

Бакалаврська робота

БР.ГМІ-88.00.00.00.000

Група ГМІ-21-1

Ярослав ФЕДОРОВИЧ

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

ФЕДОРОВИЧ ЯРОСЛАВ ЛЮБОМИРОВИЧ

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК622.24

(індекс)

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

(назва роботи)

Вдосконалення обладнання газової свердловини

(назва освітньої програми)

133- Галузеве машинобудування

(шифр і назва спеціальності)

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

Здобувач освітнього ступеня

Федорович Я.Л.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник

Лях Михайло Михайлович, к.т.н. професор

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

Допущено до захисту

Завідувач кафедри

Федорович Я.Т.

(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Івано-Франківськ – 2025 рік

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Інститут Інженерної механіки Кафедра Нафтогазових машин та обладнання

Спеціальність Галузеве машинобудування

ОПП Інжиніринг і сервісне обслуговування нафтогазових машин та обладнання

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри _____ Я.Т. Федорович

"__" _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ

Студенту Федоровичу Ярославу Любомировичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Вдосконалення обладнання газової свердловини

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

2. Термін здачі студентом закінченої роботи: 16.06.2025р.

3. Зміст магістерської роботи (перелік питань, що їй належить розробити):

Вступ. Розділ 1. 1.1 Загальні характеристики фонтанних і нагнітальних арматур. 1.2 Комплекс обладнання на робочий тиск 21 МПа для нагнітання газу. 1.3 Опис конструкції ФА. 1.4 Вибір обладнання для обв'язки газової свердловини. 1.5 Опис конструкції і принципу дії вибраного обладнання. Розділ 2. 2.1 Аналіз конструкцій запірних органів ФА. 2.2 Аналіз умов роботи запірних органів фонтанної арматури. 2.3 Аналіз властивостей матеріалів швидкозносуючих деталей та існуючі методи їх зміцнення. 2.4 Вибір оптимальних технологій зміцнення запірних органів кульових засувок. 2.5 дослідження кульової засувки. 2.6 Дослідження напружено-деформованого стану фланцевого з'єднання. Розділ 3. 3.1 Розрахунок на міність вузлів і деталей ФА. 3.2 Розрахунок колони насосно-компресорних труб на статичну міцність. Розділ 4. 4.1 Монтаж устьової арматури. Розділ 5. Охорона праці. Висновки. Перелік використаних джерел.

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

- Схема обв'язки свердловини – 1 арк. ф. А1

- Складальне креслення насоса – 1 арк. ф. А1

- Складальне креслення пристрою для попередження солевідкладення - 1 арк. ф. А1

- Робочі кресл. деталей пристрою для попередження солевідкладення – 1 арк. ф. А1

- Результати дослідження пристрою – 2 л. ф. А1

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання	Примітка
	<i>Пояснювальна записка</i>	<i>До 15.06.2025 р.</i>	
<i>1</i>			
<i>2</i>			
<i>3</i>			
<i>4</i>			
<i>5</i>			
<i>6</i>			
	<i>Графічна частина</i>	<i>До 15.06.2025 р.</i>	

Студент _____ Федорович Я.Л.
(особистий підпис) (розшифрування підпису)

Керівник роботи _____ Лях М.М.
(особистий підпис) (розшифрування підпису)

РЕФЕРАТ

Бакалаврська робота на тему «Вдосконалення обладнання газової свердловини» - 65 с., 34 рис., 2 табл., 7 додатків, 21 джерел.

Об'єкт дослідження – Об'єктом є процес забезпечення тривалої експлуатації обладнання об'язки фонтанної арматури.

Мета роботи – є підвищення надійності роботи запірних органів фонтанної арматури.

В роботі наведені характеристики фонтанних і нагнітальних арматур. Розглянуто обладнання фонтанної арматури на 21 МПа. Вибрано обладнання згідно вихідних даних. Описана конструкція і принцип роботи вибраного обладнання. Зроблений аналіз конструкцій запірних органів фонтанної арматури та аналіз умов їх роботи. Вибрані оптимальні технології зміцнення запірних органів. Проведено комп'ютерне дослідження кульової засувки. В розрахунковій частині виконано розрахунок на міцність вузлів та деталей фонтанної арматури. Розглянуті питання монтування фонтанної арматури. Запропоновано заходи забезпечення нормальних умов праці.

Ключові слова: фонтанна арматура, засувки, зміцнення запірних органів кульової засувки, міцність.

ABSTRACT

Bachelor's thesis on the topic "Improvement of gas well equipment" - 65 p., 34 fig., 2 tab., 7 appendices, 21 sources.

Object of research – The object is the process of ensuring long-term operation of the equipment of the fountain armature.

The purpose of the work is to increase the reliability of the operation of the shut-off elements of the fountain armature.

The paper presents the characteristics of fountain and injection valves. The equipment of fountain valves at 21 MPa is considered. The equipment is selected according to the initial data. The design and operating principle of the selected equipment is described. The design of the shut-off elements of fountain valves and the analysis of their operating conditions are made. The optimal technologies for strengthening the locking devices were selected. A computer study of the ball valve was conducted. In the calculation part, the strength of the components and parts of the fountain fittings was calculated. The issues of installing the fountain fittings were considered. Measures to ensure normal working conditions were proposed.

Keywords: fountain fittings, valves, strengthening of ball valve closing elements, strength.

Вступ	
Розділ 1	
1.1 Загальні характеристики фонтанних та нагнітальних арматур.....	
1.2 Комплекс обладнання на робочий тиск 21 МПа для нагнітання газу	
1.3 Конструкція фонтанної арматури	
1.4 Вибір обладнання для обв'язки фонтанної (нагнітальної) газової свердловини	
1.5 Опис конструкції та принципу дії вибраного обладнання	
Розділ 2	
2.1 Аналіз конструкцій запірних органів фонтанної арматури	
2.2 Аналіз умов роботи запірних органів фонтанної арматури	
2.3 Аналіз властивостей матеріалів швидкозношуваних деталей та існуючі методи зміцнення	
2.4 Вибір оптимальних технологій зміцнення запірних органів кульових засувок	
2.5 Дослідження кульової засувки	
2.6 Дослідження напружено-деформованого стану фланцевого з'єднання	
Розділ 3	
3.1 Розрахунок на міцність вузлів та деталей фонтанної арматури.....	
3.2 Розрахунок сидла кульової засувки на міцність.....	
3.3 Розрахунок колони насосно-компресорних труб на статичну міцність.....	
Розділ 4	
4.1 Монтаж устьової арматури.....	
Розділ 5	
5.1 Охорона праці	
Висновки	
Перелік використаних джерел.....	
Додатки	

Вступ

Актуальність. На сьогодні газ є поки що одним із самих цінних вуглеводнів людства. Зупинка видобутку чи постачання його означає занепад всього розвитку людства. Тому перспективою є розвиток видобутку нафти і газу у нашій країні.

Сховища газу, особливо підземні у наш час, є єдиною складовою системи для забезпечення надійного газопостачання в умовах нерівномірного сезонного попиту. Вони розташовані вздовж трас магістральних газопроводів на території України. Одне із таких сховищ знаходиться біля м. Богородчан. З метою закачування і відбирання газу пробурено більше ста свердловин. Устя такої свердловини обладнується фонтанною арматурою, зібраною за схемою трійникового, а в окремих випадках хрестового типу. Фонтанна арматура складається з окремих елементів до яких входять запірні пристрої. Їх призначення – забезпечення герметизації перекриваючих прохідних отворів. Запірними пристроями в основному є прямоточні засувки з однопластинчастим шиббером [6, 17].

Для раціональної експлуатації фонтанних газових свердловин потрібно використовувати економічну і ефективну техніку. Морально і фізично застарілу техніку необхідно замінювати на сучасну, яка б відповідала світовим зразкам.

Найчастіше виходять з ладу запірні пристрої фонтанних арматур, оскільки вони мають менший прохідний діаметр у порівнянні з основним каналом. Саме тому в даний час є актуальною проблема збільшення ресурсу запірних пристроїв шляхом вдосконалення їх конструкції, використання нових матеріалів та методів зміцнення поверхонь деталей запірних пристроїв, які найбільше зношуються.

Актуальність виконання даної бакалаврської роботи не викликає сумніву.

Головною метою та завданням цієї роботи є аналіз існуючих схем фонтанних арматур, вибір комплексу підземного та наземного обладнання для нагнітання та відбору газу з пласта, а також аналіз чинників, що впливають на роботу деталей об'єкта. Такий аналіз дозволяє виявити недоліки, що впливають

на надійність та довговічність роботи фонтанної арматури, а також виявити способи та напрямки вдосконалення існуючих конструкцій окремих її елементів, в тому числі запірних пристроїв.

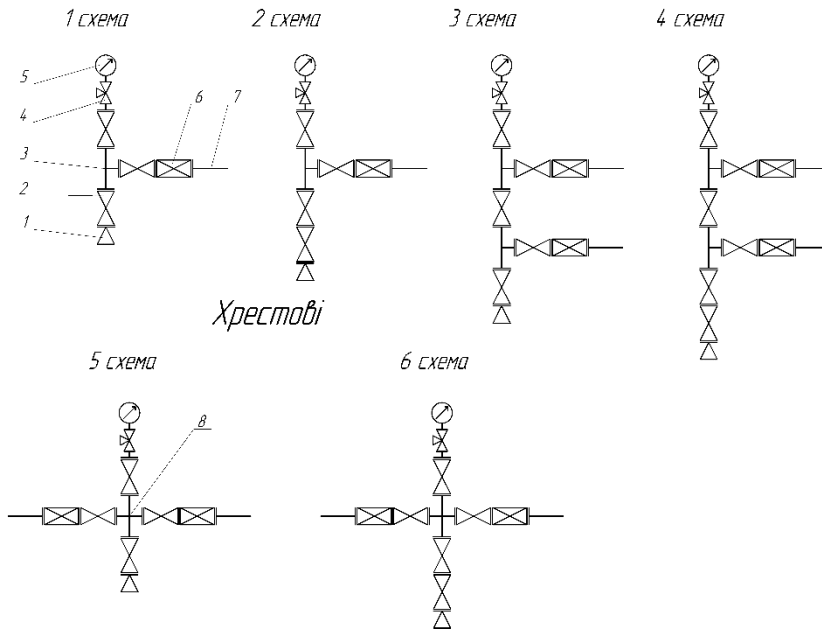
Розділ 1

1.1 Загальні характеристики фонтанних та нагнітальних арматур

На свердловинах з експлуатацією одного продуктивного пласта використовують трійникову і хрестову фонтанну арматуру (рис. 1.1) [3].

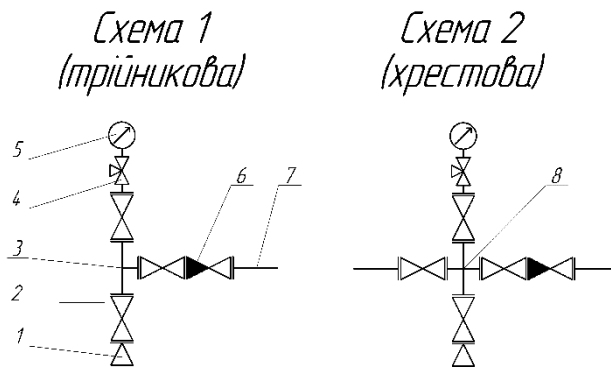
Арматури трійникового типу використовують на свердловинах з невисоким пластовим тиском. Бокові відводи, які обв'язують арматуру, направлені в одну сторону, що значно спрощує їх обв'язку. Таку арматуру використовують для свердловин, в продукції яких можливий вміст піску і інших механічних домішок. Внаслідок абразивного зносу, викликаного вмістом даних компонентів, швидко спрацьовуються верхні трійники арматури на повороті потоку продукції з свердловини. Однією з основних умов роботи фонтанної арматури – максимальна міцність і повна герметичність всіх її частин. Міцність в з'єднаннях арматури досягається збільшенням товщини фланців і використанням шпильок з кращих марок сталей, а герметичність – подвійним лабіринтним ущільненням і спеціальними прокладками із маловуглецевої сталі. Не допускається використання легкоплавких металів в якості прокладок – при нагріві такі прокладки швидко плавляться і відкривають вихід газу. Схеми нагнітальних арматур подано на рисунку 1.2, а трубних обв'язок – на рисунку 1.3 [1]. Якщо висота фонтанної арматури більше 2 м, то для безпечного обслуговування всієї арматури її обладнують спеціальною площадкою з перилами і сходами [3].

Трійникові



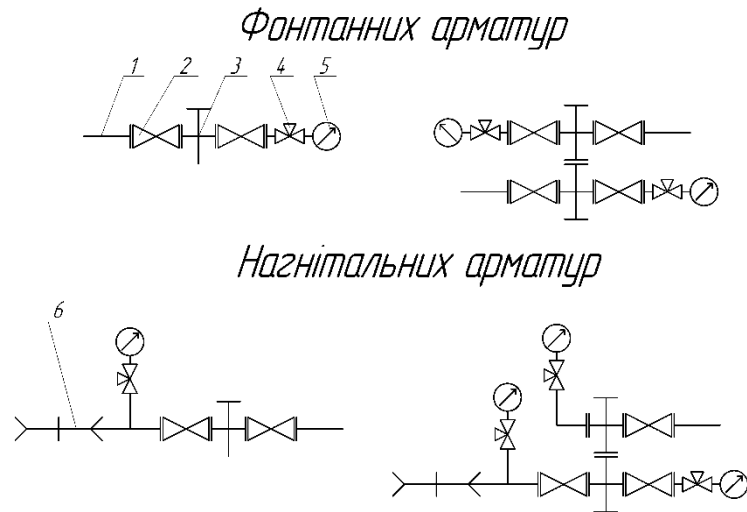
1 – перевідник трубної головки; 2 – трійник; 3 – запірний пристрій; 4 – кран; 5 – манометр; 6 – дросель; 7 – відвідний фланець; 8 – хрестовина

Рисунок 1.1 – Типові схеми фонтанних ялинок



1 – перевідник трубної головки; 2 – трійник; 3 – засувка; 4 – кран; 5 – манометр; 6 – зворотний клапан; 7 – відвідний фланець; 8 – хрестовина

Рисунок 1.2 – Типові схеми нагнітальних ялинок



1 – фланець; 2 – запірний пристрій; 3 – хрестовина; 4 – кран;
5 – манометр; 6 – швидкозбірне з'єднання

Рисунок 1.3 – Типові схеми трубних обв'язок

Арматура хрестового типу, має дві робочі струни, які виходять від верхнього малого хрестовика, має меншу висоту в порівнянні з трійниковою арматурою, але при наявності в продукції свердловини механічних домішок застосування такої арматури не ефективне. Це можна пояснити так як абразивне зношення виводить з ладу всю фонтанну арматуру. Крім того, струни, які обв'язують хрестовину арматури розходяться в різні сторони, що викликає деякі незручності при монтажі [13].

Держстандартом передбачено виготовлення ФА на робочі тиски 14, 21, 35, 70, 105 та 140 МПа з діаметром стовбурної частини фонтанної ялинки: 50, 65, 80, 100 та 150 мм. Запірні пристрої, якими комплектується ФА призначені для повного перекриття та повного відкриття прохідного каналу стовбура арматури і їх бокових відводів. Як правило, ці функції виконують прямолінійні засувки з ручним або механізованим (пневмо) приводом і пробкові крани [13].

ФА на робочі тиски 21, 35, 70 та 105 МПа комплектуються прямолінійними засувками. Такі засувки мають однопластинчатий шибер і ущільнення "метал по металу".

1.2 Комплекс обладнання на робочий тиск 21 МПа для нагнітання газу

ФА на робочий тиск 21 МПа комплектуються прямоточними шибєрними засувками типу ЗМ та ЗПШ із запірним елементом у вигляді однопластинчастого шибєра з ущільненням «метал по металу».

Для управління режимом роботи свердловини на бокових струнах фонтанних ялинок встановлюються регулюючі або не регулюючі (із змінною втулкою із зносостійкого матеріалу) дроселі.

При складанні ФА комплектуюче обладнання і деталі ущільнюються металевими прокладками і з'єднуються на фланцях за допомогою шпильок.

ФА випробовується на міцність і герметичність. Пробний тиск рідини ($P_{пр}$) при гідравлічних випробовуваннях на міцність повинен відповідати $P_{пр} = 2P_p$

При випробуванні на герметичність $P_{пр}=P_p$. Після монтажу ФА на усті свердловини додатково випробовується на герметичність фонтанна ялинка при тиску рідини $P_{пр}=P_p$. Трубну обв'язку випробовують на тиск рідини не більший ніж тиск, на який випробовується експлуатаційна колона.

1.3 Конструкція фонтанної арматури [3,13]

Фонтанна арматура включає в себе трубну головку і фонтанну ялинку.

Фонтанна ялинка призначена для регулювання режимів роботи свердловини, а також для направлення продукції свердловини. Фонтанна ялинка складається з кількох складальних вузлів: фланцеві з'єднання, трійники (хрестовини), засувки, вентилі, манометри.

Трубна головка призначена для обв'язки колони НКТ, герметизації кільцевого простору між НКТ і експлуатаційною колоною, проведення технологічних операцій.

Фланцеві з'єднання є одним із основних елементів фонтанної (нагнітальної) арматури (рис. 1.4), за допомогою яких з'єднують окремі її вузли.

Фланцеві з'єднання складаються з двох фланців 1, прокладки 2, шпильок 3, гайок 4.

Стандарт передбачає два типи конструктивного виконання фланцевих з'єднань:

Тип 1 - фланцеві з'єднання з зазором між торцями фланців.

Тип 2 - фланцеві з'єднання без зазору між торцями фланців.

Діапазон використання фланцевих з'єднань з зазором між торцями, а також конструкція і параметри фланців приведені відповідно на рис.1.5. З'єднання передбачає використання ущільнювальних прокладок ортогонального поперечного перерізу з двостороннім контактом. Ущільнення з'єднання досягається в результаті створення контактних напружень на спряжених поверхнях, величина яких залежить від зусилля затягування фланців і внутрішнього тиску.

Діапазон використання фланцевих з'єднань без зазору між торцями, а також конструкція і параметри фланців приведені відповідно на рис. 1.6. З'єднання передбачає використання ущільнювальних прокладок ортогонального поперечного перерізу з одностороннім контактом. При складанні такого фланцевого з'єднання прокладка дотикається лише до зовнішньої поверхні ущільнювальної канавки на фланці. При затягуванні шпильок з'єднання здійснюється радіальна деформації прокладки, в результаті чого, в зоні контакту прокладки з ущільнювальною канавкою виникають контактні напруження. Різкий стрибок зусилля затягування шпильок засвідчує про упор прокладки на внутрішню поверхню канавки або упор торців фланців даний тип фланцевого з'єднання належить до самоущільнювальних з'єднань. Внаслідок одностороннього контакту прокладки і канавки підвищення внутрішнього тиску приводить до підвищення контактних напружень між прокладкою і зовнішньою поверхнею канавки, в результаті чого підвищується герметичність з'єднання.

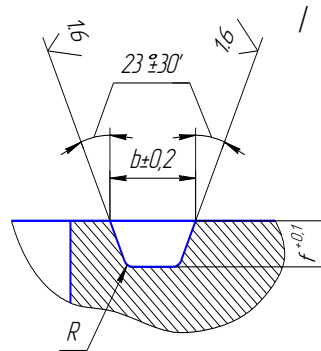
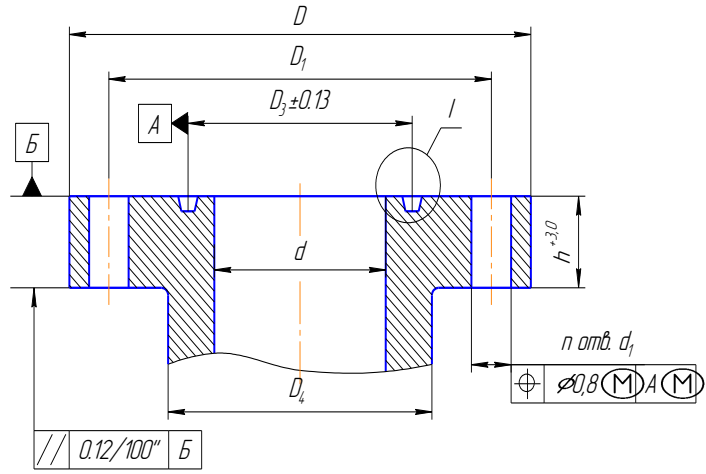
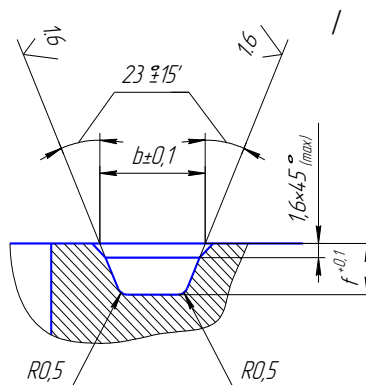
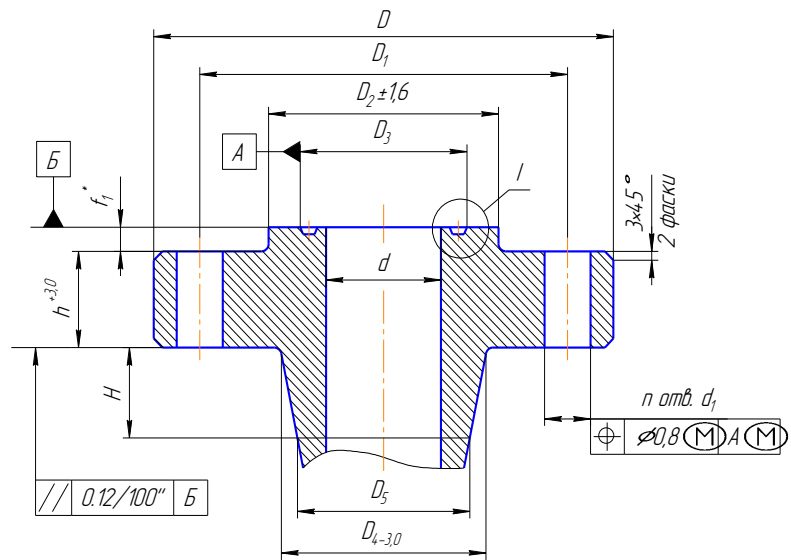


Рисунок 1.5 - Фланец типу 1



1.4 Вибір обладнання для обв'язки фонтанної (нагнітальної) газової свердловини

1.4.1 Вихідні дані

Продукція свердловини – газ;

Очікуваний тиск на усті – 20 МПа;

Дебіт – $0,6 \cdot 10^6$ м³/добу;

Корозійна властивість продукції свердловини – незначна (до 6% CO₂);

Наявність піску в продукції свердловини – до 1 гр/л;

Кліматичні умови – помірні;

Температура на вибої – $t = 60^\circ\text{C}$.

Дані про конструкцію свердловини зводимо в таблицю 1.1

Таблиця 1.1 – Конструкція свердловини

Назва показника	Числові значення по фазах буріння:	
	під кондуктор	під експлуатаційну колонну
Межі інтервалів буріння, м	0...875	0...1250
Відомості про обсадні труби:		
Зовнішній діаметр, мм	245	146
Товщина стінки, мм	7	7
Довжина, м	875	1245

Схема конструкції свердловини зображена на рисунку 1.9

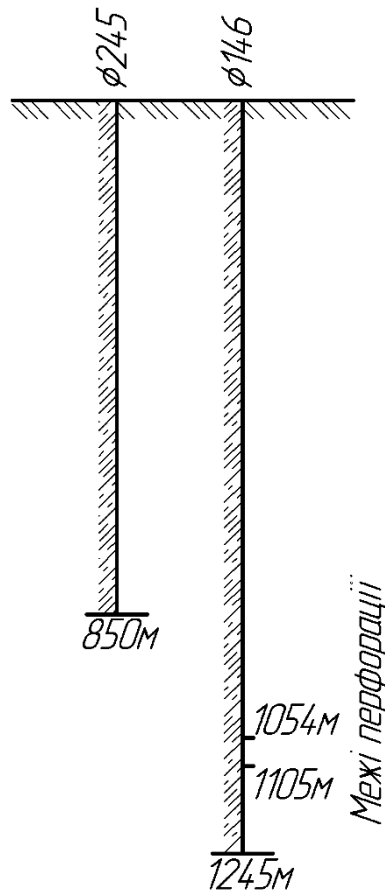


Рисунок 1.9 – Схема конструкції свердловини

1.4.2 Вибір комплексу підземного і наземного обладнання фонтануючої газової свердловини

Розраховуємо діаметр фонтанного підйомника [2].

В процесі фонтанної експлуатації свердловини її дебіт може змінюватись. Діаметр фонтанних труб знаходять виходячи з необхідності винесення з вибою на поверхню твердих і рідких домішок у газі (частинок породи, крапель конденсату і води) або мінімальних втрат тиску в стовбурі свердловини за даного дебіту [2].

Спеціальні дослідження показали, що мінімальна швидкість газу, при якій відбувається винос твердих частинок з вибою свердловини, складає 5-10 м/с.

1) Фонтанна арматура типорозміру АФКЗ-65×21,

де АФ – арматура фонтанна;

К – метод підвішування НКТ на різьбі;

З – номер схеми ФА згідно ДСТУ ГОСТ 13846:2022;

65 – діаметр ствольової частини, мм;

21 – робочий тиск, МПа;

2) Колона насосно-компресорних труб гладких типорозміру НКТ 73×6,5-Д ГОСТ 633-80 підвішується на різьбі в хрестовині трубної обв'язки;

3) В комплекті фонтанної арматури засувки прямоточні ЗМС1-65×21К1;

Підвішування обсадних колон і розмежування міжколонного простору здійснюється за допомогою устьової колонної обв'язки.

Виходячи з вихідних даних і користуючись вищенаведеними рекомендаціями вибираємо колонну обв'язку ОКК1-21-146×245

де ОК - обладнання обв'язки колон;

К - підвіска клинова;

1 – число колон, які підвішуються на клинах;

21 – робочий тиск, МПа;

146 – діаметр експлуатаційної колони, мм;

245 – діаметр кондуктора, мм.

Основні параметри вибраної колонної обв'язки:

- | | |
|-----------------------------------|-------------|
| - температура робочого середовища | до + 120°С; |
| - кліматична зона | помірна; |
| - умовний прохід фланців, мм | 230; |
| - тип колонної підвіски | клинова; |
| - схема колонної обв'язки | №1; |
| - тип запірною пристрою | ЗМС- |

65x21.

Робочий тиск маніфольда, як правило, повинен відповідати робочому тиску ФА. Вибираємо маніфольд:

МАФ-65×21

з наступною технічною характеристикою:

- умовний прохід, мм - 65;

- робочий тиск, МПа - 21;

- запірний пристрій - засувка прямоточна типу ЗМС1-65×21;

- мікрокліматичний район – помірний.

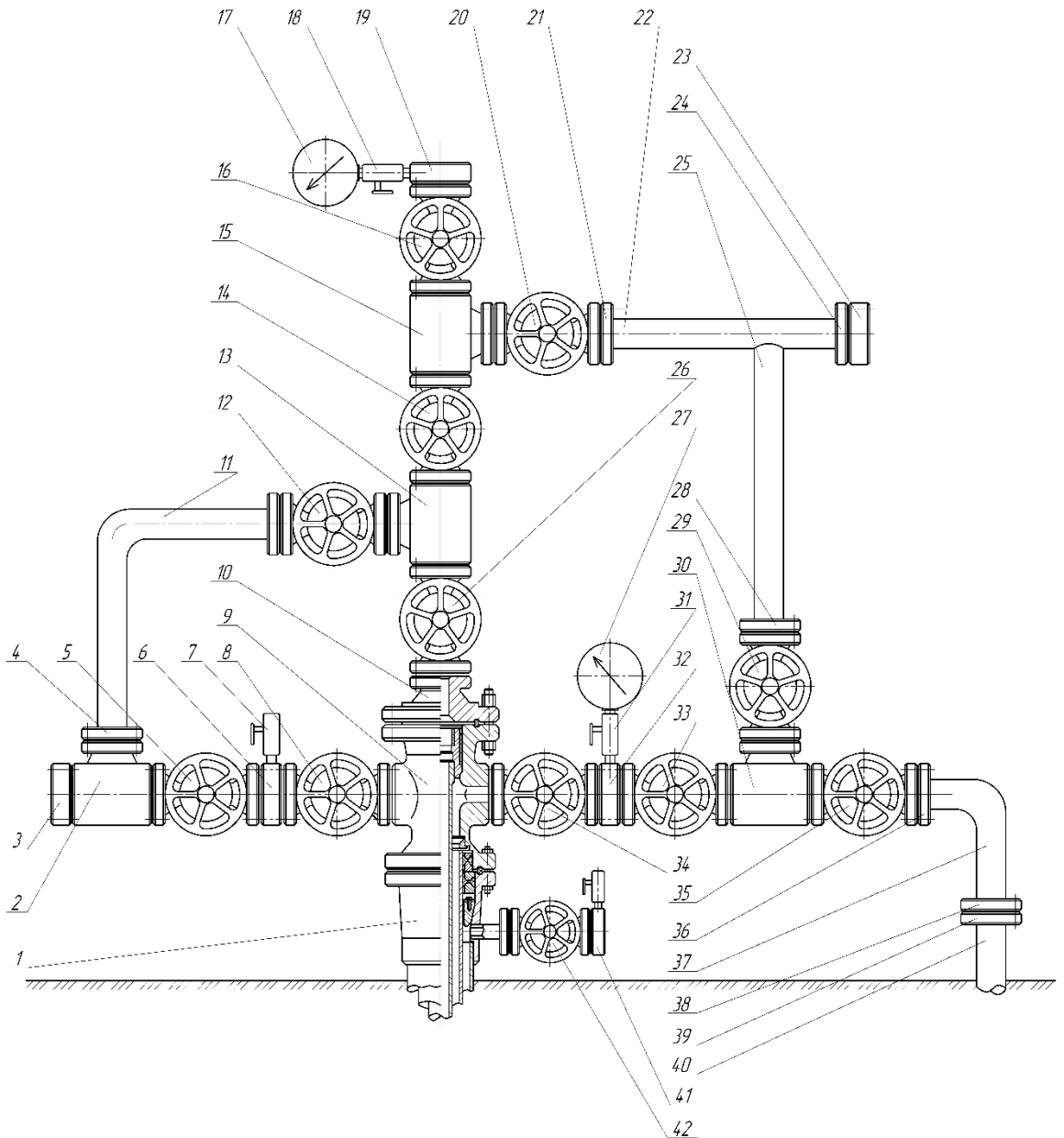
1.5 Опис конструкції та принципу дії вибраного обладнання

Фонтанна арматура (рис. 1.11) складається з двох частин – трубної головки і фонтанної ялинки.

Фонтанна ялинка складається з перевідного фланця 10, що являється перевідною ланкою між фланцем великого діаметру трубної підвіски 9 та фланцем меншого діаметру засувки 26. Далі йдуть трійники 13 та 15 бокових відвідних маніфольдів 11 та 22, а між трійниками засувка 14. Над трійником 15 встановлюється засувка 16, а над нею замірний фланець 19 з прямоточним вентиляем 18 та манометром 17. Між трійниками та боковими відвідними маніфольдами встановлені засувки 12 та 20. Маніфольди кріпляться до засувок за допомогою фланців 4, 21, 24, 28.

Трійники фонтанної арматури зварені з штампованих заготовок. Фланці арматури з'єднані шпильками і ущільнюються металевим кільцем, яке затискається між фланцями. Фонтанна арматура виготовлена з сталі 20. Для установки ущільнюючого кільця в фланцях виконані канавки. Ущільнюоче кільце виконане з сталі більш м'якої, ніж фланці арматури, які затискають кільце. Це зроблено для покращення ущільнення і для того, щоб в випадку пошкодження з'єднання виходило з ладу більш дешеве кільце, а не складна деталь з фланцем.

На бокових відводах трубної підвіски встановлюються дублюючі запірні пристрої 5 та 33. Між основними 8, 34 та дублюючими 5, 33 засувками трубної підвіски встановлено замірні фланці 6, 32 з прямоточними вентилями 7, 31 та манометром 27.



1 – колонна головка; 2 – хрестовина трубної підвіски; 2, 13, 15, 30 – трійник нагнітальної арматури; 3, 23 – фланець-заглушка; 4, 21, 24, 28, 36, 38, 39 – фланець; 5, 8, 12, 14, 16, 20, 26, 29, 33, 34, 35, 42 – засувка; 6, 19, 32, 41 – замірний фланець; 7, 18, 31 – вентиль прямотічний; 9 – хрестовина трубної підвіски; 10 – перевідний фланець; 11, 22, 25, 37 – відвідний (підвідний) маніфольд; 17, 27 – манометр; 40 – шлейф

Рисунок 1.11 – Обв'язка устя трійникового типу

Технологією передбачено встановлення манометрів тільки на діючу вітку відводу та центральний ствол ФА. Після дублюючих засувок встановлені трійники 2 та 30, що сполучають бокові відводи трубної підвіски з боковими маніфольдами.



Рисунок 1.12 – Фото вибраної обв'язки устя

На запасній вітці після трійника встановлено фланець-заглушку 3. На основній вітці після трійника йде засувка 35, до якої на фланцевому з'єднанні під'єднаний маніфольд 37 та підвідний шлейф 40. На соновному боковому маніфольді 22 після фланця 24 встановлюється фланець-заглушка 23 для виконання технологічних операцій при ремонті свердловини.

При відборі газу, засувки 5, 8, 12, 16 33, 42 є закритими. Газ з НКТ через ствольову частину фонтанної ялинки подається до трійника 15, а далі на боковий маніфольд 22-25, через засувки 29 та 35 на шлейф 40. Засувка 34 в період відбору є відкритою, і по манометру 27 здійснюється контроль за тиском в міжколонному просторі. При замірі тиску в ствольовій частині фонтанної ялинки, засувку 16 відкривають, і манометром 17 здійснюють заміри. При виході необхідності проведення ремонту в діючій вітці, засувки 14 та 34 перекривають, а 12 і 8 відкривають. Замість фланця-заглушки 3 приєднують маніфольд, який з'єднують з шлейфом. Процес нагнітання газу є аналогічним.

Для проведення ремонту ФА свердловину заглушують водою. Для цього замість фланця-заглушки 23, під'єднують насосний агрегат, а фланець-заглушку 3 знімають. Засувки 12, 16, 29, 33, 34, 35, 42 закривають, а всі інші відкривають. Закачування здійснюється до появи води з трійника 2. Після цього можна демонтувати ФА. Також процес глушіння може здійснюватись в зворотному напрямку – закачування води не в НКТ, а в міжколонний простір.

Колонна головка ОКК1-21-146×245 з трубною хрестовою підвіскою фонтанної арматури (рис. 1.12) складається з корпусу колонної обв'язки 4, яка накручується на кондуктор 3 Ø245мм. На клинах 15 підвішується експлуатаційна колона 2, між колонний простір герметизується ущільненнями 12 з опорними кільцями 14. Над колонною головкою на фланці кріпиться хрестовина трубної головки 5. Фланці закріплюються шпильками 11 та герметизуються ущільнюючим кільцем 13. Для заміру параметрів в просторі між експлуатаційною колоною та кондуктором. В корпусі колонної обв'язки передбачений відвідний патрубок 16.

Трубна головка призначена для підвішування колони НКТ. Крім того, трубна головка призначена також для герметизації колони НКТ, контролю за тиском у міжколонному просторі і проведення різних технологічних операцій у процесі освоєння, дослідження, експлуатації та ремонту свердловини. Трубна головка є складовою частиною фонтанної арматури і монтується на колонній головці.

В корпусі хрестовини встановлюється упор 10 та труботримач 7. В труботримач вкручений перевідник 9, який, в свою чергу накручений на кінець НКТ 1. Зверху в труботримач вставлено захисний патрубок 6. Навколо труботримача є кільце 8.

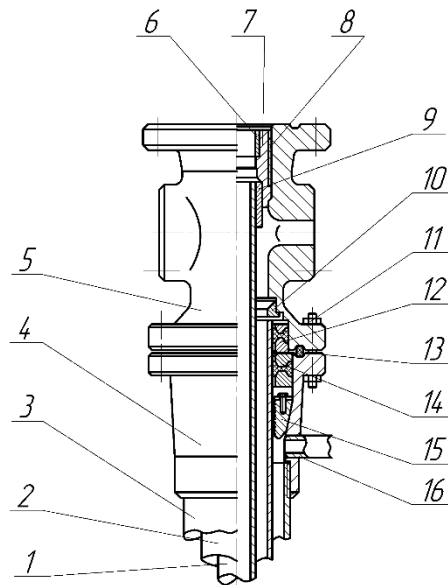
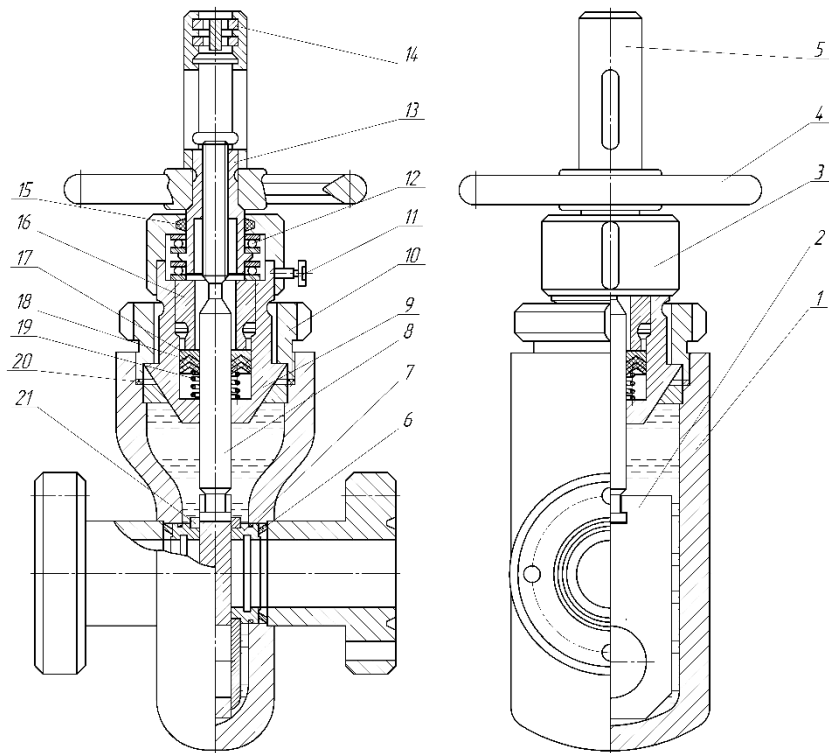


Рисунок 1.12 – Колонна головка з трубною головкою фонтанної арматури
 Засувка шиберна прямоточна ЗМС1-65×21 (рис. 1.13) призначена для перекриття стовбура фонтанної арматури в процесі експлуатації при проведенні ремонтних робіт.

Засувка складається з корпуса 1, який складається з кованого власне корпуса і приварених до нього двох штампованих фланців для з'єднання з іншими елементами фонтанної ялинки. Зверху в корпус вставляється стакан ущільнення 9 та накручується кришка 10. В корпусі розміщені два сідла 7 (вхідне і вихідне), які приєднані герметично і ущільнюються тарілчастими пружинами 6. Перекриття прохідного отвору здійснюється шибером 2, який рухається по направляючим 21 та приводиться в рух маховиком 4 через шпindel 8. Порожнини засувки заповнені густим мастилом для герметизації зазорів між сідлами і шибером. Для запобігання витікання мастила шпindel ущільнений ущільнюючими манжетами 18, які підтискаються пружиною сальника 19 до натискного кільця 17. Зверху натискне кільце підтискає гайка 16. Регулювання положення отвору шибера відносно прохідного отвору корпуса засувки здійснюється регулюючим гвинтом 14. Для полегшення обертання маховика і зменшення зусиль при закритті і відкритті засувки шпindel розміщений на двох підшипниках кочення, які розміщені між ходовою гайкою 13 та кришкою підшипників 3. Для захисту шпинделя та регулювання співвісності отворів шибера та сідел над маховиком розміщений захисний кожух.



1 – корпус; 2 – шибер; 3 – кришка підшипників; 4 – маховик; 5 – захисний кожух; 6 – тарілчаста пружина; 7 – сідло вхідне; 8 – шпindelь; 9 – стакан ущільнення; 10 – кришка; 11 – гвинт-фіксатор; 12 – підшипник; 13 – гайка ходова; 14 – регулювальний гвинт; 15 – манжета; 16 – гайка натискна; 17 – натискне кільце; 18 – манжетне ущільнення; 19 – пружина; 20 – ущільнення кришки; 21 – направляюча шибера

Рисунок 1.13 – Засувка прямоточна ЗМС1-65×21

Фонтанний підйомник складений з насосно-компресорних труб гладких високогерметичних типорозміру НКТ 73×6,5-Д ГОСТ 633-80 (рис 1.14) труби складаються з тіла труби на кінцях яких є конічна трубна різьба. Труби з'єднуються між собою за допомогою муфт.

В зв'язку з специфікою робіт, а саме нагнітання та відбір газу одним обладнанням та з метою виконання технологічних операцій при ремонті обв'язка устя модифікована. Загальний вигляд наведено на рисунку 1.11.

Розділ 2

2.1 Аналіз конструкцій запірних органів фонтанної арматури

Основними запірними органами фонтанних арматур є засувки та крани.

Засувки за конструкцією запірного органу поділяються на:

- клинові;
- прямоточні з плоско-паралельним шибером;
- прямоточні з клінькетним шибером;
- прямоточні з кульовим запірним органом.

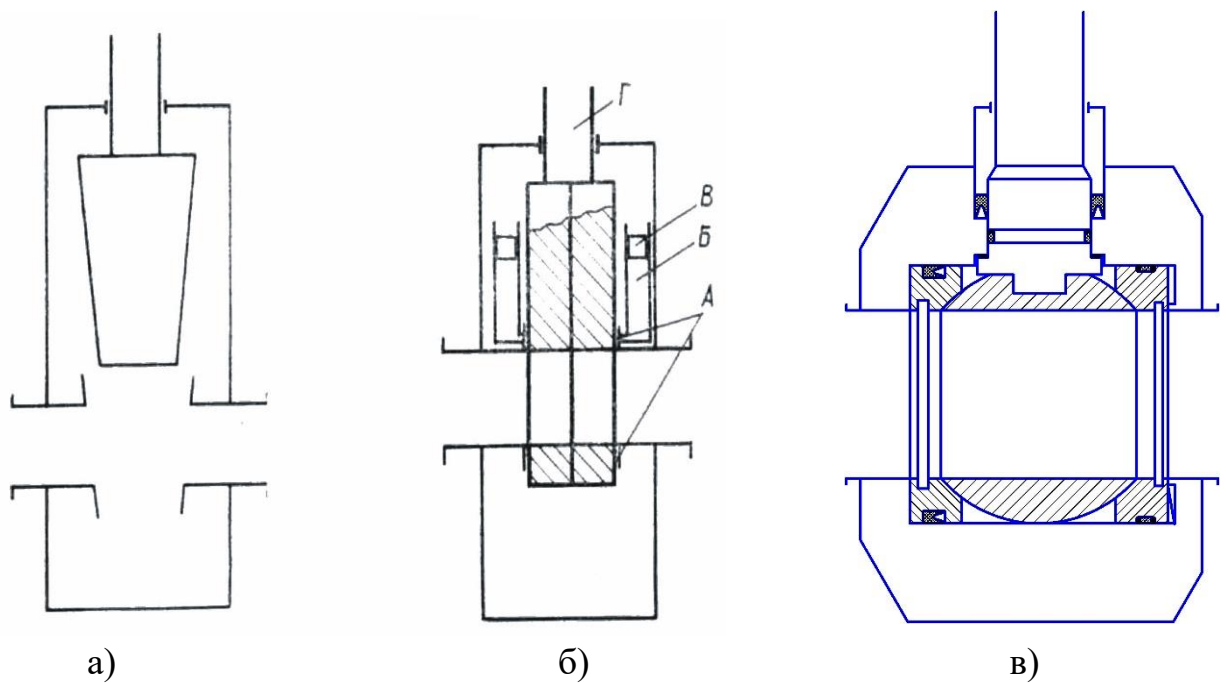


Рисунок 2.1 – Схеми клинової (а), прямоточної (б), кульової (в) засувок

Прямоточні засувки з плоско-паралельним та кліткетним шибером виготовляються з висувним або не висувним шпинделем. У засувках з не висувним шпинделем останній при закриванні-відкриванні переміщається у внутрішній порожнині шибера. Ці засувки виготовляються як із зрівноважувальним штоком так і без нього.

Запірні органи перших трьох типів є основними в ствольній і відвідній частинах арматури. Основною перевагою клинової засувки це її простота. Але при відкритій засувці біля прохідного каналу (рис. 2.1 а) утворюються великі бокові порожнини, які викликають утворення вихрових потоків, втрату напору і можливе відкладання в них солей, парафіну і піску. При цьому ущільнювальні поверхні біля корпуса і клина інтенсивно омиваються потоками рідини, що відбирається з свердловини, що призводить до їх посиленої корозії і ерозії [3,6].

Цих недоліків немає *прямоточна засувка* (рис. 2.1 б). Клинове ущільнення в неї замінено одношиберним (рис. 2.2) або шиберним з двома плашками (рис. 2.3). Шибер при відкритому і закритому прохідному каналі весь час притиснутий до ущільнювальних поверхонь деталей корпуса. Він складається з двох половинок, які розтискаються пружинами. Загальне зусилля може доходити до 9 кН. При закриванні або відкриванні прямоточної засувки шибер ковзає по ущільнювальних поверхнях деталей корпуса. У відкритому стані всередині засувки утворюється прямий канал без суттєвих бокових поверхонь. Ущільнювальні поверхні не омиваються потоком рідини. До ущільнювальних поверхонь біля зазору А подається густе мастило. Таким чином виключаються основні недоліки клинової засувки [3].

Використовуються прямоточні засувки з густими усередині ущільнювальними мастилами. В'язкі мастила є нерозчинними в конденсаті і пластових водах. Запас цього мастила знаходиться в резервуарах Б. Від основної засувки мастило (найчастіше ЛЗ-162) відокремлене поршнями В. Вся внутрішня порожнина засувки також заповнена спеціальним мастилом.

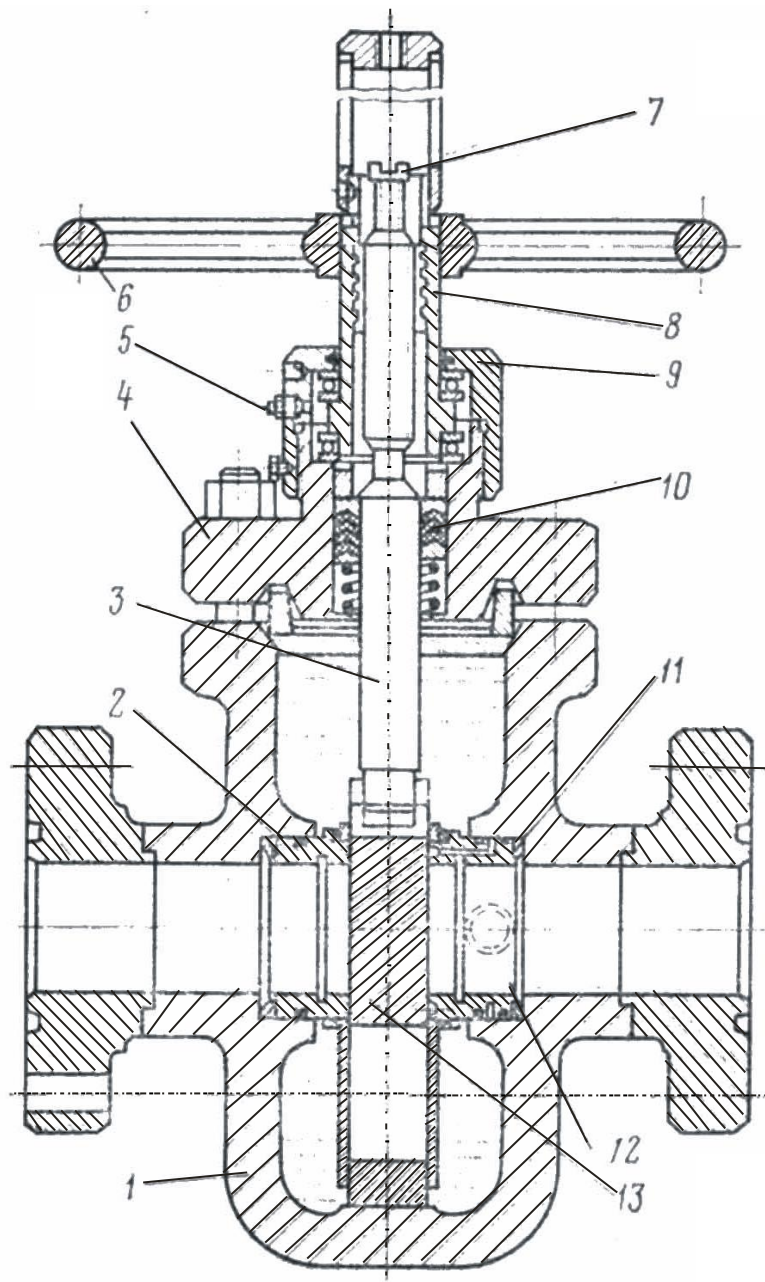
Використовують також прямоточні засувки з ущільнювальними еластичними елементами біля зазору А із графітофторопласта АФГ-80ВС. Так, як всередині засувки тиск рівний тиску середовища, яке проходить через засувку, то на шпindel ь Г знизу діє сила, яка сприймається осьовими опорами (див. рис. 2.1). Для зменшення осьових сил, що діють на шпindel ь засувки Г, використовують розвантажувальний шток (рис. 2.3, 2.4) [3,6].

Осьова опора шпindel ья у прямоточної засувки кулькова (опорний кульковий підшипник), що дозволяє зменшити обертовий момент на шпindel ь. Обертаючи маховик і шпindel ь, накручують гайку шибера на нарізану частину шпindel ья і піднімають шибера до упору, коли відбувається суміщення отворів в корпусі і шибери. Так само відкривається і закривається клинова засувка. Таким чином, у засувок обох типів є ще один спільний *недолік* – для відкриття і закриття необхідно зробити декілька обертів маховика, прикладаючи до нього велике зусилля [6].

Засувка прямоточна ЗМСІ (рис. 2.2) призначена для перекриття стовбура фонтанної арматури в процесі експлуатації при проведенні ремонтних робіт.

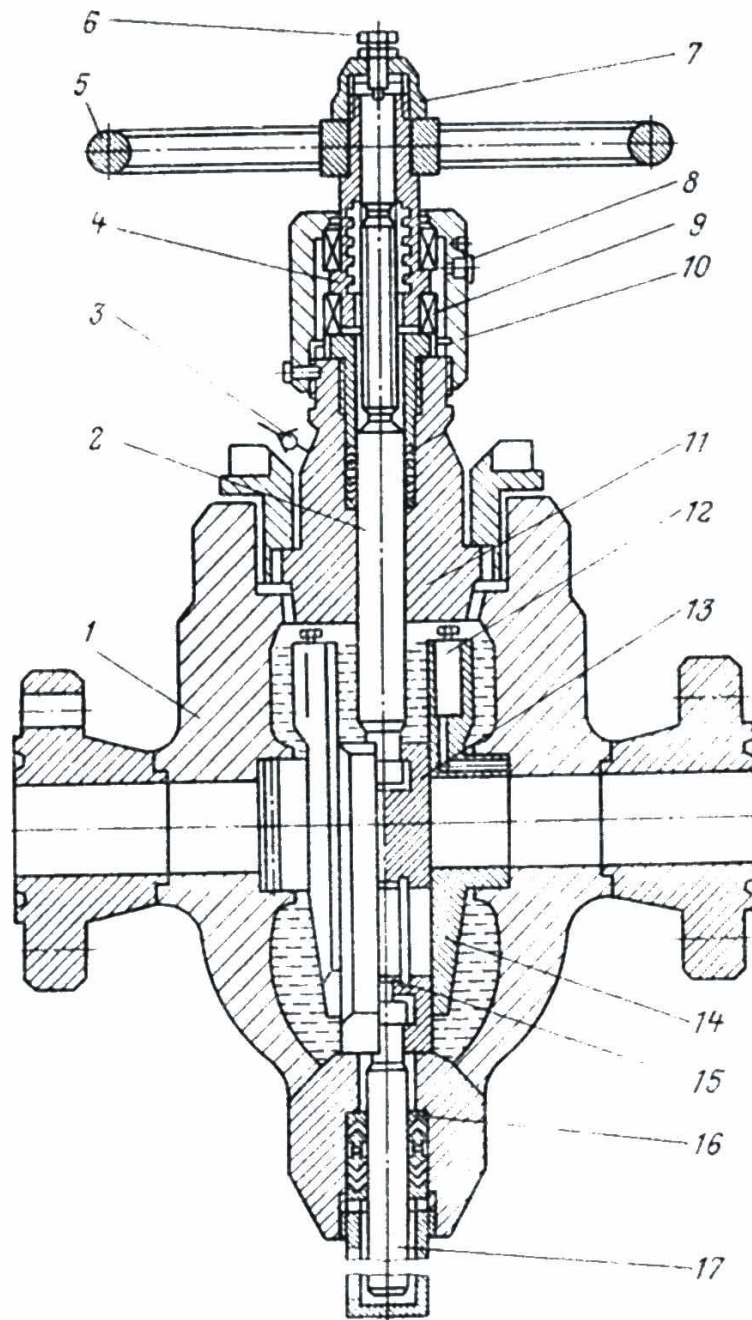
Засувка складається з корпусу 1, який складається із кованого власне корпусу і приварених до нього двох штампованих фланців для з'єднання з іншими елементами фонтанної ялинки. Зверху корпус закривається кришкою 2, яка кріпиться шпильками. В корпусі розміщені два сідла вхідне 12 і вихідне 13, які приєднані герметично і ущільнюються прокладками. Перекриття прохідного отвору здійснюється шиберам 14, який приводиться в рух маховиком 6 через шпindel ь 3. Порожнини засувки заповнені в'язким мастилом для герметизації зазорів між сідлами і шиберам. Для запобігання витікання мастила шпindel ь ущільнений манжетами 8, які підтискаються пружиною сальника 9 до кільця натискного. Регулювання положення отвору шибера відносно прохідного отвору корпусу засувки здійснюється регулюючим гвинтом 16. Для полегшення обертання маховика і зменшення зусиль при закриванні і відкриванні засувки шпindel ь розміщений на двох підшипниках кочення, які розміщені між ходовою

гайкою 5 і кришкою підшипників 4. Змащення підшипників здійснюється через мастильницю 17 [4].



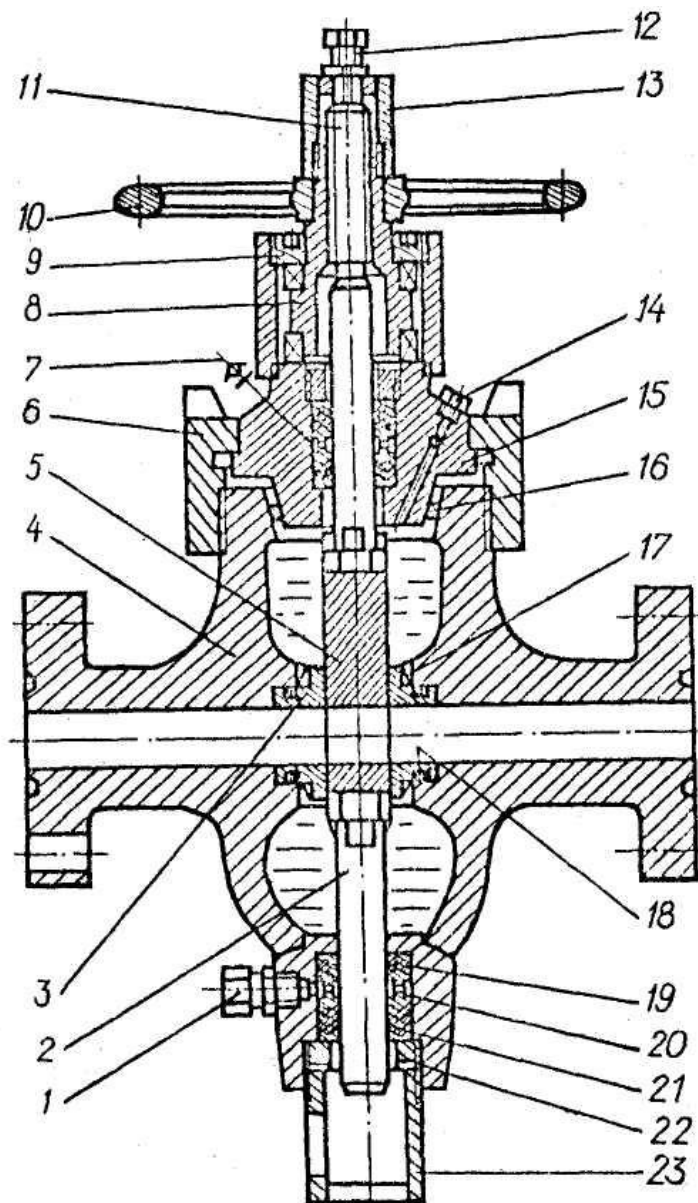
1 – корпус; 2 – кришка; 3 – шпindelь; 4 – кришка підшипників; 5 – гайка ходова; 6 – маховик; 7 – клапан нагнітальний; 8 – манжета; 9 – пружина сальника; 10 – кільце натискне; 11 – гайка натискна; 12 – сідло вхідне; 13 – сідло вихідне; 14 – шибер; 15 – пружина; 16 – гвинт регулювальний; 17 – мастильниця

Рисунок 2.2 – Засувка прямоточна ЗМС1 [4]



- 1 – корпус; 2 – шпindelь; 3 – зворотний клапан для змащування вузла сальника;
 4 – ходова гайка; 5 – маховик; 6 – регулювальний болт; 7 – кожух; 8 – гайка;
 9 – упорний кульковий підшипник; 10 – кришка підшипника;
 11 – корпус сальника; 12 – поршеньок; 13 – плашка; 14 – направляюча щока;
 15 – фторопластова втулка; 16 – манжета; 17 – розвантажувальний шток

Рисунок 2.3 – Прямоточна засувка типу ЗМАД [4]



1, 7 – зворотні клапани; 2 – шток; 3 – сідло; 4 – корпус; 5 – шибер;
 6 – гайка; 8 – ходова гайка; 9 – гайка; 10 – маховик; 11 – шпindelь;
 12 – регулювальний болт; 13 – кожух; 14 – пробка; 15 – кришка;
 16, 18 – ущільнення; 17 – тарілчаста пружина; 19, 21 – манжети;
 20 – розпірне кільце; 22 – гайка; 23 – кожух

Рисунок 2.4 – Прямоточна засувка типу ЗМС [4]

Засувки кульові (рис. 2.1в; 2.5, 2.6) це новий тип засувок, який на рівні може конкурувати із шиберними засувками на експлуатаційних свердловинах.

Випускають кульові засувки ЗККУ та ЗКР, які представляють собою кран кульовий з механічним керуванням обертання кулі.

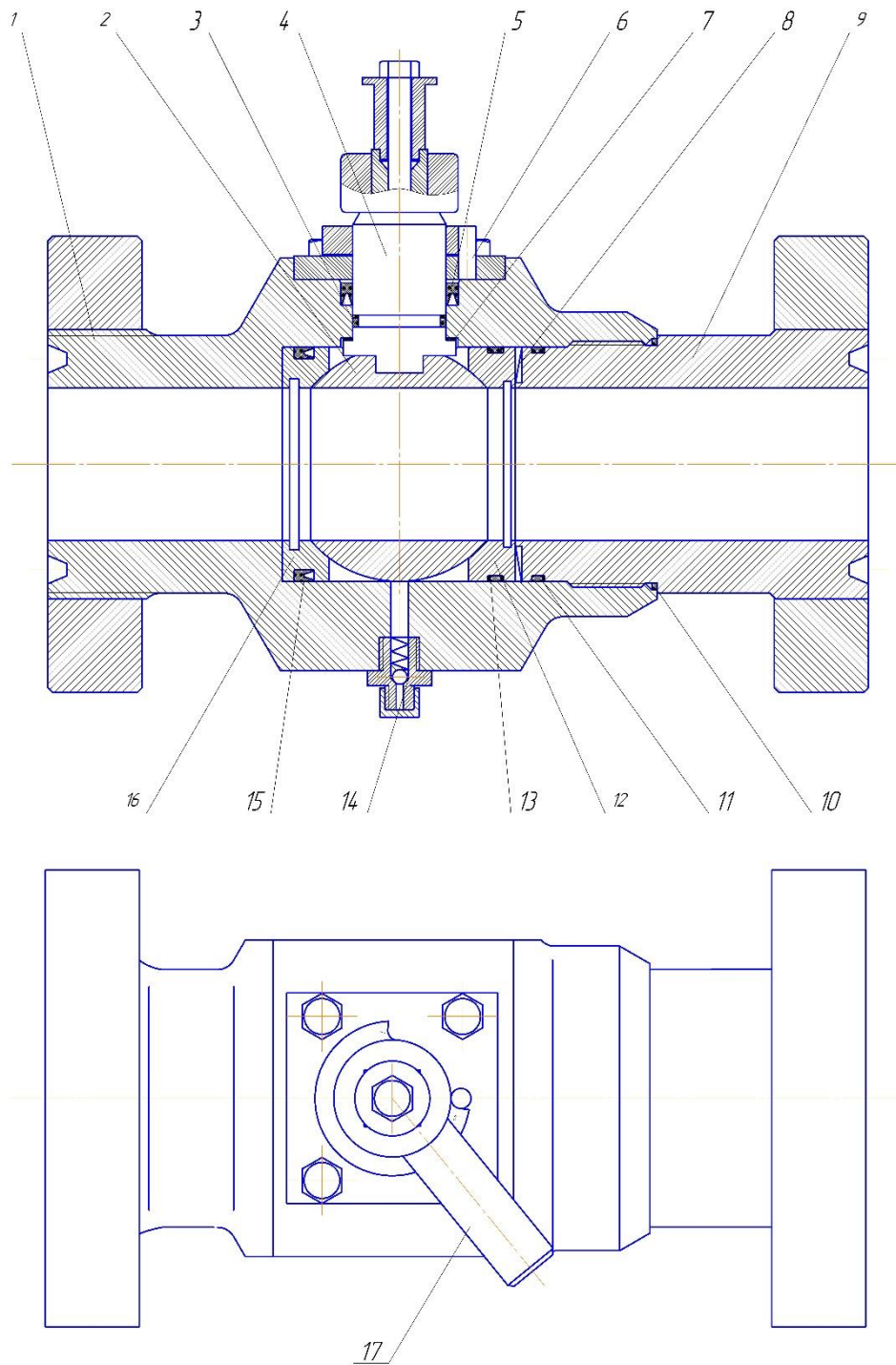
Засувка ЗККУ складається (рис. 2.5) з корпусу, кульового затвору і механізму керування кульовим затвором.

У корпусі, який складається з двох напівкорпусів 1 та 9, розташований кульовий затвор, а на корпусі - механізм керування кульовим затвором і зворотний клапан 14. Герметичність з'єднання напівкорпусів забезпечується гумовими ущільнювальними кільцями 10 і 11 [12].

Кульовий затвор складається із кулі 2, сідел 12 та 16, тарілчастої пружини. Герметичність напівкорпуса 9 з сідлом 16 забезпечується манжетою 15, а напівкорпуса 1 з сідлом 12 ущільнюючим кільцем 13; між кулею 2 та сідлами та 16 їх притиранням. Силове замикання кульового затвору забезпечується напівкорпусом 9 [12].

Механізм управління кульовим затвором складається із шпинделя 4, ключа управління 17, подовжувача (на рис. не показаний), обмежувача повороту кулі 2 та мідної прокладки 7. Герметичність з'єднання механізму управління і напівкорпуса 1 забезпечується ущільненням, яке складається із кільця 3, манжети 5 [6,12].

Для зменшення зусилля на відкривання кульової засувки застосовують різні способи, зокрема кулю з опорними цапфами.

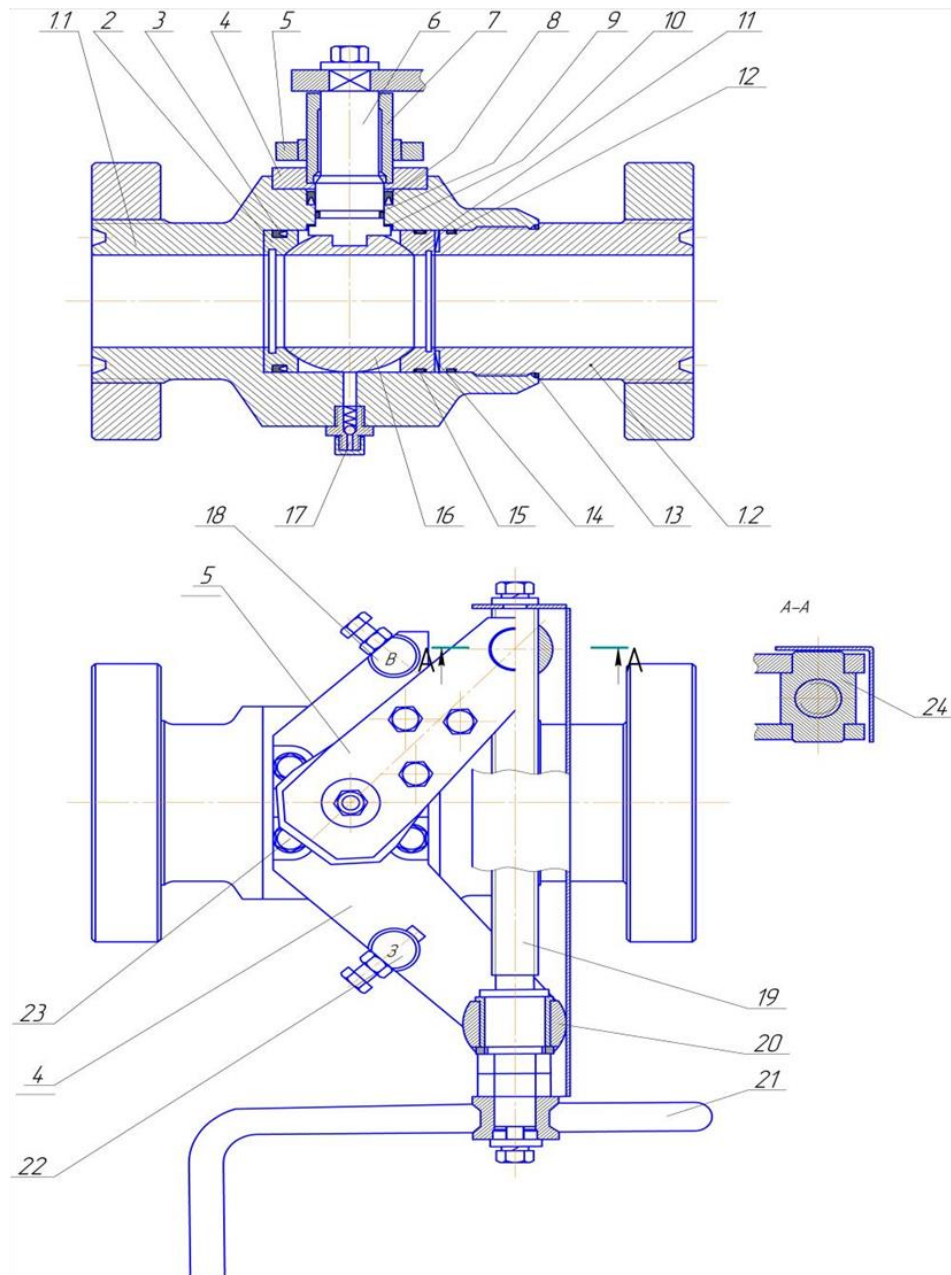


1, 9 – напівкорпус; 2 – кулька; 3 – кільце; 4 – шпindelь; 5, 15 – манжета;
 6 – обмежувач повороту; 7 – мідна прокладка; 8 – тарілчаста пружина;
 10, 11, 13 – ущільнювальні кільця; 12, 16 – сідла; 14 – зворотний клапан;
 17 – ключ управління

Рисунок 2.5 – Засувка кульова ЗККУ [6]

Крім кульової засувки ЗККУ виготовляється засувка ЗКР [6].

Засувка ЗКР-65×210 (рис. 2.6) складається із корпусу, кульового затвору і механізму управління кульовим затвором.



- 1.1, 1.2 – напівкорпуси; 2, 11 – сідло; 3, 8 – манжета; 4 – планка; 5 – важіль;
6 – шпindelь; 7 – опора; 9, 12, 13, 15 – ущільнююче кільце; 10 – мідна прокладка; 14 – тарілчаста пружина; 16 – кулька; 17 – мастильниця;
18, 22 – обмежувач повороту; 19 – ходовий гвинт; 20 – опора; 21 – штурвал;
23 – гвинт; 24 – планка

Рисунок 2.6 – Засувка кульова типу ЗКР [6]

У корпусі, який складається з двох напів корпусів 1.1 та 1.2, розташований кульовий затвор, а на корпусі – механізм управління кульовим затвором і мастильниця 17. Герметичність з'єднання напівкорпусів забезпечується гумовими ущільнювальними кільцями 12,13.

Кульовий затвор складається з кулі 16, двох сідел 2 та 11 тарільчатої пружини 14. Герметичність між напівкорпусом 1.1 та сідлами 2 та 11 забезпечується манжетою 3 і ущільнювальним кільцем 15, а між кулькою 16 та сідлами 2 і 11 забезпечується їх притиранням. Силове замикання кульового затвору забезпечується напівкорпусом 1.2.

Механізм управління кульовим затвором складається із ходового гвинта 19, який установлений у опорі 20, ходової гайки 24, яка розташована у важелі 5, що установлений на опорі 7, а крім того з'єднаний із шпинделем 6, двох обмежувачів повороту 18 та 22 кулі 16, штурвала 21, що розташований на ходовому гвинті 19. Механізм управління кульовим затвором розташований на планці 4, яка за допомогою гвинтів 23 кріпиться до півкорпуса 1.1 забезпечується ущільнювальним 9, манжетою 8 і прокладкою 10.

Принцип роботи [6]

Свердловинне середовище подається з боку напівкорпуса 1.1, проходить скрізь отвори у кульовому затворі і напівкорпусі 1.2 далі у трубопровід.

При необхідності перекрити прохідний отвір засувки штурвал 21 обертають за годинниковою стрілкою доти, доки важіль 5 не торкнеться обмежувача повороту 22. Для відкриття прохідного отвору засувки штурвал 21 обертають протигодинникової стрілки доти, доки важіль 5 не торкнеться обмежувача повороту 18 [6].

Технічна характеристика засувки ЗКР-65×210 наведені в табл. 2.1

№ п/п	Назва параметра	Одиниця виміру	Значення параметра
1	Робочий тиск, Pp, не більше	МПа	21
2	Умовний прохід, Ду	мм	65
3	Робоче середовище		Нафта, газ, газоконденсат без агресивних домішок, розчин CaCl ₂ , органічна кислота до 1600 мг/м ³ , механічні домішки до 1 г/м ³
4	Температура робочого середовища	град. С	0-80
5	Управління кульовим затвором		ручне
6	Тип ущільнення		Метал по металу
7	Зусилля на органі керування кульовим затвором	Н	450
8	Маса, не більше	кг	64

Засувки типу ЗККУ і ЗКР в конструкції не мають опорних цапф, але для зменшення зусилля на відкривання запірною органу засувки наділені спеціальними сідлами з розвантажувальними ущільненнями.

Компенсатор розширення (тарілчаста пружина) гарантує вільне переміщення деталей, у випадку внутрішніх або зовнішніх температурних перепадів, а також дії тиску. Розміщення компенсаторів зберігає ідеальне положення запірною органу під час обертання, що не допускає місцевого зношування ущільнень. При низькому тиску зусилля тарілчастої пружини забезпечує постійне зусилля контакту в запірною органі, а також автоматично компенсує зношування ущільнень.

Для ущільнення запірною органу використовують різні типи ущільнень, в залежності від експлуатаційних вимог:

- Стандартне обладнання - для рідин, газорідинної суміші,

вуглеводнів, індустриальних газів, кислот;

- "U" подібне обладнання - для газу і рідин з вмістом абразивних домішок, що гарантує високу стійкість до зношування;

- Високотемпературне обладнання - у відповідності до типу флюїду.

Елемент додаткової герметизації - проводиться закачуванням мастила (в орган ущільнення), що призводить до часткової герметичності в стандартному і „U” подібному ущільненні, коли частково пошкоджений орган герметизації.

Засувки ЗККУ та ЗКР мають ряд переваг:

- простота конструкції;

- мала металомісткість;

- можливість аварійного відкриття ;

- висока герметичність;

- низька вартість;

- простота в обслуговуванні;

- механізм розвантаження кулі від дії тиску свердловини, що є новинкою в порівнянні з КШ, що зменшує зусилля на відкривання [6].

Зниження вартості досягається за рахунок зменшення металомісткості, технологічності і автоматизації виготовлення групи ущільнення "куля-сідло".

Кульові засувки мають наступні характеристики:

- Загартований кульовий орган із нержавіючої сталі. Твердість підвищує корозійну стійкість, полірування поверхні в місцях навантаження підвищує стійкість до експлуатаційного зношування.

- Кульовий орган з опорами на дві цапфи. При закритому положенні кулі, гідростатичний тиск діє на опорні цапфи, а не на місця герметичності. Центрування кулі на цапфах з підшипниками гарантує:

- прецизійне положення;

- зусилля від випадкового тиску;

- методи розбирання для обслуговування;

- додаткову герметичність по руху флюїду.

Жорсткість і витривалість опор виключає деформацію, передає крутний момент і захищає ущільнення від зношування.

Дія гідростатичного тиску передається на дві площини, різниця між якими створюють силу контакту між кулею і сідлом. Цей процес, іменований «диференційна дія» [12].

2.2 Аналіз умов роботи запірних органів фонтанної арматури

Запірні органи фонтанної арматури знаходяться під дією тиску, пропускають через себе до мільйонів кубометрів газу, що часто вміщують агресивні середовища (H_2S і CO_2), абразив, сильно мінералізовану воду. Інколи температура навколишнього середовища опускається нижче -50 °C. Нерідкі випадки, коли перелічені умови характерні для одного родовища. Аналогічні і умови експлуатації і запірних органів в маніфольдах фонтанної арматури [6].

Ці особливо складні умови експлуатації запірних органів визначають і вимоги, що пред'являються до їх конструкції і виготовлення:

- здатність витримувати необхідний тиск і забезпечувати при цьому герметизацію затвору;
- пропускати потік пластової рідини або газу з мінімальною втратою напору;
- зберігати працездатність при наявності агресивного середовища і абразиву, при високих і низьких температурах;
- бути оперативними в керуванні;
- мати мінімальну матеріалоемність.

Широкий діапазон дебітів і тисків, хімічного складу рідини або газу, температур поряд з масовим характером виробництва запірних пристроїв зробили цілеспрямований їх випуск не в універсальному, а в спеціалізованому виконанні насамперед для різних тисків, витрат, хімічного складу і

температур. Параметри і виконання запірних органів регламентується стандартами.

Стандарт регламентує головні параметри арматури і запірних органів: робочий тиск і тиск випробування, діаметр прохідного отвору.

Крім того, регламентується; приєднувальні розміри; габарити; маса; виконання; розміри фланцевого з'єднання; хімічний склад, механічні властивості і марки використаних сталей в залежності від розмірів, тисків і властивостей середовища.

2.3 Аналіз властивостей матеріалів швидкозношуваних деталей та існуючі методи зміцнення

Більше 86 % відмов фонтанної арматури пов'язано із виходом з ладу деталей запірного вузла. В зв'язку з цим в останні роки замість клинної засувки широко використовують прямоточну з плоскопаралельним затвором (одно або двошиберну), тривалість дії якої в 2-15 раз більше, ніж у клинної. Основні деталі запірного вузла – шибер і сідло – які виготовлені з легованої сталі [6].

Для збільшення витривалості запірних пристроїв ідуть шляхом зміцнення самого матеріалу. Зазвичай це роблять за допомогою азотування. Так азотована сталь 38ХМЮА довговічніша в умовах гідроабразивного зношення, ніж тверді сплави і мінералокераміка. Спроби загартувати сталь 40Х успіху не мали із-за схоплювання, задирів, підвищеного зносу.

Шибер і сідло виконують із сталі 38ХМЮА (ГОСТ 4543-88) і азотують на глибину 0,5 - 0,55 мм і твердість НВ 970-1050. Заготовки деталей піддають покращенню на твердість НВ 235-277. Після механічної обробки проводять високий відпуск з метою зняття напружень для зменшення короблень при азотуванні. Азотовані поверхні перед насиченням шліфують.

2.4 Вибір оптимальних технологій зміцнення запірних органів кульових засувок

На даний час запірний орган засувки ККУ та ЗКР виготовляється у трьох виконаннях:

Перше виконання – поверхні кулі та сідел піддаються азотуванню.

Друге виконання – поверхні кулі та сідел піддаються карбонітрації.

Третє виконання – на поверхні кулі і сідел наносяться зміцнюючі покриття детонаційно-газовим методом. Для цього покриття використовуються матеріали на основі корундової кераміки. Це оксид алюмінію – Al_2O_3 .

2.4.1 Азотування

Велика кількість досліджень дозволило визначити галузь ефективного використання азотування. Це передусім обробка деталей складної форми і великих розмірів, що характерно для нафтової промисловості. Ефективність азотування в багато чому визначається хімічним складом сталі і попередньою термічною обробкою.

Азотування є хіміко-термічною обробкою, що складається із дифузійного насичення шару сталі азотом при нагріванні у відповідному середовищі. Азотуванню можна піддавати будь-які сталі. Досить поширеним є високотемпературне азотування при нагріванні до 600-1200 °С. В результаті азотування сталь отримує: високу твердість на поверхні, високу зносостійкість, високий опір корозії в агресивних середовищах.

В процесі азотування оброблювані вироби отримують невеликі деформації. Азотований шар гарно шліфується і полірується.

Технологічний процес азотування шибера складається з наступних етапів:

- попередня термічна обробка;
- механічна обробка (включаючи шліфування);
- захист поверхонь, не підлягаючих азотуванню;
- азотування;
- завершальне шліфування і доводка виробу до заданих допусків;

Попередня термічна обробка полягає в загартуванні і відпуску при 560-650 °С. При проведенні термообробки необхідно врахувати схильність матеріалу шибера чи кулі (сталь 40ХНМА) до зменшення кількості вуглецю. Тому рекомендується перед шліфуванням провести стабілізуючий відпуск для знімання внутрішніх напружень. Стабілізуючий відпуск проводять при температурі на 20-40 °С вище температури азотування протязі 3-10 год. з наступним повільним охолодженням. Для захисту поверхонь від азотування рекомендується хімічне чи гальванічне нікелювання (10-30 мкм).

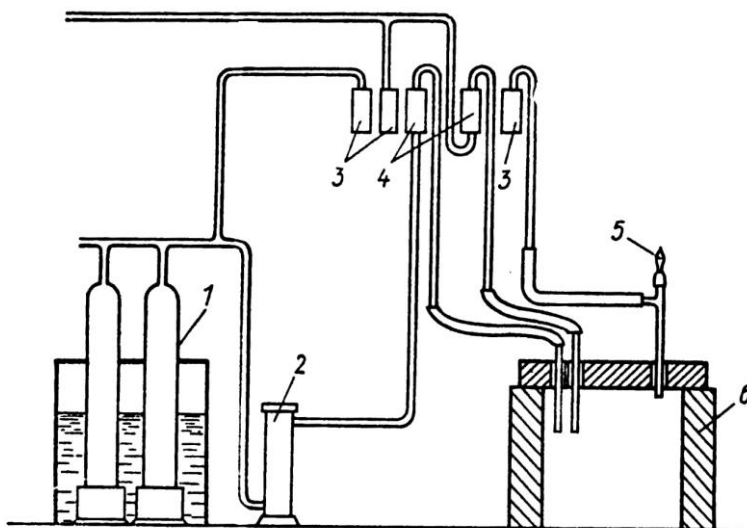
Перед азотуванням поверхня виробу повинна бути обезжирена електрохімічним методом, промиванням в бензині, чи інших розчинах.

Азотування проводять в атмосфері частково дисоційованого аміаку. Для зниження крихкості азотованого шару і економії аміаку рекомендується азотування в аміаку, розчиненому азотом (азотним газом $N_2+4\% H_2$) до 70-80 % чи попередньо дисоційованим аміаком (N_2+H_2).

Введення в аміачно-водневу атмосферу кисню, повітря чи вуглецю прискорює процес дифузійного насичення сталі азотом.

Азотування проходить при температурі 500-600 °С на протязі 15-20 годин. Такий режим обробки дозволяє отримати шар товщиною 0,25-0,5 мм з твердістю 8,5-9,5 кН/м² (67-70 HRC).

Азотування проводять в середовищі аміаку та природного газу спеціальній установці (рис 2.11). Установка складається із шахтної печі (типу Ц-35), оснащеної достатньо потужним вентилятором, котрий забезпечує гарне змішування введених в піч двох газів, і контрольно-вимірювальної апаратури, розміщеної на щиті керування. На щиті встановлено два ротаметри типу РС для контролю тиску в газових трубопроводах і в печі.



1 – балони з аміаком; 2 – адсорбер; 3 – манометри; 4 – ротаметри;
5 – піч Ц-35

Рисунок 2.7 – Схема установки для азотування

Звідси робимо висновок, що дану технологію термічної обробки доцільно використовувати при виготовленні шиберів, куль та щок. Це значно спрощує і здешевлює виготовлення, а також збільшує ресурс їх роботи.

2.5 Дослідження кульової засувки

Мета дослідження: визначення напружено-деформованого стану елементів при дії внутрішнього тиску на її внутрішню поверхню та зусилля на кулю від тарілчастої пружини.

Для дослідження побудовано тривимірну модель засувки, яку подано на рисунку 2.8. У засувці відсутні такі елементи засувки як ущільнення, важіль, вісь. Це зроблено з метою спрощення моделі для пришвидшення процесу розрахунку з врахуванням того, що ці елементи не чинять впливу на напружено-деформований стан засувки в цілому.

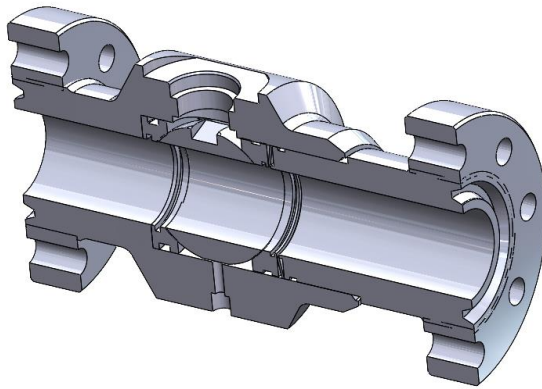


Рисунок 2.8 – Тривимірна модель засувки

Також для спрощення моделі в подальшому дослідженні фланці, які встановлені на засувці не будуть враховуватись.

На рисунку 2.9 показано розрахункову схему. Згідно цієї схеми засувку закріплено за поверхню корпусу, на яку встановлюється фланець. До внутрішніх поверхонь з якими контактує робоче середовище прикладено тиск величиною 21 МПа, а стискання тарілчастої пружини моделюється як переміщення перехідника у осьовому напрямку на величину 3 мм.

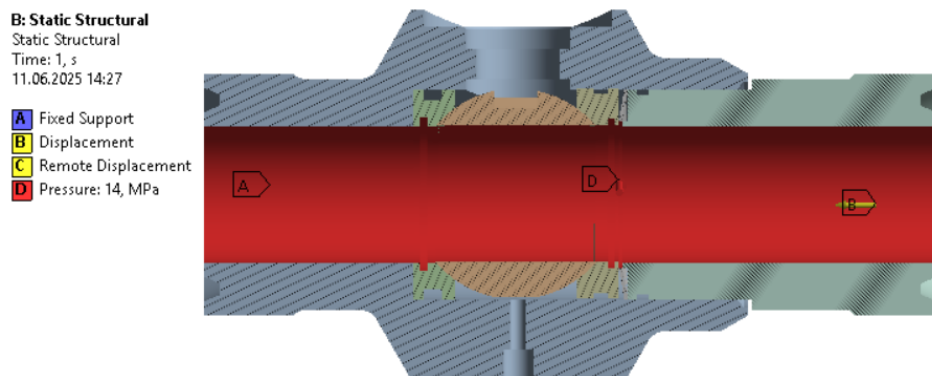


Рисунок 2.9 – Розрахункова схема засувки

Оскільки навантаження від стискання тарілчастої пружини передається на сідла та кулю, то для зручності аналізу результатів будемо розглядати тільки одну поверхню контакту сідла з кулю.

На рисунку 2.10 показано розподіл еквівалентних напружень у поздовжньому перерізі досліджуваної засувки

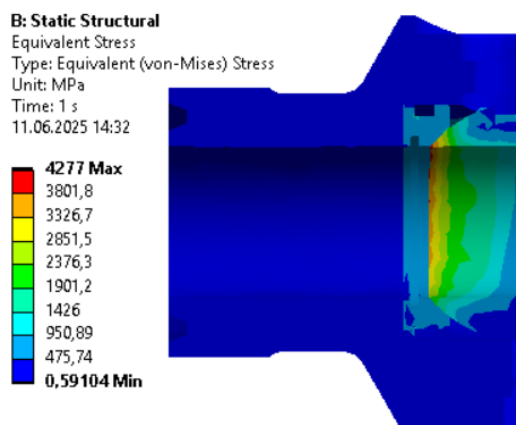


Рисунок 2.10 – Розподіл еквівалентних напружень

На рисунку 2.11 показано переміщення у досліджуваній моделі засувки

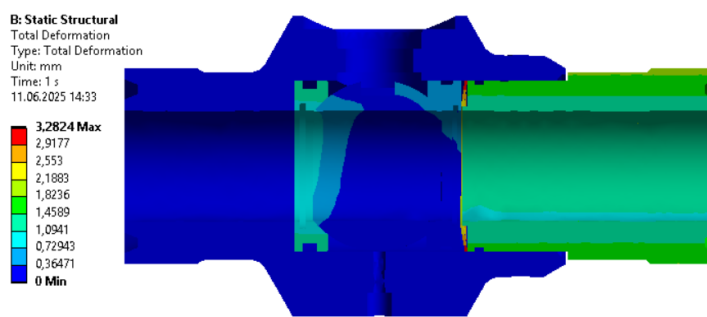


Рисунок 2.11 – Переміщення

Максимальна величина переміщення згідно результатів дослідження складає 3,2 мм.

Що стосується розподілу контактного тиску на поверхнях контакту, то доцільно спочатку розглянути статус контакту (рис. 2.12).

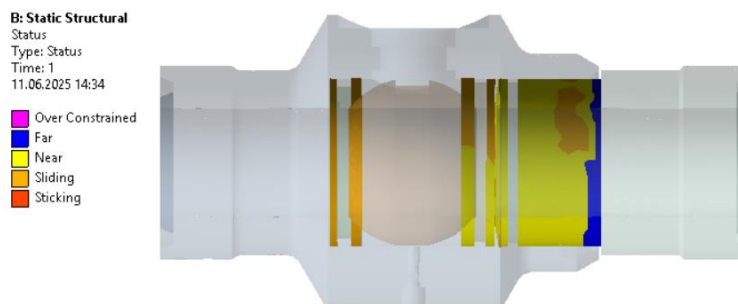


Рисунок 2.12 – Статус контакту

На рисунку 2.13 показано дистанцію проковзування

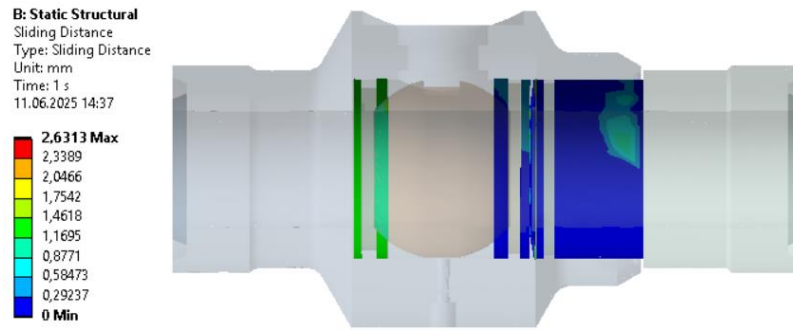


Рисунок 2.13 – Дистанція проковзування

Максимальна величина дистанції проковзування становить 2,6 мм.
 На рисунку 2.14 показано розподіл контактного тиску.

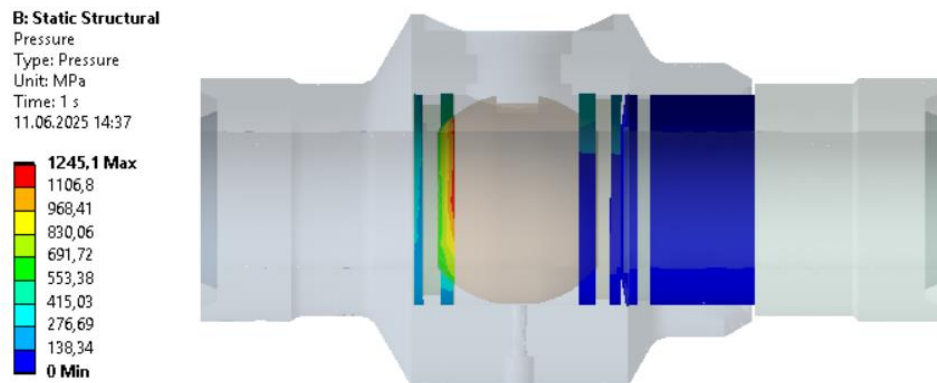


Рисунок 2.14 – Розподіл контактного тиску

Середнє значення величини контактного тиску становить до 800 МПа.
 Максимальна величина 1245 МПа обумовлена розмірами та формою сітки скінченних елементів, що у нашому випадку буде знехтувано.

Що стосується переміщення безпосередньо тарілчастої пружини, то її переміщення показано на рисунку 2.15.

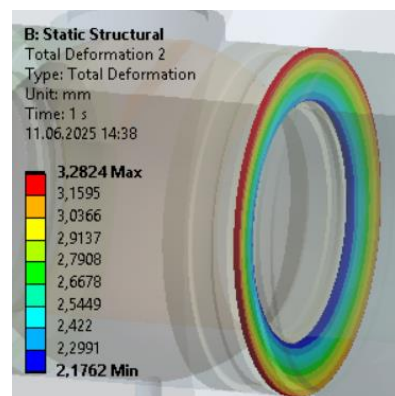


Рисунок 2.15 – Переміщення в тарілчастій пружині

Переміщення в тарілчастій пружині становлять 3,2 мм.

Отже, у результаті проведеного імітаційного моделювання встановлено напружено-деформований стан елементів засувки при дії на її внутрішні поверхні, які контактують із робочим середовищем тиску величиною 21 МПа та врахуванням зусилля тарілчастої пружини, що діє на сідла та кулю.

2.6 Дослідження напружено-деформованого стану фланцевого з'єднання

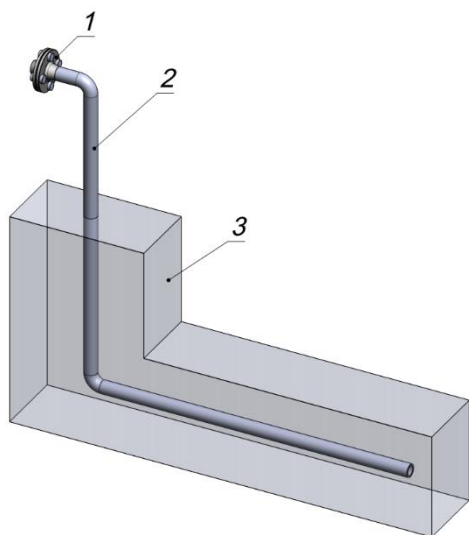
Трубопровідна арматура є невід'ємною складовою будь-яких трубопровідних систем, починаючи від житлово-комунального господарства і закінчуючи системами з підвищеними вимогами до технічної безпеки. До останніх належать системи нафтогазовидобувних та нафтогазопереробних підприємств, системи водопостачання теплових електростанцій, основні контури атомної електростанції та системи у хімічному виробництві та переробці. У цих галузях промисловості висувається підвищені вимоги до міцності та надійності всіх елементів арматури, особливо фланцевих та різьбових з'єднань. Фланець є основним елементом з'єднання трубопровідних конструкцій, забезпечуючи міцне та щільне роз'ємне з'єднання. Фланцеві з'єднання прості за конструкцією, їх можна легко розбирати та складати. Існує велика кількість різноманітних конструкцій фланцевих з'єднань. Раніше спроби проектування фланців базувалися на грубих і простих припущеннях. Однак сьогодні для дослідження роботи фланцевих з'єднань застосовують сучасні методи, такі як метод скінченних елементів [19]. Для цього використовується спеціалізоване програмне забезпечення, яке окрім розрахунку напружено-деформованого стану дозволяє прогнозувати довговічність з'єднань, знос від дії абразивного середовища тощо. Це не тільки значно прискорює проектування та дослідження фланцевих з'єднань, а й забезпечує високу точність отриманих результатів.

Фланцеві з'єднання трубопроводів та різноманітного обладнання є одними із найпоширеніших типів з'єднань завдяки простоті конструкції, можливості розбирання та складання [21]. Проте, навіть незважаючи на те, що вони на даний час є досить вивчені, вони таки потребують подальших досліджень та вдосконалень, особливо із врахуванням умов їх роботи.

Дослідження роботи фланцевих з'єднань та їх особливостей наведено у публікація [19, 21]. У них розглядаються як алгоритми проектування, аналітичні розрахунки та застосування методу скінченних елементів. Основну увагу зосереджено на те, що при проектуванні фланцевих з'єднань значна увага приділяється визначенню їх міцності, зміні герметичності внаслідок впливу зовнішніх факторів приділяється недостатня увага. Також у цих працях порівнюються результати імітаційного моделювання фланцевих з'єднань із аналітичними розрахунками та встановлено, що вони добре узгоджуються.

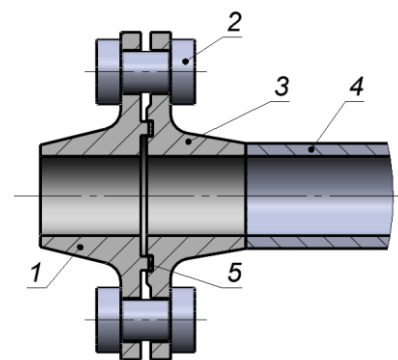
Метою даної роботи є дослідження напружено-деформованого стану елементів фланцевого з'єднання з врахуванням особливостей контактування труби із ґрунтом та горизонтального зусилля, яке може виникнути від впливу зовнішніх чинників.

Для виконання роботи побудовано модель фланцевого з'єднання, трубопроводу та ділянки ґрунту (рис. 2.16). На рисунку 2.17 показано стандартне фланцеве з'єднання, яке містить на одному фланці кільцевий шип, на іншому – кільцевий паз та прокладку.



1 – фланцеве з'єднання; 2 – труба; 3 – ґрунт

Рисунок 2.16 – Модель для дослідження



1 – фланець з кільцевим шипом;
2 – шпилькове (болтове) з'єднання;

3 – фланець з кільцевим пазом;
4 – труба;

5 – кільцева фторопластова прокладка

Рисунок 2.17 – Фланцеве з'єднання

Всі використані величини прийняті умовно для можливості розроблення алгоритму дослідження напружено-деформованого стану елементів фланцевого з'єднання.

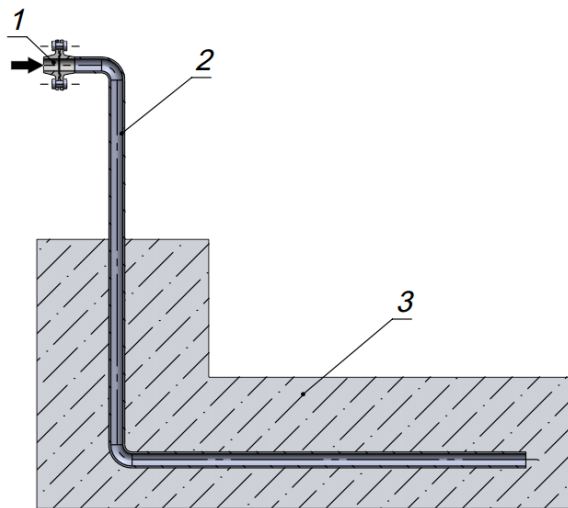
У елементах моделі для дослідження прийнято властивості матеріалів, які подано у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Властивості матеріалів фланцевого з'єднання

№ з/п	Матеріал	Модуль Юнга, Па	Коефіцієнт Пуассона
1	Сталь	200000000000	0,26
2	Фторопласт-4	833565250	0,2
3	Ґрунт 1	2900000	0,4

Для дослідження модель розбито на сітку скінченних елементів, до якої застосовані окремі налаштування з метою її оптимізації для підвищення точності отриманих результатів.

На рисунку 2.18 показано розрахункову схему, згідно якої грунт 3 обмежений у переміщенні, а на фланець 1 діє переміщення у горизонтальному напрямку на величину 4 мм. При цьому труба 2 розміщена у грунті 3 з коефіцієнтом тертя близьким 1.



1 – фланцеве з'єднання; 2 – труба; 3 – грунт

Рисунок 2.18 – Розрахункова схема

При дослідженні враховано тертя між елементами фланцевого з'єднання, яке прийнято рівним 0,2.

Оскільки фланцеве з'єднання вибрано з технічної документації на тиск 6 МПа, то прийнято, що контактний тиск на поверхні контакту «фланець-прокладка» має бути більшим за робочий у 1,5 рази. Тому для забезпечення герметичності з'єднання контактний тиск має бути не менше 9 МПа.

На першому етапі дослідження проведено визначення сили на шпильковому з'єднанні, при якій контактний тиск на поверхні контакту «фланець-прокладка» дорівнював 9 МПа.

На рисунку 2.19 показано розподіл контактної тиску на поверхні контакту «фланець-прокладка» при дії тільки осевого зусилля. У всіх контрольних точках величини контактної тиску є більшими 9 МПа.

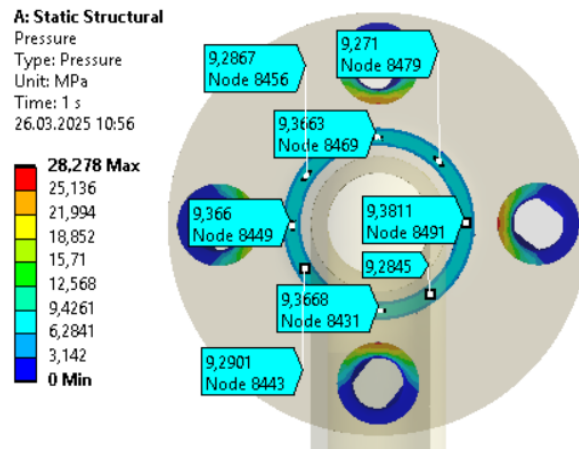


Рисунок 2.19 – Розподіл контактної тиску на поверхні контакту «фланець-прокладка»

На другому етапі дослідження проведено імітаційне моделювання з'єднання з врахуванням розрахункової схеми, яка наведена на рисунку 3. Розподіл контактної тиску за такої схеми навантаження показано на рисунку 2.20.

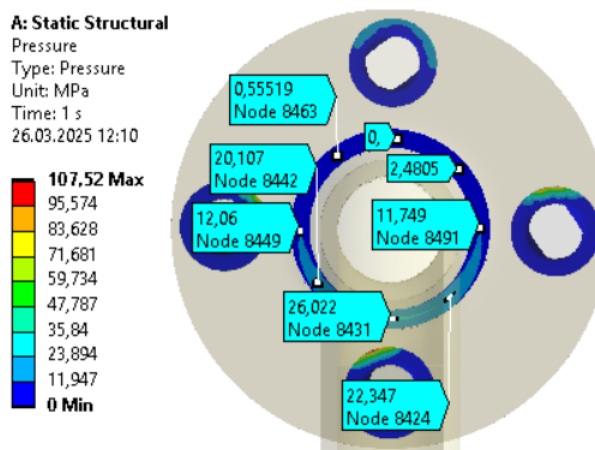


Рисунок 2.20 – Розподіл контактної тиску на поверхні контакту «фланець-прокладка»

Отже, за такої схеми навантаження відбувається перерозподіл контактної тиску на поверхні контакту «фланець-прокладка», з однієї сторони він зростає до

22 МПа, а з іншої знижується до 0 МПа (рис. 2.20). Це означає, що таке з'єднання втратило герметичність.

Розділ 3

3.1 Розрахунок на міцність вузлів та деталей фонтанної арматури

3.1.1 Розрахунок фланцевого з'єднання [3,4]

Розрахунок фланцевого з'єднання виконуємо при двосторонньому дотику поверхні проточки до прокладки.

Визначаємо зусилля затяжки в з'єднанні за формулою

$$P_{зам} = \left(\frac{\pi \cdot D_{cp}^2}{4} \right) \cdot P + \pi \cdot D_{cp} \cdot b_{ef} \cdot m \cdot p; \quad (3.1)$$

де $D_{cp} = 107,9$ мм – середній діаметр прокладки;

$P = 20 \cdot 10^6$ МПа – очікуваний тиск газу на усті;

$b_{ef} = 0,125 \cdot b$ – ефективна ширина прокладки;

де $b = 11,1$ мм – ширина прокладки;

$b_{ef} = 0,125 \cdot 11,1 = 1,4$ мм.

$m = 6$ – коефіцієнт, що враховує пружні властивості прокладки.

$$P_{зам} = \left(\frac{3,14 \cdot 107,9}{4} \right) \cdot 20 \cdot 10^6 + 3,14 \cdot 107,9 \cdot 1,4 \cdot 6 \cdot 20 = 239705H = 239,7кН.$$

3.1.2 Перевірочний розрахунок фланцевого з'єднання на статичну міцність

Перевірочний розрахунок (див. розрахункову схему на рис. 3.1) фланцевого з'єднання на статичну міцність виконуємо за перевіркою коефіцієнта запасу міцності з нерівності:

$$\sigma_{зг} = \frac{M_{зг}}{W_{A-A}} \leq [\sigma_{зг}]; \quad (3.2)$$

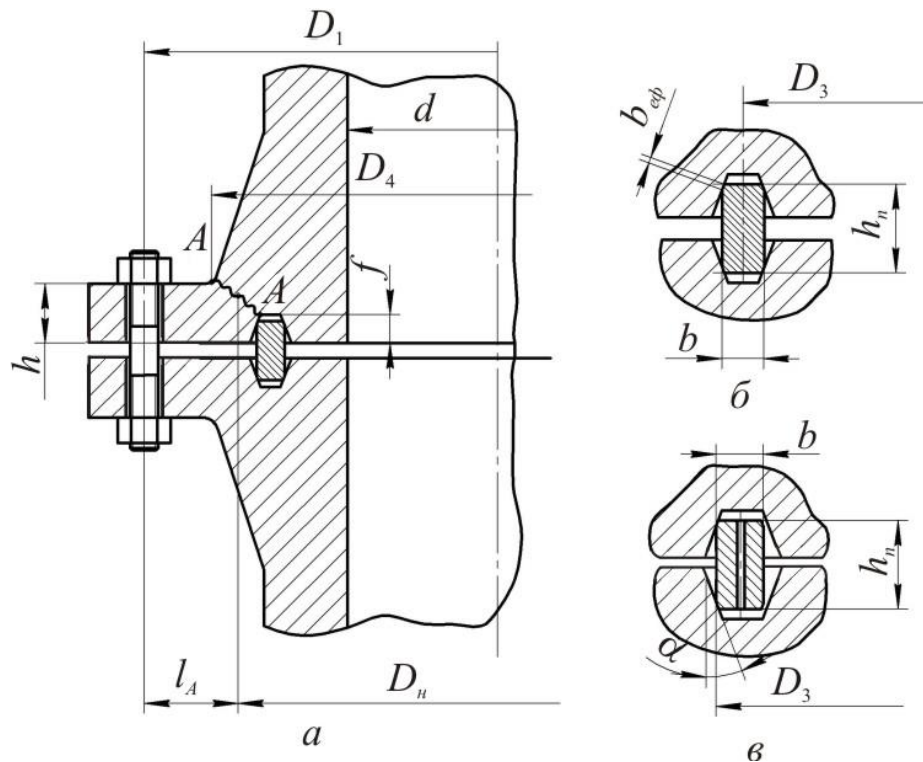


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема фланцевого з'єднання

де $[\sigma_{зг}] = \sigma_m/n$ – допустимі напруження згину;

$n = 2,5$ – коефіцієнт запасу міцності;

$\sigma_m = 380$ МПа – границя плинності матеріалу фланців;

$[\sigma_{зг}] = 380/2,5 = 125$ МПа.

Визначаємо згинальний момент, який діє в фланцевому з'єднанні за формулою

$$M_{зг} = P_{зам} \cdot L_a = 239,7 \cdot 10^3 \cdot 0,009 = 2157,3 H \cdot м ; \quad (3.3)$$

де $L_a = 0,009$ м – згинальне плече;

W_{A-A} – момент опору фланця в небезпечному перерізі, $м^3$, який визначаємо за формулою

$$W_{A-A} = \frac{\pi \cdot Dm}{6} \cdot \left[Dn - D_{cp}^2 + 2 \cdot \frac{(H_0 - e)^2}{2} \right]; \quad (3.4)$$

де D_m – діаметр розміщення середньої точки розрахункового перерізу, який визначаємо за формулою

$$D_m = (D_{np} + D_n) / 2, \quad (3.5)$$

де D_{np} – приведений діаметр, який визначаємо за формулою

$$D_{np} = D_\delta - 2d_{ш}; \quad (3.6)$$

де $D_\delta = 184$ мм – середній діаметр під отвори для шпильок;

$d_{ш} = 25$ мм – діаметр шпильок;

$$D_{np} = 184 - 2 \cdot 25 = 134 \text{ мм};$$

$D_n = 100,9$ – діаметр прокладки;

$$D_m = \frac{(134 + 100,9)}{2} = 117,4 \text{ мм};$$

$e = 12$ – глибина канавки під прокладку;

$D_{cp} = 107,9$ мм – середній діаметр прокладки;

$H_o = 31$ мм – товщина фланця;

Підставивши дані в формулу (3.4), отримаємо:

$$W_{A-A} = \frac{3,14 \cdot 117,4}{6} \cdot \left[0,1009 - 0,1079^2 + 2 \cdot \frac{(0,031 - 0,012)^2}{2} \right] = 25,2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3;$$

Підставивши дані в нерівність (3.2), отримаємо:

$$\sigma_{\text{з}} = \frac{2157,3}{25 \cdot 10^{-6}} = 86 \text{ МПа} \leq [\sigma_{\text{з}}] = 152 \text{ МПа}.$$

Як видно з розрахунків, статична міцність фланцевого з'єднання забезпечується, оскільки виконується нерівність (3.2) за якою проводились розрахунки.

3.1.3 Розрахунок шпильки фланцевого з'єднання

Розрахунок шпильки зводиться до визначення її діаметра. Визначаємо діаметр шпильки по дну впадини різьби за формулою

$$d_{ун} = \sqrt{\frac{(4 \cdot P_{\text{зам}} \cdot n)}{(\pi \cdot z \cdot \sigma_T)}}; \quad (3.7)$$

де $n = 3,5$ – мінімально допустимий коефіцієнт запасу міцності;

$P_{зам} = 239700$ Па – зусилля затяжки шпильок (обчислене вище);

$\sigma_T = 380$ МПа – границя плинності для матеріалу шпильок;

$z = 8$ – кількість шпильок в фланцевому з'єднанні;

$$d_{ун} = \sqrt{\frac{(4 \cdot 239700 \cdot 3,5)}{(3,14 \cdot 8 \cdot 380 \cdot 10^6)}} = 0,02 м.$$

Приймаємо діаметр шпильки $d_{шп} = 25$ мм.

3.1.4 Розрахунок товщини стінки циліндричної частини фонтанної арматури

Товщина стінки циліндричної частини фонтанної арматури розраховується як для товстостінних посудин за формулою

$$S = (D_0 / 2) \cdot \left(\sqrt{\frac{([\sigma]_p + p)}{([\sigma]_p - p)}} - 1 \right) + \Delta S; \quad (3.8)$$

де $D_0 = 65$ мм – діаметр прохідного отвору ствола фонтанної арматури;

$[\sigma]_p = 125$ МПа – допустиме напруження розтягу для матеріалу з якого виготовлені вузли фонтанної арматури;

$p = 20$ МПа – очікуваний тиск на усті;

$\Delta S = 5$ мм – корозійний знос матеріалу протягом терміну експлуатації фонтанної арматури;

$$S = (65/2) \cdot \left(\sqrt{\frac{(125+20)}{(125-20)}} - 1 \right) + 5 = 10,7 мм;$$

Приймаємо товщину стінки циліндричної частини фонтанної арматури рівною: $S = 12$ мм.

3.2 Розрахунок сідла кульової засувки на міцність

Визначаємо навантаження сідла за формулою

$$q = \frac{\pi \cdot d_k^2 \cdot p}{4 \cdot f_{кл}},$$

де d_k – найбільший діаметр кульки засувки $d_k = 0,1$ м;

p – подвійний робочий тиск устя свердловини $p = 42$ МПа;

$f_{кл}$ – площа контакту між кулькою і сідлом ,

$$f_{кл} = 4\pi r^2 = 4 \cdot 3,14 \cdot 0,1^2 / 4 = 0,0314 \text{ м}^2$$

$$q = \frac{3,14 \cdot 0,1^2 \cdot 42 \cdot 10^6}{4 \cdot 0,0314} = 52,5 \text{ МПа}.$$

Визначаємо коефіцієнт запасу міцності

за формулою

$$n = \frac{\sigma_T}{q},$$

де $\sigma_T = 300$ МПа – границя плинності для матеріалу сідла.

$$n = \frac{300}{52,5} = 5,5$$

Отже, необхідна міцність сідла кульової засувки забезпечена, оскільки:

$$n = 5,5 > [n] = 1,5.$$

3.3 Розрахунок колони насосно-компресорних труб на статичну міцність

При фонтанній експлуатації газової свердловини колона насосно-компресорних труб сприймає навантаження тільки від власної ваги.

Визначаємо вагу колони насосно-компресорних труб в повітрі за формулою:

$$P_{тр} = L \cdot m \cdot g;$$

де $L = 1200$ м – довжина колони насосно-компресорних труб;

$m = 9,73$ кг – приведена маса 1 м погонного насосно-компресорних труб даного діаметра;

$$g = 9,81 \text{ м/с}^2 \text{ – прискорення вільного падіння.}$$

$$P_{mp} = 1200 \cdot 9,73 \cdot 9,81 = 11454,6H;$$

Визначаємо максимальні напруження, що виникають в тілі труби за формулою:

$$\sigma_{\max} = \frac{4 \cdot P_{mp}}{\pi(D_{\text{зов}}^2 - d_{\text{вн}}^2)};$$

де $D_{\text{зов}} = 73$ мм – зовнішній діаметр насосно-компресорних труб;

$d_{\text{вн}} = 62$ мм – внутрішній діаметр насосно-компресорних труб;

$$\sigma_{\max} = \frac{4 \cdot 11454,6}{3,14(73^2 - 62^2)} = 108,9 \text{ МПа};$$

Визначаємо коефіцієнт запасу міцності за формулою

$$n = \frac{\sigma_T}{\sigma_{\max}};$$

де $\sigma_T = 380$ МПа – границя плинності для матеріалу труб.

$$n = \frac{380}{108,9} = 3,5$$

Отже необхідна міцність колони насосно-компресорних труб забезпечена, оскільки:

$$n = 3,5 > [n] = 1,5 [2].$$

Розділ 4

4.1 Монтаж устьової арматури

Перед монтажем фонтанної арматури її піддають в нафтопромислових майстернях огляду, перевірці і гідравлічному випробовуванню на пробний тиск. При попередній перевірці фонтанної арматури особливу увагу слід приділяти на правильність встановлення ущільнюючих прокладок і надійність кріплення фланцевих з'єднань. При монтажі фонтанної арматури на свердловині слід мати на увазі можливість газових проявів, які виключають, через небезпечність вибуху, використання самохідних вантажопідіймальних машин. Але внаслідок великої маси і великих габаритів фонтанної арматури необхідно користуватись різними пристроями, які полегшують і прискорюють монтаж. Так, бурова талева система може бути використана для підтягування, монтажу і демонтажу фонтанної арматури [15].

Монтаж починають із захвату гаком талевої системи сталюого стропа довжиною 2 м, який надітий на верхню засувку арматури, і підйому цієї арматури на висоту, яка дозволяє з'єднати спеціальний фланець арматури з фланцем трійника трубної головки.

При кріпленні фланцевих з'єднань для запобігання перекосу і для збільшення надійності ущільнення, діаметрально розміщені болти слід розміщувати поперемінно за три або чотири прийоми.

Інструкція по монтажу ФА

– монтажні навантажувальні-розвантажувальні роботи та переміщення вантажу, повинні проводитися під керівництвом робітника, відповідального за безпечність робіт.

– на час перерви монтажно-демонтажних робіт забороняється залишати в підвішеному стані вузли монтованого обладнання.

– забороняється знаходитися людям під піднятим вантажем, на шляху його переміщення.

– забороняється переміщення вантажопіднімальних кранів для підтягування вантажів під стрілу, витягання вантажу, які затиснені між другими предметами, примерзли або заглиблені в землю предмети.

Для встановлення арматури на трубну головку описані етапи робіт виконують у зворотному порядку [16,17].

Роботи по обслуговуванні фонтанної свердловини включають:

- 1) виконання досліджень свердловини;
- 2) регулювання роботи свердловини;
- 3) систематичний нагляд за роботою свердловини і обладнання;
- 4) виконання поточного ремонту;
- 5) проведення заходів по відновленню нормальної роботи свердловини

при її порушенні.

Роботи по дослідженню свердловини виконують бригади по дослідженню або видобутку газу. Роботи по регулюванню свердловини полягає в створенні того чи іншого тиску на усті шляхом встановлення штуцера або трапа. Регулювання виконують при дослідженні свердловини, а також при підтримці встановленого технологічного режиму, так як умови в пласті постійно змінюються. Крім того, при регулюванні штуцер може внаслідок зносу втрачати свій початковий переріз бригади по видобутку газу систематично спостерігають за тиском в затрубному просторі, на буфері і в газосепараторі, за дебітом газу, вмістом конденсату, води і твердих механічних домішок в продукції свердловини. Одночасно спостерігають за справністю устьового обладнання, обв'язки свердловини, вимірювальних пристроїв, а також виконують профілактичний ремонт [16,17].

Поточний ремонт обладнання полягає в усуненні всіх помічених несправностей, таких як: пропускання газу в з'єднаннях, роз'їдання тієї чи іншої деталі, порушення в кріпленні деталей, несправності арматури і приладів газосепараторів. Про порушення нормальної роботи свердловини судять по зміні тиску на свердловині (буферного і затрубного), а також по зміні дебіту

свердловини, проценту води, піску і конденсату. При встановленому фонтануванні тиск на буфері і в затрубному просторі тривалий час не змінюється, а якщо і є якісь відхилення, то незначні. Будь-яке значне відхилення (підвищення чи зниження) вказує на ненормальну роботу свердловини. Так, наприклад, падіння буферного тиску при одночасному збільшенні дебіту свердловини вказує на роз'їдання штуцера. Якщо тиск на буфері і в затрубному просторі збільшився при різкому зниженні дебіту, то це значить, що забруднений штуцер або викидна лінія.

Для усунення пробки на вибої свердловини дають їй попрацювати без штуцера, щоб збільшена швидкість висхідного потоку могла винести пісок. При забиванні штуцера або викидної лінії потрібно зупинити свердловину, після чого перевірити викид і штуцер.

При експлуатації фонтанних свердловин можливі неполадки дуже різноманітні. В кожному конкретному випадку потрібно приймати те чи інше рішення, яке дозволить відновити нормальну експлуатацію свердловини. Для заміни манометра необхідно закрити вентиль, відкрити розвантажуючи пробку, знизити тиск і після цього замінюють манометр.

Транспортування, зберігання, термін служби

При зберіганні і транспортуванні арматури необхідно вжити заходи по захисту від пошкоджень і корозії ущільнених канавок на фланцях. Відкриті приєднувальні поверхні фланців, а також пневморозподільвача і пневмоциліндрів повинні бути змазані і захищені заглушками. Засувки необхідно встановити в положення «закрито».

При тривалому зберіганні, але не рідше ніж через 6 місяців, захищені від корозії поверхні, слід періодично оглядати і в міру необхідності знов покривати мастилом. Після гідравлічних випробувань при промисловій експлуатації необхідно розрядити засувки за допомогою розрядних пробок, встановлених в їх корпусах [15].

Запасні частини, інструмент, що комплектує вироби і супровідну

документацію зберігають і транспортують в окремих ящиках. Арматура в зібраному вигляді повинна зберігатися під навісом або на відкритому повітрі з вживанням заходів, що оберігають від дії опадів. Ящик із запасними частинами, інструментом, приладдям і технічною документацією повинен зберігатися в закритому приміщенні.

При транспортуванні арматури, а також при її вантаженні і вивантаженні повинні бути виключені можливі удари. Щоб уникнути викривлення шпинделів засувки захоплення підйомними пристроями за маховик забороняється.

При навантажувально-розвантажувальних роботах необхідно зберегти від пошкоджень кожухи шпинделя, маховики, нагнітальні клапани і розрядні пробки.

Спосіб упаковки арматури повинен забезпечувати захист відкритих поверхонь фланців і отворів з різьбою. Вироби, що легко знімаються, комплектуються, запасні частини, змащувальні матеріали і експлуатаційну документацію, поміщені в пакети з поліетиленової плівки або в пакети з вологонепроникного паперу, упаковують в дерев'яні або фанерні ящики, виготовлені по кресленнях заводу-виробника.

Арматуру і запасні частини консервують за інструкцією заводу-виробника. Дати консервації, гарантійний термін захисту без повторній консервації вказують в паспорті арматури. Завод-виробник гарантує відповідність арматури вимогам технічних умов при дотриманні споживачем умов експлуатації, транспортування і зберігання.

Термін гарантії складає 18 міс. з дня введення в експлуатацію, але не більш 24 міс. від дня відвантаження із заводу.

Гарантований термін зберігання без повторній консервації – не менше 24 міс.

Показники надійності і довговічності указуються заводами-виробниками в паспортах арматури.

Розділ 5

5.1 Охорона праці

Однією з основних умов роботи фонтанної арматури – максимальна міцність і повна герметичність всіх її частин. Міцність в з'єднаннях арматури досягається збільшенням товщини фланців і використанням шпильок з кращих сортів сталі, а герметичність – подвійним лабіринтним ущільненням і спеціальними прокладками із маловуглецевої сталі. Для з'єднань арматури не допускається використання свинцевих та інших легкоплавких металів, так як при нагріві такі прокладки швидко плавляться і відкривають вихід газу з свердловини [16,18].

Експлуатація, обслуговування і заходи по техніці безпеки фонтанів, арматури повинні відповідати вимогам ДСТУ ГОСТ 13846:2022 і Правилам безпеки в нафтогазовидобувній промисловості.

До обслуговування арматури фонтану допускаються особи, що пройшли навчання, стажування, що склали іспити і проінструктовані по техніці безпеки. На свердловині під час монтажу і експлуатації арматури повинні бути індивідуальні засоби захисту, всі необхідні засоби пожежегасіння, засобу зв'язку з підприємством, засобу першої медичної допомоги.

Фонтанна арматура повинна мати вентиля, що дозволяють міняти манометри при їх несправності.

Монтаж, демонтаж, усунення несправностей, заміна швидкозношуваних і змінних деталей за наявності тиску в арматурі забороняються.

Не допускається експлуатація арматури при несправних манометрах або за відсутності їх, несправних клапанів в замочних пристроях. Необхідно періодично перевіряти затягування фланцевих з'єднань. Допускається робота тільки накидними ключами [16,18].

При обслуговуванні ФА категорично забороняється:

- стояти в радіусі дії струменя при зниженні тиску за допомогою розрядної пробки і відгвинчувати її більш ніж на один оборот;
- затягувати фланцеві з'єднання за наявності течі в них без дозволу

старшого інженера промислу, керівництва цеху або майстри;

- застосовувати додатковий важіль для збільшення моменту, що крутить, на маховику засувки з метою підвищення герметичності затвора;

- затягувати фланцеві з'єднання рожковими ключами;

- відкривати кришку швидкозмінного дроселя, не переконавшись у відсутності тиску у середині корпусу;

- стояти вздовж осі зворотного клапана і осі нагнітача мастила під час нагнітання мастила або пасти в засувку;

- використовувати для пневмосистеми кисень або інший вибухонебезпечний газ;

- знаходитися поблизу арматури при її опресовуванні.

Якщо в з'єднаннях арматури виявлені пропуски, то слід понизити тиск краном на агрегаті опресовування, а потім розрядним клапаном понизити тиск на кожній закритій засувці, тільки після цього проводити роботи по усуненню несправностей. Необхідно враховувати, що засувка в закритому положенні після опресовування знаходиться під тиском, навіть коли її від'єднали від фонтанної арматури, тому зниження тиску розрядною пробкою обов'язкове.

Монтаж і експлуатація колонної обв'язки повинні проводитися відповідно до вказівок інструкції і «Правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості».

Робітники бурової бригади і оператори промислу повинні бути заздалегідь навчені роботі з вузлами і колонною обв'язкою в цілому, а також проінструктовані по пожежній безпеці і вибухобезпечності.

На свердловині під час монтажу і експлуатації колонної обв'язки повинні бути всі необхідні засоби пожежегасіння.

При обслуговуванні колонної обв'язки категорично забороняється:

- підтягати фланцеві з'єднання при надмірному тиску середовища без дозволу старшого інженера промислу;

- стояти при зниженні тиску середовища за допомогою розрядних пробок в напрямку їх осі; стояти вздовж осі зворотного клапана і осі нагнітача при

закачуванні змащувального матеріалу в засувку або порожнину між пакерами;

- застосовувати додатковий важіль для збільшення крутного моменту на маховику засувки.

Арматура свердловини, крім опору розриву під тиском, повинна бути стійкою до дії абразиву і агресивних газів, які викликають корозію. З'єднати арматуру з газосепаратором необхідно по можливості прямим трубопроводом, без згинів для запобігання протирання абразивом місць згину.

Трубопровід слід випробовувати на півторакратний тиск. Після збирання всю фонтанну арматуру випробовують на міцність і герметичність. Випробування на пробний тиск, встановлений для даної арматури, виконують водою через отвір в буфері для манометра. Цим майже повністю усувається можливість відкритого фонтанування через прорив арматури під час експлуатації.

Техніка безпеки при обслуговуванні фонтанних свердловин полягає в систематичних спостереженнях за роботою свердловини і обладнання. Слід систематично перевіряти справність всіх манометрів. В процесі обслуговування необхідно перевіряти герметичність всіх з'єднань. При найменших пропусках в з'єднаннях необхідно терміново замінити прокладку і пошкоджені деталі. Особливий догляд необхідний за штуцерами. Її конструкція повинна дозволяти легко, швидко і безпечно при необхідності виконувати заміну. Якщо висота фонтанної арматури більше 2 м, то для безпечного обслуговування всієї арматури необхідно обладнати спеціальну площадку з перилами і сходами [16,18].

При виконанні робіт по спуску насосно-компресорних труб необхідно прийняти заходи, які запобігають і швидко ліквідують можливий викид:

- наповнити свердловину до устя рідиною;
- мати противикидні пристрої;
- проводити необхідний технічний нагляд.

Так як можливі випадки спуску труб в умовах газового середовища, то необхідно:

- встановлювати на усті мідну воронку для запобігання виникнення іскри від удару муфти труби по фланцю;

- працювати мідним інструментом, що не дає іскри;

- виключати електричний струм і працювати при світлі прожекторів, які встановлені не ближче 30 м від свердловини.

Якщо неможливо заглушити відкритий фонтан, тоді необхідно:

- видати всім працівникам непроникаючий одяг;

- обмежити перебування працюючих в середовищі газу до 15 хвилин;

- видати працівникам справний інструмент, що не дає іскри;

- мати протигази і аптечку з необхідними медикаментами;

- знеструмити всі приводи і працювати при світлі прожекторів [16].

Висновки

В даній бакалаврській роботі розглянуті питання із забезпечення експлуатації фонтанної (нагнітальної) свердловини.

Запропоновано в якості запірного органу використати кульову засувку виробництва воєнізованої частини по боротьбі з відкритими фонтанами «ЛКВО», як більш практичну і надійнішу.

Рекомендовано технологію зміцнення елементів кульової засувки (сідел та кулі) за допомогою азотування поверхонь.

У результаті проведеного імітаційного моделювання встановлено напружено-деформований стан елементів засувки при дії на її внутрішні поверхні які контактують із робочим середовищем тиску величиною 21 МПа та врахуванням зусилля тарілчастої пружини, що діє на сідла та кулю.

Встановлено, що на герметичність фланцевих з'єднань впливають в основному як конструктивні їх виконання, матеріали з яких виконані їх елементи, моменти згвинчування різьбових з'єднань та ряд зовнішніх факторів, а саме фізичних властивостей ґрунтів, які контактують з трубою, кліматичних умов тощо. Проте, окрім вищезгаданих чинників на герметичність таких з'єднань також впливають вібрації, що спричинені пульсацією тиску рідини чи газу, які в подальшому доцільно дослідити та враховувати під час проектування фланцевих з'єднань.

Розрахунки на міцність підтвердили працездатність деталей фонтанної арматури.

Розроблені заходи з охорони праці забезпечать безпеку технологічних процесів монтажу та експлуатації обладнання.

Перелік використаних джерел

1 Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. Довідник з нафтогазової справи. Київ : Львів, 1996.

2 Федорович Я.Т., Джус А.П. Машини та обладнання для видобутку нафти і газу. Практикум. Івано-Франківськ : 2024. 132 с.

3 Федорович Я.Т. Машини та обладнання для видобутку нафти і газу. Навчальний посібник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2015. 344 с.

4 Федорович Я. Т. Машини та обладнання для видобутку нафти і газу: навч. Лабораторний практикум. Івано- Франківськ : ІФНТУНГ, 2019. 125 с.

5 Фик І.М. Римчук Д.В. Облаштування газових і нафтових свердловин. Частина перша. Харків : Ексклюзив, 2014. 299 с.

6 Фик І.М. Римчук Д.В. Облаштування газових і нафтових свердловин. Частина друга. Харків : Ексклюзив, 2015. 410 с.

7 Римчук Д. В. Розробка та впровадження технології детонаційного нанесення покриттів на деталі нафтогазопромислового обладнання // Нафтова і газова промисловість, 2003 р. №5, С. 37-39.

8 Подольський Б. А., Власенко В. М., Римчук Д. В. Обладнання і технологія детонаційно-газового зміцнення елементів засувок фонтанної арматури // Вісник Харківського державного політехнічного університету. Випуск 63. Харків, 1999. С. 60-65.

9 Римчук Д. В., Подольський Б. М., Власенко В. М. Оптимізація режимів детонаційно-газового зміцнення запірних елементів засувок фонтанної арматури // Нафтова і газова промисловість, 1997. №3 С. 50-51.

10 Римчук Д. В., Добровольський І. В. Шляхи підвищення надійності устьового обладнання та його обв'язки // Питання розвитку газової промисловості України. Збірник наукових праць науково-дослідного інституту природних газів. Випуск 28. Харків, 2000. С. 9-10.

11 Вайсберг Г.Л., Римчук Д.В. Фонтанна безпека : Запитання. Відповіді. Харків, 2002. 474 с.

12 ДСТУ ГОСТ 13846:2022. Арматура фонтанна й нагнітальна. Типові схеми, основні параметри і технічні вимоги до конструкції (ГОСТ 13846-2003, ІДТ).

13 Костриба І. В. Нафтопромислове обладнання, задачі, вправи. Київ : Віпол, 1996. 432 с.

14 Лівак І. Д., Концур І. Ф., Шостаківський І. І. Основи нафтогазової справи. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2014. 432 с.

15 Федорович Я. Т. Методичні вказівки для підготовки, виконання та захисту бакалаврських кваліфікаційних робіт студентів спеціальності 133 – Галузеве машинобудування. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. 40 с.

16 Правила безпеки в нафтогазовидобувній промисловості. Київ : 2023.

17 СОУ 52.10-30019801-115:2022. Правила технічної експлуатації газосховищ України.

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

19 Михайлюк В.В. Основи моделювання : методичні вказівки для вивчення дисципліни. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. 29 с.

20 Лях М.М., Дейнега Р.О., Михайлюк В.В., Федорович Я.Л. Дослідження напружено-деформованого стану фланцевого з'єднання. Тези Міжнародної науково-технічної конференції «Інформаційні технології в металургії та машинобудуванні – ІТММ 2025». м. Дніпро 23-24 квітня 2025 р.

21 Мікульонок, І. О., Карвацький, А. Я., Іваненко, О. І., & Лелека, С. В. (2023). Фланцеві з'єднання обладнання і трубопроводів хімічної технології. Вісник НТУУ «КПІ імені Ігоря Сікорського». Серія: Хімічна інженерія, екологія та ресурсозбереження, (2), 15–31. <https://doi.org/10.20535/2617-9741.2.2023.283516>