

**БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА**

**БР.ГМІ<sub>3</sub>-59.00.00.000 ПЗ**

**Група ГМІ<sub>3</sub>-21-1**

**Олег Коняєв**

**2025**

Міністерство освіти і науки України  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
Інститут інженерної механіки та робототехніки  
Кафедра нафтогазових машин та обладнання

**Коняєв Олег Анатолійович**  
(прізвище, ім'я, по-батькові)

УДК 622.276

## **БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА**

**Розроблення обладнання для забезпечення спільної  
роботи колтюбінгової та насосної установок при видаленні  
піщаних відкладень із свердловини**  
(назва роботи)

Інжиніринг і сервісне обслуговування нафтогазових машин та обладнання  
(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 \_\_\_\_\_ О.А. Коняєв  
(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник  
\_\_\_\_\_ Мосора Юрій Ромаович.  
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Допущено до захисту

Завідувач кафедри

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

# ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

Інститут ІІМ Кафедра нафтогазових машин та обладнання  
Спеціальність 133 – Галузеве машинобудування  
ОПП «Інжиніринг і сервісне обслуговування нафтогазових машин та обладнання»

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри НГО  
\_\_\_\_\_ Ярослав Федорович  
" \_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2025 р.

## **ЗАВДАННЯ**

### **НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ**

Студенту Коняєву Олегу Анатолійовичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи **Розроблення обладнання для забезпечення спільної роботи колтюбінгової та насосної установок при видаленні піщаних відкладень із свердловини**

Затверджена наказом № 25/8 від 18.02.2025 р.

2 Термін здачі студентом закінченої роботи 20.06.2025 р.

3 Вихідні дані до роботи: технічна документація, літературні джерела,.

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань)

Вступ. 1 Аналіз умов проведення ремонту свердловини. 2 Огляд способів видалення піщаних відкладень із свердловини з допомогою колтюбінгової установки. 3 Вибір обладнання для заданих умов. 4 Опис конструкції, принципу дії основних вузлів колтюбінгової та насосної установок. 5 Розроблення обладнання для забезпечення спільної роботи насосної і колтюбінгової установки при видаленні піщаних відкладень. 6 Розрахункова частина. 7 Монтаж, раціональна експлуатація та технічне обслуговування обладнання  
Висновки. Перелік посилань на джерела.

5 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням креслень)

5.1 Схема експлуатації свердловини – 1 арк. Формату А1

5.2 Схема розміщення обладнання при ремонті – 1 арк. Формату А1

5.3 Насосний агрегат – 1 арк. Формату А1.

5.4 Колтюбінгова установка – 1 арк. Формату А1

5.5 Пристрій дроселюючий – 1 арк. Формату А1

5.6 Кресленники вузлів і деталей – 1 арк. Формату А1

6 Консультанти по роботі (за необхідністю).

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

6 Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Номер і назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
Вступ. 1 Аналіз умов проведення ремонту свердловини.	12.04.2025 р	
2 Огляд способів видалення піщаних відкладень із свердловини з допомогою колтюбінгової установки. 3 Вибір обладнання для заданих умов.	12.05.2025 р	
4 Опис конструкції, принципу дії основних вузлів колтюбінгової та насосної установок. 5 Розроблення обладнання для забезпечення спільної роботи насосної і колтюбінгової установки при видаленні піщаних відкладень.	18.05.2025 р	
6 Розрахункова частина. 7 Монтаж, раціональна експлуатація та технічне обслуговування обладнання	25.05.2025 р	
6 Графічна частина роботи	20.06.2025 р	

Студент \_\_\_\_\_ / Олег Коняєв /  
Особистий підпис Розшифровка підпису

Керівник роботи \_\_\_\_\_ / Юрій Мосора /  
Особистий підпис Розшифровка підпису

## РЕФЕРАТ

Бакалаврська робота Коняєва О. А. на тему **«Розроблення обладнання для забезпечення спільної роботи колтюбінгової та насосної установок при видаленні піщаних відкладень із свердловини»** складається з пояснювальної записки, викладеної на 58 аркуші формату А4, яка вміщує 7 розділів, 4 таблиці, 17 рисунків, 13 найменувань використаних джерел, і графічного матеріалу загальним обсягом 6 аркушів формату А1.

Метою бакалаврської роботи є аналіз умов проведення ремонтних робіт та на його основі розроблення обладнання для забезпечення спільної роботи колтюбінгової установки з насосним агрегатом при видаленні піщаних відкладень із свердловини.

В бакалаврській роботі проведено аналіз умов проведення ремонту свердловини, проведено критичний огляд існуючих конструкцій агрегатів з використанням безмуфтових довгомірних труб. Перелічено переваги агрегатів для підземного ремонту свердловин з використанням колони гнучких труб та висунуто вимоги до них. Проведено вибір обладнання для заданих умов.

В спеціальній частині наведено опис конструкції, принципу дії основних вузлів агрегату для ремонту свердловин з використанням колони безмуфтових довгомірних труб. Розроблено обладнання для забезпечення спільної роботи насосної і колтюбінгової установки при видаленні піщаних відкладень

В розрахунковій частині проведено розрахунки пов'язані з вибором обладнання та перевіркою міцності його вузлів.

Наведено заходи з монтажу, раціональної експлуатації та технічного обслуговування обладнання.

Ключові слова: колтюбінгова установка, насосний агрегат, пристрій дреслюючий, ремонт свердловини.

## ABSTRACT

The bachelor's thesis of O. A. Konyaev on the topic "Development of equipment to ensure the joint operation of coiled tubing and pumping units when removing sand deposits from a well" consists of an explanatory note, laid out on 58 sheets of A4 format, which contains 7 sections, 4 tables, 17 figures, 13 names of sources used, and graphic material with a total volume of 6 sheets of A1 format.

The purpose of the bachelor's thesis is to analyze the conditions for carrying out repair work and, on its basis, develop equipment to ensure the joint operation of the coil tubing unit with the pumping unit when removing sand deposits from the well.

The bachelor's thesis analyzes the conditions for well repair, conducts a critical review of existing unit designs using sleeveless long pipes. Lists the advantages of units for underground well repair using flexible pipe strings and puts forward requirements for them. Equipment is selected for the given conditions.

The special part describes the design and operating principle of the main components of the unit for repairing wells using a string of sleeveless long pipes. Equipment has been developed to ensure the joint operation of the pumping and coiled tubing units when removing sand deposits.

In the calculation part, calculations related to the selection of equipment and checking the strength of its components are carried out.

Measures for installation, rational operation and maintenance of equipment are given.

Keywords: coiled tubing unit, pumping unit, throttling device, well repair.

## ЗМІСТ

	Стор.
Вступ	6
1 Аналіз умов проведення ремонту свердловини	8
2 Огляд способів видалення піщаних відкладень із свердловини з допомогою колтюрінгової установки	11
3 Вибір обладнання для заданих умов	17
4 Опис конструкції, принципу дії основних вузлів колтюрінгової та насосної установок	21
4.1 Колтюрінгова установка МК 20	21
4.2 Насосний агрегат АСF-700	30
5 Розроблення обладнання для забезпечення спільної роботи насосної і колтюрінгової установки при видаленні піщаних відкладень	32
6 Розрахункова частина	37
6.1 Розрахунки пов'язані з вибором обладнання	37
7 Монтаж, раціональна експлуатація та технічне обслуговування обладнання	43
7.1 Монтаж та технічне обслуговування пристрою дроселюючого	43
7.2 Монтаж, раціональна експлуатація та технічне обслуговування колтюрінгової установки	44
Висновки	56
Перелік посилання на джерела	57

## ВСТУП

Проблеми проведення ремонту на нафтових та газових свердловинах в Україні пов'язані також з тим, що більше ніж 15 % запасів нафти та газу за критеріями рівня виснаження та колекторських характеристик порід належать до категорії важковидобувних. Проведення ремонтів потребує специфічних, наукомістких і високовитратних технологій та обладнання, саме такими є установки довгомірних труб (колтюбінгові установки), запропоновані для проведення ремонтів.

Дане технічне рішення має багато позитивних сторін, колону безмуфтових довгомірних труб використовували для операцій підземного ремонту свердловин (ПРС), але цей напрям створення устаткування нафтопромислу не отримав подальшого застосування через відсутність на той час надійних і дешевих гнучких труб.

Найбільший внесок в область конструювання, виготовлення і промислової експлуатації установок довгомірних труб належить фірмам США, Канади, а також Білорусії.

В даний час в світі експлуатується більше 600 установок, але потреба в їхній кількості постійно зростає. У нашій країні кількість установок не перевищує п'яти.

Основна особливість установки довгомірних труб - це робота гнучких труб за наявності пластичних деформацій. Досить важливим є те, що проведення будь-яких робіт під час виконання ремонту на свердловині виключається значний об'єм операцій, роботи виконуються просто неба у будь-який час і за будь-якої погоди.

При розбурюванні і експлуатації морських родовищ використання КГТ особливо ефективно. Наявність устаткування для роботи з колоною гнучких труб не виключає застосування агрегатів ПРС, підйомників і іншого існуючого устаткування нафтопромислу. Воно доповнює його і у ряді випадків примножує до цього часу не реалізовані можливості.

Припускають, що найближчим часом за допомогою таких установок виконуватимуть більше половини всіх підземних ремонтів свердловин.

У нашій країні до цих пір не сформувалася і не закріпилася термінологія цієї нової області техніки нафтопромислу і технології. Основним вживаним терміном у нас для позначення цього напрямку є русифікована транскрипція "Coiled tubing" – колтубінг, що означає труба, що намотується на котушку.

В даний час для проведення ремонтів на нафтових і газових свердловинах широко використовують агрегати з використанням колони безмуфтових довгомірних труб. Вони володіють цілим рядом переваг в порівнянні із іншими установками для ремонту. Установки володіють підвищеною надійністю, зменшують забруднення атмосфери, прості у виготовленні і експлуатації, більш економічні, та менш енергозатратні.

В даній бакалаврській роботі розглядаються питання використання колтубінгової установки для ремонту фонтанної свердловини.

Метою бакалаврської роботи є аналіз умов проведення ремонтних робіт та на його основі розроблення обладнання для забезпечення спільної роботи колтубінгової установки з насосним агрегатом при видаленні піщаних відкладень із свердловини.

## 1 АНАЛІЗ УМОВ ПРОВЕДЕННЯ РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИНИ

Для виконання бакалаврської роботи було обрано свердловину № 4 Лопушнянського родовища, що експлуатується фонтанним способом.

Геолого-технічні дані свердловини наступні:

1 Свердловина кріпиться наступними обсадними колонами:

1.1 Направлення  $\varnothing$  630 мм спущене на глибину 7 м і зацементоване до гирла

1.2 Кондуктор  $\varnothing$  426 мм спущений на глибину 142 м і зацементований до гирла.

1.3 Перша технічна колона  $\varnothing$  324 мм спущена на глибину 1244 м і зацементована в інтервалі 1244 – 64 м.

1.4 Друга технічна колона  $\varnothing$  245 мм спущена на глибину 4146 м і зацементована в інтервалі 4146 – 241 м.

1.5 Експлуатаційна колона  $\varnothing$  140 мм спущена на глибину 4736 м і зацементована до гирла. Колона опресована тиском 50,4 МПа та визнана герметичною.

Конструкція свердловини наведена на рисунку 1.1.

2 Інтервал перфорації – 4315 – 4303 м зарядами Dinawel по 10 отв./м.

3 В свердловину спущено наступне обладнання:

- колона НКТ, що складається з труб НКТ 73 x 5.5E марки «P-105» висаджені (довжина секції 4297,91 м.)

- низ НКТ обладнаний воронкою:

- набухаючий пакер (Swellpaker) в інтервалі 4278 – 4288 м ( $D_{\text{вн}} = 62$  мм).

4 Гирло свердловини обладнується наступним обладнанням;:

- фонтанна арматура АФК-6М 65 x 70. Тиск опресовки 70 МПа.

- робочі тиски на штуцері  $\varnothing$  4 мм  $P_{\text{бу}} = 30,9$  МПа,  $P_{\text{зат}} = 34,9$  МПа.

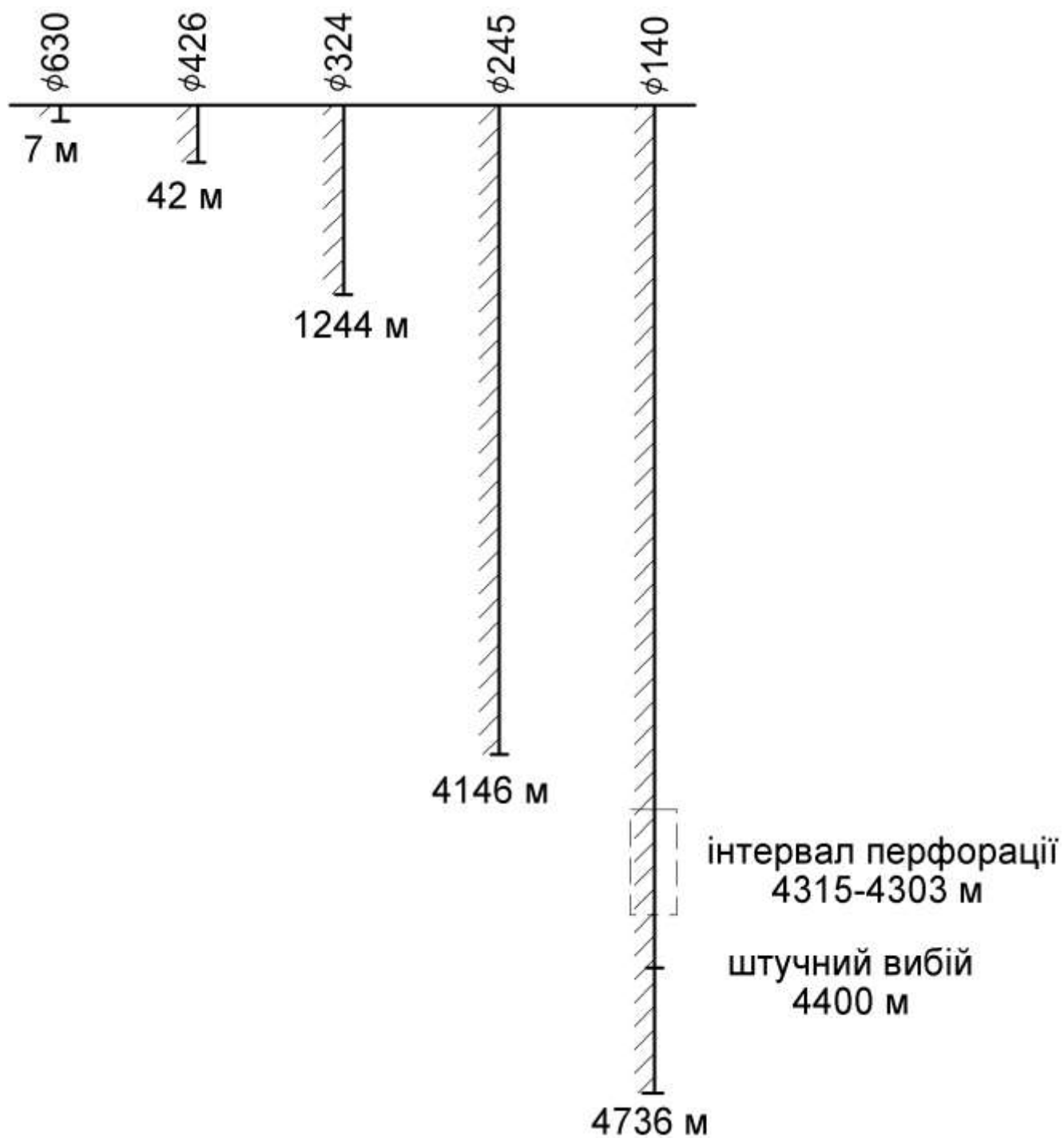


Рисунок 1.1 – Конструкція свердловини

5 Дебіт свердловини складає нафти 45 т / добу, газу 10 тис. м<sup>3</sup>/добу, води 1,5 т/добу.

6 Пластовий тиск складає 74,7 МПа на глибині 4300 м.

7 Пластова температура - 103° С

8 Причина ремонту – Зниження буферного тиску до 11,5 МПа спричинене утворенням щільних піщаних відкладень на вибої свердловини та солевідкладів в колоні НКТ.

9 Мета ремонту – видалення піщаних відкладень з повним підйомом свердловинного обладнання, для його очистки.

## **2 ОГЛЯД СПОСОБІВ ВИДАЛЕННЯ ПІЩАНИХ ВІДКЛАДЕНЬ ІЗ СВЕРДЛОВИНИ З ДОПОМОГОЮ КОЛТЮБІНГОВОЇ УСТАНОВКИ**

Поява піску на вибої свердловини може бути обумовлене осіданням частинок пласта, що виносяться через перфораційні отвори в експлуатаційній колоні у внутрішню порожнину свердловини. Цей процес відбувається практично у всіх нафтових і газових свердловинах, і його інтенсивність визначається механічними властивостями продуктивного пласта [5].

Пісок може опинитися на вибої свердловини після проведення операцій підземного ремонту свердловини, зв'язаних з використанням гідропіскоструминних перфораторів, і після виконання гідравлічного розриву пласта. Нарешті, певна кількість піску може бути намита при створенні штучного вибою і так далі [5].

Незалежно від причин появи піску для забезпечення нормальної експлуатації свердловини його слід видаляти. При цьому негативна дія на пласт повинна бути мінімальною.

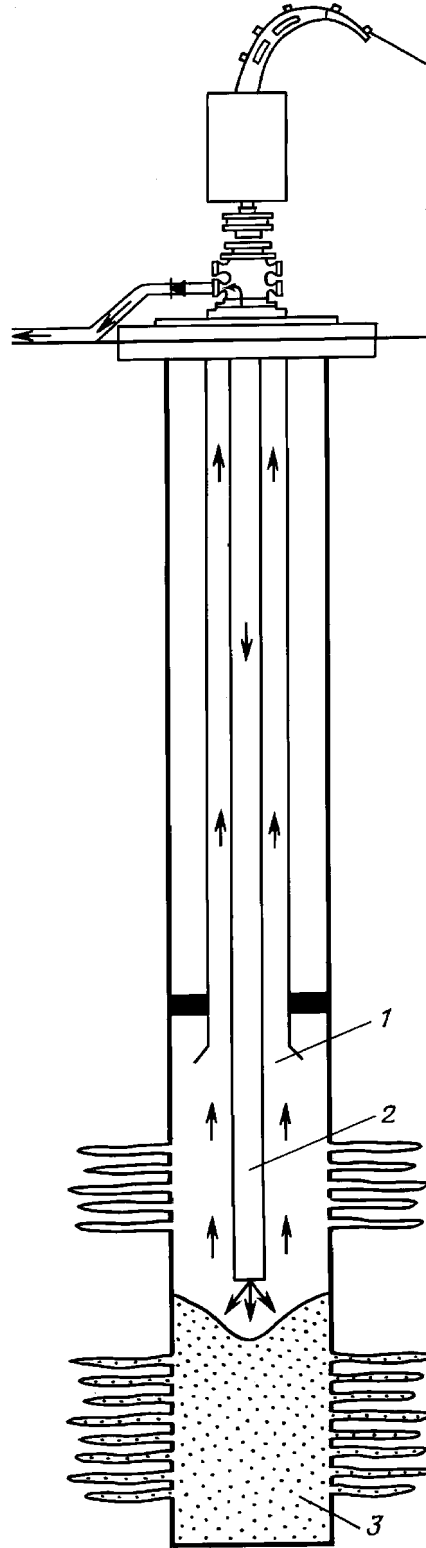
Існує багато способів видалення піщаних відкладень, зокрема і найсучасніший з використанням колтубінгової установки [6].

Видалення піщаних відкладень з використанням колтубінгової установки можна здійснювати двома шляхами:

- перший – звичайна пряма промивка з залученням насосного агрегату (використовується при видаленні ну щільних піщаних відкладень);
- другий – видалення піщаних відкладень розбурюванням їх з допомогою гідравлічного вибійного двигуна (використовується при видаленні щільних і дуже щільних піщаних відкладень)[6].

При виборі устаткування для виконання подібних робіт потрібно мати на увазі, що довжина колони гнучких труб, що містяться на катушці барабана агрегату, повинна бути не менше глибини вибою свердловини[6].

Очистку експлуатаційної колони (або вибою) від піску здійснюють за допомогою внутрішньосвердловинного устаткування, схема якого для виконання



1 – рідина з частинками піску, що піднімається на поверхню; 2 – промивальна рідина, що закачується в свердловину; 3 – пісок

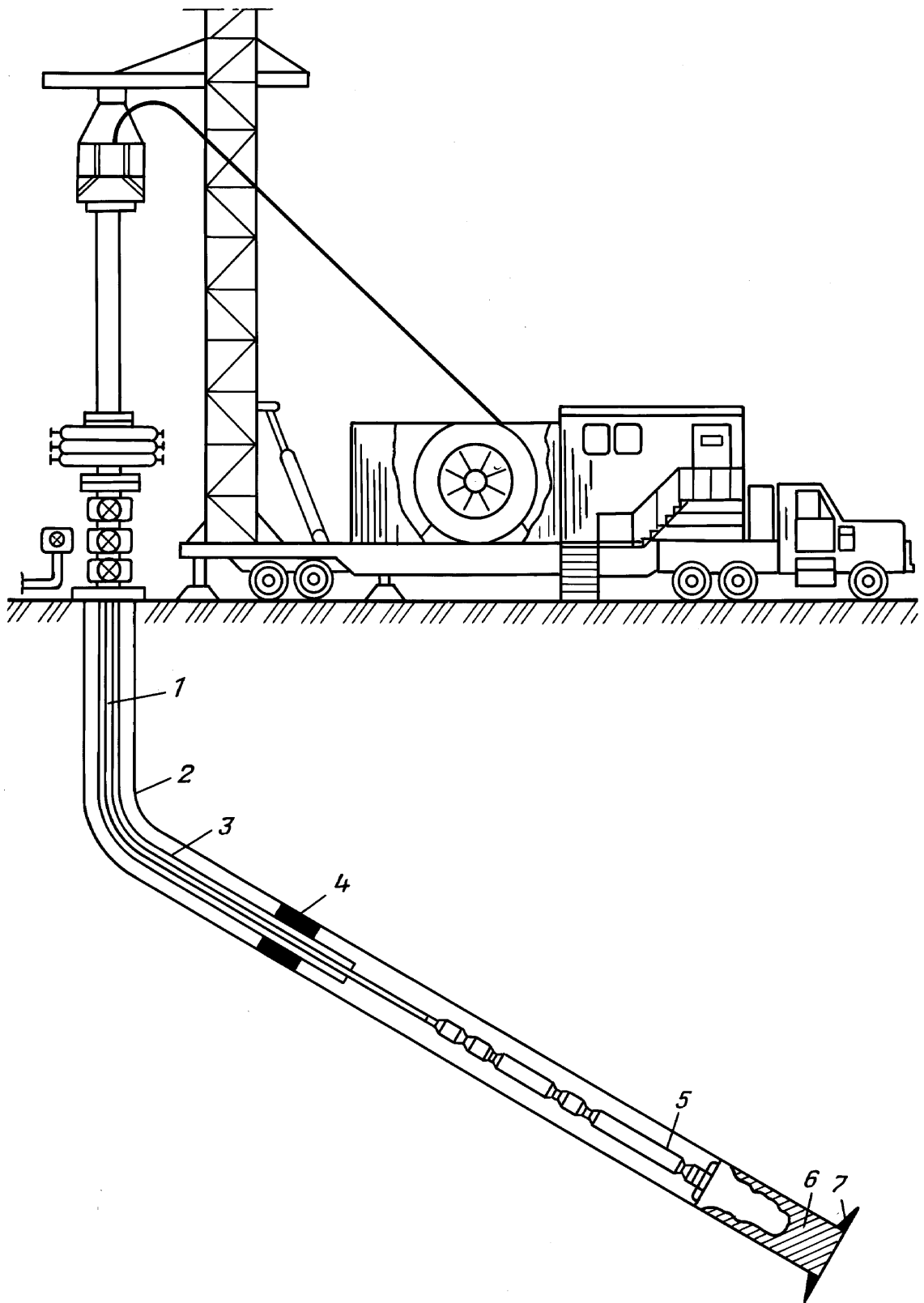
Рисунок 2.1 Схема внутрішньосвердловинного устаткування при промивці вибою свердловини [6]

даної операції показана на рис. 2.1. У гирла свердловини розташовують агрегат з колоною гнучких труб, насосний агрегат, буферну ємкість для прийому промивальної рідини, що піднімається зі свердловини [5].

Основною вимогою до останньої є здатність її виносити тверді частинки зі свердловини, що необхідне і при бурінні, і при підземному ремонті свердловин. Під час роботи з колонами гнучких труб виконання цієї вимоги набуває особливої важливості, оскільки їх використання накладає певні обмеження на ефективність даного процесу. Як промивальні використовують два типи рідин – ньютонівські і неньютонівські. До першої групи відносяться вода, соляні розчини на воді, вуглеводневі рідини (дизельне паливо, очищена нафта і тому подібне). Всі вони мають постійну в'язкість.

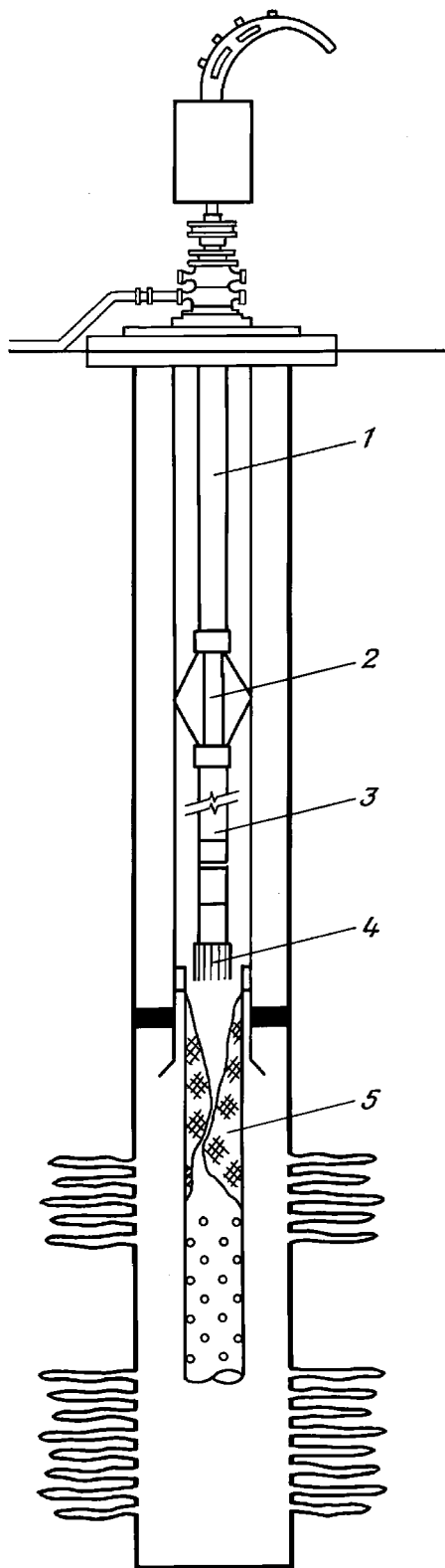
Другу групу складають бурові розчини і гелі. Для них характерна наявність залежності в'язкості від умов течії, вони володіють яскраво вираженими релаксаційними властивостями, а залежність між швидкістю і напругою зрушення у них нелінійна [6].

Для видалення щільних пробок, утворених з піску, парафіну і кристалогідратів, а також цементу застосовують технології, засновані на їх розбурюванні. Загальна схема розташування внутрішньосвердловинного устаткування для його здійснення показана на рис. 2.2, а схема для видалення пробки в колоні насосно-компресорних труб – на рис. 2.3. Остання включає встановлені на колоні гнучких труб стабілізатор (він виконує і функції центратора), вибійний двигун і інструмент, що руйнує пробку. Як останній зазвичай використовують долота стираючого типу з алмазним або твердосплавним озброєнням. Вибір саме цих типів доліт обумовлений особливостями режиму роботи вибійного двигуна – велике число оборотів при малому осьовому навантаженні [6].



Колони: 1 – гнучких труб, 2 – експлуатаційна, 3 – насосно-компресорних труб; 4 – пакер; 5 – вибійний двигун з породоруйнівним інструментом; 6 – цементна або щільна піщана пробка; 7 – вибій свердловини

Рисунок 2.2 - Схема розташування устаткування для розбурювання піщаних відкладень [5]



1 – колона гнучких труб; 2 – стабілізатор (центратор); 3 – вибійний двигун; 4 – породоруйнівний інструмент (долото стиращого типу); 5 – пробка (залишки цементу або щільна піщана пробка)

Рисунок 2.3 - Схема внутрішньосвердловинного устаткування, що використовується при розбурюванні пробок в порожнині колони НКТ [5]

Для розбурювання з метою зниження реактивного моменту застосовують двібійні двигуни з меншим, ніж для буріння на КГТ, моментом, що крутить, оскільки для описуваних операцій використовують гнучкі труби діаметром 38 і 44 мм. Найбільш характерними є наступні параметри двигунів [4]:

Діаметр КГТ, мм .....	38	44
Крутний момент, Нм .....	360	400–550
Частота обертання, хв. <sup>-1</sup> .....	250–580	340–330
Подача рідини, л/с .....	2,5–5,7	2,4–4,9

Компоновка устаткування на вибої може складатися з наступних елементів (зверху вниз): сполучного пристрою, зворотного клапана, гідравлічного роз'єднувача, циркуляційного перевідника, вибійного двигуна, породоруйнівного інструменту. Даний набір відповідає компоновці, вживаній при виконанні ловильних робіт. Основна відмінність при реалізації даної операції полягає у використанні циркуляційного перевідника, який забезпечує напрям потоку технологічній рідині в кільцевий простір, минувши вибійний двигун і породоруйнівний інструмент. Перехідник включають після виконання робіт по розбурюванню з метою ефективної промивки кільцевого простору. Циркуляційний перевідник приводиться в дію після посадки в сідло кульки, що скидається, і зрізає шпильки [6].

Високі оберти, що забезпечуються вибійним двигуном, зумовлюють необхідність застосування стабілізатора який запобігає вібрації нижньої частини КГТ і всього інструменту.

Наземне устаткування складається з гирлового устаткування, агрегату з КГТ і насосним агрегатом з ємкістю для технологічного розчину. Особливістю гирлового устаткування при розбурюванні є наявність шлюзу завдовжки до 12 м, за допомогою якого комплект інструменту вводиться в свердловину [6].

### 3 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ЗАДАНИХ УМОВ

Для раціонального виконання ремонтних робіт при заданих умовах виконання ремонту треба підібрати насосний агрегат, агрегат для підземного ремонту свердловин.

Вихідні дані:

- глибина свердловини – 4400 м;
- характеристика піщаної пробки – дуже щільна;
- висота піщаної пробки – 15 м;
- діаметр експлуатаційної колони-146мм;
- середній діаметр піщинок-0.6мм.

Проаналізувавши існуючі конструкції агрегатів з використанням колони гнучких труб для заданих умов з глибиною свердловини виберемо установку МК20 [7], яка є в наявності в ПАТ “Укрнафта” із наступними технічними параметрами рис. 3.1 (арк. БР.ГМІ<sub>3</sub>-59.10.00.000 ВЗ):

Базове шасі МЗКТ-652712

- 1 Маса повна, кг, не більше - 46000кг
- 2 Максимальна швидкість пересування, км/год - 50
- 3 Двигун ЯМЗ-7511.10
- 4 Потужність двигуна, кВт (л. с.) - 300 (400)
- 5 Максимальний тиск на гирлі свердловини при проведенні робіт, МПа - 35
- 6 Максимальний тиск закачування технологічної рідини, МПа - 35
- 7 Максимальне тягове зусилля інжектора кН - 240
- 8 Діаметр КГТ, мм 33,5; 38,1; 44,45
- 9 Максимальна довжина КГТ на барабані, м не більше:
  - при діаметрі КГТ 33,5 мм і товщині стінки 3,0 мм - 4500 м,
  - при діаметрі КГТ 38,1 мм і товщині стінки 3,0 мм - 3800 м,
  - при діаметрі КГТ 44,45 мм і товщині стінки 3,2 мм - 3000 м.



Рисунок 3.1 - Агрегат МК20 [7]

10 Швидкість переміщення КГТ при виконанні спуско-підйомних операцій (СПО), м/с:

- максимальна - 0,80
- мінімальна - 0,01

11 Привод виконавчих механізмів установки - гідравлічний

Врахувавши глибину свердловини для установки вибираємо барабан, який комплектується:

- діаметр труби – 33,5 мм,
- товщина стінки труби -3.0мм,
- довжина труби на барабані - 4500м.

Агрегат для проведення підземного ремонту МК20 [7] призначений для проведення спуско-підйомних і технологічних операцій з використанням БДТ при капітальному поточному ремонті і інтенсифікації нафтових і газових свердловин (ліквідації гідратних, парафіністих, піщаних відкладень і пробок, кислотної обробки привибійної зони), без їх глушення при тиску на гирлі, що герметизується до 35 МПа.

Область застосування – проведення технологічних і ремонтно-відновлювальних робіт на нафтових, газових і газоконденсатних свердловинах.

Установка розрахована на експлуатацію при температурах навколишнього середовища від 233 до 313К.

Згідно умов проведення ремонту на вибої сформувалася дуже щільна піщана пробка, то для її видалення вибираємо спосіб видалення розбурюванням. Для цього необхідно підібрати насосний агрегат, вибійний двигун та породу руйнівний інструмент.

Відповідно до плану проведення ремонтних робіт, що виконувалися Долинським тампонажним управлінням при роботі з колтубінговою установкою МК 20 працює насосний агрегат АСФ-700 фірми Petal (Румунія) (рис. 3.2)[13].

Технічна характеристика агрегату наступна [13]:

Технічні параметри

Монтажна база	Автошасі Татра або Краз
Потужність, що відбирається для приводу насоса (корисна), кВт	350
Тип насоса високого тиску	Триплунжерний
Привід насоса високого тиску	Від окремої дизель силової установки
Найбільший тиск нагнітання, МПа	70
Найбільша подача, л/с	34
Тип водоподаючого насоса	Відцентровий насос
Міскість мірного баку, м <sup>3</sup>	6,0
Габаритні розміри, L x B x H, мм	9580 x 2550 x 3600
Маса, кг	19180



Рисунок 3.2 – Насосний агрегат АСФ-700 [13]

Для розбурювання щільної піщаної пробки вибираємо вибійний двигун Д1-43.5/6.36 [4].

## 4 ОПИС КОНСТРУКЦІЇ, ПРИНЦИПУ ДІЇ ОСНОВНИХ ВУЗЛІВ КОЛТЮБІНГОВОЇ ТА НАСОСНОЇ УСТАНОВОК

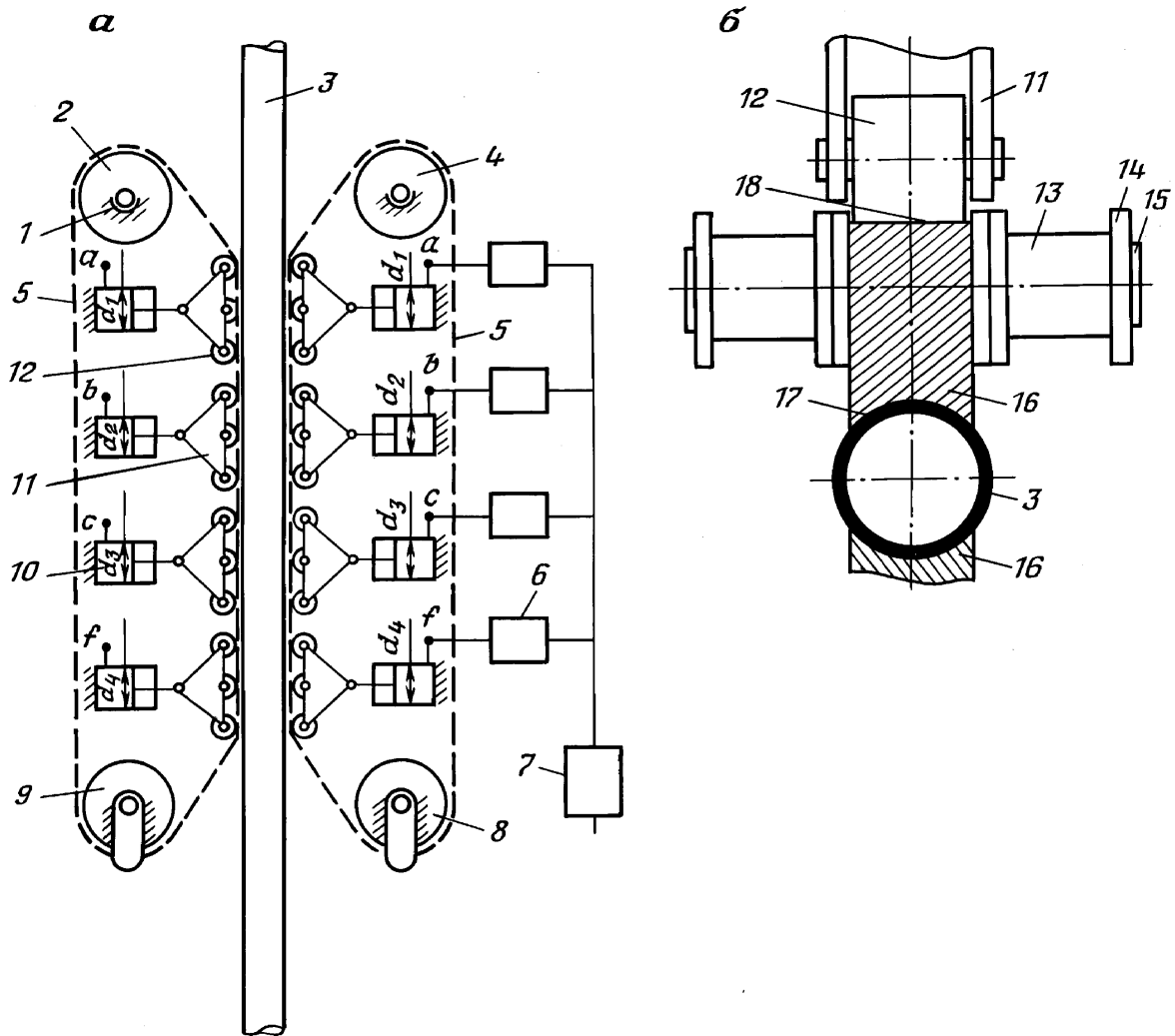
### 4.1 Колтюрінгова установка МК 20

#### *Транспортер*

Одним з найбільш відповідальних вузлів агрегату [7] є транспортер. Він повинен забезпечувати переміщення колони гнучких труб в заданому діапазоні без прослизання робочих елементів і пошкоджень зовнішньої поверхні труби і її геометрії. Необхідно, щоб транспортер при переміщенні КГТ і вгору, і вниз працював однаково надійно.

До цього часу склалися два напрями в конструюванні транспортерів – з одним і двома тяговими ланцюгами, забезпеченими плашками, що взаємодіють з колоною гнучких труб. Плашки притискаються до гнучкої труби за допомогою гідравлічних циліндрів.

Принципова схема транспортера [7] з двома ланцюгами приведена на рис.4.1, а. На корпусі 1 зліва і праворуч від гнучкої труби 3 розташовано два дворядні ланцюги 5, що складаються з пластин 14 і втулок 13. Ланки ланцюгів сполучені пальцями 15 і забезпечені плашками 16. Плашки розташовані між ланками ланцюгів (рис.4.1, б). Кожна плашка встановлена на двох пальцях, які один з одним сполучені "в замок", внаслідок чого їх тильні поверхні 18 утворюють безперервну площину. Кожна плашка виконана з можливістю невеликого (порядка  $3 - 5^\circ$ ) кутового переміщення щодо одного з пальців (верхнього) ланцюга. Це дозволяє плашкам проводити самоустановку робочої поверхні 17 щодо гнучкої труби.



а, б, з, ф – точки підведення рідини від вторинних регуляторів до циліндрів притиску

Рисунок 4.1- Принципова схема транспортера з двома ланцюгами (а) і поперечний перетин його вузла плашок (б) [7]

Зовнішні поверхні плашок взаємодіють з роликми 12, які не більше ніж по три штуки закріплені в каретках 11. Каретки притискаються до ланцюга за допомогою гідравлічних циліндрів 10. Рідина в порожнині циліндрів поступає від регуляторів тиску 6, до яких попарно приєднані циліндри, що знаходяться зліва і праворуч від гнучкої труби. До регуляторів тиску робоча рідина гідроприводу поступає від насосної станції 7. Для забезпечення постійного співвідношення зусиль притиску плашок діаметри  $d_1 - d_4$  гідроциліндрів 10 можуть бути різними.

Ланцюги з плашками перекинуті через зірочки ведучі 2, 4 і що направляють 8, 9. Для забезпечення синхронності переміщення ланцюгів вали провідних зірочок кінематично зв'язані синхронізуючими шестернями. Кожна верхня зірочка через редуктор сполучена з гідравлічним мотором, що приводить її в дію. Живлення гідромоторів здійснюється від насосної станції агрегату підземного ремонту, до складу якого входить описуваний пристрій. Конструкція осей, на яких встановлені нижні зірочки 8 і 9, передбачає можливість їх вертикального переміщення і за допомогою натяжних гідроциліндрів [7].

Характерні розміри каретки, плашки і ланцюги наступні: відстані між осями роликів на каретці і між осями роликів сусідніх кареток рівно кроку ланцюга, а довжина робочої поверхні плашки менше або рівна кроку ланцюга.

Робота транспортера для переміщення колони гнучких безперервних труб агрегату підземного ремонту свердловин відбувається таким чином.

При русі труби 3 гідроциліндри 10 притискують каретки 11 з роликами 12 до тильної поверхні 18 плашок 16, а вони, у свою чергу, робочою поверхнею 17 стикаються з поверхнею гнучкої труби 3. Момент, що крутить, від гідромоторів передається редукторами до провідних зірочок 2 і 4, які забезпечують переміщення ланцюгів 5 і сполучених з ними плашок в потрібному напрямі. При русі плашок 16 роликів 12 котяться по їх тильній поверхні 18.

Геометричні співвідношення розмірів плашок і кареток забезпечують гарантований додаток навантаження, що створюється гідроциліндром, до якої-небудь плашки в будь-якому її положенні. Заданий розмір робочої частини плашки виключає деформація поверхні труби в періоди входження в контакт з плашкою і виходу з нього.

За наявності яких-небудь дефектів гнучкої труби (наприклад, місцеве зім'яття, спучення, порушення правильної геометрії) відхиляється від свого нормального положення і плашка, що контактує з поверхнею труби в цій зоні.

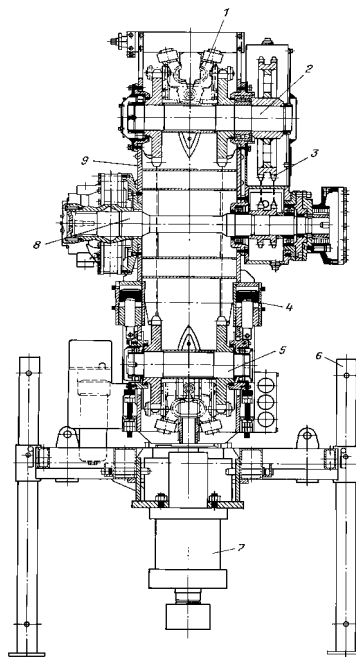
Необхідний закон зміни тягового зусилля по довжині контакту плашок з трубою встановлюється регуляторами тиску 6 і змінами діаметрів циліндрів 10.

Принципова схема транспортера з одним ланцюгом приведена на рис. 2.2. В даному випадку переміщення труби здійснюється за допомогою одного ланцюга, що несе на собі шарнірно сполучені плашки. Пристрій складається з корпусу, у верхній частині якого розміщений вал провідної зірочки, а в нижній – веденою. Обертання провідного валу забезпечується за допомогою ланцюгового редуктора, що приводиться в дію від гідромотора. Як і в раніше розглянутій схемі, в конструкції нижнього валу передбачена можливість переміщення його у вертикальному напрямі, що дозволяє регулювати натягнення ланцюга. Гідравлічні циліндри знаходяться на зовнішній стороні корпусу.

Плашки, що захоплюють трубу (рис. 4.3) [7], виконані таким чином, що вісь пальців ланцюгів перетинається з віссю гнучкої труби і перпендикулярна їй. Це забезпечує передачу на ланцюзі тільки вертикально направлених сил без ексцентриситету щодо осі кожній з них. В результаті ланцюг передає тільки розтягуюче навантаження, що вигинають моменти в будь-яких площинах відсутні. У середині корпусу кожної плашки розташовані два шарнірно закріплені захоплення, в середній частині вони забезпечені змінними плашками, що взаємодіють з трубою, а на кінці, протилежному шарніру, мають ролики. На рис. 4.3 плашки, що знаходяться у верхніх положеннях в зоні зірочок, показані розкритими. При підході до робочої ділянки плашки закриваються і щільно охоплюють гнучку трубу.

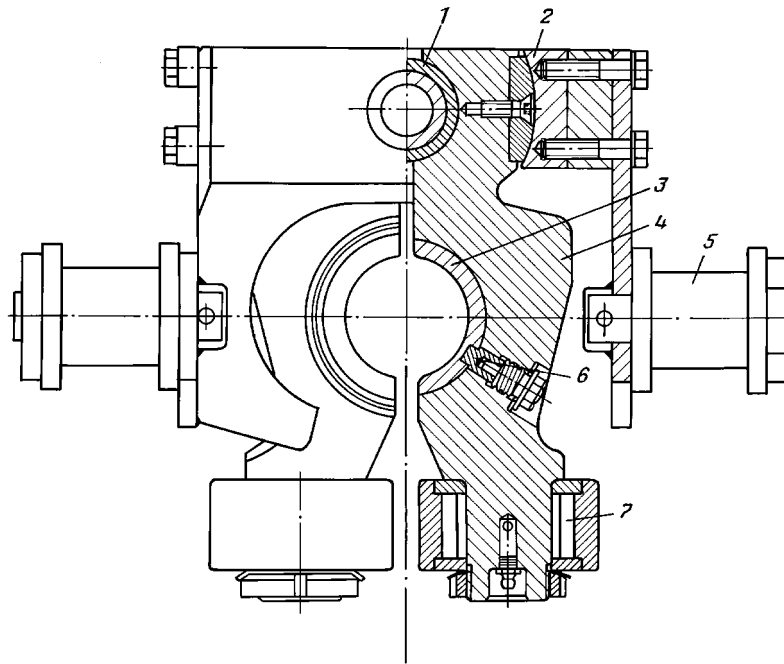


Рисунок 4.2-Схема транспортера що використовується на МК20



1 – вузол плашок, що розкриваються; 2 – провідний вал із зірочками; 3 – ланцюгова знижуюча передача; 4 – гідравлічні циліндри натягнення ланцюгів; 5 – ведений вал із зірочками; 6 – опора транспортера; 7 – герметизатор гирла; 8 – гідромотор; 9 – корпус

Рисунок 4.3- Принципова схема транспортера з одним ланцюгом [7]



1 – вісь обертання плашок; 2 – каретка; 3, 4 – відповідно вкладиш і корпус плашки; 5 – ланцюг приводу; 6 – стопор; 7 – ролик

Рисунок 4.4- Поперечний перетин вузла плашок, що захоплюють трубу [7]

*Вузол для зберігання колони гнучких труб.*

Колона гнучких труб або її частина, що не знаходиться в свердловині, розташовується на барабані [7], конструкція якого має вид циліндрової бочки, як правило, підкріпленою зсередини ребрами і забезпеченою з боків ребордами або радіально розташованими стрижнями. Барабан обертається на валу, встановленому на підшипниках кочення. Для фіксації "мертвого" кінця гнучкої труби, намотаної на барабан, його бочка має затиски.

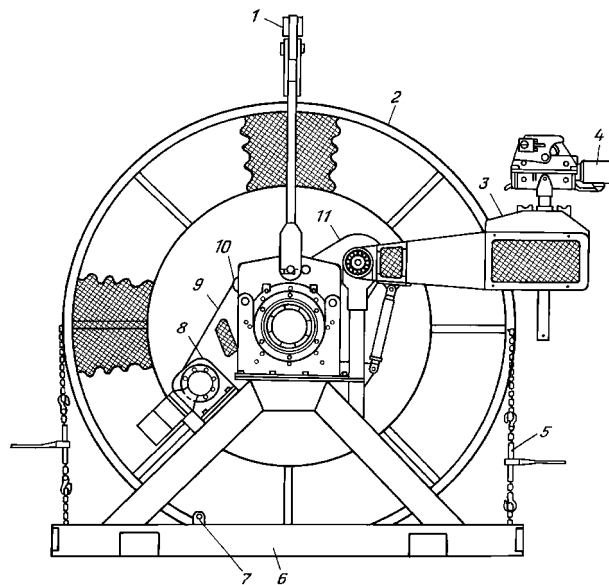
Діаметр бочки залежно від діаметру гнучкої труби змінюється від 1,6 до 2 м, а ширина складає в середньому 1,8 – 2,5 м. "Мертвий" кінець гнучкої труби з'єднується через засувку, а у ряді випадків і через зворотній клапан з каналом, просвердленим у валу барабана. Біля виходу з отвору на торці валу розміщують вертлюг, що забезпечує подачу технологічної рідини від насосів в порожнину вала і далі в колону гнучких труб [7].

Необхідність установлення засувки обумовлена вимогами безпеки – у разі втрати герметичності вертлюга або трубопроводів маніфольда вона забезпечує

герметичність внутрішньої порожнини колони гнучких труб, що знаходяться в свердловині, і виключає неконтрольоване попадання рідини в навколишній простір. Вузол кріплення "мертвого" кінця труби, сполучні елементи і засувку розташовують у внутрішній порожнині бочки барабана. У деяких конструкціях там же розміщують і привід барабана – гідромотор і редуктор.

Конструкція барабана, яку в тому або іншому вигляді застосовують для більшості агрегатів, приведена на рис. 4.5.

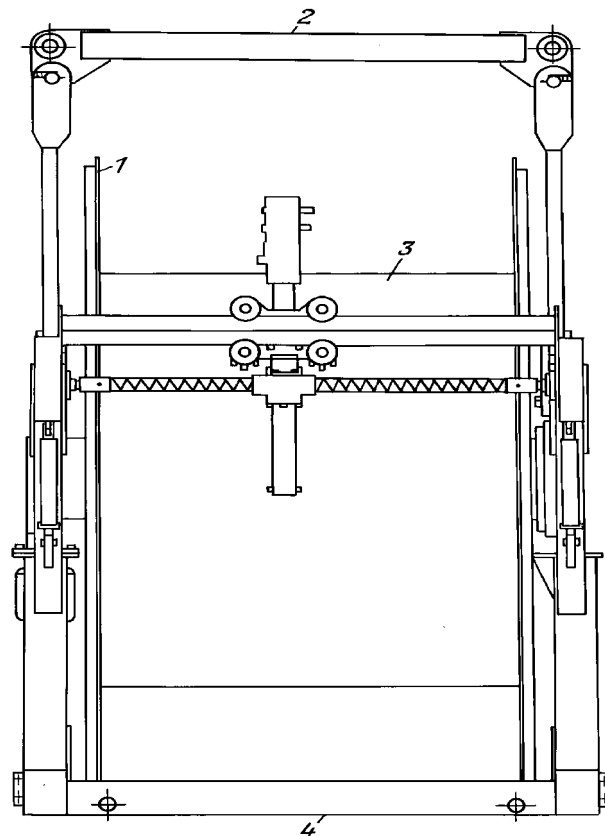
У комплект барабана для гнучкої труби входить її укладальник – пристрій для забезпечення рівного укладання витків труби при її розмотуванні і намотуванні (рис. 4.6.) Через каретку пропускається гнучка труба, що намотується на барабан. Гвинт приводиться в дію від валу барабана за допомогою ланцюгової передачі. Ролики каретки, що направляють гнучку трубу, з'єднуються гнучким тросом з лічильником, реєструючим глибину спуску труби.



1 – траверси; 2 – котушка для намотування КГТ; 3 – механізм укладальника; 4 – рухома каретка укладальника; 5 – стопор котушки; 6 – рама; 7 – фіксатор; 8 – привід котушки; 9 – трансмісія; 10 – кришка опори підшипника; 11 – привід механізму укладальника

Рисунок 4.5- Конструкція барабана для зберігання колони гнучких труб [7]

Вузол, в який входить барабан, може бути нерухомо закріплений на рамі агрегату або мати вертикальну вісь, що дозволяє йому повертатися з невеликими відхиленнями ( $15 - 20^\circ$ ), що призводить до зниження навантаження на елементи агрегату при розмотуванні або намотуванні витків труби, що знаходяться на краях барабана. Для забезпечення мастила поверхні труби, що направляється в свердловину, і захисту її від корозії після витягання на поверхню проводять зрошування (змочування) труби, намотаної на барабан.



1-реборда; 2 – траверси; 3 – бочка барабана; 4 – рама

Рисунок 4.6- Укладальник гнучкої труби:

Рідину, приготовану на вуглеводневій основі, на поверхню труби подає насос при обертанні барабана, її надлишки стікають з витків, намотаних на барабан, в збірку і знову поступають на прийом насоса.

Відомі конструкції, де для спрощення процесу змочування поверхні труб барабан розташовують в картері, розмір якого підбирають так, щоб витки труби, лежачі на барабані, були занурені в змашуючу рідину.



Рисунок 4.7 – Барабан, що використовується на МК20

*Система управління агрегатом.*

До системи управління агрегатом [7] відносяться кабіна оператора, пульти управління основним і допоміжним устаткуванням.

Враховуючи складні кліматичні умови, в яких відбувається експлуатація агрегатів, а також особливості організації виконання робіт (використання вахтового методу), до кабіни оператора ставлять достатньо високі вимоги:

- а) зручність робочого місця оператора;
- б) комфортні умови праці з погляду обігріву (охолодження);
- в) хороший огляд робочої зони;
- г) зручний пульт управління.

Задоволення вказаних вимог повинне поєднуватися із забезпеченням допустимих габаритів агрегату і обмежень навантаження на колеса транспортної бази. Тому при конструюванні кабін управління слід враховувати їх розміщення в транспортному і робочому положеннях.

На пульті управління агрегату розташовують весь комплекс контрольно-вимірювальних приладів і органів управління. До перших відносяться прилади, контролюючі режими робіт приводного двигуна і всіх систем гідроприводу, довжину труби, спущеної в свердловину, і тиск технологічної рідини, а до других – органи управління транспортером, ущільнювачем, барабаном, укладальником труби і приводним двигуном.

Залежно від конструктивних особливостей агрегату застосовують гідравлічні або електрогідравлічні системи управління.



Рисунок 4.8 - Пульт управління агрегатом

## 4.2 Насосний агрегат АСF-700

Насосний агрегат АСF-700 [13] – це мобільний агрегат, призначений для цементування, гідророзриву пласта, видалення піщаних відкладень із нафтових та газових свердловин та інших технологічних операцій.

Як правило, насосні агрегати агрегати встановлюються на шасі вантажівок TATRA, ROMAN або KRAZ.

Агрегати оснащені триплунжерними насосами з поршнями високого тиску, що забезпечує нормальні технічні параметри на природному всмоктуванні. Вони спроектовані таким чином, щоб забезпечити оптимальне співвідношення між потужністю нагнітання та витратою, а також допомагають з точки зору взаємозамінності.

Потужність, споживана приводом триплунжерного насоса, забезпечується дизельним двигуном CATERPILLAR, оснащеним усіма системами впуску повітря, керування, охолодження, випуску та змащення.

Привід плунжерного насоса здійснюється через трансмісії CATERPILLAR.

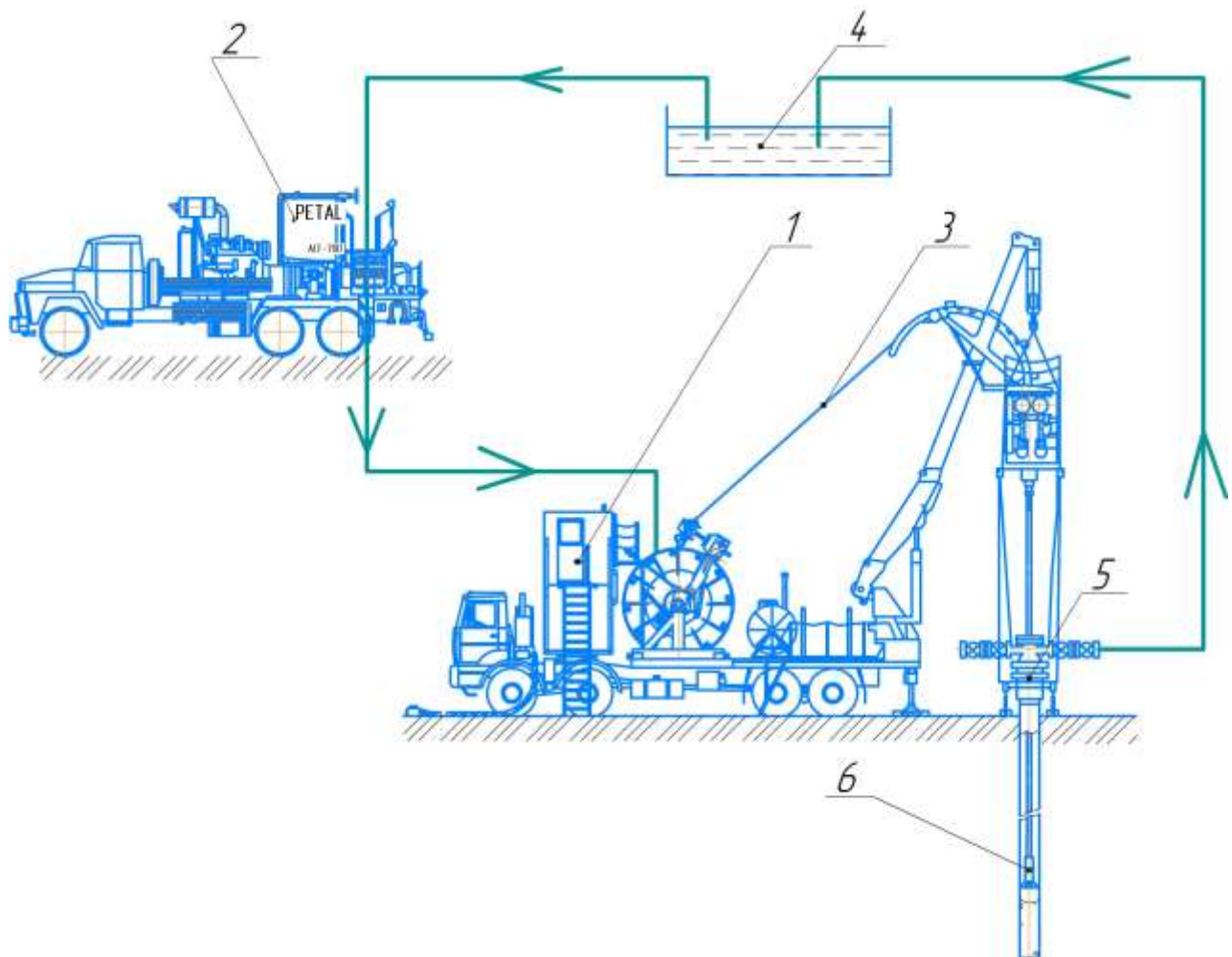
Агрегати оснащені сталевим дозувальним баком з двома окремими рівномірними секціями, захищеними від корозії.

Для цементування агрегати постачаються з цементною мішалкою з трьома форсунками та водою – водяним насосом. Мішалка може працювати з однією, двома або всіма трьома форсунками, забезпечуючи 100 тонн суміші/шасі.

Органи керування агрегатом централізовані та можуть бути розміщені на доріжках, навколо пульта дистанційного керування. Панель керування встановлена для контролю роботи плунжерного насоса та водяного насоса, а також пристроїв, необхідних для відновлення роботи двигуна. Для контролю тиску наддуву агрегати оснащені датчиками з ізоляційним середовищем та засувкою, встановленими на напірному колекторі насоса.

## 5 РОЗРОБЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПІЛЬНОЇ РОБОТИ НАСОСНОЇ І КОЛТЮБІНГОВОЇ УСТАНОВКИ ПРИ ВИДАЛЕННІ ПІЩАНИХ ВІДКЛАДЕНЬ

Для виконання вказаного процесу видалення піщаних відкладень із свердловини шляхом розбурювання з допомогою гідравлічного вибійного двигуна застосовується колтюрінгова установка МК20Т, насосна установка АЧФ-700В-1 та гвинтовий вибійний двигун Д1-43.5/6.36. Принципова схема розташування обладнання зображена на листі БР.ГМІз-59.10.00.000 С3 та рисунку 5.1.



1 – колтюрінгова установка; 2 – насосний агрегат; 3 – колона гнучких труб; 4 – ємність; 5 – об’язка устя свердловини; 6 – гвинтовий вибійний двигун

Рисунок 5.1 - Принципова схема розташування обладнання зображена при видаленні піщаних відкладень із свердловини

Під час проведення процесу видалення піщаного часто відбуваються аварії пов'язані з поломкою гвинтового вибійного двигуна. Причиною цього є різниця параметрів роботи гвинтового двигуна та насосної установки, а саме продуктивність насосного агрегату складає 156 л/хв., а витрата на двигуні повинна бути близькою до 90 л/хв. Надмірна продуктивність агрегату і призводить до поломки гвинтового вибійного двигуна.

Для вирішення цієї проблеми вподальшому пропонується використати принцип дроселювання, тобто скидати в резервуари надлишок рідини, а до двигуна подавати тільки необхідний об'єм рідини для його роботи.

Це можна здійснити з використанням дроселюючого пристрою ДШК. Схема обв'язки обладнання зображена на листі КП.ГМІз-59.20.00.000 С3 та рисунку 5.2.

Сам дроселюючий пристрій зображено на рис. 5.3 та на арк. КП.ГМІз-59.20.07.000 СК.

Пристрій ДШК складається з таких основних вузлів:

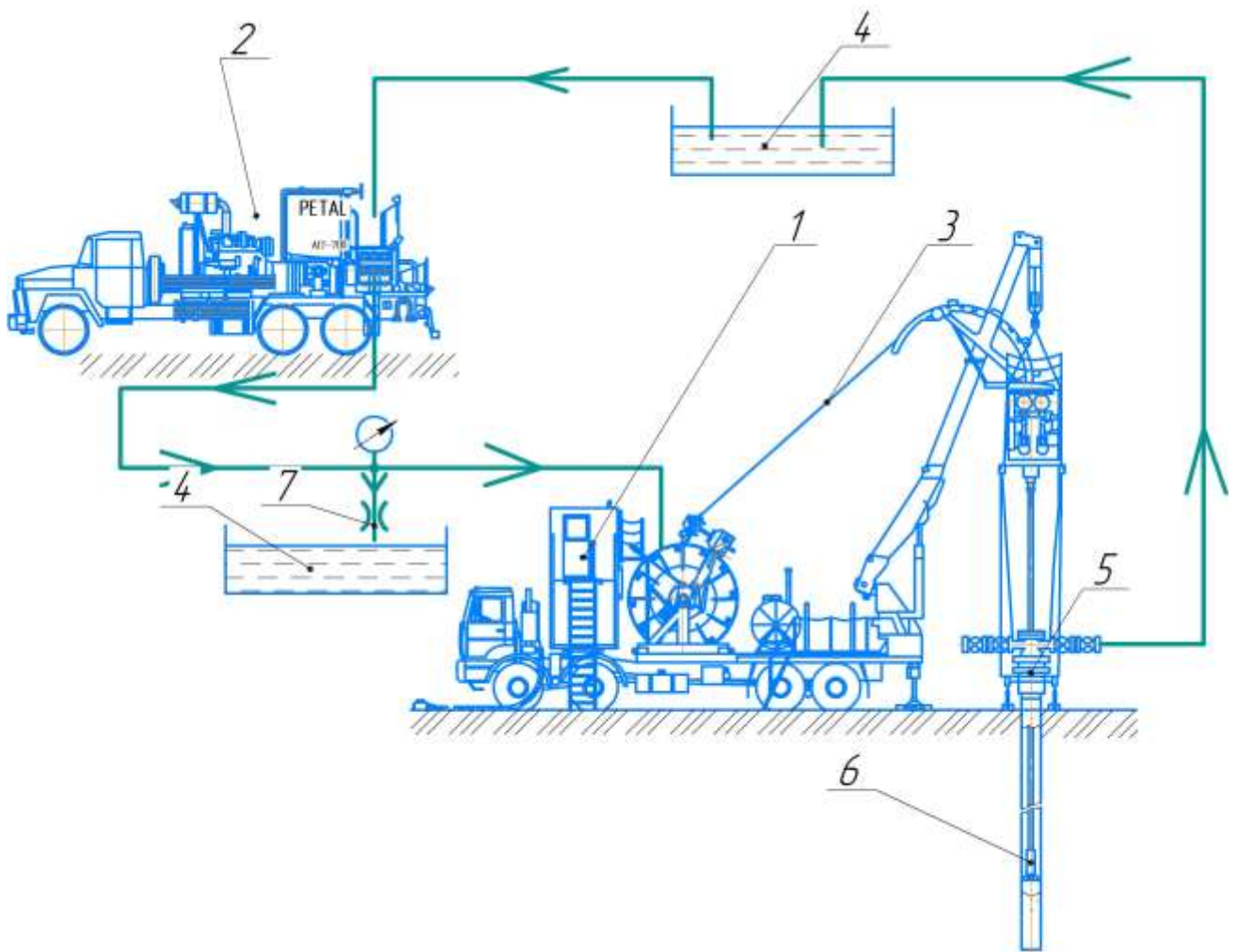
- дросель ДШ (арк. КП.ГМІз-59.20.07.100 СК) шайбового типу, призначений для забезпечення заданого розходу робочої рідини через байпасну лінію на злив шляхом створення відповідного перепаду тиску.

- фільтр ДШ (арк. КП.ГМІз-59.20.07.200 СК), призначений для запобігання засмічування каліброваних отворів у шайбах дроселя ДШ механічними домішками, що можуть знаходитись у робочій рідині.

В корпусі 1 дроселя ДШ встановлено набір шайб 2 із каліброваними отворами. Між шайбами 2 розміщені розпірні втулки 3 однакової довжини. Для регулювання кількості шайб 2 в дроселі ДШ передбачені: монтажна втулка 4, комплект запасних шайб 2 та розпірних втулок 3. Шайби 2 та втулки 3, 4 в корпусі 1 фіксуються гайками 5 та контргайками 6.

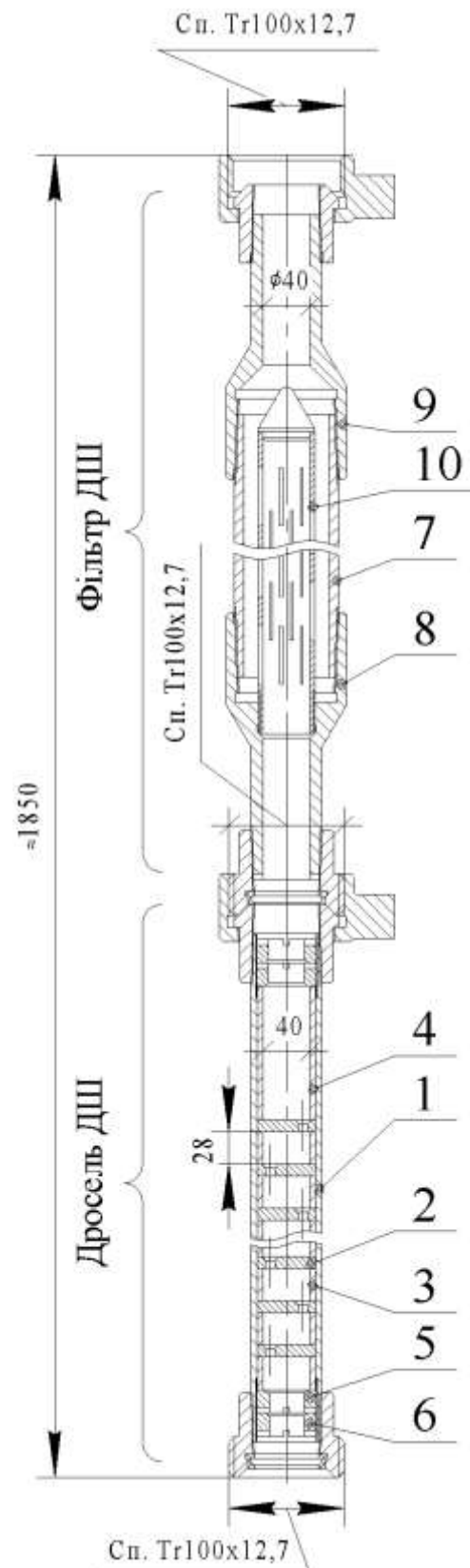
На корпус 7 фільтра ДШ нагвинчені відповідні перехідники 8, 9. В перехідник 8 вкручена фільтруюча трубка 10 з повздовжніми пазами.

Дросель ДШ та фільтр ДШ з'єднуються між собою за допомогою різьб швидкого з'єднання Сп. Тр. 100x12,7.



1 – колтюбінгова установка; 2 – насосний агрегат; 3 – колона гнучких труб; 4 – ємність; 5 – обв'язка устя свердловини; 6 – гвинтовий вибійний двигун; 7 – пристрій дроселюючий ДШК

Рисунок 5.2 - Принципова схема розташування обладнання зображена при видаленні піщаних відкладень із свердловини з використанням дроселюючого пристрою ДШК



- 1 - корпус, 2 - шайба, 3 - втулка, 4 - втулка, 5 – гайка 6 – гайка 7 - корпус  
8 - перехідник 9 - перехідник

Рисунок 5.3 – Пристрій дроселючий ДШК

Під час роботи пристрою ДШК рідина подається у фільтр ДШ, проходить через повздовжні пази у фільтруючій трубці, які відділяють крупні механічні домішки і потрапляє на вхід дроселя ДШ. У дроселі ДШ рідина, поступово втрачаючи напір, послідовно проходить через калібровані отвори у шайбах 2 та камери між шайбами 2 і потрапляє у викидну лінію трубопроводу.

## 6 РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА

### 6.1 Розрахунки пов'язані з вибором обладнання

6.1.1. Визначення максимальної ваги колони промивальних труб [12] здійснити за формулою:

$$P_{\max} = H \cdot m \cdot g + P_p, \text{ Н}, \quad (6.1)$$

де  $H$  - глибина опускання промивальних труб, м;

$m$  - маса погонного метра довгомірних безмуфтових труб, кг/м;

$P_p$  - вага стовпа рідини в безмуфтових трубах, Н.

$$P_p = H \rho g S \quad (6.2)$$

$S$  - площа поперечного перерізу безмуфтової труби,  $\text{м}^2$ .

$$S = \pi d^2 / 4 \quad (6.3)$$

$$S = 3.14 \cdot 0.0321^2 / 4 = 8.09 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2;$$

$$P_p = 4300 \cdot 1000 \cdot 9.81 \cdot 8.09 \cdot 10^{-4} = 22920 \text{ Н};$$

$$P_{\max} = 4300 \cdot 2.589 \cdot 9.81 + 22920 = 96270 \text{ Н};$$

6.1.2 Визначення швидкості промивальної рідини [12] за формулою:

$$g = Q / S \quad (6.4)$$

Де -  $Q$  - ідеальна подача насосного агрегата,

$g$  - швидкість промивальної рідини,

Для I передачі швидкість відповідно складає:

$$g_1 = 4.6 \cdot 10^{-3} / 8.09 \cdot 10^{-4} = 5.7 \text{ м/с};$$

$$g_2 = 6.7 \cdot 10^{-3} / 8.09 \cdot 10^{-4} = 8.28 \text{ м/с};$$

$$g_3 = 10.3 \cdot 10^{-3} / 8.09 \cdot 10^{-4} = 12.7 \text{ м/с};$$

$$g_3 = 15.8 \cdot 10^{-3} / 8.09 \cdot 10^{-4} = 19.5 \text{ м/с}.$$

6.1.4 Визначення числа Рейнольдса [12] при роботі при швидкості рідини на I- IV передачах за формулою:

$$\text{Re} = g d / \nu \quad (6.5)$$

де-  $\nu$  - кінематична в'язкість промивальної рідини (води);

$d$  - внутрішній діаметр промивальної труби

$$\text{Re}_1 = 5.7 \cdot 0.0321 / 1.012 \cdot 10^{-6} = 180800 ;$$

$$\text{Re}_2 = 8.28 \cdot 0.0321 / 1.012 \cdot 10^{-6} = 262636 ;$$

$$\text{Re}_3 = 12.7 \cdot 0.0321 / 1.012 \cdot 10^{-6} = 402835 ;$$

$$\text{Re}_4 = 19.5 \cdot 0.0321 / 1.012 \cdot 10^{-6} = 618527 .$$

6.1.5 Визначення коефіцієнтів тертя [12] при роботі на I- IV передачах за формулою:

$$\lambda = 0.11 \left( \frac{68}{\text{Re}} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0.25} \quad (6.6)$$

де-  $\Delta$  - абсолютна еквівалентна шорсткість труби,

$$\lambda_1 = 0.11 \left( \frac{68}{180800} + \frac{0.06}{32.1} \right)^{0.25} = 0.0239 ;$$

$$\lambda_2 = 0.11 \left( \frac{68}{262636} + \frac{0.06}{32.1} \right)^{0.25} = 0.023 ;$$

$$\lambda_{3,4} = 0.11(0.06 / 32.1) = 0.02.$$

6.1.6 Визначення гідравлічних опорів в підйомних трубах [12] при роботі на I - IV швидкості за формулою:

$$h = \lambda \cdot \frac{H}{d} \cdot \frac{\vartheta^2}{2g} \text{ м , м,} \quad (6.7)$$

де  $\lambda$  - коефіцієнт гідравлічного тертя;

$H$  - глибина опускання промивальних труб, м;

$d$  - внутрішній діаметр промивальних труб, м;

$\vartheta$  - швидкість потоку рідини в промивальних трубах, м/с.

$$h_1 = 0.024 \cdot \frac{2888}{0.0321} \cdot \frac{5.7^2}{2 \cdot 9.81} = 3576 \text{ , м,}$$

$$h_2 = 0.023 \cdot \frac{2888}{0.0321} \cdot \frac{8.28^2}{2 \cdot 9.81} = 7230 \text{ , м,}$$

$$h_3 = 0.02 \cdot \frac{2888}{0.0321} \cdot \frac{12.7^2}{2 \cdot 9.81} = 14789$$

$$h_4 = 0.02 \cdot \frac{2888}{0.0321} \cdot \frac{19.5^2}{2 \cdot 9.81} = 34865 \text{ м,}$$

6.1.7 Визначення гідравлічних опорів при русі суміші рідини з піском [12] в кільцевому просторі за формулою:

$$h_2 = \varphi \lambda \frac{H}{D-d} \cdot \frac{g^2}{2g} \quad (6.8)$$

де  $\varphi$  - коефіцієнт, що враховує підвищення гідравлічних втрат тиску в результаті вмісту піску в рідині;

$\lambda$  - коефіцієнт гідравлічного тертя;

$H$  - глибина опускання промивальних труб, м;

$d$  - внутрішній діаметр промивальних труб, м;

$g$  - швидкість потоку рідини в промивальних трубах, м/с;

$D$  - внутрішній діаметр колони НКТ.

$$Re_1 = g(D-d)/\nu \quad (6.9)$$

для швидкостей I - IV

$d$  - внутрішній діаметр промивальних труб, м;

$g$  - швидкість потоку рідини в промивальних трубах, м/с;

$D$  - внутрішній діаметр колони НКТ,

$\nu$  - кінематична в'язкість води.

$$Re_1 = 2.4(0.063 - 0.0381)/1.012 \cdot 10^{-6} = 59051$$

$$Re_2 = 5.5(0.063 - 0.0381)/1.012 \cdot 10^{-6} = 140240$$

$$Re_3 = 8.7(0.063 - 0.0381)/1.012 \cdot 10^{-6} = 214061$$

$$Re_4 = 11.4(0.063 - 0.0381)/1.012 \cdot 10^{-6} = 280494$$

$$\lambda = \frac{0.3164}{\sqrt[4]{Re}} \quad (6.10)$$

$$\lambda = \frac{0.3164}{\sqrt[4]{59051}} = 0.02;$$

$$\lambda = \frac{0.3164}{\sqrt[4]{140240}} = 0.016;$$

$$\lambda = \frac{0.3164}{\sqrt[4]{214061}} = 0.013;$$

$$\lambda = \frac{0.3164}{\sqrt[4]{280494}} = 0.012.$$

$$h_{2.1} = 1.2 \cdot 0.02 \frac{2888}{0.063 - 0.0381} \cdot \frac{2.4^2}{2 \cdot 9.81} = 816$$

$$h_{2.2} = 1.2 \cdot 0.016 \frac{2888}{0.063 - 0.0381} \cdot \frac{5.5^2}{2 \cdot 9.81} = 3429$$

$$h_{2.3} = 1.2 \cdot 0.013 \frac{2888}{0.063 - 0.0381} \cdot \frac{8.7^2}{2 \cdot 9.81} = 6980$$

$$h_{2.4} = 1.2 \cdot 0.012 \frac{2888}{0.063 - 0.0381} \cdot \frac{11.4^2}{2 \cdot 9.81} = 11062$$

$$h_3 = \frac{(1-m) \cdot Fl}{f} \cdot \left[ \frac{\rho_n}{\rho_{жс}} \left( 1 - \frac{g_{кр}}{g} \right) - 1 \right] \quad (6.11)$$

де  $m$  - пористість піщаної пробки, приймається від 0,3 до 0,45;

$F$  - площа прохідного січення колони,  $m^2$ ;

$l$  - висота пробки, промитої за один прийом (довжина одної труби або свічки із 2-х труб), м;

$f$  - площа перерізу кільцевого простору між колоною і колоною промивальних труб,  $m^2$ ;

$\rho_p$  - густина промивальної рідини,  $кг/м^3$ ;

$\rho_n$  - густина піску, ( $\rho_n = 2600 - 2700 \text{ кг/м}^3$ ).

$$h_{3.1} = \frac{(1-0.45) \cdot 3.1 \cdot 10^{-3} \cdot 6}{2 \cdot 10^{-3}} \cdot \left[ \frac{2700}{1000} \left( 1 - \frac{0.19}{2.4} \right) - 1 \right] = 11.7$$

$$h_{3.2} = \frac{(1-0.45) \cdot 3.1 \cdot 10^{-3} \cdot 6}{2 \cdot 10^{-3}} \cdot \left[ \frac{2700}{1000} \left( 1 - \frac{0.19}{5.5} \right) - 1 \right] = 12$$

$$h_{3,3} = \frac{(1-0.45) \cdot 3.1 \cdot 10^{-3} \cdot 6}{2 \cdot 10^{-3}} \cdot \left[ \frac{2700}{1000} \left(1 - \frac{0.19}{8.7}\right) - 1 \right] = 12.4$$

$$h_{3,4} = \frac{(1-0.45) \cdot 3.1 \cdot 10^{-3} \cdot 6}{2 \cdot 10^{-3}} \cdot \left[ \frac{2700}{1000} \left(1 - \frac{0.19}{11.4}\right) - 1 \right] = 12.7$$

### 6.1.8 Втрати напору на шляху від насоса до шланга [ 12]

$$h_5 = \lambda \cdot \frac{H_m}{d_e} \cdot \frac{V_m^2}{2g}, \text{ м}, \quad (6.13)$$

де  $\lambda$  - коефіцієнт гідравлічного тертя при русі рідини в маніфольді;

$H_m$  - довжина маніфольда промислового агрегату, ( $H_m = 50$  м);

$d_e$  - внутрішній діаметр маніфольда, (маніфольд виконаний із насосно-компресорних труб умовним діаметром 73 мм), м;

$V_m$  - швидкість руху рідини в маніфольді, м/с.

При розрахунку втрат при зворотному промиванні існують незначні відмінності, а саме:

- втрати напору при проходженні низхідного потоку (в кільцевому просторі) при зворотному промиванні визначаються за формулою

$$h_1 = \lambda \cdot \frac{H}{D_e - d_s} \cdot \frac{V_H^2}{2g}, \text{ м}; \quad (6.14)$$

$$h_{5,1} = 0,035 \cdot \frac{50}{0,062} \cdot \frac{1,17^2}{2 \cdot 9,81} = 1,96, \text{ м}$$

$$h_{5,3} = 0,035 \cdot \frac{50}{0,062} \cdot \frac{3,2^2}{2 \cdot 9,81} = 14,4, \text{ м}$$

$$h_{5,2} = 0,035 \cdot \frac{50}{0,062} \cdot \frac{1,93^2}{2 \cdot 9,81} = 5,3, \text{ м}$$

$$h_{5,4} = 0,035 \cdot \frac{50}{0,062} \cdot \frac{5,43^2}{2 \cdot 9,81} = 41,6, \text{ м}$$

- гідравлічні втрати напору в шланзі і вертлюзі при зворотному промиванні відсутні ( $h_4 = 0$ ).

6.3.6 Визначаємо потужність, яка необхідна для промивання [12], за формулою

$$N = \frac{(h \cdot \rho_p \cdot g \cdot Q)}{10^3 \cdot \eta}, \text{ кВт}, \quad (6.15)$$

де  $h$  - загальні гідравлічні втрати при промиванні, м;

$Q$  - подача насоса, м<sup>3</sup>/с;

$\eta$  - ККД агрегату (приймається від 0,7 до 0,8).

$$h = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 \quad (6.16)$$

$$h_1 = 3576 + 816 + 11.7 + 1.96 + 0 = 4405.66$$

$$h_2 = 7230 + 3429 + 12 + 14.4 + 0 = 10685.4$$

$$h_3 = 14784 + 6980 + 12.4 + 5.3 + 0 = 4405.66$$

$$h_4 = 3576 + 816 + 11.7 + 1.96 + 0 = 45981.6$$

$$N_1 = \frac{4405.66 \cdot 1000 \cdot 9.81 \cdot 0.046}{10^3 \cdot 0.8} = 248.5 \text{ кВт}$$

$$N_2 = \frac{10685.4 \cdot 1000 \cdot 9.81 \cdot 0.067}{10^3 \cdot 0.8} = 877 \text{ кВт}$$

$$N_3 = \frac{21781 \cdot 1000 \cdot 9.81 \cdot 0.103}{10^3 \cdot 0.8} = 2751.5 \text{ кВт}$$

$$N_4 = \frac{45981.6 \cdot 1000 \cdot 9.81 \cdot 0.158}{10^3 \cdot 0.8} = 8900 \text{ кВт}$$

### 3.3.9 Визначення тиску на вибої свердловини [12]

Тиск на вибій свердловини при зворотному промиванні буде більший, ніж при прямому промиванні на величину різниці в гідравлічних втратах в кільцевому просторі і в підйомних трубах. Цей тиск рівний

$$P = 10^{-6} \cdot (H + h_2 + h_3) \cdot \rho_p \cdot g, \text{ МПа}, \quad (6.17)$$

де  $\rho_p$  - густина промивальної рідини, кг/м<sup>3</sup>.

$$P = 10^{-6} \cdot (4400 + 10685.4 + 21781) \cdot 1000 \cdot 9.81 = 34.6 \text{ МПа}$$

## **7 МОНТАЖ, РАЦІОНАЛЬНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТА ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ ОБЛАДНАННЯ**

### **7.1 Монтаж та технічне обслуговування пристрою дроселюючого**

Перед кожним застосуванням пристрій ДШК необхідно опресувати робочим тиском.

Монтаж пристрою ДШК в складі обладнання колтубінгової установки виконувати згідно зі схемою наведеною на рисунку 5.2. Пристрій розмістити таким чином, щоб напрям стрілок на його корпусних елементах співпадав із напрямком потоку рідини.

Режим роботи вибійного двигуна контролювати по манометру на напірній лінії. Допустиме відхилення показів манометра від номінальних не більше 1 МПа.

Після кожного застосування пристрій ДШК необхідно очистити від бруду, роз'єднати між собою дросель ДШ та фільтр ДШ.

Шляхом візуального огляду перевірити корпусні елементи та приєднувальні різьби вузлів пристрою ДШК на предмет деформації чи слідів зносу.

Шляхом зворотньої подачі води, промити внутрішню порожнину фільтра ДШ.

Викрутити гайки та контргайки з корпусу дроселя ДШ.

Витягнути шайби та втулки з корпусу дроселя ДШ та шляхом візуального огляду перевірити наявність на них слідів промивів робочою рідиною.

Очистити шайби, втулки та внутрішню поверхню корпусу від бруду та протерти ганчір'ям змоченим малов'язкими мастилами або розчинниками за ГОСТ 8505-80 "Нефрас-С 50/170", ГОСТ 443-76 "Нефрас С2-80/120 и С3-80/120", з наступним протиранням насухо.

Всі різьбові з'єднання змастити мастилом УсСА ГОСТ 3333-80 "Смазка графитная. Технические условия" або аналогічним.

Складання виробу провести в порядку оберненому до розбирання.

## **7.2 Монтаж, раціональна експлуатація та технічне обслуговування колтюрбінгової установки**

Перед монтажем колтюрбінгової установки на свердловину необхідно провести щозмінне ТО [7]. Особлива увага при обслуговуванні необхідно звернути на:

- відсутність пошкоджень вузлів і систем установки і її комплектності;
- надійність кріплення агрегатів і механізмів колтюрбінгової установки;
- відсутність підтьоків палива, масла, охолоджуючої, змащуючої робочої, рідини;

- рівень охолоджуючої, змащуючої, робочої рідини. Підготовчі роботи, що проводяться перед монтажем установки на свердловину, проводити в наступній послідовності [7]:

- 1) перевірити стан і правильність показів приладів, освітлення і звукових сигналів;

- 2) переконатися, що ручки розподільників на пульті в кабіні оператора розміщені в нейтральному положенні;

- 3) провести зовнішній огляд робочого інструменту (гідромоніторної насадки) для БДТ і перевірити герметичність нижнього зворотного клапана шляхом заливки в нього води з витримкою 15 хв. Підтікання не допускається.;

- 4) провести зовнішній огляд підвіски крюка з канатом, траверси інжектора, стропів;

- 5) провести змащування всіх підшипників тягового ланцюга інжектора ;

- 6) майданчик навколо свердловини радіусом 25 м має бути очищений від сторонніх предметів;

- 7) демонтувати промисловий майданчик з гирла свердловини.

### **7.2.1 Монтаж колтюрбінгової установки [7].**

Установка виробу на монтажному майданчику (основі або мостках) проводиться за участю всіх членів бригади:

- Призначити двох сигнальників.

- Подати установку до гирла свердловини заднім ходом, і встановити відносно свердловини згідно монтажною схемою (рисунок 7.1).

- Заглушити двигун.

- Встановити упори протівідкотів.

- Провести монтаж системи відведення вихлопних газів (поз 19). Система відведення вихлопних газів встановлюється на відстанні не менше 15 м від свердловини.

- Перевести важіль засувки (поз.20) в положення відповідне випуску вихлопних газів через систему.

- Встановити в робоче положення відкидні борти (поз. 13), повісити драбини на борти (поз. 14), встановити і зафіксувати поручні.

- Перевести пульт управління УО (поз.11) в робоче положення.

Перевірити органи управління [7]:

- 1) коробка відбору потужності має бути відключена;

- 2) ручки розподільників на пультах управління, розташованих на платформі установки, мають бути в нейтральному положенні;

- 3) поставити рукоятку коробки передач в нейтральне положення;

- 4) при температурі навколишнього повітря нижче плюс 10° С перевірити кран від зливного фільтру до гідробаку повинен бути відкритий;

- 5) включити коробку відбору потужності на привід насосів з кабіни водія;

- 6) при працюючому двигуні машини включити необхідну передачу коробки передач, забезпечуючу стійку роботу гідросистеми в процесі виконання технологічних операцій.

- Підняти кабіну оператора (поз.4) на робочу висоту і зафіксувати упорами (поз.3) і розтяжками (поз.17).

- Встановити нижні сходи (поз.18) і верхні сходи з поручнями (поз.2) на кабіну (поз.4).

- Перевірити ручки розподільників на пультах в кабіні оператора. Ручки повинні бути в нейтральному положенні.

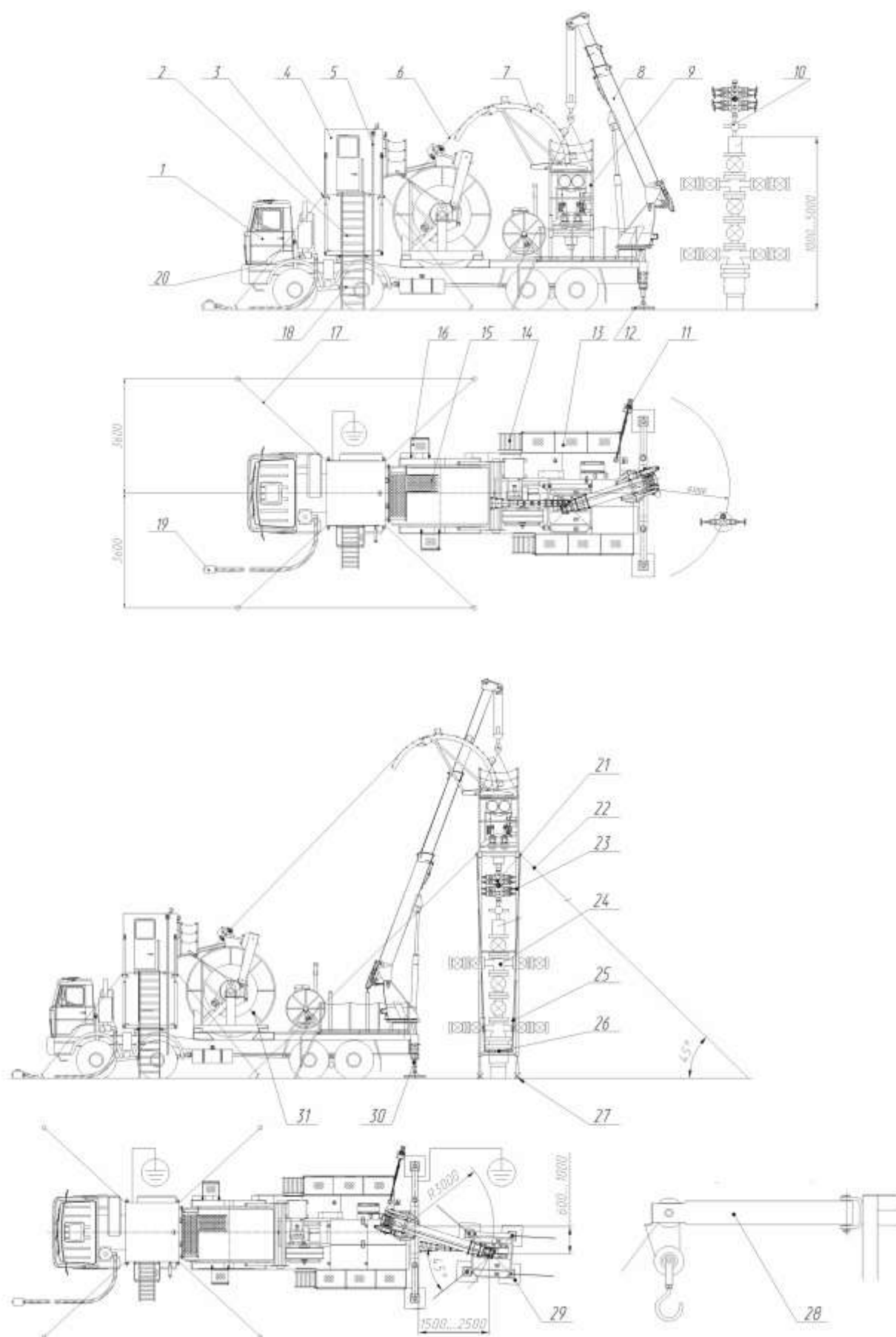


Рисунок 4.1 – Монтаж колтюбінгової установки [7]

- Перевірити, чи відкрита засувка всмоктуючого колектора гідробака и перевірити рівень масла по покажчику (наявність масла у верхньому покажчику).
- Перевірити свідчення манометра датчиків ваги БДТ і настроїти їх на нулевий показник.
- Переконалися, що всі манометри показують "0". Скидання тиску з акумуляторів провести відповідними гідровентиллями.
- Перевірити подачу масла в гідросистему по манометрах.
- Перевірити роботу вентилятора охолодження масла гідросистеми.
- Зняти талрепи (утримуючі ланцюги) транспортного положення барабана.
- Привести установку опор в робочий стан:
  - 1) під виносні опори (поз.30) підкласти опорні дерев'яні плити(поз. 12);
  - 2) за допомогою установки виносних опор виставити платформу в горизонтальне положення. Контроль здійснювати по рівню.
- Привести установник устаткування (поз.8) в робочий стан.
- Змонтувати жолоб що спрямовує (поз.7) на інжектор (поз.9).
- За допомогою УО зняти комплект опор інжектора і укласти їх попарно на землю на відстані 2 м від ФА;
- Превентор (поз.21) зняти з машини за допомогою УО і встановити на устя свердловини, обладнане при необхідності універсальним трійником (хрестовиною) (поз. 10). Рукоятками розподільника «УПРАВЛІННЯ ПЛАШКАМИ ПРЕВЕНТОРА» з пульта управління перевірити відкриття і закриття глухих, зрізних, утримуючих і трубних плашок.

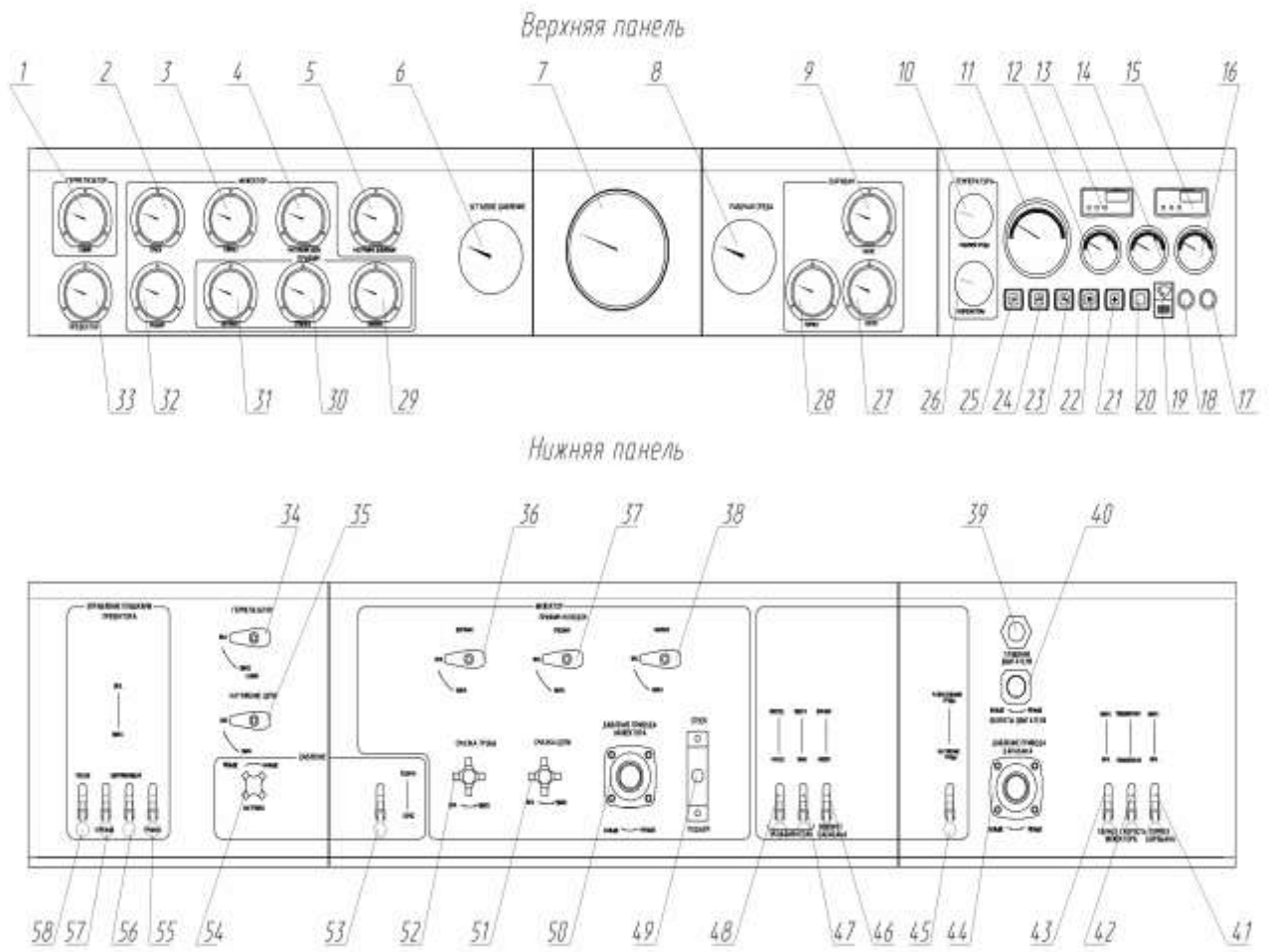


Рисунок 7.2 – Пульт керування [7]

### 7.1.2 Заправка труби в інжектор [7]:

- підняти тиск в циліндрах натягнення ланцюгів до 2-3 МПа;
- повернути ланцюги інжектора не менше чим на десять оборотів і оглянути ланцюги, переконавшись в їх плавному обертанні і правильному натягненні;
- провести завальцьовку перехідника на кінець БДТ за допомогою комплексу промислового інструменту;
- закріпити кінець гнучкої тяги (вкрутити) на БДТ;
- пропустити гнучку тягу через направляючий жолоб і завести в інжектор;
- включенням рукоятки блоку управління (поз. 49 рисунок 4.2) "Спуск" включити привід інжектора і протягувати гнучку тягу в інжектор доти, поки всі затискні колодки не обтискатимуть її;
- підняти тиск в циліндрах притиску колодок інжектора до 2 МПа;

- регулятором (поз.44), з пульта управління в кабіні оператора встановити тиск приводу барабана 2 МПа по манометру (поз.27) (тиск натягу БДТ не повинен допускати розмотування труби на барабані після відключення гальма барабана);
- рукоятку (поз.45) встановити в положення "НАТЯГНЕННЯ ТРУБИ";
- регулятором (поз.44) встановити мінімальний тиск натягнення БДТ 2 Мпа;
- рукояткою (поз.41) зняти барабан з гальма;
- натягнути гнучку тягу; включивши привід інжектора на спуск;
- зняти з БДТ скобу, що стопорить її;
- включенням рукоятки блоку управління (поз.49) "СПУСК" включити привід інжектора і завести БДТ в інжектор;
- при виході кінця БДТ з інжектора через герметизатор провести від'єднання гнучкої тяги;
- зібрати нижню компоновку БДТ;
- вкрутити в БДТ необхідний технологічний інструмент в відповідності з планом робіт;
- включенням рукоятки блоку управління (поз.49) "ПІДЙОМ" включити привід інжектора і завести технологічний інструмент в герметизатор;
- після пропуску труби в інжектор і проходу її наскрізь через герметизатор відрегулювати тиск в циліндрі герметизатора до 3,5 МПа;
- подивитися зверху інжектора (від направляючого жолоба) на ланцюги, звернувши увагу на місце, де БДТ стикається з ланцюгом;
- при необхідності відрегулювати положення направляючого жолоба: послабити гайки кріплення механізму установки жолоба і провертати гвинти поздовжнього і поперечного регулювання так, щоб натягнута барабаном БДТ знаходилася симетрично осям приводних зірочок в поздовжньому напрямі. Затягнути контргайку і закрити всі притискні ролики.

### 7.1.3 Технічне обслуговування [1]

#### Загальні вказівки

Технічне обслуговування колтюбінгової установки по періодичності об'єму виконуваних робіт і трудомісткості поділяється на наступні види :

- щоденне технічне обслуговування (ЩО);
- первинне технічне обслуговування (ТО-1);
- друге технічне обслуговування (ТО-2).

ЩО виконується після роботи на свердловині і перед виїздом установки з парку .

Періодичність ТО -1 і ТО -2 встановлюється через 50 і 250 годин відповідно.

Установку і СПО агрегату на обладнанні гирла свердловини проводити під керівництвом відповідального інженерно-технічного працівника підприємства замовника.

Операції по ремонту і обслуговуванню свердловин установкою повинні проиводитися на підставі " робіт ", затверджених в установленому порядку і які мають інформацію про конструкцію і стан свердловин, наявність наземного устаткування і т д.

Установка має бути укомплектована засобами пожежогасінні і надання першої медичної допомоги згідно правил дорожнього руху .

Протипожежні заходи при роботі на установці регламентуються вимогами пожежної безпеки.

При експлуатації установки необхідно керуватися положеннями і неухильно виконувати вимоги "По попередженню нафтогазопроявів і відкритих фонтанів при капітальному і поточному ремонті свердловин", що діють в регіоні дислокації і " безпеці в нафтовій і газовій промисловості ".

При технічному обслуговуванні, підготовці до роботи і транспортуванні установки (між свердловинами і базою технологічного транспорту), при обслуговуванні функціональних вузлів виробу (механізму подачі труби) обов'язково використовувати наявні стаціонарні і відкидні майданчики . Надійність кріплення огорож повинна постійно контролюватися і при необхідності відновлюватися .

Не допускається [3]:

- знаходження обслуговуючого персоналу на майданчиках обслуговування установки при працюючих механізмах в процесі виконання СПО ;
- знаходитися ближче 4 м до механізму підйому при роботі гідросистеми;
- проводити ремонтні роботи ( стиків з'єднань трубопроводів і рукавів високого тиску, демонтаж гідроагрегатів і т д.) за наявності тиску в гідросистемі ;
- проводити монтаж і ремонт пневмогідроакумуляторів і їх елементів в зарядженому стані ;
- експлуатація пневмогідроакумулятора у разі підвищення тиску в гідросистемі вище максимального ;
- експлуатація пневмогідроакумуляторів у разі виявлення на корпусі або в інших деталях тріщин, випуклості, течі по ущільненнях, а також за відсутності манометрів для контролю тиску робочої рідини, або несправностей запобіжної апаратури ;
- перевезення людей в кабіні оператора ;
- здійснювати транспортні операції із швидкістю руху більше 50 км/год.

Забороняється [3]:

- направляти БДТ в герметизатор руками ;
- у разі засмічення дроселів гідрозамків, розташованих в магістралях поршневих порожнин гідроциліндрів підйомника і підйому кабіни, розбирати гідрозамок без вживання заходів по заклинюванню механізму(в іншому випадку, підйомник під дією власної ваги зірветься, що може привести до серйозних травм).

При проведенні перевірок при ТО установки необхідно дотримуватись заходів безпеки :

- перед початком робіт перевірити роботу всіх контрольних – вимірюючих приладів ;
- під час роботи не проводити ремонт або заміну яких-небудь деталей, не чистити і не змащувати рухомі частини .

При проведенні консервації виробу необхідно дотримуватись слідуючих заходів безпеки :

- персонал, обслуговуючий ділянку консервації, має бути обізнаний про ступінь отруйності вживаних речовин, а також про заходи першої допомоги при нещасних випадках ;

- в процесі виробництва робіт по консервації і розконсервації виробу не дозволяється брати консервовані вироби незахищеними руками ( користуватися бавовняними рукавичками або рукавицями );

- ділянка консервації і робочі місця мають бути обладнані засобами протипожежної безпеки . Куріння, запалення сірників і користування відкритим вогнем на ділянці консервації не допускаються ;

- забороняється прийом і зберігання їжі на ділянці консервації і в приміщенні, де проводиться робота ;

Опора транспортера повинна мати достатню висоту, аби забезпечити установку привентора і елемента, що ущільнює гирло над фонтаною арматурою. Перевага подібної системи полягає в практично повному розвантаженні гирла свердловини від поперечних зусиль, що виникають при операціях монтажу-демонтажу обладнання і дії агрегату. Це особливо важливо при роботі з глибокими свердловинами, на яких навіть незначні поперечні зусилля призводять до появи великих моментів, що вигинають, впливають на елементи гирлового обладнання. Використання опори транспортера дозволяє розвантажити гирло від вертикальних сил, обумовлених власною вагою обладнання, і навантаження від ваги колони гнучких труб, спущених в свердловину.

До недоліків слід віднести необхідність допоміжних вузлів - опори, яку потрібно збирати і встановлювати на гирлі свердловини перед монтажем транспортера.

Технічне обслуговування колтюбінгової установки по періодичності, об'єму виконуваних робіт і робото місткості поділяється на наступні види:

- щоденне технічне обслуговування(ЩО);
- первинне технічне обслуговування(ТО-1);
- вторинне технічне обслуговування(ТО-2);

Щоденне технічне обслуговування після роботи на свердловині і перед виїздом установки із парку.

Періодичне ТО-1 і ТО-2 виконується через 50 і 250 годин відповідно.

При технічному обслуговуванні усувається виявлені в процесі обслуговування дрібні несправності, не потребуючі розбирання. Несправності, потребуючі заміни деталей з розбиранням складальних одиниць і виконання зварних робіт.

Види і періодичність технічного обслуговування приведені в таблицю 7.1.

Таблиця 7.1- Види і періодичність технічного обслуговування.[7]

Найменування	Позначення	Періодичніс
Щозмінне технічне обслуговування	ЩТО	Щозмінне
Технічне обслуговування N 1	ТО-1	50 г
Технічне обслуговування N 2	ТО-2	250 г
Примітка-Допустиме відхилення періодичності технічного обслуговування повинно бути в межах $\pm 10\%$ вказаної періодичності.		

Робота по ЩТО виконується оператором установки на об'єкті робіт перед початком зміни, протягом зміни при наявності переривів в роботі і по закінченні зміни

Контроль перед виїздом і ЩТО знижує інтенсивність зношення деталей, підвищує довговічність складальних одиниць за рахунок своєчасного виявлення і усунення несправностей.

Види і періодичність ТО двигуна, коробки передач необхідно враховувати, що 35 км. пробігу відповідає 1 мотогодині роботи установки.

Порядок заміни робочої рідини в гідросистемі і випробування

- Підготувати чисті робочі ємності об'ємом не менше 350 літрів.
- Злити із гідросистеми (гідробака) робочу рідину в підготовлені ємності.
- Демонтувати з гідробака верхню кришку, від'єднати РВД і загнути в них отвори технологічними заглушками.

- Провести очищення внутрішньої поверхні гідробака від намулу і різних забруднень.

- Злити, промити декілька раз дизельним паливом внутрішню поверхню гідробака і приєднану арматуру, приділяючи особливу увагу на важкодоступні місця.

- Поступово промити на промивальному стенді РВД і заглушити в них отворів технологічними заглушками.

- Промити верхню кришку гідробака в дизельному паливі установити на гідробак.

- Замінити повітряний фільтр.

- Демонтувати, промити в дизельному паливі напірний і всмоктувальний фільтр і установити на гідробак.

- Залити в гідробак через фільтр в заливну горловину чисте індустриальне мастило И-12А або И-20А по ГОСТ 20799-88 в об'ємі не менше 120 літрів. При заповненні гідросистеми ретельно слідкувати за процесом заливання, не допускати протікання по з'єднанням і стикам. Одночасно перевірити роботу повітряного фільтра.

- Провести запуск гідросистеми на режимах роботи двигуна в відповідності з керуванням по експлуатації і дати попрацювати 10-15 хв. Поступово на малих режимах випробувати роботу основних вузлів в прямому і протилежному напрямках.

- Злити промивальну рідину із гідросистеми в підготовлену ємність.

- Виконати заправку гідросистеми робочою рідиною згідно з керуванням по експлуатації в об'ємі не менше 120 літрів.

- Провести запуск гідросистеми і дати попрацювати 10-15хв., перевіривши роботу основних вузлів.

- Злити промивальну рідину із гідросистеми і перевірити забруднення фільтрів. При необхідності провести заміну фільтроелементів.

- Провести заправку гідросистеми чистою робочою рідиною (клас чистоти 12 по ГОСТ 17216-2001).Всі операції промивки гідросистеми і порядок заміни

робочої рідини повинні проводитись під контролем відділу технічного контролю.

## ВИСНОВКИ

В ході бакалаврської роботи на тему **«Розроблення обладнання для забезпечення спільної роботи колтюбінгової та насосної установок при видаленні піщаних відкладень із свердловини»** виконано аналіз умов проведення ремонту свердловини, проведено критичний огляд існуючих конструкцій агрегатів з використанням безмуфтових довгомірних труб. Перелічено переваги агрегатів для підземного ремонту свердловин з використанням колони гнучких труб та висунуто вимоги до них. Проведено вибір обладнання для заданих умов.

В спеціальній частині наведено опис конструкції, принципу дії основних вузлів агрегату для ремонту свердловин з використанням колони безмуфтових довгомірних труб. Розроблено обладнання для забезпечення спільної роботи насосної і колтюбінгової установки при видаленні піщаних відкладень

В розрахунковій частині проведено розрахунки пов'язані з вибором обладнання та перевіркою міцності його вузлів.

Наведено заходи з монтажу, раціональної експлуатації та технічного обслуговування обладнання.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАННЯ НА ДЖЕРЕЛА

1. Копей Б.В., Лях М.М. Розрахунок, конструювання, монтаж і експлуатація машин та обладнання для спорудження свердловин. Б. В. Копей, Лях М.М. Підручник. Серія «Нафтогазове обладнання», том 2 – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2020 – 750 с.
2. Костриба І.В., Шостаківський І.І. Гумові технічні вироби в нафтогазовому обладнанні. Навчальний посібник.
3. НПАОП 11.1-1.16-23. “Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості”. Наказ Міністерства економіки України від 27.04.2023 № 2610.
4. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Бурове і технологічне обладнання. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «ХПІ», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2021. – 358 с.
5. Орловський В. М., Білецький В. С., Сіренко В. І. Нафтогазовилучення з важкодоступних і виснажених пластів. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «Харківський політехнічний інститут», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2023. – 312 с.
6. Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин. П.О. Катеринчук, Д.В. Римчук, С.В. Цибулько, О.Л. Шудрик – Х.: Пром-Арт, 2018. – 608 с.
7. Паспорт на установку колтубінгову МК 20.
8. Писаренко Г. С. та ін. Опір матеріалів: Підручник – 2-ге вид., допов. і переробл. – К.: Вища шк., 2004. – 655 с.: іл.
9. Проектування бурового і нафтогазопромислового обладнання: Навчальний посібник для магістрантів спеціальності 8.05030403 “Обладнання нафтових і газових промислів”. Білецький В. С. та ін. Полтава: ПолтНТУ, 2015. 192 с

- 10.СОУ 11.2-00135390-080:2011 – Облаштування нафтових і газових свердловин устьовим і противикидним обладнанням.
- 11.Федорович Я. Т. Нафтогазопромислові машини і комплекси. Навчальний посібник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. 218 с.
- 12.Федорович Я.Т., Джус А.П. Машини та обладнання для видобутку нафти і газу. Практикум – Івано-Франківськ: Факел, 2021. – 132 с
- 13.<https://www.petal.ro/en/product-category/cementing-units/>