНУ слід віднести: технічно нескладний і швидкий монтаж; наявність великої гами типорозмірів свердловинних насосів, що дає можливість експлуатувати свердловини в широкому діапазоні дебітів і агресивності пластових флюїдів; можливість адаптації до змінних умов притоку рідини в свердловину за рахунок зміни частоти ходів плунжера, довжини ходу плунжера і ефективної поверхні плунжера свердловинного насоса; невимогливість до технічного обслуговування та інші [6].

Умови роботи обладнання ШСНУ поділяються на нормальні та ускладнені.

До нормальних умов відносяться практично вертикальні свердловини з невеликим газовим фактором і без помітного впливу газу на роботу свердловинних насосів любых типів, без піскопроявів, які дають нафту середньої

в'язкості, без активної корозії підземного обладнання, без істотних відкладень неорганічних солей і парафіну [1, 2].

При наявності ж одного чи кількох з перелічених факторів, які ускладнюють експлуатацію, свердловина переходить в іншу, відповідно до ускладнюючого фактора категорію: в похило спрямовані, піскопроявляючі, з газопроявами, схильні до солевідкладень.

Найбільш важливими і ускладнюючими експлуатацію ШСНУ факторами є: велика кривизна ствола свердловини; висока в'язкість продукції; наявність піску та механічних домішок.

ШСНУ для експлуатації одного пласта складається з приводу (верстата–качалки), обладнання устя, колони насосних штанг і колони насосно-компресорних труб, а також вставного або невставного свердловинного насоса [6].

Загальна класифікація приводів штангових свердловинних насосів представлена на рис. 1.1 [6].

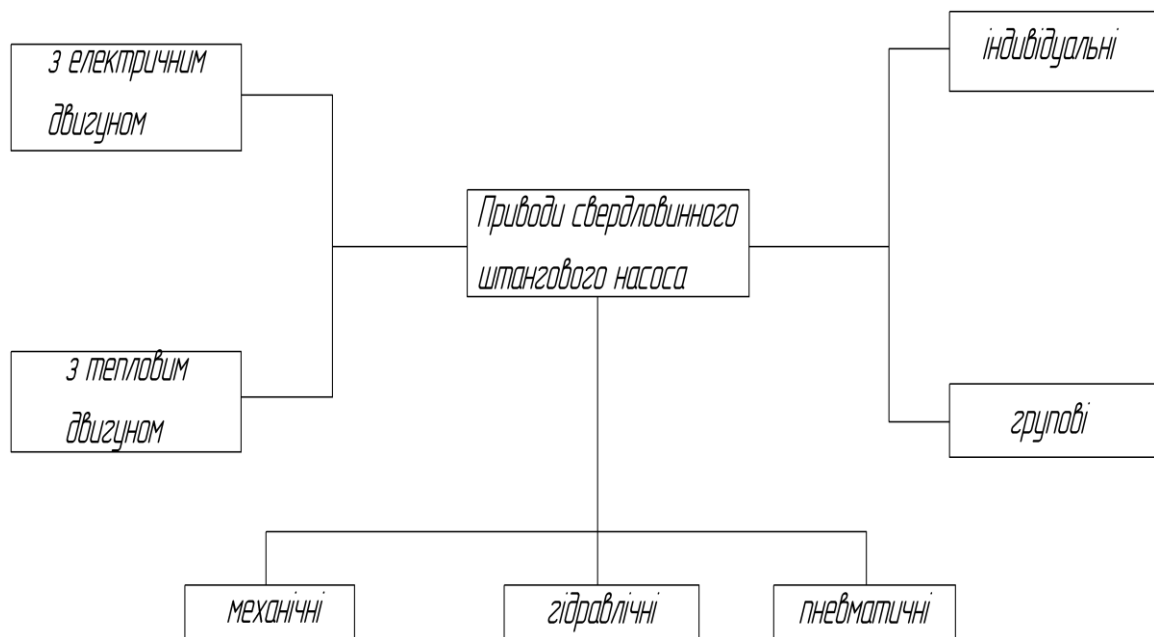


Рисунок 1.1 – Загальна класифікація приводів штангових насосів [6]

Приводи штангового свердловинного насоса можуть класифікуватися:

- 1) за родом використовуваної енергії в передачі;
- 2) за числом обслуговуючих одним приводом свердловин;

3) за видом двигуна.

За родом використовуваної енергії розрізняють приводи: механічні, гідравлічні, і пневматичні. В механічному приводі свердловинного насоса основні функції виконують механічні передачі. Передавальною ланкою в гідравлічних приводах застосовуються рідини, а в пневматичних – повітря [6].

Найбільш поширеними є механічні приводи штангових насосів. Конкретне застосування мають гідравлічні приводи насосів. Пневматичні механізми в якості привода насоса мають незначне застосування із-за багатьох істотних недоліків.

В механічних і гідравлічних приводах пневматичні механізми застосовуються як зрівноважувальні системи. Будь-який вид привода штангового насоса має первинний двигун, в якості якого використовують електричні або теплові двигуни. Роль теплового двигуна в основному виконують двигуни внутрішнього згоряння, працюючі на рідкому паливі, чи газові двигуни, працюючі на промисловому газі [10].

Залежно від числа обслуговуваних свердловин одним приводом останні можуть бути: індивідуальні або групові. В першому випадку біля кожної свердловини встановлюється свій індивідуальний привод з двигуном, ведена ланка привода з'єднана з колоною насосних штанг.

Індивідуальні механічні приводи виконують за різними принциповими схемами залежно від конструктивного призначення. В основному вони складаються з двох типів механізмів [1, 6]:

- для зниження швидкості обертання вала двигуна до числа ходів точки підвісу штанг;

- для перетворення обертового руху ланки зі зниженим числом обертів в зворотно-поступальний рух точки підвісу штанг.

Перша група механізмів названа трансмісією або передачею обертового руху, друга група - перетворюючим механізмом. Особливий вплив на роботу і конструкцію привода насоса має принципова кінематична схема перетворюючого механізму [10].

За видами перетворюючих механізмів, механічні приводи штангових насосів поділяються на дві групи: балансірні і безбалансирні.

В балансірному приводі вертикальний зворотно-поступальний рух точки підвісу штанг здійснюється за допомогою гойдаючого балансира (коромисла), а в безбалансирних приводах механічної дії цей рух здійснюється іншими механізмами без застосування гойдаючого балансира [6].

В нафтопромисловій практиці балансірні індивідуальні приводи називають верстатами-качалками.

Верстати – качалки виготовляють у двох виконаннях: СК (аксіальні) – випускаються семи типорозмірів, СКД (дезаксіальні) – шести типорозмірів.

Одноплечий привід штангового насоса ОПНШ 100-3-56 (рис. 1.2) призначений для експлуатації на малих і середніх частотах качань при максимальній довжині ходу штока 3 м [6].



Рисунок 1.2 - Одноплечий привід насоса штангового ОПНШ 100-3-56

Відрізняються високою, до 20 %, економічністю енергоспоживання в порівнянні з відповідними верстатами-качалками балансірного типу [6]:

- сприятлива динаміка, яка знижує пікові навантаження в крайніх положеннях, покращує експлуатаційні умови і подовжує термін служби штанг, силових вузлів і деталей приводу;

- приводи оснащуються триступінчатим редуктором, надійність якого перевірена тривалою практикою експлуатації на нафтопромислах;
- швидко монтуються і демонтуються завдяки верхній частині приводу (балансир, стійки, траверси, шатуни), які шарнірно складаються в компактний транспортний пакет;
- кріплення кривошипів на вихідному валу редуктора аналогічно їх кріпленню на приводах типу СК і СКД за допомогою клемного затискача з диференціальним різьбовим з'єднанням;
- використовується єдиний підшипник на нижній голівці шатунів, опорах балансира і траверсі;
- забезпечений вільний доступ до двигуна для механізованого монтажу і демонтажу і зручний доступ до редуктора для обслуговування і заливки масла, а також до усіх підшипникових вузлів приводу;
- оснащені швидкодіючим дисковим гальмом, швидкознімною поворотною головкою балансира з роз'ємною нижньою опорою, ручним пристроєм для переустановлення довжини ходу без застосування автокрана.

Відмітною особливістю верстатів-качалок ПНШ 60-2,1-25 (рис. 1.3) є висока якість і універсальність устаткування. У ПНШ застосовується новий 3-ступінчастий редуктор, що дозволяє зменшити навантаження на елементи редуктора і двигун, понизити рівень шуму. Це принципово новий вид устаткування яке дозволяє, звести до мінімуму (на 25 %) виникаючі пікові навантаження, застосувати двигун меншої потужності і отже понизити споживання електроенергії [10].

Привід штангового насоса для свайної основи ПНШС 80-3 (рис. 1.4) призначається для використання на свайних основах в зонах вічної мерзлоти. Вузли кривошипно-шатунового механізму взаємозамінні з відповідним вузлами приводу ПНШ 80. Роз'ємна нижня опора головки балансира забезпечує швидкий монтаж і демонтаж голівки балансира в наземному положенні [10].



Рисунок 1.3 - Привід насосів штангових ПНШ 60-2,1-25



Рисунок 1.4 - Привід насоса штангового для свайної основи ПНШС 80-3

Привід штангового насоса тумбовий ПНШТ 60-3 (рис. 1.5) призначений для експлуатації на малих і середніх частотах качань при максимальній довжині ходу штока 3 м.



Рисунок 1.5 - Привід насоса штангового тумбовий ПНШТ 60-3

Широкий діапазон вибору частот качання і потужностей двигунів дозволяє забезпечити оптимальні експлуатаційні умови нафтовидобутку при мінімальних енерговитратах. Вузли кривошипно-шатунного механізму взаємозамінні з відповідними вузлами приводів ПНШ 60-2,1 [6, 10] .

Привід ланцюговий свердловинного штангового насоса ПЦ 80-6,1 (рис. 1.6) відноситься до класу безбалансирних приводів. Призначений для експлуатації високодебітних (до 100 т/добу) свердловин.

Переваги:

- плавні довгоходові режими відкачування сприяють збільшенню надійності і довговічності усіх складових частин насосної установки, зниженню зносу штанг і труб, збільшенню коефіцієнта наповнення насоса;
- використовуються штангові насоси з більшою подачею;

- редуктор використовується з меншим обертовим моментом (у 5-8 разів) і з меншим передавальним числом;
- питомі енерговитрати в 1,5-2 рази нижче порівняно з ЕВН.



Рисунок 1.6 - Привід ланцюговий ПЦ 80-6,1

Конструктивні особливості приводу:

1 На відміну від ланцюгових приводів фірми «Rotaflex» закритого типу привід є приводом відкритого типу. Таке рішення дозволяє забезпечити вільний доступ до основних вузлів приводу при контролі їх працездатності, при обслуговуванні і ремонті.

2 Для забезпечення безпечної і безаварійної роботи привід оснащений двома аварійними гальмами, одне з них — механічне, встановлюється на противазі, інше — електромеханічне — на робочому гальмі редуктора. Аварійні гальма автоматично зупиняють противагу і двигун при обриві штанг або каната.

3 Для запобігання можливому сходу каната з канатних блоків при зависанні штанг вузол канатних блоків оснащений спеціальним обмежувачем сходу канатів.

4 Привід оснащений системою електроблокувань, що відключає двигун при несанкціонованому відкриванні обгороджувальних дверей.

Безбалансирні верстати-качалки ПНКШ (з кривошипно-шківним перетворюючим механізмом) призначені: для перетворення обертального руху електродвигуна в зворотно-поступальний рух траверси і далі через колону штанг передачі руху плунжеру насоса [6].

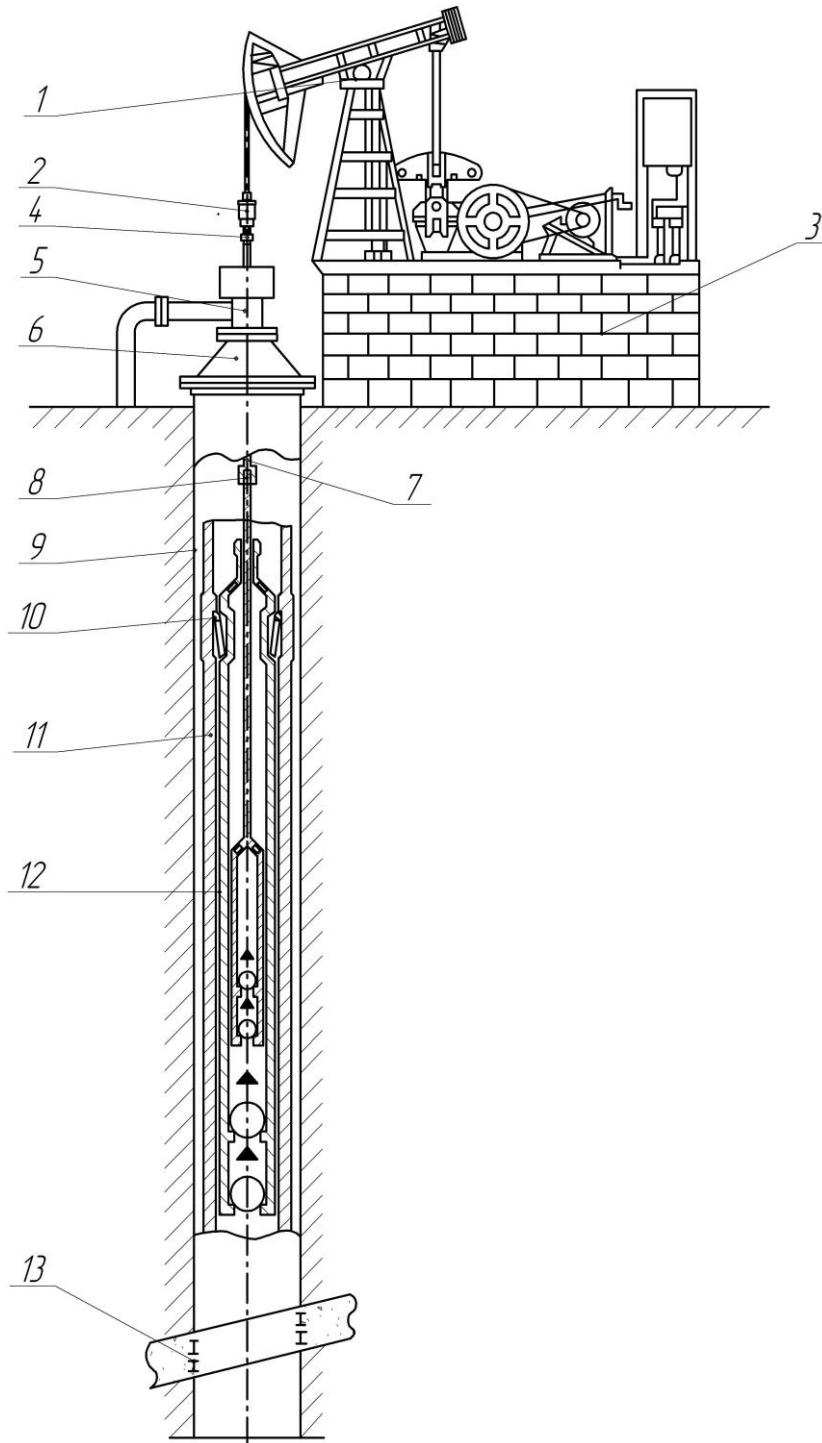
Безбалансирні верстати-качалки ПНКШ мають оригінальну конструкцію кривошипно-шківного перетворюючого механізму з V-подібним розташуванням гілок каната, завдяки якому відсутні масивний балансир і громіздка поворотна головка, що дозволило багаторазово понизити динамічні навантаження, забезпечити високу міру зрівноваження, а також повну відсутність негативних крутних моментів на редукторі [6].

1.2 Вибір прототипу основного обладнання

Обладнання, що входить до складу ШСНУ поділяється на наземне і свердловинне (креслення БР.ГМІ-86.00.00.000 С3). До наземного обладнання відносяться: встановлений на фундаменті привод (верстат-качалка), що служить для перетворення обертового руху електродвигуна в зворотно-поступальний рух свердловинного насоса; обладнання устя свердловини – для запобігання виходу продукції на поверхню та для направлення потоку рідини, що виходить з свердловини; устьовий сальник; вузол підвіски сальникового штока (канатна підвіска); устьовий шток.

До свердловинного обладнання відносяться: свердловинний штанговий насос – для відкачування продукції свердловини та підняття її по насосно-компресорних трубах; колона НКТ – для підйому продукції свердловини; колона насосних штанг, що є проміжною ланкою між приводом та свердловинним

насосом; комплект захисних пристосувань для запобігання шкідливому впливу піску і вільного газу на прийомі насоса (протипісочні фільтри, газові якорі).



1 – привід ШСН (верстат-качалка), 2 – фундамент, 3 – підвіска устьового штока, 4 – устьовий шток, 5 – обладнання устя, 6 – планшайба, 7 – муфта штангова, 8 – колона штанг, 9 – колона НКТ, 10 – колона експлуатаційна, 11 – опора замкова, 12 – ШСН

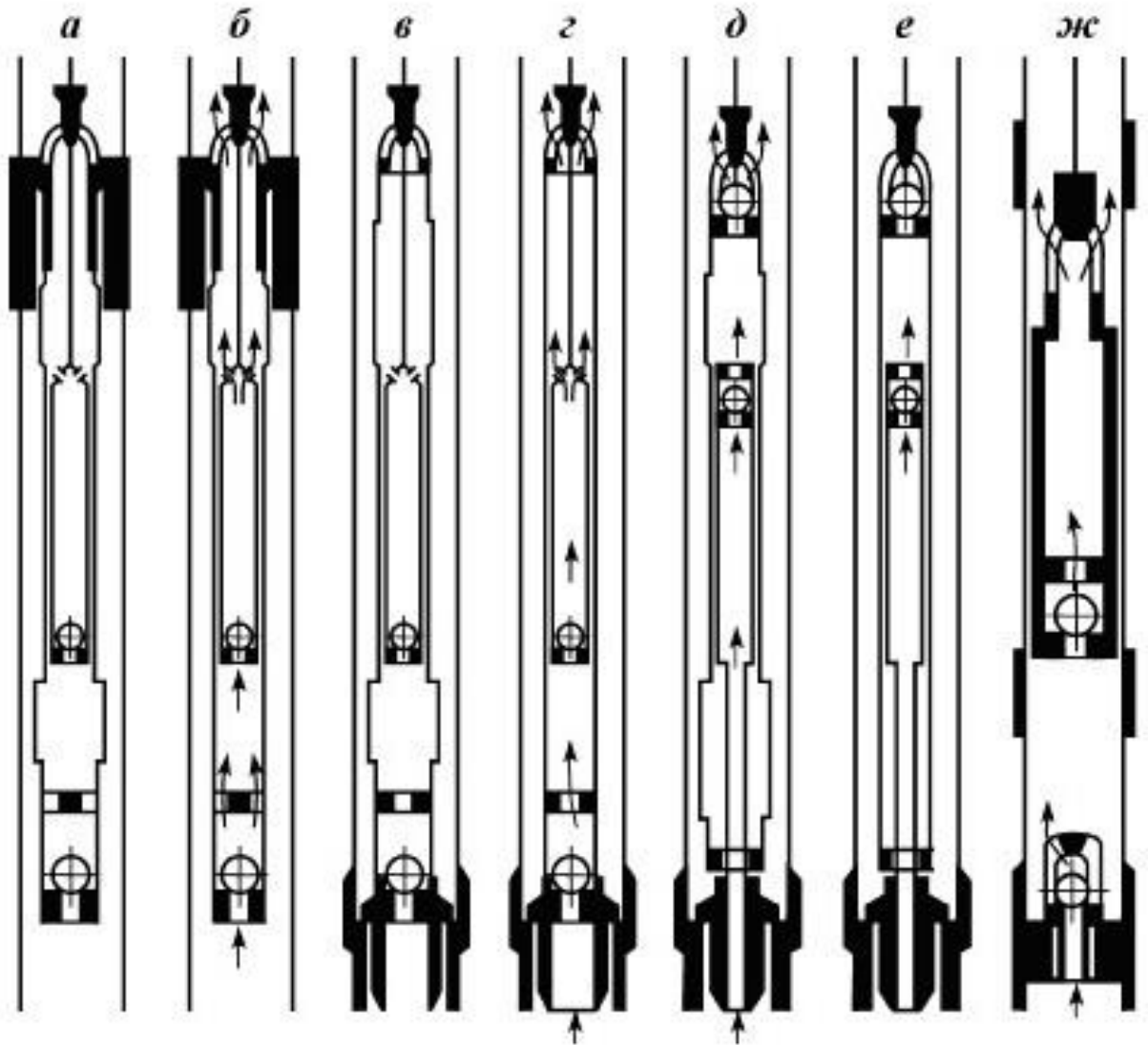
Рисунок 1.7 – Схема штангової свердловинної насосної установки

Призначення приводу штангового насоса – перетворення обертового руху вала електродвигуна у зворотно-поступальний рух точки підвісу штанг. Привід може бути механічним, гідравлічним і пневматичним. На даний час найбільшого поширення набули саме балансірні індивідуальні механічні приводи штангових свердловинних насосів – верстати-качалки (рис. 1.7) [6, 7].

Різноманітність типів свердловинних насосів і специфічність їх конструкції зумовлена широким діапазоном зміни параметрів ШСНУ та необхідністю пристосовуватись до важких умов роботи підземного обладнання. Насос повинен забезпечувати при відповідній глибині його спуску необхідну подачу як в'язкої, так і малов'язкої пластової рідини. Свердловинний насос в більшості випадків є насосом одинарної дії з прохідним плунжером. Насос цього типу в різних модифікаціях дозволяє відбирати пластову рідину до 400 т/добу при глибинах підвіски насоса до 3500 м [11].

Штангові свердловинні насоси призначені для відкачування із нафтових свердловин рідини з температурою не більше 130 °С, обводненістю не більше 99 % за об'ємом, в'язкістю 0,3 Па·с, мінералізацією води до 10 г/л, вільного газу на прийомі не більше 25 %, сірководню не більше 50 мг/л і концентрацією іонів водню рН 4,2-8,0. Значення граничних параметрів умов роботи можуть уточнюватися виробниками у технічних умовах на виготовлення насосів.

Стандарт [3] передбачає виготовлення ШСН класичного типу і типів "нерухомий циліндр – рухомий плунжер" і "нерухомий плунжер – рухомий циліндр", у яких плунжер закріплюється в трубах НКТ, а циліндр жорстко зв'язаний з штангами, здійснює зворотно-поступальний рух. Насоси можуть бути вставні і невставні. За місцем закріплення в колоні НКТ вставні насоси можуть бути з замком наверху і замком внизу. За типом циліндра – з товстостінним і тонкостінним циліндром. За типом плунжера – з металічним плунжером і плунжером з м'яким ущільненням (рис. 1.8).



а – RHA, RLA; б – RWA, RSA; в – RHB, RLB; г – RWS, RSB;
 д – RHT, RLT; е – RVT, RST; ж – TH

Рисунок 1.8 - Класифікація штангових насосів за стандартом [3]

Насосно-компресорні труби (НКТ) призначені для транспортування продукції свердловини на поверхню; подачі в свердловину різних робочих агентів з метою проведення технологічних процесів, які пов'язані з видобутком нафти і газу, інтенсифікацією видобутку, виконанням підземних ремонтів і аварійних робіт.

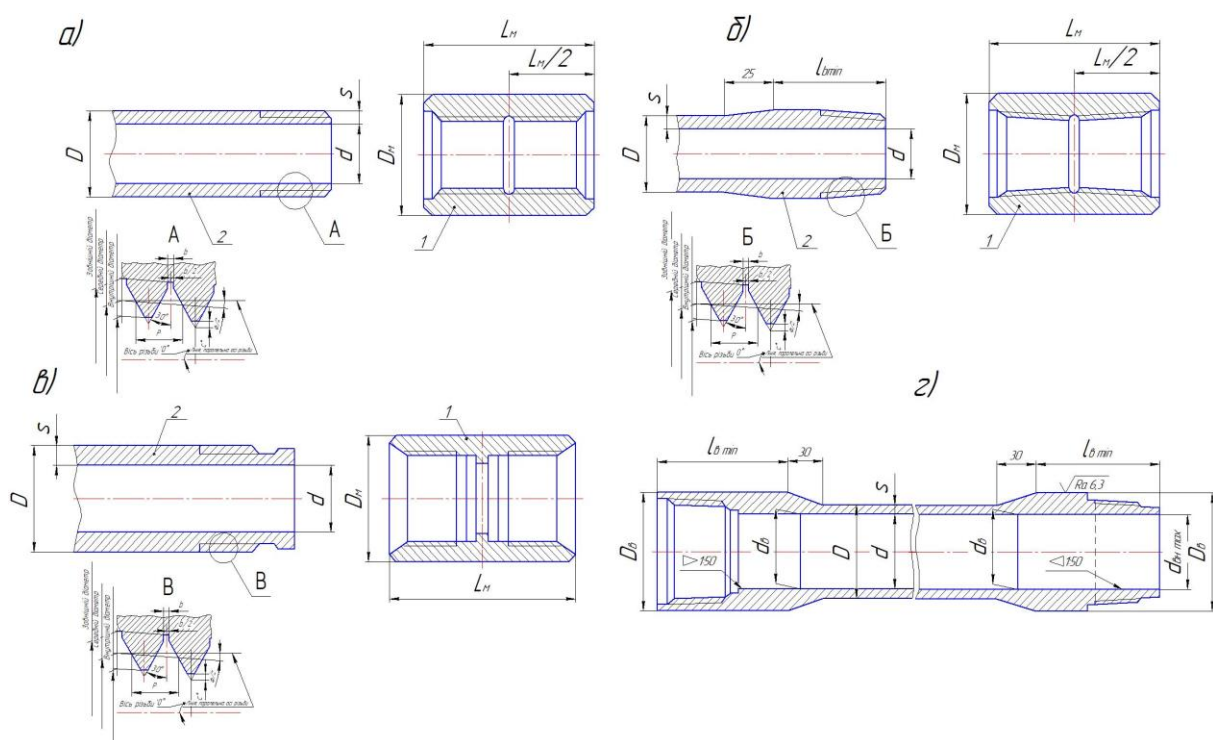
Насосно-компресорні труби по ГОСТ 633-80 можуть випускатися чотирьох типів [4] (рис. 1.9):

- гладкі і муфти до них;

- з висадженими назовні кінцями і муфти до них (тип В);
- гладкі високогерметичні і муфти до них (тип НКМ);
- безмуфтові високогерметичні з висадженими назовні кінцями (тип НКБ).

Крім вище зазначених існують також муфтові труби, мають трапецевидну різьбу і по ГОСТ витримують той же тиск (до 50 МПа) як і безмуфтові.

Труби НКТ із сплавів з алюмінієм відрізняються відсутністю сірководневої корозії, тому застосування інгібіторів не обов'язково. При мінімальній вазі, даний тип перевищує за ступенем міцності сталеві аналоги в 2,5 рази.



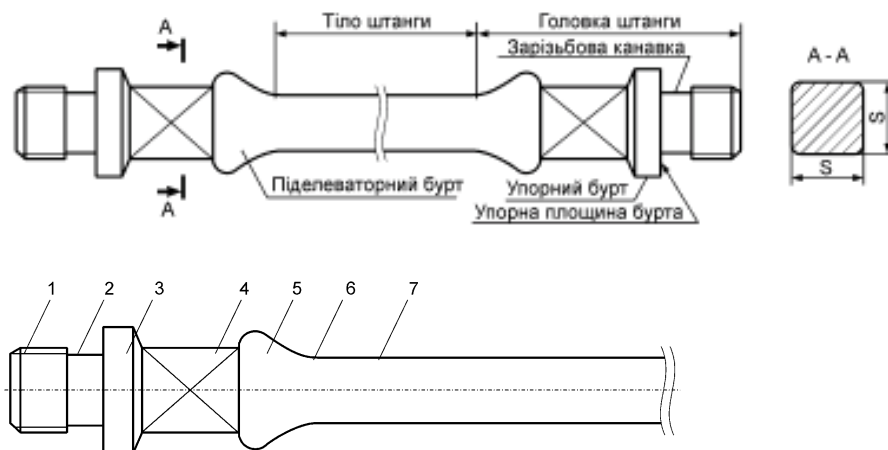
- а) - гладкі і муфти до них; б - з висадженими назовні кінцями і муфти до них (тип В); в - гладкі високогерметичні і муфти до них (тип НКМ);
- г - безмуфтові високогерметичні з висадженими назовні кінцями (тип НКБ)

Рисунок 1.9 – Насосно-компресорні труби

ГОСТ 633-80 передбачає виготовлення труб по точності і якості двох виконань: А і Б. Труби усіх типів виконання А випускаються завдовжки 10 м, з можливими відхиленнями $\pm 5\%$. Труби виконання Б виготовляють двох груп довжин: група 1 - від 5,5 до 8,5 м; група 2 - від 8,5 до 10,0 м.

Труби сполучають за допомогою конічних різьб з трикутним (НКТ) або трапецеїдальним (НКМ, НКБ) профілем.

Штанга представляє собою сталевий стержень круглого сечення діаметром 12, 16, 18, 22, 25 мм, з висадженими кінцями. На кінцях штанги мають ділянку квадратного сечення для захоплення під ключ. Для з'єднання штанг однакових розмірів випускаються з'єднувальні муфти, а штаги різних розмірів – перевідними муфтами. Муфти кожного типу виготовляють в двох виконаннях: з лисками під ключ та без них. За ГОСТ 13877-96 передбачено виготовлення НШ номінальною довжиною 8000 мм. Для підбору необхідної довжини підвіски колони виготовляють вкорочені НШ довжиною 1000, 1200, 1500, 2000 і 3000 мм [5].



1 – різьба, 2 – зарізьбова канавка, 3 – упорний бурт, 4 – квадратна частина під ключ, 5 – опорний (піделеваторний) бурт, 6 – галтель, 7 – тіло штанги

Рисунок 1.10 - Конструкція насосної штанги

1.3 Вплив умов роботи та вибір обладнання [1,10]

При виборі способу видобування нафти та використовуваного обладнання в якості основних показників розглядаються технічні, технологічні та експлуатаційні параметри. Для оптимального вирішення цієї задачі використовують дані, зібрані на промислах, де використовуються досліджувані способи.

Аналізуючи дані [1], бачимо, що в порівнянні з іншими способами видобутку нафти, видобуток за допомогою штангових свердловинних установок

вимагає відносно невеликих капіталовкладень, є напрацьований великий діапазон типорозмірів підземного обладнання, коефіцієнт корисної дії становить 50 – 60 % (при видобутку УЕВН – 50 %, гідрозаглибними насосами – 30 - 40 %, за допомогою газліфту – 20 %), є можливість регулювання подачі – за допомогою зміни частоти ходів штока, довжини ходу полірованого штока, чи за допомогою зміни діаметра насоса. До недоліків, для вирішення яких варто приділити увагу, належить ймовірність протікань через ущільнення. Загалом, надійність ШСНУ досить висока, проте при наявності ускладнень зменшується.

Установка штангового свердловинного насоса застосовується для видобутку нафти при діаметрі обсадної колони не менше 140 мм при глибині свердловини менше 2300 м при середньодобовому дебіті біля 80 м³, а також при середньодобовому дебіті біля 2,5 м³ при глибині свердловини 4560 м [2, 6].

Перелічені вище фактори, а також простота обслуговування та висока надійність штангових насосів, можливість використання навіть при складних умовах (наявність в видобутій нафті піску, H₂S, схильність до парафіно- відкладень) призвели до широкого їх використання на промислах [10].

Вибір обладнання згідно вихідних даних [7]

Вихідні дані:

Глибина експлуатаційної свердловини, м	3150
Дебіт рідини, м ³ /добу	27,0
Пластовий тиск, МПа	34,7
Тиск на усті, МПа	1,2
Коефіцієнт продуктивності, м ³ /(добу·МПа)	1,257
Густина продукції свердловини, кг/м ³	900
Рекомендований тиск на прийомі насоса, МПа	1,6

Визначаємо вибійний тиск, при якому забезпечується відбір пластової рідини:

$$P_{\text{виб}} = P_{\text{пл}} - \frac{Q}{K_{\text{прод}}} = 34,7 - 27/1,257 = 13,2 \text{ МПа}, \quad (1.1)$$

де $P_{\text{пл}}$ - пластовий тиск, МПа;

Q - дебіт свердловини, м³/добу;

$K_{\text{прод}}$ - коефіцієнт продуктивності свердловини, м³/(добу · МПа);

Визначаємо глибину динамічного рівня при заданому відбір пластової рідини:

$$H_{\text{дин}} = L_{\text{св}} - \frac{P_{\text{виб}}}{\rho \cdot g} = 3150 - \frac{13,2 \cdot 10^6}{900 \cdot 9,81} = 1655 \text{ м}, \quad (1.2)$$

де $L_{\text{св}}$ - глибина свердловини, м;

$P_{\text{виб}}$ - вибійний тиск, Па;

ρ - густина продукції свердловини, кг/м³;

g - прискорення вільного падіння, м/с².

Визначаємо напір, який повинен розвивати насос для підйому продукції на поверхню і забезпечення при цьому необхідного тиску на усті свердловини:

$$H_{\text{н}} = H_{\text{дин}} + H_{\text{буф}} = 1655 + 136 = 1791 \text{ м} \quad (1.3)$$

де $H_{\text{буф}}$ - напір на усті свердловини:

$$H_{\text{буф}} = \frac{P_{\text{буф}}}{\rho \cdot g} = \frac{1,2 \cdot 10^6}{900 \cdot 9,81} = 136 \text{ м}, \quad (1.4)$$

де $P_{\text{буф}}$ - буферний тиск (тиск на усті свердловини), Па.

Визначаємо глибину спуску насоса:

$$L_{\text{н}} = H_{\text{дин}} + H = 1655 + 181 = 1836 \text{ м}, \quad (1.5)$$

де H - глибина спуску насоса під динамічний рівень, яка визначається з умови дотримання рекомендованого тиску на прийомі насоса:

$$H = \frac{P_{\text{пр}}}{\rho \cdot g} = \frac{1,6 \cdot 10^6}{900 \cdot 9,81} = 181 \text{ м}, \quad (1.6)$$

де $P_{\text{пр}}$ - рекомендований тиск на прийомі насоса, Па.

На основі значень дебіту свердловини та глибини спуску насоса, користуючись діаграмами області застосування верстатів-качалок [7], вибираємо діаметр насоса, довжину ходу, кількість ходів головки балансира та попередньо типорозмір верстата-качалки.

Необхідно підібрати верстат-качалку для свердловини з середнім дебітом 27 м^3 за добу при глибині спуску насоса 1836 м і визначити режим відкачування для отримання вказаної подачі.

По горизонтальній осі з точки, що відповідає глибині спуску насоса 1836 м [7], проводиться перпендикуляр до перетину з горизонтальною прямою, яка відповідає подачі насоса $Q_1 = 26 \text{ м}^3/\text{добу}$. Отримана точка попадає в область застосування верстата-качалки СКД8-3,0-4000, а саме, в рекомендовану область застосування насоса діаметром 32 мм при довжині ходу $3,0 \text{ м}$. Для визначення необхідної кількості ходів головки балансира при заданій рекомендованій довжині ходу, потрібно продовжити вгору перпендикуляр, проведений від горизонтальної осі, до перетину з верхньою границею даної рекомендованої області і визначити відношення Q_1 до Q_2

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{27}{31} = 0,833. \quad (1.7)$$

Необхідна кількість ходів рівна

$$n = n_p \cdot \frac{Q_1}{Q_2} = 12 \cdot 0,833 = 10 \text{ с}^{-1}, \quad (1.8)$$

де n_p - розрахункова кількість ходів головки балансира (вказана на діаграмі).

Визначаємо діаметр шківів, який необхідно встановити на електродвигуні, для забезпечення необхідної кількості ходів [7].

Для частоти ходів головки балансира можна записати:

$$n = \frac{n_{\text{дв}}}{i_p \cdot i_{\text{кпп}}} = \frac{n_{\text{дв}}}{i_p \cdot \frac{D_p}{D_{\text{дв}}}}, \text{ хв}^{-1}, \quad (1.9)$$

де $n_{\text{дв}}$ - частота обертання вала електродвигуна, хв^{-1} , $n_{\text{дв}} = 1000 \text{ хв}^{-1}$ [7];

i_p - передавальне відношення редуктора, $i_p = 37,1$ [6];

$i_{\text{кпп}}$ - передавальне відношення клинопасової передачі;

D_p - діаметр шківів на редукторі, $D_p = 0,9 \text{ м}$ [7];

$D_{\text{дв}}$ - діаметр шківів на електродвигуні, м.

З вище наведеного виразу (1.9) можна визначити діаметр шківів, який необхідно встановити на електродвигуні:

$$D_{\text{дв}} = \frac{n}{n_{\text{дв}}} \cdot i_p \cdot D_p = \frac{10}{1500} \cdot 37,1 \cdot 0,9 = 0,223, \text{ м.} \quad (1.10)$$

Обчислене значення діаметра порівнюємо до ближчого стандартного значення $D_{\text{дв}} = 0,224$ м для попередньо вибраного верстата-качалки [7].

Для свердловинного насоса, діаметр якого визначено за діаграмою області застосування, встановлюємо інші його параметри (тип насоса, необхідну довжину плунжера та групу посадки, матеріали для виготовлення вузлів та деталей насоса). В свердловинах з відсутністю газу з глибиною, що перевищує 1500 м рекомендовано використовувати вставні насоси з верхнім розміщенням замкової опори [7]. При напорі насоса понад 1500 м рекомендована довжина плунжера 1500 мм [7]. При глибині спуску насоса 1000-1500 м і середній в'язкості продукції свердловини рекомендована друга група посадки пари плунжер-циліндр з мінімальним зазором 0,05 мм і максимальним зазором 0,113 мм [11].

За попередньо визначеною глибиною спуску насоса вибираємо конструкцію рівномірної колони штанг, яка застосовується в компоновці з вибраним насосом: НШ19 – 55 %, НШ22 – 24 %, НШ25 – 21 % [5].

Для перевірки колони насосних штанг на втомну міцність визначаємо максимальні та мінімальні навантаження на колону штанг у верхніх перерізах кожної ступені.

Спрощена формула І.М. Муравйова для визначення максимального навантаження на колону штанг

$$P_{\text{max}} = P_{\text{шт}} \left(K_{\text{п}} + \frac{S \cdot n^2}{1440} \right) + P_{\text{г}}, \quad (1.11)$$

де $P_{\text{шт}}$ - вага колони штанг на повітрі, Н;

$K_{\text{п}}$ - коефіцієнт плавучості штанг;

P_r - гідростатичне навантаження на колону штанг, Н.

Вагу штанг у повітрі визначаємо за формулою:

$$P_{шт} = \left(\sum_{i=1}^n l_i \cdot m_i \right) \cdot g = (1010 \cdot 2,35 + 440 \cdot 3,14 + 386 \cdot 4,07) \cdot 9,81 = 52249 \text{ Н}, \quad (1.12)$$

де m_i - маса одного метра штанг i -ї секції

НШ19 – 2,35 кг/м;

НШ22 – 3,14 кг/м;

НШ25 – 4,07 кг/м;

l_i - довжина i -ї секції

НШ19 – $0,55 \cdot 1836 = 1010$ м;

НШ22 – $0,24 \cdot 1836 = 440$ м;

НШ25 – $0,21 \cdot 1836 = 386$ м.

Коефіцієнт плавучості:

$$K_{п} = \frac{\rho_m - \rho_p}{\rho_m} = \frac{7850 - 900}{7850} = 0,885, \quad (1.13)$$

де ρ_m - густина матеріалу штанг ($\rho_m = 7850$ кг/м³),

Гідростатичне навантаження на колону штанг:

$$\begin{aligned} P_r &= [\rho_p \cdot g(L_n - H) + P_{буф}] \cdot F_{пл} = \\ &= \left[900 \cdot 9,81 \cdot (1836 - 181) + 1,2 \cdot 10^6 \right] \cdot \frac{3,14 \cdot 0,032}{4} = 13220 \text{ Н} \end{aligned} \quad (1.14)$$

Тоді за формулою (1.11)

$$P_{\max} = 52245 \left(0,885 + \frac{3 \cdot 10^2}{1440} \right) + 13220 = 70341 \text{ Н.}$$

Спрощена формула Д.О. Джонсона для визначення мінімального навантаження на колону штанг

$$P_{\min} = P_{шт} \left(K_{п} - \frac{S \cdot n^2}{1790} \right) = 52245 \left(0,885 - \frac{3 \cdot 10^2}{1790} \right) = 37481 \text{ Н.} \quad (1.15)$$

Максимальні та мінімальні напруження в штангах

$$\sigma_{\max} = \frac{P_{\max}}{f_{\text{шт}}} = \frac{70341}{0,28 \cdot 10^{-3}} = 251 \text{ МПа}, \quad \sigma_{\min} = \frac{P_{\min}}{f_{\text{шт}}} = \frac{37481}{0,49 \cdot 10^{-3}} = 76 \text{ МПа},$$

(1.16)

де P_{\max} , P_{\min} - відповідно максимальне і мінімальне навантаження у небезпечному перерізу, Н;

$f_{\text{шт}}$ - площа перерізу штанг, м².

для штанг діаметром 19 мм

$$f_1 = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,019^2}{4} = 0,28 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2;$$

для штанг діаметром 25 мм

$$f_3 = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,025^2}{4} = 0,49 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2;$$

Приведені напруження в колоні насосних штанг

$$\sigma_{\text{пр}} = \sqrt{\sigma_{\max} \cdot \sigma_a} = \sqrt{251 \cdot 87,5} = 148 \text{ МПа}, \quad (1.17)$$

де σ_a - амплітудні напруження циклу, Па

$$\sigma_a = \frac{1}{2}(\sigma_{\max} - \sigma_{\min}) = \frac{1}{2}(251 - 76) = 87,5 \text{ МПа}. \quad (1.18)$$

За визначеними приведеними напруженнями та властивостями продукції свердловини вибираємо матеріал штанг – 15НЗМА ГОСТ 13877-96, для якого допустимі приведені напруження за корозійних умов для насосів діаметром 29-93 мм становлять 150 МПа.

Проводимо розрахунок колони насосно-компресорних труб на міцність. Згідно технічної характеристики попередньо вибраного насоса вибираємо рівноміцні НКТ діаметром 60 мм з товщиною стінки 5 мм та масою погонного метра 7,2 кг/м [4]. Максимальне навантаження, що діє на колону НКТ в екстремальних умовах (у випадку обриву устьового штока) визначається за формулою:

$$P_{\max} = P_{\text{тр}} + P_p + P_{\text{шпр}} = 129680 + 32275 + 46237 = 210192 \quad \text{Н},$$

(1.19)

де $P_{\text{тр}}$ - вага колони НКТ в повітрі, Н

P_p - вага рідини в колоні НКТ, Н

$P_{шт\ p}$ - вага штанг в рідині, Н

Вагу колони НКТ у повітрі визначаємо за формулою:

$$P_{тр} = m \cdot g \cdot l = 7,2 \cdot 9,81 \cdot 1836 = 129680 \text{ Н}, \quad (1.20)$$

де m - маса одного метра НКТ, кг/м;

l - глибина спуску колони НКТ, $l = 1836$ м.

Вагу рідини в колоні НКТ визначаємо за формулою:

$$\begin{aligned} P_p &= [\rho_p \cdot g(L_n - H) + P_{буф}] \cdot F_{вн} = \\ &= [900 \cdot 9,81 \cdot (1836 - 181) + 1,2 \cdot 10^6] \cdot \frac{3,14 \cdot 0,05^2}{4} = 32275 \text{ Н} \end{aligned}$$

(1.21)

де $F_{вн}$ - площа внутрішнього перерізу НКТ внутрішнім діаметром $60 \cdot 2 \cdot 5 = 50$ мм, м².

Вага колони штанг в рідині

$$P_{шт\ p} = P_{шт} \cdot K_n = 52245 \cdot 0,885 = 46237 \text{ Н}.$$

Умова міцності для рівноміцних (з висадженими назовні кінцями) труб

$$P_{max}/F_{тр} \leq \sigma_T/n \quad (1.22)$$

де $F_{тр}$ - площа перерізу тіла НКТ, м²;

σ_T - границя плинності матеріалу труби, Па.

n - коефіцієнт запасу міцності колони НКТ (приймаємо 1,5).

Площа поперечного перерізу тіла труби

$$F_{тр} = (\pi/4) \cdot (D^2 - d^2) = (3,14/4) \cdot (0,06^2 - 0,05^2) = 0,86 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Тоді границя плинності матеріалу вибраних НКТ повинна бути більшою за $1,5 \cdot (210192/0,86 \cdot 10^{-3}) = 367$ МПа. Остаточо вибираємо матеріал НКТ групи міцності Д, для якої границя плинності 380 МПа.

Підбираємо привід ШСНУ.

Найбільш розповсюдженим на даний час є індивідуальний, балансирний, двоплечий привід - верстат-качалка. Попередньо верстат-качалку було підібрано згідно діаграм області застосування. Перевіряємо правильність даного вибору по

найбільшому навантаженню, що діє в точці підвішування штанг. Це навантаження можна визначити за формулою:

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{г}} + P_{\text{шт}} + P_{\text{дин}} = 13220 + 52245 + 11558 = 77023 \text{ Н}, \quad (1.23)$$

де $P_{\text{дин}}$ - динамічна складова навантаження.

$$P_{\text{дин}} = \frac{1 \cdot D}{3 \cdot d} \cdot \sqrt{\frac{\omega^2 \cdot S}{g} \cdot \left(\psi - \frac{\lambda_{\text{шт}}}{S} \right) \cdot P_{\text{шт}} + 100} =$$

$$= \frac{1 \cdot 32}{3 \cdot 20,5} \cdot \sqrt{\frac{1,047^2 \cdot 3}{9,81} \cdot \left(1,625 - \frac{1,07}{3} \right) \cdot 52245 + 100} = 11558 \text{ Н} \quad (1.24)$$

де D, d - діаметри відповідно насоса і штанги;

ω - кутова швидкість обертання кривошипа;

$\lambda_{\text{шт}}$ - видовження штанг від дії ваги стовпа рідини.

$$\psi = \frac{f_{\text{тр}}}{f_{\text{тр}} + f_{\text{шт}}} = \frac{0,86}{0,86 + 0,331} = 1,625, \quad (1.25)$$

де $f_{\text{тр}}, f_{\text{шт}}$ - площа перерізу тіла труб і штанг

$$f_{\text{шт}} = \frac{1}{\frac{c_1}{f_1} + \frac{c_2}{f_2} + \frac{c_3}{f_3}} = \frac{1}{\frac{0,55}{0,28 \cdot 10^{-3}} + \frac{0,24}{0,38 \cdot 10^{-3}} + \frac{0,21}{0,49 \cdot 10^{-3}}} = 0,331 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2, \quad (1.26)$$

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot f_{\text{шт}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,331 \cdot 10^{-3}}{3,14}} = 0,0205 \text{ м}. \quad (1.28)$$

де c_1, c_2, c_3 - доля ступені, з якої складається колона штанг.

$$\lambda_{\text{шт}} = \frac{P_{\text{п}} \cdot L}{E \cdot f_{\text{шт}}} = \frac{32275 \cdot 1836}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,331 \cdot 10^{-3}} = 1,07, \quad (1.29)$$

де E - модуль пружності для сталі $E = 2,1 \cdot 10^5 \text{ МПа}$.

$$\omega = \frac{\pi \cdot n}{30} = \frac{3,14 \cdot 10}{30} = 1,047 \text{ с}^{-1}, \quad (1.30)$$

Обчислене значення найбільшого навантаження, що діє в точці підвішування штанг, менше значення максимально допустимого навантаження на устьовий шток вибраного верстата-качалки, тобто

$$77,023 \text{ кН} < 80 \text{ кН}.$$

Отже, вибираємо верстат-качалку з максимальним навантаженням на устьовий шток 80 кН.

1.4 Опис конструкції вибраного обладнання

Вибір наземного і свердловинного обладнання проводимо згідно розрахунку, проведеному в п. 1.3.

Обладнання, що входить до складу ШСНУ поділяється на наземне і свердловинне (БР.ГМІ-86.00.00.000 СЗ).

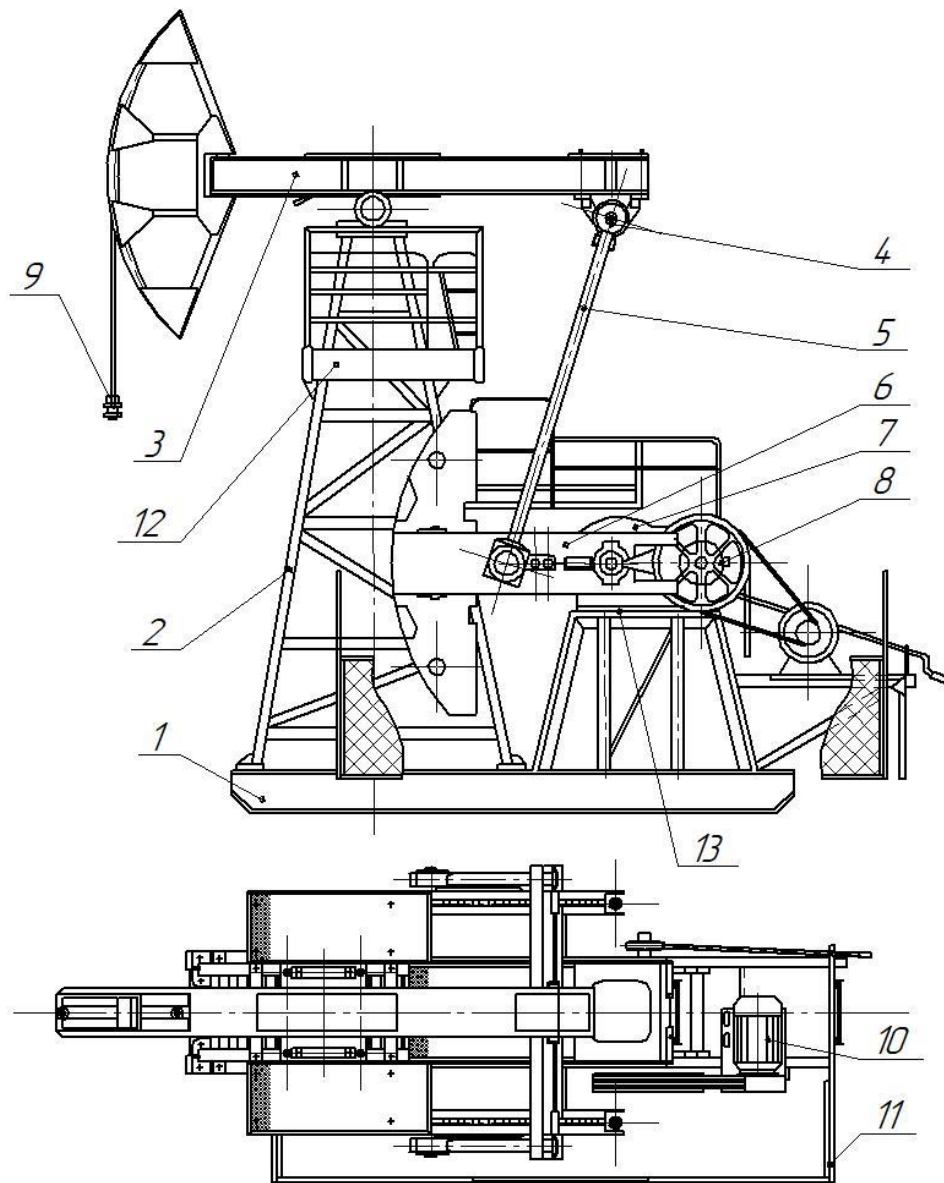
До наземного обладнання відносяться: встановлений на фундаменті 1 привод (верстат-качалка) 2, що служить для перетворення обертового руху електродвигуна в зворотно-поступальний рух свердловинного насоса; обладнання устя свердловини 7 – для запобігання виходу продукції на поверхню та для направлення потоку рідини, що виходить з свердловини; устьовий сальник 6; вузол підвіски устьового штока (канатна підвіска) 4; устьовий шток 5; штангообертач 3 – для повертання колони насосних штанг з метою запобігання СПУ.

До свердловинного обладнання відносяться: свердловинний штанговий насос 12 – для відкачування продукції свердловини та підняття її по насосно-компресорних трубах; колона НКТ 10 – для підйому продукції свердловини; колона гібридних насосних штанг 11, що є проміжною ланкою між приводом та свердловинним насосом; комплект захисних пристосувань для запобігання шкідливому впливу піску і вільного газу на прийомі насоса 13 (протипісочні фільтри, газові якорі).

Верстати-качалки випускаються по ГОСТ 5866, гирлові сальники - по ТУ 26-16-6-96, НКТ - по ГОСТ 633-80, штанги - по ГОСТ 13877-96, насоси свердловинні і замкові опори - по СОУ 11.1-00135390-2007.

Верстат-качалка служить для перетворення обертового руху електродвигуна в зворотно-поступальний рух свердловинного насоса і для утримання колони насосних штанг та свердловинного насоса в підвішеному стані.

Балансирний верстат-качалка складається з рами (рис 1.11), встановленої на масивному фундаменті. На рамі змонтовані стійка, на якій за допомогою шарніра укріплений балансир, що має на одному кінці головку, на іншому - шарнір, що сполучає його з шатуном. Шатун сполучений з кривошипом, укріпленому на вихідному валу редуктора. Вхідний вал редуктора за допомогою клинопасової передачі сполучений з електродвигуном. Головка балансира з'єднана з колоною штанг з допомогою канатної підвіски [6].



1 – рама; 2 – стійка; 3 – балансир; 4 – траверса; 5 – шатун; 6 – кривошип;
 7 – редуктор; 8 – гальмо; 9 – підвіска устьового штока; 10 – електродвигун;
 11 – огороження; 12 – площадка верхня; 13 – площадка нижня

Рисунок 1.11 – Верстат-качалка СКД8-3,0-4000

Технічна характеристика верстата-качалки представлена в таблиці 1.2.

Редуктор призначений для зменшення частоти обертання, яка передається від двигунів кривошипам. Редуктор є сукупність двох пар циліндрових шевронних зубчатих передач. Редуктор – двоступеневий, з циліндричною шевронною зубчастою передачею зачеплення Новікова. Швидкохідна ступень – розгалужений шеврон, тихохідна ступень – шевронна з канавкою. Вибраний верстат-качалка оснащена редуктором Ц2НШ-750Б (рис. 1.12) [10].

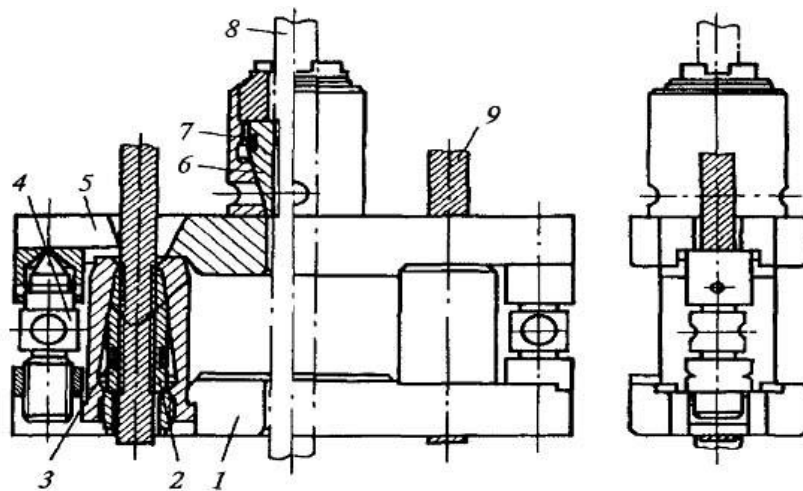
Таблиця 1.2 – Технічна характеристика верстата-качалки СКД8-3,0-4000

п/п	Параметр	Значення
	Номінальне навантаження на гирловий шток, кН	80
	Довжина ходу устьового штоку, при порядковому номері отвору на кривошипі, м:	
	1	1,8
	2	2,1
	3	2,5
	4	3,0
	5	3,5
	Номінальний крутний момент (на вихідному валу редуктора), кН·м	40
	Число ходів балансира в хвилину	5-15
	Система зрівноваження	кривошипна
	Тип редуктора	Ц2НШ-750Б
	Габарити, мм	
	довжина	8500
	ширина	2250
	висота	6650
	Маса комплексу, не більше, кг	15100

Для з'єднання устьового штока з приводом штангового свердловинного насоса призначена підвіска устьового штока. Вона дозволяє досліджувати свердловину за допомогою гідравлічного динамографа, а також регулювати установку плунжера в циліндрі насоса. В якості підвіски устьового штока

вибираємо для конкретного випадку підвіску ПСШ-15 (рис. 1.12) з наступною технічною характеристикою [10]:

- найбільше допустиме навантаження, кН	150
- діаметр усього штока, мм	31
- діаметр каната, мм	22,5
- габаритні розміри, мм	300×108×245
- маса, кг	44



1 - нижня траверса; 2 - плашки каната; 3 - пружина плашок; 4 - гвинт опорний; 5 - верхня траверса; 6 - плашка штока; 7 - пружини плашок штока; 8 - устьовий шток; 9 - канат

Рисунок 1.12 - Підвіска ПСШ устьового штока

Для з'єднання колони насосних штанг з канатною підвіскою верстата-качалки призначений сальниковий устьовий шток. Він виготовляється з холоднотягнутої каліброваної якісної вуглецевої сталі марки 40. Прокат поставляється в стані нормалізації і додаткової термообробки не проходять.

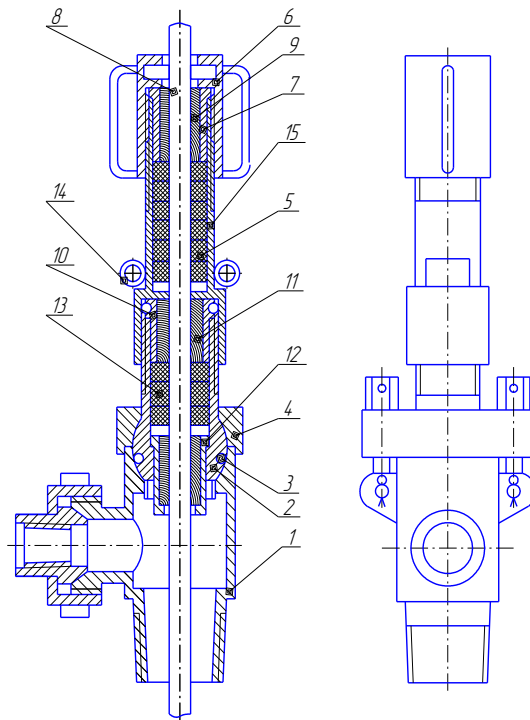
Вибираємо шток ШСУ31-5600 з наступною технічною характеристикою [5]:

- найбільше допустиме навантаження, кН	100
- приєднувальна різьба	ШН25
- діаметр, мм	36
- довжина, мм	5600
- маса, кг	46

Устьові сальники серійно виготовляються двох видів (із самоустановлювальною головкою чи без її) і двох виконань — з одинарним і подвійним ущільненням для різних типорозмірів устьових штоків - відповідно до ОСТ 26-02-952-94 «Устаткування устя свердловин, що експлуатуються штанговими свердловинними насосами, сальники устьові. Конструкції і розміри». Сьогодні для ущільнення устьового штока на свердловинах, що експлуатуються штанговими насосами, використовуються устьові сальники типу СУС.

Сальник устьовий СУС (рис. 1.13) призначений для ущільнення сальникового штока свердловин, експлуатованих штанговими насосами, розташованих в районах з помірним і холодним кліматом.

Відмітна особливість сальника - наявність просторового кульового шарніра між головкою сальника (що несе всередині себе ущільнюючу набивку) і трійником. Шарнірне з'єднання, забезпечуючи самоустановку головки сальника при неспіввісності сальникового штока з віссю ствола свердловини, виключає односторонній знос набивки, збільшує термін служби сальника, одночасно полегшує зміну набивки. Сальник розрахований на підвищений тиск на гирлі свердловини і забезпечує надійне ущільнення штока при однострубній системі збору нафти і газу [6].



1 - трійник; 2 - кульова головка; 3 - ущільнювальне кільце; 4 - кульова кришка; 5 - пакет ущільнень (сальникова набивка); 6 - кришка; 7 - втулка; 8 - шток; 9,11 - напрямні втулки; 10 - нижня втулка; 12 - втулка; 13 - додаткове ущільнення; 14 - оправка; 15 - корпус

Рисунок 1.13 – Устьвий сальник з подвійним ущільненням СУС2 [3]

Штанговий свердловинний насос НВ1Б-32-30-22 за стандартом [11] призначений для відкачування з нафтових свердловин рідин з температурою не більше 130 °С, обводненістю не більше 99 % за об'ємом, в'язкістю до 0,3 Па·с, мінералізацією води до 10 г/л, вмістом механічних домішок до 3,5 г/л, вільного газу на прийомі не більше 25 %, сірководню не більше 50 міліграм/л і концентрацією іонів водню рН 4,2-8,0.

РОЗДІЛ 2

2.1 Ускладнення, що виникають при експлуатації свердловин в умовах високого газового фактору

Вміст вільного газу у відкачувальній рідині представляє собою одну із головних проблем при експлуатації. Наявність вільного газу впливає на коефіцієнт корисної дії свердловинного насоса. Для досягнення високого коефіцієнта корисної дії процесу відкачування повинні бути виконані дві вимоги: [1,2]

- 1) Відношення між шкідливим простором і загальним об'ємом повинно бути, як найменше.
- 2) Вміст вільного газу в відкачувальній рідині на глибині підвішування насоса повинно бути скорочено до мінімуму.

Відношення між шкідливим простором і загальним об'ємом може бути зменшено за рахунок прийняття наступних мір:

- a) Максимальне збільшення довжини ходу;
- b) Зменшення шкідливого простору, напр. встановлення плунжерного клапана на нижньому кінці плунжера;
- c) Вибір спеціальних типів насоса (без подвійних клапанів);
- d) Точна посадка насоса.

Вміст вільного газу може бути зменшено шляхом:

- a) Підвішування насоса на великій глибині;
- b) Сепарація вільного газу перед входом в насос з допомогою газового якоря, і відбору газу з кільцевого простору.

2.2 Вплив вільного газу на роботу насоса [1, 2, 6, 10]

Газ, що міститься у відкачуваній рідині (особливо у вільному стані), погано впливає на роботу свердловинного насоса. Він зменшує коефіцієнт наповнення насоса, а у взаємодії з абразивною дією піску підвищує знос деталей і особливо пари куля-сідло. Тому газ необхідно вилучати всіма доступними

способами, наприклад застосуванням захисних пристроїв, що встановлюються на насосі [1].

Для елементарного аналізу сутності цього впливу зробимо такі припущення:

а) всмоктується насосом суміш рідини і газу абсолютно однорідна, тобто газові бульбашки досить малого і однакового розміру рівномірно розподілені в суміші;

б) швидкість спливання бульбашок дорівнює нулю;

в) всмоктувальна рідина - нафта.

При цих умовах однорідність суміші не порушується протягом всього процесу проходження її через насос.

При ході плунжера вгору газонафтова суміш заповнює весь об'єм циліндра під плунжером, включаючи і шкідливий простір, тобто обсяг циліндра, що залишається під плунжером при його крайньому нижньому положенні. Частина робочого об'єму циліндра, заповнена газом, становить втрату подачі насоса (робочий об'єм визначається добутком площі перетину плунжера на довжину його ходу).

З моменту початку руху плунжера вниз при закритому приймальному клапані суміш, що заповнює циліндр, стискається до тиску, відповідного висоті підйому рідини. У процесі стиснення суміші (до відкриття нагнітального клапана) обсяги бульбашок газу зменшуються і газ частково розчиняється в нафті. До кінця ходу вниз у шкідливому просторі залишається газ в стисломому і в розчиненому станах. При наступному ході плунжера вгору залишений у шкідливому просторі газ почне розширюватися і виділятися з розчину до тих пір, поки тиск під плунжером не зменшиться до тиску всмоктування і відкриється всмоктувальний клапан. Але поки відкриється всмоктувальний клапан, плунжер пройде деяку частину довжини його ходу і при цьому в циліндр не надійде нова порція суміші зі свердловини. Значить ця частина ходу плунжера буде втрачена і подача насоса відповідно зменшиться [1,2].

Отже, зменшення подачі насоса під впливом вільного газу за умов, прийнятих вище, полягає в наступному.

1. Газ, що потрапляє в циліндр займає частину робочого об'єму циліндра і тим самим знижує подачу рідини насосом.

2. Газ, що міститься у шкідливому просторі, розширюючись і виходячи з розчину, також зменшує подачу насоса.

Під впливом вільного газу може відбутися зрив подачі насоса. Сутність зриву подачі полягає в тому, що насос перестає всмоктувати зі свердловини газорідинну суміш або піну, так як робоча частина циліндра повністю заповнюється газом. При ході плунжера вниз газ стискається, а при ході вверх розширюється. Тиск газу в циліндрі при ході вверх не стає нижче тиску всмоктування і тому всмоктувальний клапан не може відкритися. Зрив подачі може відбутися тільки від дії газу, що залишився у шкідливому просторі. Точно так само, якщо шкідливий простір повністю дегазується до початку ходу вниз, то зриву не може бути. Ця обставина дуже важлива для практики, так як означає, що при відсутності впливу шкідливого простору робота насоса стійка при будь-якому навіть найнижчому коефіцієнті наповнення [1,2].

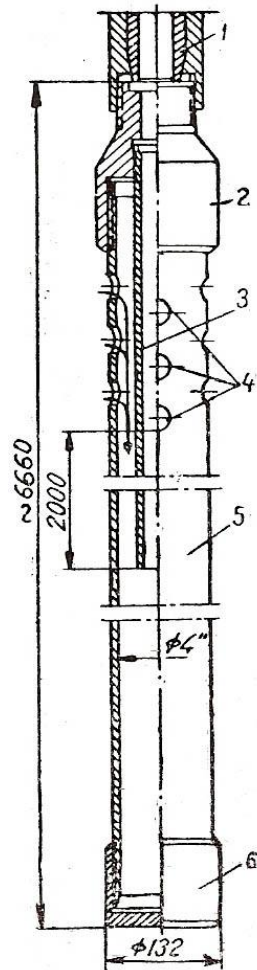
Зрив подачі не може тривати дуже довго, за винятком випадку, коли затрубний простір закрито. У насосі є завжди хоча б невеликий витік рідини через зазор плунжерної пари, а іноді і в нагнітальному клапані. Крім того, за період зриву подачі приплив рідини в свердловину триває, внаслідок чого тиск на прийомі насоса зростає, а піносуміш переміщується вище прийому насоса. Це сприяє відновленню подачі на деякий час - до нового зриву. Тривалість зриву може бути різною залежно від умов експлуатації та режиму відкачування - від кількох до десятків хвилин [1,2].

2.3 Огляд, обґрунтування та вибір обладнання для надійної роботи в свердловинах з високим газовим фактором

Сепарацію газу можна покращити за допомогою захисних пристроїв, які називають газовими якорями (газосепараторами) і встановлюють на прийомі насоса [1,10].

Однокорпусний газовий якір ЯГ-1 (рис. 2.1) складається із двох концентрично розміщених труб – зовнішньої 5 і всмоктувальної 3, які вкручені в перевідник 2, який з'єднаний з прийомом глибинного насоса 1 різьбою. В верхній частині корпусу просвердлені 12 отворів 4, знизу корпус закритий заглушкою 6.

Однокорпусний газовий якір ЯГ-1 як правило виготовляють із 4" насосно-компресорних труб. Діаметр газового якоря вибирається в залежності від діаметра колони НКТ. В свердловинах з експлуатаційними колонами менше 7" дозволяється застосовувати якорі з зовнішнім діаметром не більше 3". Газорідинна суміш до поступлення в насос два рази змінює напрям свого руху, що дозволяє відділенню газу від нафти. Газ відводиться при цьому в затрубний простір свердловини і далі в газозбірну мережу. Площу кільцевого перерізу якоря підбирають в залежності з продуктивністю насосної установки з таким розрахунком, щоб забезпечити мінімальну швидкість потоку, меншу швидкість спливання газових бульбашок визначеного розміру [1,10].



1 - прийом глибинного насоса; 2 - перевідник; 3 - труба всмоктувальна; 4 - отвори; 5 - труба зовнішня; 6 - заглушка

Рисунок 2.1 – Однокорпусний газовий якір ЯГ-1

Двокорпусний газовий якір 2ЯГ-1 (рис. 2.2) відрізняється від однокорпусного тим, що робоча частина його складається із двох корпусів – вертикального і нижнього довжиною 2 м кожен і спеціальної муфти; в наступному конструкція його аналогічна конструкції ЯГ-1. Двокорпусний газовий якір 2ЯГ-1 виготовляється як правило із 4" насосно-компресорних труб. Якір спускають в свердловину під прийом глибинного насоса, а через те і рідина поступає в насос безпосередньо через якір. Якір піднімають із свердловини разом з насосними тубами [1,2,10].

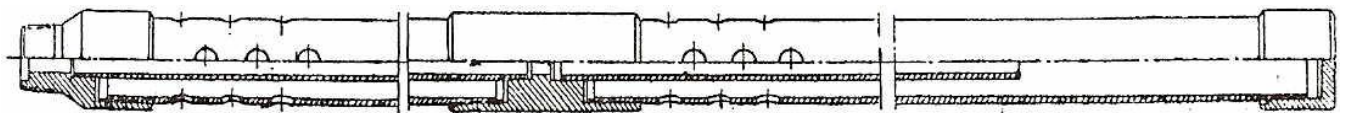
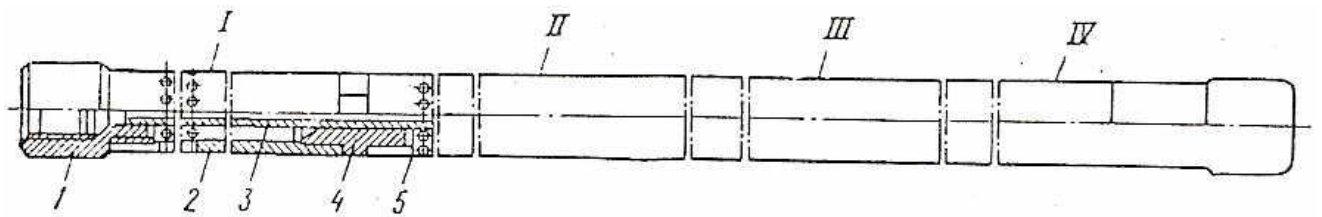


Рисунок 2.2 – Двокорпусний газовий якір 2ЯГ-1

Чотирисекційний якір ЯГСМ складається із чотирьох простих якорів, які працюють паралельно. Загальна витрата газорідинної суміші, яка проходить через нього, роз приділяється по секціях I-IV рівномірно (рис. 2.3). Досягається це за допомогою просвердлювання різної кількості отворів на всмоктувальній трубці в кожній секції. Для запобігання забивання піском отворів всмоктувальних труб ніпелі зроблені у вигляді конусів. Умовний діаметр чотирьохсекційного якоря 89 мм – для 168-мм обсадних колон; 73 мм – для 134-мм колон і 60 мм – для 114-мм колон. Загальна довжина чотирисекційного якоря – 2330 мм, а довжина кожної секції – 530 мм [1,2].



1 – перевідник; 2 - кожух секцій; 3 - всмоктувальні трубки; 4 –ніпель; 5 - пробка

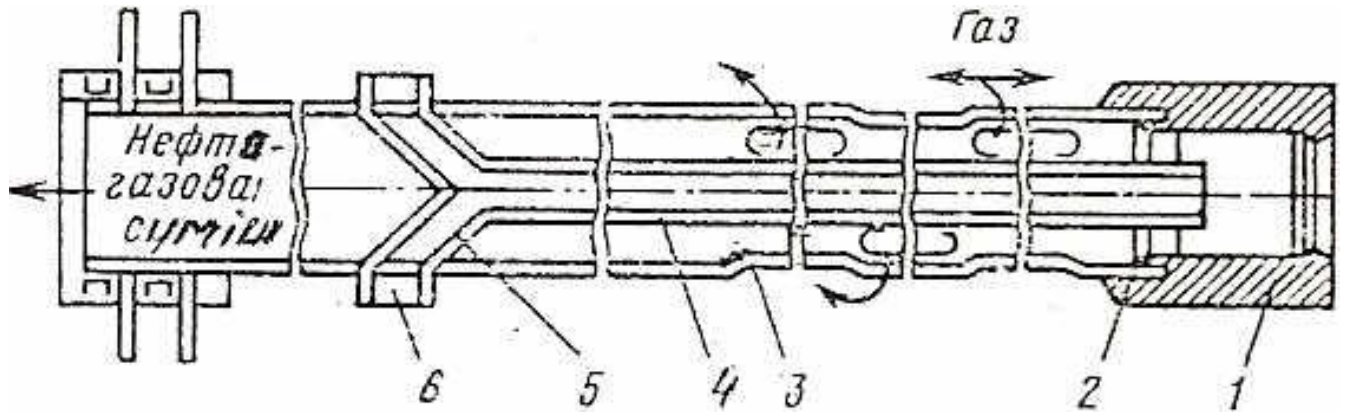
Рисунок 2.3 – Газовий чотирьохсекційний якір модернізований ЯГСМ

Недоліком конструкції чотирисекційного 89-мм якоря являється: деяка складність у виготовленні і недостатня надійність різьбових з'єднань із-за відхилень внутрішнього діаметра труб від номіналу. Спеціалістами в останній час запропонована більш проста конструкція. Корпусну частину якоря виконують із суцільного патрубку з насвердленими в ньому фільтрами, а замість металевих ніпелів застосовують ніпелі із нафтостійкої резини з впресованими в них муфтами для з'єднання всмоктувальних трубок. Таким чином, ця модифікація багатокорпусного якоря більш проста і саме головне, значно міцніша від попередньої.

Слід відмітити, що чотирьохкорпусний 89-мм якір знайшов широке використання на промислах і показав дуже високу ефективність порівняно з іншими якорями, які застосовувались до його втілення [1].

Газовий якір-парасолька складається із корпуса, який виготовляється із труб умовним діаметром 48, 60 і 73 мм; всмоктувальної труби діаметром 18 мм; трубчастого кутника діаметром 12 мм і ущільнюючих манжет із прорезиненого

ременя по діаметру експлуатаційної колони. Вікна в корпусі якоря мають розміри 25x140 мм (рис. 2.4).



- 1 - муфта; 2 - роз'єднувальна шайба; 3 - корпус якоря; 4 - всмоктувальна труба;
5 - трубчатий кутник; 6 - ущільнюючі манжети

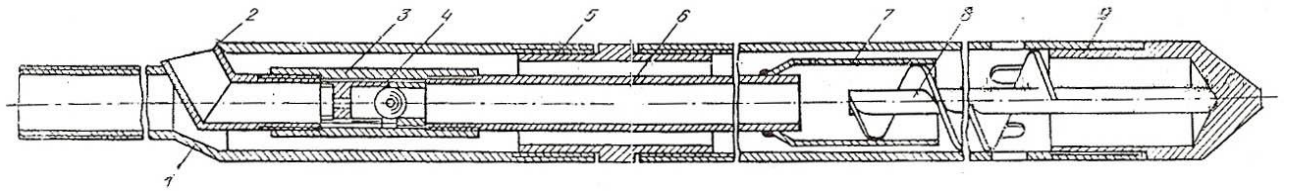
Рисунок 2.4 – Газовий якір-парасолька

Через ряд конструктивних особливостей якір-парасольку неможна спускати в свердловини з дефектними колонами, а також в фільтрову частину колони. Не рекомендується спускати його і в свердловини, в яких на стінках експлуатаційних колон відкладаються солі і парафін. Якір-парасолька діє наступним чином. Нафтогазова суміш поступає в корпус якоря і через отвори виходить в кільцевий простір між експлуатаційною колоною і корпусом якоря. Внаслідок зміни напрямку руху газорідинної суміші (на 180°) газ відділяється від нафти і піднімається, а дегазована нафта рухається вниз, входить в отвори трубчастого кутника і через кутник і всмоктувальну трубку поступає прийом насоса [1].

В якорі-парасольці роль затрубного простору виконує корпус якоря, а роль корпуса якоря – затрубний простір. Через цей переріз затрубного простору дуже звужене, а січення корпуса розширене. Така конструкція аналогічна конструкції простого однокорпусного якоря, але великого діаметра. Проте ефективність якоря-парасольки набагато перевищує ефективність однокорпусного якоря діаметром 89 мм в колоні однакового діаметра [2].

Застосовують також двосекційні якорі-парасольки, в яких загальна витрата рідини розділяється на дві нерівних частини.

Гвинтовий газовий якір вставного типу (рис. 2.5) має корпус 1, зовнішній діаметр якого рівний 46 мм. В нижній частині корпуса в шахматному порядку розміщені отвори діаметром 6 мм, які призначені для поступлення рідини із ствола свердловини в якір, так-як на нижній кінець корпуса накручена пробка 9.



1 - корпус; 2 - кутник; 3 - муфта; 4 - клапан; 5 - ніпель; 6 - газовипускна трубка;
7 - газовловлююча воронка; 8 - шнек; 9 - пробка

Рисунок 2.5 – Схема гвинтового газового якоря вставного типу СГВ-АзНИПИ-46

Принцип роботи якоря базується на відділенні газу від рідини під дією відцентрової сили, яка виникає при русі рідини вздовж гвинтової направляючої площини. Рідина, поступаючи через отвори в корпусі якоря і здійснюючи гвинтовий рух, звільняється від газу і переміщується до стінок корпуса, а бульбашки газу – до поверхні стержня шнека 8. Від сепарований газ, проходячи через газоуловлювальну лійку 7, газовипускную трубку 6, клапани 4 і кутник 2, попадає в затрубний простір свердловини, а дегазована рідина поступає на прийом насоса. Для з'єднання газового якоря з глибинним насосом на верхньому кінці корпуса є перевідник з різьбою. Муфта 3 і ніпель 5 служать для з'єднання вузлів якоря [1,2].

Газовий якір гвинтового типу відрізняється від всіх відомих тим, що сепарація газу проходить в основному в корпусі якоря, через те зменшення площі січення затрубного простору не впливає на його сепараційну здатність. Газ в ньому відділяється від рідини в результаті відцентрової сили, яка виникає при русі рідини вздовж гвинтової направляючої площини, і через те із зменшенням діаметра корпуса якоря сепараційна здатність його збільшується.

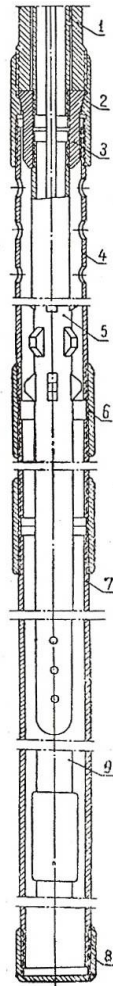
Вібраційний газовий якір (рис. 2.6) складається із кожуха 5, нижній ніпель якого обладнаний глухою муфтою-заглушкою, а на верхній кінець його накручений перехідник, за допомогою якого через центральний ніпель, якір

з'єднується з прийомом глибинного насоса. Всередині кожуха є всмоктувальна труба 4 діаметром 52 мм, нижній кінець якої служить для входу рідини, яка звільнена від газу, а верхній кінець її виручений в спеціальну нарізку в перевіднику. До всмоктувальної труби на відстані 480 мм один від одного, в кількості 9 штук, приварені центруючі кільця, на які опираються пружини 3, які в свою чергу підтримують вібратори 2, які з'єднані спеціальною втулкою. В нижній частині якоря є піскова кишенька 6 [1].

На поверхні кожуха якоря є п'ять груп отворів 1 діаметром 12 мм кожен, розміщених в три ряди по вісім отворів в ряду. Довжина кожуха 3500 мм, а всмоктувальної труби – 5300 мм. Пружини вібратора виготовляються з круглої пружинної сталі діаметром 25 мм, які потім термічно обробляються. Кожен вібратор складається з трьох тарілок які з'єднані одною втулкою довжиною 180 мм, яка оброблена всередині і по торцям і виготовлена із 2" насосно-компресорних труб.

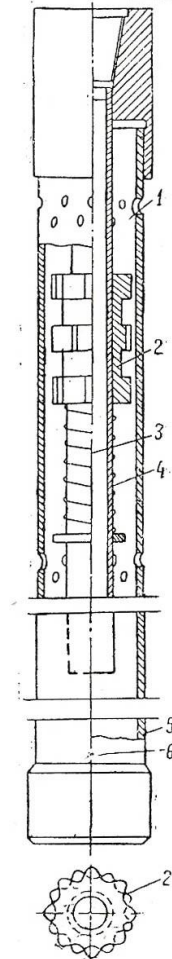
Принцип дії якоря заснований в наступному: при русі плунжера вверх насосні труби стискаються, а при вниз – навантаження від ваги рідини передається на труби і вони видовжуються. Ці коливальні рухи труб сприймаються чуттєвими пружинами вібраційного якоря, на яких утримуються вібратори, які представляють собою загострені трьохярусні кільця. Завдяки інерції пружин вібратори безперервно ковзають по внутрішній трубі якоря, на яку вони надіті проводячи енергійне переміщення нафти, яка поступає через отвори в кожусі. При цьому з нафти виділяється не тільки газ, який знаходиться в вільному стані у виді бульбашок, але й газ, розчинений в нафті [2].

Газовий сепаратор (рис. 2.7) для трубних насосів складається із затискної муфти 1, перевідної муфти 2, спеціальної муфти 3, перфорованого патрубку 4, спеціального патрубку 5, муфти 6, 4" насосно-компресорних труб 7 і заглушки 8.



- 1 - отвори;
- 2 - вібратори;
- 3 - пружини;
- 4 - всмоктувальна труба;
- 5 - кожух;
- 6 - піскова кишень

Рисунок 2.6 – Вібраційний газовий якір



- 1 - затискна муфта;
- 2 - перевідна муфта;
- 3 - спеціальна муфта;
- 4 - перфорований патрубкок;
- 5 - спеціальний патрубкок;
- 6 - муфта;
- 7 - 4" насосно-компресорна труба;
- 8 - заглушка

Рисунок 2.7 – Газовий сепаратор

Глибинний насос 9 знаходиться в середині газового сепаратора. Поступання рідини із свердловини в сепаратор проходить через отвори перфорованого патрубка 4. Величина віддачі від вхідних отворів сепаратора до прийому глибинного насоса вибирається в кожному окремому випадку, на основі геолого-технічної характеристики даної свердловини.

Ця величина змінюється шляхом нарощування додаткової кількості труб. Газовий сепаратор застосовується в свердловинах, які обладнані як вставними

так і трубними насосами. Якір піднімається із свердловини разом з насосними трубами [10].

Провівши короткий огляд конструкцій газових якорів запропоновано в якості газового якоря конструкція якоря чашкового типу, більш простого і надійного, яка представлена на листі БР.ГМІ-86.13.00.000 СК.

Якір складається із здвоєної труби, причому внутрішня труба має можливість вгвинчуватись у колону НКТ.

Принцип дії якоря зображений на листі БР.ГМІ-86.13.00 СК. Нафтогазова суміш за допомогою чашок якоря всмоктується у газовий простір між якорем і внутрішньою трубою всмоктування. Легкий газ піднімається вгору у кільцевому просторі і відсмоктується. Важка нафта опускається вниз, всмоктується насосом через пригвинчену до всмоктувального клапана трубу всмоктування, і відкачується вгору. Для забезпечення достатньої дегазації якір може бути видовжений (як правило, до трикратної довжини). В процесі роботи можливе осідання піску на дні закритої вниз насосно-компресорної труби, яка пригвинчена до всмоктувальної труби.

2.5 Обґрунтування необхідності використання вдосконалених конструкцій устьових сальників

Устьове обладнання призначене для герметизації затрубного простору, внутрішньої порожнини НКТ, відведення продукції свердловини і підвішування колони НКТ. Устьове обладнання складається з устьового сальника, хрестовини і запірних кранів (рис. 2.8) [2].

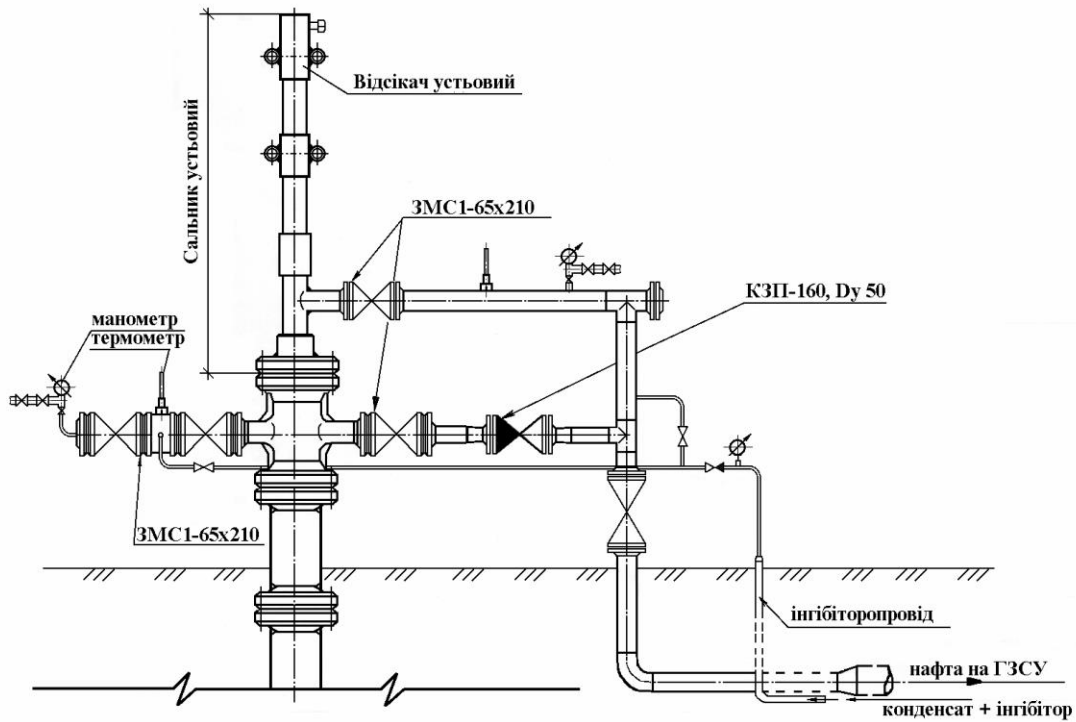


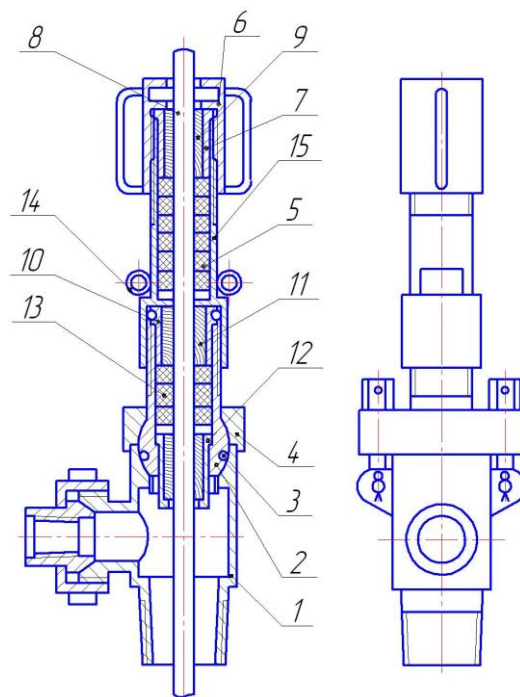
Рисунок 2.8 - Принципова схема обв'язки устя ШСНУ [1]

Типовий устьовий сальник (рис. 1.3) складається із самовстановлювальної сальникової головки і трійника. Він герметизує вихід устьового штока за допомогою сальникової головки і забезпечує відведення продукції через трійник. Відмітна особливість сальника полягає в наявності просторового кульового шарніру між головкою сальника і трійником. Кульове з'єднання забезпечує самовстановлення сальника в разі неспіввісності сальникового штока з віссю НКТ, що усуває однобічне зношування ущільнення набивки і полегшує процес заміни набивки [2].

Сальник з одинарним ущільненням типу СУС1 (рис. 2.9) призначений для свердловин з малим газовим фактором і низьким статичним рівнем [6].

Сальник з подвійним ущільненням СУС2 (рис. 2.10) призначений для запобігання розгерметизації свердловин з великим газовим фактором і великим статичним рівнем, з яких можливі викиди [6].

На трійнику 1 встановлена кульова головка 2, що має гумове ущільнююче кільце 3 для запобігання протікання нафти між нею і кульовою кришкою 4. Кульова голівка 2 з'єднана за допомогою різьби до втулки 15, всередині якого встановлюється пакет ущільнень 5. Пакет підтискується кришкою 6 головки через верхню втулку 7. В верхню втулку 7 так як і в проміжну втулку і в нижню 10 встановлюють напрямні втулки 9 з пресованої деревини ДП-К, з внутрішнім діаметром, що відповідає діаметру устьового штока 8. В нижній частині кульової головки встановлюється додаткове ущільнення 13, підтискання якого при заміні верхнього пакету ущільнень 5 здійснюється загвинчуванням за допомогою спеціальних оправок 14 головки 15. Для запобігання само відкручування головки 15 служить контргайка 12. Після заміни пакета ущільнень додаткове ущільнення звільнюється при відкручуванні головки 15. Для зручності ручної затяжки кришки головки сальника до неї приварені два вуха – ручки [1].



- 1 - трійник; 2 - кульова головка; 3 - ущільнююче кільце; 4 - кришка кульової головки; 5 - пакет ущільнень; 6 - кришка; 7 - втулка верхня; 8 - шток; 9,11 - напрямна втулка; 10 - втулка нижня; 12 - втулка; 13 - додаткове ущільнення; 14 - оправка; 15 - корпус

Рисунок 2.10 - Гирловий сальник з подвійним ущільненням

Робочий тиск при рухомому устьовому штоку 4 МПа, при нерухомому і підтисненому пакеті ущільнень 14 МПа. Висота устьового сальника разом із трійником не більше 575 мм. Приєднувальне різьба 73 мм (ГОСТ 633-80). Маса не більш 25 кг [1].

Усі гумові кільця й ущільнювальні елементи перед установкою змазуються солідолом УС-2 (II) (ГОСТ 1033-89). Устьовий шток вставляється в сальник у горизонтальному положенні на містках, а потім з'єднується з колоною насосних штанг [1].

Слід зазначити, що сальники СУС1 і СУС2 мають конструктивні недоліки, що приводять до несправностей і відмовлень: пропуск нафти в шарнірному з'єднанні внаслідок частих ушкоджень гумового ущільнювального кільця; підвищений осьовий люфт у шарнірному з'єднанні в результаті зношування сферичних поверхонь; велике діаметральне спрацювання нижньої втулки з пресованої деревини внаслідок однобічного бічного тиску устьового штока, на якому з'являються глибокі повздовжні подряпини, що приводять до розгерметизації устя свердловин і обриву устьового штока; втрата герметичності в різьбових з'єднаннях корпусу устьового сальника. По мірі спрацювання елементів вузла ущільнення знижується необхідний контактний тиск герметизації, для підтримання якого необхідно періодично затягувати кришку головки сальника вручну [1].

В НГВУ “ Долина нафтогаз ” експлуатуються 336 глибинно-насосні свердловини, тобто 96 % від всього фонду свердловин. Ці свердловини (крім періодичних) експлуатують цілодобово і обслуговуються операторами лише в денний час.

Глибинно-насосні свердловини в НГВУ працюють при тисках на устьових обв'язках, що знаходяться у межах 0,25-1,2 МПа, а при проведенні різного виду обробок – 8 – 12 МПа, тому дуже важливим для нормальної роботи є надійність і працездатність ущільнювачів сальникових штоків. При ненадійних ущільнювачах проходить розгерметизація і повз

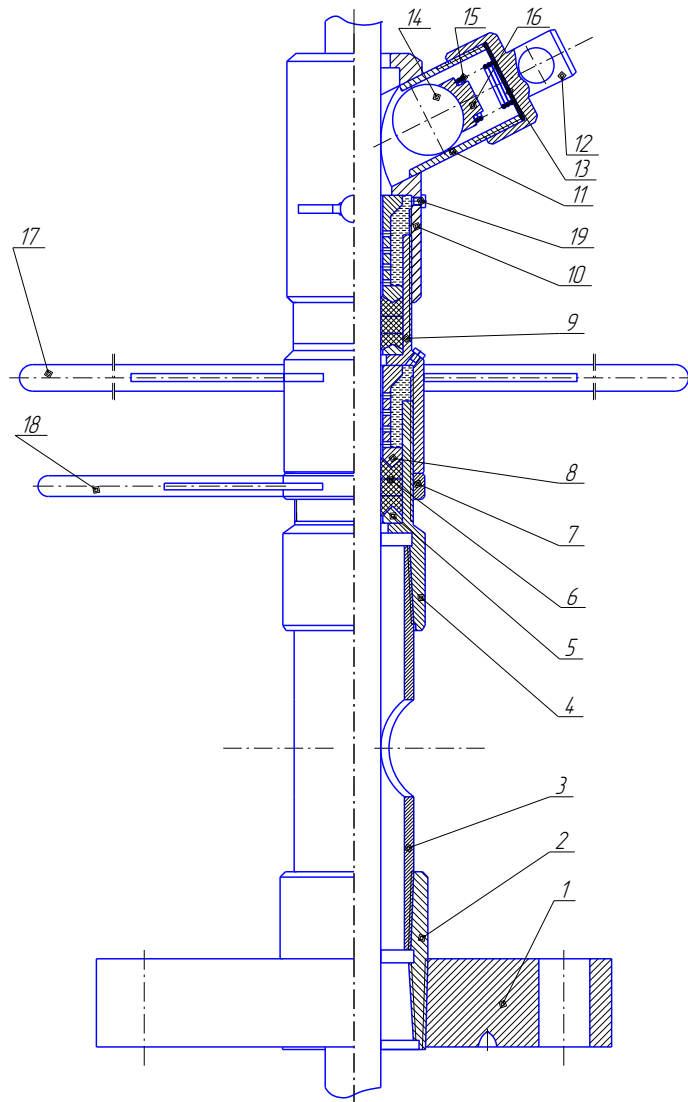
устьовий шток на приустьовий майданчик виливається 50 – 100 л, нафти і пластової води, забруднюючи його.

В НГВУ “Долина нафтогаз” часто (приблизно 30 раз на рік) трапляються обриви устьового штока і падіння колони штанг в свердловину. В наслідок цього в свердловинах з аномально-високим пластовим тиском на поверхню землі і з атмосфери входить нафта і газ, що призводить до забруднення навколишнього середовища (див. рис. 2.11).



Рисунок 2.11 – Нафтопроявлення

З метою недопущення нафтогазопроявлень (див. рис. 2.11) при обриві сальникового штока в НГВУ був розроблений і використовується устьовий сальник, що забезпечує герметизацію сальникового штока і перекриває свердловину у випадку його обриву.



- 1 - планшайба; 2 - перевідник; 3 - трійник; 4 - корпус запасного сальника;
 5 - шайба опорна; 6 - набивка сальникова; 7 - контргайка; 8 - ґрундбукса;
 9 - корпус сальника робочий; 10 - гайка натискна; 11 - корпус; 12 - кришка;
 13 - прокладка; 14 - кулька; 15- пружина; 16 - опора пружини; 17 - ручка;
 18 - ручка контргайки

Рисунок 2.12 –Устьвий сальник НГВУ «Долинанафтогаз»

Сальник, зображений на рисунку 2.12, складається з: корпуса запасного сальника 4, корпуса робочого сальника 9, натискної гайки 10 з противикидним пристроєм .

В корпусі робочого і запасного сальників розміщені: сальникові набивки 6, які виконані у вигляді розрізних гумових кілець, опорні шайби 5 і ґрундбуksi 8, які виконані розрізними.

Корпус розрізного сальника нагвинчується на трійник 3. Через перехідник підвіски 2 і планшайбу 1 сальник штока з'єднується з протилежним фланцем і колонним фланцем .

Наявність в сальнику двох ступеней ущільнення забезпечує надійне ущільнення при високих тисках на усті свердловини і дозволяє здійснити заміну сальникової набивки на робочі ступені при працюючій запасній ступені ущільнення .

Для заміни набивки 6 в робочій ступені сальникового ущільнення відгвинчують натискну гайку 10, фіксують її вверху на полірованому штоку за допомогою спеціальних затискачів, після чого проводять заміну розрізних гумових кілець. Для заміни набивки в запасній ступені відгвинчують корпус робочого сальника 9, піднімають по штоку, фіксують його вверху і проводять заміну гумових кілець.

Для свердловин з високим пластовим тиском устьовий сальник обладнується противикидним пристроєм.

Противикидний пристрій складається з: корпуса 11, в якому розміщується кулька 14, яка піднімається пружиною 15 через опору пружини 13. На корпус нагвинчується кришка 12 через прокладку 16.

При обриві сальникового штока звільняється кулька 14 і під дією тиску пластового флюїду перекриває отвір у натискній гайці 19.

Технічна характеристика устьового сальника

1. Робочий тиск, МПа	12
2. Умовний діаметр, мм	50
3. Розмір під устьовий шток, мм	25 – 32
4. Кількість герметизуючих камер	2

5. Тип ущільнення

гумове з кордом

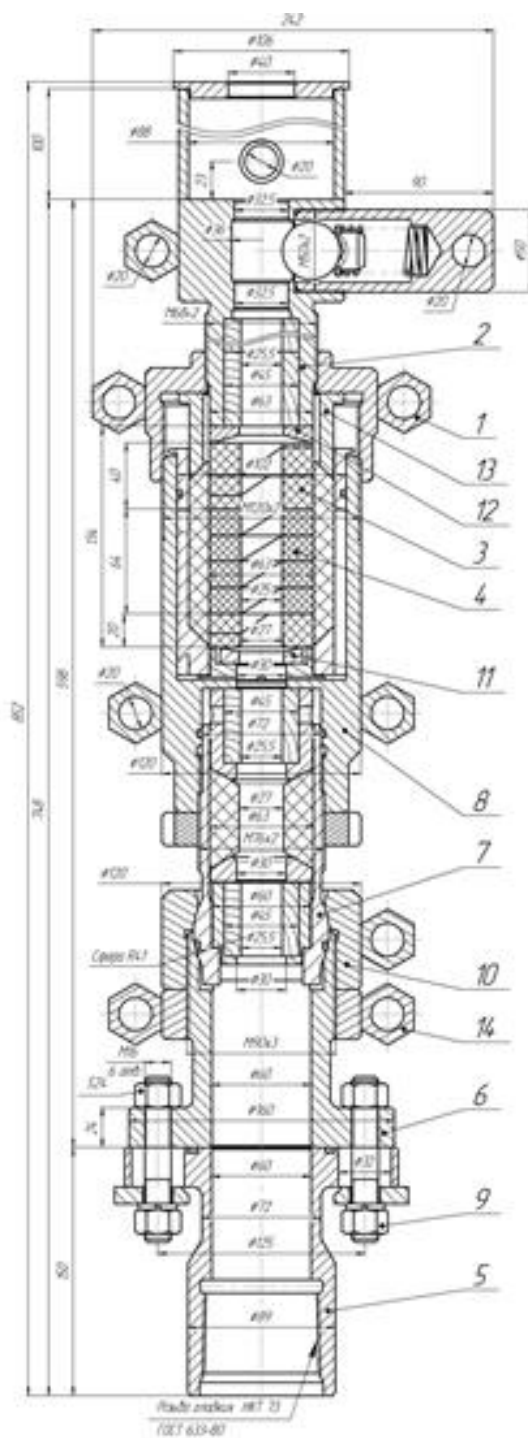
6. Габаритні розміри, мм

700 x 520

В НГВУ є близько 75 свердловин з періодичним дебітом близько 0,1-0,2 т/добу і на свердловинах з постійним видобутком нафти існує небезпека утворення газових ліфтів, в результаті чого пластова рідина на усті відсутня. Внаслідок відсутності рідини в зоні ущільнення - шток відбувається процес сухого тертя. Внаслідок якого проходить інтенсивне спрацювання ущільнень при підвищеній температурі, що приводить до розгерметизації устя. Тому пропонується в даній конструкції устьового сальника встановити додатковий мастильний матеріал, який розмістити в камері, яка утворилася між натискною грундбуксою і корпусом сальника (див. рис. 2.13). Щоб мастило попадало в зону тертя, саму грундбуксу пропоную виконати перфорованою. При сухому терті буде спостерігатись значне підвищення температури в зоні тертя і це тепло буде передавати через грундбуксу до мастила. Під дією температури буде збільшуватись його в'язкість і мастило через отвори буде змащувати устьовий шток. В якості мастильного матеріалу можуть використовуватись мастила типу: мастило консистентне з графітом 1/13 з добавками мідного порошку, СМ-01, ЦИАТИМ-201, ЦИАТИМ-203, ЦИАТИМ-221, ЛИТОЛ-24 та інші матеріали, що містять поверхнево активні речовини з відновлювальними властивостями, працюючими в режимі вибіркового переносу [17].

Наявність додаткового змащення в період відсутності пластової рідини на усті свердловини повинно значно збільшити ресурс роботи ущільнюючих кілець.

Для підвищення ресурсу ущільнювальних кілець запропоновано використовувати конструкції гумово-кордних ущільнювачів штока рис. 2.13.



- 1 – гайка; 2 – ґрундбукса; 3 – гумові кільця; 4 – сальникова набивка;
 5 – перевідник; 6 – радіальний компенсатор; 7 – кутовий компенсатор;
 8 – корпус; 9 – гайка; 10 – накидна гайка; 11, 12 - плаваючі шайби;
 13 – натискне кільце; 14 – контргайка

Рисунок 2.13 – Устьовий сальник удосконалений

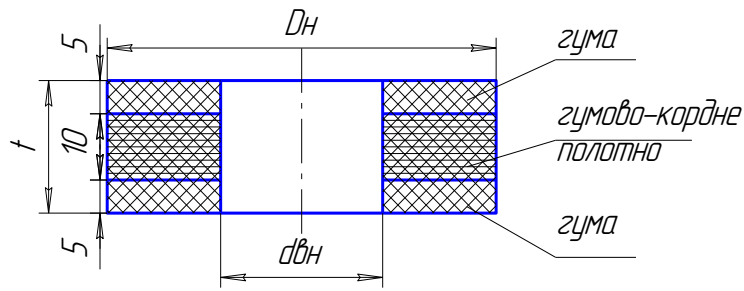


Рисунок 2.14 – Конструкція гумово-кордного ущільнення

Сальникова набивка, яка складається з гумово-кордних ущільнювачів має властивість упитувати в себе пластову рідину, а корд тривалий час утримує її. Це дозволяє значно довше ніж м'які набивки працювати в режимі рідинного (напівсухого) тертя.

Технічна характеристика

Максимальний робочий тиск, МПа, не більше:

- при працюючому верстаті-качалці..... 2,0
- при зупинці верстата-качалки..... 5,0

Компенсація неспіввісності устьового штока відносно осі підвіски верстата-качалки в радіальному напрямку, мм..... від 0 до 8

Компенсація кута відхилення устьового штока від вертикальної осі, град від 0 до 5

Діаметр штока, що ущільнюється, мм..... 31

Приєднувальна різьба..... НКТ73 глад. ГОСТ633-80

Робоче середовище..... продукція свердловини

Температура навколишнього середовища, °С від мінус 30 до +40

Габаритні розміри, мм, не більше:

- висота 852
- ширина 184
- довжина 242

Маса, кг 65

РОЗДІЛ 3

3.1 Розрахунок зусилля на плунжері насоса

Розрахунок зусилля на плунжері проводимо в залежності від тиску на рівні нагнітального клапана і діаметра насоса.

Сила, що діє на плунжер, визначається за формулою

$$P_{\text{п}} = P_{\text{т}} + P_{\text{г}} + P_{\text{ін}}, \quad (3.1)$$

де $P_{\text{т}}$ – сила тертя;

$P_{\text{г}}$ – гідравлічна сила;

$P_{\text{ін}}$ – сила інерції маси продукції свердловини в ліфтовій колоні.

Сила тертя складається з сили тертя плунжера до стінок циліндра свердловинного насоса і сили гідравлічного опору в нагнітальному клапані

$$P_{\text{т}} = P_{\text{т.п.}} + P_{\text{кл.н.}} = 1040,6 + 420,5 = 1461,1 \text{ Н}, \quad (3.2)$$

Силу тертя плунжера до стінок циліндра можна знайти за емпіричними формулами Сердюка [7] для обводнених свердловин

$$P_{\text{т.п.}} = 1,84d_{\text{п}}/\delta - 137 = 1,84 \cdot 0,032/0,000025 - 137 = 1040,6 \text{ Н}, \quad (3.3)$$

де δ - зазор в парі “плунжер-циліндр”; прийємо для розрахунків середній зазор 1-ої групи посадки для складеного циліндра $\delta = 0,025$ мм [7].

Сила гідравлічного опору в нагнітальному клапані визначається за формулою

$$P_{\text{кл.н.}} = \Delta p_{\text{кл.}} \cdot F_{\text{п}} = 0,523 \cdot 10^6 \cdot 0,804 \cdot 10^{-3} = 420,5 \text{ Н}, \quad (3.4)$$

де $\Delta p_{\text{кл}}$ – перепад тиску в клапані насоса;

$F_{\text{п}}$ – площа поперечного перерізу плунжера насоса.

Перепад тиску в клапані насоса [7]

$$\Delta p_{\text{кл}} = \frac{v_{\text{max}}^2}{2 \cdot \lambda_{\text{кл}}^2} \cdot \rho = \frac{0,244^2}{2 \cdot 0,23^2} \cdot 900 = 0,523 \text{ МПа}, \quad (3.5)$$

де v_{\max} - максимальна швидкість руху рідини в отворі сідла клапана, м/с;
прийmemo $v_{\max} = 2v = 2 \cdot 0,122 = 0,244$ м/с.

Вище зазначена середня швидкість руху рідини у трубі визначається за формулою

$$v = \frac{d_n^2}{d^2} \cdot \frac{S \cdot n}{60} = \frac{0,032^2}{0,05^2} \cdot \frac{3 \cdot 10}{60} = 0,122 \text{ м/с}, \quad (3.6)$$

де S – довжина ходу штока; приймаємо $S = 3$ м;

n – число ходів штока за хвилину; приймаємо $n = 10$ хв⁻¹;

d – внутрішній діаметр НКТ, м; $d = 0,05$ м;

$\lambda_{\text{кл}}$ - безрозмірний коефіцієнт втрати клапана, який визначається залежно від числа Рейнольдса

$$Re = (v \cdot d \cdot \rho) / \mu = (0,122 \cdot 0,05 \cdot 900) / 0,025 = 281, \quad (3.7)$$

де μ - динамічна в'язкість видобувного флюїду; $\mu = 0,025$ м²/с.

- при $0 < Re \leq 2320$ (перша зона тертя – ламінарний режим руху рідини)

$$\lambda = 64 / Re = 64 / 281 = 0,23 \quad (3.8)$$

Площа поперечного перерізу плунжера свердловинного насоса визначається за формулою

$$F_{\text{п}} = \pi \cdot d_{\text{п}}^2 / 4 = 3,14 \cdot 0,032^2 / 4 = 0,804 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2. \quad (3.9)$$

Гідравлічна сила рівна добутку тиску біля нагнітального клапана на площу поперечного перерізу плунжера, тобто

$$P_{\text{г}} = p \cdot F_{\text{п}} = 0,78 \cdot 10^6 \cdot 0,804 \cdot 10^{-3} = 627,1 \text{ Н} \quad (3.10)$$

Сила інерції визначається за формулою

$$P_{\text{ін}} = m_{\text{п}} \cdot a = 1519 \cdot 0,168 = 255,3 \text{ Н}, \quad (3.11)$$

де $m_{\text{п}}$ – маса продукції свердловини

$$m_{\text{п}} = H \cdot d^2 \cdot \rho / 4 = 1900 \cdot 0,05^2 \cdot 900 / 4 = 1519 \text{ кг}; \quad (3.12)$$

a – прискорення продукції свердловини

$$a = 2 \cdot S \cdot (n/60)^2 = 2 \cdot 3 \cdot (10/60)^2 = 0,168 \text{ м/с}^2. \quad (3.13)$$

Тоді за формулою (3.13) сила, що діє на плунжер

$$P_{\text{п}} = P_{\text{т}} + P_{\text{г}} + P_{\text{ін}} = 1461,1 + 627,1 + 255,3 = 2343,5 \text{ Н}.$$

3.2 Розрахунок робочих параметрів клапана

Витрата рідини через клапан

$$Q = \mu f \sqrt{\frac{\Delta p \times 2g}{\gamma}} = \mu f \sqrt{\frac{\Delta p \times 2g}{\rho g}} = \mu f \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}} \quad (3.14)$$

де $f = \pi d h$ - змінна площа прохідного перетину;

d і h – діаметр отвору сідла клапана і підйом затвора;

μ - коефіцієнт витрати;

$\rho = 900 \text{ кг/м}^3$ - густина рідини;

$\Delta p = 0,06 \text{ МПа}$ – перепад тиску на клапані.

Оскільки перебіг рідини через клапан носить звичайно турбулентний характер, значення коефіцієнта витрати можна прийняти при поширених режимах постійним і рівним $\mu = 0,62$ [7].

$$f = \pi \times (28 \times 10^{-3}) \times (34 \times 10^{-3}) = 2,99 \times 10^{-3} \text{ м}^2;$$

$$Q = 0,62 \times 2,99 \times 10^{-3} \times \sqrt{\frac{2 \times 0,06}{900}} = 2,2 \times 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Максимальна швидкість руху продукції ϑ_{\max} в отворі сідла клапана з урахуванням нерівномірності руху плунжера рівна:

$$\vartheta_{\max} = \frac{4Q}{d^2} = \frac{4 \times 2,2 \times 10^{-5}}{(28 \times 10^{-3})^2} = 0,11 \text{ м/с}. \quad (3.15)$$

Число Рейнольдса $Re_{\text{кл}}$ рівно:

$$Re_{\text{кл}} = \frac{\vartheta_{\max} \times d}{\nu_{\text{ж}}} = \frac{0,11 \times 28 \times 10^{-3}}{8 \times 10^{-6}} = 392,86, \quad (3.16)$$

де $\nu_{\text{ж}}$ - кінематична в'язкість рідини, $\text{м}^2/\text{с}$.

Втрати тиску в клапанному вузлі при всмоктуванні визначаються за формулою:

$$\Delta p_{\text{кл}} = \frac{\vartheta_{\max}^2 \times \rho_{\text{жд}}}{2\varepsilon_{\text{кл}}^2} \quad (3.17)$$

де $\rho_{\text{жд}}$ - густина дегазованої рідини;

$\varepsilon_{\text{кл}}$ - коефіцієнт витрати клапана, що визначається залежно від конструкції клапанного вузла насоса і числа Рейнольдса.

$$\rho_{\text{жд}} = \rho_{\text{нд}} \cdot (1 - B') + \rho_{\text{в}} \cdot B' = 900 \cdot (1 - 0,95) + 1000 \cdot 0,95 = 895 \text{ кг/м}^3, \quad (3.18)$$

де B - об'ємна обводненість нафти, частки одиниці;

$\rho_{\text{нд}}$ - густина дегазованої нафти, кг/м³;

$\rho_{\text{в}} = 1000 \text{ кг/м}^3$ - густина води.

Середнє значення $\varepsilon_{\text{кл}}$ для основних типів насосів складає 0,3 – 0,4.

$$\Delta p_{\text{кл}} = \frac{0,11^2 \times 895}{2 \cdot 0,35^2} = 49,1 \text{ Па.}$$

3.3 Розрахунок на міцність корпусу клапана

Товщина стінки корпусу:

$$\delta = \frac{D_{\text{н}} - D_{\text{в}}}{2}, \quad (3.19)$$

де $D_{\text{н}}$ - зовнішній діаметр корпусу;

$D_{\text{в}}$ - внутрішній діаметр корпусу.

$$\delta = \frac{48,92 - 38}{2} = 2,96 \text{ мм.}$$

Площа кільцевого перетину корпусу:

$$F = \frac{\pi}{4} (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{в}}^2) = \frac{\pi}{4} ((0,04892)^2 - (0,038)^2) = 4,56 \times 10^{-4} \text{ м}^2. \quad (3.29)$$

Допустимі напруження: $[\sigma] = 1100 \text{ МПа}$.

Напруження в корпусі клапана

$$\sigma = \Delta p_{\text{кл}} \cdot d / 2\delta = 49,1 \cdot 0,027 / 2 \cdot 0,00296 = 266,5 \text{ МПа}$$

Умова виконується, так як розрахункові напруження значно менші за допустимі.

РОЗДІЛ 4

4.1 Обслуговування і раціональна експлуатація обладнання ШСНУ

Перед пуском необхідно перевірити наявність мастила в підшипниках і залити мастило в редуктор. Потім обкатати верстат-качалку на холостому ході, з рівноважуючи ми противагами, встановленими на нульовій поділці кривошипів [8].

При цьому перевіряють :

- а) вертикальність руху точки підвішування штанг ;
- б) наявність шумів , стуків і нагрівання підшипників у вузлах .

Наявні неполадки усувають :

- а) установкою регулюючої прокладки ;
- б) перевіркою правильності збірки вузлів і наявності мастила .

Після обкатування верстату-качалки на холостому режимі протягом 3-х годин до нього приєднують штанги глибинного насоса .

Перед пуском верстата-качалки в роботу під навантаженням після його монтажу або довготривалого простою, крім перекислених вимог необхідно: [8]

а) перевіряти відповідність частоти обертання та потужності встановленого електродвигуна необхідним для даного режиму роботи верстата-качалки. Електродвигун повинен бути підключеним в електромережу таким чином, щоб кривошипи обертались по годинниковій стрілці, якщо дивитись на верстат-качалку зі сторони, коли свердловина знаходиться зліва від спостерігача;

б) провести зрівноваження верстату-качалки ;

в) перевірити справність електрообладнання. Пускова електроапаратура повинна бути встановлена вертикально. Кріплення пускової електро-апаратури повинно бути міцним;

г) прибрати всі непотрібні предмети, які можуть зачепити кривошипи при обертанні.

Надійна робота ВК досягається за рахунок правильного підбору устаткування, який залежить від технологічного режиму експлуатації свердловини, якісного виконання монтажних робіт, точного зрівноваження,

своєчасного проведення технічного обслуговування і планових ремонтів. Це особливо важливо при впровадженні системи автоматизації і дистанційного контролю роботи свердловин, коли їх обслуговування виконується один-два рази на добу. В таких умовах недогляди, недбалість оператора можуть привести до крупної аварії і, отже, до тривалого простою свердловини [8].

Після пуску ВК в експлуатацію через перші декілька днів роботи слід оглянути всі різьбові з'єднання і підтягти їх. В перші дні експлуатації потрібно систематично контролювати стан збірки, кріплення підшипників, затягування кривошипних і верхніх пальців на шатуні, урівноваження, натягнення пасів, відсутність протікання масла в редукторі і т.п., перевіряють відповідність потужності і частоти обертання валу електродвигуна встановленому режиму роботи верстата. Електродвигун повинен бути підключений до мережі так, щоб кривошипи оберталися по стрілці, вказаній на редукторі [8].

В процесі експлуатації необхідно регулярно перевіряти і змащувати вузли ВК і редуктора. Місця змащування, точки змащування, число цих точок, сорт змащувального матеріалу і терміни мастила, що рекомендуються, обумовлені відповідною нормативно-технічною документацією. Якщо ВК піддається дії великих змінних навантажень і експлуатується в умовах високих або низьких температур, підвищеної вологості або пильності, то необхідно частіше перевіряти його, що передбачається даною документацією [8].

При пуску в експлуатацію нового редуктора необхідно через 10-15 днів вилити з нього масло і промити гасом або соляровим маслом з метою видалення частинок металу, які утворилися при приробленні редуктора. Наявність масла в редукторі перевіряють через контрольні клапани або щупом. Для механізованої зміни масла в редукторі, для мастила підшипникових вузлів ВК застосовують спеціалізовані агрегати.

При огляді і обстеженні ВК ретельно перевіряють жорсткість кріплення пускової апаратури, яку необхідно встановлювати строго вертикально, особливо при установці магнітних пускачів, що мають контактні пристрої. Кріплення повинне бути міцним, таким, що виключає можливі зрушення і хитання. Щоб

уникнути нещасних випадків при змащуванні, ремонті і перевірці стану ВК необхідно його зупиняти. При зупинці ВК редуктор слід загальмовувати тільки після відключення електродвигуна від мережі в нижньому положенні плунжера насоса свердловини. Перед пуском ВК необхідно прибрати всі зайві предмети, які можуть заважати вільному обертанню кривошипа.

Діючою системою ТО і ПР для ВК передбачені поточні і капітальні ремонти. Поточний ремонт повинен забезпечувати працездатність ВК до капітального ремонту. Виконують його ремонтні комплексні бригади при короткочасних зупинках свердловини або підземному ремонті [8].

При поточному ремонті перевіряють і здійснюють підтяжку кріпильних з'єднань, замінюють ті, що прийшли в непридатність кріпильні деталі, клинові паси, канатні підвіски або плашки, деталі нижньої головки шатуна, пальці кривошипів, змащують підшипникові опори, шарнірні з'єднання і ходові гвинти.

При капітальному ремонті шатунів в зборі з пальцями кривошипа, ходових гвинтів з деталями на кривошипах при безступінчастій зміні довжини ходу і механізованому переміщенні противаг, здійснюється заміна шатунів, усунення зсуву осей кривошипів, заміна деталей клямки поворотної головки балансира, пальців поворотної головки, скоб опори балансира, заміна деталей гальма, електродвигуна і зношених шківів, виправлення огорож, сходів, заварка тріщин в зварних швах, заміна прокладок і ущільнень редуктора, виправлення пазів шпонок валів, зачистка зубів у шестерень редуктора, заміна зубчатих коліс і інше. Капітальний ремонт ВК виконують спеціалізовані ремонтні бригади агрегатним методом ремонту. При цьому складальну одиницю, яка включає непридатні деталі, замінюють новою або відремонтованою. Замінювану складальну одиницю передають на ЦБПО для ремонту. При цьому на ЦБПО повинні бути оборотні складальні одиниці всіх типорозмірів ВК, що знаходяться в експлуатації [8].

Для механізації ручної праці і забезпечення безпечних умов роботи при ремонті ВК в польових умовах використовують спеціалізований агрегат.

В процесі експлуатації штангових свердловинних насосів зношуються робочі поверхні плунжера, циліндра і клапанів, що приводить до витоку продукції свердловини і зниження подачі.

Основними причинами зносу крім сил тертя є присутність піску у відкачуваній рідині, H_2S , CO_2 , мінеральних солей, а також висока обводненість. Пісок в свердловині нерідко приводить до заклинювання плунжера в циліндрі насоса. При цьому щоб не відбувся обрив штанг, доводиться піднімати насос.

З метою повторного використання циліндрів, що мають рівномірний знос, для кожного діаметру насосів виготовляються плунжери з декілька збільшеними діаметрами, що дозволяє підбирати плунжер до насоса, що був в роботі, з меншим зазором і знов пускати його в роботу.

Насоси, що підлягають ремонту, поступають в ремонтних цех, де проводять їх огляд. Якщо в результаті огляду встановлюється, що для ремонту необхідно провести тільки заміну зношених деталей (плунжера, клапанів, штока), то виконується поточний ремонт насоса. Якщо в результаті огляду встановлюється, що для ремонту насоса необхідне застосування спеціальних пристосувань, контрольно-вимірювальної апаратури і високої кваліфікації робочих (наприклад, звільнення заклиненого плунжера або всі роботи, пов'язані з розбиранням циліндра насоса і т.д.), то виконується капітальний ремонт насоса [8].

РОЗДІЛ 5

5.1 Охорона праці під час експлуатації свердловини ШСНУ

Спосіб видобутку нафти за допомогою установок штангового свердловинного насоса по кількості свердловин є найбільш розповсюдженим.

Небезпека травмування персоналу при обслуговуванні свердловин, що експлуатуються цим способом пов'язана в основному з наявністю рухомих частин верстатів-качалок і необхідністю виконання різних операцій по перевірці технічного стану, зміні режиму роботи і ремонту наземного обладнання [15].

До числа таких операцій відносяться: роботи по заміні клинопасів, зняттю і встановленні канатної підвіски, зміні довжини ходу і числа качань балансира, при зміні балансира, редуктора і інших частин верстата-качалки [15].

Зміна довжини ходу верстата-качалки пов'язана із необхідністю перестановки пальця на кривошипі. При виконанні цієї операції виникає небезпека падіння робітника з висоти, травмування робітника, що знаходиться на землі від'єднаним шатуном, інструментом чи шматком металу, що може утворитися при вибиванні пальця кувалдою [15].

Встановлення балансира в потрібне положення шляхом приведення вручну пасів клинопасової передачі містить небезпеку травмування пальців рук та їх затягування під паси .

Зняття і встановлення канатної підвіски верстата качалки відносяться до числа небезпечних операцій, також при виконанні цієї роботи не виключена можливість травмування рук і піднімання інструменту працівника, який знаходиться на балансірі.

Виконання робіт по приєднанню та від'єднанню траверси і шатунів пов'язане з необхідністю знаходження операторів безпосередньо на балансірі або траверсі(при зміні шатунів) є небезпечне падіння з висоти [15].

Під час спуску від'єднаної і піднімання нової траверси за допомогою пенькового каната, який перекинутий через балансір верстата качалки виникає небезпека падіння траверси і травмування нею працівників.

Операції по заміні величини вантажу на кривошипах є теж небезпечними так як робота проводиться з вантажем великої ваги.

Серйозною небезпекою при обслуговуванні верстата качалки є можливість затягування обслуговуючого персоналу рухомими частинами, якщо вони не мають надійних огорож.

При монтажі верстата-качалки можлива небезпека обриву канату з допомогою якого верстат-качалка затягується на фундамент, а також перекидування рами з стійкою на людей, які знаходяться в небезпечній зоні.

Окремі небезпеки виникають також при обслуговуванні устьового обладнання (набивка сальникового штокового ущільнення, з'єднання і від'єднання викидної лінії). При розбиранні викидних ліній глибинно-насосної установки які обладнані зворотними клапанами, можливе потрапляння нафти на пригирлову площадку, що створює небезпеку пожежі [15].

При обслуговуванні верстатів-качалок виникає небезпека нещасних випадків при знятті шківа електродвигуна, вийманні пальців і втулок кривошипа. Травмування обслуговуючого персоналу можливе, крім того, при обслуговуванні електрообладнання верстату качалки, при роботі чи пошкодженні ізоляції. Не виключене виникання статичної напруги внаслідок протікання рідини по обв'язці [15].

ВИСНОВКИ

Проведено огляд обладнання для експлуатації свердловин з допомогою ШСНУ. Враховуючи умови роботи вибрано основне обладнання.

Оцінено шкідливий вплив газу на роботу обладнання. За результатами проведеного аналізу засобів (газових якорів) запропонована конструкція (простого і надійного) газового якоря чашкового типу.

Запропонована конструкція устьового сальника, що дозволить попередити переливання пластового флюїду у випадку обриву устьового штока, а також попередити вигорання ущільнень сальника у свердловинах, які працюють у періодичному режимі роботи.

Представлені пропозиції щодо раціональної експлуатації обладнання установки штангового свердловинного насоса.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1 Бойко, В. С. (2004). Розробка та експлуатація нафтових родовищ. Підручник. Київ : Реал–Принт.
- 2 Довідник з нафтогазової справи / ред. В. С. Бойко, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук. Львів, 1996. 620 с.
- 3 Spec. 11AX API. Well Rod Pumps. Насосы штанговые погружные в части конструкции, типов и исполнения самих насосов и их основных узлов, диаметров насосно-компрессорных труб, условных диаметров скважинных насосов, точности изготовления цилиндров и плунжеров, групп материалов для изготовления узлов скважинных насосов в зависимости от условий эксплуатации.
- 4 ГОСТ 633-80. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним.
- 5 ГОСТ 13877-96 Штанги насосные и муфты штанговые. Технические условия.
- 6 Федорович Я.Т. Машини та обладнання для видобутку нафти і газу. Навч. посібник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2015. 344 с.
- 7 Федорович Я.Т., Джус А.П. Машини та обладнання для видобутку нафти і газу. Практикум. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2019. 125 с.
- 8 Копей Б.В., Лях М.М. Нафтогазове обладнання: у 11 т. / За загальною ред. Б.В. Копея. Т. 2 Розрахунок, конструювання, монтаж та експлуатація машин та обладнання для спорудження свердловин: підручник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. 286 с.
- 9 Михайлюк В. В. Основи моделювання: методичні вказівки для вивчення дисципліни. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2017. 29 с.
- 10 Світлицький В.М., Кривуля С.В., Матвієнко А.М Машини та обладнання для видобування нафти і газу: довідковий посібник. Харків: КП «Міська друкарня», 2014. 352 с.

11 СОУ 11.1-00135390-:2007. Видобування нафти. Глибинонасосний спосіб експлуатації свердловин. Штангові свердловинні насоси.

12 IP 11.2-00135390-34:2011 Штангові свердловинні насоси. Інструкція з ревізії технічного стану та відбраковки. Порядок передачі та приймання з ремонту. ПАТ «Укрнафта»: НДП, 2011.

13 ГОСТ 31835-2012 Насоси свердловинні штангові. Загальні технічні вимоги.

14 Шемрай І. Ю. Оптимізація роботи глибинних штангових насосів при експлуатації нафтових свердловин. Івано-Франківськ, ІФНТУНГ, 2017.

15 Правила безпеки в нафтогазовидобувній промисловості. Київ : 2023.

16 НПАОП 0.00-1.81-18 Правила охорони праці під час експлуатації обладнання, що працює під тиском.

17 Звіт з переддипломної практики.