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

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

До захисту

Завідувач кафедри
Во. директора ННІНГ
_____ С. Савчик

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: Дослідження процесу видобування вуглеводнів удосконаленою штанговою свердловинною насосною установкою

Пояснювальна записка

Керівник
Д.т.н., професор Гошовський С.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ
_____
підпис, дата

Виконавець роботи
Бадула Владислав Борисович
студент, ПІБ
група 602-МН
_____
підпис, дата

Консультант за 1 розділом
к.т.н, доц. Шестопалюк Т.М.
_____
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом
к.т.н. Савчук В.М.
_____
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом
к.т.н. Савчук В.М.
_____
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом
к.т.н. доц. Чижмотрєєва О.В
_____
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 23.12.2025 р.

Полтава, 2025

АНОТАЦІЯ

В магістерській роботі на тему “ Дослідження процесу видобування вуглеводнів удосконаленою штанговою свердловинною насосною установкою ” розроблені наступні розділи:

1. У розділі “Вибір та опис технологічного обладнання” проведено вибір та інформаційний огляд відомих верстатів-качалок різних конструкцій. Проаналізовані штангові свердловинні насосні установки, вибрано верстат-качалка, описана його конструкція, переваги і недоліки. Проаналізована блок-схема та конструктивні особливості устаткування штангової свердловинної насосної установки.

2. В розділі “Опис технічної пропозиції” проведено обґрунтування доцільності та економічної ефективності введення запропонованих технічних рішень з розробки схеми свердловинного устаткування для виробки запасів вуглеводнів.

3. В розділі “Дослідно-конструкторська робота” розроблена нова вимірювальна схема приладу для дослідження кінематики плунжера штангового насоса, проведено експериментальні дослідження кінематики плунжера штангового насоса в свердловині.

4. В розділі “Розрахунки працездатності” проведено розрахунки працездатності обладнання штангової свердловинної насосної установки з модернізованим обладнанням, розрахунок конструктивних елементів модернізованого свердловинного устаткування, розрахунок ступінчастих колон насосних штанг.

5. В розділі “Монтаж і експлуатація обладнання” розглянуто основний комплекс робіт з доставки та монтажу на об’єкті верстата-качалки, а також особливості проведення монтажу штангової свердловинної насосної установки в цілому та порядок дій під час монтажу верстатів-качалок; підготовку обладнання до запуску. За даними експлуатації було розглянуто типовий процес ремонту, проаналізовано деталі, які необхідно зміцнювати та виконані розрахунки режимів різання та обробки поверхні поршня. Здійснено аналіз небезпечних і шкідливих факторів та умов праці в процесі проведення експлуатації нафтової свердловини за допомогою штангової свердловинної насосної установки, описана техніка безпеки при монтажі та експлуатації верстатів-качалок.

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій
Освітньо-кваліфікаційний рівень: *Магістр*
Спеціальність *185 Нафтогазова інженерія та технології*
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри НГІТ
В.О. ЗАВІДУВАЧА НАУКИ
_____ Є. Савчик
"__" _____ 20__ року

З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Бадула Владислав Борисович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Дослідження процесу видобування вуглеводнів удосконаленою штанговою свердловинною насосною установкою

Керівник роботи д.т.н., професор Гошовський Сергій Володимирович
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджена наказом закладу вищої освіти від "09" 08 2024 року №818-Ф,2

2. Строк подання студентом роботи 27.12. 2024 року
3. Вихідні дані до роботи маркова-перекісна нітенерація нафти, нафтові зв'язки, фінансові зв'язки, експлуатаційні карточки свердловин

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
1 Вибір та опис технологічного обладнання: 1.1 Розрахунок та вибір основного технологічного обладнання. 1.2 Опис вибраного технологічного обладнання. 2 Опис технічної пропозиції: 2.1 Опис модернізованої конструкції. 2.2 Оцінка економічної ефективності. 3 Дослідно-конструкторська робота. 4 Розрахунки працездатності. 5 Монтаж і експлуатація обладнання: 5.1 Організаційно-технічні заходи з монтажу обладнання. 5.2 Експлуатація та ремонт обладнання. 5.3 Охорона праці при монтажі та експлуатації обладнання. Висновки. Список використаної літератури. Додатки

5. Перелік графічного матеріалу
У розділі "Вибір та опис технологічного обладнання" візуалізована блок-схема моєї конструктивної особливості: установлення штангової свердловинної насосної установки.

6. Дата видачі завдання 14.10.2024

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10-03.11
2	Експериментальна частина	04.11-24.11
3	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	25.11-15.12
4	Впровадження результатів досліджень	16.12-05.01
5	Оформлення та узгодження роботи	06.01-12.01
6	Попередні захисти робіт	13.01-17.01
7	Захист магістерської роботи	

Студент _____ Бадула В. Б.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Гончаренко С. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

Стор.

Вступ..... 5

1. Вибір та опис технологічного обладнання..... 7

1.1 Розрахунок та вибір основного технологічного обладнання..... 7

1.2 Характеристика аварій в нафтових та газових свердловинах..... 12

2. Опис технічної пропозиції..... 17

2.1 Опис модернізованої конструкції штангової свердловинної насосної установки..... 17

2.2 Оцінка економічної ефективності..... 22

3. Дослідно-конструкторська робота..... 27

3.1 Конструктивні особливості приладу для дослідження кінематики плунжера штангового насоса 27

3.2 Результати промислових випробувань приладу і досліджень роботи штангового насоса в свердловині..... 28

4. Розрахунки працездатності..... 35

4.1 Розрахунок конструктивних елементів модернізованого свердловинного устаткування 35

4.1.і Розрахунок штока..... 35

4.1.2 Розрахунок провушини штока..... 38

4.1.3 Розрахунок стяжних болтів 38

4.1.4 Розрахунок товщини стінки пневмоциліндра 39

4.1.5 Розрахунок кришки 40

4.1.6 Розрахунок пальця, що передає зусилля від штока на важіль..... 41

4.1.7 Розрахунок поперечного перерізу важеля..... 42

4.1.8 Розрахунок пальця, що передає зусилля від важеля на кронштейн.... 43

5. Монтаж і експлуатація обладнання..... 45

5.1 Організація робіт при монтажі та експлуатації обладнання..... 45

5.2 Експлуатація та ремонт обладнання 55
5.3 Охорона праці при монтажі та експлуатації обладнання..... 59
Висновки..... 65
Список використаної літератури 67

ВСТУП

Актуальність теми. Відомі різні конструкції верстатів-качалок: безбалансирні, балансирні, в тому числі з одноплечим балансиром, з пневматичним урівноваженням, з двохплечим балансиром. Загальним їх недоліком є висока трудомісткість операцій по управлінню дебітом свердловини, а також з проведення монтажу та ремонту верстатів-качалок, обумовлена використанням в їх конструкції громіздкого механічного редуктора і пасової передачі.

Недоліками відомих конструкцій установок є: її нестійкість, оскільки все обладнання монтується на траверсі, закріпленій на колоні НКТ; складна система обв'язки гідравлічних циліндрів, розміщених один над одним, що значно збільшує вертикальний габарит установки і ускладнює можливість її обслуговування.

Результати досліджень, які отримані в даній магістерській роботі, направлені на покращення штангових свердловинних насосних агрегатів, у зв'язку з чим є актуальними.

Мета роботи. Підвищення ефективності функціонування штангових свердловинних насосних установок на основі вибору раціонального розміщення елементів свердловинного устаткування.

Можливі результати, які очікуються при виконанні роботи. Вдосконалення дозволить зменшити металоємкість, спростити його обслуговування, забезпечити можливість оперативного регулювання довжини ходу плунжера штангового глибинного насоса, що, у свою чергу, підвищить довговічність роботи і продуктивність устаткування та видобуток вуглеводнів.

Об'єкт дослідження. Процеси, що відбуваються у внутрішньо свердловинному обладнанні штангової свердловинної насосної установки.

Предмет дослідження. Енергоефективне обладнання для видобування нафти шляхом раціонального розміщення елементів свердловинного устаткування.

Наукова новизна отриманих результатів.

- розроблена нова вимірювальна схема приладу для дослідження кінематики плунжера штангового насоса і глибинний прилад, який дозволяє вимірювати довжину ходу плунжера штангового свердловинного насоса і отримувати динамічні характеристики його руху в часі;

- показано, що сили в'язкого тертя в підйомнику менше впливають на динаміку роботи штанг і коефіцієнт корисної дії установки, ніж поздовжній згин штанговий колони, якого при використанні серійних насосів уникнути неможливо.

Апробація роботи. Основні положення магістерської роботи доповідались та обговорювались на 76-й науковій конференції професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», секція нафтогазова інженерія та технології, м. Полтава, 20.05.2024 р.

Структура й обсяг магістерської роботи.

Магістерська робота складається із вступу, п’яти розділів, загальних висновків, списку використаних літературних джерел, який містить 30 найменувань, додатків. Основна частина магістерської роботи викладена на 66 сторінках комп’ютерного набору і містить 8 рисунків і 7 таблиць. Повний обсяг магістерської роботи становить 69 сторінок.

1 ВИБІР ТА ОПИС ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

1.1 Розрахунок та вибір основного технологічного обладнання

В основу експлуатації свердловин штанговою свердловинною насосною установкою покладене використання об'ємного насоса, який спускається в свердловину, а приводиться в дію за допомогою приводу, що розташований на поверхні. Привод та свердловинний насос з'єднані за допомогою колони насосних штанг. Більше ніж 60 % діючого фонду свердловин експлуатується штанговою свердловинною насосною установкою [5]. Основними параметри даних установок є:

– подача пластової рідини, що піднімається в одиницю часу;

– напір, що створюється глибинним насосом, зумовлений глибиною підвіски свердловинного насоса з урахуванням підпору на його прийомі;

– коефіцієнт корисної дії штангової свердловинної насосної установки, який розраховується як відношення роботи привідного двигуна до корисної роботи установки з підйому пластової рідини;

– гідравлічний коефіцієнт корисної дії штангової свердловинної насосної установки, який розраховується як відношення корисного об'єму вуглеводневої сировини, який видобувається за один робочий цикл установки, до теоретичного об'єму;

– маса установки (мас підземного обладнання і надземної частини). Збільшення маси установок здорожує установку, ускладнює її обслуговування й ремонт.

Раціональна галузь застосування штангової свердловинної насосної установки обмежена подачею до 65 $м^3$/добу і глибинами підвісок до 2000 м. В окремих випадках штангові свердловинні насосні установки можуть використовувати з підвісками насосів до 3500 м, а в неглибоких свердловинах – із дебітами до 200-300 $м^3$/добу.

Застосовуваний свердловинний насос забезпечує:

- можливість видобування пластової рідини в об'ємі від одного до сотень кубічних метрів за добу при прийнятних енергетичних витратах;

- можливість проведення простого обслуговування і ремонту в промислових умовах;

- невеликий вплив фізико-хімічних властивостей рідини на роботу установки.

Штангова свердловинна установка складається з привода, гирлового устаткування, колон насосних штанг та насосно-компресорних труб, штангового свердловинного насоса й допоміжного підземного устаткування (рис. 1.1). В окремих випадках будь-який із перерахованих елементів може бути відсутнім, тоді його функцію виконують інші елементи ШСНУ [5].

Привод застосовується для перетворення енергії двигуна в механічну енергію колони насосних штанг, які рухаються поступально і представляє собою стрижень, що складається з окремих штанг, з'єднаних одна з одною різьбовими з'єднаннями. Колона насосних штанг передає механічну енергію від привода до штангового свердловинного насоса.

Плунжерний свердловинний насос перетворює механічну енергію штанг та плунжера в механічну енергію пластової рідини, яка відсмоктується.

Забезпечення утримання у висячому положенні циліндра свердловинного насоса здійснює колона насосно-компресорних труб, яка також служить каналом для підйому відкачуваної пластової рідини.

Гирлове устаткування герметизує внутрішню порожнину колони насосно-компресорних труб, а також її з'єднання з нафтопромисловим колектором та фіксує верх колони насосно-компресорних труб.

Залежно від особливостей кожної свердловини встановлюється допоміжне підземне устаткування, в комплект якого входять: якір, що фіксує низ колони НКТ відносно експлуатаційної колони, газові й піскові якорі для відділення з пластової рідини, газу і піску, іноді клапани-відсікачі.



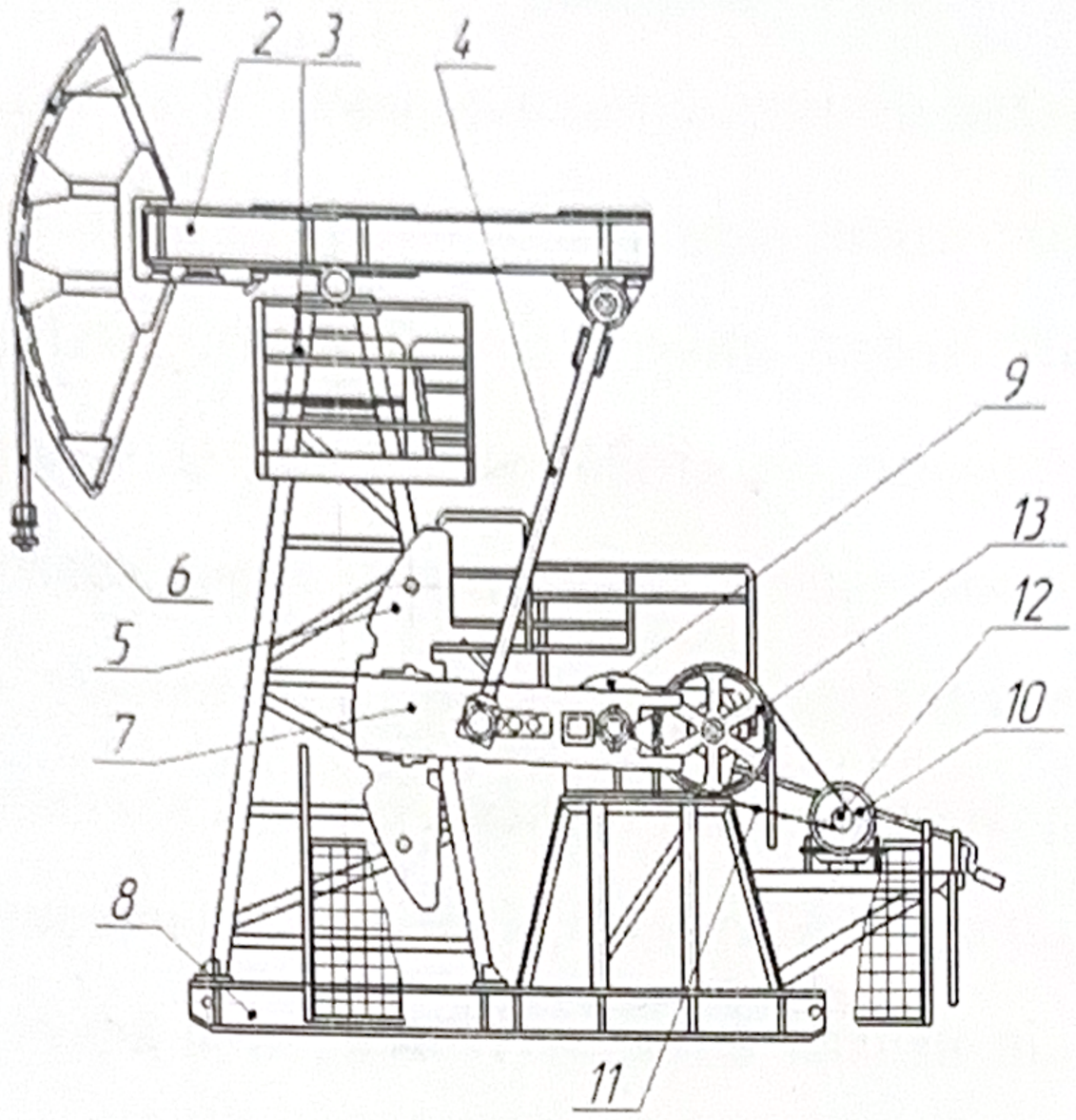
Рисунок 1.1 – Блок-схема штангової свердловинної насосної установки

Колона насосних штанг може бути порожнистою для використання її внутрішньої порожнина як каналу для підйому пластової рідини, або як каналу для подачі хімічних реагентів.

Розглянемо окремі елементи установки на прикладі штангової свердловинної насосної установки з балансирним двоплечим верстатом-качалкою. Привід установки забезпечує вертикальне зворотно-поступальне переміщення верхньої точки колони штанг.

Верстат-качалка – балансирний, індивідуальний механічний привід штангового свердловинного насоса, використовується в холодному й помірному мікрокліматичних районах [5].

Основними вузлами верстата-качалки (рис. 1.2) є рама, стійка та балансир з поворотною головкою, траверса з шатунами, які шарнірно підвішені до балансира, редуктор з кривошипами й противагами, що комплектується набором змінних шківів для зміни частоти коливань. Установка електродвигуна на поворотних салазках дозволяє швидку заміну і натяг пасів.



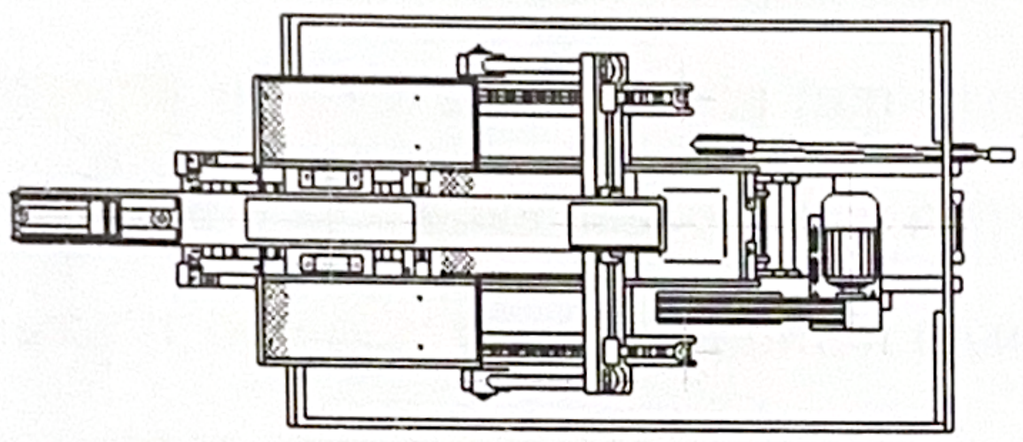


Рисунок 1.2 – Верстат-качалка:

1 – головка балансира; 2 – балансир; 3 – стійка; 4 – шатун; 5 – противага;

6 – канат; 7 – кривошип; 8 – рама; 9 – редуктор; 10 – електродвигун;

11 – паси; 12 – шків електродвигуна; 13 – шків редуктора

Підвіска призначена для з′єднання гирлового штока з приводом штангового свердловинного насоса. Вона також дозволяє досліджувати свердловини за допомогою гідравлічного динамографа й регулювати встановлення плунжера в циліндрі насоса. Для з′єднання гирлового сальника з насосними штангами використовуються штангові муфти. Колона збирається з окремих штанг довжиною 8 м, діаметром 16-25 мм, які з'єднуються між собою за допомогою різьбових муфт.

Колона насосно-компресорних труб збирається з окремих труб довжиною 8-11 м та діаметром 38-102 мм за допомогою муфт.

Штанговий свердловинний насос – це насос одинарної дії. При роботі

штангової свердловинної насосної установки енергія від електродвигуна передається через редуктор до кривошипно-шатунного механізму, де проходить перетворення обертального руху вихідного вала редуктора через балансир із голівкою в зворотно-поступальний рух колони штанг. При цьому плунжер, який з'єднаний із колоною штанг, також робить зворотно-поступальний рух [5].

При ході плунжера вверх нагнітальний клапан закритий тиском рідини, яка знаходиться над плунжером, і рухається по колоні насосно-компресорних труб нагору – відбувається її відкачування. Одночасно всмоктувальний клапан відкритий і рідина заповнює об'єм циліндра насоса під плунжером.

При ході плунжера вниз всмоктувальний клапан під дією тиску стовпа рідини закривається, а нагнітальний клапан відкривається, завдяки чому рідина перетікає в надплунжерний простір циліндра та піднімається на поверхню, де через боковий відвід гирлового сальника надходить у промисловий колектор.

Вибір обладнання для ремонту експлуатаційної колони труб здійснюється шляхом підбору обладнання, що відповідає існуючим технічним умовам на свердловинні.

Вибір установки для проведення капітального ремонту виконується шляхом підбору в залежності від максимального навантаження. Розрахунок максимального навантаження здійснюємо за формулою 1.1 [55].

$$Q = L \cdot q \cdot k \qquad (1.1)$$

де Q – максимальне навантаження, Н;

q – вага погонного метра насосно-компресорних труб, м;

k – коефіцієнт запасу міцності.

$$Q = 42000 \cdot 13{,}1 \cdot 1{,}3 = 679600 \text{ кг}$$

Відповідно до проведених розрахунків для спуску обладнання для проведення ловильних робіт вибираємо установку КОРО1–80. Технічні характеристики установки наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Технічна характеристика агрегату КОРО1-80

Номінальна вантажопідйомність на гаку, кН	800
Потужність приводу навісного обладнання, кВт	420
Висота вишки, м	30
Висота робочої площадки, м	3,75
Прохідний отвір стола ротору, мм	360
Найбільший тиск насосу, МПа	16
Швидкість пересування підйомної установки, км/ч	30
Маса комплексу, т	108

Установка КОРО1-80 призначена для:

- спуско-підйомних операцій з насосно-компресорними та бурильними трубами;

- фрезерування та райберування при ловильних роботах;

- нагнітання технологічних рідин в свердловини при їх освоєнні та капітальному ремонті.

Комплекс складається з самохідної підйомної установки та наступних пересувних блоків: робочого майданчика, приймальних містків, насосного блока, противикидного обладнання, пересувної дизельної електростанції та інструментального візка.

Для установки підйомної установки застосовується шасі автомобіля МАЗ-537. Сама установка складається з наступних основних вузлів: лебідки (однобарабанна, оснащена механізмами проти затягування талевого блока), вишки (телескопічна, двохсекційна ферменної конструкції з відкритою передньою граню), талевої системи, трансмісії, гідросистеми та системи управління [55].

1.2 Характеристика аварій в нафтових та газових свердловинах

У наш час до основних напрямків збільшення видобутку нафти і газу

відносяться:

- впровадження ефективних технологічних процесів підвищення нафтовіддачі пластів;

- підтримання фонду видобувних свердловин проведенням попереджувальних заходів і поповненням діючого фонду за рахунок введення в експлуатацію нових свердловин.

- прискорення та зниження вартості ремонту аварійних свердловин, оскільки більшість родовищ України вступають у пізню стадію розробки, а це обумовлено обводненням пластів та щорічним ростом кількості ремонтних робіт.

Збільшення кількості капітальних ремонтів свердловин також обумовлено складними умовами експлуатації та ремонтних робіт в похило-направлених свердловинах.

В прискоренні проведення ремонтних робіт у свердловинах, в зниженні їх вартості важлива роль належить впровадженню нових, високоефективних конструкцій ремонтної техніки, вдосконаленню та підвищенню ефективності інструменту та пристроїв, що використовуються в процесі проведення робіт.

Аварії в нафтових і газових свердловинах – це припинення технологічних процесів видобутку нафти і газу, що викликане поломками колони насосно-компресорних труб, залишенням на вибої насосних штанг, пристроїв, замків, пакерів та іншого технологічного обладнання [8].

Класифікація видів аварій при експлуатації свердловин наступна.

1) Прихвати колони насосно-компресорних труб.

2) Прихвати колони бурильних труб, які використовуються при капітальному ремонті свердловин, у тому числі при зарізанні та бурінні другого ствола.

3) Поломка бурильних труб, які використовуються при капітальному ремонті свердловин.

4) Поломка (падіння) насосно-компресорних труб.

5) Прихват або залишання у свердловині пакера.

6) Залишання у свердловині насосних штанг.

7) Залишання в свердловині штангового свердловинного насоса.

8) Залишання в свердловині приладів та пристроїв для дослідження свердловин та пластів, у тому числі і геофізичних приладів.

Співставлення видів аварій у видобувних свердловинах показує, що вони у більшості випадків ідентичні по характеру. Методи ліквідації цих аварій, а також підбор інструменту принципової різниці також не мають. Види інструментів, які використовуються складають єдиний типорозмірний ряд згідно відповідних стандартів. Аналіз всіх даних, у тому числі даних обстеження свердловини, що характеризують аварії, обов'язкове при складанні плану усунення аварії та виборі необхідного інструменту [8].

Ефективність способу або технологічного процесу можна визначити найменшою кількістю аварій чи ускладнень, як показує промисловий досвід.

Однією з головних проблем при експлуатації родовищ штанговими свердловинними насосними установками є відвертання штанг і насосно-компресорних труб, що є серйозними аваріями, на ліквідацію яких потрібні великі матеріальні і трудовитрати. Дана проблема позначилася з самого початку застосування установок, коли глибина свердловин і технологічно обумовлена кривизна свердловин були невеликі. Але на цій стадії ще вдавалося вирішувати проблему збільшенням моменту закручування штанг і труб, часто порушуючи вимоги документів. В останні десятиліття ситуація погіршилася, тому що через недосконаліть технології буріння в складних геологічних умовах свердловини найчастіше мають просторовий профіль, а це є однією з причин виникнення крутного моменту в штангах і трубах. Одночасно, аналіз інклінометрчних даних по більшій кількості свердловин не показав однозначного зв'язку між ними і частотою відвертань. Іншою причиною виникнення крутного моменту, очевидно, є «ефект Лубинського», детально проаналізований в роботі [17]. У зв'язку з використанням штангових насосів, виконаних за стандартами АНІ, можлива поява великого стискаючого зусилля і спірального вигину нижньої частини колони штанг при ході вниз і, відповідно,

крутного моменту, так як в таких насосах закладені посадки зі значно меншими зазорами між плунжером і циліндром.

Останній фактор може бути переведений в розряд істотних тільки після інструментальних досліджень на діючих свердловинах, так як раніше проведені дослідження [32] установок не показали наявності великих стискаючих зусиль. Правда, ці свердловини видобували легку нафту з малою кількістю механічних домішок.

Таким чином, можна констатувати багатофакторність появи крутного моменту в колонах штанг і труб, а наявність його в поєднанні з вібрацією колони і відповідним зменшенням коефіцієнта тертя в різьбі і на торцевих поверхнях є достатніми для відвертання штанг.

Вирішувати проблему відвертань можна одним з трьох способів:

- виключити можливість появи крутного моменту;

- забезпечити момент тертя в різьбових з'єднаннях (в різьбі плюс на торцевих поверхнях) більший, ніж крутний момент;

- виключити або мінімізувати дію крутного моменту на різьбове з'єднання.

Аналіз даних способів показав, перший шлях є малоперспективним і через багатофакторність появи крутного моменту в штангах та трубах, і через неможливість відмовитися від складних профілів свердловин, що диктуються екологічними, технологічними і економічними вимогами.

Другий шлях практично вичерпав свої можливості, так як вже досягнута межа моменту загвинчування за керівними документами, що регламентована умовою рівноміцності витків різьби з найбільш послабленими елементами штанги для застосовуваних конструкцій колон штанг.

Найбільш перспективним як з позиції техніко-технологічної реалізованості, так і універсальності, є третій шлях. Якщо колону штанг зібрати з використанням шарнірних з'єднань, то крутний момент, що діє на різьбове з'єднання, буде дорівнює лише моменту тертя в даному шарнірному з'єднанні. При розробці конструкції шарнірних з'єднань враховуються габаритні

обмеження, які накладаються на внутрішній діаметр насосно-компресорних труб, вимога мінімізації гідравлічних опорів руху відкачуваного флюїду, а також результати досліджень залежності сил тертя муфт до насосно-компресорних труб в разі жолобоутворення [23].

Висновки

Проаналізована блок-схема та конструктивні особливості устаткування штангової свердловинної насосної установки. На основі проведених розрахунків найбільшого навантаження, яке буде діяти на підйомний комплекс агрегату в процесі спуску обладнання для проведення ловильних робіт, вибрана установка КОРО1–80, подана її технічна характеристика.

Розглянуті характеристики аварій в нафтових та газових свердловинах й способи їх усунення, особливо зверталась на обриви насосних штанг та насосно-компресорних труб.

2 ОПИС ТЕХНІЧНОЇ ПРОПОЗИЦІЇ

2.1 Опис модернізованої конструкції штангової свердловинної насосної установки

Видобування нафти з допомогою штангових насосних установок є найпоширенішим. Штангова насосна установка складається з верстата-качалки, устьового сальника, колони насосних штанг і насосно-компресорних труб, вставного або невставного свердловинного насоса. Для закріплення в колоні насосно-компресорних труб вставного насоса, який опускається на колоні штанг, застосовують замкову опору. Циліндри невставних насосів опускають у свердловину на кінці колони НКТ, а плунжер на кінці колони насосних штанг. Широкий спектр застосування штангових насосних установок зумовлює актуальність робіт, спрямованих на підвищення їх ефективності.

Аналіз численних конструкцій приводів штангових свердловинних насосних установок (ШСНУ), що з'явились на промислах за останні 20 років, свідчить, що основною тенденцією їх розвитку є, насамперед, збільшення довжини ходу точки підвіски штанг. Крім того, проводиться пошук таких кінематичних схем та конструкцій зрівноважуючих пристроїв, які дозволили зменшити габарити (а, відповідно, і масу) привода, зменшити зусилля, що діють на фундамент, підвищити надійність привода.

Вдосконалення установок супроводжується збільшенням кількості конструкцій, в яких використовується об'ємний гідропривод, що обумовлено його високою енергоємністю та простотою перетворення обертового руху високооборотного двигуна в повільний зворотно-поступальний рух підвісу штанг. Відома гідроприводна штангова глибинонасосна установка [56], що містить свердловинний насос, гідравлічні циліндри розміщені один над одним, нижній з яких встановлено на траверсі, закріпленій на колоні насосно-

компресорних труб (НКТ), резервуар для рідини, гідравлічні лінії і розподільник.

Недоліком відомої конструкції установки є: її нестійкість, оскільки все обладнання монтується на траверсі, закріпленій на колоні НКТ; складна система обв'язки гідравлічних циліндрів, розміщених один над одним, що значно збільшує вертикальний габарит установки і ускладнює можливість її обслуговування.

Є також конструкція штангової насосної установки (ШНУ) з гнучким зв'язком колони штанг з колоною НКТ [56], що містить раму, яку монтують на гирлі свердловини, траверсу, у середній частині якої приєднано колону НКТ, два паралельно розташовані силові гідравлічні циліндри, з'єднані з траверсою, гідравлічні лінії і розподільник.

Недоліком відомої установки є: кінематична складність взаємодії обладнання; недостатня довговічність гнучкої зв'язки, необхідність періодичного змащування пар тертя.

Виходячи з вищезгаданого, завданням подальших досліджень є створення штангової насосної установки, конструкція якої поєднувала б позитивні якості всіх відомих пристроїв.

В основу розробки нової конструкції поставлено завдання створення свердловинного устаткування для вилучення запасів вуглеводнів шляхом раціонального розміщення елементів обладнання, що дозволить зменшити металоємкість, спростити його обслуговування, забезпечити можливість оперативного регулювання довжини ходу плунжера штангового глибинного насоса, що, у свою чергу, підвищить довговічність роботи і продуктивність устаткування та видобуток вуглеводнів.

Поставлене завдання вирішується тим, що у свердловинному устаткуванні для вилучення запасів вуглеводнів, що містить раму, яку монтують на гирлі свердловини з траверсою, в середній частині якої через гирловий полірований шток закріплено колону насосних штанг, глибинний штанговий насос, колону

НКТ, два силових гідравлічних циліндри, розподілювач у вигляді чотириполюсника, резервуар для рідини і нагнітальні та скидові гідравлічні лінії, раму виконано у виді вертикальних стояків з направляючими рейками, які з'єднано між собою траверсою з можливістю її вертикального переміщення, вертикальні стояки з направляючими рейками обладнано кінцевими перемикачами, силові гідравлічні циліндри виконано у вигляді гідравлічних колон і з'єднано з траверсою симетрично по обидва боки від гирла свердловини, а протилежні кінці гідравлічних колон упираються в опорні плити, розподілювач гідравлічними лініями з'єднано з гідравлічними колонами, а електричними лініями через пульт керування з кінцевими перемикачами, встановленими на вертикальних стояках з направляючими рейками.

На рис. 2.1 зображено принципову схему свердловинного устаткування для вилучення запасів вуглеводнів. Свердловинне устаткування для вилучення запасів вуглеводнів містить раму, яку монтують над гирлом свердловини. Рама має вертикальні стояки 1 з направляючими рейками, які встановлюють по обидва боки від гирла свердловини. Вертикальні стояки 1 з направляючими рейками з'єднують траверсою 2 з можливістю її вертикального переміщення. У середній частині траверси 2 закріплено гирловий полірований шток 3. Гирловий полірований шток 3 через колону насосних штанг 4 з'єднують з штанговим глибинним насосом (ШГН) 5, який опускають в експлуатаційну колону 6 на колоні НКТ 7. Вертикальні стояки 1 з направляючими рейками обладнано кінцевими перемикачами 8, які дають змогу оперативно виконувати зміну довжини ходу плунжера (довжину переміщення траверси 2). Симетрично по обидва боки від гирла свердловини між вертикальними стояками 1 і гирлом свердловини під траверсою 2 встановлюють силові гідравлічні циліндри, виконані у виді гідравлічних колон 9, які з'єднують штоками з траверсою 2.

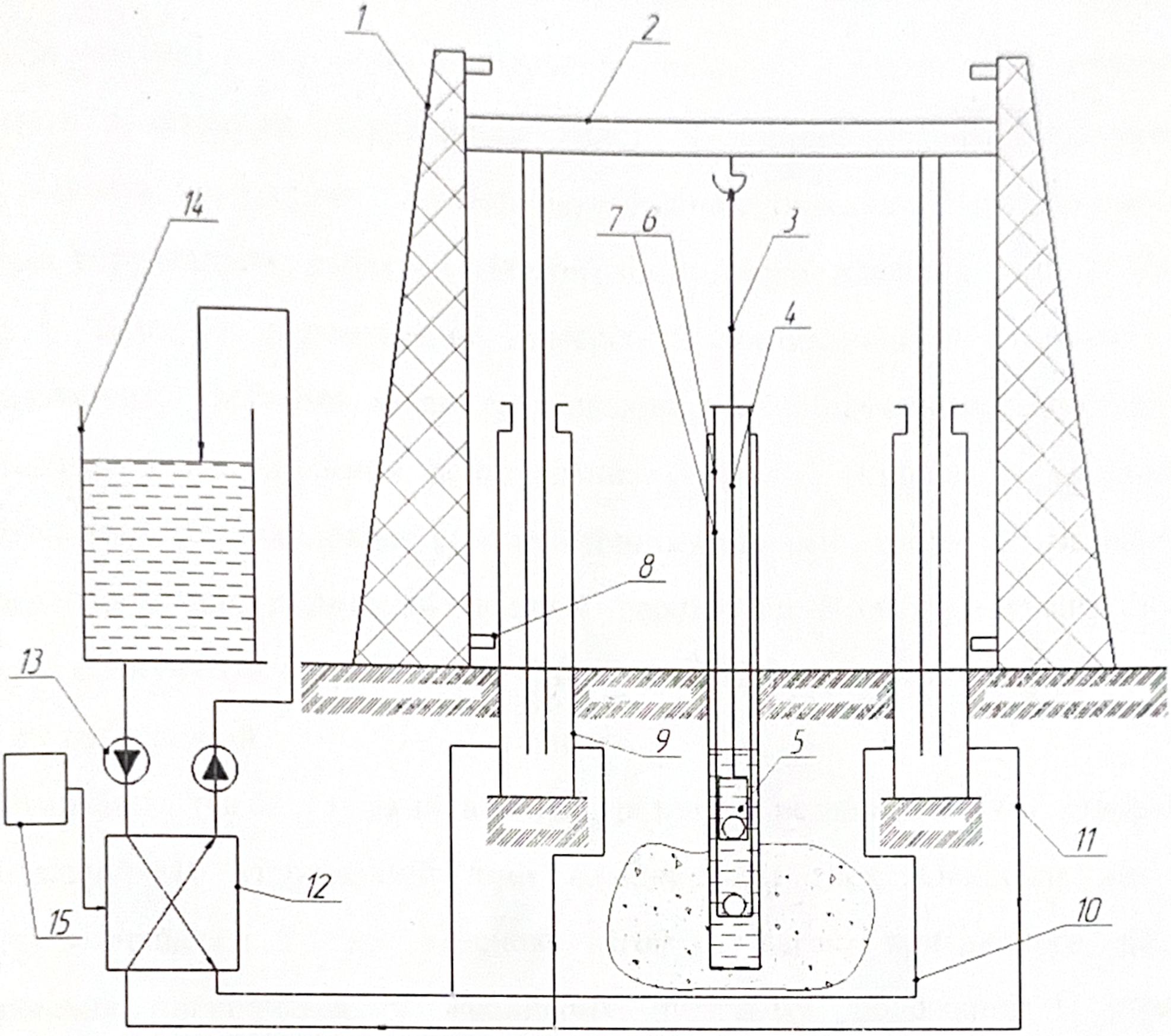


Рисунок 2.1 – Принципова схема свердловинного устаткування для виробки запасів вуглеводнів

Гідравлічні колони 9 залежно від довжини вертикальних стояків 1 з направляючими рейками і максимальної довжини ходу плунжера ШГН 5 встановлюють на опорні плити на поверхні або у заглибленнях (шахтах, приямках), які попередньо облаштовують біля гирла свердловини. Гідравлічні колони 9 за допомогою нагнітальної 10 і скидової 11 гідравлічних ліній через розподільник 12 сполучають з насосом 13 і резервуаром для рідини 14. Кінцеві перемикачі 8 електричними лініями (умовно не показані) з'єднують з пультом керування 15, який керує роботою розподільника 12.

Свердловинне устаткування для виробки запасів вуглеводів працює так. В експлуатаційну колону 6 і НКТ 7 на колоні штанг 4 опускають ШГН 5. Колону штанг 4 обладнують гирловим полірованим штоком 3. Траверсу 2

встановлюють у направляючі рейки вертикальних стояків 1 і з'єднують у середній частині з гирловим полірованим штоком 3. Одночасно траверсу 2 з'єднують з штоками гідравлічних колон 9. Кінцевими перемикачами 8 встановлюють необхідний діапазон переміщення траверси 2 направляючими рейками вертикальних стояків 1 залежно від потрібної довжини ходу плунжера ШГН 5. Діапазон переміщення траверси 2 вертикальними стояками 1 з направляючими рейками може встановлюватись кінцевими перемикачами 8 довільно в межах довжини вертикальних стояків 1. Гідравлічні колони 9 нагнітальною 10 і скидовою 11 гідравлічними лініями з'єднують з насосом 13 і резервуаром для рідини 14. Кінцеві перемикачі 8 електричними лініями з'єднують з пультом керування 15. Виконують обв'язку гирла свердловини для відбору вуглеводнів.

Вмикають насос 13, який відбирає рідину з резервуара 14 і створює в нагнітальній 10 гідравлічній лінії надлишковий тиск. Оскільки під час монтажу траверса 2 під власною вагою і вагою приєднаного до неї обладнання знаходиться у крайньому нижньому положенні і утримує ввімкненими нижні кінцеві перемикачі 8, то після вмикання струму з пульта керування 15 на розподільник 12 надходить сигнал і відкривається нагнітальна 10 гідравлічна лінія. При цьому рідина створює надлишковий тиск у гідравлічних колонах 9. Штоки гідравлічних колон 9 переміщаються угору, створюють тиск на траверсу 2 і піднімають її, переміщаючи угору направляючими рейками вертикальних стояків 1.

Одночасно вертикальне переміщення траверси 2 угору передає цей рух через гирловий полірований шток 3 колоні насосних штанг 4 і плунжеру ШГН 5. Відбувається всмоктування вуглеводнів у циліндр ШГН 5 через всмоктувальний клапан. Рух траверси 2 і всмоктування вуглеводнів у циліндр ШГН 5 відбувається до моменту досягнення траверсою 2 верхніх кінцевих перемикачів 8, встановлених на вертикальних стояках 1 з направляючими рейками. Вмикання траверсою 2 верхніх кінцевих перемикачів 8 подає електричний сигнал на пульт керування 15. З пульта керування 15 сигнал

подається на розподільник 12, який перекриває нагнітальну 10 гідравлічну лінію і відкриває скидову 11 гідравлічну лінію. Тиск у гідравлічних колонах 9 стравлюється, і рідина з них скидовою 11 гідравлічною лінією перетікає у резервуар для рідини 14.

Скидання тиску в гідравлічних колонах 9 і витікання рідини через скидову 11 гідравлічну лінію дозволяє траверсі 2 переміщатись вниз під власною вагою і вагою приєднаного до неї обладнання. При цьому вуглеводні, які заповнили циліндр ШГН 5, поступають в плунжер ШГН 5 через нагнітальний клапан. Для більш швидкого вивільнення скидової 11 гідравлічної лінії на неї може бути встановлено додатковий насос 13, який вмикається пультом керування 15 при відповідному положенні розподільника 12.

Після досягнення траверсою 2 нижніх кінцевих перемикачів 8 цикл роботи устаткування для виробки запасів вуглеводнів повторюється. Під час переміщення угору траверси 2 плунжер ШГН 5 рухається у тому ж напрямку. При цьому нагнітальний клапан плунжера ШГН 5 закритий і забезпечує піднімання на поверхню (видобуток) запасів вуглеводнів, а всмоктувальний клапан ШГН 5 відкритий і забезпечує заповнення вуглеводнями циліндра ШГН 5.

2.2 Оцінка економічної ефективності

Технічною задачею, яка вирішується при створенні модернізованої конструкції штангової свердловинної насосної установки, є її простота й надійність в експлуатації за рахунок зміни конструкції приводу штангового свердловинного насоса. Це дозволить зменшити металоємкість, спростити його обслуговування, забезпечити можливість оперативного регулювання довжини ходу плунжера штангового глибинного насоса, що, у свою чергу, підвищить довговічність роботи і продуктивність устаткування та видобуток вуглеводнів.

Для підтвердження доцільності модернізації проведемо розрахунки економії трудомісткості проведення технічного обслуговування. Проведемо

розрахунок ефективного фонду робочого часу:

$$T_{EФ} = \frac{T_Ф}{\frac{1}{t_{зм} k_{зм}} + Д_р}, год \qquad (2.1)$$

де: $T_Ф$ - річний фонд робочого часу.; $T_Ф$ = 365 днів;

$t_{зм}$ - тривалість зміни у машино-годинах ($t_{зм}$ = 12 годин);

$k_{зм}$ - коефіцієнт змінності роботи ($k_{зм}$ = 2);

$Д_р$ – простої у всіх видах технічного обслуговування та ремонту, які припадають на одну машино-годину роботи:

$$Д_р = \frac{\sum_{i=1}^{n} (dp_i + dn_i) \cdot a_i}{T_w}, \frac{маш - дн}{маш - год} \qquad (2.2)$$

де n – кількість видів технічних обслуговувань та ремонтів впродовж ремонтного циклу;

dn_i – тривалість надання у ремонт або технічне обслуговування і повернення назад: для технічного обслуговування, яке проводиться безпосередньо на місці експлуатації, dn_i = 0; для поточного ремонту dn_i = 10 днів, для капітального ремонту dn_i = 20 днів;

dp_i – тривалість заходження в i-му ремонті чи технічному обслуговуванні;

a_i – кількість ремонтів чи технічних обслуговувань за ремонтний цикл;

$Тц$ – час ремонтного циклу, год.

При розрахунку значень елементів, які входять у формулу (2.1), використовуємо дані таблиць 2.1 та 2.2.

Таблиця 2.1 – Технічне обслуговування та ремонт штангової свердловинної насосної установки до модернізації

Вид технічного обслуговування, ремонту	Періодичність виконання технічного обслуговування та ремонтів, мащ.-год	Кількість тех. обслуговувань в одному ремонтному циклі	Тривалість одного технічного обслуговування та ремонту, роб. днів	Трудомісткість виконання одного технічного обслуговування та ремонту, нормо-год.
ТО	1600	5	1	20
Поточний ремонт	3200	2	4	90
Капітальний ремонт	8000	1	8	600

Таблиця 2.2 – Технічне обслуговування та ремонт штангової свердловинної насосної установки після модернізації

Вид технічного обслуговування, ремонту	Періодичність виконання технічного обслуговування та ремонтів, мащ.-год	Кількість тех. обслуговувань в одному ремонтному циклі	Тривалість одного технічного обслуговування та ремонту, роб. днів	Трудомісткість виконання одного технічного обслуговування та ремонту, нормо-год.
ТО	2920	4	1	20
Поточний ремонт	5840	2	4	90
Капітальний ремонт	9600	1	8	600

Таким чином, простої для всіх видів технічного обслуговування і ремонту, віднесені до 1-ї машино-години роботи, дорівнюють.

$$Д_p^{AT} = \frac{5(1+0)+2(4+10)+(20+8)}{8000} = 0{,}007 \frac{маш-дн}{маш-год}$$

$$Д_p^{HT} = \frac{4(1+0)+2(4+10)+(20+8)}{9600} = 0{,}0063 \frac{маш-дн}{маш-год}$$

Тоді річний ефективний фонд роботи рівний:

до модернізації

$$T_{ЕФ}^{АТ} = \frac{365}{\frac{1}{12 \cdot 2} + 0{,}007} = 7500 год$$

після модернізації

$$T_{ЕФ}^{НТ} = \frac{365}{\frac{1}{12 \cdot 2} + 0{,}0063} = 7609 год$$

Економія трудомісткості проведення технічного обслуговування буде складати:

$$\Delta Tp = 7609 - 7500 = 109 \text{ год.}$$

Економія експлуатаційних витрат відбувається завдяки зменшенню витрат на проведення регламентних робіт, які розраховуємо за наступною формулою:

$$\Delta C^{ЕКСПЛ} = \lambda \sum_{1}^{n} \Delta Tp Cm_i m_i (1 + \frac{ЄСВ\%}{100}) k^{вик.мат} k^{н.в} \qquad (2.3)$$

де λ – коефіцієнт додаткової заробітної плати (приймаємо $\lambda = 1{,}25$);

ΔTp – економія трудомісткості проведення технічного обслуговування; згідно розрахунків $\Delta Tp = 109$ год.;

Cm_i – годинна тарифна ставка робітника *i*-го розряду, грн.;

m_i – кількість робітників *i*-го розряду в бригаді, чол.;

$ЄСВ\%$ – ставка єдиного соціального внеску, % (приймаємо для 52 класу небезпеки 38,52%);

$k^{вик.мат}$ – коефіцієнт використання матеріалів по заробітній платі, (приймаємо $k^{вик.мат} = 1{,}1$);

$k^{н.в}$ – коефіцієнт накладних витрат по заробітній платі основних робітників (приймаємо $k^{н.в} = 1{,}6$).

Згідно формули 2.3 економія експлуатаційних витрат складає

$$\Delta C^{ЕКСПЛ} = 1{,}25 \cdot 109 \cdot (1 \cdot 31{,}78 + 2 \cdot 26{,}85 + 1 \cdot 23{,}45) \cdot (1 + \frac{38{,}52}{100}) \cdot 1{,}1 \cdot 1{,}6 = 36183 \text{ грн.}$$

Висновки

В основу розробки нової конструкції штангової свердловинної насосної установки поставлено завдання створення свердловинного устаткування для вилучення запасів вуглеводнів шляхом раціонального розміщення елементів обладнання.

Поставлене завдання вирішується тим, що у свердловинному устаткуванні для вилучення запасів вуглеводнів, що містить раму, яку монтують на гирлі свердловини з траверсою, в середній частині якої через гирловий полірований шток закріплено колону насосних штанг, глибинний штанговий насос, колону насосно-компресорних труб, два силових гідравлічних циліндри, розподілювач у вигляді чотириполюсника, резервуар для рідини і нагнітальні та скидові гідравлічні лінії, раму виконано у виді вертикальних стояків з направляючими рейками, які з'єднано між собою траверсою з можливістю її вертикального переміщення, вертикальні стояки з направляючими рейками обладнано кінцевими перемикачами, силові гідравлічні циліндри виконано у вигляді гідравлічних колон і з'єднано з траверсою симетрично по обидва боки від гирла свердловини, а протилежні кінці гідравлічних колон упираються в опорні плити, розподілювач гідравлічними лініями з'єднано з гідравлічними колонами, а електричними лініями через пульт керування з кінцевими перемикачами, встановленими на вертикальних стояках з направляючими рейками.

Дане вдосконалення дозволить зменшити металоємкість, спростити його обслуговування, забезпечити можливість оперативного регулювання довжини ходу плунжера штангового глибинного насоса, що, у свою чергу, підвищить довговічність роботи і продуктивність устаткування та видобуток вуглеводнів. Економія експлуатаційних витрат складатиме 36183 грн.

3 ДОСЛІДНО-КОНСТРУКТОРСЬКА РОБОТА

3.1 Конструктивні особливості приладу для дослідження кінематики плунжера штангового насоса

Робочі параметри штангової насосної установки і надійність роботи її ланок визначаються чинними навантаженнями на нафтову колону, плунжер насоса і головку балансира верстата-качалки (CD). За існуючими в даний час методикам розрахунок і підбір обладнання штангової насосної установки проводиться за величинами екстремальних навантажень на балансир верстата-качалки. Якщо з числа змінних навантажень, що діють в підйомнику, залишити тільки інерційні, то отримаємо відомі формули І.М. Муравйова, І.А. Чарного, Мілса і ін. З отриманих даних випливає, що «зависання» штангової колони при середніх робочих параметрах насосних установок повинно виникати тільки при $n > (21 \dots 24)$ хв$^{-1}$. Як правило, розрахункові формули для визначення коефіцієнта подачі штангових установок дають завищені результати в порівнянні з фактичними. Середні коефіцієнтів подачі установок в різних НГВУ низькі, хоча закономірність їх розподілу практично однакова.

Аналізуючи невідповідність розрахункових і фактичних даних при розрахунку руху нафтових колон встановлено, що в розрахунках не враховуються сили тертя і поздовжній згин штангової колони. Для пояснення причин низького значення коефіцієнтів подачі установок і розробки рекомендації щодо збільшення продуктивності свердловин запропонований спосіб експериментального отримання графіків шляху і швидкості плунжера у вигляді функції кута повороту кривошипа верстата-качалки або функції часу.

Розроблена конструкція приладу для дослідження кінематики плунжера штангового насоса. Для передачі сигналу від глибинних датчиків положення плунжера в циліндрі насоса використовується електричний кабель. Сигнали, які йдуть по кабелю на поверхню, надходять в формувач імпульсів, потім в лічильник імпульсів в цифровий аналоговий перетворювач і, нарешті, передаються на реєструючий прилад (комп'ютер).

В якості первинних датчиків використовуються магніточутливі елементи, що спрацьовують в момент проходження повз них постійного магніту. Магніт жорстко закріплений на нижній штанзі так, щоб він, з одного боку, не заважав спуско-підйомним операціям штангової колони, з іншого – не заважав руху потоку рідини в трубі. Первинні датчики винесені із зони потоку рідини за проміжну захисну трубу з немагнітного матеріалу. Весь прилад укладений в кожух, який забезпечує збереження датчиків і їх комунікацій під час спуско-підйомних операцій в свердловині, а також жорсткий і міцний зв'язок між насосом і підйомником. У глибинному датчику передбачені два ланцюжки герконів, розташованих в два ряди, геометрично зміщених один відносно іншого в напрямку руху плунжера.

У кожному ланцюжку геркони включені паралельно. Відстань між герконами в кожному ланцюжку в приладі прийнято рівним 100 мм, а зміщення ланцюжків один щодо іншого – 25 мм.

3.2 Результати промислових випробувань приладу і досліджень роботи штангового насоса в свердловині

Основні вимоги до умов експерименту:

- свердловина повинна відноситися до числа вертикальних, щоб виключити вплив кривизни її стовбура на роботу насоса;

- газовий фактор повинен бути невеликим, щоб зменшити вплив попутного газу на заповнення циліндра насоса;

- умови експлуатації насоса в свердловині повинні бути напруженими, щоб за результатами досліджень можна було проаналізувати вплив різних чинників на його роботу.

Виходячи з цього для дослідження була обрана свердловина, нафта з якої відноситься до числа важких, парафінистих і сірчистих. Перед початком досліджень свердловина працювала з такими параметрами: насосно-компресорні труби діаметром 73 мм; комбінована колона штанг: перша ступінь

– діаметр штанг 25 мм, довжина штанг 264 м, друга ступінь – діаметр штанг 22 мм, довжина штанг 840 м, третя ступінь – діаметр штанг 25 мм, довжина штанг 80 м, четверта ступінь – діаметр штанг 22 мм, довжина штанг 8 м, п'ята ступінь – діаметр штанг 19 мм, довжина штанг 8 м; насос НН2Б-43 був встановлений на глибині 1200 м.

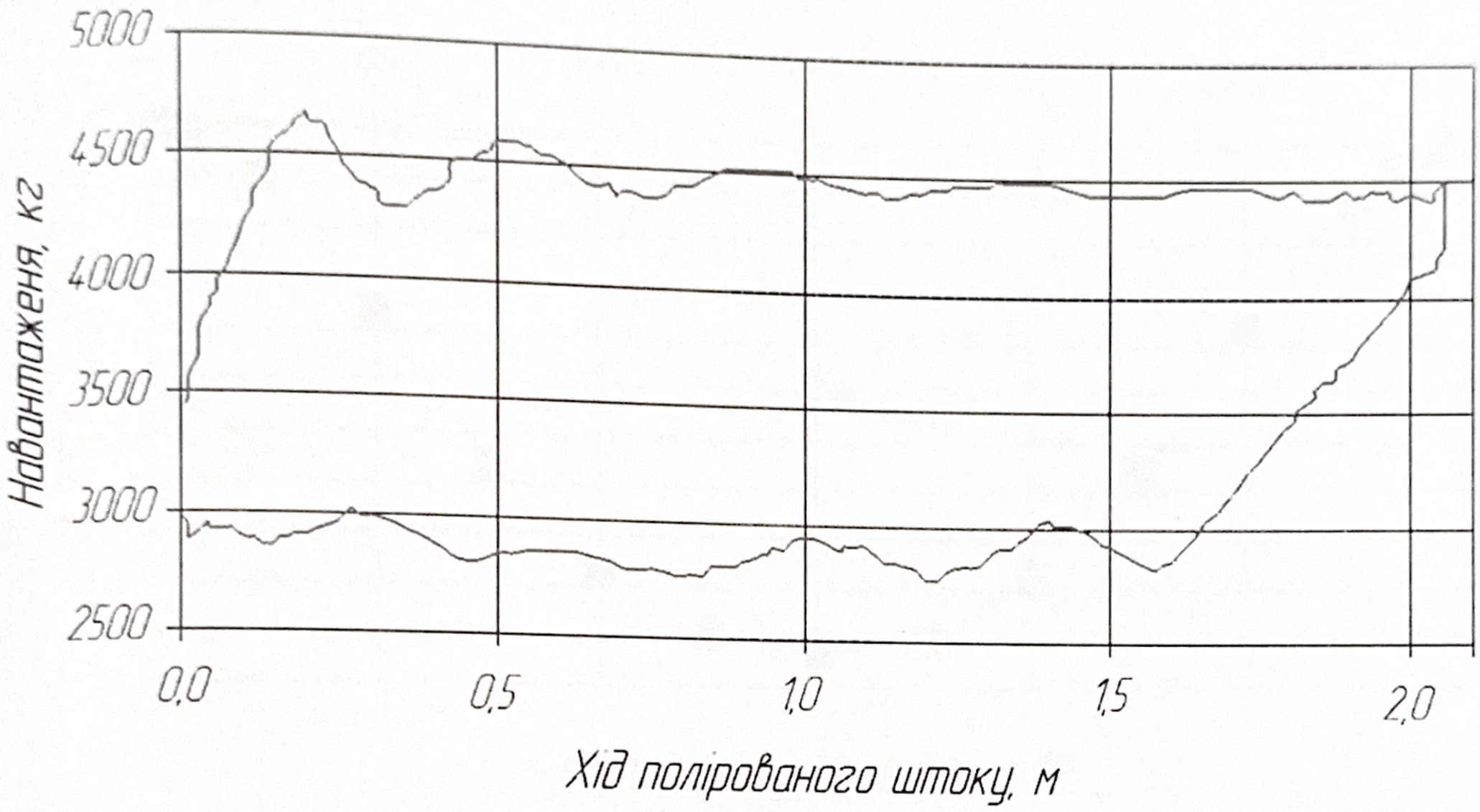


Рисунок 3.1 – Динамограма, яка знята на свердловині в період її дослідження точки підвісу штанг 2,05 м, число коливань балансира 3,5 в хвилину

На рис. 3.1 приведена динамограма, яка знята через 10 днів після безперервної роботи верстата-качалки, по якій можна судити, що глибинний насос працює задовільно, істотного впливу попутного газу на його заповнення не спостерігається. Дебіт свердловини по рідині склав 10,6 $м^3$/добу, обводненість – 62%, динамічний рівень 472 м. За результатами вимірів довжина ходу плунжера виявилася в межах 1,35 … 1,4 м., що відповідає коефіцієнту наповнення насоса 0,93 ... 0,96. Втрата довжини ходу плунжера склала 0,65 ... 0,7 м., а розрахункове значення пружної деформації штанг і труб 0,24 м. Залишок 0,41…0,46 м (63…66%), припадають на втрату довжини ходу через поздовжній згин штанг.

До початку другого циклу досліджень дебіт рідини свердловини становив 7,7 м^3/добу. На рис. 3.2 і 3.3 наведені графіки швидкості руху плунжера і точки підвісу штангової колони в функції кута повороту кривошипа, отримані в другому циклі досліджень.

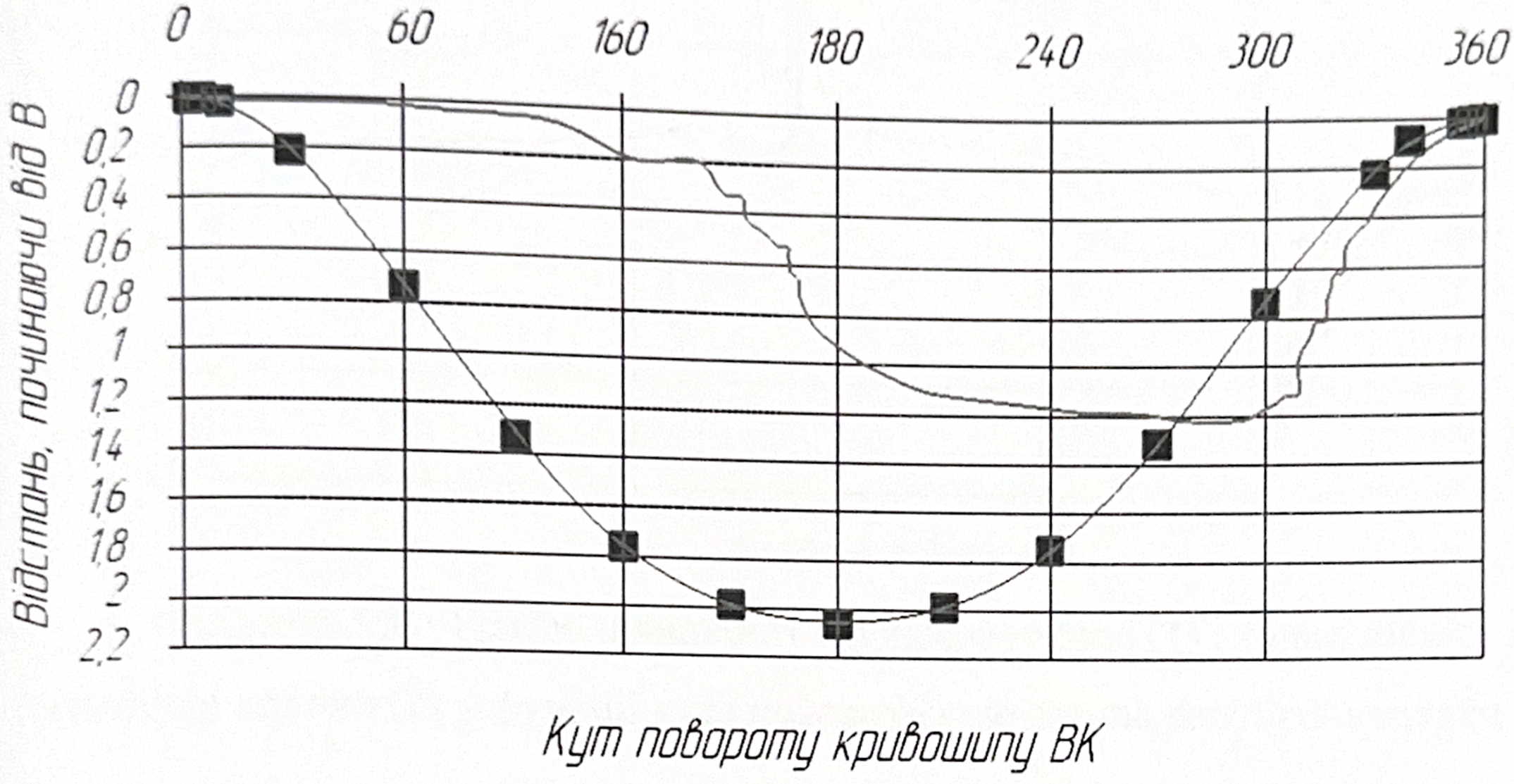


Рисунок 3.2 – Графік шляху плунжера насоса (1) і точки підвісу штангової колони (2) у функції кута повороту кривошипа верстата-качалки

Як видно з рис. 3.3, швидкість руху плунжера в кінці ходу вниз і вгору носить вкрай нерівномірний, пульсуючий характер. Максимальне значення швидкості у багато разів перевищує швидкість точки підвісу штангової колони. Різка зміна швидкості плунжера неминуче повинно привести до виникнення значних інерційних навантажень на штанги, труби і плунжер насоса. Однак на динамограмах, знятих в точці підвісу штангової колони, цього не виявляється. Причина – виникаючі динамічні навантаження діють тільки в нижній частині насосного підйомника і, поширюючись по колоні, вони загасають. У четвертому розділі проаналізовано ефективність застосування штангових насосів різних конструкцій, оцінено вплив в'язкості рідини на їх роботу і досвід роботи двухплунжерних насосів.

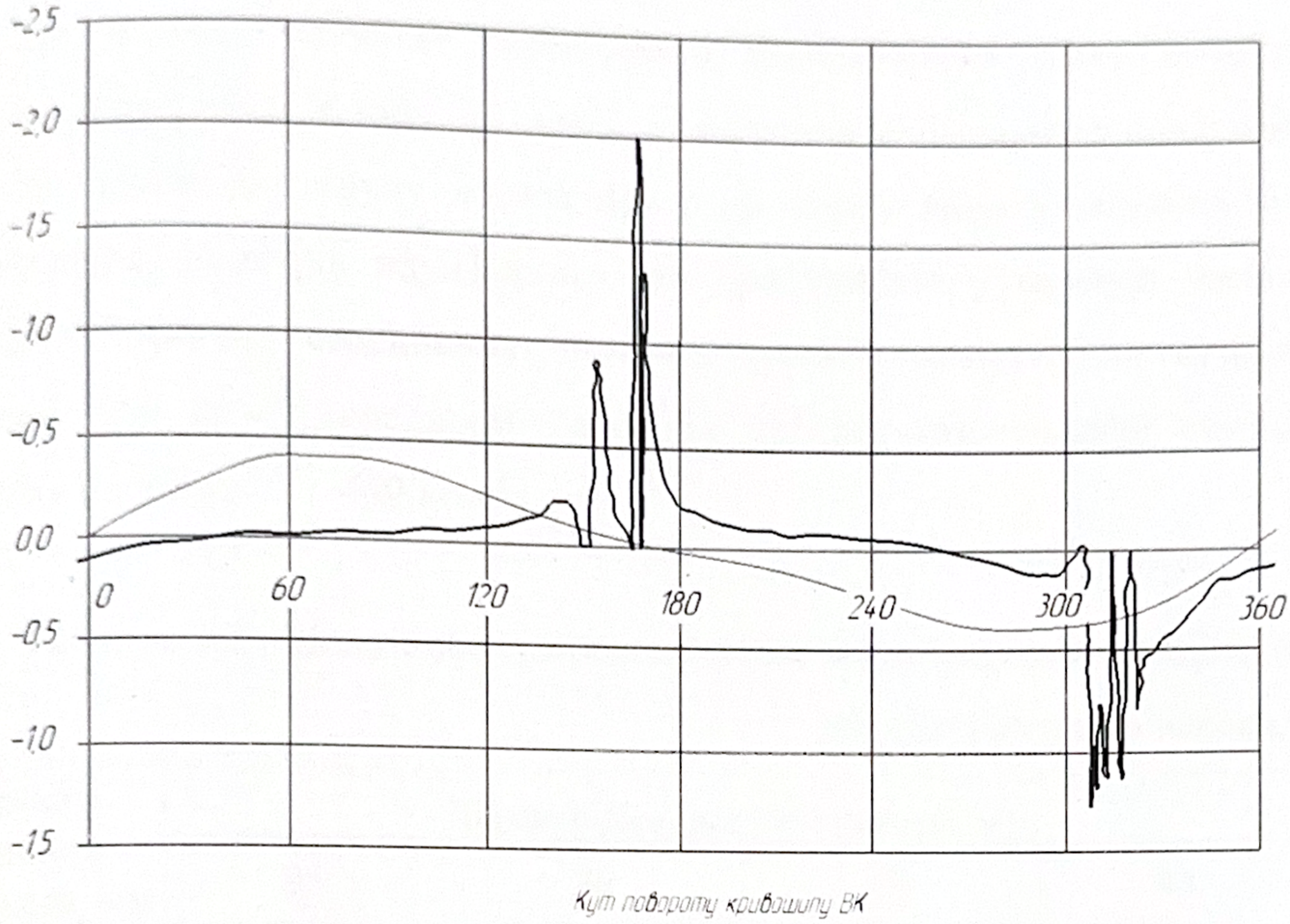


Рисунок 3.3 – Графік швидкості плунжера насоса (1) і точки підвісу штангової колони (2) у функції кута повороту кривошипа верстата-качалки

Основними причинами незадовільної роботи ШСНУ є зависання штанг при їх ході вниз і велика втрата ходу плунжером насоса через поздовжні деформації штангових колон.

Зависання штангових колон зазвичай пов'язують з умовами, коли відкачуються високов'язкі емульсійні нафти. Однак, сили в'язкого тертя в підйомнику роблять менший вплив на умови роботи штангової колони і ККД установки, ніж поздовжній згин колони. При використанні серійних насосів уникнути поздовжнього згину колони неможливо. Для цього необхідні насоси інших конструкцій. Найбільш ефективними в цьому плані є двохплунжерні штангові насоси.

Двохплунжерний насос складається зі звичайного серійного насоса і рухомого роздільника, діаметр якого більше діаметра плунжера працюючого насоса. Роздільник забезпечує додаткове зосереджене зусилля, що діє на нафтову колону, і яке забезпечується вагою рідини в насосно-компресорних

трубах. Це зусилля запобігає виникненню поздовжнього згину штангової колони при її русі вниз. У табл. 3.1 наведені значення мінімального додаткового зусилля на плунжерну групу насоса при ході штанг вниз в залежності від співвідношення діаметрів плунжерних пар при глибині установки насоса в свердловині 1500 м., середньому значенні густини газорідинної суміші в підйомнику 900 кг/м^3, середньому значенні густини газонафтової суміші в затрубному просторі 450 кг/м^3.

Таблиця 3.1 – Додаткове зусилля на штангову колону при використанні двохплунжерного насоса, кН

Діаметр меншого плунжера, мм	Діаметр більшого плунжера, мм.			
	95	70	57	44
32	41,6	20,2	11,6	4,7
44	36,9	15,4	6,8	-
57	30,0	8,6	-	-
70	21,4	-	-	-

Двохплунжерні насоси випробовувалися на родовищах нафтогазовидобувних управлінь. Нафти цих родовищ відносяться до малов'язких (3 ... 10 мПа*с). Газовий фактор досягає 200 і більше м^3/м^3. Для випробування двохплунжерних насосів підбиралися малодебітні свердловини з низьким коефіцієнтом подачі насосів.

Глибини підвіски двохплунжерних насосів в свердловинах, довжина ходу полірованого штока і число коливань балансира верстата-качалки всюди залишалися такими ж, як і при експлуатації свердловин трубними насосами НН-2. Як показали результати випробувань, коефіцієнти подачі насосних установок на всіх свердловинах підвищилися в 1,4…1,5 рази. Одночасно з цим знизилася амплітуда навантажень на балансир верстата-качалки, а, отже, і приведена напруга в штангах.

Висновки

1. Проведено аналіз причин низької продуктивності штангових насосних установок. Показано, що причиною низьких значень коефіцієнтів подачі ШСНУ є велика поздовжня деформація штангової колони, що виникає при її ході вниз.

2. Розроблена нова вимірювальна схема приладу для дослідження кінематики плунжера штангового насоса і глибинний прилад, який дозволяє вимірювати довжину ходу плунжера штангового свердловинного насоса і отримувати динамічні характеристики його руху в часі. Розроблено два лабораторних стенди для обґрунтування і вибору технологічних параметрів приладу, а також для визначення геометричних розмірів в його ланках. Для оцінки надійності роботи приладу в реальних умовах проведені дослідно-експериментальні роботи на свердловині.

3. Проведено експериментальні дослідження кінематики плунжера штангового насоса в свердловині. Показано, що загальні втрати довжини ходу плунжера насоса, в порівнянні з довжиною ходу точки підвісу колони штанг, в 2...3 рази більше значень, що розраховуються з урахуванням пружної деформації штанг. Плунжер свій рух з верхньої мертвої точки вниз починає з великим запізненням і рухається нерівномірно. Швидкість руху плунжера змінюється від нуля до значень, які в 2...3 рази перевищують максимальну швидкість точки підвісу колони штанг. Особливо нерівномірно плунжер рухається в кінці свого ходу вниз і вгору. Це призводить до руйнування штангової колони.

4. Показано, що сили в'язкого тертя в підйомнику менше впливають на динаміку роботи штанг і коефіцієнт корисної дії установки, ніж поздовжній згин штанговий колони, якого при використанні серійних насосів уникнути неможливо. Для цього необхідні насоси інших конструкцій.

5. Збільшення продуктивності ШСНУ може бути досягнуто за допомогою насосів примусового руху плунжера вниз. При цьому коефіцієнти подачі установок і їх коефіцієнт корисної дії збільшуються на 50-60%.

Найбільш перспективними в цьому плані є двохплунжерні насоси. Розроблено рекомендації щодо вибору оптимального варіанта технологічних робочих параметрів свердловин (глибини підвіски насоса, його діаметра, діаметра штангової колони, довжини ходу точки її підвісу, а також числа коливань балансира верстата-качалки), при яких подача установки, обладнаної двохплунжерними насосами, буде найбільшою.

4 РОЗРАХУНКИ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ

4.1 Розрахунок конструктивних елементів модернізованого свердловинного устаткування

4.1.1 Розрахунок штока

На шток діє зусилля $N_ш$ від поршня, яке знаходимо за формулою

$$N_ш = F_ц \rho_1 / g = \pi \frac{D_ц^2}{4g} p_1 = 3{,}14 \text{ x } 1 \text{ x } 20^2 : 4 : 9{,}8 = 31{,}4 \text{ кН} \qquad (4.1)$$

де $F_ц$ - внутрішня площа циліндра;

ρ_1 - максимальний тиск в пнемо системі, $\rho_1 = 1$ МПа;

$D_ц$ внутрішній діаметр циліндра, $D_ц = 20$ см.

З умови підняття рухомої частини клинового захвату ПКР, що важить 1450 кг, необхідно знайти зусилля на шток від клинового захвату. Дане зусилля знайдемо розглянувши кінематику передачі зусиль від клинового захвату на шток гідроциліндра.

Розрахункова схема передачі зусиль від клинового захвату на шток гідроциліндра приведена на рис. 4.1.

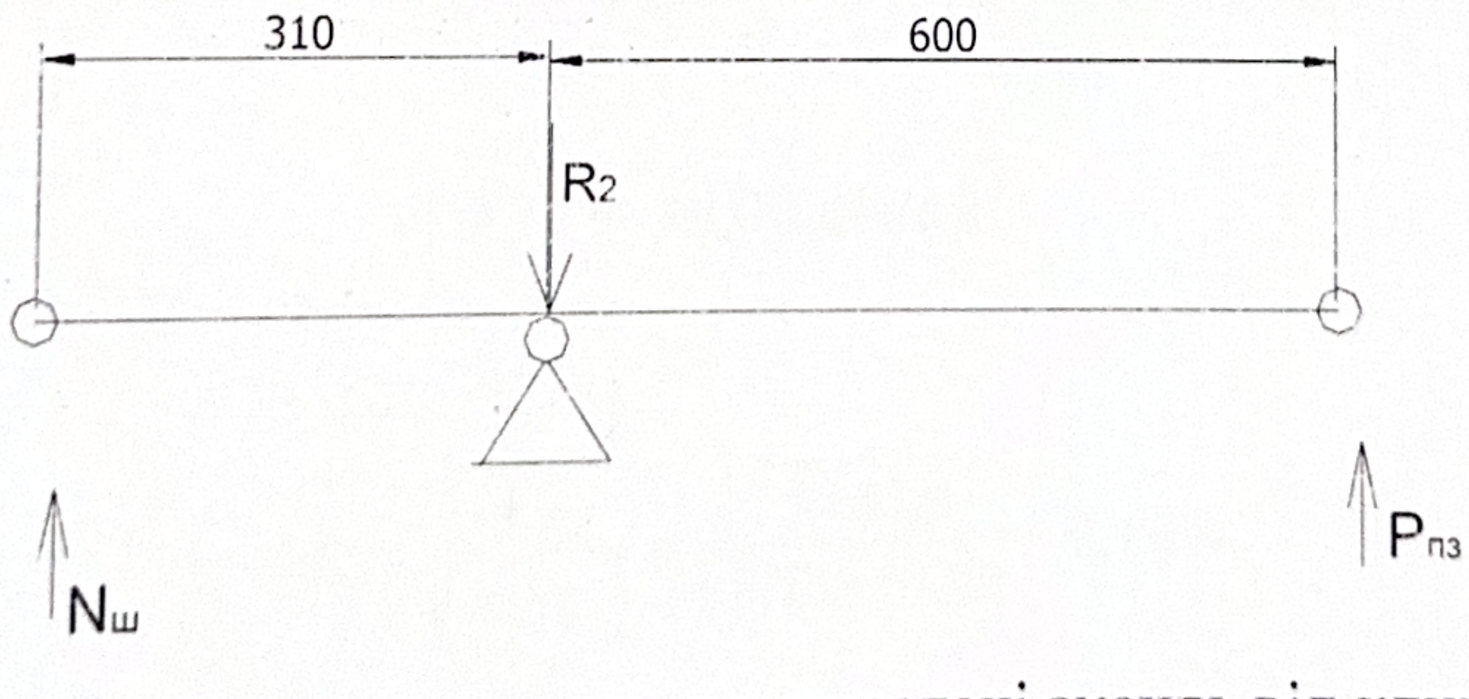


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема передачі зусиль від клинового захвату на шток гідро циліндра

$N_ш$ – зусилля від штока;

R_2 – зусилля від клинового захвату;

$P_{пз}$ – реакція на палець.

З умови рівності моменті запишемо рівняння

$$N_ш 0{,}32 = 0{,}6 P_{пз} g \qquad (4.2)$$

звідси

$$N_ш = \frac{0.6 P_{пз} g}{0.32} = \frac{0{,}6x1450x9{,}8}{0{,}32} = 26779H \ (2{,}7 \text{ тс}) \qquad (4.3)$$

З одержаного значення зусилля, що передається від клинового захвату не перевищує зусилля від штока.

Для визначення діаметра штока приймаємо зусилля $N_ш$ = 31,4 кН.

Попередньо визначаємо діаметр штока з умови розтягу за формулою:

$$d = \sqrt{\frac{4N_ш}{\pi[\sigma_p]}} \qquad (4.4)$$

де $[\sigma_p]$ - допустиме напруження на розтяг при статичних навантаженнях для сталі 40Х з виконанням термічної обробки методом покращення,

$$[\sigma_p] = 19{,}00 \text{ кН/см}^2;$$

$$d_ш = \sqrt{\frac{4N_ш}{\pi[\sigma_p]}} = \sqrt{\frac{4 \times 31{,}4}{3{,}14 \times 19{,}00}} = 2{,}11см \qquad (4.5)$$

Так як шток працює і на стиснення, то необхідно здійснити розрахунок поперечного перерізу штока за формулою:

$$d_ш = \sqrt{\frac{4N_ш}{\phi\pi\left[\sigma_р\right]}} = \sqrt{\frac{4\times 31,4}{\phi(3,14\times 19,00)}} \qquad (4.6)$$

де φ - коефіцієнт стійкості.

Коефіцієнт стійкості φ залежить від гнучкості стрижня λ.

Гнучкість стрижня λ знаходимо за формулою:

$$\lambda = l_ш / r \qquad (4.6)$$

де $l_ш$ – приведена довжина стрижня.

r – радіус інерції стрижня при його діаметрі $d = 2,00$ см,

$r = d : 4 = 2 : 4 = 0,5$ см.

Приведену довжину стрижня штока знаходимо за формулою:

$$l_ш = L_ш k_з \qquad (4.7)$$

де $k_з$ – коефіцієнт закріплення пнемоциліндра;

$L_ш$ - довжина штока, $L_ш = 80,5$ см.

Згідно даних [21] коефіцієнт закріплення пнемоциліндра при наших умовах $k_з = 2,0$.

Звідси приведена довжина стрижня штока буде дорівнювати

$$l_ш = L_ш k_з = 51,5 \text{ x } 2 = 130 \text{ см.} \qquad (4.8)$$

Підставивши складові значення в формулу одержимо гнучкість стрижня λ

$$\lambda = l_ш / r = 130 / 0,5 = 260$$

З умови працездатності стиснутих стрижнів для пнемоциліндрів

гнучкість стрижня λ не повинна бути більшою ніж $\lambda = 120$.

Для цього знайдемо за [21] з умови гнучкість стрижня $\lambda = 120$ коефіцієнт стійкості $\varphi = 0{,}45$.

Розрахунок поперечного перерізу штока здійснимо за формулою (4.6):

$$d_ш = \sqrt{\frac{4N_ш}{\varphi\pi[\sigma_р]}} = \sqrt{\frac{4\times 31.4}{0.45x3{,}14\times 19{,}00)}} = 5{,}24см$$

Приймаємо діаметр поперечного перерізу штока $d_ш = 5{,}40$ см.= 54 мм.

4.1.2 Розрахунок провушини штока

Розрахунок провушини штока на зминання.

На провушину діє зусилля $N_ш = 31{,}4$ кН

Призначаємо поперечний перетин проушини 2 х 30 мм зі сталь 30 ХГСА, допустима напруга зминання $R^n_{см} = 220$ Н/мм^2.

$$\sigma_{зм} = \frac{N_ш}{F_{зм}} = \frac{N_ш}{n_п d\delta} = \frac{31{,}4}{2\cdot 3{,}2\cdot 2} = 30{,}7 Н/мм^2 =\leq R^n_{см} = 220 Н/мм^2 \quad (4.9)$$

З умови зминання ширина провушини проходить.

Відстань від центра пальця до краю провушини повинна бути

$$r^{II} = 2\ d = 2\ x\ 32 = 64\ мм.$$

4.1.3 Розрахунок стяжних болтів

Для закріплення кришок до корпуса циліндра приймаємо 4 стяжних болта. Розрахунок стяжних болтів здійснюємо за формулою

$$d_{сб} = \sqrt{\frac{4\beta N_ш}{n\pi[\sigma_p]}} \qquad (4,10)$$

де $[\sigma_p]$ – допустиме напруження на розтяг при статичних навантаженнях для сталі 10, $[\sigma_p] = 9{,}00$ Н/мм^2;

n – кількість болтів;

β – коефіцієнт, який залежить від пружних властивостей деталей з'єднання. Для болтів, що кріплять кришки пнемо циліндрів рекомендовано [21] коефіцієнт β приймати рівним 2.

Тоді за формулою 4.11 діаметр стяжних болтів буде дорівнювати

$$d_{сб} = \sqrt{\frac{4\beta N_ш}{n\pi[\sigma_p]}} = \sqrt{\frac{4x2x314}{4x3{,}14x90{,}0}} = 14{,}9см$$

Приймаємо діаметр стяжних болтів, $d_{сб}$ = 16 мм.

4.1.4 Розрахунок товщини стінки пневмоциліндра

Товщину стінки пневмоциліндра можна знайти із формули

$$\sigma_c^ц = \frac{\rho D_ц}{2\delta_ц} \qquad (4.11)$$

де $\sigma_c^ц$ - розрахункова напруга на розтяг для сталі Ст 3сп,

$\sigma_c^ц = 210$ МПа

Звідси

$$\delta_ц = \frac{\rho D_ц}{2\sigma_ц} = \frac{1 \cdot 20}{2 \cdot 21{,}0} = 4{,}76мм \qquad (4.12)$$

Конструктивно приймаємо товщину стінки пневмоциліндра 6 мм.

4.1.5 Розрахунок кришки

Кришка пневмоциліндра кріпиться до корпуса за допомогою стяжних болтів. Крім того, вона за допомогою проушини, що розміщена по центру кришки, кріпиться до станини ротора. Тому розрахункову схему кришки можна прийняти, як балку на двох опорах, на яку передається рівномірно-розподілене навантаження від тиску, що діє в порожнині пневмоциліндра. На рис. 4.2 приведена розрахункова схема кришки при дії на неї тиску в гідроциліндрі.

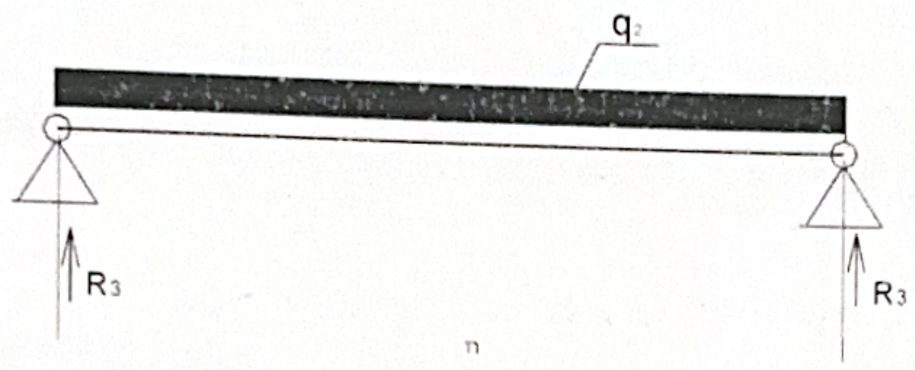


Рисунок 4.2 – Розрахункова схема кришки

При дії тиску в гідроциліндрі на кришку вона буде працювати на згин. Для розрахунку приймаємо, що на елементну площу кришки шириною 10 мм діє рівномірно розподільне навантаження q_2 від тиску в циліндрі

Максимальний момент, що сприймає кришка буде дорівнювати

$$M^{к} = \frac{\rho B D^2}{8} = \frac{1x1x20^2}{8} = 50.0 \ \text{кНм} \qquad (4.13)$$

Напруження згину кришки можна розрахувати за формулою:

$$\sigma^{к} = \frac{M^{к}}{W_{к}} < [\sigma_{ж}] \qquad (4.14)$$

де $W_{к}$ - момент опору перерізу кришки.

Знайдемо момент опору $W_{к}$

$$W_в = \frac{M^к}{[\sigma_{зг}]} = \frac{50,00}{21,0} = 0,23см^3$$

Приймаємо ширину поперечного перерізу кришки 10 мм і знайдемо товщину листа за формулою:

$$W_в = \frac{\delta B^2}{6} \qquad (4.15)$$

Звідси товщина кришки повинна дорівнювати

$$\delta = \sqrt{\frac{6W}{B}} = \sqrt{\frac{6x0,23}{10}} = 12мм \qquad (4.16)$$

4.1.6 Розрахунок пальця, що передає зусилля від штока на важіль

Розраховуємо палець на зріз.

Визначаємо діаметр пальця, враховуючи його роботу на зріз:

$$\tau_{зр} = \frac{N_ш}{F_п} < [\tau_{зр}] \qquad (4.17)$$

де $F_п$ – площа зрізу,

$$F = \frac{\pi d^2}{4}$$

де d – діаметр пальця.

$[\tau_{зр}]$ – допустиме напруження на зріз при статичних навантаженнях,

якщо матеріал пальця - сталь 30 ХГСА.,

$$[\tau_{зр}] = 125,0 \text{ М}Па = 12,5 \text{ кН/см}^2.$$

Тоді

$$\tau_{зр} = \frac{4N_{ш}}{\pi d^2} < \left[\tau_{зр}\right] \qquad (4.18)$$

Звідки визначаємо діаметр пальця

$$d = \sqrt{\frac{4N_{ш}}{\pi\left[\tau_{зр}\right]}} = \sqrt{\frac{4 \times 314}{3.14 \times 12{,}50}} = 32мм$$

Приймаємо діаметр пальця $d = 32$ мм.

4.1.7 Розрахунок поперечного перерізу важеля

Розрахунок поперечного перерізу важеля будемо проводити з умови згину від дії крутного моменту. Максимальний момент, що сприймає важіль дорівнює

$$M^{в}_{зг} = N_{ш}\,0{,}32 = 31{,}4 \cdot 0{,}32 = 10{,}05кНм \qquad (4.19)$$

Напруження згину важеля можна розрахувати за формулою:

$$\sigma_{зг} = \frac{M^{в}_{зг}}{W_{в}} < \left[\sigma_{зг}\right] \qquad (4.20)$$

де $W_{в}$ – момент опору.

На основі формули знайдемо момент опору $W_{зг}$

$$W_{в} = \frac{M^{в}_{зг}}{\left[\sigma_{зг}\right]} = \frac{10500}{90{,}0} = 116{,}6см^2$$

Приймаємо поперечний переріз важеля з листа δ =30 і знайдемо ширину листа за формулою:

$$W_в = \frac{\delta B^2}{6} \qquad (4.21)$$

Звідси ширина важеля повинна дорівнювати

$$B = \sqrt{\frac{6W}{\delta}} = \sqrt{\frac{6x116,6}{3}} = \sqrt{233,2} = 15,27см \qquad (4.22)$$

4.1.8 Розрахунок пальця, що передає зусилля від важеля на кронштейн

Розраховуємо палець на зріз.

Визначаємо діаметр пальця, враховуючи його роботу на зріз:

$$\tau_{зр} = \frac{R_в}{F_{п1}} < \left[\tau_{зр}\right] \qquad (4.23)$$

де $F_{п1}$ – площа зрізу пальця;

$R_в$ – реакція опори.

Площа зрізу пальця дорівнює

$$F_{п1} = \frac{\pi d_в^{\,2}}{4} \qquad (4.24)$$

де d – діаметр пальця.

$[\tau_{зр}]$ – допустиме напруження на зріз при статичних навантаженнях, якщо матеріал пальця - сталь 30 ХГСА.,

$$[\tau_{зр}] = 125,0 \text{ М}Па$$

Тоді

$$\tau_{зр} = \frac{4R_в}{\pi d_в^{\,2}} < \left[\tau_{зр}\right] \qquad (4.25)$$

У відповідності розрахунковій схемі, що приведена на рис. 4.1 реакція опори $R_в$ буде дорівнювати

$$R_в = 2N_ш = 2x31,4 = 62,8кН \tag{4.26}$$

Підставивши значення реакції опори в формулу визначаємо діаметр пальця

$$d_в = \sqrt{\frac{4R_в}{\pi[\tau_{зр}]}} = \sqrt{\frac{4\times628}{3,14\times12,50}} = 64мм$$

Приймаємо діаметр пальця $d = 64$ мм.

Висновки

В даному розділі магістерської роботи проведені розрахунки модернізованого свердловинного устаткування. Проведені розрахунки підтверджують ефективність технічного рішення з модернізації свердловинного устаткування, т. як отримані коефіцієнти запасу міцності більші допустимих.

5. МОНТАЖ І ЕКСПЛУАТАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ

5.1 Організація робіт при монтажі та експлуатації обладнання

Від якості монтажу верстата-качалки на свердловині залежить термін його служби. Правильно змонтований верстат повинен задовольняти наступним умовам:

а) верстат повинен спиратися на фундамент всією нижньою поверхнею подовжніх балок рами і кріпитися фундаментними болтами;

б) рама верстата повинна бути встановлена горизонтально. Подовжня її вісь повинна проходити через центр свердловини;

в) зовнішні поверхні шківів електродвигуна і редуктора повинні лежати в одній площині;

г) при роботі верстата центр траверси канатної підвіски (точка підвісу штанг) повинен співпадати з центром свердловини.

Шатуни повинні переміщатися у вертикальній площині і знаходитися на однакових відстанях від кривошипів.

Всі операції по монтажу верстата ведуться в наступній послідовності:

1. Верстат-качалка в розібраному вигляді поступає до місця установки на свердловині. Перевезення здійснюють на транспортному лафеті або вантажному автомобілі, що має вантажну лебідку.

Після закінчення не меншого 5-6 днів, вважаючи з дня закінчення споруди фундаменту, бригада монтажників приступає до установки верстата-качалки на фундамент.

2. Установка рами на фундамент проводиться відповідно до настановного креслення Раму встановлюють на дерев'яні прокладки, щоб мати простір між рамою і фундаментом для подальшої заливки цементним розчином.

Положення рами на фундаменті ретельно перевіряють по відношенню до центру свердловини, а також перевіряють горизонтальність її в подовжньому і поперечному напрямах. При приведенні рами в горизонтальне положення слід

користуватися сталевими клинами.

3. На рамі встановлюють і закріплюють болтами стійку. При цьому перевіряють горизонтальність верхньої плити стійкі в двох взаємно перпендикулярних напрямах.

4. Після вивіряння положення рами і стійки, вмонтовують балансир і траверсу з шатунами. Балансир піднімають в зібраному вигляді разом з вузлом його опори. Корпус підшипників опори встановлюють на верхню плиту стійкі і закріплюють болтами. Піднімають траверсу з своєю опорою і із заздалегідь приєднаними до неї шатунами. Корпус підшипника опори траверси за допомогою 4-х болтів кріплять до балансира. Верхні пальці шатунів повинні бути застопорені у верхніх головках шатунів. Останні повинні вільно обертатися на пальцях у втулках траверси, оскільки разом з опорою траверси переміщення в цих шарнірах повинні компенсувати всі неточності монтажу верстата.

5. Кривошипи встановлюють в горизонтальному положенні і загальмовують.

Шатуни з'єднуються з нижніми головками шатунів і закріплюються болтами.

На кривошипи встановлюються противаги і закріплюються гайками і контргайками.

Відстань між шатунами і кривошипами з обох боків верстата повинна бути однаковою. Подовжні осі кривошипів між собою повинні бути паралельні.

6. Збіг зовнішніх поверхонь шківів електродвигуна і редуктора перевіряють шнуром або рейкою. Потім на шківи надягають клинові ремені. Натягнення ременів здійснюється поверненням (опусканням) поворотних санчат.

7. На головку балансира підвішується канатна підвіска, після чого проводиться вивіряння правильності установки балансира по центру свердловини.

8. Відхилення перевіряється схилом, прикріпленим до центру траверси

необхідно провести перевірку його стану і правильності збірки згідно вимогам інструкції по монтажу. Крім того, необхідно:

а) перевірити наявність мастила в підшипниках;

б) перевірити наявність мастила в редукторі;

в) перевірити регулювання підшипників редуктора, для чого регулювальні кришки затискають ключем (скобою) до тугого повернення, тобто до повної відсутності осьового зазору (люфта) в підшипнику. Після цього повертають регулювальну кришку у зворотний бік до поєднання найближчого паза в кришці з шкарпеткою запобіжної планки і проводять стопоріння запобіжною планкою;

г) перевірити відповідність числа оборотів і потужності встановленого електродвигуна потрібному для даного режиму роботи верстата. Електродвигун повинен бути підключений в мережу так, щоб кривошипи оберталися за годинниковою стрілкою, якщо дивитися на станок-качалку збоку, коли свердловина знаходиться слова від спостерігача;

д) перевірити справність електроустаткування. Пускова апаратура (блок управління) повинна бути встановлена вертикально, що особливо важливе при установці магнітних пускачів, що мають контактний пристрій. Кріплення пускової апаратури повинне бути міцним, таким, що виключає можливість її зрушення і хитань;

е) прибрати всі зайві предмети, що можуть зачепити за кривошипи при їх обертанні. Працюючі верстати-качалки треба перевіряти щодня. Перевірці підлягають кріплення і ступінь нагріву підшипників, натягнення клинових ременів, щільність з'єднань шпон, наявність змащувального матеріалу, стан і кріплення кривошипних і верхніх пальців шатунів, кріплення противаг на кривошипі і т.д.

При огляді редуктора перевіряють кріплення кришки до корпусу і кріплення самого редуктора до рами (підставці) верстата, а також рівень масла в корпусі редуктора.

Рекомендовані сорти змащувальних матеріалів і терміни зміни їх

вказані в паспорті. Канатна підвіска складається з нижньої траверси 2, в яку вварені дві втулки; клиновидних затисків 10 для кріплення кінців каната 7; нажимної гайки 1; підйомних гвинтів 3 з конусним заточуванням у верхній частині і отвором для вставки коміра (нижні кінці гвинтів маю г нарізку, якою вони угвинчуються в отвір з нарізкою в нижньої траверсі); верхньою траверси 5 з ввареною в неї втулкою 4; клиновидних плашок 6 для затиску сальникового штока 8; затискної гайки 9 з отворами для вставки коміра при кріпленні сальникового штока. В верхній траверсі покладені отвори для пропускання кінців каната і конус виточки для упору конусної частини гвинтів.

При підвісці колони насосних штанг до головки балансира станка-качалки вибирають необхідну довжину каната, кінці якого обрубують і вводять спочатку і отвір верхньої траверси, а потім у втулки нижньої траверси так, щоб вони небагато виступали з втулок. Після цього канат закріплюють, натискаючи па клиновидні затиски нажимної гайки.

Верхню частину канатної підвіски надягають па блок балансира станка-качалки, а траверсу сполучають з сальниковим штоком, захоплюючи його плашками.

Після збірки установки включають верстат-качалку перевіряють роботу насосів. Потім, зупиняючи качалку і до трійника приєднують нагнітальну лінію.

Для першочергових робіт по ліквідації найбільш розпоширених видів аварій рекомендується мати наступний мінімум ловильного інструмента: ковпак типу К для захвата за тіло труби; ковпак наскрізний типу КС для захвата за замок, муфту, трубу НКТ; Ковпак гладкий для захоплення за замок та НКТ; мітчик спеціальний типу МС3; воронки до ковпаків і мітчиків; центруючий пристрій до мітчиків; труболовка плашкова; вловлювач магнітний; гідровідхилювач ловильного інструмента.

При проведенні спеціальних робіт на свердловині повинні бути передбачені ловильні інструменти для ліквідації можливих аварій з пристроями, що спускаються в свердловину.

Весь ловильний інструмент повинен бути оснащений перевідниками для з'єднання з колонною насосно-компресорних труб. Інструмент повинен включати всі необхідні пристрої, які полегшують ліквідації аварій. Розміри ловильного інструмента та його вузлів повинні відповідати розмірам елементів бурильної колони та пристроїв, що працюють в даній свердловині.

Найбільший зовнішній діаметр вузлів ловильного інструмента або воронки до нього (якщо вона застосовується) для роботи в неускладнених свердловинах та обсадних колонах має бути на 25-30 мм менше діаметра ствола свердловини. В інших випадках він має бути меншим ствола свердловини на 50-60 мм. Окремі види ловильних інструментів у відповідності до інструкції по їх експлуатації можуть спускатися в свердловину з меншими зазорами при дотриманні вимог експлуатаці.

Якість ловильних робот багато в чому залежить від стану ловильного інструмента. Тому до його транспортуванню та зберіганню слід відноситися з особливою обережністю, пам'ятаючи, що неякісним інструментом аварію можна ускладнити.

Всі ловильні інструменти можуть доставлятися будь-яким видом транспорту. Але з гарантією повної цілісності або в ящиках з закріпленням в них від можливого переміщення, або у відкритому вигляді. При цьому зовнішня різьба та робоча частина запобігаються від пошкодження дерев'яними прокладками, що скріпленні дротом. Приєднувальна різьба захищається пробкою. Весь ловильний інструмент повинен зберігатися в законсервованому стані згідно інструкції заводу-виробника. Граничний термін захисту при консервуванні 3 роки. Дата консервування, умови та строк зберігання повинні бути вказані в паспорті ловильного інструмента.

В скриню з ловильним інструментом, а при транспортуванні ловильного інструмента в відкритому вигляді – в муфтову частину приєднувальної різьби поміщають документацію, яку кладуть в пакет з парафінового паперу. В ньому знаходяться паспорт з результатами приймання та інструкція по експлуатації на кожний ловильний інструмент.

Доставлений на бурову ловильний інструмент укладають на інструментальному майданчику для зберігання. Забороняється зберігати ловильний інструмент навалом. Крім того, полюси магнітних фрез повинні бути закриті пробкою.

При необхідності застосування ловильний інструмент розконсервують, перевіряють стан різьбових частин та проводять підготовчі роботи до спускання його у свердловину. Після роботи в свердловині придатні ловильні інструменти знов консервують та укладають на інструментальному майданчику. Ловильні інструменти з аварійними або зношеними вузлами направляються в механічні майстерні підприємства для ремонту.

В процесі ремонтних робіт в газових свердловинах через недотримання технологічних процесів відбуваються аварії, пов'язані з поломкою і зривом різьби в НКТ, падінням сторонніх предметів в свердловину, порушенням цілісності обсадних колон.

Ловильні роботи, будучи найбільш трудомістким видом робіт, виконуються при ліквідації падіння, обриву і прихвата НКТ і бурильних труб, труб з штангами, при витяганні глибинно-насосного підземного устаткування, канатів, каротажного кабелю, перфораторів і інших предметів, залишених в свердловині.

Перш ніж почати роботи, виправляють, якщо це необхідно, під'їзні шляхи, підводять до свердловини електроенергію і водопровід, обстежують і, у разі потреби, ремонтують гирло свердловини.

Якщо відбуватимуться тривалі і складні ремонтні роботи, то за наявності щогли її необхідно замінити вежею відповідної вантажопідйомності і підготувати робоче місце для установки устаткування.

При виборі устаткування і інструменту необхідно враховувати характер майбутніх робіт і можливість складних та відповідальних операцій (відгвинчування внизу прихоплених труб, виконання специфічних ловильних і ремонтних робіт, розходжування колони та ін.)

Обстеження свердловини, що підлягає ремонту, залежить від виду

намічених ремонтних робіт. Глибину вибою і висоту пробки визначають точним вимірюванням труб, що спускаються, а при необхідності викликають партію по геофізичних роботах. Для успішного проведення цих робіт і запобігання можливим ускладненням необхідно передбачити ретельну підготовку свердловини, наземного устаткування, робочого місця, уточнити характер і місцезнаходження предметів, що вилучаються, і підземного устаткування, а також власне експлуатаційної колони, правильний підбір ловильного інструменту. Сукупність умов, що приводять до успішного проведення будь-якого виду ловильних робіт, в основному зводиться до наступного: повноцінна підготовка свердловини і робочого місця до проведення ловильних робіт, а також правильний підбір відповідного ловильного інструменту; ретельна перевірка і обстеження стану ловильних труб і положення окремих предметів в свердловині; досвід і кваліфікація бригад, які проводять ловильні роботи.

Крім того, в таких родовищах при ремонті і профілактичних роботах в привибійну зону пласта привносяться важкі компоненти нафти, що змиваються з ліфтових труб рідинами глушіння. Від отримання виразного відтиснення залежать правильний підбір ловильного інструменту і успішність подальших ремонтних робіт.

Найхарактернішим і таким, що часто зустрічається, видом ловильних робіт є вилучення з свердловин прихоплених (обірваних) насосно-компресорних труб.

Результати дослідних промислових робіт.

Роботи прводять ловильним інструментом на бурильних трубах з правим напрямом різьби. Не можна користуватися трубами з лівим напрямом різьби, оскільки при обертанні можливе відгвинчування насоса від протектора і двигуна, що значно ускладнить подальші роботи.

Інакше в подальшому завести труби всередину буде важко, а при ексцентричному розташуванні труб в свердловині можна їх розрізати фрезером і тим самим пошкодити кінець труб і ускладнити роботи.

Найскладнішою і трудомісткою ловильною роботою є вилучення труб, що впали разом зі зламаними штангами і розташовуються в колоні труб в декілька рядів. Ця робота дуже трудомістка, і аварійні труби і штанги витягуються на поверхню частинами.

Ловильні роботи по витяганню різних дрібних предметів, що впали в свердловину, дуже різноманітні. Якщо предмет, що впав, і положення його не відомі і це важко встановити за допомогою печатки, то роботи набагато ускладнюються. Матеріалом для магніта використовується високомагнітний сплав, який має ряд якостей, що дозволяють використовувати його при ловильних роботах. Для попередження неполадок при роботі з магнітним фрезером його спускають на бурильних трубах. Після роботи фрезера на вибої через приблизно 10 хв промивку припиняють і починають піднімати інструмент.

Кількість основних робітників для експлуатації обладнання під час проведення ловильних робіт розраховуємо за професіями, виходячи з трудомісткості річної програми по видах робіт:

$$R = \frac{\Sigma T}{F_{Д.Р} \cdot к}, \qquad (5.1)$$

де ΣT - сумарна трудомісткість річної програми по даному виду робіт, год. згідно даних довідника "Норми часу на експлуатацію та монтаж бурового устаткування" НАК "Нафтогаз України" для експлуатації обладнання під час проведення ловильних робіт становить 8700 годин.;

$F_{Д.Р}$ - дійсний річний фонд часу одного робітника, год.;

к – коефіцієнт виконання норм.

$$F_{Д.Р} = F'_{Д.Р} - (F_{Д.Р} \cdot 0{,}1), \qquad (5.2)$$

$$F'_{Д.Р} = (Дк - Дв - Дсв - Дпсв) \cdot \frac{40}{5} + Дпсв \cdot 7; \qquad (5.3)$$

де *Дк* – кількість календарних днів в році;

Дв – кількість вихідних днів в році;

Дсв – кількість святкових днів в році;

Дпсв – кількість передсвяткових днів в році;

40 – кількість робочих годин в тижні,год.;

7 – кількість робочих годин в передсвяткові дні,год.;

$$F_{Д.Р}' = (365 - 104 - 10 - 8)\frac{40}{5} + 8 \cdot 7 = 2000 \text{ год.}$$

$$F_{Д.Р} = 2000 - (2000 \cdot 0{,}1) = 1800 \text{ год.}$$

Отже, кількість основних робітників:

$$R = \frac{8700}{1800 \cdot 1} = 5 \text{ чол.}$$

Нормативна чисельність бригади для проведення ловильних робіт та їх кваліфікаційний склад:

1. Майстер.

2. Бурильник – 6 розряд.

3. 3 помічника бурильника (4, 5 розряд).

4. Машиніст.

5. Машиніст цементувального агрегату.

Таблиця 5.1 – Склад бригади по експлуатації обладнання під час проведення ловильних робіт

Професії робітників	Розряд	Кількість робітників
Майстер	VI	1
Бурильник	VI	1
Помічник бурильника	V	1
Помічник бурильника	IV	1
Машиніст	V	1
Машиніст цементувального агрегату	IV	1

5.2 Експлуатація та ремонт обладнання

Розрахунок припусків

Таблиця 5.2

Операція (перехід)	Величина, що визначає Z_{min} мкм				Розрахунковий розмір заготовки мм	Граничний розмір заготовки, мм		Граничне значення припуску, мм		Допуск на розмір, мкм
	R_z	H	ρ	E_y		*min*	*max*	$2Z_{min}$	$2Z_{max}$	
Заготовка	200	200	1778	–	157.775	157.775	155.775	–	–	2000
Точіння чорнове	100	100	105.6	200	155.925	155.925	157.325	0,85	2,45	400
Точіння чистове	25	25	3	200	155.925	155.385	155.505	0,54	0,82	120
Шліфування	5	15	2	100	155.625	155.625	156	0,465	0,505	20
							$\sum$	1.855	3.805	

$$\rho_l = 2 \cdot \Delta_к \cdot l_к \qquad (5.1)$$

де $\Delta_к = 0,7$ - питоме короблення, мкм/мм;

$$\rho_l = 2 \cdot 0,7 \cdot 1270 = 1778 \; мкм$$

Для наступних видів обробки значення величини, що впливає на мінімальний граничний розмір заготовки визначається за формулою

$\rho_{l-1} = 0,06 \cdot \rho_l$ — при чорновому точінні; (5.2)

$\rho_{l-2} = 0,05 \cdot \rho_l$ - при чистовому точінні; (5.3)

$\rho_{l-3} = 0,04 \cdot \rho_l$ - при шліфуванні. (5.4)

Отже за формулою (5.2)

$$\rho_{1-1} = 0{,}06 \cdot 1778 \approx 106.68\,(мкм)$$

За формулою (5.3)

$$\rho_{1-2} = 0{,}05 \cdot 1778 \approx 88.9\,(мкм)$$

За формулою (5.4)

$$\rho_{1-3} = 0{,}04 \cdot 1778 \approx 71.12\,(мкм)$$

Приймаємо значення похибки установлення заготовки при точінні $E_y = 100\ мкм$. Решту потрібних значень визначаємо аналогічно і записуємо до таблиці 5.1.

Визначаємо мінімальна операційні припуски за формулою

- при чорновому точінні

$$2 \cdot Z_{\min} = 2 \cdot (100 + 100 + \sqrt{106.68^2 + 200^2}) \approx 850\,(мкм). \quad (5.5)$$

- при чистовому точінні

$$2 \cdot Z_{\min} = 2 \cdot (25 + 25 + \sqrt{88.9^2 + 200^2}) \approx 540\,(мкм)$$

- при шліфуванні

$$2 \cdot Z_{\min} = 2 \cdot (5 + 15 + \sqrt{71.12^2 + 200^2}) \approx 465\,(мкм)$$

Визначаємо розрахункові мінімальні розміри для кожної операції:

- після шліфування $D = 156\ мм$;
- після чистового точіння : $D = 155.92 + 0{,}465 = 156.385\ мм$;
- розмір заготовки: $D = 155.925 + 0{,}85 = 156.775\ мм$.

Допуски технологічні для викінчувального переходу беремо з креслення поршня, для проміжних — за таблицями точності і квалітетом точності

$$\left.\begin{matrix} es = +1{,}3 \\ ei = -0{,}7 \end{matrix}\right\} Td = 2\ мм$$

За нормаллю 0300-02 обираємо допуски на між-операційні припуски і заносимо їх до таблиці 5.1. Знаючи ці припуски, знаходимо граничні розміри виробу для кожної операції, округлюючи їхні значення до того ж самого знака десяткового дробу, з яким дано допуск на розмір, і заносимо ці дані до таблиці 5.1

Визначаємо граничні значення припусків для кожної операції:

– при шліфуванні

$$Z_{max} = 156.505 - 155 = 0,505\ (мм),$$

$$Z_{min} = 156.385 - 155.625 = 0,76\ (мм),$$

– при чистовому точінні

$$Z_{max} = 157.325 - 156.505 = 0,82(мм).$$

$$Z_{min} = 156.925 - 156.385 = 0,54\ (мм),$$

– при чорновому точінні

$$Z_{max} = 159.775 - 157.325 = 2,45\ (мм),$$

$$Z_{min} = 157.775 - 156.925 = 0.85\ (мм),$$

Значення Z заносимо до таблиці 5.1.

Знаходимо загальний припуск на обробку заготовки:

$$Z_{заг.max} = 2,45 - 0,82 + 0,505 = 3,805\ (мм),$$

$$Z_{заг.min} = 0,85 - 0,54 + 0,465 = 1,855\ (мм),$$

Технологічні розміри в системі вала:

$$d = (d_{min} + ei)_{ei}^{es} = 157.775 + 0,7 = 158.475^{+1,3}_{-0,7}$$

Розрахунок режимів різання

Точіння з діаметру 159 мм до діаметру 156 мм здійснюємо за два проходи. Різець прохідний 1К62. Стійкість різця Т=90 хв.

Попереднє обточування. Глибину різання вважаємо такою, що дорівнює припуску на обробку, тобто 2 мм на сторону; $C_t = 170$; визначаємо подачу $S = 0,43\ ^{мм}/_{об}$; швидкість різання V, $^{м}/_{хв}$

$$V = \frac{170}{2^{0,18} \cdot 0,43^{0,35}} \cdot 0,77 \approx 155(м/хв) \qquad (5.6)$$

Частота обертання шпинделя

$$n = \frac{1000 \cdot 155}{3,14 \cdot 77} \approx 641(об / хв) \qquad (5.7)$$

Напівчистове обточування. Глибину різання вважаємо такою, що дорівнює припуску на обробку, тобто 0,5 мм на сторону; подача $S = 0,43\,^{мм}/_{об}$; $C_t = 170$. Визначаємо швидкість різання

$$V = \frac{170}{0,5^{0,18} \cdot 0,43^{0,35}} \cdot 0,77 \approx 199(м / хв)$$

$$n = \frac{1000 \cdot 199}{3,14 \cdot 77} 850(об / хв)$$

Визначаємо ефективну потужність верстата 1К62 при чорновому точінні з діаметра 159 до діаметру 156 за формулою

$$N_e = \frac{P_z \cdot V}{6120} \qquad (5.8)$$

де P_z - тангенціальна складова зусилля різання, $P_z = 333$ Н

За формулою отримаємо

$$N_e = \frac{333 \cdot 199}{6120} \approx 7,89(кВт)$$

Визначаємо потужність на шпинделі верстата за формулою

$$N_{шп} = \frac{N_e}{\eta} \qquad (5.9)$$

де η - ККД верстата, η = 0,8.

Отже за формулою (5.6) отримаємо

$$N_{шп} = \frac{7,89}{0,8} = 9,86(кВт).$$

Потужність електродвигуна за паспортом складає 10 кВт. Отже умова виконується: $N_{дв} = 10кВт > N_{шп} = 9,86кВт.$

5.3 Охорона праці при монтажі та експлуатації обладнання

Значне місце на газовидобувних підприємствах займають роботи по капітальному та поточному ремонту свердловин. У відповідності до прийнятої практики градації до капітального ремонту газових свердловин відносяться всі роботи, що пов'язані з глушінням свердловин (ізоляція пластових вод, ловильні роботи, кислотні обробки).

За допомогою ловильних робіт можна ліквідувати наступні аварії:

1. Обрив труб у свердловині.

2. Залишення в свердловині доліт, шарошок, райберів та інших інструментів в процесі зарізання і буріння другого ствола, поглиблення і розбурювання цементного стакана.

3. Обрив довгомірних колтюбінгових гнучких труб, що не піддаються розходженню.

4. Злам бурильних труб, ловильних інструментів при виправленні порушень у експлуатаційній колоні і в зоні фільтра.

5. Прихват печаті при дослідженні порушень колони.

6. Прихват пакерів.

7. Зминання експлуатаційної колони і прихоплених нею НКТ.

Ці операції, зазвичай, займають багато часу. Дуже небезпечним та трудомістким є вилучення канатів та перфораторного кабелю. В деяких випадках ці роботи можуть призвести до газового викиду, а при відсутності противикидного обладнання – до відкритого газового фонтану.

Ловильні роботи при створенні сальника повинні проводитися з залученням воєнізованої частини з попередження та ліквідації відкритих фонтанів, у зв'язку з тим, що канат або кабель ущільнюється в обсадній колоні. В подальшому при спуску ловильного інструменту можливе ущільнення, в результаті чого в колоні створюється щільний сальник. Він витісняє частину стовпа рідини зі ствола свердловини, що зменшує тиск на пласт.

При ловильних роботах необхідно слідкувати за газом, що виділяється зі

свердловини, та постійно добавляти буровий розчин при підйомі інструмента. у випадку зупинки під час ловильних робіт необхідно підняти інструмент, закрити превентор та засувку на нагнітальній лінії.

Фактори, що найбільше впливають на працівників в процесі експлуатації обладнання для виконання спуско-піднімальних операцій при виконанні ловильних робіт в свердловині подані в табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Фактори, що найбільше впливають на працівників в процесі експлуатації обладнання

№ з.п.	Назва та визначення фактору	Спосіб дії на людину	Можливі наслідки для працівника	Норма та документ, що її визначає
1	Мала механізація спуско- підйомних операцій	Можливе захоплення частин робочого одягу	Травми різного характеру	Вимоги до обладнання ГДР-92 107 12
2	Вібрація	Вплив на центральну нервову систему	Підвищення кров'яного тиску	ДСН 3.3.6-037-96 ГОСТ 12.1.012-90
3	Падіння з висоти	Тілесні ушкодження	Черепно – мозкові травми, каліцтво.	Висота більше 1,5 м. Вимоги до обладнання та запобіжних пристроїв
4	Виробничий шум	Зменшення уваги	Глухота внаслідок розриву барабанної перепонки вуха	ДСН ГДР-85 3.3.5.037-99 „Державні санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку”

Для витягування неприхоплених труб в магістерській роботі передбачено застосування звільнюючих та незвільнюючих ловильних інструментів в процесі

роботи. Труболовки не можна застосовувати, якщо вага залишених у свердловині аварійних труб перевищує допустиме навантаження на них або якщо аварійна труба має розірваний кінець із складною конфігурацією злому.

Проведемо розрахунок прожекторного освітлення гирла свердловини при проведенні ловильних робіт.

Відповідно до правил ДБН В2.5-28-2006, для площі 80 м^2 нормоване значення освітленості гирла свердловин $E_н$=100 лк.

Вибираємо лампу ДРЛ – 125. По методу світлового потоку визначаємо число прожекторів, шт.

$$N=(E_н\ Кз\ А)/(Ф_л \eta И \cdot z); \qquad (5.5)$$

де $E_н$- норма освітлення, 100 лк;

Кз- коефіцієнт запасу;

ή - К.П.Д. прожектора, ή=0,4;

И – коефіцієнт використання світлового потоку, И = 0,5;

z – коефіцієнт використання нерівномірності;

$Ф_л$ – світловий потік, обраної лампи по характеристиці, лм;

А – площа поверхні освітлення;

$$n = (100 \cdot 1{,}2 \cdot 80)/(5600 \cdot 0{,}4 \cdot 0{,}5 \cdot 0{,}3) = 2{,}4 \text{ шт.}$$

Приймаємо кількість прожекторів n = 3.

Визначаємо освітленість у точках площі. Для цього використовуємо криву сили світла, так званої умовної лампи зі світловим потоком 1000 лм. Приймаємо висоту щогли рівної 10 м. Всього 3 щогли, розміщені по різні сторони від гирла. Загальна схема розташування типова. Визначаємо кут α

$$tg\alpha=OA/OP=10/10=1; \quad \alpha=45^{o}; \qquad (5.6)$$

Визначаємо силу світла умовної лампи для кута α=45° [12]; приймаємо $I_α$=181kd;

Визначаємо силу світла для світильника (ДРЛ-125).

Визначаємо силу світла $I_α$

$$I_α = (I_α^{1} \cdot Ф_л)/1000 \qquad (5.7)$$

де I_α^1 – сила світла при визначеному куті α;

$Ф_п$ – світловий потік обраної лампи лм; $Ф_п = 5600$ лм

$$I_\alpha = 181 \cdot 5600/1000 = 10140 \text{ кд};$$

Визначаємо освітленість у точці А

$$E_{га} = I_\alpha \cos^3\alpha / h^2 p \qquad (5.8)$$

де α - кут між напрямком світла і нормаллю до освітлюваної поверхні, град;

$h_р$ – висота розташування прожектора, м;

$$E_{га} = 10140 \cdot \cos^3 45/100 = 35{,}8 \text{ лк};$$

На гирлі свердловини світять три прожектори і освітлення складає:

$$E = 3 \cdot E_{га} = 107{,}4 \text{ лк};$$

$$E_н = 100 \text{лк} < 107{,}4 \text{лк} = E.$$

Отримане розрахункове значення цілком достатнє для виконання ловильних робіт на гирлі свердловини.

До початку ловильних робіт в свердловині не завжди можна скласти точне уявлення про стан частини колони труб, яка залишилась в свердловині. Тому необхідно підготуватися до того, що частина колони може бути прихоплена і вилучення її буде проводитися в ускладнених умовах.

Для попередження нещасних випадків з персоналом, який бере участь у проведенні ловильних робіт, необхідно суворо керуватися Правилами безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України [57].

Основні вимоги цих Правил зводяться до наступного.

1. Ловильні роботи в процесі ліквідації аварій і ускладнень потрібно виконувати спеціалізованими підрозділами нафтогазовидобувних управлінь, іншими спеціалізованими організаціями, які мають дозвіл органів Держгірпромтехнагляду України на цей вид діяльності.

2. Вантажопідйомність підйомного агрегату, бурової вишки, щогли, допустиме вітрове навантаження повинні відповідати максимальним навантаженням, очікуваним у процесі проведення ловильних робіт.

3. До опускання ловильного інструменту в свердловину необхідно перевірити стан талевого канату і надійність його на випадок прихоплення частини бурильної колони, яка залишилася в свердловині, пристрою для закріплення нерухомого кінця талевого канату, індикатора ваги, вишки і кріплення її з'єднань, а також міцність фундаментів під ногами вишки, кронблоку, талевого блоку, трансмісій і гальмівної системи лебідки, вкладишів і стопорних пристроїв ротора і вертлюга. Після перевірки справності перерахованого обладнання в свердловину опускають ловильний інструмент. Перед спуском у свердловину ловильного інструменту необхідно скласти ескіз компоновки із зазначенням необхідних розмірів.

4. Кріплення ловильного інструменту та інші роботи в свердловині при підвішеній на ведучій колоні бурильних труб виконують із застопореними вкладишами клинів ротора, щоб попередити випадіння їх при різкому обертанні або раптовому підйомі.

5. Звільнення прихоплених насосно-компресорних труб торпедуванням необхідно проводити за спеціальним планом, погодженим з геофізичною службою, відповідно до вимог Єдиних правил безпеки при вибухових роботах, затверджених Держгіртехнаглядом [57].

Категорично забороняється опускати ловильний інструмент у свердловину без центрувального пристосування, якщо сума його діаметра і діаметра труб, що вилучаються, є меншою від діаметра свердловини.

При підйомі колони труб із свердловини необхідно дотримуватися наступних правил:

а) при підйомі колони НКТ не можна допускати різких переходів з однієї швидкості підйому на іншу і перевищення навантаження більше 20% власної ваги колони труб, що може виникнути внаслідок тертя муфти труб по експлуатаційній колоні, особливо у викривлених і похило-скерованих свердловинах;

б) відкручену трубу можна підіймати тільки тоді, коли є впевненість в тому, що труба повністю вийшла із різьби муфти;

в) не рекомендується бити по муфті з метою ослаблення різьбового з'єднання перед відкручуванням труб;

г) перед подачею піднятої труби на містки на її різьбу (ніпель) необхідно нагвинтити запобіжне кільце, потім ніпельний кінець встановити на спеціальний лот або клапан, повільно опускаючи при цьому талевий механізм.

Висновки

В даному розділі магістерської роботи розроблений комплекс організаційно-технічних заходів при монтажі та експлуатації обладнання штангової свердловинної установки, правила транспортування та зберігання ловильного.

Описано роботи, які здійснюються в процесі експлуатації обладнання. Для виготовлення поршня згідно розрахунків вибираємо заготовку діаметром 156 мм. Необхідна потужність електродвигуна токарного верстата для обробки поверхонь перевідника складає 9,86 кВт, що достатньо, т. як потужність електродвигуна верстата за паспортом складає 10 кВт.

Даний розділ магістерської роботи також присвячений аналізу заходів з охорони праці при монтажі та експлуатації обладнання штангової свердловинної установки, проведемо розрахунок прожекторного освітлення гирла свердловини при проведенні робіт. Для попередження нещасних випадків з персоналом, який бере участь у проведенні ловильних робіт, необхідно суворо керуватися Правилами безпеки в нафтогазодобувній промисловості України.

ВИСНОВКИ

1. У розділі "Вибір та опис технологічного обладнання" проаналізована блок-схема та конструктивні особливості устаткування штангової свердловинної насосної установки. На основі проведених розрахунків найбільшого навантаження, яке буде діяти на підйомний комплекс агрегату в процесі спуску обладнання для проведення ловильних робіт, вибрана установка КОРО1–80, подана її технічна характеристика. Розглянуті характеристики аварій в нафтових та газових свердловинах й способи їх усунення, особливо зверталась на обриви насосних штанг та насосно-компресорних труб.

2. В розділі "Опис технічної пропозиції" поставлено завдання створення свердловинного устаткування для вилучення запасів вуглеводнів шляхом раціонального розміщення елементів обладнання. Поставлене завдання вирішується тим, що у свердловинному устаткуванні для вилучення запасів вуглеводнів, що містить раму, яку монтують на гирлі свердловини з траверсою, в середній частині якої через гирловий полірований шток закріплено колону насосних штанг, глибинний штанговий насос, колону насосно-компресорних труб, два силових гідравлічних циліндри, розподілювач у вигляді чотириполюсника, резервуар для рідини і нагнітальні та скидові гідравлічні лінії, раму виконано у виді вертикальних стояків з направляючими рейками, які з'єднано між собою траверсою з можливістю її вертикального переміщення, вертикальні стояки з направляючими рейками обладнано кінцевими перемикачами, силові гідравлічні циліндри виконано у вигляді гідравлічних колон і з'єднано з траверсою симетрично по обидва боки від гирла свердловини, а протилежні кінці гідравлічних колон упираються в опорні плити, розподілювач гідравлічними лініями з'єднано з гідравлічними колонами, а електричними лініями через пульт керування з кінцевими перемикачами, встановленими на вертикальних стояках з направляючими рейками. Дане вдосконалення дозволить зменшити металоємкість, спростити його обслуговування, забезпечити можливість оперативного регулювання

довжини ходу плунжера штангового глибинного насоса, що, у свою чергу, підвищить довговічність роботи і продуктивність устаткування та видобуток вуглеводнів. Економія експлуатаційних витрат складатиме 36183 грн.

3. В розділі "Дослідно-конструкторська робота" проведено експериментальні дослідження кінематики плунжера штангового насоса в свердловині. Показано, що загальні втрати довжини ходу плунжера насоса, в порівнянні з довжиною ходу точки підвісу колони штанг, в 2...3 рази більше значень, що розраховуються з урахуванням пружної деформації штанг. Плунжер свій рух з верхньої мертвої точки вниз починає з великим запізненням і рухається нерівномірно. Швидкість руху плунжера змінюється від нуля до значень, які в 2...3 рази перевищують максимальну швидкість точки підвісу колони штанг. Особливо нерівномірно плунжер рухається в кінці свого ходу вниз і вгору. Це призводить до руйнування штангової колони.

4. В розділі "Розрахунки працездатності" проведені розрахунки працездатності обладнання штангової свердловинної насосної установки з модернізованим обладнанням вказують на її працездатність, так як отримані коефіцієнти міцності більші за допустимі.

5. В розділі "Монтаж і експлуатація обладнання" розроблений комплекс організаційно-технічних заходів при монтажі та експлуатації обладнання штангової свердловинної установки, правила транспортування та зберігання ловильного. Описано роботи, які здійснюються в процесі експлуатації обладнання. Також проаналізовано заходи з охорони праці при монтажі та експлуатації обладнання штангової свердловинної установки, проведемо розрахунок прожекторного освітлення гирла свердловини при проведенні робіт. Для попередження нещасних випадків з персоналом, який бере участь у проведенні ловильних робіт, необхідно суворо керуватися Правилами безпеки в нафтогазодобувній промисловості.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Бедрій Я. І. Охорона праці : Навчальний посібник. Львів : ПТВФ Афіша, 1997. 258 с.

2. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. Київ : Міжнародна економічна фундація, 2008. 488 с.

3. Гандзюк М. П. Основи охорони праці. Київ : Основа, 2000. 318 с.

4. Економіка підприємства: навч. посіб. / Я. С. Витвицький та ін. Івано-Франківськ : ІМЕ, 2002. 318 с.

5. Жидецький В. Ц., Джигирей В. С., Сторожук В. М. Практикум з охорони праці : навчальний посібник. Львів : Афіша, 2000. 352 с.

6. Злобін Ю. А. Основи екології : підручник. Київ : Лібра, 1998. 246 с.

7. Ісаєв І. А. Види негативного впливу на навколишнє середовище та заходи з охорони навколишнього середовища при будівництві (бурінні) нафтогазоконденсатних свердловин. *Молодий вчений*. 2014. № 10. С. 112–116.

8. Іщенко І. І., Терещенко С. П. Оцінка економічної ефективності виробництва і затрат: навч. посіб. Київ : Вища шк., 1991. 173 с.

9. Костриба І. В. Основи конструювання нафтогазового обладнання: навч. посіб. – Івано-Франківськ : Факел, 2007 – 256 с.

10. Коцаба В. І. Ефективні технічні засоби для аварійно-відновлювальних робіт при капітальному ремонті свердловин. II конференція молодих спеціалістів ДК Укргазвидобування. Харків, 2-5 жовт. 2001р. : Зб. доп. – Харків. 2001. С. 2 – 6.

11. Коцкулич Я. С., Тищенко О. В. Закінчування свердловин: підручник для студентів вищ. навч. закладів проф. спрямування "Буріння". – Київ : Інтерпрес ЛТД, 2004. 366 с.

12. Мочернюк Д. Ю. Моделювання фізичних процесів на основі визначальних рівнянь. *Нафтова і газова промисловість*. 2001. №3. С. 12 – 14.

13. Ніколаєнко А. М., Міняйло Н. О. Мікропроцесорні та програмні засоби автоматизації : навч. посіб. Запоріжжя : ЗДІА, 2011. 444 с.

14. НПАОП 11.1-1.01-08. Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України.

15. Організація і планування операційної діяльності нафтогазових підприємств: навч. посіб. / Я. С. Витвицький, І. В. Андрійчук, О. І. Лесюк, у. Я. Витвицька. За ред. М. О. Данилюк. Івано-Франківськ, 2009. 364 с.

16. Основи цивільного захисту: навчальний посібник / В. О. Васійчук, В. Є. Гончарук, С. І. Качан та ін. – Львів : Львівської політехніка, 2010. 384 с.

17. Охорона праці в нафтогазовій галузі: навч. Посіб. / За редакцією Г. М. Лисяного. Івано-Франківськ : Симфонія форте, 2015. 304 с.

18. Пентюк Б. М., Назаренко І. І., Вірник М. М. Основи патентознавства та інтелектуальної власності : навч. посіб. Вінниця : ВНТУ, 2007. 195 с.

19. Писаренко Г. С., Квітка О. Л., Уманський Е. С. Опір матеріалів. Київ : Вища школа, 2004. 655 с.

20. Пістун І. П., Березовецька О. Г., Трунова І. О. Охорона праці : навч. пос. Львів : Тріада плюс, 2010. 648 с.

21. Проектування бурового і нафтогазопромислового обладнання: навч. посіб. / В. С. Білецький та ін. Полтава : ПолтНТУ, 2015. 196 с.

22. Поджаренко В. О., Василевський О. М., Кучерук В. Ю. Опрацювання результатів вимірювань на основі концепції невизначеності : навч. посіб. / Вінниця : ВНТУ, 2008. 128 с.

23. Пушкар М. С., Проценко С. М. Проектування систем автоматизації : навч. посіб. Донецьк : Національний гірничий університет, 2013. 268 с.

24. Світлицький В. М, Синюк Б.Б ., Троцький В. П. Техніка і технологія підземного ремонту свердловин. Харків, 2006. 235 с.

25. Семенцов Г. Н. Автоматизація процессу буріння свердловин: навч. посіб. Івано-Франківськ : ІФДТУНГ, 1999. 300 с.

26. Shoham O. Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two-phase Flow in Pipes. -SPE, 2006. 402 p.

27. Токаренко В. М. Технологія автодорожнього машинобудування і ремонт машин, курсове проектування : навч. посіб. Київ : Вища школа, 1992 – 127 с.

28. Ткачов В.В. Технічні засоби автоматизації / В.В. Ткачов, В.П. Чернишев, М.М. Одновол. – Д.: Національний гірничий університет, 2008. – 174 с.

29. Цивільна оборона / В.М. Шоботов та ін. : Навчал. посіб. Київ: Центр навч. л-ри, 2004. 436 с.

30. Шаруда В. Г. Практикум з теорії автоматичного управління. Донецьк : Національний гірничий університет. 2002. 414 с.