МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

МР.НіОм-43.00.00.000 ПЗ

Група НІО$_{м}$-24-1

Владислав Трало

2025

Міністерство освіти і науки України

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Інститут інженерної механіки та робототехніки

Кафедра нафтогазових машин та обладнання

Владислав Трало
(прізвище, ім'я, по-батькові)

УДК 622.276

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Підвищення ефективності роботи противикидного обладнання колтюбінгової установки

(назва роботи)

Обладнання нафтових і газових промислів
(назва освітньої програми)
185 – «Нафтогазова інженерія та технології»
(шифр і назва спеціальності)

_____
(підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього рівня)

Науковий керівник
Юрій Мосора старший викладач
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Допущено до захисту
Завідувач кафедри

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

Рецензент
доцент Р.О. Дейнега
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Івано-Франківськ – 2025 рік

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

Інститут *ІІМР* Кафедра *нафтогазових машин та обладнання*
Спеціальність *185 - "Нафтогазова інженерія та технології"*
ОПП *Обладнання нафтових і газових промислів*

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри НГО
_____Я.Т. Федорович
"___"_____2025 р.

ЗАВДАННЯ

НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ

Студент Владислав Трало
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи Підвищення ефективності роботи противикидного обладнання колтюбінгової установки

Затверджена наказом № № 567/7 від 11.09.2025 р.

2 Термін здачі студентом закінченої роботи 20.12.2025 р.

3 Вихідні дані до роботи: документація яка стосується будови, принципу дії, експлуатації, обслуговування противикидного обладнання.

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань)

Вступ. 1 Аналіз умов проведення ремонту свердловини та вибір обладнання для заданих умов. 2 Критичний огляд існуючих конструкцій колтюбінгових установок. 3 Переваги агрегатів для підземного ремонту свердловин з використанням колони гнучких труб. 4 Вимоги, що висуваються до агрегатів з використанням колони гнучких труб. 5 Опис конструкції, принципу дії основних вузлів колтюбінгової установки. 6 Аналіз функціональних можливостей та конструктивних особливостей противикидного обладнання колтюбінгової установки. 7 Заходи щодо підвищення ефективності роботи противикидного обладнання колтюбінгової установки. 8 Технологічні розрахунки. 9 Монтаж, раціональна експлуатація та технічне обслуговування обладнання

Висновки. Перелік використаних джерел

Висновки. Перелік посилань на джерела.

5 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням креслень)

5.1 Схема розташування обладнання - 1 арк. Формату А1
5.2 Колтюбінгова установка- 1 арк. Формату А1
5.3 Інжектор. СК. - 1 арк. Формату А1
5.4 Противикидне обладнання колтюбінгової установки - 1 арк. Формату А1
5.5 Схеми, креслення вузлів і деталей, ілюстрації, - 2 - 3 арк. Формату А1

6 Консультанти по роботі (за необхідністю).

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

6 Дата видачі завдання 25.10.2025

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Номер і назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
Вступ. 1 Аналіз умов проведення ремонту свердловини та вибір обладнання для заданих умов.	09.11.2025 р.	
2 2 Критичний огляд існуючих конструкцій колтюбінгових установок. 3 Переваги агрегатів для підземного ремонту свердловин з використанням колони гнучких труб. 4 Вимоги, що висуваються до агрегатів з використанням колони гнучких труб 1 - 3 аркуші графічної частини	15.11.2025 р.	
4 5 Опис конструкції, принципу дії основних вузлів колтюбінгової установки. 6 Аналіз функціональних можливостей та конструктивних особливостей противикидного обладнання колтюбінгової установки. 4 - 5 аркуші графічної частини	29.11.2025 р.	
6 можливостей та конструктивних особливостей противикидного обладнання колтюбінгової установки. 7 Заходи щодо підвищення ефективності роботи противикидного обладнання колтюбінгової установки. 8 Технологічні розрахунки.	10.12.2025 р.	
8 Технологічні розрахунки. 9 Монтаж, раціональна експлуатація та технічне обслуговування обладнання Висновки. Перелік використаних джерел 6 - 7 аркуші графічної частини	15.12.2025 р	
Кінцеве оформлення	17.12.2025 р	

Студент _____ / *Владислав Трало* /
Особистий підпис Розшифровка підпису

Керівник роботи _____ / *Юрій Мосора* /
Особистий підпис Розшифровка підпису

РЕФЕРАТ

Магістерська робота на тему «**Підвищення ефективності роботи противикидного обладнання колтюбінгової установки**».

Об’єктом дослідження є процес функціонування противикидного обладнання під час проведення ремонтних робіт у свердловинах із застосуванням колтюбінгових установок.

Мета роботи полягає у підвищенні ефективності роботи противикидного обладнання колтюбінгової установки шляхом аналізу існуючих конструкцій, визначення основних факторів, що впливають на їх надійність, та розроблення рекомендацій щодо вдосконалення технічних і експлуатаційних характеристик.

В магістерський роботі проведено аналіз умов ремонту та конструкції свердловини, розроблено план робіт по освоєнню свердловини.

Проведено огляд колтюбінгового обладнання для проведення ремонтних робіт у свердловині.

Основну увагу приділено противикидному обладнанню колтюбінгової установки, а саме проведено детальний аналіз його функціональних можливостей та конструктивних особливостей. Сформовано ряд технічних, організаційних заходів щодо підвищення ефективності роботи противикидного обладнання, комплексне застосування яких забезпечить надійну та безаварійну роботу в процесі ремонту свердловин.

Проведені міцністні розрахунки обладнання, що використовується при ремонті свердловини.

Наведено положення з монтажу та експлуатації колтюбінгової установки під час ремонту свердловини..

Ключові слова: колтюбінгова установка, противикидне обладнання, плашковий превентор, плашка.

ABSTRACT

Master's thesis on the topic “Improving the efficiency of the blowout equipment of a coiled tubing unit.”

The object of the study is the process of functioning of blowout prevention equipment during repair work in wells using coiled tubing units.

The purpose of the work is to increase the efficiency of the blowout equipment of the coiled tubing unit by analyzing existing structures, identifying the main factors affecting their reliability, and developing recommendations for improving technical and operational characteristics.

The master's thesis analyzes the repair conditions and well design, develops a work plan for the development of the well.

An inspection of the coiled tubing equipment for repair work in the well was carried out.

The main attention is paid to the blowout equipment of the coiled tubing unit, namely, a detailed analysis of its functional capabilities and design features has been carried out. A number of technical and organizational measures have been formed to increase the efficiency of the blowout equipment, the comprehensive application of which will ensure reliable and trouble-free operation during the well repair process.

Strength calculations of the equipment used during well repair have been carried out.

Provisions on the installation and operation of the coiled tubing unit during well repair are given.

Keywords: coiled tubing unit, blowout equipment, ram preventer, ram.

ЗМІСТ

ВСТУП 7

1 АНАЛІЗ УМОВ ПРОВЕДЕННЯ РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИНИ ТА ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ЗАДАНИХ УМОВ 10

2 КРИТИЧНИЙ ОГЛЯД ІСНУЮЧИХ КОНСТРУКЦІЙ КОЛТЮБІНГОВИХ УСТАНОВОК 13

3 ПЕРЕВАГИ АГРЕГАТІВ ДЛЯ ПІДЗЕМНОГО РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИН З ВИКОРИСТАННЯМ КОЛОНИ ГНУЧКИХ ТРУБ 21

4 ВИМОГИ, ЩО ВИСУВАЮТЬСЯ ДО АГРЕГАТІВ З ВИКОРИСТАННЯМ КОЛОНИ ГНУЧКИХ ТРУБ 26

5 ОПИС КОНСТРУКЦІЇ, ПРИНЦИПУ ДІЇ ОСНОВНИХ ВУЗЛІВ КОЛТЮБІНГОВОЇ УСТАНОВКИ 29

6 АНАЛІЗ ФУНКЦІОНАЛЬНИХ МОЖЛИВОСТЕЙ ТА КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ПРОТИВИКИДНОГО ОБЛАДНАННЯ КОЛТЮБІНГОВОЇ УСТАНОВКИ 39

7 ЗАХОДИ ЩОДО ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ПРОТИВИКИДНОГО ОБЛАДНАННЯ КОЛТЮБІНГОВОЇ УСТАНОВКИ 50

8 ТЕХНОЛОГІЧНІ РОЗРАХУНКИ 54

8.1 Розрахунки пов’язані з вибором обладнання

8.2 Розрахунки на міцність, довговічність та витривалість обладнання. Кінематичний розрахунок обладнання. 59

9 МОНТАЖ, РАЦІОНАЛЬНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТА ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ ОБЛАДНАННЯ 61

Висновки 67

Перелік використаних джерел 68

ВСТУП

Проблематика виконання ремонтних робіт на нафтових і газових свердловинах в Україні зумовлена необхідністю застосування спеціалізованих, наукоємних та високовартісних технологій і обладнання, до яких належать колтюбінгові установки. Провідну роль у розробці, виробництві та промисловому використанні установок довгомірних труб відіграють компанії США та Канади.

На сьогодні у світі експлуатується понад 600 таких установок, однак потреба в них тільки зростає. Незважаючи на такий попит у світі, в Україні їх кількість не перевищує 20 одиниць. Ключовою особливістю колтюбінгових установок є використання гнучких труб, що працюють в умовах пластичних деформацій. Важливо також зазначити, що ремонтні роботи на свердловинах супроводжуються значною кількістю технологічних операцій, які виконуються на відкритому повітрі, незалежно від часу доби та погодних умов.

Застосування обладнання для роботи з колоною гнучких труб не виключає використання агрегатів підземного ремонту свердловин, підіймальних механізмів та іншого традиційного нафтопромислового устаткування, а лише доповнює його, розширюючи раніше нереалізовані технічні можливості.

Передбачається, що найближчим часом за допомогою колтюбінгових установок виконуватиметься понад половина всіх робіт з підземного ремонту свердловин. Водночас в Україні досі не сформовано сталої термінології в цій відносно новій галузі. Найпоширенішим терміном є русифікована транскрипція англійського поняття *Coiled tubing* — «колтюбінг», що означає трубу, намотану на котушку.

На сьогодні для ремонту нафтових і газових свердловин широко застосовують агрегати з використанням колони безмуфтових довгомірних труб, які мають низку суттєвих переваг порівняно з іншими ремонтними установками. Вони характеризуються підвищеною надійністю, зменшеним негативним впливом на навколишнє середовище, простотою виготовлення та експлуатації, економічністю й нижчими енергетичними витратами.

Важливим чинником є забезпечення вимог фонтанної безпеки при проведенні ремонту свердловин з використанням колтюбінгової установки, тому в склад установки входить блок противикидного обладнання. Підвищення ефективності роботи вказаного блоку є актуальним питанням на сьогоднішній день, оскільки від його надійності та ефективності залежить безпека членів бригади установки та ефективність проведення ремонтних робіт на свердловині.

Мета роботи — підвищення ефективності роботи противикидного обладнання колтюбінгової установки шляхом аналізу існуючих конструкцій, визначення основних факторів, що впливають на їх надійність, та розроблення рекомендацій щодо вдосконалення технічних і експлуатаційних характеристик.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі **завдання**:

1 провести аналіз наукових джерел і технічної документації з питань експлуатації противикидного обладнання колтюбінгової установки;

2 визначити основні причини зниження його ефективності під час ремонтних робіт у свердловин;

3 розглянути сучасні методи підвищення надійності ущільнень противикидного обладнання;

4 розробити пропозиції щодо підвищення довговічності та безпеки роботи противикидного обладнання колтюбінгової установки.

Об’єкт дослідження — Процес функціонування противикидного обладнання під час проведення ремонтних робіт у свердловинах із застосуванням колтюбінгових установок.

Предмет дослідження — Технічні, конструктивні та експлуатаційні чинники, що впливають на ефективність і надійність роботи противикидного обладнання колтюбінгової установки.

Методи дослідження

У роботі застосовуються методи аналізу і синтезу, порівняльного оцінювання технічних характеристик обладнання, узагальнення та інженерного моделювання для оцінки ефективності та вдосконалення роботи противикидного обладнання.

Практичне значення

Результати роботи можуть бути використані для вдосконалення конструкцій противикидного обладнання та оптимізації умов його експлуатації під час ремонтних робіт з використанням колтюбінгової установки. Запропоновані рекомендації сприятимуть підвищенню надійності обладнання, зниженню ризику аварійних ситуацій і підвищенню загальної ефективності технологічного процесу ремонту свердловин.

1 АНАЛІЗ УМОВ ПРОВЕДЕННЯ РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИНИ ТА ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ЗАДАНИХ УМОВ

Аналіз умов виконання ремонтних робіт на свердловинах дає змогу виокремити два основні напрями: ремонт нафтових та газових свердловин. Розглянемо особливості проведення ремонтних робіт на свердловині, що експлуатується штанговою насосною установкою з невставним насосом.

Капітальний ремонт свердловин (КРС) [4] являє собою сукупність технологічних операцій, спрямованих на відновлення працездатності видобувних і нагнітальних свердловин, а також впливає на продуктивний пласт і регулює процес розробки родовища.

Характер і обсяг робіт [4], що виникають під час капітального ремонту свердловин, значною мірою визначаються способом їх експлуатації. У процесі роботи поточний ремонт зазвичай проводять з метою очищення насосно-компресорних труб від парафінових та піщаних відкладень. За умов експлуатації пластів, складених рихлими та слабозцементованими породами, відбувається винос піску разом із пластовою рідиною в свердловину. Це призводить до ускладнень у процесі експлуатації, зокрема до утворення піщаних пробок. Залежно від місця формування, піщані пробки поділяють на вибійні, що утворюються на вибої свердловини, та патронні, які накопичуються у середній або верхній частині колони.

Під час експлуатації свердловин за допомогою штангових насосних установок у більшості випадків спостерігається утворення саме вибійних піщаних пробок. Основними чинниками їх виникнення є [4]:

- наявність піску у видобувній продукції свердловини в кількості 1–2 % і більше;
- недостатня швидкість руху рідини, що не забезпечує винос піску на поверхню;

- відсутність спеціального обладнання для відокремлення піску від продукції свердловини та його видалення.

Для обґрунтованого вибору технічних засобів за заданих умов ремонту необхідно підібрати відповідний насосний агрегат і агрегат для підземного ремонту свердловин.

Вихідні параметри свердловини:

- глибина – 2888 м;
- характер піщаних відкладень – щільні;
- висота піщаної пробки – 6 м;
- діаметр експлуатаційної колони – 146 мм;
- середній діаметр піщинок – 0,6 мм.

На основі аналізу існуючих конструкцій агрегатів із використанням колони гнучких труб для заданих умов і глибини свердловини доцільно обрати колтюбінгову установку МК20 виробництва компанії «ФІД» з такими основними технічними характеристиками:

- базове шасі – МЗКТ-652712;
- повна маса – не більше 46 000 кг;
- максимальна швидкість руху – 50 км/год;
- двигун – ЯМЗ-7511.10 потужністю 300 кВт (400 к. с.);
- максимальний тиск на гирлі свердловини під час виконання робіт – 35 МПа;
- максимальний тиск закачування технологічної рідини – 35 МПа;
- максимальне тягове зусилля інжектора – 240 кН;
- можливі діаметри КГТ – 33,5; 38,1; 44,45 мм;
- максимальна довжина КГТ на барабані не більше:
    - 4500 м при діаметрі 33,5 мм і товщині стінки 3,0 мм;
    - 3800 м при діаметрі 38,1 мм і товщині стінки 3,0 мм;
    - 3000 м при діаметрі 44,45 мм і товщині стінки 3,2 мм;
- швидкість переміщення КГТ під час спуско-підіймальних операцій – від 0,01 до 0,80 м/с;
- привід робочих механізмів – гідравлічний.

З урахуванням глибини свердловини для роботи установки доцільно застосувати барабан, укомплектований гнучкою трубою діаметром 38,1 мм, товщиною стінки 3,0 мм та довжиною 3800 м.

Агрегат МК20Т [6] призначений для виконання спуско-підіймальних і технологічних операцій із використанням колони гнучких труб під час капітального та поточного ремонту, а також для інтенсифікації роботи нафтових і газових свердловин без їх глушення, за умови герметизації гирла при тиску до 35 МПа. Установка застосовується для ліквідації гідратних, парафінових і піщаних відкладень та пробок, а також для проведення кислотних обробок привибійної зони.

Область застосування агрегату охоплює технологічні та ремонтно-відновлювальні роботи на нафтових, газових і газоконденсатних свердловинах. Установка розрахована на роботу за температур навколишнього середовища від 233 до 313 К.

З урахуванням глибини свердловини, умов її експлуатації та характеру ремонтних робіт найбільш раціональним рішенням є використання колтюбінгової установки МК20, при цьому як промивальну рідину доцільно застосовувати воду.

2 КРИТИЧНИЙ ОГЛЯД ІСНУЮЧИХ КОНСТРУКЦІЙ КОЛТЮБІНГОВИХ УСТАНОВОК

На сьогодні сформовано кілька визначених напрямів, конструкцій агрегатів, що відрізняються між собою щодо проектування і виготовлення комплексів устаткування для роботи з використанням колони гнучких труб [5].

Колтюбінгова технологія (Coiled Tubing, CT) є однією з найбільш ефективних сучасних технологій виконання ремонтно-ізоляційних та інтенсифікаційних робіт у нафтогазових свердловинах. Її сутність полягає у використанні безперервної гнучкої сталевої труби, що зберігається у згорнутому стані на барабані та вводиться у свердловину за допомогою інжекторної головки без необхідності виконання спуско-підіймальних операцій зі з'єднанням труб.

Основною перевагою [7] колтюбінгу є можливість виконання робіт у свердловинах, що перебувають під тиском, без їх глушіння, що істотно скорочує тривалість простою та знижує ризики пошкодження продуктивного пласта. Колтюбінгові установки широко застосовуються як на фонтанних, так і на насосних свердловинах, у тому числі з великими кутами відхилення та горизонтальними ділянками.

У сучасних умовах зростання частки виснажених родовищ та ускладнених гірничо-геологічних умов значення колтюбінгових установок у системі капітального та поточного ремонту свердловин постійно зростає.

Операції [5], що виконуються із застосуванням колони гнучких труб (КГТ), включають:

а) транспортні роботи, пов'язані з доставкою обладнання до місця виконання ремонтних робіт;

б) виконання спуско-підіймальних операцій колони гнучких труб;

в) підготовку технологічної рідини, яка використовується під час ремонту свердловини, зокрема її транспортування та підігрів;

г) проведення підземного ремонту, що охоплює промивання піщаних відкладень і збивання клапана, а також закачування технологічної рідини у свердловину;

д) відновлення експлуатаційних властивостей технологічної рідини в процесі підземного ремонту, зокрема її дегазацію, очищення та підігрів.

Аналіз практики експлуатації показує, що колтюбінг є особливо ефективним у свердловинах, де використання традиційних насосно-компресорних труб є технічно складним або економічно недоцільним.

Типова колтюбінгова установка [5] складається з таких основних вузлів:

- барабана для зберігання та транспортування гнучкої труби;
- інжекторної головки, яка забезпечує подачу та витягування труби зі свердловини;
- ущільнювального вузла для герметизації труби під час роботи під тиском;
- противикидного обладнання (ВОР);
- насосного обладнання для закачування технологічних рідин;
- силового агрегату та кабіни керування.

Усі складові елементи даного комплексу обладнання виконані мобільно. Вони різняться між собою кількістю агрегатів, що входять до складу комплексу, видами транспортних засобів, які застосовуються для їх переміщення, а також компоновкою основних вузлів. Підвищена увага до транспортних засобів пояснюється тим, що саме вони значною мірою визначають загальну конструктивну схему машин та їх основні техніко-експлуатаційні характеристики.

Проведемо критичний аналіз наявних конструкцій агрегатів із застосуванням колони гнучких труб та розглянемо найбільш поширені й добре відпрацьовані на сьогодні конструктивні рішення. Одним із найтиповіших прикладів таких комплексів є обладнання компанії «Dreco», яке складається з двох агрегатів: один призначений для виконання операцій з гнучкою трубою, а другий забезпечує подачу технологічної рідини.

Залежно від технічних характеристик і сфери застосування колтюбінгові установки умовно поділяють [7] на:

- легкі, призначені для неглибоких свердловин і простих технологічних операцій;

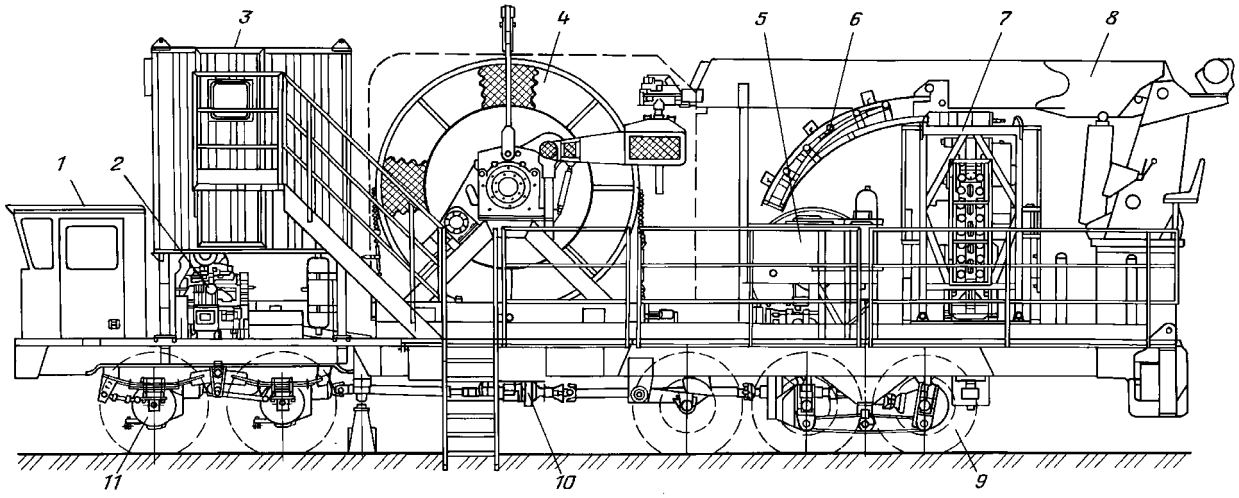
- середні, що є найбільш універсальними та застосовуються у більшості ремонтних робіт;

- важкі, які використовуються для глибоких свердловин, високих тисків та складних механічних операцій.

Зі збільшенням класу установки зростають тягові зусилля інжектора, вантажопідйомність барабана та допустимий робочий тиск, однак одночасно підвищуються енергетичні витрати, вартість експлуатації та вимоги до обслуговування.

Агрегат [7], призначений для виконання робіт із колоною гнучких труб (рис. 2.1), змонтований на спеціалізованому автомобільному шасі з колісною формулою 10×10, яке має два передні та три задні мости. У конструкції застосовано серійно виготовлювані мости, встановлені на раму, спеціально розроблену для цього агрегату. Пересування агрегату, а також привід його робочих механізмів у процесі експлуатації забезпечує дизельний двигун, розташований позаду кабіни водія. Крутний момент від двигуна передається карданною передачею до роздавальної коробки, що знаходиться в центральній частині рами, а звідти — до передньої та задньої груп мостів.

Над двигуном змонтована кабіна управління агрегатом, яка може переміщатися вертикально. У середній частині рами встановлений барабан з колоною гнучких труб, оснащений механізмом укладання труби. У задній частині агрегату змонтовано гідропривідний маніпулятор, а також передбачено місця для транспортування транспортера, превентора та необхідного інструменту. Поряд розташовується котушка з гнучкими трубопроводами, призначеними для з’єднання транспортера з агрегатом.



1 – кабіна водія; 2 – силовий агрегат; 3 – кабіна оператора; 4 – барабан з КГТ; 5 – котушки з гнучкими шлангами; 6 – дуга напрямної; 7 – транспортер; 8 – монтажний пристрій; 9 – задній візок шасі; 10 – роздаточна коробка шасі; 11 – передній візок шасі

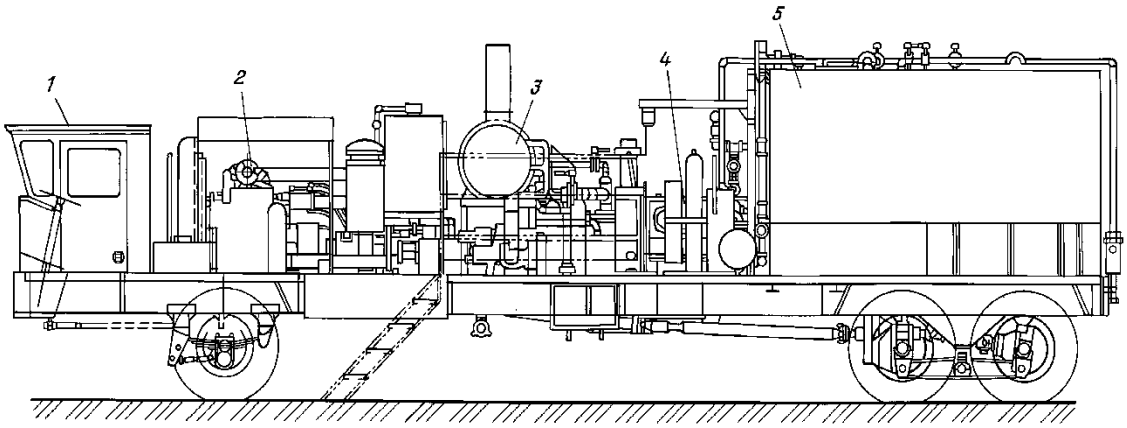
Рисунок 2.1- Агрегат для роботи з колоною гнучких труб фірми "Dreco" [7]

У робочому положенні на свердловині агрегат спирається на чотири гідравлічні домкрати. Для обслуговування обладнання передбачені зручні сходи та трапи, що забезпечують безпечне пересування персоналу під час виконання робіт.

Агрегат [7] для нагріву та закачування технологічної рідини наведений на рис. 2.2. Його обладнання змонтоване на спеціалізованому автомобільному шасі з колісною формулою 6×4. Конструкція кабіни керування аналогічна тій, що використовується в агрегаті для роботи з КГТ, а силовий двигун також розміщений за кабіною водія. Кабіна для обслуговуючого персоналу в даному агрегаті відсутня, а керування вузлами здійснюється з пульта, розташованого в середній частині установки.

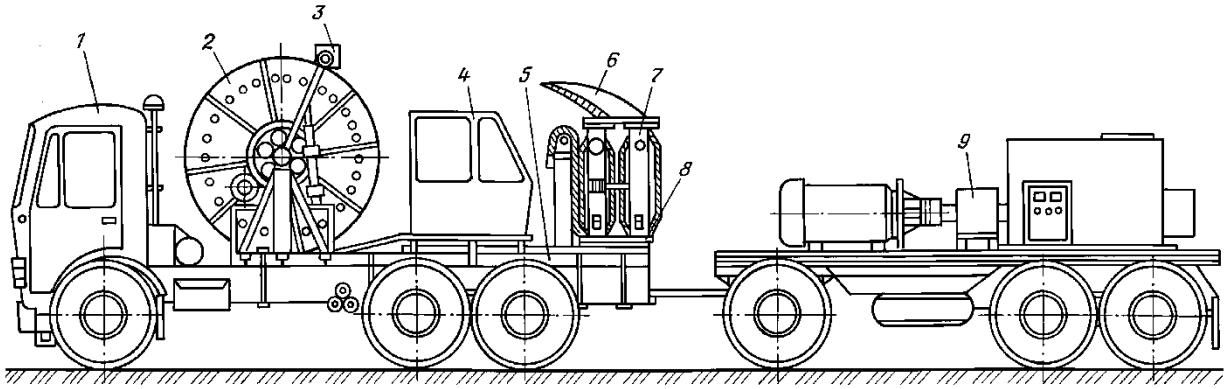
До складу обладнання входять печі для підігріву технологічної рідини, насос для її закачування в колону гнучких труб, ємність для зберігання рідини, паливні баки та контрольно-вимірювальні прилади. Нагріта рідина подається від насоса до агрегату з КГТ по металевому трубопроводу, оснащеному швидкороз’ємними з’єднаннями. Кабіни агрегатів забезпечують зручність керування під час руху та

достатній огляд у робочому положенні на свердловині. Основним недоліком цього комплексу є обмежена прохідність, зумовлена насамперед невеликим діаметром коліс шасі.



1 – кабіна водія; 2 – силовий агрегат; 3 – нагрівач; 4 – плунжерный насос для нагнітання технологічної рідини; 5 – ємкість для технологічної рідини

Рисунок 2.2- Агрегат для підготовки і закачування технологічної рідини фірми "Dreco" [7]

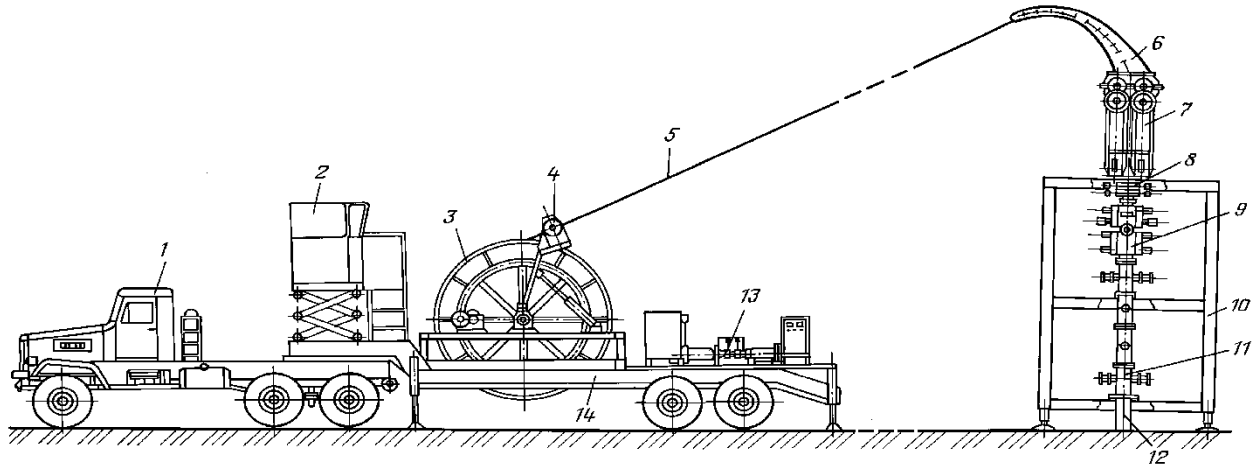


1 – кабіна водія; 2 – барабан з колоною гнучких труб; 3 – укладальник КГТ; 4 – кабіна оператора; 5 – рама агрегату; 6 – дуга напрямної; 7 – транспортер; 8 – механізм установки транспортера в робоче положення; 9 – насос для нагнітання технологічної рідини

Рисунок 2.3 – Схема розміщення комплексу устаткування на автомобільному шасі і причепі [7]

Для повноти аналізу конструктивних рішень слід зазначити, що існують різні варіанти компонування комплексу обладнання на автомобільному шасі та причепі, один з яких показаний на рис. 2.3. У цій схемі кабіна оператора розміщується у задній частині агрегату, за барабаном із колоною гнучких труб.

Розміщення обладнання агрегату [7] на причепі типу трейлера дає змогу суттєво зменшити частку вартості транспортної бази в загальній вартості агрегату, спростити його компоновку та забезпечити досягнення необхідних технічних параметрів за менших масо-габаритних обмежень. Подібні конструктивні рішення застосовують такі компанії, як «Dowell» (рис. 2.4) та «Newsco Well Service Ltd.». У таких комплексах привід агрегату, як правило, здійснюється від окремого палубного двигуна.



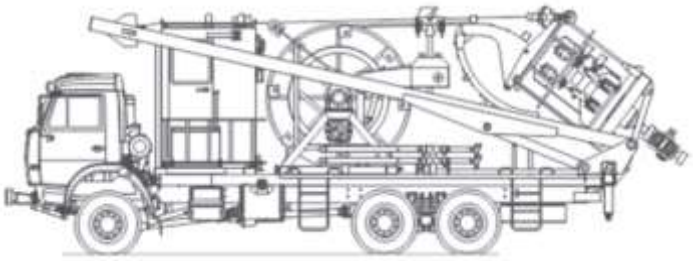
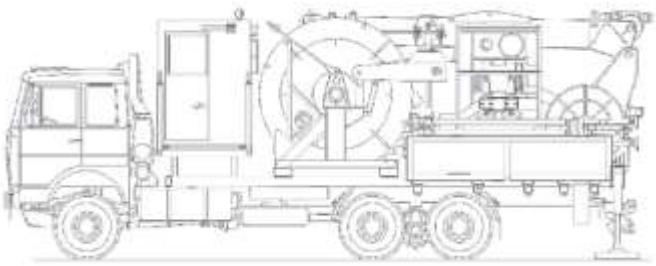
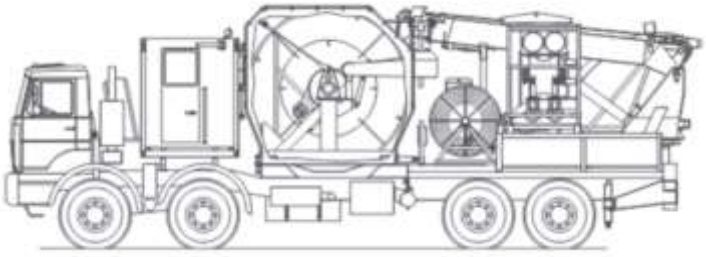
1 – автомобіль-тягач; 2 – кабіна оператора; 3 – барабан з КГТ; 4 – укладальник КГТ; 5 – колона гнучких труб; 6 – дуга напрямної; 7 – транспортер; 8 – герметизатор гирла; 9 – превентор; 10 – опора транспортера; 11 – устаткування гирла свердловини; 12 – гирло свердловини; 13 – насосна установка; 14 – рама агрегату

Рисунок 2.4 - Компоновка агрегату на напівпричепі в робочому положенні на свердловині [7]

Агрегати з використанням колони безмуфтових довгомірних труб фірми ФІД змонтовані на серійних автомобільних і тракторних шасі. Як правило, для описуваних агрегатів використовують автомобільні шасі КАМАЗ і УРАЛ, МАЗ, що

володіють вантажопідйомністю не менше 12 т і що мають достатньо довгу раму. Досить широко для монтажу нафтопромислового устаткування застосовуються автошасі "КРАЗ. Установки МК10-МК40 відрізняються між собою автомобільним шасі та технічними характеристиками, а саме максимальним тяговим зусиллям інжектора, швидкістю подачі гнучкої труби, максимальним тиском на усті свердловини, діаметром гнучкої труби, габаритними розмірами та масою. Найбільш потужною являється колтюбінгова установка МК40, яку використовують, як для ремонту так і для буріння свердловин.

Таблиця 2.1 – Існуючі компоновки колтюбінгових установок МК [7]

Колтюбінгова установка МК10	
	Повнопривідне шасі 6 х 6; Тягове зусилля інжектора 100 кН 1600 м гнучкої труби діаметром 38,1 мм
	Повнопривідне шасі 6 х 6; Тягове зусилля інжектора 120 кН 2200 м гнучкої труби діаметром 38,1 мм
Колтюбінгова установка МК20	
	Повнопривідне шасі 8 х 8; Тягове зусилля інжектора 240 кН 3800 м гнучкої труби діаметром 38,1 мм

Продовження таблиці 2.1

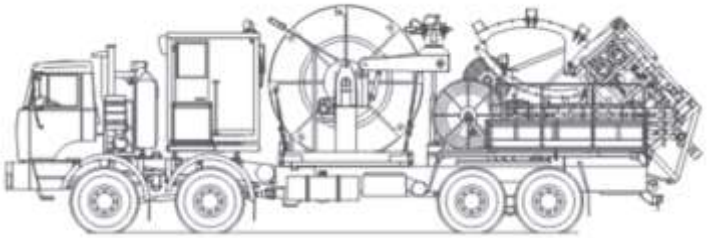
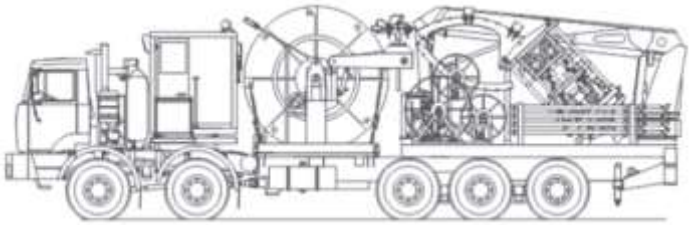
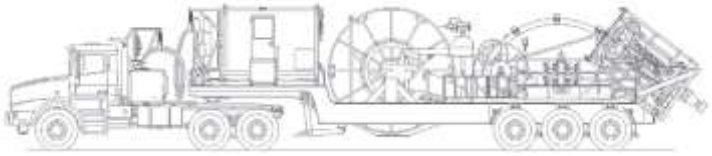
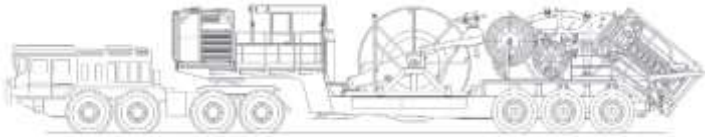
	Повнопривідне шасі 8 х 8; Тягове зусилля інжектора 240 кН 4200 м гнучкої труби діаметром 38,1 мм
	Повнопривідне шасі 10 х 10; Тягове зусилля інжектора 240 кН 5000 м гнучкої труби діаметром 38,1 мм
Колтюбінгова установка МК30	
	Тягове зусилля інжектора 360 кН 2900 м гнучкої труби діаметром 60,3 мм
Колтюбінгова установка МК40	
	Тягове зусилля інжектора 440 кН 3500 м гнучкої труби діаметром 60,3 мм



Рисунок 2.5 - Агрегат МК20 для проведення ремонту

3 ПЕРЕВАГИ АГРЕГАТІВ ДЛЯ ПІДЗЕМНОГО РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИН З ВИКОРИСТАННЯМ КОЛОНИ ГНУЧКИХ ТРУБ

Стрімке зростання рівня техніки й технологій із застосуванням колони гнучких труб зумовлене низкою їхніх переваг, зокрема під час дослідження свердловин, а саме:

а) у процесі дослідження свердловин:

– можливість гарантованої доставки приладів у будь-яку точку горизонтальної свердловини;

– висока надійність каналу зв’язку з приладами, що спускаються у свердловину.

б) під час виконання підземних ремонтних робіт:

– відпадає потреба в глушінні свердловини, що, своєю чергою, запобігає погіршенню колекторних властивостей привибійної зони продуктивного пласта;

– скорочується тривалість підготовчих і завершальних операцій під час розгортання та згортання агрегату;

– усувається ризик забруднення навколишнього середовища технологічними та пластовими рідинами.

в) під час виконання бурових робіт:

– унеможливлюється виникнення аварійних ситуацій, пов’язаних із раптовими викидами та відкритим фонтануванням;

– створюється можливість буріння із застосуванням нафти або продуктів її переробки як бурового розчину, що забезпечує оптимальне розкриття продуктивного пласта та дозволяє поєднувати процес буріння з відбором пластової рідини;

– з’являється можливість ефективного руйнування гірських порід у складних геолого-технічних умовах;

– забезпечується висока ефективність буріння горизонтальних ділянок свердловин.

Світовий досвід використання колон гнучких труб налічує понад 35 років [4]. На основі цього можна виокремити основні переваги агрегатів із застосуванням колони безмуфтових довгомірних труб, а саме:

а) забезпечення повної герметичності гирла свердловини на всіх етапах виконання внутрішньосвердловинних операцій — від підготовки ремонтного обладнання до завершення його згортання;

б) можливість виконання робіт у нафтових і газових свердловинах без попереднього їх глушіння;

в) відсутність потреби в освоєнні свердловин і виклику припливу після проведення робіт із використанням колони гнучких труб;

г) підвищення безпеки спуско-підіймальних операцій завдяки відсутності необхідності згвинчування та розгвинчування різьбових з'єднань, а також переміщення насосно-компресорних труб (НКТ) на містки;

д) суттєве поліпшення умов праці персоналу бригад підземного ремонту під час виконання всього комплексу робіт;

е) скорочення тривалості спуску та підйому внутрішньосвердловинного обладнання на проєктну глибину;

ж) забезпечення можливості буріння, спуску вибійних інструментів і приладів, а також виконання підземних ремонтних операцій у горизонтальних і сильно викривлених свердловинах.

з) відповідність підвищеним екологічним вимогам під час виконання всього комплексу ремонтних і бурових робіт на свердловинах, зокрема завдяки меншим габаритам технологічних комплексів порівняно з традиційними установками;

і) досягнення суттєвого економічного ефекту внаслідок застосування колон гнучких труб як під час підземного ремонту, так і при виконанні бурових робіт.

Усі зазначені переваги нової технології реалізуються під час виконання видів робіт, наведених у таблиці 3.1, де також подано орієнтовні обсяги виконання кожної операції відносно загального обсягу робіт, що здійснюються за кордоном.

В даний час фахівці різних фірм щорічно виконують порядка тисячу операцій на свердловинах з використанням колон гнучких труб.

Таблиця 3.1 Види робіт із застосуванням КГТ [5]

Види робіт	Частка відповідно кожного виду робіт в загальному балансі %
Підземний ремонт свердловин	95
Зокрема:	
видалення відкладень у колоні НКТ електровідцентрового насоса	10
у затрубний простір установки штангового насоса	–
очищення вибою, продувка свердловин азотом	50
кислотна обробка	10
ловильні операції	13
цементування свердловин	5
каротаж і перфорація	7
перфорація НКТ	–
Буріння горизонтальних ділянок стовбура свердловини і забурювання другого стовбура	2
Інші операції	3
Примітка. Прочерки в графах означають, що ці види робіт із застосуванням КГТ не освоєні.	

Застосування колон гнучких труб (КГТ) спочатку було орієнтоване на виконання найпростіших операцій під час підземного ремонту свердловин, зокрема очищення колон труб і вибоїв від піщаних пробок. На початковому етапі впровадження цієї технології використовувалися КГТ із зовнішнім діаметром 19 мм. Подальший розвиток обладнання дозволив застосовувати колони гнучких труб із проміжними значеннями діаметрів у діапазоні 19–114,3 мм, що забезпечує можливість виконання практично повного комплексу операцій з підземного ремонту свердловин і буріння.

Обладнання для реалізації технологій із використанням КГТ стало своєрідним технологічним проривом, який забезпечив суттєве підвищення ефективності процесів ремонту та буріння свердловин, особливо під час виконання робіт на родовищах зі складними географічними та кліматичними умовами, зокрема в

Мексиканській затоці, Канаді, Північному морі, на Алясці та узбережжі Північного Льодовитого океану.

Оскільки у складі комплексів КГТ відсутні щогли або вежі, що є обов'язковими елементами традиційного нафтопромислового обладнання, такі установки є зручними для використання на морських платформах та естакадах з обмеженими розмірами робочих майданчиків. Водночас переваги колон гнучких труб і впровадження нових технічних рішень сприяють їх подальшому вдосконаленню, постійному розширенню сфери застосування та підвищенню ефективності виконання робіт. Зокрема, використання КГТ зумовило суттєві позитивні зміни у практиці буріння нафтових і газових свердловин, особливо на завершальних етапах їх будівництва, а також у технологіях проведення каротажних досліджень і робіт з розкриття пласта в сильно викривлених та горизонтальних свердловинах.

Подальше поширення застосування колон гнучких труб (КГТ) зумовлене низкою таких чинників:

а) створенням обладнання, яке забезпечує роботу з колонами гнучких труб практично всіх необхідних діаметрів і довжин за високих швидкостей спуску та підйому;

б) підвищеною довговічністю КГТ під час експлуатації в середовищах як з нейтральними, так і з корозійно-активними рідинами.

Висока ефективність робіт, що виконуються із застосуванням КГТ, безперечно впливає на формування стратегії та тактики розробки родовищ у перспективі. Крім того, подальше вдосконалення обладнання, призначеного для роботи з колонами гнучких труб, створює передумови для досягнення високої ефективності виконання всього комплексу робіт, пов'язаних із бурінням, освоєнням, експлуатацією та ремонтом горизонтальних свердловин.

Основними ключовими напрямами розвитку зазначених технологій є:

а) розширення номенклатури типорозмірів установок;

б) підвищення технічного рівня обладнання та експлуатаційних характеристик агрегатів;

в) розроблення й упровадження систем автоматизованого контролю функціонування вузлів агрегатів і перебігу технологічних процесів;

г) створення установок із довгомірними безмуфтовими трубами великого діаметра для забурювання додаткових стовбурів і проходження горизонтальних ділянок свердловин;

д) забезпечення повної комплектності постачання обладнання;

е) організація ефективного сервісного обслуговування;

ж) забезпечення економічно доступної вартості.

4 ВИМОГИ, ЩО ВИСУВАЮТЬСЯ ДО АГРЕГАТІВ З ВИКОРИСТАННЯМ КОЛОНИ ГНУЧКИХ ТРУБ

Установки з використанням колони гнучких труб [4] доцільно виконувати у компактному виконанні та розміщувати на автомобільному шасі з підвищеною прохідністю, що забезпечує можливість пересування в умовах намивних кущів і ґрунтових доріг без твердого покриття. Обладнання агрегату має забезпечувати надійну роботу в діапазоні температур навколишнього середовища від –45 до +45 °С та бути стійким до дії агресивних середовищ. При цьому монтаж і демонтаж установки на гирлі свердловини повинні здійснюватися без залучення додаткових вантажопідіймальних засобів.

Агрегат повинен забезпечувати виконання таких технологічних операцій:

а) очищення експлуатаційних колон від гідрато-парафінових відкладень шляхом промивання гарячим розчином густиною до 1200 кг/м³ і температурою до 150 °С;

б) видалення піщаних відкладень зі стовбура свердловини;

в) вилучення бурового розчину зі свердловини;

г) виконання ловильних робіт під час капітального ремонту свердловин (КРС);

д) цементування свердловин під тиском;

е) проведення кислотних обробок під тиском;

ж) розбурювання цементного каменю;

з) ізоляцію продуктивних пластів.

Основне устаткування має складатися з комплекту блоків.

До складу першого блоку входять:

– котушка з колоною гнучких труб;

– монтажний механізм;

– інжектор, призначений для транспортування КГТ;

– кабіна керування агрегатом;

– насосна (або компресорна) станція, що забезпечує очищення гнучкої труби від технологічної рідини.

Другий блок містить:

– резервуар для технологічної рідини об’ємом 8–10 м³ з теплоізоляцією;

– пристрій для підігріву технологічної рідини, конструкція якого передбачає наявність елементів для усунення відкладень на стінках теплообмінника;

– насос об’ємного типу для перекачування технологічної рідини з максимальною продуктивністю 30 л/с і робочим тиском до 70 МПа, привід якого здійснюється від ходового двигуна агрегату.

До складу допоміжного устаткування, яким має комплектуватися установка, входять:

– ущільнювальний елемент гнучкої труби (стріппер);

– чотирисекційний противикидний превентор;

– набір швидкорозбірних маніфольдів для подачі технологічної рідини;

– прилад для реєстрації навантаження від маси колони труб;

– комплект внутрішньосвердловинного інструменту, зокрема локатори кінця труби, шарнірні відхилювачі, роз’єднувачі з витягувальними пристроями, центратори колони, зворотні клапани, струменеві насадки, яси та акселератори.

До комплекту устаткування також належить інструмент, а саме:

– повний набір інструментів, необхідних для виконання технологічних операцій і технічного обслуговування агрегату;

– запасні частини, якими установка повинна бути забезпечена на весь період трирічної експлуатації.

Конструкція агрегату має відповідати чинним вимогам [3] техніки безпеки, встановленим для нафтової та газової промисловості, зокрема:

а) система освітлення установки повинна бути вибухозахищеною та забезпечувати освітленість на гирлі свердловини не менше 26 лк;

б) рівень звукового тиску на робочих місцях не повинен перевищувати 85 дБ;

в) майданчики, розташовані на висоті понад 1 м, повинні бути обладнані огорожами висотою не менше 1 м;

г) підйом на платформу агрегату має здійснюватися маршовими сходами з огорожами шириною не менше 0,75 м.

д) вихлопні системи двигунів агрегатів мають бути оснащені іскрогасниками;

е) пост керування агрегатом слід розміщувати з урахуванням забезпечення належної оглядовості робочих зон як безпосередньо біля свердловини, так і на інших ділянках;

ж) положення центра мас агрегату повинно гарантувати його стійкість під час руху дорогами з ухилом до 25° у поздовжньому напрямку та до 15° у поперечному;

з) агрегат має бути обладнаний електричною панеллю з виходом 220 В / 50 Гц для освітлення, зарядним пристроєм, трансформатором-випрямлячем на 24 В постійного струму для заряджання акумуляторних батарей, а також системою аварійного освітлення.

Габаритні розміри агрегату в транспортному положенні не повинні перевищувати 4,5 м за висотою та 3,2 м за шириною.

5 ОПИС КОНСТРУКЦІЇ, ПРИНЦИПУ ДІЇ ОСНОВНИХ ВУЗЛІВ КОЛТЮБІНГОВОЇ УСТАНОВКИ

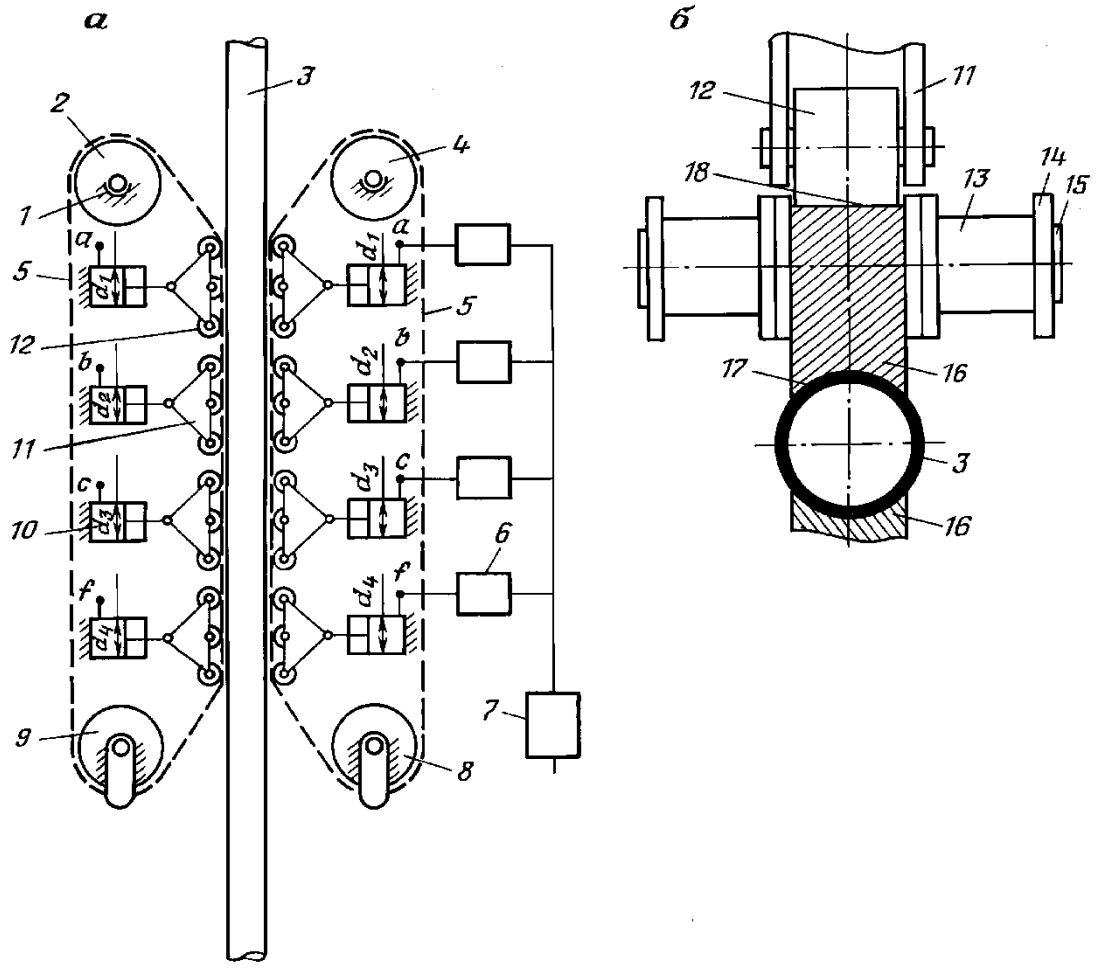
Транспортер

Одним із найвідповідальніших вузлів агрегату є транспортер. Його призначення полягає в забезпеченні переміщення колони гнучких труб у заданому діапазоні без проковзування робочих елементів, а також без пошкодження зовнішньої поверхні труби та порушення її геометрії. При цьому транспортер повинен однаково надійно функціонувати як під час підйому, так і під час спуску КГТ.

На сьогодні сформувалися два основні напрями конструювання транспортерів: з одним або з двома тяговими ланцюгами, оснащеними плашками, що взаємодіють з колоною гнучких труб. Притискання плашок до гнучкої труби здійснюється за допомогою гідравлічних циліндрів.

Принципова схема транспортера [5] з двома ланцюгами наведена на рис.2.1, 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.5.1, 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°) кутового переміщення щодо одного з пальців (верхнього) ланцюга. Це дозволяє плашкам проводити самовстановлення робочої поверхні 17 відносно гнучкої труби.

Зовнішні поверхні плашок взаємодіють з роликами 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.



a, b, з, f – точки підведення рідини від вторинних регуляторів до циліндрів притиску

Рисунок 5.1- Принципова схема транспортера з двома ланцюгами (а) і поперечний перетин його вузла плашок (б) [5]

Ланцюги з плашками перекинуті через зірочки ведучі 2, 4 і що направляють 8, 9. Для забезпечення синхронності переміщення ланцюгів вали ведучих зірочок кінематично зв'язані синхронізуючими шестернями. Кожна верхня зірочка через редуктор сполучена з гідравлічним двигуном, що приводить її в дію. Живлення гідродвигунів 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.

Характерні розміри каретки, плашки і ланцюга 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 [5] для переміщення колони гнучких безмуфтових труб агрегату підземного ремонту свердловин відбувається таким чином.

При русі труби 3 гідроциліндри 10 притискають 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. Крутний момент 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 гарантоване навантаження, що створюється гідроциліндром, до якої-небудь плашки в будь-якому її положенні. Заданий розмір робочої частини плашки виключає деформацію 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.

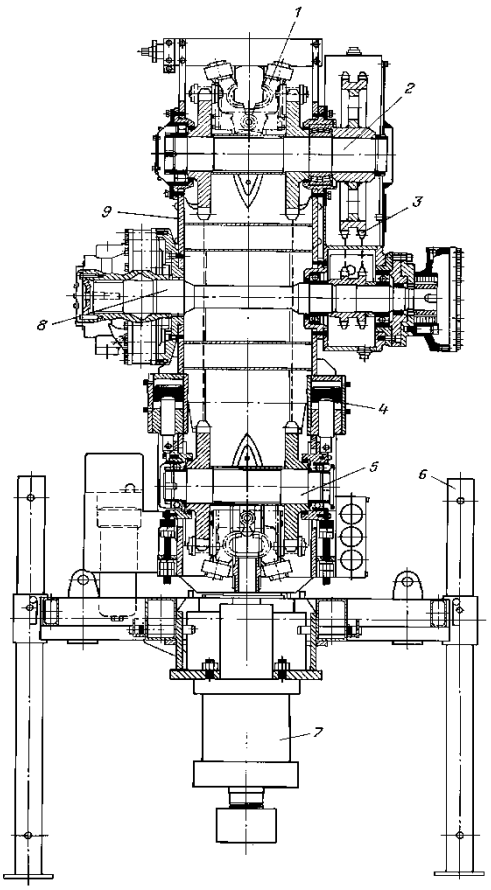
Принципова схема транспортера [7] з одним ланцюгом приведена на рис. 5.2. В даному випадку переміщення труби здійснюється за допомогою одного ланцюга, що несе на собі шарнірно сполучені плашки. Пристрій складається з корпусу, у верхній частині якого розміщений вал провідної зірочки, а в нижній – веденою. 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, призначені для захоплення труби (рис. 5.3) [7], мають таку конструкцію, за якої вісь пальців ланцюгів перетинає вісь гнучкої труби та розташована перпендикулярно до неї. Це забезпечує передавання на ланцюг лише вертикально спрямованих зусиль без ексцентриситету відносно його осі. Унаслідок цього ланцюг працює виключно на розтяг, а згинальні моменти в будь-яких площинах відсутні.

Усередині корпусу кожної плашки розміщені два шарнірно закріплені захоплювальні елементи. У їхній середній частині встановлено змінні плашки, що безпосередньо взаємодіють з трубою, тоді як на кінцях, протилежних шарнірам, розташовані ролики. На рисунку 5.3 плашки, які перебувають у верхньому положенні в зоні зірочок, зображені у відкритому стані. Під час наближення до робочої зони плашки замикаються та щільно охоплюють гнучку трубу.

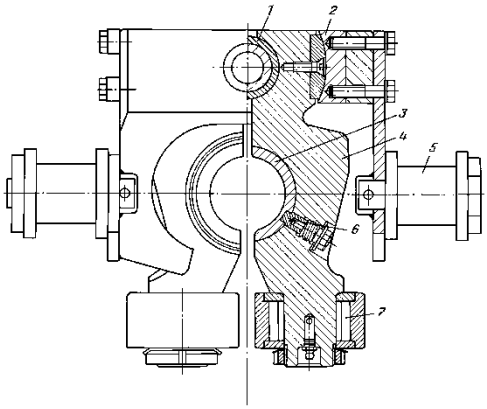


Рисунок 5.2-Схема транспортера що використовується на МК20



1 – вузол розкривних плашок; 2 – ведучий вал із зірочками; 3 – ланцюгова редукційна передача; 4 – гідравлічні циліндри натягування ланцюгів; 5 – ведений вал із зірочками; 6 – опорний елемент транспортера; 7 – герметизатор гирла свердловини; 8 – гідродвигун; 9 – корпус агрегату.

Рисунок 5.3 – Принципова схема транспортера з одним тяговим ланцюгом [7]



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

Рисунок 5.4- Поперечний переріз вузла плашок, що захоплюють трубу [7]

Вузол для зберігання колони гнучких труб.

Колона гнучких труб або її частина, що перебуває поза свердловиною, розміщується на барабані, конструкція якого виконана у вигляді циліндричної бочки. Як правило, бочка має внутрішні ребра жорсткості та оснащується боковими ребордами або радіально встановленими стрижнями. Барабан обертається на валу, змонтованому на підшипниках кочення. Для закріплення «мертвого» кінця гнучкої труби, намотаної на барабан, у його бочці передбачені спеціальні затиски.

Діаметр бочки, залежно від діаметра гнучкої труби, становить від 1,6 до 2,0 м, а її ширина зазвичай знаходиться в межах 1,8–2,5 м. «Мертвий» кінець гнучкої труби з'єднується через засувку, а в окремих випадках — додатково через зворотний клапан, з каналом, виконаним у валу барабана. Біля виходу цього каналу на торці вала встановлюється вертлюг, який забезпечує подачу технологічної рідини від насосів у внутрішню порожнину вала, а далі — в колону гнучких труб.

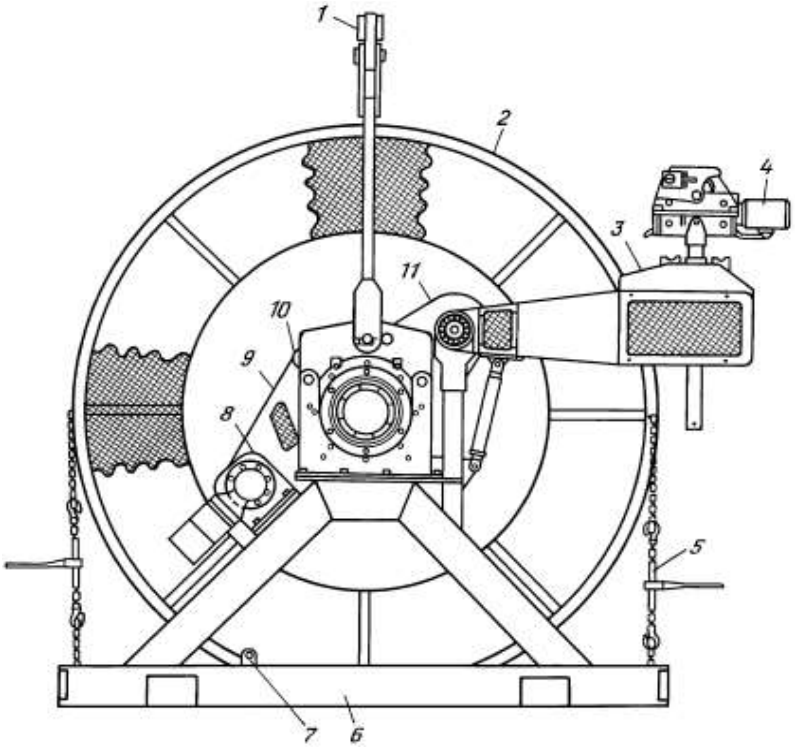
Встановлення засувки зумовлене вимогами безпеки: у разі порушення герметичності вертлюга або трубопроводів маніфольда вона гарантує збереження герметичності внутрішнього об'єму колони гнучких труб, що знаходиться у свердловині, та запобігає неконтрольованому витіканню рідини в навколишнє середовище. Вузол кріплення «мертвого» кінця труби, з'єднувальні елементи та засувка розміщуються у внутрішній порожнині бочки барабана. У деяких конструктивних виконаннях у цій самій порожнині також встановлюють привід барабана, що включає гідромотор і редуктор.

Типова конструкція барабана, яка в різних варіаціях застосовується в більшості агрегатів, наведена на рисунку 5.5.

До комплекту барабана для гнучкої труби [7] входить укладальник — пристрій, призначений для забезпечення рівномірного укладання витків труби під час її намотування та розмотування (рис. 5.6). Гнучка труба, що подається на барабан, проходить через каретку укладальника.

Гвинт укладальника приводиться в рух від вала барабана за допомогою ланцюгової передачі. Напрямні ролики каретки, які забезпечують правильне

положення гнучкої труби, з’єднані гнучким тросом із лічильником, що фіксує глибину спуску труби.

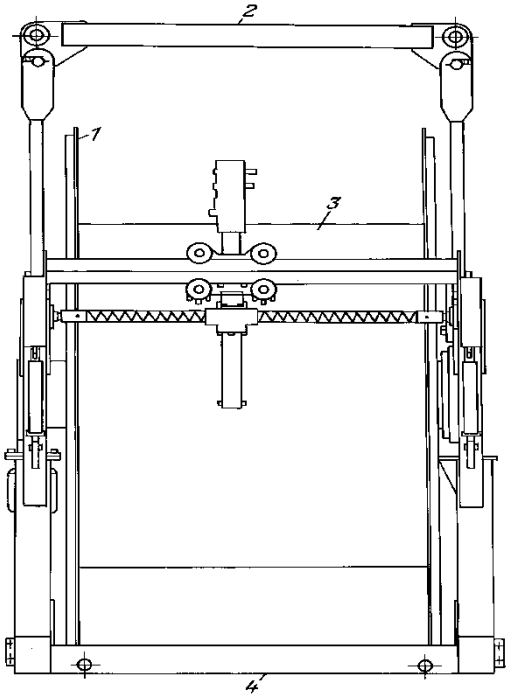


1 – траверси; 2 – котушка для намотування КГТ; 3 – механізм укладальника; 4 – рухома каретка укладальника; 5 – стопор котушки; 6 – рама; 7 – фіксатор; 8 – привід котушки; 9 – трансмісія; 10 – кришка опори підшипника; 11 – привід механізму укладальника

Рисунок 5.5 – Конструктивна схема барабана для зберігання колони гнучких труб [7]

Вузол, що включає барабан [7], може бути нерухомо закріплений на рамі агрегату або обладнаний вертикальною віссю, яка дозволяє обертання з невеликими відхиленнями (15–20°). Це знижує навантаження на елементи агрегату під час намотування або розмотування витків труби, розташованих на краях барабана.

Для змащення поверхні труби, що подається в свердловину, та захисту її від корозії після підйому на поверхню здійснюють зрошення (змочування) труби, намотаної на барабан. Рідина на вуглеводневій основі подається насосом на поверхню труби під час обертання барабана. Надлишки рідини стікають із витків у збірку і повертаються на подачу насоса.



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

Рисунок 5.6- Укладальник гнучкої труби [7]

Відомі конструкції, у яких для спрощення процесу змочування поверхні труб барабан розташовують у картері. Розміри картеру підбирають так, щоб витки труби, розташовані на барабані, повністю занурювались у змащуючу рідину.



Рисунок 5.7 – Барабан установки МК20

Система управління агрегатом.

До системи управління агрегатом [7] належать кабіна оператора та пульти керування основним і допоміжним устаткуванням.

З огляду на складні кліматичні умови експлуатації агрегатів і специфіку організації робіт (використання вахтового методу), до кабіни оператора висуваються такі вимоги:

а) зручне робоче місце для оператора;

б) комфортні умови праці, включно з обігрівом і охолодженням;

в) забезпечення хорошого огляду робочої зони;

г) зручне розташування та функціональність пульта управління.



Рисунок - 5.8-Пульт управління агрегатом [6]

Задоволення зазначених вимог має поєднуватися з дотриманням допустимих габаритів агрегату та обмежень навантаження на колеса транспортної бази. Тому при проєктуванні кабін управління слід враховувати їхнє розташування як у транспортному, так і в робочому положенні.

На пульті управління агрегату розміщується весь комплекс контрольно-вимірювальних приладів та органів керування. До контрольно-вимірювальних приладів відносять пристрої для контролю режимів роботи приводного двигуна і всіх систем гідроприводу, довжини спущеної в свердловину труби та тиску технологічної рідини. До органів керування — елементи управління

транспортером, ущільнювачем, барабаном, укладальником труби та приводним двигуном.

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

6 АНАЛІЗ ФУНКЦІОНАЛЬНИХ МОЖЛИВОСТЕЙ ТА КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ПРОТИВИКИДНОГО ОБЛАДНАННЯ КОЛТЮБІНГОВОЇ УСТАНОВКИ

Противикидне обладнання колтюбінгової [5] установки включає блок плашкових превенторів, устьовий герметизатор (стріп-пакер) та маніфольд КГТ із вертлюгом, який конструктивно входить до складу барабана. Блок превенторів і стріп-пакер забезпечують контрольовану герметизацію свердловинного простору та запобігають фонтануванню під час робіт, тоді як зовнішній маніфольд герметизує трубний простір КГТ.

Для виконання колтюбінгових операцій використовують кілька окремих превенторів різного призначення, об’єднаних в один блок (англ. Coiled Tubing BOP), які виконують такі функції [5]:

- герметизація свердловинного простору глухими плашками за відсутності труби в свердловині;

- герметизація свердловинного простору трубними плашками за наявності труби в свердловині;

- підвішування та утримання труби утримуючими плашками для розвантаження інжектора від ваги труби;

- відрізання труби зрізними плашками у разі аварійного від’єднання колтюбінгової установки від свердловини (рис. 6.1).

Для узагальнення ролі окремих елементів противикидного обладнання та оцінки їх впливу на безпеку й ефективність колтюбінгових робіт доцільно використати таблицю відповідності «елемент ПВО – функція – ефект».

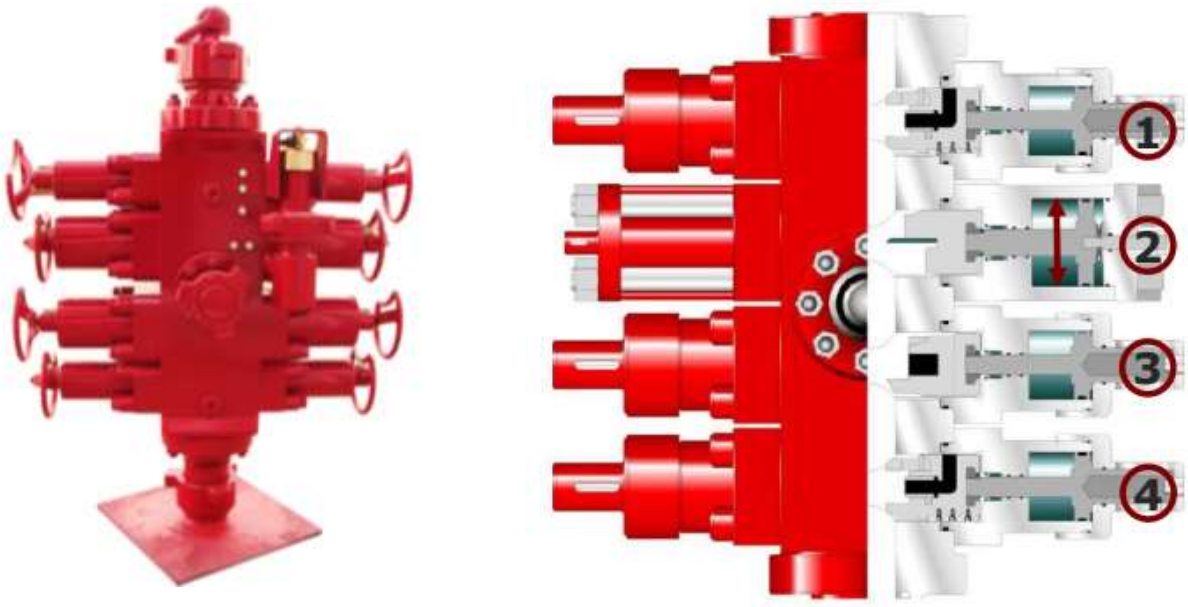


Рисунок 6.1 - Блок превенторів колтюбінгової установки

Таблиця 6.1 – Відповідність елементів противикидного обладнання, їх функцій та технологічного ефекту

Елемент ПВО	**Основна функція**	**Технологічний та експлуатаційний ефект**
Стріп-пакер (стріппер)	Динамічна герметизація гирла при безперервному русі колтюбінгової труби	Запобігання виходу флюїду на поверхню, зниження втрат тиску, підвищення безпеки персоналу
Верхній плашковий превентор з глухими плашками (1) рис.6.1	Перекриття стовбура свердловини за відсутності труби або при нестандартних режимах	Забезпечення контролю свердловини під час робочих операцій, локалізація газонафтоводопроявів
Плашковий превентор з зрізними плашками (2) рис.6.1	Аварійне перерізання колтюбінгової труби з одночасним перекриттям свердловини	Ліквідація аварійної ситуації при неконтрольованому прояві, запобігання катастрофічному викиду

Продовження таблиці 6.1

Плашковий превентор з утримуючими плашками (3) рис.6.1	Підвішування і утримання труби перед її перерізанням	Утримання всієї ваги колони труб для запобігання її падіння в свердловину
Плашковий превентор з трубними плашками (4) рис.6.1	Герметизація свердловини при наявності колтюбінгової труби в свердловині	Повна герметизація свердловини, зниження ризику відкритого викиду
Перехідник (котушка)	З'єднання елементів ПВО та забезпечення відводу флюїду	Підвищення надійності компоновки, можливість підключення ліній глушіння та дроселювання
Гідравлічна система керування	Передача зусилля на плашки та стріп-пакер, керування режимами роботи ПВО	Швидке та надійне спрацювання ПВО, зменшення часу реагування на аварійну ситуацію
Пульт керування ПВО	Централізоване управління елементами противикидного обладнання	Зменшення впливу людського фактора, підвищення оперативності прийняття рішень

Наведена таблиця наочно демонструє взаємозв'язок між конструктивними елементами ПВО та їхнім впливом на ефективність контролю свердловини під час колтюбінгових операцій.

Окрім функціонального призначення, превентори відрізняються конструкцією корпусів. В одному корпусі можуть бути розташовані два превентори (схема Dual Combi) або чотири превентори (схема Quad), які для зручності називають відповідно двокорпусними та чотирикорпусними. Крім того, превентори класифікують за діаметром прохідного отвору, робочим тиском та антикорозійним виконанням.

До складу блоку превенторів зазвичай входить хрестовина для під’єднання маніфольдів під час глушіння або стравлювання свердловини. У багатокорпусних превенторах хрестовина інтегрована з корпусом.

За способом закриття й відкриття плашок превентори поділяють на механічні з ручним приводом і гідравлічні з ручним блокуванням закритих плашок. Гідравлічні превентори більш привабливі завдяки можливості дистанційного керування з пульта колтюбінгової установки. При тривалому гідравлічному утриманні плашок, особливо коли утримується вага труби утримуючими плашками, необхідно обов’язково блокувати положення поршнів гідравлічного приводу від самовільного відкриття, закручуючи блокувальні гвинти вручну за допомогою штурвалів.

Превентор здвоєний (рис. 6.2) складається з цільнокованого корпусу 1, на якому встановлені знімні фланці 2 на конічній різьбі. З обох сторін до корпусу герметично приєднані бокові кришки 3 з блоками гідроциліндрів.

Всередині кожної пари гідроциліндрів розташовані поршні 4, до яких приєднані плашки 5, що можуть синхронно переміщуватися до центру превентора і від нього під дією тиску гідравлічної робочої рідини. Для блокування закритого стану на торці кожного поршня встановлені блокуючі гвинтові штоки 6 з штурвалами 7, які забезпечують переміщення штоків вздовж осі поршня.

Для підведення гідравлічної робочої рідини до циліндрів корпус превентора обв’язано трубопроводами 8.

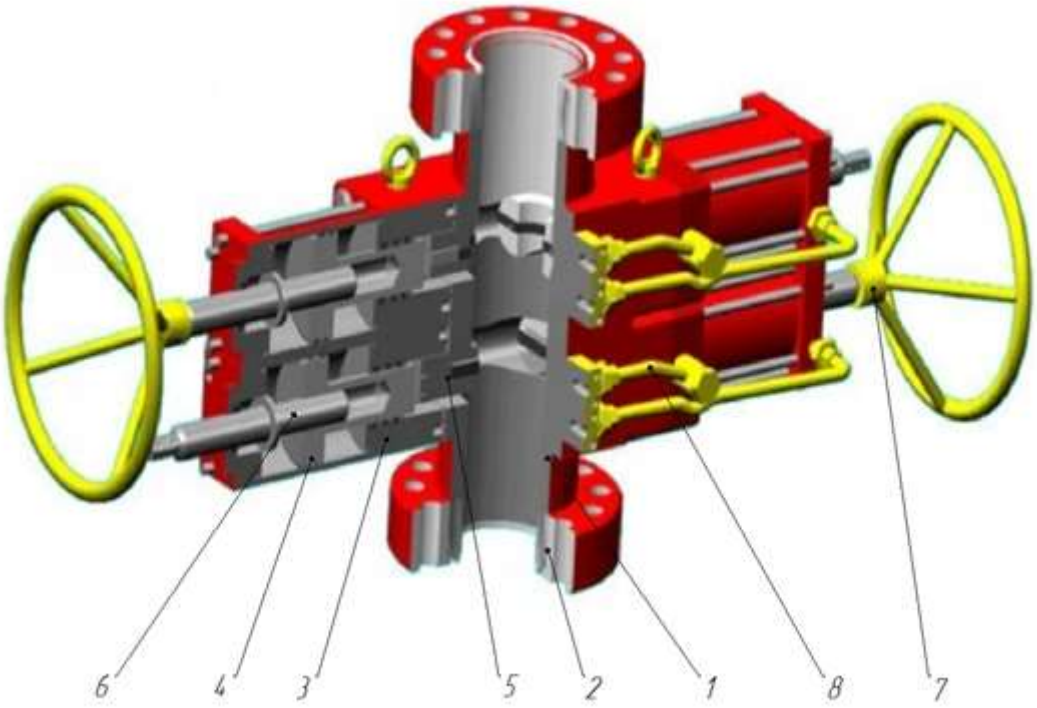
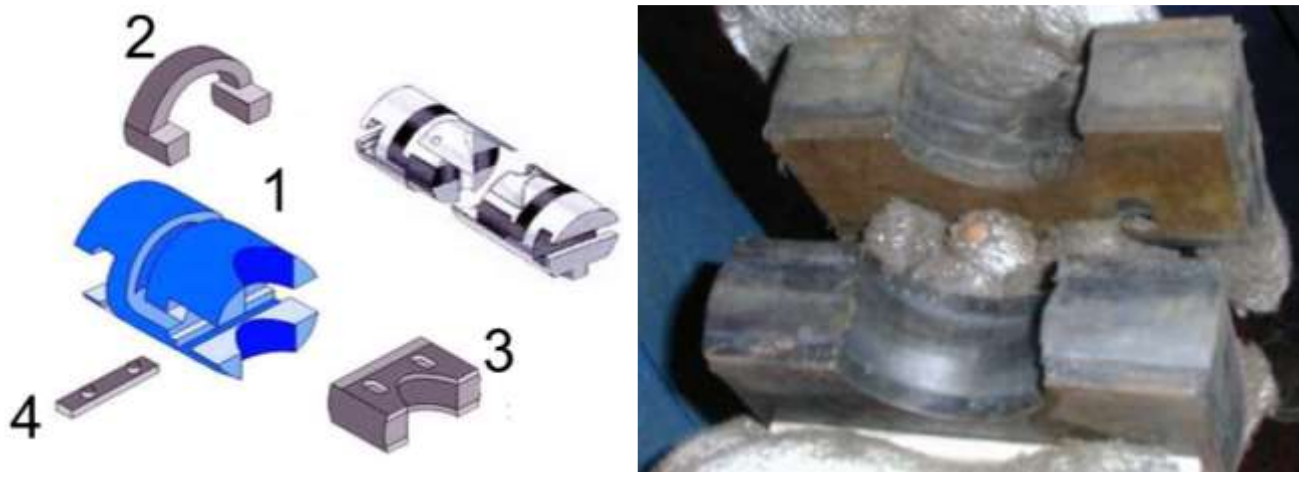


Рисунок 6.2 - Конструкція двокорпусного превентора

На відміну від плашкових превенторів для буріння свердловин з діаметром прохідного отвору 130 мм і більше, де застосовується овальна конструкція плашок, у превенторах для робіт з інтенсифікації та ремонту без вилучення ліфтової колони використовується циліндрична конструкція плашок. Така конструкція є простішою та технологічнішою у виготовленні й для невеликих діаметрів прохідного отвору (50–100 мм) демонструє високу надійність.

Трубна плашка превентора (рис. 6.3) складається з: циліндричного корпусу 1 з замком на неробочому торці для зачеплення зі штоком приводу; верхнього фігурного еластичного ущільнення 2 циліндричної частини корпусу; торцевого ущільнення 3 з еластичною прокладкою робочого торця; запірної планки 4. Торець робочої пластини має отвір під діаметр КГТ, для якої призначена плашка.

Глуха плашка виконана аналогічно, за винятком того, що її робоча пластина з робочого торця пласка. Заміна робочої пластини дозволяє переобладнати плашку на глуху або під інший діаметр труби.



1 – корпус плашки; 2 – верхнє ущільнення; 3 – торцеве ущільнення; 4 – запірна планка

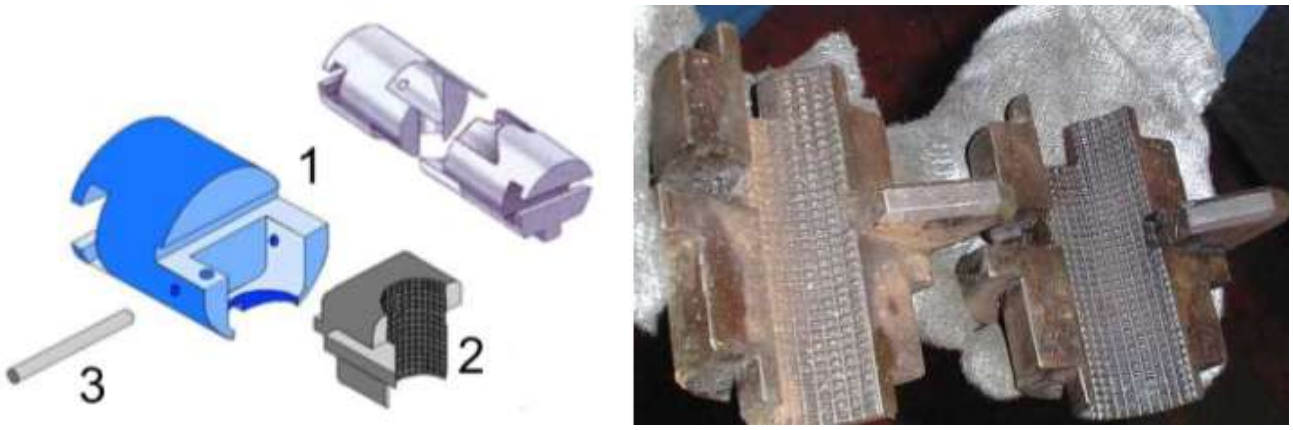
Рисунок 6.3 – Конструкція трубної плашки

Еластичні ущільнювачі плашок мають гарантувати ефективну герметичність і достатню механічну міцність під час переміщення труби. Для плашок, що експлуатуються в широкому температурному інтервалі від –35 °С до 90 °С та в агресивних середовищах із вмістом H_2S, доцільно застосовувати ущільнення з фторкаучуку типу Viton.

Забороняється закривати трубні плашки за відсутності труби або при наявності труби іншого діаметра. Під час ремонтних робіт чи гідравлічних випробувань замість труби використовують вкладиш-імітатор відповідного діаметра, що забезпечує безпечне закриття плашок.

Утримуюча плашка (рис. 6.4) включає: циліндричний корпус 1 із замковим елементом на неробочому торці для з’єднання зі штоком приводу; знімний сухар 2 з напівкруглим отвором і насічками під діаметр КГТ; стопорний палець 3.

Знімний сухар виготовляють із високовуглецевої сталі з твердістю 54–60 HRC, а для експлуатації в середовищах, що містять H_2S, — зі сталі X46Cr13 або сплаву Hastelloy. На циліндричній поверхні напівкруглого отвору сухаря виконують вертикальні та кільцеві насічки, які забезпечують надійне зчеплення з утримуваною трубою.



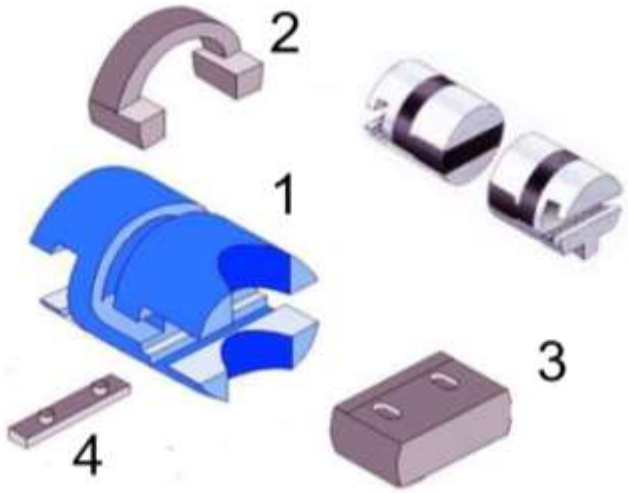
1 – корпус плашки; 2 – сухар; 3 – стопорний палець

Рисунок 6.4 – Конструкція утримуючої плашки

Глуха плашка превентора (рис. 6.5) має таку конструкцію: циліндричний корпус 1 із замковим елементом на неробочому торці для з'єднання зі штоком приводу; верхнє фігурне еластичне ущільнення 2 циліндричної частини корпусу; торцеве ущільнення 3 з еластичним елементом робочої поверхні; запірну планку 4.

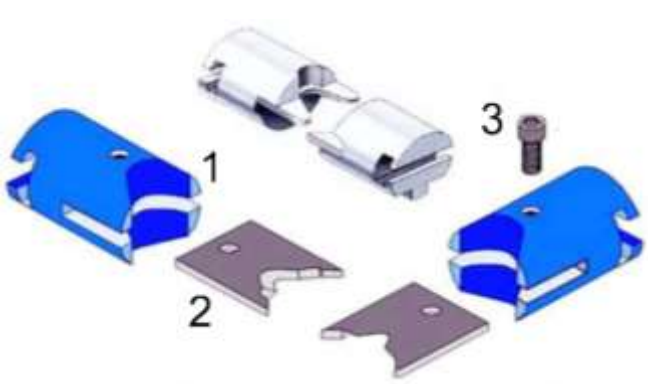
Зрізна плашка (рис. 6.6) складається з циліндричного корпусу 1 із замком на неробочому торці для зчеплення зі штоком приводу, знімного леза 2 з індивідуально сформованою ріжучою кромкою, адаптованою до кожного типорозміру КГТ, а також гвинта 3, що фіксує лезо.

Процес відрізання труби виконують у такій послідовності: припиняють спуско-підіймальні роботи; закривають утримуючі та трубні плашки навколо труби й фіксують їх шляхом закручування штурвалів; перевіряють надійність утримання, для чого послаблюють інжектор і передають навантаження від ваги труби на утримуючі плашки; скидають тиск із порожнини превентора над трубними плашками; здійснюють безпосереднє перерізання труби шляхом її стискання зрізними плашками до повного упору; повертають зрізні плашки у вихідне положення; за допомогою інжектора витягують звільнений кінець труби вище глухих плашок; після цього закривають і фіксують глухі плашки; завершальним етапом є повне витягування кінця труби за стріп-пакер.



1 – корпус плашки; 2 – верхнє ущільнення; 3 – торцеве ущільнення; 4 – запірна планка

Рисунок 6.5 – Конструкція глухої плашки





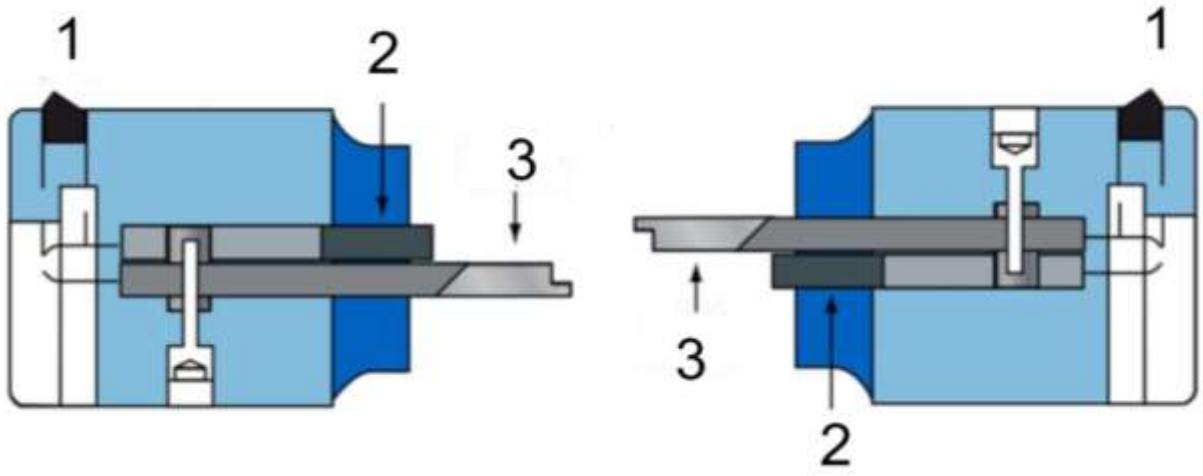
1 – корпус плашки; 2 – ріжуче лезо; 3 – фіксуючий гвинт

Рисунок 6.6 – Конструкція зрізної плашки

Після кожного використання зрізних плашок обов’язково проводять ревізію стану лез і при необхідності змінюють їх.

З метою зменшення висоти превенторного блока та зниження кількості превенторів в блоці з чотирьох до двох розроблені і впроваджуються так звані комбіновані плашки: глухі/зрізні та трубні/утримуючі. Конструкція глухої/зрізної плашки зображена на рисунку 6.7. Її особливістю є поєднання леза разом з вставним торцьовим ущільненням. При використанні даної плашки одночасно КГТ

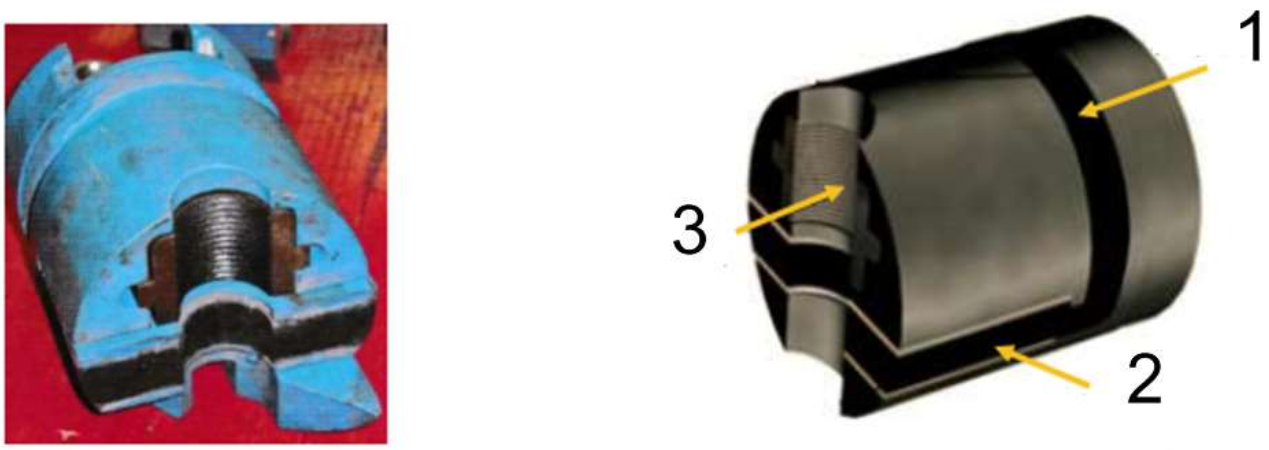
перерізається та свердловина зразу герметизується, що дає можливість знизити вірогідність викиду, на відміну від операцій з звичайної зрізною плашкою, як говорилося вище.



1 – верхнє ущільнення; 2 – вставне торцеве ущільнення; 3 – ріжуче лезо

Рисунок 6.7 – Конструкція глухої/зрізної плашки

Іншим різновидом комбінованих плашок є трубні/утримуючі. Суть їх полягає у тому, що над торцевим еластичним ущільненням в корпус плашки встановлюється сухар під той же типорозмір КГТ. Конструкція такої плашки зображена на рисунку 7.8.



1 – верхнє ущільнення; 2 – вставне торцеве ущільнення; 3 – сухар

Рисунок 6.8 – Конструкція трубної/утримуючої плашки

Стріп-пакер (англ. *Stripper Packer*), або стріппер, є складовою частиною противикидного обладнання колтюбінгової установки та призначений для забезпечення герметичності гирла свердловини під час виконання спуско-підіймальних операцій з КГТ. У надзвичайних умовах він також може застосовуватися для ущільнення нерухомої колтюбінгової труби.

Стріп-пакер монтують у компоновку обв’язки свердловини над чотирикорпусним превентором і жорстко з’єднують з вихідним вузлом інжектора. За необхідності між превентором і стріп-пакером установлюють шлюзову трубну вставку. Основними характеристиками стріп-пакерів є робочий тиск, діаметр прохідного каналу, приєднувальні розміри та корозійностійке виконання. Найпоширенішими є стріп-пакери, розраховані на робочий тиск до 70 МПа (10 000 psi). Пакер комплектується змінними еластичними ущільнювальними елементами, підібраними під кожен типорозмір зовнішнього діаметра КГТ.

Робота стріп-пакера ґрунтується на дії тиску гідравлічної рідини, під впливом якого робочий поршень переміщується вздовж осі корпуса та стискає еластичний герметизуючий елемент навколо колтюбінгової труби.

Сучасні стріп-пакери типу *Side Door Stripper Packer* (рис. 6.9) конструктивно адаптовані для заміни ущільнювальних елементів без зупинки спуско-підіймальних операцій і за наявності КГТ усередині пакера. Для цього корпус оснащують боковими шторками та рухомою гільзою, які забезпечують доступ до внутрішньої порожнини, а герметизуючі елементи виконують роз’ємними (рис. 6.10).

На практиці широко використовують роз’ємні герметизуючі елементи, виготовлені з матеріалу NBR (Nitrile Butadiene Rubber) — каучуку на основі бутадієн-нітрилу, який у спрощеному вигляді називають нітрильним каучуком. За своїми експлуатаційними властивостями NBR відповідає гумам груп 1, 2 та 3 згідно з ДСТУ ГОСТ 18829:2019 і в температурному інтервалі від –35 °С до 90 °С забезпечує хороші ковзні характеристики та високу зносостійкість.

Вироби з гуми NBR відзначаються підвищеною стійкістю до набрякання під дією бензолів, аліфатичних вуглеводнів (пропан, бутан, бензини), більшості мінеральних олив і пластичних мастил на їх основі, гідравлічних рідин, гарячої води та сольових розчинів.

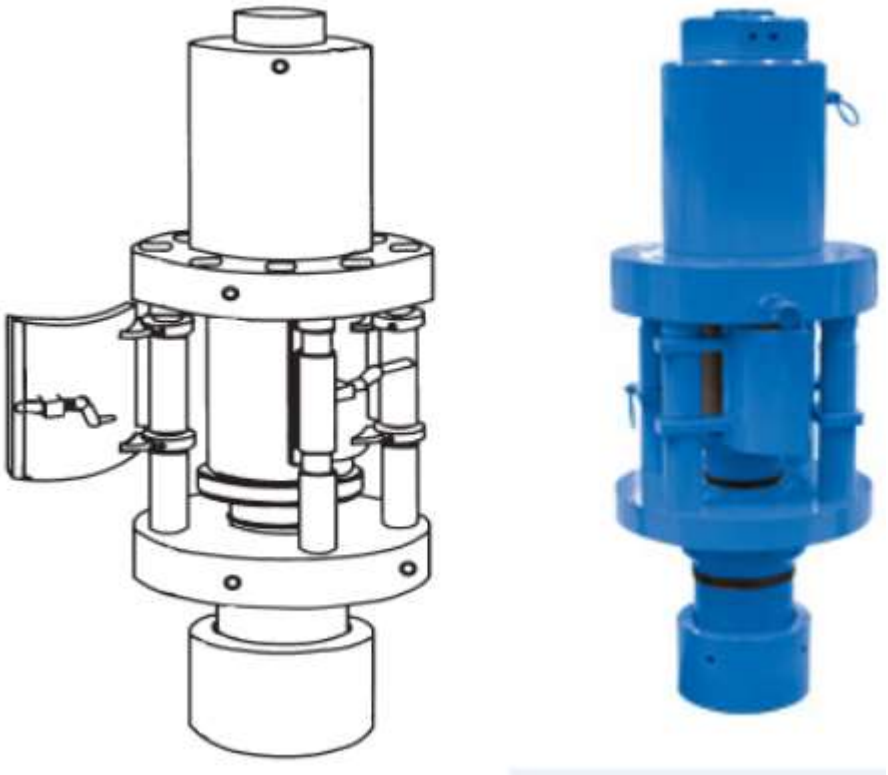


Рисунок 6.9 - Стріп-пакер (устьовий герметизатор) виконання Side Door Stripper Packer



Рисунок 6.10 - Роз’ємний герметизуючий елемент

7 ЗАХОДИ ЩОДО ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ПРОТИВИКИДНОГО ОБЛАДНАННЯ КОЛТЮБІНГОВОЇ УСТАНОВКИ

Ефективність роботи противикидного обладнання (ПВО) колтюбінгової установки є одним із ключових факторів безпечного проведення робіт у свердловинах, особливо в умовах аномально низьких або високих пластових тисків, наявності газонафтоводопроявів та обмежених можливостей традиційного глушіння. Специфіка колтюбінгових технологій, яка полягає у безперервному русі труби через гирло свердловини, висуває підвищені вимоги до надійності, герметичності та швидкодії ПВО.

7.1 Технічні заходи підвищення ефективності ПВО

7.1.1 Оптимізація складу та компоновки ПВО

Правильний вибір та компоновка противикидного обладнання колтюбінгової установки повинні здійснюватися з урахуванням геолого-технічних умов свердловини, очікуваного пластового тиску, діаметра та товщини стінки колтюбінгової труби.

Застосування спеціалізованих плашкових превенторів, призначених саме для колтюбінгових операцій, дозволяє забезпечити надійне перекриття свердловини як при наявності труби в свердловині, так і за її відсутності. Особливо важливим є використання ножових плашок, здатних перерізати колтюбінгову трубу та одночасно герметизувати стовбур свердловини у разі неконтрольованого викиду.

7.1.2 Підвищення герметичності стріпперних вузлів

Стріппер є основним елементом ПВО колтюбінгової установки, оскільки саме через нього відбувається безперервний рух труби. Ефективність його роботи значною мірою залежить від стану ущільнювальних елементів. Для підвищення герметичності необхідно застосовувати ущільнення з еластомерів, стійких до агресивних середовищ (H_2S, CO_2), високих температур і абразивного зносу.

Регулярний контроль ступеня зносу ущільнень та своєчасна їх заміна дозволяють зменшити втрати тиску, знизити ймовірність прориву флюїду на поверхню та підвищити загальну надійність ПВО. Додатково ефективність роботи стріппера

підвищується за рахунок підтримання оптимальної швидкості руху колтюбінгової труби.

7.1.3 Удосконалення систем керування ПВО

Сучасні колтюбінгові установки оснащуються електрогідравлічними системами керування ПВО, які забезпечують дистанційне та оперативне спрацювання превенторів. Впровадження автоматизованих систем керування з функціями аварійного закриття при перевищенні допустимого тиску значно підвищує рівень безпеки робіт.

Наявність резервних гідравлічних акумуляторів тиску гарантує можливість закриття ПВО навіть у разі відмови основного джерела енергії. Скорочення часу спрацювання плашок є критичним фактором при виникненні газонафтоводопроявів.

7.2 Організаційно-експлуатаційні заходи

7.2.1 Регламентоване технічне обслуговування

Підвищення ефективності роботи ПВО неможливе без чітко налагодженої системи технічного обслуговування. Перед початком кожної колтюбінгової операції необхідно проводити перевірку працездатності (функціональний тест) всіх елементів ПВО, включаючи гідролінії, плашки, стриіппер та систему керування .

Періодичні гідравлічні випробування ПВО на тиск, що перевищує робочий, дозволяють своєчасно виявити дефекти та запобігти аварійним ситуаціям. Ведення журналу технічного стану обладнання забезпечує контроль ресурсу та планування заміни зношених елементів.

7.2.2 Підготовка та навчання персоналу

Високий рівень професійної підготовки персоналу є важливою складовою ефективної роботи ПВО. Працівники, задіяні у колтюбінгових операціях, повинні проходити спеціалізоване навчання з контролю свердловин (IWCF або IADC Well Control) та регулярно відпрацьовувати дії у разі виникнення аварійних ситуацій.

Практичні тренування з імітацією газонафтоводопроявів дозволяють зменшити час реакції персоналу та мінімізувати людський фактор при управлінні ПВО.

7.2.3 Стандартизація операцій

- застосування затверджених програм робіт для КТ-операцій;
- суворе дотримання технологічних режимів спуско-підіймальних операцій;
- контроль швидкості руху колтюбінгової труби через стріппер.

7.3 Технологічні заходи

7.3.1 Оптимізація режимів глушіння свердловини

Підтримання необхідного гідростатичного тиску у свердловині є важливим чинником зменшення навантаження на ПВО. У разі роботи на виснажених пластах доцільним є застосування легких або пінних робочих рідин, які знижують ризик поглинань та вторинних проявів.

7.3.2 Зменшення зносу елементів ПВО

Для підвищення ресурсу роботи ПВО необхідно мінімізувати механічний знос його елементів. Це досягається шляхом застосування центратора колтюбінгової труби, зменшення вібрацій та контролю осьових навантажень. Додатково використовуються інгібітори корозії, які захищають металеві елементи від агресивного впливу робочих середовищ.

7.4 Заходи підвищення безпеки та надійності

7.4.1 Резервування систем протиаварійного захисту

- дублювання пультів керування ПВО;
- аварійне живлення гідросистеми;
- можливість ручного закриття превенторів.

7.4.2 Аналіз ризиків та аварійних ситуацій

- проведення HAZOP-аналізу перед початком робіт; HAZOP (Hazard and Operability Study) — це систематичний, структурований метод аналізу ризиків для ідентифікації потенційних небезпек і проблем з працездатністю в технологічних процесах та системах, шляхом застосування **контрольних слів** (наприклад, "більше", "менше", "ні", "зворотньо") до **параметрів** процесу (тиск, температура, потік) для

виявлення відхилень від проектних рішень, їх причин, наслідків та оцінки ефективності заходів безпеки, що допомагає запобігти аваріям до їх виникнення.

- коригування схеми ПВО відповідно до категорії свердловини;
- врахування геолого-технічних умов.

Отже, комплексне впровадження технічних, організаційно-експлуатаційних, технологічних та безпекових заходів забезпечує підвищення ефективності роботи противикидного обладнання колтюбінгової установки. Це дозволяє знизити ризик виникнення газонафтоводопроявів, підвищити рівень промислової безпеки та забезпечити надійний контроль свердловини протягом усього циклу колтюбінгових робіт.

8 ТЕХНОЛОГІЧНІ РОЗРАХУНКИ

8.1 Розрахунки пов'язані з вибором обладнання

Визначення максимальної ваги [10,11] колони промивальних труб здійснити за формулою

$$P_{\max} = H \cdot m \cdot g + P_p \text{, Н,} \qquad (8.1)$$

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.

$$P_p = H\rho gS \qquad (8.2)$$

S -площа поперечного перерізу безмуфтової труби , $м^2$.

$$S = \pi d^2 / 4 \qquad (8.3)$$

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

$P_p = 2888 \cdot 1000 \cdot 9.81 \cdot 8.09 \cdot 10^{-4} = 22920 H$;

$P_{\max} = 2888 \cdot 2.589 \cdot 9.81 + 22920 = 96270 H$;

Вибираємо насосний агрегат УН1Т-100×200 [10,11] із технічними параметрами:

Таблиця 8.1– Подача і тиск , що розвиває насосний агрегат УН1Т-100х200 [10,11]

Показники	УН1Т-100х200			
Ввімкнена передача	I	II	III	IV
Частота обертання колінвала насоса, $хв^{-1}$	60,5	88,3	134,4	206
Тиск, МПа	20	14	9,2	6
Ідеальна подача, $дм^3/с$	4,6	6,7	10,3	15,8

Визначення швидкості [10,11] промивальної рідини за формулою:

$$\vartheta = Q / S \qquad (8.4)$$

де- Q - ідеальна подача насосного агрегата,

ϑ - швидкість промивальної рідини,

Для I передачі швидкість відповідно складає:

$$\vartheta_1 = 4.6 \cdot 10^{-3} / 8.09 \cdot 10^{-4} = 5.7 м/с;$$

$$\vartheta_2 = 6.7 \cdot 10^{-3} / 8.09 \cdot 10^{-4} = 8.28 м/с;$$

$$\vartheta_3 = 10.3 \cdot 10^{-3} / 8.09 \cdot 10^{-4} = 12.7 м/с;$$

$$\vartheta_3 = 15.8 \cdot 10^{-3} / 8.09 \cdot 10^{-4} = 19.5 м/с.$$

Визначення числа Рейнольдса [10,11] при роботі при швидкості рідини на I-IV передачах за формулою:

$$\mathrm{Re} = \vartheta d / \nu \qquad (8.5)$$

де- ν -кінематична в'язкість промивальної рідини (води);

d -внутрішній діаметр промивальної труби

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

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

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

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

Визначення коефіцієнтів тертя [10,11] при роботі на I- IV передачах за формулою:

$$\lambda = 0.11(\frac{68}{\mathrm{Re}} + \frac{\Delta}{d})^{0.25} \qquad (8.6)$$

де- Δ -абсолютна еквівалентна шорсткість труби,

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

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

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

Визначення гідравлічних опорів [10,11] в підйомних трубах при роботі на I-IV швидкості за формулою:

$$h = \lambda \cdot \frac{H}{d} \cdot \frac{\vartheta^2}{2g} м \text{ , м,} \qquad (8.7)$$

де λ -коефіцієнт гідравлічного тертя;

H - глибина опускання промивальних труб, м;

d - внутрішній діаметр промивальних труб, м;

ϑ - швидкість потоку рідини в промивальних трубах, м/с.

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

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

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

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

Визначення гідравлічних опорів [10,11] при русі суміші рідини з піском в кільцевому просторі за формулою:

$$h_2 = \varphi\lambda \frac{H}{D-d} \cdot \frac{\vartheta^2}{2g} \qquad (8.8)$$

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

λ-коефіцієнт гідравлічного тертя;

H - глибина опускання промивальних труб, м;

d - внутрішній діаметр промивальних труб, м;

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

D- внутрішній діаметр колони НКТ.

$$\mathrm{Re}_1 = \vartheta(D-d)/\nu \qquad (8.9)$$

для-швидкостей I- IV

d - внутрішній діаметр промивальних труб, м;

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

D- внутрішній діаметр колони НКТ,

ν-кінематична в'язкість води.

$$\mathrm{Re}_1 = 2.4(0.063 - 0.0381)/1.012 \cdot 10^{-6} = 59051$$

$$\mathrm{Re}_2 = 5.5(0.063 - 0.0381)/1.012 \cdot 10^{-6} = 140240$$

$$\mathrm{Re}_3 = 8.7(0.063 - 0.0381)/1.012 \cdot 10^{-6} = 214061$$

$$\mathrm{Re}_4 = 11.4(0.063 - 0.0381)/1.012 \cdot 10^{-6} = 280494$$

$$\lambda = \frac{0.3164}{\sqrt[4]{\mathrm{Re}}} \qquad (8.10)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

$$h_3 = \frac{(1-m) \cdot Fl}{f} \cdot [\frac{\rho_n}{\rho_{ж}}(1 - \frac{\vartheta_{кр}}{\vartheta}) - 1] \qquad (8.11)$$

де m - пористість піщаної пробки, приймається

від 0,3 до 0,45;

F - площа прохідного січення колони НКТ, м^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 НКТ і колоною промивальних труб, м^2;

ρ_p - густина промивальної рідини, кг/м^3;

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

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

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

$$h_{3.3} = \frac{(1-0.45)\cdot 3.1\cdot 10^{-3}\cdot 6}{2\cdot 10^{-3}}\cdot[\frac{2700}{1000}(1-\frac{0.19}{8.7})-1 = 12.4$$

$$h_{3.4} = \frac{(1-0.45)\cdot 3.1\cdot 10^{-3}\cdot 6}{2\cdot 10^{-3}}\cdot[\frac{2700}{1000}(1-\frac{0.19}{11.4})-1 = 12.7$$

Втрати напору [10,11] на шляху від насоса до шланга

$$h_5 = \lambda\cdot\frac{H_м}{d_в}\cdot\frac{V_м^2}{2g}\ \text{, м,} \qquad (8.13)$$

де λ - коефіцієнт гідравлічного тертя при русі рідини в маніфольді;

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

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

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

Потужність, яка необхідна для промивання, за формулою

$$N = \frac{(h\cdot\rho_Р\cdot g\cdot Q)}{10^3\cdot\eta}\ \text{, кВт,} \qquad (8.15)$$

де h - загальні гідравлічні втрати при промиванні , м;

Q - подача насоса, $м^3/с$;

η - ККД агрегату (приймається від 0,7 до 0,8).

$$h = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 \qquad (8.16)$$

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

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

8.2 Розрахунки на міцність, довговічність та витривалість обладнання. Кінематичний розрахунок обладнання

Мета кінематичного розрахунку [10,11] полягає у визначенні взаємозв'язку швидкості переміщення колони гнучких труб і подачі робочої рідини гідроприводу до гідромоторів транспортера.

Два гідромотори, що приводять у дію ланцюги транспортера, отримують робочу рідину від насоса того ж типу, що й кожний гідромотор.

Визначимо подачу насоса [10,11] за формулою:

$$Q_{\Phi} = \frac{\mathrm{q_k} n_{\phi} \mathrm{K_O}}{1000};$$

де q_k – об'єм робочої камери насоса (q_k = 0,112 м^3);

n_{ϕ} – фактична частота обертання вала гідромотора;

$\mathrm{K_O}$ - коефіцієнт подачі насоса $\mathrm{K_O}$ = 0,95;

При n_{ϕ} = 1500 об/хв подача насоса становить:

$$Q_{\Phi} = \frac{112 \cdot 1500 \cdot 0{,}95}{1000} = 159.6 л/хв;$$

Кутова швидкість обертання вала гідромотора:

$$\omega_r = [(Q_{\phi}/2)\pi \cdot K_{ом} \cdot 1000]/30\mathrm{q_k};$$

де $K_{ом}$ – об'ємний ККД гідромотора ($K_{ом}$ = 0,95).

$$\omega_r = [(Q_{\phi}/2)\pi \cdot K_{ом} \cdot 1000]/30\mathrm{q_k} = [(159.6/2) \cdot 3.14 \cdot 0.95 \cdot 1000]/30 \cdot 112 = 70.84 хв^{-1}$$

Відповідно кутова швидкість обертання [10,11] зірочки інжекторного механізму дорівнює:

$$\omega_r = [(Q_{\phi}/2)\pi \cdot K_{ом} \cdot 1000]/30\mathrm{iq_k};$$

де i – передальне відношення редуктора транспортера, i = 24

Швидкість підйому безмуфтової довгомірної труби

$$v = \omega_r \cdot R \ ;$$

де R – радіус зірочки, яка пускає в хід ланцюг інжекторного механізму (R = 114 мм).

В результаті

$$\nu = [R(Q_ф / 2)\pi K_{ом} \cdot 1000]/30\mathrm{iq}_{\mathrm{k}};$$

Швидкість переміщення труби при номінальній частоті обертання вала привідного двигуна складає:

$$\nu = [0.114 \cdot (159.6/2) \cdot 3.14 \cdot 0.95 \cdot 1000]/30 \cdot 24 \cdot 112 = 0.336\,м/с.$$

При роботі привідного двигуна з максимальною частотою обертання $n_ф = 1800\,об/хв$, подача насоса $Q_Ф = 191\,л/хв$ і відповідно швидкість переміщення труби $\nu = 0.4\,м/с$.

9 МОНТАЖ, РАЦІОНАЛЬНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТА ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ ОБЛАДНАННЯ

Перед монтажем колтюбінгової установки [6] на свердловину необхідно провести щозмінне ТО. Особливу увагу при обслуговуванні необхідно звернути на:

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

Підготовчі роботи [6], що проводяться перед монтажем установки на свердловині, проводити в наступній послідовності:

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 КГТ і перевірити герметичність нижнього зворотного клапана шляхом заливки в нього води з витримкою 15 хв. Підтікання не допускається.;

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

5) провести змащування всіх підшипників тягового ланцюга інжектора ;

6) майданчик навколо свердловини радіусом 25 м має бути очищенийвід сторонніх предметів;

7) демонтувати промисловий майданчик з гирла свердловини.

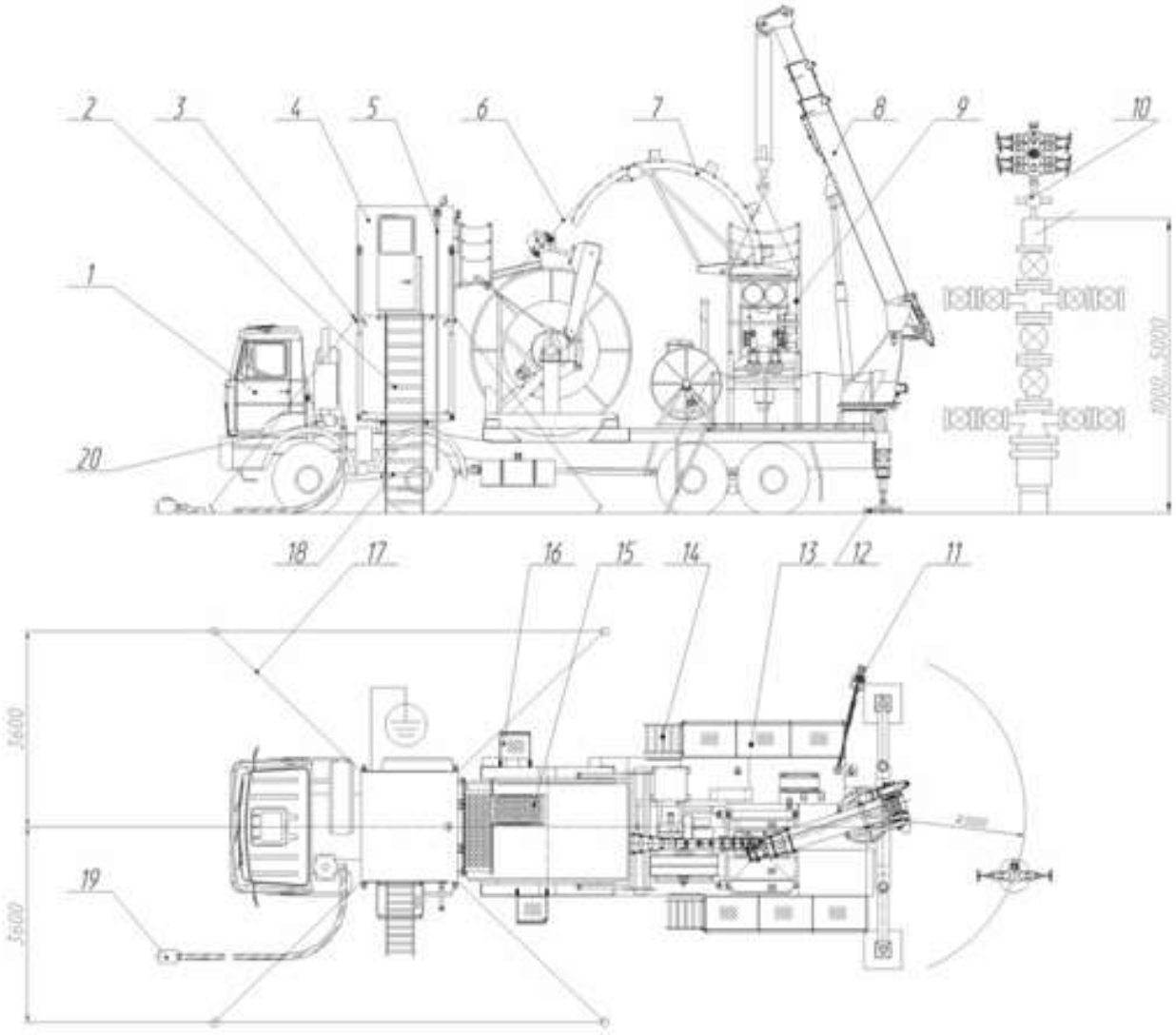
Монтаж колтюбінгової установки [6].

Встановлення установки на монтажному майданчику (основі або містках) проводиться за участю всіх членів бригади:

- Призначити двох сигнальників.
- Подати установку до гирла свердловини заднім ходом, і встановити

відносно свердловини згідно монтажної схеми (рисунок 9.1).

- Заглушити двигун.
- Встановити упори противідкатів.
- Провести монтаж системи відведення вихлопних газів (поз 19).Система відведення вихлопних газів встановлюється на відстані не менше 15 м від свердловини.
- Перевести важіль засувки (поз.20) в положення відповідне випуску вихлопних газів через систему [6].
- 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.



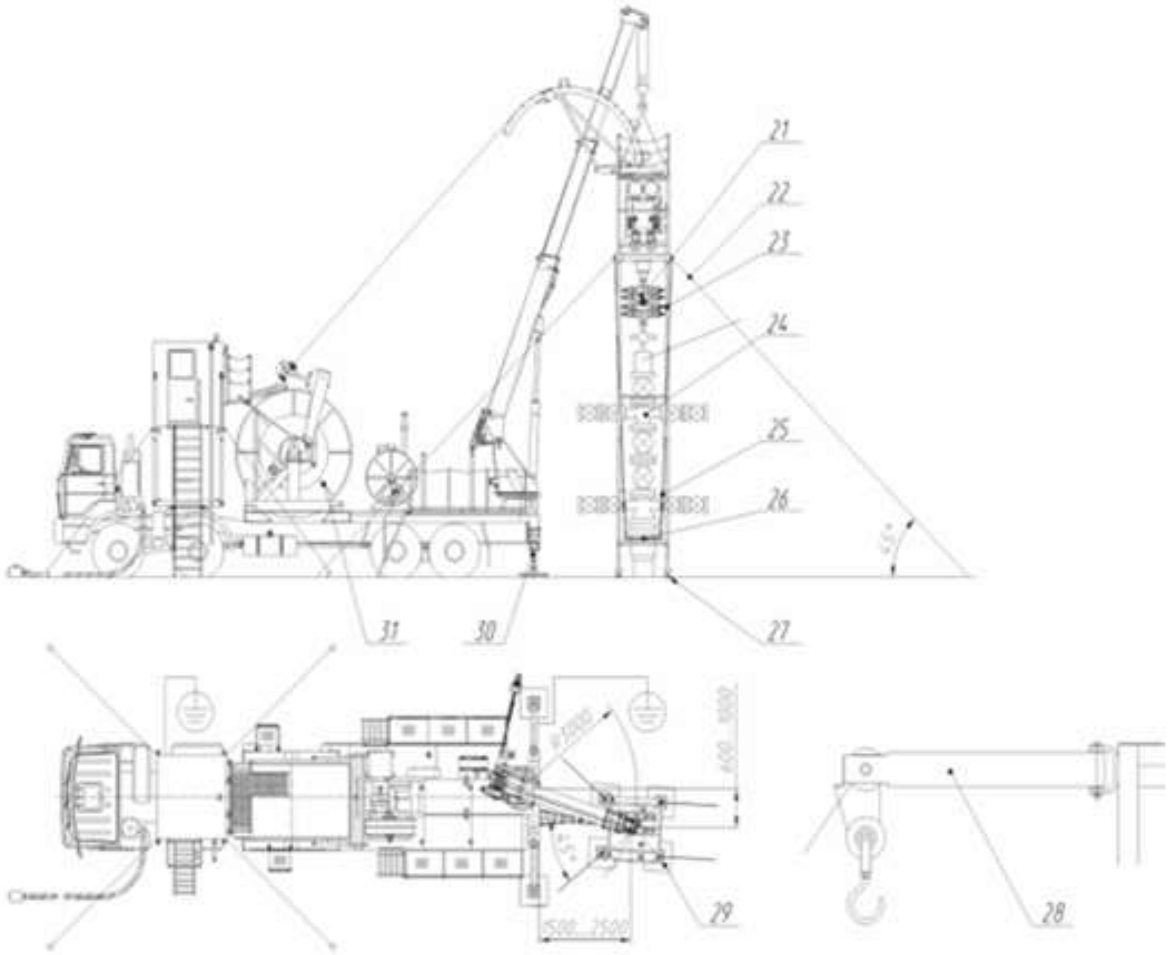


Рисунок 9.1 – Схема монтажу колтюбінгової установки [6]

Перевірити органи управління [6]:

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 зкабіни водія;

6) при працюючому двигуні машини включити необхідну передачу коробки передач, що забезпечує 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 пульті в кабіні оператора. Ручки повинні бути в нейтральному положенні.

- Перевірити, чи відкрита засувка всмоктуючого колектора гідробака та перевірити рівень масла по покажчику (наявність масла у верхньому покажчику).

- Перевірити покази манометра [6] датчиків ваги КГТ і настроїти їх на нульовий показник.

- Переконатися, що всі манометри показують "0". Скидання тиску з акумуляторів провести відповідними гідровентилями.

- Перевірити подачу масла в гідросистему по манометрах.

- Перевірити роботу вентилятора охолоджування масла гідросистеми.

- Зняти талрепи (утримуючі ланцюги) транспортного положення барабана.

- Привести установку опор в робочий стан [6]:

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. Управління УО здійснюється рукоятками, розташованими на виносному пульті (поз.11). Тиск в гідросистемі контролювати по манометру, розміщеному на виносному пульті. При тиску в гідросистемі УО вище 20 роботи по монтажу заборонені.

- Змонтувати напрямляючий жолоб (поз.7) на інжектор (поз.9)[6].

- 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.

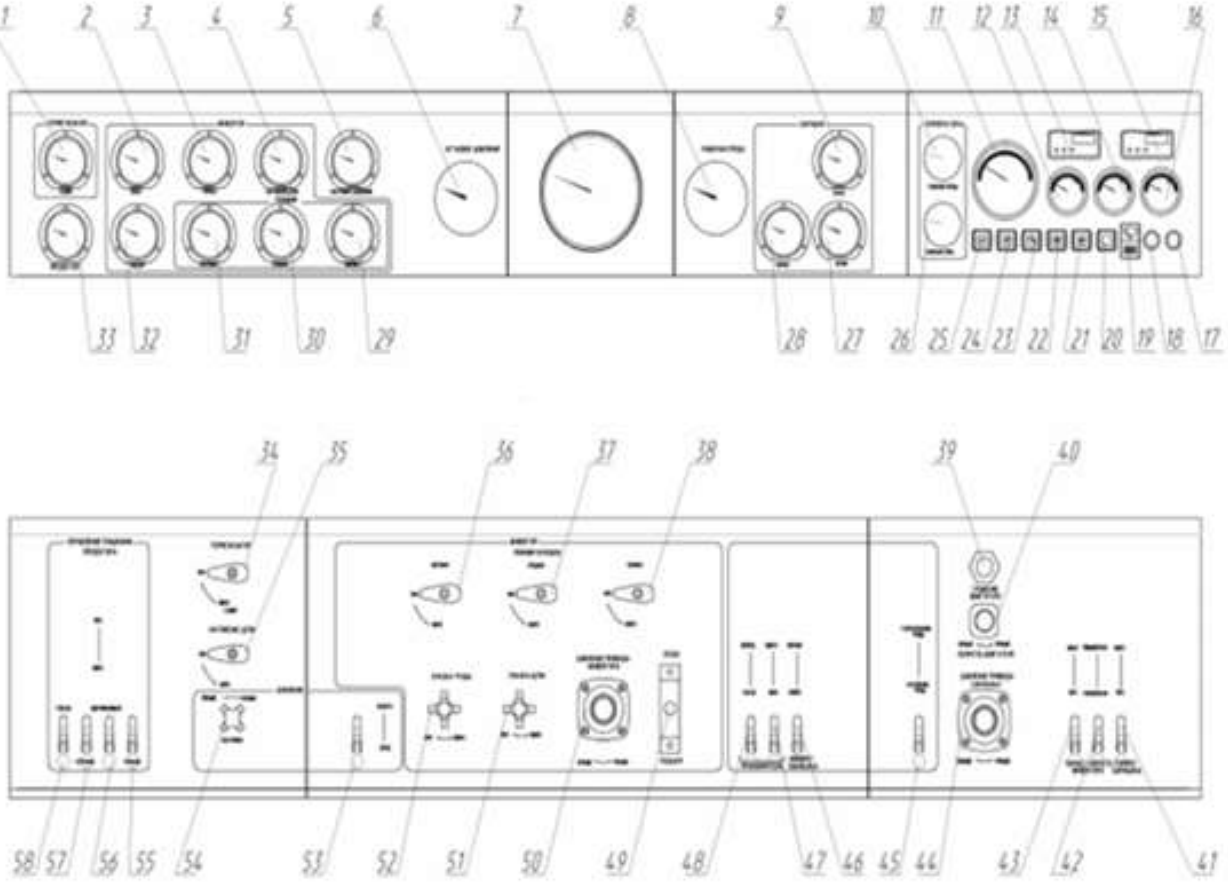


Рисунок 9.2 – Пульт керування [6]

Заправка труби в інжектор [6]:

- підняти тиск в циліндрах натягнення ланцюгів до 2-3 МПа;
- провернути ланцюги інжектора не менше чим на десять оборотів і оглянути ланцюги, переконавшись в їх плавному обертанні і правильному натягненні;
- провести завальцьовку перехідника на кінець КГТ за допомогою комплекту промислового інструменту;
- закріпити кінець гнучкої тяги (вкрутити) на КГТ;
- пропустити гнучку тягу через направляючий жолоб і завести в інжектор;
- включенням рукоятки блоку управління (поз. 49 рисунок 10.2) "Спуск" включити привод 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 КГТ 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 КГТ 2 МПа;
- рукояткою (поз.41) зняти барабан з гальма[6];
- натягнути гнучку тягу; включивши привід інжектора на спуск;
- зняти з КГТ скобу, що стопорить її;
- включенням рукоятки блоку управління (поз.49) "СПУСК" включити привод інжектора і завести КГТ в інжектор;
- при виході кінця КГТ з інжектора через герметизатор провести від'єднання гнучкої тяги;
- зібрати нижню компоновку КГТ;
- вкрутити в КГТ необхідний технологічний інструмент в відповідності з планом робіт;
- включенням рукоятки блоку управління (поз.49) "ПІДЙОМ" [6] 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 КГТ стикається з ланцюгом;
- при необхідності відрегулювати положення направляючого жолоба: послабити гайки кріплення механізму установки жолоба і провертати гвинтКГТ знаходилася симетрично осям приводних зірочок в поздовжньому напрямі. Затягнути контргайку і закрити всі притискні ролики.

ВИСНОВКИ

В магістерський роботі проведено аналіз умов ремонту та конструкції свердловини, на основі якого проведено підбір обладнання для ремонту свердловини.

Проведено огляд колтюбінгового обладнання для проведення ремонтних робіт у свердловині з використанням колони гнучких труб, розлянуто переваги застосування такого обладнання, сформовано вимоги до нього.

Основну увагу приділено противикидному обладнанню колтюбінгової установки, а саме проведено детальний аналіз його функціональних можливостей та конструктивних особливостей. Сформовано ряд технічних, організаційних заходів щодо підвищення ефективності роботи противикидного обладнання, комплексне застосування яких забезпечить надійну та безаварійну роботу в процесі ремонту свердловин.

Проведені технологічні та проектні розрахунки колтюбінгового обладнання, що використовується при ремонті свердловини.

Наведено положення з монтажу та експлуатації колтюбінгової установки під час ремонту свердловини..

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Катеринчук П.О., Мінчукова Н.Ф., Римчук Д.В., Цибулько С.В. Фонтанна та газова безпека в нафтогазовій галузі. Навчальний посібник навчальної дисципліни - Х: «ПЛАНЕТА-ПРИНТ», 2022 – 648 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., 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.
5. Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин. П.О. Катеринчук, Д.В. Римчук, С.В. Цибулько, О.Л. Шудрик – Х.: Пром-Арт, 2018. – 608 с.
6. Паспорт на установку колтюбінгову МК 20.
7. Полінник М.М. Колтюбінг в нафтогазовидобуванні: Довідник – навчальний посібник. / М.М. Полінник, В.М. Ясюк, Р.С. Яремійчук – Львів: Центр Європи, 2014. – 336 с
8. 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
9. СОУ 11.2-00135390-080:2011 – Облаштування нафтових і газових свердловин устьовим і противикидним обладнанням.
10. Федорович Я. Т. Нафтогазопромислові машини і комплекси. Навчальний посібник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. 218 с.
11. Федорович Я.Т., Джус А.П. Машини та обладнання для видобутку нафти і газу. Практикум – Івано-Франківськ: Факел, 2021. – 132 с