

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  
в.о. декана факультету ІНЖІС  
В.С. Савчук

**МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА**

на тему: Підвищення працездатності фонтанних арматур  
газовидобувних свердловин

Пояснювальна записка

Керівник

Ст. викладач Ковчак С.С.  
посада/наук. ступінь, ПІБ  
Ковчак С.С.  
підпис, дата

Виконавець роботи

Гатич Віталій Михайлович  
студент, ПІБ  
група 601-МН  
підпис, дата

Консультант за 1 розділом

К.м.н. доц. Михайлова О.В.  
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

К.м.н. Савчук В.М.  
В.С.  
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

К.м.н. доц. Грешко І.М.  
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

К.м.н. Савчук В.М.  
В.С.  
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту \_\_\_\_\_

Полтава, 2025

## АНОТАЦІЯ

В магістерській роботі розроблені наступні розділи:

1. У розділі “Вибір та опис технологічного обладнання” обґрунтовано вибір основного технологічного обладнання для експлуатації проектованої свердловини, проведено порівняльно-критичний аналіз. Проаналізовано конструкції фонтанних арматур і трубних головок.

2. В розділі “Опис технічної пропозиції” проведено обґрунтування доцільності та економічної ефективності введення запропонованих технічних рішень з модернізації трубної головки, запропонована модернізована конструкція ущільнення трубної головки, обґрунтовано її технічну доцільність. Розрахований економічний ефект від впровадження модернізованої конструкції фонтанної арматури.

3. В розділі “Дослідно-конструкторська робота” проведені дослідження стійкості і періоду власних коливань ствола свердловини; визначення коефіцієнта податливості ствола свердловини в залежності від висоти; дослідно-промислове випробування з використанням мобільних гідравлічних установок для ремонту свердловин.

4. В розділі “Розрахунки працездатності” проведено розрахунки працездатності трубної головки для підтвердження ефективності технічного рішення з її модернізації. Проведено розрахунки шпильок, дроселя та вантажопідйомності установки для спуску колони насосно-компресорних труб.

5. В розділі “Монтаж і експлуатація обладнання” описана організація робіт з монтажу фонтанної арматури та її гідравлічного випробування. Заходи з охорони праці й техніки безпеки передбачають правильну і безпечну з точки зору безпеки життєдіяльності експлуатацію, технічне обслуговування та ремонт обладнання гирла фонтануючих свердловин.

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

(цифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри НІІТ

*В.О. Зіньковський*

“ ” 20\_\_ року

**ЗАВДАННЯ**  
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Гатич Віталій Михайлович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Підвищення працездатності фонтанних арматур газовидобувних свердловин

Керівник роботи ст. викладач Ковпак Сергій Станіславович

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

затверджена наказом закладу вищої освіти від “ 09 ” 08 2024 року № 889/а

2. Строк подання студентом роботи 27.12. 2024 року

3. Вихідні дані до роботи комплекс технічних завдань, власні  
собі завдання, комплексні завдання, перелік питань

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

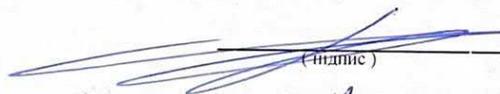
Загальний вигляд фонтанної арматури, об'єкт дослідження,  
включає технічні наскоро-схематичні креслення, дослідно-  
конструкторська робота

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

 (підпис) Затич В.У. (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

 (підпис) Ковчук С.С. (прізвище та ініціали)

## ЗМІСТ

	Стор.
Вступ.....	5
1. Вибір та опис технологічного обладнання.....	8
1.1 Розрахунок фонтанного підйомника.....	8
1.2 Розрахунок граничної обводненості, при якій зберігається можливість фонтанування нафтової свердловини, котра оснащена розрахованим підйомником .....	11
1.3 Призначення і конструкції фонтанних арматур .....	12
1.4 Опис обладнання вибраної фонтанної арматури.....	17
2. Опис технічної пропозиції.....	25
2.1 Опис модернізованої конструкції вузла підвіски насосно- компресорних труб .....	25
2.2 Оцінка економічної ефективності.....	31
3. Дослідно-конструкторська робота .....	44
3.1 Розрахунок на стійкість і визначення періоду власних коливань ствола свердловини.....	44
3.2 Визначення коефіцієнта податливості ствола свердловини в залежності від висоти .....	48
3.3 Дослідно-промислові випробування з використанням мобільних гідравлічних установок для ремонту свердловин.....	51
3.4 Моделювання напружено-деформованого стану елементів фонтанної арматури.....	53
4. Розрахунки працездатності.....	57
4.1 Розрахунок колони НКТ на міцність .....	57
4.2 Розрахунок шпильок між засувкою та трубною головкою.....	58
4.3 Розрахунок гідродинамічної характеристики дроселя .....	59
4.4 Розрахунок вантажопідйомності установки для спуску колони насосно-компресорних труб.....	61
4.5 Розрахунок раціонального режиму підйому колони НКТ при шаблонуванні свердловини.....	62

5. Монтаж і експлуатація обладнання.....	68
5.1 Організація робіт з монтажу фонтанних арматур.....	68
5.3 Експлуатація та ремонт обладнання.....	71
5.4 Охорона праці при монтажі та експлуатації обладнання.....	75
Висновки.....	83
Список використаної літератури .....	85

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Після закінчення буріння свердловини починається період її освоєння, з останнього хрестовика колонної головки демонтують превентори, спускають насосно-компресорні труби, через які направляють продукцію свердловини, і на місце превенторів встановлюють хрестовину.

Для підтримання оптимального режиму фонтанування необхідно регулювати ступінь використання пластової енергії, для цього створюють протитиск, як правило, на гирлі. Крім цього, обладнання гирла повинно передбачати можливість заміру тиску і температури у затрубному просторі та на викиді. Ці завдання вирішує фонтанна арматура, яка складається з трубної головки і фонтанної ялинки.

Трубна головка встановлюється на котушку головки обсадної труби. У верхній частині корпусу розташовується підвіска НКТ з ущільнюючими кільцями підвіски НКТ, яка виконує ряд функцій, серед яких найважливіші це: підвішування насосно-компресорних труб, за допомогою яких здійснюється підняття пластового флюїду, утримання їх на вазі, забезпечення герметизації простору між НКТ та експлуатаційною колоною.

Герметизація простору між НКТ і експлуатаційною колоною здійснюється за допомогою ущільнюючих елементів ствола підвіски, що забезпечує збільшення довговічності використання основних елементів даного вузла.

Одним із найбільш суттєвих недоліків роботи даної конструкції є недосконале забезпечення герметизації простору між НКТ та експлуатаційною колоною. Особливо актуальним це питання стає в умовах функціонування даної конструкції на свердловинах з великим вмістом абразиву, агресивного середовища, великої температури, флюїду, що видобувається. Це пояснюється тим, що можливість не забезпечення герметизації може привести до таких наслідків, як знос і руйнування перевідного фланця, фланця трубної головки,

шпилькового з'єднання, ущільнюючого кільця трубної головки, небезпеки травмування персоналу. Погіршення працездатності ущільнення НКТ призводить до небажаних наслідків, результати усунення яких вимагають витрати досить великих коштів на проведення обслуговувань та ремонту, що в свою чергу приводить до зниження показників експлуатації обладнання і видобування флюїду.

В результаті даних недоліків виникає необхідність удосконалення даного елемента (ущільнення підвіски НКТ) для забезпечення безпечної та надійної експлуатації обладнання.

Це все підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на удосконалення конструкції фонтанної арматури з метою спрощення її конструкції, підвищення герметизації міжколонних просторів та надійності й безпеки експлуатації при дії різних навантажень.

**Мета роботи.** Модернізація конструкції підвіски насосно-компресорних труб та дослідження роботи фонтанної арматури.

**Об'єкт дослідження.** Процеси зношування деталей фонтанної арматури при дії різних навантажень.

**Предмет дослідження.** Властивості і характеристики модернізованої підвіски насосно-компресорних труб.

**Наукова новизна отриманих результатів.**

- створена інженерна методика розрахунку для визначення несучої здатності ствола свердловини;
- визначено коефіцієнт податливості ствола свердловини в залежності від висоти.

**Можливі результати, які очікуються при виконанні роботи, їхня новизна та значення.** При запровадженні модернізованої конструкції підвіски насосно-компресорних труб очікується: підвищення надійності і довговічності експлуатації, можливість роботи в агресивних середовищах, витривалість до високих температур і тисків, підвищення надійності та безаварійності роботи

за рахунок введення нового ущільнюючого елементу.

**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 34 найменування. Основна частина магістерської роботи викладена на 84 сторінках комп'ютерного набору і містить 15 рисунків і 5 таблиць. Повний обсяг магістерської роботи становить 87 сторінок.

# 1 ВИБІР ТА ОПИС ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

## 1.1 Розрахунок фонтанного підйомника

Для одержання зі свердловини оптимального дебіту на протязі усього періоду фонтанування та за для максимально можливого подовження цього періоду необхідно підібрати такий діаметр підйомника, який забезпечував би роботу на оптимальному режимі у кінці фонтанування, коли пластовий тиск буде мінімальним.

Вихідні дані:

- довжина підйомних труб  $L = 4235$  м;
- початковий дебіт свердловини  $Q_i = 130$  т/добу;
- питома вага нафти  $\gamma = 0,9$  т/м<sup>3</sup>;
- кінцевий дебіт  $Q_e = 40$  т/добу;
- початковий газовий фактор  $G_{or} = 1250$  м<sup>3</sup>/т;
- початковий вибійний тиск  $p_{1r} = 32$  МПа;
- кінцевий вибійний тиск  $p_{1e} = 15$  МПа;
- кінцевий тиск на усті  $p_{2e} = 5$  МПа;
- тиск насичення  $p_{in} = 8,5$  МПа.

Для одержання зі свердловини оптимального дебіту протягом усього періоду фонтанування та задля максимально можливого подовження цього періоду необхідно підібрати такий діаметр підйомника, який забезпечував би роботу на оптимальному режимі у кінці фонтанування, коли пластовий тиск буде мінімальним.

Знаходимо оптимальний діаметр підйомника за кінцевими умовами фонтанування свердловини за формулою:

$$d = 0,35 \cdot \sqrt{\frac{L \cdot \gamma \cdot g}{p_{1k} - p_{2k}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Q_e \cdot L \cdot \gamma \cdot g}{L \cdot \gamma \cdot g - (p_{1k} - p_{2k})}} \quad (1,1)$$
$$d = 0,35 \cdot \sqrt{\frac{4235 \cdot 900 \cdot 9,8}{(15 - 5) \cdot 10^6}} \cdot \sqrt[3]{\frac{0,52 \cdot 10^{-3} \cdot 4235 \cdot 900 \cdot 9,8}{4235 \cdot 900 \cdot 9,8 - (15 - 5) \cdot 10^6}} = 0,06 \text{ м,}$$

де  $d$  – внутрішній діаметр НКТ, м;

$L = 4235$  м – глибина спуску труб НКТ;

$\gamma = 900$  кг/м<sup>3</sup> – питома вага нафти;

$Q_k = 40$  т/добу – кінцевий дебіт нафти, переведемо в м<sup>3</sup>/с:

$$Q_c = \frac{Q_k \cdot 10^3}{86400 \cdot \gamma} \quad (1.2)$$

$$Q_c = \frac{40 \cdot 10^3}{86400 \cdot 900} = 0,52 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$p_{1к} = 15$  МПа – вибійний тиск у кінці фонтанування;

$p_{2к} = 5$  МПа – гирловий тиск у кінці фонтанування.

Приймаємо НКТ  $\varnothing 73 \times 5,5$  мм.

Перевіримо знайдений діаметр підйомника при початкових умовах фонтанування (на максимальну пропускну здатність). Для цього необхідно обчислити тиск на усті свердловини на початку фонтанування за формулою:

$$P_{2i} = (p_{1i} - p_{2i}) \cdot \lg \frac{p_{1i}}{p_{2i}} = \frac{0,0043 \cdot \gamma \cdot L^2}{d^{0,5} \cdot G_{0i}}, \quad (1.3)$$

де  $G_{0i} = 1250$  м<sup>3</sup>/т – газовий фактор на початку фонтанування;

$d = 6,2$  см – внутрішній діаметр НКТ;

$L = 4235$  м – глибина спуску НКТ;

$\gamma = 0,9$  т/м<sup>3</sup> – питома вага нафти.

Звідси,

$$D_{2i} = \frac{0,0043 \cdot 0,9 \cdot 4235^2}{6,2^{0,5} \cdot 1250} = 22,2 \cdot 10^6 \text{ Па} = 22,2 \text{ МПа}.$$

Знаходимо максимальну пропускну здатність підйомника (НКТ  $\varnothing 73 \times 5,5$  мм):

$$Q_{\text{макс}} = \frac{k \cdot d^3 \cdot (p_{1n} - p_{2n})^{1,5}}{\gamma^{0,5} \cdot L^{1,5}}, \quad (1.4)$$

де  $k$  – коефіцієнт гідравлічного опору ліфтового підйомника,  $k = 125$ .

Інші складові формули (1.4) представлені вище, тоді:

$$Q_{\max} = \frac{125 \cdot 6,2^3 \cdot (320 - 222)^{1,5}}{0,9^{0,5} \cdot 4235^{1,5}} = 110,4 \text{ т/добу}$$

Таким чином, підйомник (НКТ  $\varnothing 73 \times 5,5$  мм) не зможе пропустити дебіт, більший за 110,4 т/добу, що значно менше від початкового дебіту в 140 т/добу.

Тому обчислюємо необхідний діаметр підйомника, виходячи з початкових умов фонтанування на максимальному режимі ( $Q_{\text{п}}=130$  т/добу), за формулою:

$$d = 1,27 \cdot 10^{-5} \cdot k \cdot \sqrt{\frac{L}{1 \cdot 10^{-5} (p_{1v} - d_{2v})}} \cdot \sqrt[3]{Q_v \gamma^{0,5}} \quad (1.5)$$

Складові формули (1.5) представлені вище, тоді:

$$E = (N_{\text{рсм.А}} - N_{\text{рсм.М}}) \cdot t_{\text{рсм}} \cdot C_{\text{рсм}}$$

У цьому випадку можна прийняти найближчий більший стандартний одноступеневий підйомник із внутрішнім діаметром 77 мм, але такий підйомник не буде ефективно працювати на кінцевому етапі, і фонтанування припиниться раніше через збільшення дебіту газу, що не припустимо.

Тому приймаємо двоступеневий підйомник: унизу секція насосно-компресорних труб (НКТ) буде складатися з НКТ  $\varnothing 73 \times 5,5$  мм, а вгорі – з НКТ  $\varnothing 89 \times 6$  мм таких довжин, щоб еквівалентна пропускна здатність комбінованого підйомника дорівнювала пропускній здатності розрахованого підйомника з  $d=0,076$  м.

При двоступеневому підйомнику довжина верхньої секції труб НКТ ( $\varnothing 89 \times 6$  мм) може бути визначена за формулою:

$$E = (3 - 2) \cdot 30 \cdot 1200 = 36000 \text{ мм} \quad (1.6)$$

Тоді довжину нижньої секції насосно-компресорних труб ( $\varnothing 73 \times 5$  мм) визначаємо за співвідношенням:

$$E = 36000 \cdot 205 = 7380000 \text{ мм}$$

Ступеневі фонтанні підйомники поліпшують умови фонтанування свердловин унаслідок зменшення швидкості руху газонафтової суміші у верхній частині НКТ.

Їх застосовують при отриманні під час розрахунку нестандартного діаметра підйомника, а також при великих глибинах спуску, що перевищують допустиму межу міцності.

До недоліків ступеневих підйомників слід віднести неможливість проводити очищення внутрішньої поверхні НКТ від нашарувань парафіну механічними скребками.

## 1.2 Розрахунок граничної обводненості, при якій зберігається можливість фонтанування нафтової свердловини, котра оснащена розрахованим підйомником

Граничний рівень обводненості розраховується за формулою:

$$B = 1 / \left( 1 + \frac{1,227 \cdot L^2 \cdot g \cdot (\rho_e - \rho_{mn}^*)}{\left[ G_{0n} - \frac{\alpha (P_{1n} + P_{2n})}{\gamma} \right] d^{0,5} (P_{1n} - P_{2n}) \lg \frac{P_{1n}}{P_{2n}}} \right), \quad (1.7)$$

де  $\rho_e$  – щільність води,  $\rho_e = 1000 \text{ кг/м}^3$ ;

$\rho_{mn}^*$  – середня щільність нафти у підйомнику;

$$\rho_{mn}^* = \frac{\gamma + \gamma_1}{2} = \frac{0,9 + 0,81}{2} = 0,855 \text{ т/м}^3; \quad (1.8)$$

$\alpha$  – коефіцієнт розчинності, котрий визначається з виразу:

$$\alpha = \frac{G_{0n} \gamma_1}{10^3 (D_{0n} - 0,1)}. \quad (1.9)$$

Тоді,

$$\alpha = \frac{1250 \cdot 900}{10^3 (8,5 - 0,1)} = 133,9 \frac{1}{\text{МПа}}.$$

Далі проводимо розрахунок граничної обводненості за формулою 1.7:

$$B = 1 / \left( 1 + \frac{0,15 \cdot 4235^2 \cdot 9,81 \cdot (1000 - 855)}{\left[ 1250 - \frac{133,9}{900} \cdot \frac{(32 + 22,2)}{2} \right] 0,077^{0,5} (32 - 22,2) \lg \frac{32}{22,2} \cdot 10^6} \right) =$$

$$= 1 / \left( 1 + \frac{3826794120}{1241,08 \cdot 10^6} \right) = 0,25$$

Тобто граничний рівень обводненості складає 25 %.

### 1.3 Призначення і конструкції фонтанних арматур

Фонтанна арматура призначена для герметизації гирла свердловин, контролю і регулювання режиму їх експлуатації, а також для проведення різних технологічних операцій. Арматура за умовами експлуатації підрозділяється на три групи.

За замовленням споживача арматура може поставлятися в комплекті з:

автоматичним запобіжним пристроєм; замочним пристроєм з дистанційним управлінням; дублюючими замочними пристроями на бічних відведеннях ялинки і трубної головки;

додатковою трубною головкою із замочним пристроєм на боковому відведенні, що забезпечує експлуатацію свердловин дворядною концентричною підвіскою підйомних труб;

спеціальним перевідником трубної головки, що забезпечує спуск в свердловину електричного кабелю для живлення електроенергією свердловинного відцентрового електронасоса (ЕЦН).

Крім того арматура може бути: виготовлена по типових схемах 7 і 8 (див. рис. 1.1) для свердловин, обладнаних свердловинними керованими пристроями, виконана по типових схемах, що забезпечують можливість з'єднання свердловинного запобіжного пристрою з системою управління ним, а також нагнітання інгібіторів.

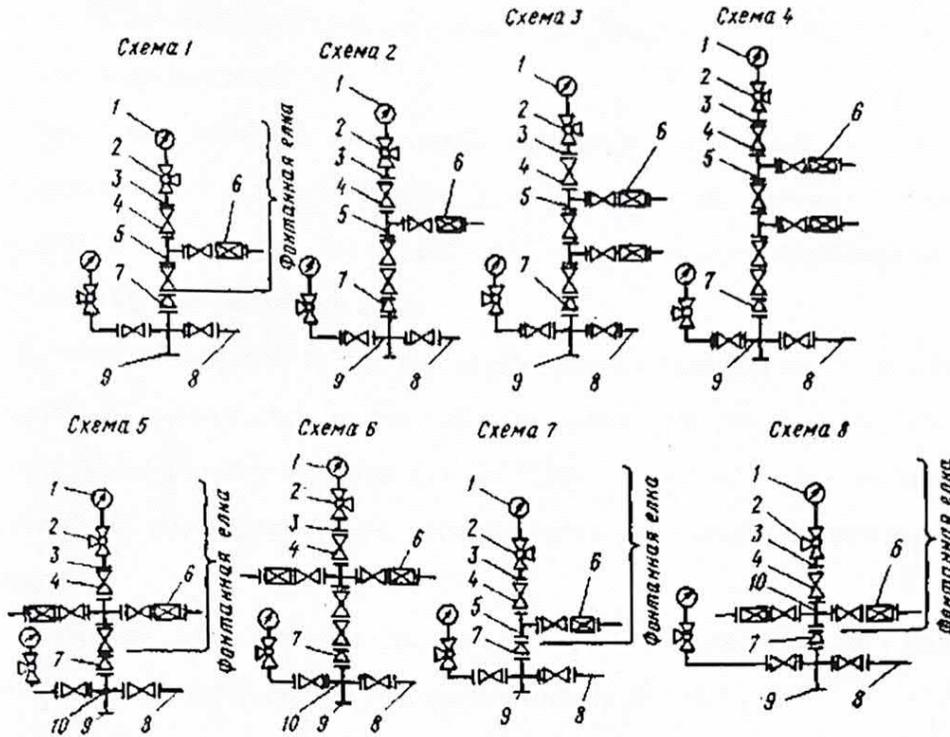


Рисунок 1.1 – Типові схеми фонтанних арматур:

- 1 – манометр; 2 – вентиль; 3 – буферний фланець під манометр; 4 – замочний пристрій; 5 – трійник; 6 – дросель; 7 – перевідник трубної головки; 8 – фланець; 9 – трубна головка; 10 – хрестовина ялинки

Колони підйомних труб підвішуються на різьбі і на муфтовій підвісці.

Підвіска колон на різьбленні здійснюється: при однорядному ліфті – на різьбленні ствольної катушки; при дворядному ліфті (внутрішня колона) на різьбленні ствольної катушки, зовнішня – на різьбі трійника (хрестовини) трубної головки.

При муфтовій підвісці підвішуються: колона однорядного підйомника – на муфті в хрестовині трубної головки; колони дворядного підйомника: внутрішня – на муфті в трійнику трубної головки, зовнішня – на муфті в хрестовині.

Ялинка призначена для напряму продукції свердловини у викидну лінію регулювання режиму експлуатації, установки спеціальних пристроїв при спуску свердловинних приладів або скребоків для очищення труб від парафіну,

виміру тиску і температури середовища, а також для проведення деяких технологічних операцій.

Бічні струни арматури закінчуються фланцями для приварювання до ліній маніфольда. На фланцях бічних відведень трубної головки і ялинки передбачаються отвори для подачі інгібіторів корозії і гідратуотворень в затрубний простір і в стовбур ялинки.

Як замочні пристрої арматури застосовуються прохідні пробкові крани і прямоточні засувки з примусовою або з автоматичною подачею мастила. Для регулювання режиму експлуатації на бічних струнах ялинки встановлені регульовані або нерегульовані дроселі із змінною втулкою з зносостійкого матеріалу.

Оскільки фонтанна арматура призначена для підвіски в ній НКТ (насосно-компресорних труб) коротко розглянемо типи труби НКТ.

За діючим в стандартах передбачено виготовлення насосно-компресорних труб таких умовних діаметрів (по зовнішньому діаметру): 33; 42; 48; 60; 73; 89; 102 і 114 мм із товщиною стінки від 3,5 до 7 мм. Довжина однієї труби складає від 6 до 10 м (у середньому 8 м). Труби виготовляють безшовними, тобто суцільнотягнутими, із сталей високоміцних марок. На кінцях кожної труби нарізані різьби. На один її кінець на заводі в нагрітому стані нагвинчують муфту.

При фонтанній експлуатації в більшості випадків застосовують НКТ діаметром 60, 73 і 89 мм, а для високодебітних свердловин – 102 і 114 мм..

Фонтанні арматури розрізняються за конструктивними і міцнісними ознаками.

На рисунку 1.2 показаний загальний вигляд фонтанної арматури на робочий тиск 70 МПа. Ця арматура виконана і застосовується на високодебітних газових свердловинах.

Для фонтанних нафтових свердловин в основному застосовують арматуру, яка розрахована на робочий тиск від 7 до 35 МПа.

Освоєння і запуск в експлуатацію фонтанної свердловини проводиться при

встановленні на усті фонтанній арматури та спущених фонтанних НКТ трубах одним із таких способів:

- 1) заміною рідини, якою заповнена свердловина після буріння на більш легку (наприклад, промивної рідини на воду або нафту);
- 2) насиченням рідини, якою заповнена свердловина, газом або повітрям;
- 3) заміною рідини в свердловині на газорідинну суміш – аерація.

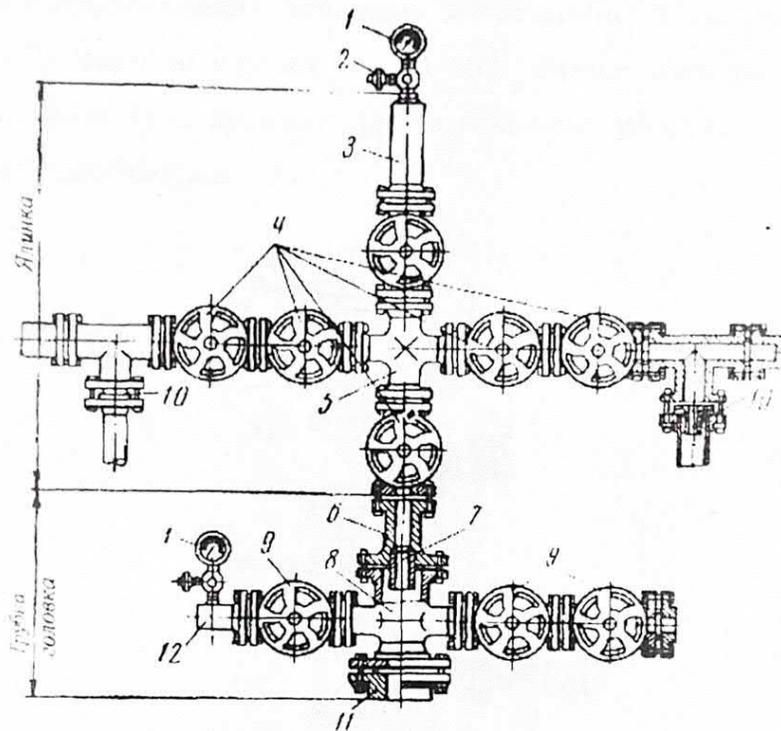


Рисунок 1.2 – Арматура фонтанна хрестова для однорядного підйомника:

- 1 – манометр, 2 – триходовий кран, 3 – буфер, 4 – 9 – засувки,  
 5 – хрестовик ялинки, 6 – перевідна котушка, 7 – перевідник,  
 8 – хрестовина, 10 – штуцер, 11 – фланець колони, 12 – затрубний вихід.

При промиванні свердловини для виклику припливу рідину нагнітають за допомогою насоса в міжтрубний простір, при цьому більш важка рідина, якою заповнена свердловина (промивна рідина), витісняється на поверхню по фонтанних трубах. При значному пластовому тискові свердловина може фонтанувати навіть при неповній заміні промивного розчину водою або

нафтою.

Суть продавлювання свердловини стиснутим повітрям полягає в нагнітанні останнього в кільцевих просторах між фонтанними трубами й експлуатаційною колоною. Стиснуте повітря витісняє рідину, якою заповнена свердловина, через фонтанні труби та одночасно надходить в ці труби через спеціальні (пускові) клапани, які встановлені на розрахунковій глибині, і тим самим зменшує її густину. Для продавлювання свердловин застосовують спеціальні пересувні компресори розраховані на тиск 8 – 20 МПа. Значне зниження густини в свердловині може бути досягнуте при одночасному нагнітанні в неї води (нафти) і газу (повітря) (рис. 1.3)

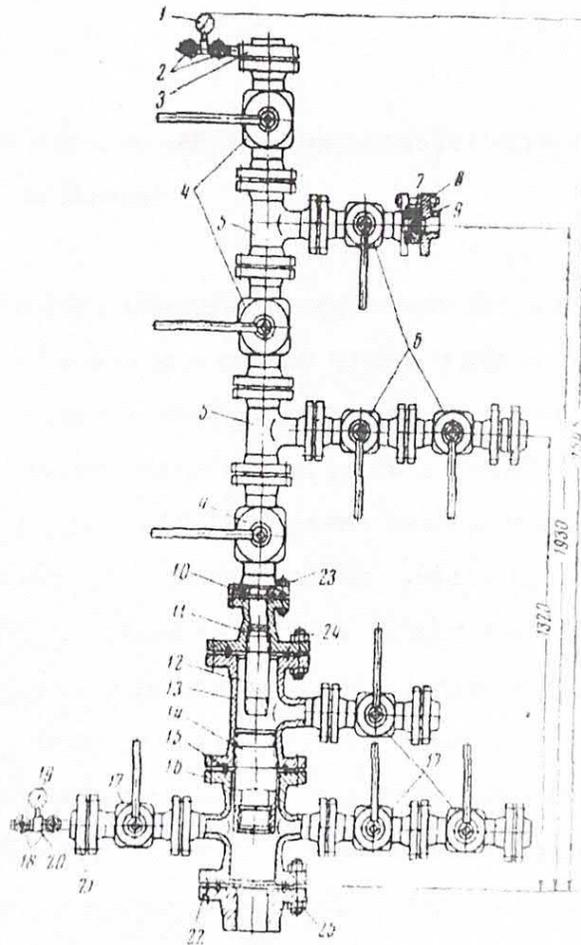


Рисунок 1.3 – Арматура фонтанна трійникова лита з крановими запірними пристроями для двохрядного підйомника

Ялинка фонтанна або нагнітальна, установлена на трубну обв'язку разом з нею утворює фонтанну або нагнітальну арматуру.

Арматура фонтанна може бути з підвішуванням свердловинного трубопроводу в трубній голівці або з підвішуванням свердловинного трубопроводу (насосно-компресорних труб) в ялинці, в перевіднику до трубної головки.

Відповідно до Держстандартів, допускається доустаткувати фонтанну арматуру запірними пристроями, зворотними клапанами, дроселями. Тому на практиці, в зв'язку з важкими умовами роботи, на бічних відводах ставлять по два запірних пристрої. На рисунку 1.3 показана фонтанна арматура трійникова, лита, для двохрядного підйомника з концентричним спуском двох різних ліфтових колон.

#### **1.4 Опис обладнання вибраної фонтанної свердловини**

##### **1.4.1 Колонна головка**

В склад устьового обладнання свердловини входять колонна головка, за допомогою котрої обв'язують обсадні колони в процесі буріння, а в процесі експлуатації вона виконує функції основи для установки фонтанної арматури, яка залишається на свердловині на весь час експлуатації.

Таким чином, згідно з ГТН і проведеними розрахунками приймається колонна головка для обв'язування обсадних колон ООКЗ-350-168x245x324x426. Обладнання типу ОКК складається з окремих складальних одиниць – колонних головок. Нижня колонна головка приєднана безпосередньо до верхнього кінця обсадної колони (кондуктор). Колонні головки встановлюють на гирлі свердловини послідовно у міру спуску і цементування обсадних колон Їх підбирають з урахуванням максимального тиску пласта, очікуваного при бурінні наступного за обсадженим інтервалу свердловини.

Обладнання устя (рис. 1.4) складається з нижньої, проміжної – першої, другої колон, після яких приєднується хрестовик трубної головки.

Колонна головка клинова складається із корпусу, в розточенні якого кріпиться обсадна колона за допомогою зварного з'єднання, фланців, патрубків, для регулювання затрубного простору – вентиля під манометр, клинної підвіски, манжети. В корпусі розташовані клини для підвішування наступної колони і пакер – ущільнення для герметизації міжтрубного простору. Ущільнення між фланцями колонної головки і наступної котушки виконано у вигляді кільця із маловуглецевої сталі.

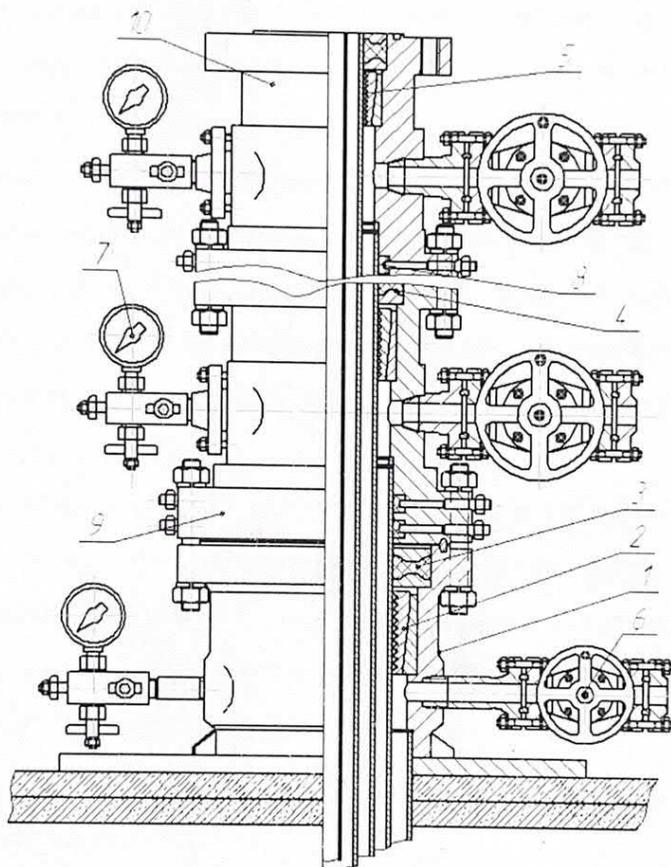


Рисунок 1.4 – Обладнання устя свердловини ОКК-3-168x245x324x426:  
 1 – нижня колонна головка; 2, 5 – клинова підвіска; 3, 4 – пакер; 6 – засувка з маніфольдом; 7 – манометр; 8 – отвір для нагнітання пластифікатора;  
 9 – котушка (проміжна колонна головка); 10 – котушка (проміжна колонна головка)

Корпус колонної головки відлитої зі сталі. Колонна головка ущільнюється манжетами виготовленими із азбестокаучука, працеспроможність яких забезпечується при температурі до  $150^{\circ}\text{C}$ . У заводських умовах колонні головки випробовують на тиск, який дорівнює двом робочим, тобто 70 МПа.

Фланцеві з'єднання колонних головок забезпечують з'єднання між собою, установку блоку превенторів противикидного обладнання або фонтанної арматури без додаткових перехідних деталей.

У випадках, коли гирло свердловини розташовується в слабких або схильних до просідання ґрунтах, щоб уникнути вигину гирлової частини обсадної колони під дією стискаючого навантаження, нижня частина колонної головки зміцнюється сталевією плитою з підкосами.

Бічні відведення колонної головки повинні бути обладнані з'єднаннями на робочий тиск, відповідаючий робочому тиску верхнього фланця.

Для закріплення в корпусі колонної головки верхньої частини обсадної колони використовується клиновий (без різьби) труботримач (підвіска). Вантажопідйомність клинового труботримача повинна бути не менше значення 4000 кН для колони  $\varnothing 324$  мм.

Герметизація міжколонного простору і фланцевого з'єднання здійснюється за допомогою верхнього пакера з еластомерів або ущільнень різної конструкції.

Для розміщення пакерів в колонній головці передбачені проточки. Опресовуються пакери на розрахунковий тиск, визначений з умови зминання верхньої обсадної труби, але не вище за робочий тиск фланців.

#### ***1.4.2 Фонтанна арматура***

Фонтанна арматура призначена для обладнання гирла нафтових і газових свердловин з метою їх герметизації, контролю, регулювання режиму експлуатації і напрямку потоку середовища в трапну установку. Арматуру вибирають по необхідному робочому тиску з урахуванням робочого середовища і підвіски одного або двох рядів насосно-компресорних труб.

Фонтанна арматура з викидною лінією з'єднується маніфольдом, який включає запірні і запобіжні пристрої, трійники і інші елементи. Запірні пристрої в фонтанній арматурі застосовують двох типів: прямоточні засувки з мастилом ущільнювача і пробкові крани.

Залежно від умов експлуатації арматуру виготовляють для некорозійних і корозійних середовищ, а також для холодної кліматичної зони. Шифр фонтанної арматури залежить від її схеми, конструкції, способу управління засувками, умовного проходу, тиску, кліматичного виконання і корозійної стійкості.

Відповідно до розрахунків початковий тиск на усті свердловини становить 22,2 МПа. Середовище свердловини не корозійне, підвішується одна колона НКТ. Згідно з цим приймаємо фонтанну арматуру, яка розрахована на робочий тиск 35 МПа і яка виготовляється по 6 схемі, трійникова, для підвіски одного ряду підйомних насосно-компресорних труб на муфтовій підвісці.

Технічні дані прийнятої фонтанної арматури (АФ6-80/50 X 350).

1. Умовний прохід стовбура, мм	80
2. Умовний прохід бічних відведень, мм	50
3. Робочий тиск, МПа	35
4. Тип арматури	хрестова
5. Запірний пристрій	засувка прямоточна
6. Ущільнення затвора	метал-метал
7. Регулюючий пристрій	дросель регулюючий.
8. Робоче середовище	некорозійна (нафта, газ, газоконденсат) із змістом механічних домішок до 25мг/л, сумарним змістом CO <sub>2</sub> і H <sub>2</sub> S до 0,003 і 20% води пласта за об'ємом.
9. Температура робочого середовища °С, не більше	120

Фонтанна арматура складається з наступних основних частин – трубної головки, засувок прямоточних з прохідними отворами 50 і 80 мм, кутових регульованих дроселів, фланців, крана і розподільника.

### 1.4.3 Конструкція і робота складових частин

У основі конструкції фонтанної арматури (рис. 1.5) знаходяться трубна головка (1), до верхнього фланця якої кріпиться перевідний фланець (16).

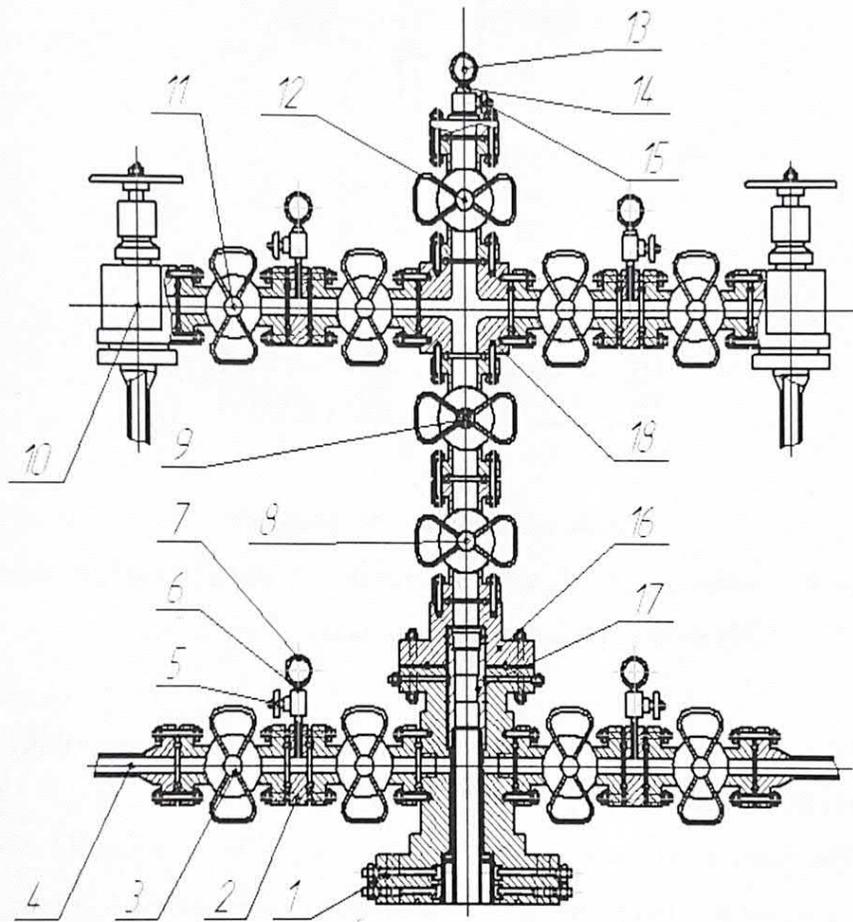


Рисунок 1.5 – Фонтанна арматура АФ6-80/50 x 350:

- 1 – трубна головка; 2 – інструментальний фланець; 3, 11 – засувка Ду 50;  
4 – маніфольд; 5, 15 – кран; 6, 14 – роздільник; 7, 13 – манометр;  
8 – корінна засувка Ду 80; 9, 12 – засувка Ду 80; 10 – кутовий регульований дросель; 16 – перевідний фланець; 17 – ствол підвіски НКТ; 18 – хрестовина

Трубна головка.

Трубна головка (рисунок 1.6) є литим або кованим корпусом (1), виконаним у вигляді котушки з фланцями.

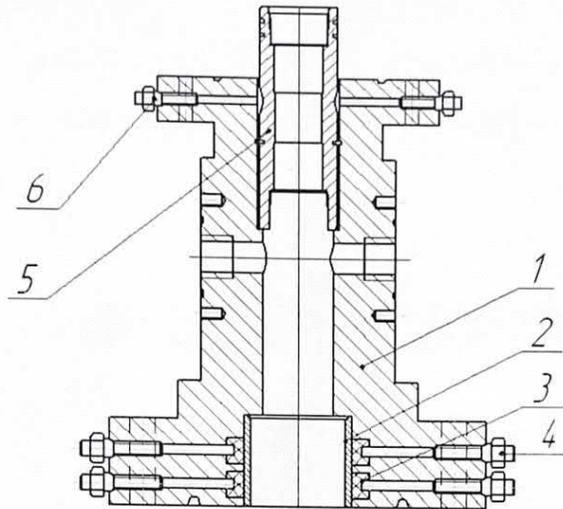


Рисунок 1.6 – Трубна головка:

1 – корпус трубної головки; 2 – обсадна колона; 3, – ущільнення; 4,6 – пробка для нагнітання ущільнювача; 5 – ствол підвіски НКТ

У верхньому фланці, окрім кріпильних отворів під різьбові шпильки, виконано 8 радіальних розточувань, в яких встановлені пробки (6). Пробки встановлені в отвори і слугують для нагнітання пластифікатора, що створює герметизацію ущільнень. З боку нижнього фланця в корпусі (1) виконано розточування під обсадну трубу (2) і ущільнення (3). Також у нижньому фланці проточені отвори під різьбові шпильки, окрім яких виконано 8 радіальних розточувань, в яких встановлені пробки (4), що ущільнюються кільцями і слугують для нагнітання пластифікатора. На хрестовину трубної головки установлюється підвіска колони НКТ (5).

Засувки Ду 50, Ду 80.

Засувка (рис. 1.7) складається з корпусу 1 з подовжнім каналом, рівним Ду і поперечного вертикального розточування, в якому розміщений шибер 13. Сідла 2 з кільцями ущільнювачів розташовані в розточуваннях корпусу 1 і притиснуті до шиберу 13 пружинами 11. У шибері встановлений сухар, в який загвинчений шпindel 3. Шпindel ущільнюється у фланці шевронним ущільненням, яке притискається гайкою, і гумовим кільцем. Ущільнення встановлюється в стакані.

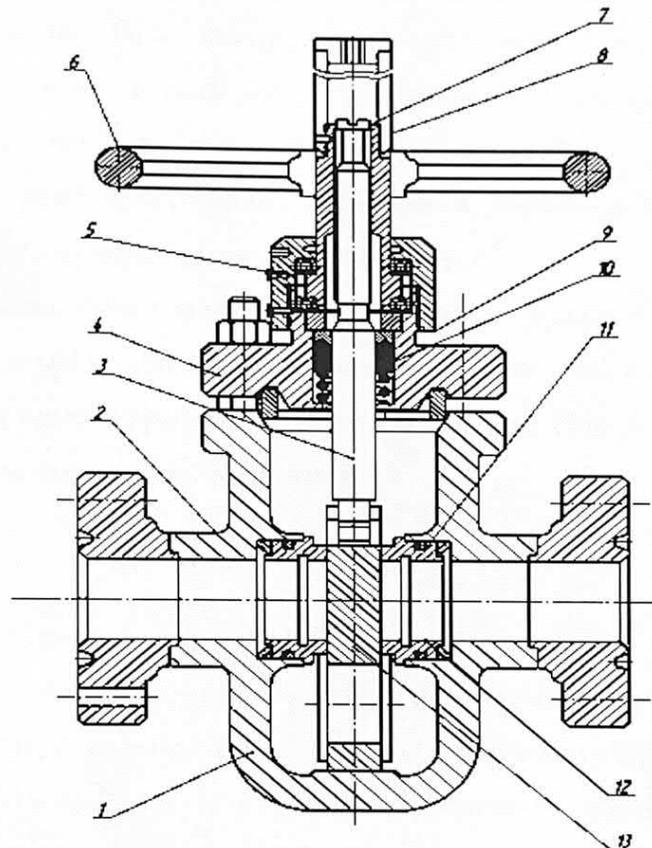


Рисунок 1.7 – Прямоточна плоскошиберна засувка типу ЗМС:

1 – корпус; 2 – сідло на вході; 3 – шпindel; 4 – кришка; 5 – нагнітальний клапан; 6 – маховик; 7 – регулювальний гвинт; 8 – ходова гайка; 9 – кришка підшипників; 10 – манжети; 11 – тарілчаста пружина; 12 – сідло на виході; 13 – шибер

Стакан ущільнюється гумовими кільцями і фіксується гайкою. Хвостовик шпинделя сполучений з адаптером штифтом. На хвостовик адаптера встановлюється штурвал 6 і покажчик положення. Шпиндель в середній частині має зовнішній конічний поясочок, притертий до внутрішнього конічного поясочка фланця, що разом утворюють верхнє ущільнення шпинделя і дозволяє міняти шевронне ущільнення шпинделя при наявності тиску в засувці, в робочому положенні між поясочками є гарантований зазор. При знятій гайці шпиндель під дією тиску переміщається назовні і сідає конічним поясочком на сідло фланця, запобігаючи протікання робочого середовища в атмосферу. Затягування підшипників 9 проводиться гайкою. Фланець 4 кріпиться до корпусу 1 шпильками з гайками через ущільнювальне кільце.

Засувка працює таким чином: при обертанні штурвалу 6 обертається адаптер і через штифт – шпиндель 3, унаслідок чого шибєр поступально переміщається з одного крайнього положення в інше. Положення шибєра контролюється за допомогою покажчика.

#### Висновки.

Масове застосування запірних пристроїв і фонтанної арматури та специфіка їх конструкції, що полягає в створенні великого числа типорозмірів із відносно невеликої кількості елементів, різні сполучення яких дозволяють створити велику розмаїтість конструктивних варіантів, зробило особливо важливим стандартизацію цих елементів. Стандартизація дозволяє розширити галузь застосування кожного з елементів устаткування й забезпечити необхідну їх уніфікацію, що у свою чергу сприяє збільшенню серійності виготовлення вузлів та деталей, а значить – зниженню їх вартості й підвищенню якості.

Стандарти регламентують головні параметри арматури і запірних пристроїв: робочий тиск та тиск випробування, діаметр прохідного отвору. Крім того, регламентуються приєднувальні розміри, габарити, маса й виконання.

## 2 ОПИС ТЕХНІЧНОЇ ПРОПОЗИЦІЇ

### 2.1 Опис модернізованої конструкції вузла підвіски насосно-компресорних труб

Однією з головних вимог до конструкції фонтанної арматури є її герметичність. Будь-які прояви негерметичності можуть привести до виходу з ладу не тільки певного вузла, але і всього обладнання, що в свою чергу може привести до серйозних аварій.

Для забезпечення герметичності фонтанної арматури застосовують спеціальні ущільнюючі елементи, різні мастила, ущільнення різьбових з'єднань між трубами та зварні з'єднання.

Для забезпечення герметичності важливим є також проведення якісного обслуговування та використання новітніх методів розробки з метою отримання корозійностійкого і непроникного ущільнення.

Іншими важливими вимогами до конструкції гирлового обладнання є його довговічність і надійність. Враховуючи високу вартість обладнання, його проектують для роботи протягом тривалого часу.

Необхідно також враховувати, що в газі або нафті можуть бути присутніми агресивні компоненти (вуглекислий газ, сірководень), які в сукупності з високим тиском і температурами здатні приводити до передчасного виходу з ладу елементів конструкції фонтанної арматури.

Фонтанна арматура призначена для регулювання роботи нафтових і газових свердловин з вмістом в робочому середовищі агресивних речовин і абразиву з робочим тиском до 105 МПа.

Фонтанна арматура складається з трубної головки і фонтанної ялинки.

Трубна головка (рис. 2.1) встановлюється на катушку головки обсадної труби. Трубна головка 12 є верхньою частиною гирлового обладнання. У нижньому фланці корпусу розташовуються дві манжети 2 вторинного ущільнення експлуатаційної колони, два отвори для подачі пластифікатора, необхідного для досягнення герметичності вторинного ущільнення. Отвір закривається пробкою 3. До кожного з бічних фланців приєднуються дві

засувки, між якими встановлюється фланець інструментальний, призначений для контролю температури, тиску за допомогою голкового вентиля з манометром, а також для подачі інгібіторів корозії при технологічних операціях.

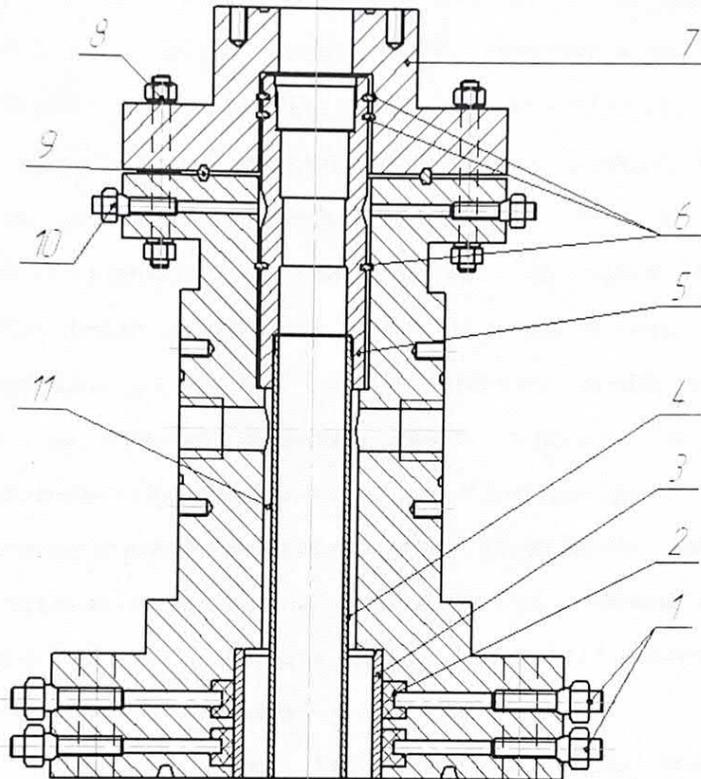


Рисунок 2.1 – Вузол підвіски насосно-компресорних труб :

- 1 – пробка; 2 – ущільнююча манжета; 3 – експлуатаційна колона; 4 – НКТ;  
 5 – ствол підвіски НКТ; 6 – ущільнюючі елементи підвіски; 7 – перехідний фланець; 8 – шпилькове з'єднання; 9 – фланцеве ущільнення; 10 – пробка;  
 11 – простір між НКТ і експлуатаційною колоною; 12 – трубна головка

У верхній частині корпусу розташовується підвіска НКТ 5 з ущільнюючими кільцями 6 підвіски НКТ. На кінцях підвіски НКТ нарізано різьбу для підвіски колони НКТ і для з'єднання з буровою штангою.

На трубну головку встановлюється фонтанна ялинка, нижня частина ялинки з трубною головкою з'єднується за допомогою перехідного фланця 7, в якому розміщується верхня частина перевідника для підвіски НКТ, з двома ущільнюючими півкільцями 6.

Так як обладнання фонтанної свердловини працює в тяжких умовах (досить великий тиск, абразив, агресивне середовище), то до нього ставиться ряд вимог, які воно повинне забезпечити (безаварійність та безпечність експлуатації, довговічність, ремонтпридатність, високу надійність).

Підвіска НКТ фонтанної арматури виконує ряд функцій, серед яких найважливіші це: підвішування насосно-компресорних труб, за допомогою яких здійснюється підняття пластового флюїду, утримання їх на вазі, забезпечення герметизації простору між НКТ та експлуатаційною колоною.

Герметизація простору між НКТ і експлуатаційною колоною здійснюється за допомогою ущільнюючих елементів ствола підвіски, що забезпечує збільшення довговічності використання основних елементів даного вузла.

Ущільнюючі елементи виготовляються у вигляді металевих півкільць. Це два верхніх ущільнюючих кільця, які знаходяться між корпусом перехідного фланця фонтанної ялинки, і підвіски НКТ, і нижнє, яке знаходиться між трубною головкою і самою підвіскою.

Одним із найбільш суттєвих недоліків роботи даної конструкції є недосконале забезпечення герметизації простору між НКТ та експлуатаційною колоною. Особливо актуальним це питання стає в умовах функціонування даної конструкції на свердловинах з великим вмістом абразиву, агресивного середовища, великої температури, флюїду, що видобувається. Це пояснюється тим, що можливість не забезпечення герметизації може привести до таких наслідків, як знос і руйнування перевідного фланця, фланця трубної головки, шпилькового з'єднання, ущільнюючого кільця трубної головки, небезпеки травмування персоналу. Погіршення працездатності ущільнення НКТ призводить до небажаних наслідків, результати усунення яких вимагають витрати досить великих коштів на проведення обслуговувань та ремонту, що в

свою чергу приводить до зниження показників експлуатації обладнання і видобування флюїду.

Розглядаючи та порівнюючи закордонні аналоги даної продукції, а саме зокрема фонтанну арматуру і ущільнення підвіски НКТ, які мають більш досконалу конструкцію та будову, можна зробити висновки, що в порівнянні з обладнанням вітчизняного виробництва вони мають набагато кращі показники при експлуатації, що забезпечує їм визнання серед підприємств, які займаються експлуатацією продуктивних горизонтів.

В результаті даних недоліків виникає необхідність удосконалення даного елемента (ущільнення підвіски НКТ) для забезпечення безпечної та надійної експлуатації обладнання.

Для здійснення цього ми пропонуємо використати передовий досвід закордонної фірми АВВ, яка спеціалізується на виготовленні фонтанної арматури, запірно-регулювальних пристроїв, приладів та пристосувань, обладнання для обслуговування, регулювання роботи фонтанних свердловин.

Метою даного вдосконалення є не тільки покращення експлуатаційних показників підвіски НКТ і самої фонтанної арматури, але й забезпечення високої надійності для її визнання на зовнішньому ринку продукції нафтопромислового обладнання.

Вигляд удосконаленого обладнання показаний на рис. 2.2.

Удосконалення ущільнення обладнання підвіски НКТ полягає в наступному: користуючись досвідом передових розробок ми пропонуємо встановити додатковий ущільнюючий елемент підвіски, який складається з двох металевих частин 11, 13, гумового кільця 12, манжети 15, що знаходиться між двома металевими частинами, і стягуючих болтів 14, що стягують елементи конструкції.

Корпус підвіски НКТ 5, що встановлювався в трубній головці 16, пропонується підвішувати в перехідному фланці 7, за рахунок встановлення його на металевий корпус ущільнення 11, в результаті цього корпус підвіски розвантажується (за допомогою металевого корпуса ущільнення) і тому він

виготовляється меншим за розмірами. Металеві півкільця 9, верхні і нижні, встановлюються між перехідним фланцем і корпусом підвіски, що забезпечить додаткову герметизацію.

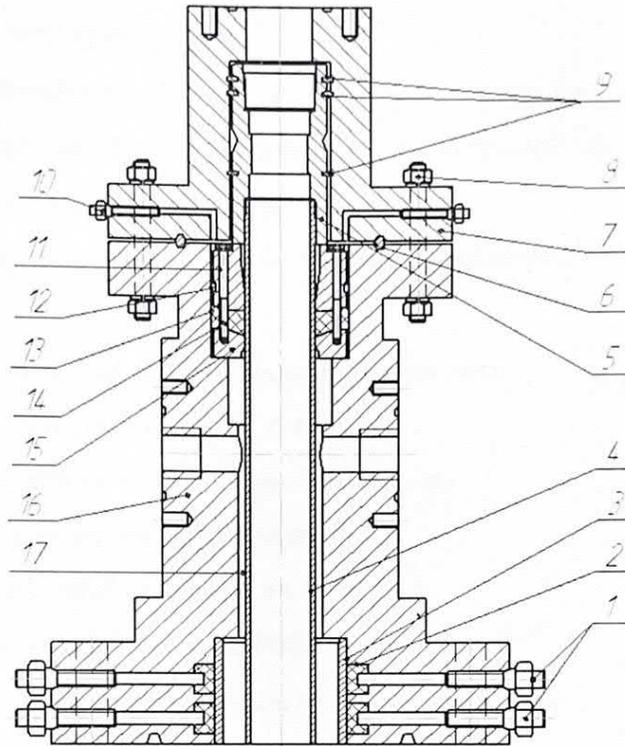


Рисунок 2.2 – Удосконалений вигляд вузла підвіски насосно-компресорних труб:

- 1 – пробка; 2 – ущільнююча манжета; 3 – експлуатаційна колона; 4 – НКТ;  
 5 ствол підвіски НКТ; 6 – фланцеве ущільнення; 7 – перехідний фланець;  
 8 – шпилькове з'єднання; 9 – ущільнюючі елементи підвіски; 10 – пробка;  
 11 – металевий корпус ущільнення (верхній); 12 – резинове кільце;  
 13 – манжета; 14 – стягуючий болт; 15 – металевий корпус ущільнення  
 (нижній); 16 – трубна головка; 17 – простір між експлуатаційною колоною і  
 НКТ

Остаточна герметизація простору між НКТ і експлуатаційною колоною здійснюється за рахунок ваги підвішеної колони труб 4. Внаслідок дії ваги

колони на корпус підвіски він тисне на металеву частину ущільнення 11, а вона на манжету ущільнювача 13, що знаходиться між двома металевими частинами 11, 15, в результаті чого здійснюється остаточна герметизація простору манжетою 13 і гумовим кільцем 12.

В корпусі перехідного фланця є пробки 10 і отвори для нагнітання пластифікатора, що забезпечить надійність герметизації та довговічність експлуатації ущільнювальних елементів.

Основні переваги такої вдосконаленої конструкції полягають в наступному.

Металеві елементи ущільнення підвіски забезпечать:

1. Надійність і довговічність експлуатації.
2. Можливість роботи в агресивних середовищах.
3. Витривалість до високих температур.
4. Використання при більш високих тисках.
5. Можливість використання додаткових ущільнень.

Ущільнення гумовими кільцями дасть:

1. Просту і надійну конструкцію.
2. Гарантований строк служби.
3. Можливість застосування в корозійному середовищі.

Ущільнення манжетою з підкачкою пасти забезпечить:

1. Додаткову надійність і забезпечить можливість відновлення герметизації за рахунок підкачки пасти.
2. Простоту конструкції.
3. Можливість застосовувати в агресивних середовищах.
4. Використання в нафтових і газових свердловинах.
5. Підвищення надійності та безаварійності роботи за рахунок уведення нового ущільнюючого елемента.
6. Розвантаження вузла підвіски.

## 2.2 Оцінка економічної ефективності

Згідно з діючою методикою встановлення економічної ефективності впровадження нової техніки в нафтогазовій галузі річний економічний ефект від виробництва і використання нового обладнання, машин, інструментів та інших засобів праці довгострокового використання з покращеними якісними характеристиками визначається за такою формулою

$$E = \left[ C_{AT} \cdot k_1 \cdot k_2 + \frac{\Delta I - E_n \cdot (K'_2 - K'_1)}{(1/T_2) + E_n} - C_{MT} \right] \cdot n, \text{ грн.}, \quad (2.1)$$

де  $C_{AT}$  та  $C_{MT}$  – балансова вартість базової і модернізованої техніки відповідно, тис. грн.;

$k_1$  – коефіцієнт зростання продуктивності праці за варіантом модернізації;

$k_2$  – коефіцієнт зміни строків служби;

$\Delta I$  – економія експлуатаційних, грн.

$E_n$  – єдиний нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ( $E_n = 0,15$ );

$K'_1, K'_2$  – сукупні капітальні вкладення підприємства, що включають витрати на придбання і доставку додаткового комплектуючого обладнання (в даному випадку сукупні капітальні вкладення рівні 0);

$T_1, T_2$  – строк служби техніки ( $T_1 = 8,8$  років,  $T_2 = 9,2$  років);

$n$  – річний обсяг виробництва (впровадження) нового обладнання в натуральних одиницях,  $n = 1$ .

### 2.2.1 Визначення собівартості та оптової ціни трубної головки

Собівартість трубної головки-аналога визначимо за формулою

$$C_{AT} = \frac{C_{AT}}{1 + P_c}, \text{ грн.}, \quad (2.2)$$

де  $C_{AT}$  – оптова ціна трубної головки базової конструкції, грн.; ціна трубної

головки складає 36 660 грн.

$P_c$  – норматив рентабельності в частках від собівартості (в магістерській роботі приймаємо  $P_c = 0,3$ ).

$$C_0^a = \frac{36660}{1+0,3} = 28200 \text{ грн.}$$

Коригування собівартості аналогічної техніки для розрахунку собівартості нової техніки ведеться за формулою

$$C_n^a = C_0^a \cdot \frac{\delta''}{\delta_n' \cdot \tau_n}, \text{ грн.}, \quad (2.3)$$

де  $\delta_n'$  – коефіцієнт зміни собівартості при переході від серійності звітного року до серійності, що відповідає одиниці переведення;

$\delta''$  – коефіцієнт зміни собівартості при переході від серійності, що відповідає одиниці приведення до планової серійності випуску нової техніки в розрахунковому році;

$\tau_n$  – коефіцієнт зміни собівартості аналогічної техніки, що відповідає порядковому номеру розрахункового року.

$$C_n^a = 28200 \cdot \frac{0,966}{0,953 \cdot 1} = 28584,7 \text{ грн.}$$

Собівартість модернізованої трубної головки визначимо за формулою

$$C_{HT} = C_n^a - B_{вив.}^{од.} + B_{введ.}^{од.}, \text{ грн.}, \quad (2.4)$$

де  $B_{вив.}^{од.}$  – вартість виведеного обладнання з конструкції аналога після модернізації; у нашому випадку вартість виведеного обладнання  $B_{вив.}^{од.} = 409,2$  грн.

$B_{введ.}^{од.}$  – вартість додатково введених деталей, грн.

Для виготовлення додатково введених деталей трубної головки необхідно 15 кг Сталі 40Х, 1 т якої коштує 7000 грн та 2 кг сталі конструкційної пружинно-ресорної Ст. 60 С2А, 1 кг якої коштує 14,9 грн. Отже загальна вартість матеріалів складатиме 134,8 грн.

Вихідними даними для розрахунку вартості виготовлення додатково введених деталей є:

1) кількість та розряд робітників, що необхідні для виготовлення деталей для модернізації:

- токар (V розряд) – 1 осіб;
- токар-фрезерувальник (V розряд) – 1 осіб;
- слюсар (IV розряд) – 1 осіб.

2) трудомісткість операцій для модернізації трубної головки:

- токарні – 8 н-годин;
- фрезерувальні – 3 н-години;
- слюсарні – 1,5 н-годин.

3) тарифні ставки на оплату праці робітників:

Таблиця 2.1 – Тарифні ставки на оплату праці робітників

Розряд	I	II	III	IV	V	VI
Коефіцієнт	1	1,06	1,224	1,376	1,576	1,865
Годинна тарифна ставка, грн.	20,50	21,73	25,09	28,21	32,30	38,23

4) необхідне обладнання для виготовлення деталей для модернізації трубної головки:

Машинний час при виготовленні деталей для модернізації трубної головки:

- токарний верстат  $\Phi_1 = 8,0 \text{ маш} - \text{год}$ ;
- фрезерувальний верстат  $\Phi_2 = 3,0 \text{ маш} - \text{год}$ ;
- заточний верстат  $\Phi_3 = 1,5 \text{ маш} - \text{год}$ .

Визначаємо витрати на основну заробітну плату працівників:

$$C_{осн} = \sum_{i=1}^n N_i T_i H_i, \quad (2.6)$$

де  $N_i$  – кількість робітників  $i$ -го розряду;

$T_i$  – тарифна ставка робітника  $i$ -го розряду;

$H_i$  – кількість годин робочого часу.

Отже за формулою (2.6):

$$C_{осн} = 8 \cdot 32,30 \cdot 1 + 3 \cdot 32,30 \cdot 1 + 1,5 \cdot 28,21 \cdot 1 = 246,5 \text{ грн.}$$

Таблиця 2.2 – Необхідне обладнання для виготовлення деталей для модернізації трубної головки

Призначення	Вид обладнання	Модель верстата	Кількість, шт	Потужність, кВт
Основне технологічне обладнання	Токарний	165	1	5
	Фрезерувальний	Ф4–251	1	8,1
Допоміжне технологічне обладнання	Заточний	4АМВС	1	6,5
Всього	–	–	3	24,6

Визначаємо витрати на додаткову заробітну плату працівників:

$$C_{озп} = C_{осн} \cdot K_{озп}, \quad (2.7)$$

де  $K_{озп}$  – коефіцієнт додаткової заробітної плати.

Отже підставивши числові значення в формулу 2.7, отримаємо:

$$C_{озп} = 246,5 \cdot 0,25 = 61,6 \text{ грн.}$$

Відрахування на соціальне страхування – Єдиний соціальний внесок (для 52 класу професійного ризику виробництва 38,52%).

Визначимо витрати на соціальне страхування:

$$C_{всс} = (C_{осн} + C_{озп}) \cdot BCC, \quad (2.8)$$

Підставивши числові значення у формулу (2.8), отримаємо

$$C_{всс} = (246,5 + 61,6) \cdot 38,52 / 100 = 118,7 \text{ грн.}$$

Визначаємо кількість необхідної енергії на експлуатацію обладнання:

$$Q_{ел.т.} = \sum_{i=1}^n \Phi_i P_{вст.i}, \quad (2.9)$$

де  $P_{вст.i}$  – встановлена потужність  $i$ -го виду обладнання.

Підставивши числові значення у формулу (2.9), отримаємо

$$Q_{ел.т.} = 5 \cdot 8 + 8,1 \cdot 3 + 6,5 \cdot 1,5 = 52,25 \text{ кВт} / \text{год.}$$

Витрати на енергію при експлуатації обладнання визначаємо за формулою:

$$Z_{ел.т.} = Q_{ел.т.} \cdot T_{ел.т.}, \quad (2.10)$$

де  $T_{ел.т.}$  – тариф на технологічну енергію,  $T_{ел.т.} = 2,21 \text{ грн.}$

Отже,

$$Z_{ел.т.} = 52,25 \cdot 2,21 = 115,4 \text{ грн.}$$

Визначаємо витрати на утримання обладнання, цехові і загальнозаводські витрати, що визначаються в % від основної заробітної плати:

$$B_{цех} = 0,27 \cdot C_{осн}, \quad (2.11)$$

$$B_{зав.} = 0,65 \cdot C_{осн}. \quad (2.12)$$

Підставивши числові значення у формули 2.11 та 2.12 отримаємо:

$$B_{цех} = 0,27 \cdot 246,5 = 66,6 \text{ грн.};$$

$$B_{зав.} = 0,65 \cdot 246,5 = 160,2 \text{ грн.}$$

Визначимо виробничу собівартість модернізації трубної головки

$$C^{вир} = C_{осн.} + C_{дм.} + C_{всс} + Z_{ел.т.} + B_{цех} + B_{зав.} \quad (2.13)$$

Підставивши числові значення у формулу (2.13), отримаємо

$$B_{ввод.}^{вир} = 246,5 + 61,6 + 118,7 + 115,4 + 66,6 + 160,2 = 769 \text{ грн}$$

Витрати на управління визначаємо у розмірі 7% від виробничої собівартості:

$$C_{упр} = C^{вир} \cdot 0,07 \quad (2.14)$$

Підставивши числові значення у формулу (2.14), отримаємо

$$C_{упр} = 769 \cdot 0,07 = 53,8 \text{ грн}$$

Визначаємо повну собівартість модернізації трубної головки

$$B_{ввод.}^{повн} = C_{вир} + C_{упр}, \quad (2.15)$$

Отже, повна собівартість модернізації трубної головки з урахуванням вартості матеріалів складатиме:

$$B_{ввод.}^{повн} = 769 + 53,8 + 134,8 = 957,6 \text{ грн.}$$

Собівартість модернізованого обладнання складатиме

$$C_{HT} = 28584,7 - 409,2 + 957,6 = 29502,1 \text{ грн.}$$

Оптова ціна трубної головки розраховується за формулою

$$Ц_{HT} = C_{HT} \cdot (1 + P_c), \text{ грн.} \quad (2.16)$$

$$Ц_{HT} = 29502,1 \cdot (1 + 0,3) = 38352,7 \text{ грн.}$$

Знайдемо розрахунково-балансову вартість трубної головки

$$Ц_{HT(AT)}^{\delta} = Ц_{HT(AT)} \cdot k_B, \text{ грн.,} \quad (2.17)$$

де  $k_B$  – коефіцієнт переходу від оптової ціни до розрахунково-балансової;

$$k_B = 1,12.$$

$$Ц_{AT}^{\delta} = 36660 \cdot 1,12 = 41059,2 \text{ грн.}$$

$$Ц_{HT}^{\delta} = 38352,7 \cdot 1,12 = 42955 \text{ грн.}$$

## 2.2.2 Розрахунок річного фонду роботи трубної головки

$$T_p = \frac{T_{\phi}}{\frac{1}{k_{zm} \cdot t_{zm}} + D_p'} \cdot \text{маш.} \cdot \text{год.}, \quad (2.18)$$

де  $T_{\phi}$  – річний фонд робочого часу,  $T_{\phi} = 365$  днів;

$k_{zm}$  – коефіцієнт змінності роботи трубної головки,  $k_{zm} = 3$ ;

$t_{zm}$  – тривалість зміни у машино-годинах; для п'ятиденного робочого тижня  $t_{zm} = 8 \text{ год}$ ;

$D_p$  – простой в машино-днях у всіх видах технічного обслуговування та ремонту, що припадають на одну машино-годину роботи.

Простой у всіх видах технічного обслуговування та ремонту визначаються:

$$D_p = \frac{\sum_{i=1}^m (d_{pi} + d_{ni}) \cdot a_i}{T_{ц}} \cdot \left[ \frac{\text{маш.} - \text{днів}}{\text{маш.} - \text{год}} \right], \quad (2.19)$$

де  $m$  – число різновидів технічних обслуговувань та ремонтів протягом міжремонтного циклу,  $m = 3$ ;

$d_{pi}$  – тривалість перебування в і-му ремонті або технічному обслуговуванні;

$d_{ni}$  – тривалість надання у ремонт або технічне обслуговування і повернення назад, при цьому для технічного обслуговування, оскільки воно виконується безпосередньо на місці роботи техніки, величина  $d_{ni}$  приймається рівною нулю; час у днях на доставку для поточного ремонту  $d_{ni} = 0$  днів, у капітальний ремонт і назад приймається  $d_{ni} = 5$  днів;

$a_i$  – кількість і-х ремонтів або технічних обслуговувань за міжремонтний цикл;

$T_{ci}$  – час міжремонтного циклу.

Вихідні дані для розрахунку  $D_p$  занесемо до таблиці 2.3.

Розрахуємо простої в машино-днях у всіх видах технічного обслуговування та ремонту

$$D_p^{AT} = \frac{(0,25+0) \cdot 42 + (1+0) \cdot 5 + (3+5) \cdot 1}{4800} = 0,005 \frac{\text{маш.-днів}}{\text{маш.-год}};$$

$$D_p^{HT} = \frac{(0,25+0) \cdot 42 + (1+0) \cdot 5 + (3+5) \cdot 1}{5040} = 0,0047 \frac{\text{маш.-днів}}{\text{маш.-год}};$$

Знайдемо річний ефективний фонд роботи обладнання до і після модернізації

$$T_p^{AT} = \frac{365}{\frac{1}{8 \cdot 3} + 0,005} = 7820,9 \text{ год};$$

$$T_p^{HT} = \frac{365}{\frac{1}{8 \cdot 3} + 0,0047} = 7871,5 \text{ год}.$$

Таблиця 2.3 – Технічне обслуговування та ремонт трубної головки

Вид технічного обслугову	Періодичність виконання тех. обслуговування	Кількість тех. обслуговувань та ремонтів в	Тривалість одного технічного	Трудомісткість виконання

вання, ремонту	та ремонтів, маш.-год ( $T_{ц}$ )	одному ремонтному циклі ( $a_i$ )	обслуговування та ремонту, роб.днів ( $d_{pi}$ )	одного ТО й ремонту, нормо-год ( $r_i$ )
Для аналогової техніки				
ТО	100	42	0,25	8
ПР	800	5	1	30
КР	4800	1	3	89
Для модернізованої техніки				
ТО	105	42	0,25	8
ПР	840	5	1	30
КР	5040	1	3	89

Коефіцієнт зростання продуктивності праці за варіантом модернізації буде дорівнювати

$$k_1 = \frac{7871,5}{7820,9} = 1,006.$$

### 2.2.3 Визначення економії експлуатаційних витрат

Економію експлуатаційних витрат розраховуємо за формулою:

$$\Delta H = (S_1^{AT} - S_1^{HT}) \cdot T_p^{HT}, [\text{грн}], \quad (2.21)$$

де  $S_1^{AT}, S_1^{HT}$  - вартість 1 маш.-год роботи аналогової та модернізованої трубної головки відповідно;

$T_p^M$  - річний фонд роботи модернізованої трубної головки.

Визначимо вартість 1 маш.-год роботи трубної головки:

$$S_1 = \frac{S}{T_p}, [\text{грн/маш.-год}], \quad (2.22)$$

де  $S$  - загальні поточні витрати підприємства, пов'язані з експлуатацією трубної головки.

Загальні поточні витрати підприємства визначаються за формулою:

$$S = S_{ЗП} + S_{КР} + S_{ТОВ} + S_{ТОМ} \cdot [зрн], \quad (2.23)$$

де  $S_{ЗП}$  - витрати на заробітну плату з нарахуваннями;

$S_{КР}$  - витрати на капітальний ремонт трубної головки;

$S_{ТОВ}$  - витрати на заробітну плату ремонтним робітникам із нарахуваннями;

$S_{ТОМ}$  - витрати на матеріали та запчастини для трубної головки.

Витрати на заробітну плату з нарахуваннями розраховуються за формулою:

$$S_{ЗП} = k_{нв} \cdot \lambda \cdot T_p \cdot \sum_{i=1}^B C_{ii} (1+H) \cdot k_{zv}, \quad (2.24)$$

де  $k_{нв}$  - коефіцієнт, що враховує витрати на заробітну плату;

$\lambda$  - коефіцієнт, що враховує премії,  $\lambda = 1,25$ ;

$C_{ii}$  - годинна тарифна ставка робітника  $i$ -го розряду, що входить до складу ланки, приймаємо для робітника IV розряду - 28,21 грн;

$H$  - норма нарахувань на заробітну плату,  $H = 38,52\%$ .

$k_{zv}$  - коефіцієнт трудової участі; приймаємо  $k_{zv} = 0,3$ .

Коефіцієнт, що враховує витрати на заробітну плату, розраховується за формулою:

$$k_{нв} = 1 + \frac{H_{нв}}{100}, \quad (2.25)$$

де  $H_{нв}$  - норма накладних витрат по заробітній платі,  $H_{нв} = 30\%$ .

$$k_{нв} = 1 + \frac{30}{100} = 1,3.$$

Підставивши отримані дані у формулу 2.24, ми отримуємо:

- для аналогової трубної головки:

$$S_{ЗП} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 7820,9 \cdot 28,21 \cdot (1 + 0,3852) \cdot 0,3 = 51597 \text{ грн};$$

- для модернізованої трубної головки:

$$S_{ЗП} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 7871,5 \cdot 28,21 \cdot (1 + 0,3852) \cdot 0,3 = 53005,5 \text{ грн}.$$

Визначасмо витрати на капітальний ремонт трубної головки:

$$S_{КР} = \frac{k_{ин} \cdot A_{кр} \cdot Ц_{АТ(МТ)}}{100} \cdot [\text{грн}], \quad (2.26)$$

де  $k_{ин}$  - коефіцієнт, що враховує накладні витрати за всіма видами витрат, окрім заробітної плати;

$A_{кр}$  - норма амортизаційних відрахувань на капітальний ремонт у відсотках від вартості трубної головки, приймаємо  $A_{кр} = 5\%$ .

Коефіцієнт, що враховує накладні витрати за всіма видами витрат, окрім заробітної плати розраховується за формулою:

$$k_{ин} = 1 + \frac{H_{ин}}{100}, \quad (2.27)$$

де  $H_{ин}$  - норма накладних витрат за всіма видами витрат, окрім заробітної плати,  $H_{ин} = 10\%$ ;

$$k_{ин} = 1 + \frac{10}{100} = 1,1.$$

Підставивши отримані дані у формулу 2.26 визначимо витрати на капітальний ремонт трубної головки

$$S_{КР}^A = \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 41059,2}{100} = 2956,8 \text{ грн}.$$

$$S_{КР}^M = \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 42184,1}{100} = 3091,6 \text{ грн}.$$

Розрахуємо витрати на заробітну плату ремонтних робітників із нарахуваннями:

$$S_{тов} = \frac{T}{T_{ц}} \cdot k_{ин} \cdot \lambda \cdot C_p \cdot \sum_{i=1}^n a_{i i} \cdot (1 + H), \text{ грн}, \quad (2.28)$$

де  $C_p$  - середня тарифна ставка ремонтного робітника, що обслуговує

обмежувач вантажопідйомності, тарифна ставка приймається для робітника IV розряду - 28,21 грн;

$a_i$  - кількість ТО та ПР у ремонтному циклі, приймаємо відповідно до таблиці 2.3;

$r_i$  - трудомісткість ТО і ПР у ремонтному циклі, приймаємо відповідно до таблиці 2.3.

Підставивши всі дані у формулу 2.28 розрахуємо витрати на заробітну плату ремонтних робітників із нарахуваннями:

- для аналогової трубної головки:

$$S_{\text{тов}} = \frac{7820,9}{4800} \cdot 1,3 \cdot 1,25 \cdot 28,21 \cdot (42 \cdot 8 + 5 \cdot 30) \cdot (1 + 0,3852) = 47489,8 \text{ грн};$$

- для модернізованої трубної головки:

$$S_{\text{тов}} = \frac{7871,5}{5040} \cdot 1,3 \cdot 1,25 \cdot 28,21 \cdot (42 \cdot 8 + 5 \cdot 30) \cdot (1 + 0,3852) = 44351,3 \text{ грн};$$

Визначимо витрати на матеріали і запчастини:

$$S_{\text{том}} = k_{\text{ин}} \cdot \frac{S_{\text{тов}} \cdot (1 - H)}{k_{\text{ив}}} \cdot k_{\text{ер}}, [\text{грн}], \quad (2.29)$$

де  $k_{\text{ер}}$  - коефіцієнт переходу від витрат на заробітну плату до витрат на матеріали та запчастини,  $k_{\text{ер}} = 1,25$ .

Підставивши всі дані у формулу 2.29 розрахуємо витрати на матеріали і запчастини:

- для аналогової трубної головки:

$$S_{\text{том}} = 1,1 \cdot \frac{47489,8 \cdot (1 - 0,3852)}{1,3} \cdot 1,25 = 30881,2 \text{ грн};$$

- для модернізованої трубної головки:

$$S_{\text{том}} = 1,1 \cdot \frac{44351,3 \cdot (1 - 0,3852)}{1,3} \cdot 1,25 = 28840,2 \text{ грн}.$$

Підставивши всі отримані дані у формулу 2.23 визначимо загальні поточні витрати підприємства на експлуатацію трубної головки:

- для аналогової трубної головки:

$$S = 51597 + 2956,8 + 47489,8 + 30881,2 = 132924,8 \text{ грн};$$

- для модернізованої трубної головки:

$$S = 53005,5 + 3091,6 + 44351,3 + 28840,2 = 129288,6 \text{ грн}.$$

Визначаємо вартість роботи 1 маш.-год. роботи трубної головки:

- для аналогової трубної головки:

$$S_1 = \frac{132924,8}{7820,9} = 17,0 \text{ грн / маш. - год};$$

- для модернізованої трубної головки:

$$S_1 = \frac{129286,6}{7871,5} = 15,82 \text{ грн / маш. - год}.$$

Економія експлуатаційних витрат складе:

$$\Delta H = (17,0 - 15,82) \cdot 7871,5 = 9288,4 \text{ грн}.$$

#### 2.2.4 Визначення економічної ефективності модернізації трубної головки

Знайдемо коефіцієнт зміни строків служби

$$k_2 = \frac{P_{MT} + E_H}{P_{HT} + E_H}, \quad (2.30)$$

$P_{MT}$ ,  $P_{HT}$  – частки відрахувань від балансової вартості на повне відновлення базового та нового обладнання, які розраховуються як величини, зворотні термінам служби обладнання, з урахуванням їх морального спрацювання;

$$P_i = 1/T_i \quad (2.31)$$

$T_1, T_2$  – строк служби базового і нового обладнання відповідно;

$$P_{MT} = 1/8,8 = 0,114;$$

$$P_{HT} = 1/9,2 = 0,11.$$

$E_H$  – єдиний нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ( $E_H = 0,15$ ).

$$k_2 = \frac{0,114 + 0,15}{0,11 + 0,15} = 1,015$$

$$\text{Тоді } E = \left[ 41059,2 \cdot 1,006 \cdot 1,015 + \frac{9288,4}{0,11 + 0,15} - 42955 \right] \cdot 1 = 34695 \text{ грн.}$$

#### Висновки

Суть технічного рішення з модернізації трубної головки полягає у тому, в ущільнення підвіски насосно-компресорних труб встановлено додатковий ущільнюючий елемент підвіски, який складається з двох металевих частин, гумового кільця, манжети, що знаходиться між двома металевими частинами, і стягуючих болтів, що стягують елементи конструкції. Корпус підвіски НКТ, що встановлювався в трубній головці, пропонується підвішувати в перехідному фланці, за рахунок встановлення його на металевий корпус ущільнення, в результаті цього корпус підвіски розвантажується (за допомогою металевого корпуса ущільнення) і тому він виготовляється меншим за розмірами. Металеві півкільця, верхні і нижнє, встановлюються між перехідним фланцем і корпусом підвіски, що забезпечить додаткову герметизацію.

Технічним результатом запропонованої модернізації є надійність і довговічність експлуатації, можливість роботи в агресивних середовищах, витривалість до високих температур і тисків, підвищення надійності та безаварійності роботи за рахунок уведення нового ущільнюючого елемента.

При впровадженні запропонованої модернізації трубної головки економічний ефект складатиме майже 34695 гривень, що свідчить про доцільність запропонованого вдосконалення.

### 3 ДОСЛІДНО-КОНСТРУКТОРСЬКА РОБОТА

#### 3.1 Розрахунок на стійкість і визначення періоду власних коливань ствола свердловини

Завершальним етапом спорудження свердловини є установка фонтанної арматури і спуск колони насосно-компресорних труб, вага яких становить більшу частину навантаження, яка додається до ствола свердловини в поздовжньому напрямку.

На ствол свердловини діють зовнішні навантаження, в число яких входять як поздовжні, так і поперечні зосереджені і розподілені сили. До першої групи сил відносяться: вага фонтанної арматури і гирлової обв'язки  $Q_u$ ; вага насосно-компресорних труб  $QHri$ ; а також розподілена вага ствола свердловини  $q$ .

Для визначення періоду власних коливань такої системи скористаємося моделлю (рис. 2.1), що представляє собою вертикально орієнтований жорстко затиснений стрижень, навантажений у верхній точці тангенційною силою  $Q_{нкт}$  (вагою колони НКТ), розподіленим навантаженням  $q$ , що дорівнює  $q_0$ , і має на своєму кінці матеріальну точку масою  $M$ , яка визначається як сума мас фонтанної арматури і гирлової обв'язки і наведеної маси  $M_{np}$  в свою чергу, визначається як відношення різниці ваг ствола свердловини до прискорення вільного падіння.

Розрахунок на стійкість і визначення періоду власних коливань ствола свердловини являє собою одну з різновидів завдання про стійкість стрижня, стисненого тангенційною силою в присутності зосередженої маси на кінці стрижня, - так звана задача А. Пфлюгера.

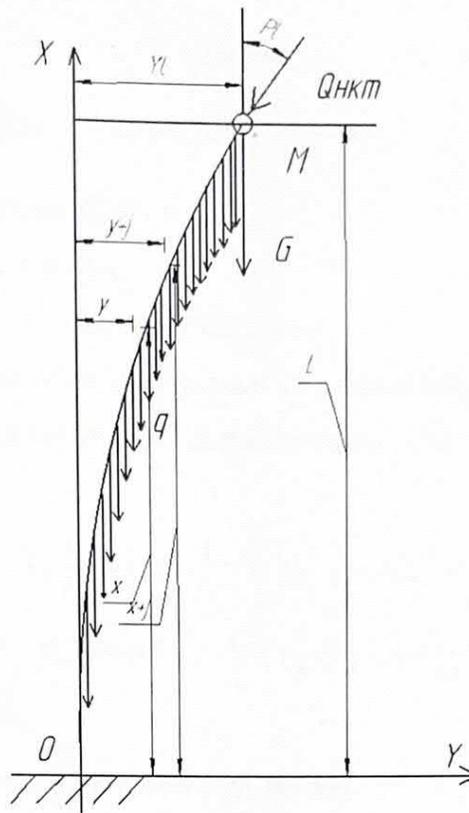


Рисунок 3.1 – Схема розрахункової моделі ствола свердловини

У загальному вигляді рівняння малих коливань жорстко защемленого стержня, що знаходиться під дією тангенціої сили  $P$ , має вигляд:

$$EJ \frac{\partial^2 y}{\partial x^2} = P(\phi - v) - P\varphi(L - x) + M_j; \quad (3.1)$$

де  $P$  - тангенціальна сила, Н;

$\phi(t)$  - прогин вільного кінця, м;

$\varphi(t)$  - кут повороту торцевого перетину;

$v(z, t)$  - малий прогин в будь-якій точці, м;

$M_j$  - згинальний момент від дії інерційних сил, Нм.

Тепер, приймаючи величини прогинів малими, запишемо рівняння (3.1) з урахуванням реально діючих на розглянуту модель ствола свердловини сил (рис. 3.1):

$$EJ \frac{\partial^2 y}{\partial x^2} = G(y_L - y) + Q_{\text{иск}} \cos \varphi(y_L - y) - Q_{\text{иск}} \sin \varphi(L - x) + \\ + q \int_x^L \Delta y dx - M(L - x) \frac{\partial^2 y_L}{\partial t^2} - M_j \quad ; \quad (3.2)$$

де  $q$  - питома вага стержня, Н / м;

$M_j$  - питома маса стержня, кг / м;

$G$  - сила ваги від дії зосередженої маси, Н.

Шляхом приведення розподіленої маси до кінця консольного стрижня і за рахунок використання рівняння А.П. Коробова вираз (3.2) може бути зведене до вигляду:

$$EJ \frac{\partial^2 y}{\partial x^2} = \left( Mg + \frac{1}{3} M l g \right) (y_L - y) + Q_{\text{иск}} \cos \varphi(y_L - y) - \\ - Q_{\text{иск}} \sin \varphi(L - x) - \left( M + \frac{3}{8} m l \right) (L - x) \frac{\partial^2 y_L}{\partial t^2} \quad ; \quad (3.3)$$

Часткове рішення такого рівняння має вигляд:

$$v = V(x) e^{i\omega t} \quad ; \quad (3.4)$$

де  $i$  - уявна одиниця;

$\omega$  - константа.

З виразу (3.4) очевидно, що рішення рівняння (3.3) будуть визначатися як функції виду:

$$y(x, t) = y(x) e^{i\omega t} \quad ; \quad (3.5)$$

$$y_L(t) = y_L e^{i\omega t} \quad ; \quad (3.6)$$

$$\varphi_L(t) = \varphi_L e^{i\omega t} \quad ; \quad (3.7)$$

Константа  $\omega$  є частотою власних коливань ствола свердловини.

Таким чином, отримаємо:

$$\frac{\partial^2 y(x)}{\partial x^2} + \frac{3Mg + 3Q_{\text{иск}} + mLg}{3EJ} y(x) = \frac{3Mg + 3Q_{\text{иск}} + mLg}{3EJ} y_L - \\ - \frac{Q_{\text{иск}}}{EJ} \varphi_L(L - x) + \frac{(8M + 3mL)(L - x)y_L \omega^2}{8EJ} \quad ; \quad (3.8)$$

Рівняння (3.8) має наступне рішення:

$$y = C_1 \cos\left(\left(\frac{3Mg + 3Q_{пкм} + mLg}{3EI}\right)^{0.5} x\right) + C_2 \sin\left(\left(\frac{3Mg + 3Q_{пкм} + mLg}{3EI}\right)^{0.5} x\right) + y_L - \frac{3Q_{пкм}}{3Mg + 3Q_{пкм} + mLg} \varphi_L (L-x) + \frac{3(8M + 3mL)(L-x)y_L \omega^2}{8(3Mg + 3Q_{пкм} + mLg)} ; (3.9)$$

Тут константи  $C_1$  і  $C_2$  є невідомими, і визначаються нарівні з величинами із рівняння (3.9) з урахуванням заданих граничних умов ( $x = 0, dy/dx = 0; x = L, y = y_L$ ), яким має задовольняти цей вираз.

Звідси знаходимо частоту власних коливань розглянутої моделі системи:

$$\omega = \sqrt{\frac{\left(\frac{3Mg + 3Q_{пкм} + mLg}{27EI}\right)^{0.5}}{(8M + 3mL)} X} \times \left( \frac{3Q_{пкм}}{3Mg + 3Q_{пкм} + mLg} - \left( \frac{3Q_{пкм}}{3Mg + 3Q_{пкм} + mLg} - 1 \right) \cos\left(\left(\frac{3Mg + 3Q_{пкм} + mLg}{3EI}\right)^{0.5} L\right) \right) X ; (3.10)$$

$$\times \sqrt{\frac{1}{\left( \sin\left(\left(\frac{3Mg + 3Q_{пкм} + mLg}{3EI}\right)^{0.5} L\right) - \left(\frac{3Mg + 3Q_{пкм} + mLg}{3EI}\right)^{0.5} L \cos\left(\left(\frac{3Mg + 3Q_{пкм} + mLg}{3EI}\right)^{0.5} L\right) \right)}}$$

Оскільки верхня частина ствола свердловини по суті являє собою багат шаровий стрижень, для якого допустимо використовувати гіпотезу плоских перерізів для всього пакета шарів, то згинальна жорсткість  $EI_x$  такої системи буде відрізнятися від суми жорсткостей окремих колон через наявність бетону, що виступає як заповнювач; однак, відомо, що жорсткістю шару заповнювача можна знехтувати.

Для подальших розрахунків можна прийняти в якості дійсної частоти власних коливань значення, що отримується у відповідності з виразом (3.10). тим більше, що при досить малих значеннях параметрів опору, коливання протягом багатьох тисяч циклів практично не відрізняються від гармонійних. Таким чином, період власних коливань ствола свердловини, в залежності від частоти власних коливань системи, буде визначатися як:

$$T = \frac{2\pi}{\omega} ; (3.11)$$

### 3.2 Визначення коефіцієнта податливості ствола свердловини в залежності від висоти

Обчислення значення періоду власних коливань системи є ключовим при визначенні її податливості. Дійсно, як критерій податливості споруд використовується безрозмірний коефіцієнт податливості  $\frac{T}{\tau}$ , де  $\tau$  - середній період навантажень.

Залежно від значення коефіцієнта податливості будь-яка нафтогазопромислова споруда може бути віднесена до однієї з чотирьох груп: «жорсткі», «податливі», «гнучкі» і «хитні» конструкції. Група визначається в залежності від значення коефіцієнта податливості  $\frac{T}{\tau}$ . Так, при величині  $\frac{T}{\tau} \leq 0,1$  споруду можна віднести до жорстких, при  $0,1 \leq \frac{T}{\tau} \leq 0,6$  - до податливих, при  $0,6 \leq \frac{T}{\tau} \leq 2,0$  - до гнучких, а при  $2,0 \leq \frac{T}{\tau} \leq 10,0$  - до хитних.

На рис. 3.2 показано зміну коефіцієнта податливості ствола свердловини в залежності від висоти, визначеної за аналітичними залежностями (3.10) - (3.11) і відповідно до традиційної методики розрахунку на прикладі конструкції, що складається з обсадних труб: 720x12; 508x12,7; 340x10,9; 245x10; 194x9,5 мм при вазі насосно-компресорних труб 14 т і гирлової арматури 3 т.

З представленого графіка видно, що коефіцієнт піддатливості істотно залежить від розрахункової довжини ствола свердловини. При цьому, якщо відповідно до отриманих в роботі розрахункових залежностей ствол свердловини в діапазоні, що відповідають умовам його застосування, відноситься до груп жорстких і піддатливих споруд, то раніше, при тих же умовах, відповідно до традиційної теорії розрахунку, він помилково класифікувався здебільшого як гнучкий або хитний.

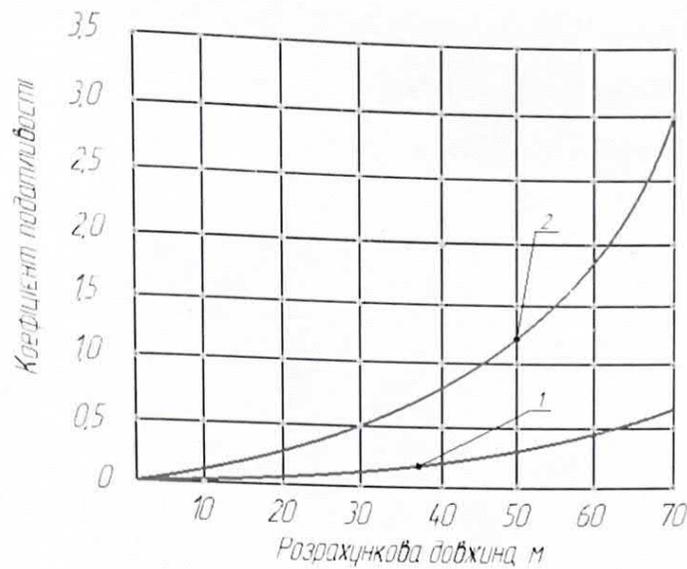


Рисунок 3.2 – Графік залежності коефіцієнта податливості верхньої частини ствола свердловини від довжини (вага насосно-компресорних труб 14 т і гирлової арматури 3 т):

- 1 - відповідно до отриманих розрахункових залежностей;
- 2 - відповідно до традиційного методу розрахунку

Таким чином, на підставі класифікації інженерних споруд по податливості можна зробити висновок, що верхня частина ствола свердловини може бути віднесена до категорії «жорстких» або «м'яких» споруд, для яких допустимо нехтувати власними переміщеннями конструкції при розрахунку навантажень.

Таким чином, система зовнішніх і внутрішніх сил, що діють на ствол свердловини, в загальному вигляді може бути зведена до схеми, представленої на рис. 3.3. Де  $R_a$ ,  $R_B$  і  $R$  – сили реакції в місцях кріплень.

Для зручності подальших розрахунків можна прийняти, що як верхній, так і нижній кінці закріплені шарнірно. Така постановка питання цілком допустима, оскільки ті частини основи, до яких кріпиться колона, не можна вважати абсолютно жорсткими. При цьому, досить уже невеликої величини кута повороту, щоб закріплення вважалось близьким до шарнірного.



### 3.3 Дослідно-промислові випробування з використанням мобільних гідравлічних установок для ремонту свердловин

Також очевидно, що оскільки колона насосно-компресорних труб знаходиться в розтягнутому стані, то при вже досить невеликому прогині, коли стріла останнього досягає величини, що дорівнює різниці внутрішнього діаметра експлуатаційної колони і зовнішнього діаметра труб НКТ, колона останніх буде контактувати на видовженому ділянці з внутрішньою стінкою ствола свердловини.

Після появи ділянки контакту довжиною між експлуатаційною колоною і колоною насосно-компресорних труб, розрахункова схема ствола свердловини може бути розбита на дві ділянки.

У разі дії на систему тільки ваги колони НКТ має місце згинаючий момент від сили  $Q_{\text{НКТ}}$ , що дорівнює  $Q_{\text{НКТ}} \frac{(d_{\text{екс}} - D_{\text{НКТ}})}{2}$ , де  $d_{\text{екс}}$  - внутрішній діаметр експлуатаційної колони, а  $D_{\text{НКТ}}$  - зовнішній діаметр колони насосно-компресорних труб. Під дією цього моменту прогин в точці А досягає величини  $\Delta_A$ , і в цьому положенні конструкція виявляється зрівноваженою.

Поєва в системі сил  $R_A$  і  $q_0$  призводить до того, що відхилення від вертикальної прямої в точці А перевищує величину  $\Delta_A$ , в результаті чого  $Q_{\text{НКТ}}$  починає створювати протилежний по напрямку дії момент, рівний  $Q_{\text{НКТ}} L_1 \sin \alpha$ , де  $\alpha$  - кут між дотичною до кривої зігнутої осі колони НКТ в точці А і вертикаллю.

Привівши розподілене навантаження  $q_0$  до точки А відповідно до рівняння А.П. Коробова, можна записати рівняння рівноваги діючих моментів на систему щодо точки С.

$$Q_{\text{НКТ}} \frac{(d_{\text{екс}} - D_{\text{НКТ}})}{2} + R_A L_1 - Q_{\text{НКТ}} L_1 \sin \alpha + \left( \frac{1}{3} q_0 L_1 + G \right) \Delta_1 - M_C = 0 \quad (3.12)$$

де  $M_C$  - момент опору ствола свердловини в точці С, Н м.

Невідомі величини  $\Delta_1$ , і  $\sin \alpha$  є взаємопов'язаними; дійсно, якщо форма зігнутої лінії колони насосно-компресорних труб описується функцією  $F(x)$ , то з геометричного змісту похідної випливає, що  $\alpha = \arctg(F'(x))$ . Приймаємо вигнуту форму колони НКТ у вигляді:

$$y_{\text{НКТ}} = \left( \Delta_1 - \frac{d_{\text{екс}} - D_{\text{НКТ}}}{2} \right) \left( 1 - \cos \frac{\pi x}{2L_1} \right) + \frac{d_{\text{екс}} - D_{\text{НКТ}}}{2} \quad (3.13)$$

Тоді значення похідної в точці А буде:

$$\text{tg} \alpha = y'_{\text{НКТ}}(L_1) = \frac{\pi}{2L_1} \left( \Delta_1 - \frac{d_{\text{екс}} - D_{\text{НКТ}}}{2} \right) \quad (3.14)$$

Вважаючи для всієї частини ствола свердловини форму зігнутої осі подібна до колони НКТ, приймаємо:

$$y = \Delta_1 \left( 1 - \cos \frac{\pi x}{2L_1} \right) \quad (3.15)$$

Тоді момент опору в точці С буде визначатися як:

$$M_C = EJy(0) = EJ \frac{\Delta_1 \pi^2}{4L_1^2} \quad (3.16)$$

Описана система буде стійка в тому випадку, якщо буде стійкий фрагмент ствола свердловини на ділянках  $O_1A$  і  $O_2B$ . Тобто необхідно визначити довжини  $L_1$  і  $L_2$  тих фрагментів системи колон, де відсутній контакт між НКТ і трубами експлуатаційної колони.

Оскільки очевидно, що на ділянках  $O_1A$  і  $O_2B$ , виключаючи їх кінці, на колону насосно-компресорних труб не діють сили, що викликають її згин, то форма останніх на цих ділянках буде являти собою пряму лінію, описувану рівнянням  $y = ax + b$ .

Значення  $L_1$  і  $L_2$  являють собою розрахункову довжину ділянки ствола свердловини, що розглядається за схемою, аналогічною стволу свердловини (рис. 3.1). Тоді для даного випадку формула (3.10) набуде вигляду:

$$\omega = \frac{8 \left( \frac{3G + 3Q_{\text{нзм}} + ml_1 g}{27EJ} \right)^{0.5}}{(8M + 3mL)} X - X \left( \frac{3Q_{\text{нзм}}}{3G + 3Q_{\text{нзм}} + ml_1 g} - \left( \frac{3Q_{\text{нзм}}}{3G + 3Q_{\text{нзм}} + ml_1 g} - 1 \right) \cos \left( \left( \frac{3G + 3Q_{\text{нзм}} + ml_1 g}{3EJ} \right)^{0.5} l_1 \right) \right) X ; \quad (3.17)$$

$$X \frac{1}{\left( \sin \left( \left( \frac{3G + 3Q_{\text{нзм}} + ml_1 g}{3EJ} \right)^{0.5} l_1 \right) - \left( \frac{3G + 3Q_{\text{нзм}} + ml_1 g}{3EJ} \right)^{0.5} l_1 \cos \left( \left( \frac{3G + 3Q_{\text{нзм}} + ml_1 g}{3EJ} \right)^{0.5} l_1 \right) \right)}$$

З (3.17) видно, що коли чисельник виразу стає рівним нулю, значення  $\omega$  стає езскінечним, що є умовою втрати стійкості стрижня, навантаженого тангенційною силою.

На закінчення необхідно відзначити той факт, що оскільки величина стріли прогину досягає лише незначної величини (не більше 5% від довжини ствола свердловини), визначення міцності ствола при згині не грає визначальну роль при встановленні несучої здатності на противагу встановленню факту стійкості конструкції.

#### 3.4 Моделювання напружено-деформованого стану елементів фонтанної арматури

Відповідно до алгоритму контролю вибірок елементів фонтанної арматури виконане моделювання напружено-деформованого стану корпусу засувки при навантаженні робочим тиском та силами від затягування шпильок фланцевих з'єднань. Встановлено (рис. 3.4), що на його поверхні є зони концентраторів напруги, що характеризуються високим значенням локальних напруг (зони з рівнями напруги  $> 70$  МПа). Ці зони розташовуються в місцях конструктивних переходів (сполученнях різних діаметрів, жолобниках, проточках, місцях зміни форми і розмірів) і в зонах поверхневих і внутрішніх дефектів. Після розбирання засувки поверхня її корпусу була зачищена від лакофарбового покриття і підготовлена для проведення неруйнівного контролю відповідно до нормативних вимог. Виконані візуально-вимірвальний (ВІК) та магнітопорошковий (МГПК) контроль його зовнішньої поверхні. За

результатами візуально-вимірального контролю були виявлені дефекти виливки – недоливи, затоки, груба шорсткість.

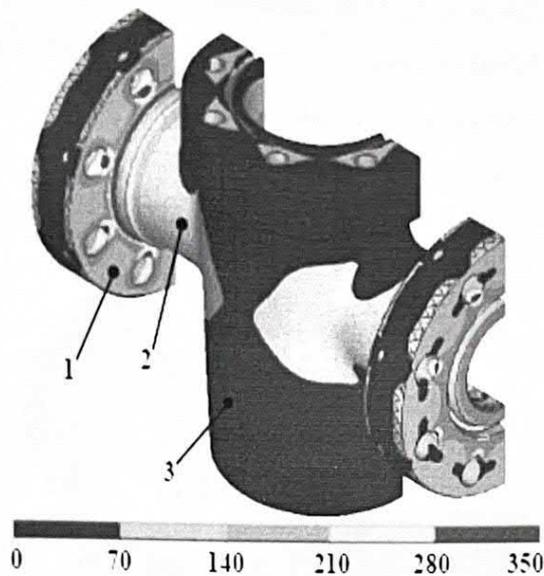


Рисунок 3.4 – Розподіл еквівалентних напружень в корпусі засувки

За результатами магнітопорошкового контролю у зонах концентраторів напружень з їх високими значеннями – у зоні сполучення тарілки фланця з патрубком та у зоні сполучення стакана корпусу з патрубком фланця – були виявлені поверхневі тріщини. Загальна довжина тріщини в зоні сполучення тарілки фланця зі маточкою становить 98 мм, відстань від тріщини до площини тарілки фланця – 20...30 мм. Довжина тріщини в зоні сполучення стакана зі маточкою фланця – 15 мм. До зачистки металу від лакофарбового покриття візуально-вимірального контролю не дозволив виявити ці тріщини, вони були приховані під шарами фарби. За результатами досліджень для найрезультативнішого виявлення тріщин при магнітопорошковому контролі було експериментально вимоги до напруженості магнітного поля. Потім відповідно до алгоритму корпус був розрізаний на дві частини по поздовжній площині симетрії щодо осі фланця. Для кожної частини виконано візуально-вимірального та магнітопорошковий контроль внутрішньої поверхні та

поверхонь площин різання. За результатами візуально-вимірювального контролю виявлено дефекти виливки.

Результати проведеного моделювання напружено-деформованого стану фланця методом кінцевих елементів (рис. 3.5) наочно показують, що при дії внутрішнього тиску, сил затягування шпильок і обтискання прокладки переріз маточини фланця по периметру навантажений розподіленим згинаючим моментом  $M$ .

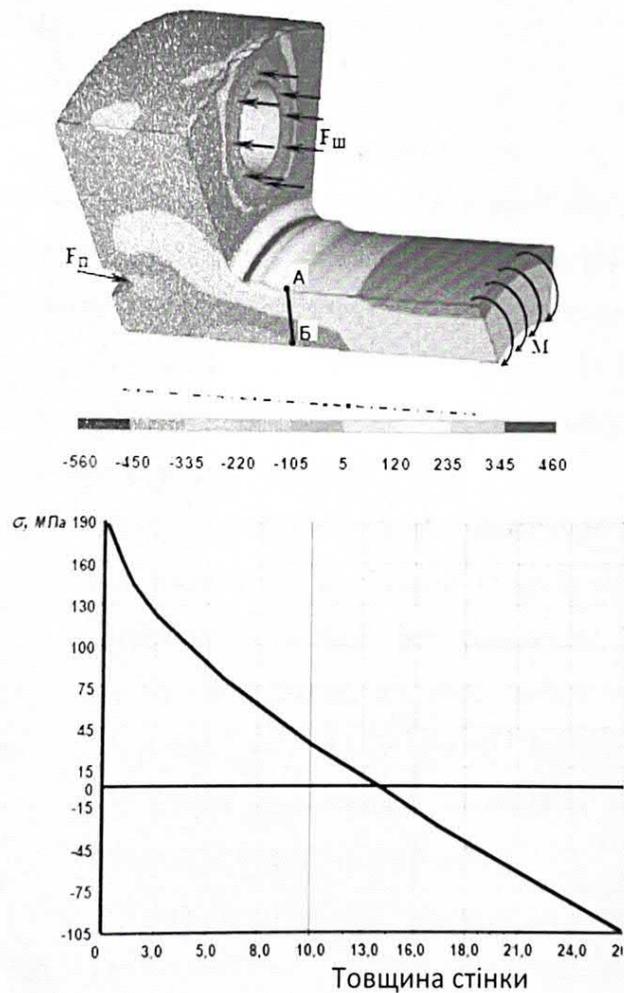


Рисунок 3.5 – Розподіл осевих напруг у фланцевому з'єднанні (а), епюра осевих нормальних напруг по лінії А-Б в області розташування виявленої тріщини (б)

У цьому випадку в периферійній (зовнішній) частині перерізу, практично до її середини, діють нормальні (осьові) напруги, що розтягують (див.  $a > 0$  на рис. 3.5, б), а від середини до внутрішньої частини - осьові стискаючі напруги (див.  $a < 0$  на рис. 3.5, б). Це відповідає одній з характерних умов утворення та розвитку виявленої тріщини. Більшість тріщин виявлено в зонах сполучення тарілки фланця зі маточкою. Технічний стан досліджених елементів фонтанної арматури з виявленими тріщинами не відповідає нормативним вимогам, елементи вибраковані.

### **Висновки**

В розділі дослідно-конструкторська робота були проведені дослідження показали суттєвий позитивний вплив колони насосно-компресорних труб на стійкість ділянки ствола свердловини. Показано, що створена інженерна методика розрахунку для визначення несучої здатності частини ствола свердловини дозволяє проводити аналіз конструкції при різних поєднаннях діючих на систему зовнішніх і внутрішніх навантажень.

Показано, що несуча здатність ствола свердловини дозволяє використовувати для проведення робіт по підземному і капітальному ремонту свердловин мобільну гідравлічну установку, що спирається на колонну головку. При цьому, значення навантажень, що передаються через колону насосно-компресорних труб, можуть досягати 30 - 40 кН. Проведені дослідно-промислові випробування показали організаційну можливість використання мобільних гідравлічних установок для ремонту свердловин.

Виконане моделювання напружено-деформованого стану корпусу засувки і фланця при навантаженні робочим тиском та силами від затягування шпильок фланцевих з'єднань, за результатами якого встановлено, що на його поверхні є зони концентраторів напруги, що характеризуються високим значенням локальних напруг.

## 4. РОЗРАХУНКИ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ

### 4.1 Розрахунок колони НКТ на міцність

Розрахуємо колону насосно-компресорних труб на міцність. Згідно вихідних даних колона НКТ складається з труб НКТ 73×7-Д довжиною 792 м та НКТ 73×5,5-Д довжиною 1624 м.

Розрахуємо максимальне навантаження від ваги НКТ. Маса 1 м НКТ 73×7-Д з муфтою (при довжині труби 8 м) 11,7 кг [1]. Маса 1 м НКТ 73×5,5-Д з муфтою (при довжині труби 8 м) 9,5 кг [1].

Максимальна вага колони труб без врахування дії Архімедових сил:

$$Q = \sum q \cdot L = \sum m \cdot g \cdot L = 9,5 \cdot 9,81 \cdot 1624 + 11,7 \cdot 9,81 \cdot 792 = 242,005 \text{ кН} \quad (4.1)$$

де  $m$  – маса 1 м НКТ, кг/м;

$L$  – довжина НКТ, м.

Умова міцності для рівномісних НКТ [1]:

$$\sigma = Q/f \leq \sigma_r/n, \quad (4.2)$$

де  $Q$  – вага колони (діюче розтягуюче навантаження),

$\sigma_r$  – межа текучості матеріалу,

$$\sigma_r = 491 \cdot 10^6 \text{ Па} [1];$$

$n$  – коефіцієнт запасу міцності,  $n=1,4$  [1];

$f$  – площа поперечного перерізу труби,

$$f = \pi/4 (D^2 - d^2), \quad (4.3)$$

де  $D$  – зовнішній діаметр труби,  $D=0,073$  м;

$d$  – внутрішній діаметр труби,

$$d = D - 2\delta = 0,073 - 2 \cdot 0,007 = 0,059 \text{ м}. \quad (4.4)$$

Тоді площа поперечного січення колони НКТ в верхній частині:

$$f = 3,14(0,073^2 - 0,059^2)/4 = 1,45 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Напруження в верхній частині колони НКТ:

$$\sigma = 242 \cdot 10^3 / 1,45 \cdot 10^{-3} = 166,9 \text{ МПа}.$$

Перевіряємо умову міцності:

$$\sigma = 166,9 \text{ МПа} \leq \sigma_T / n = 491 \cdot 10^6 / 1,4 = 350 \text{ МПа.}$$

Отже, умова міцності виконується, а тому труби для колони НКТ вибрані вірно.

#### 4.2 Розрахунок шпильок між засувкою та трубною головкою

Навантаження на шпильки від внутрішнього тиску:

$$Q_{int} = P_p \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} = 35 \cdot \frac{3,14 \cdot 75^2}{4} = 155 \text{ кН,} \quad (4.5)$$

де  $D=75$  мм – зовнішній діаметр ущільнення стакану.

$P_p$  - розрахунковий тиск,  $P_p = 35$  МПа.

Прийнято 6 шпильок М20, з площею поперечного перерізу по внутрішньому діаметру різьби

$$f = \pi d^2 / 4, \quad (4.6)$$

де  $d$  – діаметр шпильки в витках різі,  $\text{см}^2$ .

$$f = 3,14 \cdot 19^2 / 4 = 28,3 \text{ см}^2.$$

Напруження розтягу в шпильках:

$$\sigma_p = \frac{Q_{of}}{z \cdot f} = \frac{155}{6 \cdot 28,3} = 91 \text{ МПа,} \quad (4.7)$$

де  $z$  – кількість шпильок.

Матеріал шпильок – сталь 20Х ГОСТ 4543-61 з межею текучості  $\sigma_T = 400$  МПа.

Коефіцієнт запасу міцності:

$$n = \frac{\sigma_T}{\sigma_p} = \frac{400}{91} = 4,3, \quad (4.8)$$

Отже, умова міцності виконується, а тому кількість шпильок та матеріал вибрано вірно.

### 4.3 Розрахунок гідродинамічної характеристики дроселя

Перепад тиску на дроселі визначається за формулою:

$$\Delta p = \xi \frac{v^2}{2} \rho, \quad (4.9)$$

де  $\xi$  – коефіцієнт місцевого опору для пари насадка – наконечник (приймається рівним 2 - 2,2);

$v$  – швидкість потоку рідини у найменшому за площею перерізі, м/с;

$\rho$  – густина рідини, кг/м<sup>3</sup>,  $\rho = 860$  кг/м<sup>3</sup>.

Площа перерізу каналу в найвужчому для даного положення дроселя місці (рис. 4.1) складає [1]:

$$F \approx \pi d S \sin \alpha, \quad (4.10)$$

де  $d$  – діаметр отвору насадки; згідно креслення КП.НО-05.01.00.000СК  $d=20$  мм.

$\alpha$  – кут нахилу конусної поверхні наконечника, згідно креслення  $2\alpha=60^\circ$ ;

$S$  – переміщення наконечника відносно насадки з початкового положення, при якому  $F = 0$  (рис. 4.1).

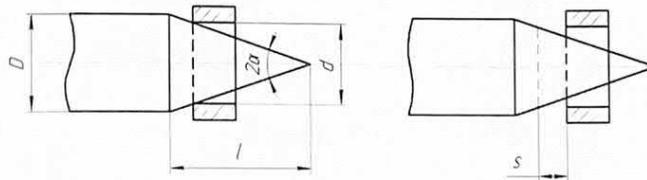


Рисунок 4.1– Розрахункова схема дросельної пари

Витрата рідини  $Q$  через переріз площею  $F$  та швидкість потоку  $v$  в цьому перерізі зв'язані співвідношенням

$$Q = F \cdot v, \quad (4.11)$$

Витрата рідини рівна дебіту свердловини:

$$Q=82\text{м}^3/\text{добу}=3,417\text{м}^3/\text{год}=9,49 \times 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Розрахунок проведемо в Ms Excel:

$S, м$	$d, м$	$\sin\alpha$	$\pi$	$F, м^2$	$Q, м^3/с$	$v, м/с$	$\xi$	$\rho, кг/м^3$	$\Delta p, Па$
0,005	0,02	0,5	3,14	0,000157	0,00095	6,0509554	2	860	31488,093
0,01	0,02	0,5	3,14	0,000314	0,00095	3,0254777	2	860	7872,0232
0,015	0,02	0,5	3,14	0,000471	0,00095	2,0169851	2	860	3498,677
0,02	0,02	0,5	3,14	0,000628	0,00095	1,5127389	2	860	1968,0058
0,025	0,02	0,5	3,14	0,000785	0,00095	1,2101911	2	860	1259,5237
0,03	0,02	0,5	3,14	0,000942	0,00095	1,0084926	2	860	874,66925
0,04	0,02	0,5	3,14	0,001256	0,00095	0,7563694	2	860	492,00145

Результати розрахунку представлені в табличній формі (табл. 4.1).

Таблиця 4.1 – Результати розрахунку

Переміщення наконечника $S, м$	Площа перерізу каналу дроселя, $м^2$	Швидкість потоку в дроселі, $м/с$	Перепад тиску на дроселі, $Па$
$5 \times 10^{-3}$	0,000157	6,050955	31488,09
$10 \times 10^{-3}$	0,000314	3,025478	7872,023
$15 \times 10^{-3}$	0,000471	2,016985	3498,677
$20 \times 10^{-3}$	0,000628	1,512739	1968,006
$25 \times 10^{-3}$	0,000785	1,210191	1259,524
$30 \times 10^{-3}$	0,000942	1,008493	874,6692
$40 \times 10^{-3}$	0,001256	0,756369	492,0015

За результатами обчислень, проведених Ms Excel побудуємо гідродинамічну характеристику дроселя (залежність  $\Delta p=f(S)$ ).

Для проведення ремонтних робіт необхідно вибрати агрегат для проведення спуско-підймальних операцій з насосно-компресорними трубами.

Основним параметром підйомного агрегату є його вантажопідйомність. Потрібна вантажопідйомність агрегату визначається максимальною вагою НКТ, що підіймаються.

Максимальне навантаження від ваги НКТ розраховано в п. 4.1. Воно становить  $Q=242,005$  кН.

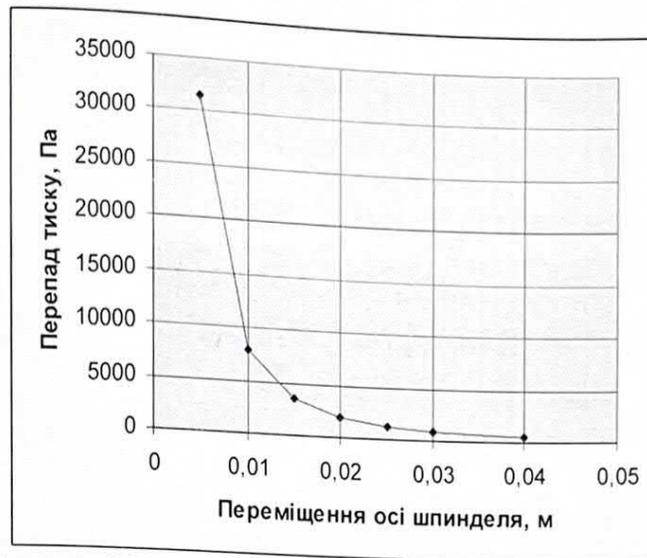


Рисунок 4.2 – Гідродинамічна характеристика дроселя

#### 4.4 Розрахунок вантажопідйомності установки для спуску колони насосно-компресорних труб

Для проведення ремонтних робіт необхідно вибрати агрегат для проведення спуско-підймальних операцій з насосно-компресорними трубами.

Основним параметром підйомного агрегату є його вантажопідйомність. Потрібна вантажопідйомність агрегату визначається максимальною вагою НКТ, що підіймаються.

Максимальне навантаження від ваги НКТ розраховано в п.3.1. Воно становить  $Q=242,005$  кН.

При виборі моделі підйомного агрегату необхідно враховувати аварійні випадки і ускладнення. З врахуванням зтяжок і прихватів статичне навантаження на гаку

$$P_r = k \cdot Q = 1,3 \cdot 242 = 314,6 \text{ кН}, \quad (4.12)$$

де  $k$  – коефіцієнт, що враховує зтяжки і прихват колони (приймається рівним 1,25 – 1,30).

Виходячи з  $P_r = 314,6$  кН, вибираємо [2] підйомний агрегат А-50 У вантажопідйомністю 500 кН.

Технічна характеристика:

Показники	А-50У
Номінальна вантажопідіймальність, кН	500
Привод від двигуна	Автомобіль
Місткість лебідки (під час навивання каната діаметром 25 мм), м	КрАЗ-257 300
Розміри бочки барабана (діаметр x довжина), мм	426x560
Висота вежі від землі до осі кронблока, м	22,4
Найбільша довжина труби, яка піднімається, м	16,0
Оснастка	3x4
Діаметр талевого каната, мм	25,0
Діаметр канатного шківа, мм	470
Навантаження на стіл ротора, кН	50
Тип насоса	9МГр
Найбільший тиск насоса, МПа	16
Максимальне подавання рідини, л/с	9,95
Маса, т	26,754

**4.5 Розрахунок раціонального режиму підйому колони НКТ при шаблонуванні свердловини**

Дві швидкості вала силової передачі (велика і мала) забезпечують чотири швидкості обертання піднімального (талевого) барабана лебідки, а саме для агрегату відповідно А-50У:

Включена передача	I	II	III	IV
Швидкість намотування каната, м/с	1,088	1,9	4,17	7,8
Частота обертання вала барабана, хв <sup>-1</sup>	39,8	69,8	153	268
Вантажопіднімальність на гаку, кН	500	345	126	75

Статичне навантаження, що створюється на гак колоною труб, розраховано в п.4.1. Воно становить  $P_1=Q=242,005$  кН

Виходячи з навантаження на гаку, для здійснення підймання колони НКТ вибираємо підймач А-50У, устаткування талевої системи вантажопіднімальністю 500 кН.

Тоді вага талевої системи буде рівна

$$P_{TC}=(q_{KB}+q_{TB}+q_1)g=(800+320+180)9,8=12,7 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

де  $q_{KB}$  – маса кронблока КБЕ-32 (рівна 800 кг);

$q_{TB}$  – маса талевого блока БТЕ-32 (рівна 320 кг);

$q_1$  – маса гака ГП-32 (рівна 180 кг).

Кількість робочих струн оснастки талевої системи визначасмо за формулою:

$$n = \frac{P_d}{P_{100} \cdot \eta_{01}} = \frac{242 \cdot 10^3}{50 \cdot 10^3 \cdot 0,85} = 5,6,$$

де  $P_{1TK}$  – найбільше тягове зусилля на набіговому кінці талевого каната на I-ій передачі (для підймача А-50У  $P_{1TK} = 500$  кН);

$\eta_{TC}$  – к.к.д. талевої системи.

Беремо оснастку талевої системи 3×4, тоді  $n=6$ . Талевий канат має діаметр  $d_k = 25$  мм.

Кількість витків каната в одному ряді на барабані лебідки

$$m = \frac{L_0 \beta}{t},$$

де  $L_0$  – довжина бочки барабана ( $L_0 = 0,56$  м);

$\beta$  – коефіцієнт нерівномірності навивки каната на барабан ( $\beta=0,92$ );

$t$  – крок навивки каната ( $t = d_k = 25$  мм).

$$m = 0,56 \cdot 0,92 / 25 = 20,6.$$

Середній діаметр першого ряду навивки каната на барабан

$$D_1 = D_6 + d_k = 0,426 + 0,0025 = 0,451 \text{ м.}$$

де  $D_6$  – діаметр бочки барабана ( $D_6 = 0,426$  м).

Довжина неробочих витків каната в першому ряді навивки, постійно навитому на барабан,

$$l_0 = m_0 \pi D_1 = 12 \cdot 3,14 \cdot 0,451 = 17 \text{ м.}$$

де  $m_0$  – кількість неробочих витків каната в першому ряді навивки ( $m_0 = 12$ ).

Необхідна довжина каната, що навивається на барабан під час підймання труб на висоту підняття гака  $h_r = 22,4$  м,

$$L_k = l_0 + h_r \cdot n = 17 + 22,4 \cdot 7 = 173,8 \text{ м.}$$

Довжина каната, що навивається в перший ряд,

$$L_1 = m \pi D_1 = 20,6 \cdot 3,14 \cdot 0,451 = 29 \text{ м.}$$

Канат навивається  $173,8 / 29 = 6$  рядів.

Знаходимо швидкості підймання гака на чотирьох швидкостях:

$$v_{r1} = \frac{\pi D_1 n_6}{n} = \frac{3,14 \cdot 0,451 \cdot 39,8}{60 \cdot 6} = 0,15 \text{ м/с;}$$

$$v_{r2} = \frac{3,14 \cdot 0,451 \cdot 69,8}{60 \cdot 6} = 0,28 \text{ м/с;}$$

$$v_{r3} = \frac{3,14 \cdot 0,451 \cdot 153}{60 \cdot 6} = 0,6 \text{ м/с;}$$

$$v_{r4} = \frac{3,14 \cdot 0,451 \cdot 268}{60 \cdot 6} = 1,05 \text{ м/с;}$$

де  $n_{6i}$  – частота обертання барабана піднімача, об/хв;  $i = 1; 2; 3; 4$ .

$n$  – кількість робочих струн оснастки талевої системи ( $n = 6$  за оснастки 3×4).

Натяг ходового кінця талевого каната визначасмо за формулою:

$$P_{\text{хк}} = (P_r + P_{\text{об}}) \frac{\beta_T^n (\beta_T - 1)}{\beta_T^n - 1}, \quad (4.13)$$

де  $P_{об}$  - вага обладнання талевої системи, яке піднімається (талевого блоку, гака);

$$P_{об} = (q_{тб} + q_r)g = (320 + 180)9,8 = 4,9 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

$\beta_r$  - коефіцієнт, який враховує тертя в підшипниках шківів та каната до шківів (беремо рівним 1,03 - 1,04).

$$P_{хк1} = (500 + 4,9) \frac{1,03^6 (1,03 - 1)}{1,03^6 - 1} = 90,88 \text{ кН;}$$

$$P_{хк2} = (345 + 4,9) \frac{1,03^6 (1,03 - 1)}{1,03^6 - 1} = 63 \text{ кН;}$$

$$P_{хк3} = (126 + 4,9) \frac{1,03^6 (1,03 - 1)}{1,03^6 - 1} = 23,6 \text{ кН;}$$

$$P_{хк4} = (75 + 4,9) \frac{1,03^6 (1,03 - 1)}{1,03^6 - 1} = 14,4 \text{ кН.}$$

Визначасмо кількість труб, яку необхідно підіймати на кожній швидкості:

Число труб, яке можна підіймати на кожній швидкості з умов вантажопідйомності рівне:

$$Z = \frac{i \cdot \eta \cdot P_{хк}}{q \cdot l}, \quad (4.14)$$

де  $q$  - вага одного метра НКТ,  $q = 11,7 \text{ Н/м}$ ;

$l$  - довжина однієї труби, м;  $l = 8 \text{ м}$ ;

$P_{хк}$  - максимальний натяг ходового кінця каната на кожній швидкості підйомної установки, Н;

$\eta$  - ККД талевої системи,  $\eta = 0,85$ ;

$i$  - кратність оснастки,  $i = 6$ .

$$Z_1 = \frac{6 \cdot 0,85 \cdot 90,9 \cdot 10^3}{11,7 \cdot 8} = 495;$$

$$Z_2 = \frac{6 \cdot 0,85 \cdot 63 \cdot 10^3}{11,7 \cdot 8} = 343;$$

$$Z_3 = \frac{6 \cdot 0,85 \cdot 23,6 \cdot 10^3}{11,7 \cdot 8} = 128;$$

$$z_4 = \frac{6 \cdot 0,85 \cdot 14,4 \cdot 10^3}{11,7 \cdot 8} = 78.$$

Загальна кількість труб

$$z = (1624 + 792) / 8 = 302 \text{ шт.}$$

Кількість труб, яку необхідно підняти на кожній швидкості піднімача, складає:

на 4-й швидкості піднімають  $z_4 = 78$  шт.

на 3-й швидкості  $z_3 = z_3 - z_4 = 128 - 78 = 50$  шт.

на 2-й швидкості  $z_2 = z_2 - z_3 = 343 - 128 = 215$  шт.

на 1-й швидкості  $z_1 = z_1 - z_2 = 495 - 343 = 152$  шт;

На 4 і 3 швидкості підіймають 128 труб НКТ, на 2 –  $(302 - 128) = 174$  шт.

Першу швидкість можна не використовувати.

Визначаємо час піднімання колони труб за формулою:

$$T_{\text{п}} = t_{\text{п.р.}} + z_1 t_1 + z_2 t_2 + z_3 t_3 + z_4 t_4 + t_{\text{з.р.}}$$

де  $t_{\text{п.р.}}$  – норма часу на підготовчі роботи перед підніманням інструменту ( $t_{\text{п.р.}} = 7$  хв);

$t_{\text{з.р.}}$  – норма часу на завершальні роботи ( $t_{\text{з.р.}} = 13$  хв);

$t_1, t_2, t_3, t_4$  – норма часу для піднімання одної труби в залежності від швидкості піднімання гака;  $t_i = t_{\text{мi}} + t_{\text{р}}$ ;  $i = 1; 2; 3; 4$ ;

$t_{\text{р}}$  – час ручних операцій під час підіймання ( $t_{\text{р}} = 73$  с);

$t_{\text{мi}}$  – час машинних операцій;

$$t_{\text{м}} = \kappa_{\text{л}} l_1 / v_{\text{Г}}$$

$\kappa_{\text{л}}$  – коефіцієнт, який враховує сповільнення подавання гака в процесі вмикання і гальмування лебідки (під час підіймання на 1-3-й швидкостях лебідки  $\kappa_{\text{л}} = 1,2$ , на 4-й швидкості  $\kappa_{\text{л}} = 1,3$ ).

Знаходимо час машинних операцій

на 2-й швидкості  $t_{\text{м2}} = 1,2 \cdot 8 / 0,28 = 34,3$  с;

на 3-й швидкості  $t_{\text{м3}} = 1,2 \cdot 8 / 0,6 = 16$  с;

на 4-й швидкості  $t_{\text{м4}} = 1,3 \cdot 8 / 1,05 = 9,9$  с;

Тоді визначасмо:

$$t_2 = 34,3 + 73 = 107,3 \text{ с}; t_3 = 16 + 73 = 89 \text{ с}; t_4 = 9,9 + 73 = 82,9 \text{ с}.$$

Звідси визначасмо час піднімання колони труб

$$T_{\text{п}} = 7 \cdot 60 + 174 \cdot 107,3 + 50 \cdot 89 + 78 \cdot 82,9 + 13 \cdot 60 = 13386,4 \text{ с} = 3 \text{ год } 43 \text{ хв}.$$

### **Висновки**

Проведені розрахунки працездатності обладнання для фонтанної експлуатації свердловин з модернізованою підвіскою насосно-компресорних труб вказують на його працездатність, так як отримані коефіцієнти запасу міцності більші за допустимі.

## 5. МОНТАЖ І ЕКСПЛУАТАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ

### 5.1 Організація робіт з монтажу фонтанних арматур

Підготовка арматури до монтажу. Перед встановленням фонтанної арматури необхідно:

- перевірити правильність робочому всіх фланцевих робочому, звертаючи увагу на рівномірність затягування шпильок і паралельність привалочних поверхонь фланців;

- ретельно протерти канавки у місці встановлення ущільнень фланців ялинки, трубної робочому і робочому; переконатися у відсутності робочому; робочому на канавки і робочому (солідол);

- встановити заглушки на нижній фланець хрестовика трубної робочому і фланці дроселів;

- опресувати робочому і ущільнення водою при тиску, рівному 1,5 робочого ( перевірка на міцність та герметичність з'єднань ). При цьому всі засувки повинні бути в напіввідкритому стані;

- перевірити правильність робочому шкали регульованого дроселя, для чого шляхом обертання маховика привести наконечник в зіткнення робочому насадкою. При цьому стрілка повинна показувати на нульову відмітку.

Монтаж арматури. Перед перфорацією експлуатаційної колони гирло оснащується хрестовиною трубної головки з маніфольдом. На верхній фланець хрестовини встановлюється засувка або превентор. До струни затрубного простору підводиться нагнітальна лінія, на якій повинні бути встановлені манометр і зворотній клапан. Нагнітальна лінія піддається гідравлічному випробуванню тиском який в 1,5 рази більший за очікуваному на гирлі.

Після перфорації демонтується прострілочна засувка, а потім за наявності на гирлі превентора спускається свердловинний трубопровід.

На муфтову підвіску або перевідну катушку нагвинчують останню трубу свердловини.

Металеві прокладки і канавки ущільнення фланців ретельно очищаються

від забруднень, продуктів корозії і механічних робочому. Особливу увагу слід звернути на ретельне збирання фланцевих з'єднань, правильне розташування прокладок, рівномірне затягування шпильок із зберіганням однакового зазору між фланцями.

З'єднання арматури з маніфольдом і далі маніфольду з відвідними лініями здійснюється приварюванням до відповідних фланців відповідних патрубків. Фланець до патрубка приварюють суцільним швом за допомогою електроду типа Э-42А і Э-46А.

Після встановлення на гирлі свердловини фонтанна арматура опресовується тиском, що допустимим для підйомної і експлуатаційної колон.

Перед освоєнням у свердловину спускають НКТ, встановлюють на верхній хрестовик колонної головки фонтанну арматуру. Робочі струни та струни затрубного простору обв'язують у маніфольд, який з'єднується з трапною установкою та лінією до замірювального вузла або до перекачувальної станції [4].

У залежності від параметрів свердловини, її дебіту, необхідно проводити різні технологічні операції. У процесі експлуатації маніфольд може складатися з 4—5 засувок, або більш 20.

Після монтажу фонтанної арматури на свердловині, перед початком освоєння, її піддають гідравлічному випробуванню водою [3].

Порядок освоєння свердловини, черга та час закриття - відкриття засувок, зміни штуцерів, набивання пасти у трубну головку та інше встановлюються інструкціями, що діють на промислі. При монтажу фонтанної арматури, як і усього устьового обладнання, необхідно особливу увагу приділяти зборці фланцевим з'єднанням.

При зборці кожного фланцевого з'єднання необхідно переконатися у відсутності на ущільнювальній прокладці та робочих поверхнях канавок яких-небудь забоїн, облоїв та інших дефектів, нанести шар змащення і після цього збирати фланцеве з'єднання. При зборці з'єднання необхідно слідкувати, щоб зазор між фланцями був рівномірним [3].

Експлуатація фонтанної свердловини триває, як правило, від 7 до 15 років. І увесь цей час від надійної роботи фонтанної арматури залежить безупинна робота свердловини. Тому постійний контроль за фонтанною арматурою та її профілактика мають особливо велике значення.

При наявності ознак перепуску у затворі кульового крану необхідно перевірити різьбове з'єднання, замінити сідла або кулю, а у трубну головку підкачати ущільнювальне змащення (не менш одного разу на місяць). Якщо пропуски у затворі крана не вдасться усунути на місці, то така несправність може бути усунена у промисловій майстерні [2].

Негерметичність фланцевих з'єднань ліквідується підтягненням гайок та інших деталей [3].

Для обв'язування фонтанної арматури на поверхні з метою підключення робочих струн арматури до нафто- або газопроводу її обв'язують спеціальним маніфольдом. Він служить також для підключення до трубного і затрубного просторам агрегатів, що забезпечують можливість проведення різних технологічних операцій при запуску і експлуатації свердловини.

Маніфольди фонтанної арматури рядових нафтових свердловин складаються з трьох-чотирьох засувок, хрестовиків, трійників і деяких інших деталей. На відповідальніших нафтових свердловинах маніфольд складається вже з більшого числа засувок, хрестовиків і трійників. Ще складніші системи представляє маніфольд арматури на високодебітних газових свердловинах.

#### *Випробування.*

ФА випробовується на міцність і герметичність.

Випробування проходить у наступні послідовності:

- 1) Заводські випробування;
- 2) Випробування після гарантійного терміну роботи:

- перший етап випробування проводиться на міцність, пробний тиск рідини ( $P_{пр}$ ) при гідравлічних випробуваннях на міцність в залежності від робочого тиску ( $P_p$ ) повинен відповідати: при  $P_p < 35$  МПа  $P_{пр} = 2P_p$ ;  
при  $P_p > 35$  МПа  $P_{пр} = 1,5P_p$ .

- другий етап випробування проводиться на герметичність  $P_{пр}=P_p$ .
  - третій етап випробування проводиться також на герметичність, після монтажу ФА на усті свердловини при тиску рідини  $P_{пр}=P_p$ .
- Трубну обв'язку випробовують на тиск рідини не більший ніж тиск, на який випробовується експлуатаційна колона.

Фонтанну арматуру та маніфольд необхідно монтувати та обслуговувати згідно з інструкціями по експлуатації та технікою безпеки.

Оператори промислу повинні бути попередньо навчені роботі з вузлами та фонтанною арматурою у цілому, а також проінструктовані по пожежній безпеці та вибухобезпеці.

На свердловині під час монтажу та експлуатації фонтанної арматури повинні бути всі необхідні засоби пожежогасіння [4].

### 5.3 Експлуатація та ремонт обладнання

Перед освоєнням необхідно перевірити:

- плавність відкриття – закриття всіх запірних пристроїв арматури і наявність змащувальної рідини в порожнині корпусу і затвора шляхом її контрольного набивання;

- затягування всіх фланцевих з'єднань (при необхідності підтягнути шпильки);

- відповідність положення стрілки на корпусах засувки і регульованих дроселів напрямленню потоку середовища з свердловини;

- правильність встановлення втулки покажчика на регульованих дроселях. (Для цього обертанням маховика наконечник доводять до упора в сидло. При цьому нульова відмітка робочому на рівні торця втулки штока. В цьому робочому втулка покажчика надійно закріплюється на штоку за допомогою стопорного гвинта).

Щоб уникнути поломки відводів від вібрації при роботі вітрових та інших навантажень слід передбачити опори, додаткові кріплення для ялинки

фонтанної арматури. Для надійної роботи кожної засувки необхідно повернути маховик на 1/4 оберту у напрямі відкриття.

Після освоєння свердловини слід провести під набивання мастила у вузли ущільнень штоків, робочому і затворів корпусів засувок.

На бокових відводах арматури встановлюються потрібного перетину змінні втулки дроселя. Для встановлення необхідного режиму експлуатації перевіряється тиск в трубному і в затрубному просторі. На всіх режимах тиск у фонтанній арматурі не повинен перевищувати допустимий. Категорично забороняється експлуатувати засувки в напіввідкритому положенні затвора.

В процесі роботи при необхідності заміряють температуру робочого середовища і нагнітають мастило в працюючий запірний пристрій. Температуру заміряють за допомогою термометрів. Для цього потік робочому з робочої струни передають на запасну (при її наявності), закривши запірний елемент робочої струни. Потім робочу лінію розріджують через вентиль, знімають корок і на її місце встановлюють термометр. Запірний пристрій відкривають, переводять потік на робочу струну, заміряють температуру і знову закривають його, розріджують лінію, знімають термометр і переводять потік знову на робочу струну.

В працюючу засувку нагнітають мастило за допомогою спеціального нагнітача. Для цього необхідно зняти ковпак зворотного клапана, під'єднати до нього нагнітач і з допомогою важеля нагнітати мастило в корпус до тих пір, поки тиск на манометрі нагнітача не буде вище тиску на манометрі верхнього буфера арматури на 0,5...1 МПа. В процесі експлуатації мастило добавляють через кожні 20 відкриттів - закриттів, але не рідше, ніж через 3 місяці.

При обслуговуванні фонтанної арматури заборонено:

- при різких зниженнях тиску з використанням розрядних пробок стояти у напрямку їх осі;
- стояти уздовж вісі зворотного клапана та осі нагнітача при набиванні змазки;
- без дозволу майстра підтягувати фланцеві з'єднання при наявності

протікання в них;

- знаходитись поблизу арматури при опресовці її на свердловині.

Необхідно пам'ятати, що засувка у закритому положенні після опресовки знаходиться під тиском, навіть коли її від'єднали від фонтанної арматури, тому зниження тиску з використанням розрядної пробки обов'язкове.

В початковому положенні всі стовбурові засувки повинні бути відкриті, всі засувки на струнах ялинки - закриті, за виключенням засувки, до якої кріпиться фланець з манометром для заміру тиску у затрубному просторі.

Працююча фонтанна арматура повинна обслуговуватись бригадою операторів [4].

Несправності фонтанної арматури та її основних вузлів (засувок, трубної головки та хрестовиків) та способи їх усунення:

Несправності, які легко усунути без порушення режиму роботи свердловини. Сюди відносяться пропуски у затворі засувки, що легко усуваються заміною складових елементів; окремі пропуски у фланцевих з'єднаннях

ліквідуються підтягненням гайок, та деякі інші.

Несправності, що усуваються із застосуванням пристроїв без зупинки роботи свердловини. Вихід зі строю засувки внаслідок негерметичності розрядної пробки або складових елементів, зворотного клапану ліквідується заміною цієї засувки за допомогою спеціальних пристроїв.

Конструкція устьової арматури повинна забезпечувати повну герметичність по відношенню до навколишнього середовища.

Конструкція корпусних деталей устьової арматури повинна забезпечувати можливість їх опресовки пробним тиском.

Співвідносність отворів складових елементів устьової арматури, утворюючих стволовий прохід, повинна забезпечувати безперешкодне проходження обладнання, пристроїв та приладів, які спускаються в свердловину.

Конструкція трубної головки повинна забезпечувати можливість підвішування свердловинних трубопроводів, контролю тиску та керування потоком свердловинного середовища у трубному і затрубному (міжтрубному) просторі.

Допускається конструктивно об'єднувати, не змінюючи типової схеми устьової арматури, декілька складових елементів у один блок.

Допускається дообладнувати фонтанні арматури запірними пристроями та зворотнім клапаном, а ялинку — дроселем.

Режим експлуатації свердловини встановлюється в зв'язку з забезпеченням раціональних витрат енергії пласта. Нормальна експлуатація свердловини полягає у отриманні максимального дебіту при невеликому газовому факторі, найменших кількостях води та піску, безперебійному фонтануванні.

При спостереженні за роботою фонтанної свердловини та її обслуговуванні заміряють буферний та затрубний тиск, робочий тиск на замірних установках, визначають дебіт нафти, газу, вміст води та піску в продукції свердловини та інше. Крім цього, перевіряють справність устьового обладнання, викидних ліній, скребків, що застосовуються для боротьби з утворенням відкладення парафіну. Бажано всі ремонтні роботи з утворенням відкладення парафіну проводити без зупинки свердловини.

Результати спостережень записують в спеціальний журнал. Ці дані служать початковим матеріалом для встановлення оптимального режиму експлуатації інших свердловин, працюючих в аналогічних умовах.

При експлуатації фонтанних свердловин може виникнути усякого роду несправності: відкладання парафіну в НКТ, утворення пісчаних пробок, обводнення свердловини, засмічення штуцера та викидної лінії та інше. Ознакою таких несправностей може бути змінення буферного та затрубного тиску, дебіту нафти, кількості води та піску.

Якщо забилися НКТ, то буферний тиск знижується, а затрубний збільшується (якщо у свердловину спущені один ряд НКТ). У випадку

утворення піщаної пробки в працюючій свердловині збільшують діаметр штуцера або в затрубний простір підкачують нафту. Це збільшить швидкість руху продукції по НКТ, що може призвести до виносу піску.

Якщо піщана пробка утворилася на забої, то затрубний тиск падає. Для вилучення цієї пробки також збільшують діаметр штуцера або в затрубний простір підкачують нафту.

При появі води у свердловині необхідно зменшити дебіт. При збільшенні дебіту та зменшенні буферного тиску необхідно збільшити прохідний отвір штуцера. В цьому випадку дуже потрібен дискретний штуцер.

Якщо засмітилися штуцер або викидна лінія, то дебіт знижується, а буферний та затрубний тиск збільшується. В цьому випадку також переключають лінію викиду нафти на іншу та перевіряють штуцер та викидну лінію.

### **5.3 Охорона праці при монтажі та експлуатації обладнання**

Свердловинна арматура, крім опору розриву під тиском, повинна бути стійкою до дії абразиву і агресивних газів, які викликають корозію. З'єднувати 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. Його 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.[6]

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

- 1) наповнити свердловину до устя рідиною;
- 2) мати противикидні пристрої;
- 3) проводити необхідний технічний нагляд.

Так як можливі випадки спуску труб в умовах газового середовища, то необхідно: [5]

- 1) встановлювати на усті мідну воронку для запобігання виникнення іскри від удару муфти труби по фланцю;
- 2) працювати мідним інструментом, що не дає іскри;
- 3) виключати електричний струм і працювати при світлі прожекторів, які встановлені не ближче 30 м від свердловини.

Якщо неможливо заглушити відкритий фонтан, тоді необхідно:

- 1) видати всім працівникам непроникаючий одяг;
- 2) обмежити перебування працюючих в середовищі газу до 15 хвилин;
- 3) видати працівникам справний інструмент, що не дає іскри;
- 4) мати протигази і аптечку з необхідними медикаментами;
- 5) знеструмити всі приводи і працювати при світлі прожекторів.

При відкритому фонтані необхідно встановити охорону навколо свердловини, не допускати відкритого вогню і зупинити всі роботи в свердловинах в радіусі не менше 200 м. 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 ефективно.

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

У процесі використання та роботи фонтанної арматури можливе виникнення поломок, які особливо небезпечні для життєдіяльності людини.

1. Негерметичні ущільнення фланцевих з'єднань:

а) При високих тисках можливе недостатнє затягнення шпильок, що загрожує витоком газу або нафтопродуктів у навколишнє середовище, яке може привести до розриву фланцевого з'єднання на шпильках, які спричинять механічні ушкодження із літальними випадками, а також пошкодження навколишнього обладнання. Може виникнути іскра і привести до пожежі.

б) Пошкодження, або знос прокладок, що приведе також до забруднення навколишнього середовища, може привести до пожежі на свердловині, також отруєння працівників, особливо у тих випадках коли свердловина знаходиться у низині або поймі у без вітряну погоду.

2. Через відсутність опорних підшипників та нерегульованого затискання сальникових ущільнень, неможливо крутити привід дискретного штуцера для регулювання зазору при тиску 14 МПа. і більше, що є причиною невиконання безступінчатого регулювання протитиску на пласт у процесі циркуляції розчину.

3. Пропуск в ущільненні куля – сідло засувки, що сприяє витoku газонафтових продуктів.

а) Різке збільшення крутного моменту при відсутності пропуску в затворі, що є причиною поступового розбиття корпусу засувки.

б) Наявність у корпусі засувки дефектів виготовлення, або тріщини та мікротріщин, приводить до розриву корпусу, та викиду газонафтових продуктів.

4. Не вірні виміри манометрів або повністю відсутні показники, що може бути причиною спричинення ушкоджень. Працівник не може визначити тиск у фонтанній арматурі.

5. Не якісні зварні з'єднання, що приводять до розриву стиків, також зварення різних марок сталей, що приводить також до розриву зварних стиків наприклад при впливі шкідливих природних факторів.

6. В деяких випадках відсутні попереджувальні таблички, які призначаються як для попередження працівників так й для сторонніх.

При експлуатації фонтанних свердловин не виключається можливість відкритого фонтану, і відповідно, вибухів, пожеж і отруєнь газом. Відкрите фонтанування найбільш ймовірне при розробці родовищ з аномально високим пластовим тиском, а також у тих випадках, коли обладнання свердловин експлуатується в агресивному середовищі, що стосується вибраної в дипломному проекті свердловини.

Найбільш відповідальною частиною фонтанної арматури є трубна головка, яка сприймає тиск, що близький до свердловинного. В дипломному проекті фонтанна арматура підібрана таким чином, щоб робочий тиск її відповідав очікуваному тиску на гирлі експлуатованої свердловини. До установки на гирлі свердловини фонтанна арматура опресована в зібраному вигляді на пробний тиск, передбачений паспортом. Арматура змонтована з повним комплектом шпильок і з використанням ущільнень, передбачених технічними умовами на поставку фонтанних арматур.

Удосконалення підвіски насосно-компресорних труб, розроблене в дипломному проекті, дозволить покращити умови її експлуатації, а отже основними перевагами такої вдосконаленої конструкції будуть наступні.

Металеві елементи ущільнення підвіски забезпечать:

1. Надійність і довговічність експлуатації.
2. Можливість роботи в агресивних середовищах.
3. Витривалість до високих температур.
4. Використання при більш високих тисках.
5. Можливість використання додаткових ущільнень.

Ущільнення резиновими кільцями дасть:

1. Просту і надійну конструкцію.

2. Гарантований строк служби.
3. Можливість застосування в корозійному середовищі. Ущільнення манжетою з підкачкою пасти забезпечить:
  1. Додаткову надійність і забезпечить можливість відновлення герметизації за рахунок підкачки пасти.
  2. Простоту конструкції.
  3. Можливість застосовувати в агресивних середовищах.
  4. Використання в нафтових і газових свердловинах.
  5. Підвищення надійності та безаварійності роботи за рахунок уведення нового ущільнюючого елемента.
  6. Розвантаження вузла підвіски.

Збирання фонтанної арматури є дуже відповідальною операцією, так як від її якості залежить надійність герметизації гирла свердловини. Для забезпечення безпечних умов виконання робіт по установці та зніманню фонтанних арматур в дипломному проекті передбачене використання пристосування, яке представляє собою набір роликів, троса і хомутів.

На носі підйомної споруди на висоті біля 8 м від пояса закріплюється відтяжний ролик, через який проходить канат діаметром 19 мм. За допомогою хомутів один кінець каната кріпиться до верхнього трійника арматури, а другий – до нижньої частини ноги підйомної споруди. До верхньої засувки арматури кріпиться двохметровий сталевий канатний строп і захоплюють його підйомним гаком.

Від'єднану арматуру піднімають до того часу, поки вільний кінець відтяжного канату не опуститься до нижнього хомута, до якого він прикріплений. Потім поступово опускається підйомний гак, при цьому арматура відводиться в сторону до того часу, поки не опуститься на підлогу робочої площадки. Після закріплення фонтанної арматури до ноги підйомної споруди з підйомного гака знімається канатний строп.

Для обслуговування фонтанної арматури під час експлуатації в дипломному проекті передбачено спорудження площадок з перилами і

драбинами. Під викидними лініями арматури, розміщеними на висоті, встановлюються опори, що виключають падіння ліній при відєднанні їх під час ремонту чи інших робіт. Опори, крім того, запобігають вібрації лінії при гідравлічних ударах.

Фонтанна арматура оснащена запобіжними блокуючими пристроями та сигналізаторами, щоб запобігти витoku газу у навколишнє середовище.

До аварійної ситуації приводять до появи зовнішніх витоків робочої рідини або газу, що перевищують норму встановлену в технічній характеристиці. Ремонтні роботи варто проводити в спеціальному одязі, щоб запобігти попаданню мастила на шкіру й одяг.

Важливою умовою безпеки і нормальної експлуатації свердловин фонтанів є дотримання встановленого технологічного режиму роботи свердловини, тому необхідно ретельно контролювати всі прояви свердловини і зміни в її роботі (тиск в затрубному просторі, на буфері і в трапі, дебіт нафти і газу, зміст води і піску і ін.).

Порушення режиму може привести до необхідності проведення ремонтних робіт і, як наслідок, до пов'язаних з ними небезпек. При порушенні герметичності устаткування проходить витік нафти і газу, забруднюється територія навколо свердловини, в результаті виникає пожежна небезпека і небезпека отруєння нафтовим газом, а при певних умовах можливе відкрите фонтанування свердловини. При фонтануванні свердловини з високим тиском пласта отримуємо різке підвищення затрубного тиску, який іноді перевищує робочий.

Відсутність своєчасних заходів обережності може привести до виходу з ладу устаткування і як наслідок до нещасних випадків. Щоб уникнути цього необхідно систематично регулювати затрубний тиск через другу від хрестовини засувку при постійно відкритій першій.

Для обслуговування верхньої частини арматури (огляд, зміна штуцерів, штуцерних патрубків і ін.) повинні споруджуватися майданчики з настилом, виконаним з металічних листів, або дошки ковзання завтовшки не менше 40 мм,

з поручнями заввишки 1,25 м з подовжніми планками, розташованими на відстані не більше 40 см один від одного, і бортом заввишки 15 см, щільно прилеглим до настилу.

Щоб уникнути удару струменем нафти перед зміною штуцера і штуцерного патрубку струмінь повинен бути переведений з робочого на резервний викид, закрита засувка на робочому викиді, після чого понижений тиск до атмосферного в струні за штуцером через вентиль, встановлений на лінії.

Особливо небезпечними є роботи по зміні частин колони або трубної головки. Щоб уникнути роботи під струменем фонтану і в газовому середовищі свердловина залежно від тиску пласта повинна бути заглушена водою або глинистим розчином.

Під час глушіння свердловини струмінь, що виходить, слід направити в спеціальну смість, щоб уникнути втрати нафти, а також забруднення території навколо свердловини і пожежної небезпеки.

При ремонті або зміні якої-небудь частини ялинки фонтанної арматури заздалегідь повинна бути закрита центральна засувка. Проте свердловини, зупинка яких при зміні тих, що прийшли в непридатність частин арматури вище за центральну засувку може спричинити ускладнення, викликане осіданням піску, що знаходиться в струмені фонтану, слід глушити.

Заходи, що проводяться при відкритому фонтануванні.

Відкрите фонтанування свердловин, як правило, є наслідком грубих технічних упущень і порушень вимог техніки безпеки. При виникненні газонафтового викиду або відкритого фонтану адміністрація підприємства негайно повинна повідомити про це у воєнізований загін, пожежну охорону, а також вищестоящій організації по підлеглості з одночасним вживанням заходів по ліквідації викиду або відкритого фонтану, виведенню людей з небезпечної зони і попередженню загоряння фонтану.

Робота по ліквідації відкритого газового або нафтового фонтану ведеться по планах, затверджених відповідальними керівниками робіт або вищестоящою

господарською організацією при строгому дотриманні правил безпеки під час проведення цих робіт. До роботи на гирлі свердловини допускаються працівники воєнізованих частин, загонів і працівники підприємств, які пройшли спеціальну підготовку, забезпечені необхідними засобами захисту і відповідним спецодягом, за працюючими на гирлі свердловини для їх безпеки встановлюється безперервне спостереження.

### Висновки

В даному розділі магістерської роботи описана організація робіт з монтажу фонтанних арматур та їх гідравлічного випробування. Також розглянуті умови експлуатації та проаналізовані діючі навантаження на нафтопромислове обладнання, описані шкідливі та небезпечні заходи, а саме негерметичні ущільнення фланцевих з'єднань, пропуски в ущільненнях, не якісні зварні з'єднання. Для усунення даних недоліків в роботі передбачене використання запобіжних кожухів, запобіжних поясів, костюма, чоботів, рукавиць. Також вказано на необхідність виконання розроблених організаційних заходів при експлуатації та ремонті фонтанних арматур.

## ВИСНОВКИ

1. У розділі “Вибір та опис технологічного обладнання” розрахований фонтанний підйомник та вибрана фонтанна арматура, за допомогою якої будемо здійснювати технологічні операції в процесі експлуатації даної свердловини. Аналіз конструкції підвісок насосно-компресорних труб дає можливість охарактеризувати їх позитивні та негативні сторони. Усуненню даних недоліків присвячені наступні розділи магістерської роботи.

2. В розділі “Опис технічної пропозиції” показано, що одним із найбільш суттєвих недоліків роботи даної конструкції підвіски насосно-компресорних труб є недосконале забезпечення герметизації простору між НКТ та експлуатаційною колоною. Це пояснюється тим, що можливість не забезпечення герметизації може привести до таких наслідків, як знос і руйнування перевідного фланця, фланця трубної головки, шпилькового з'єднання, ущільнюючого кільця трубної головки, небезпеки травмування персоналу, що в свою чергу приводить до зниження показників експлуатації обладнання і видобування флюїду. Суть технічного рішення з модернізації трубної головки полягає у тому, що в ущільнення підвіски насосно-компресорних труб встановлено додатковий ущільнюючий елемент підвіски, який складається з двох металевих частин, гумового кільця, манжети, що знаходиться між двома металевими частинами, і стягуючих болтів, що стягують елементи конструкції. Технічним результатом запропонованої модернізації є надійність і довговічність експлуатації, можливість роботи в агресивних середовищах, витривалість до високих температур і тисків, підвищення надійності та безаварійності роботи за рахунок уведення нового ущільнюючого елемента. При впровадженні запропонованої модернізації трубної головки економічний ефект складатиме майже 34695 гривень, що свідчить про доцільність запропонованого вдосконалення.

3. В розділі “Дослідно-конструкторська робота” були розглянуті такі пункти, як: розрахунок на стійкість і визначення періоду власних коливань

ствола свердловини; вибір методів досліджень основних параметрів; визначення коефіцієнта податливості ствола свердловини в залежності від висоти; дослідно-промислові випробування з використанням мобільних гідравлічних установок для ремонту свердловин. Проведені дослідження показали суттєвий позитивний вплив колони насосно-компресорних труб на стійкість ділянки ствола свердловини. Показано, що створена інженерна методика розрахунку для визначення несучої здатності частини ствола свердловини дозволяє проводити аналіз конструкції при різних поєднаннях діючих на систему зовнішніх і внутрішніх навантажень. Показано, що несуча здатність ствола свердловини дозволяє використовувати для проведення робіт по підземному і капітальному ремонту свердловин мобільну гідравлічну установку, що спирається на колонну головку. При цьому, значення навантажень, що передаються через колону насосно-компресорних труб, можуть досягати 30 - 40 кН. Проведені дослідно-промислові випробування показали організаційну можливість використання мобільних гідравлічних установок для ремонту свердловин.

4. В розділі “Розрахунки працездатності” проведені розрахунки працездатності обладнання для фонтанної експлуатації свердловин з модернізованою підвіскою насосно-компресорних труб, які вказують на її працездатність, так як отримані коефіцієнти запасу міцності більші за допустимі.

5. В розділі “Монтаж і експлуатація обладнання” описана організація робіт з монтажу фонтанних арматур та їх гідравлічного випробування. Також розглянуті умови експлуатації та проаналізовані діючі навантаження на нафтопромислове обладнання, описані шкідливі та небезпечні заходи, а саме негерметичні ущільнення фланцевих з'єднань, пропуски в ущільненнях, не якісні зварні з'єднання. Для усунення даних недоліків в роботі передбачене використання запобіжних кожухів, запобіжних поясів, костюма, чоботів, рукавиць. Також вказано на необхідність виконання розроблених організаційних заходів при експлуатації та ремонті фонтанних арматур.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Бедрій Я.І. Охорона праці: Навчальний посібник / Я.І. Бедрій та ін. – Львів: ПТВФ «Афіша», 1997. – 258с.
2. Бойко В. С. Довідник з нафтогазової справи / Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. – Львів: Світ, 1996. – 620 с.
3. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / Бойко В.С.– Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
4. Войтенко В.С. Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
5. Гандзюк М.П. Основи охорони праці – Київ: Основа, 2000. – 318 с.
6. Дурняк Б.Г. Основи проектування цифрових логічних пристроїв: Навчальний посібник / Б.Г. Дурняк, І.Т. Стрепко, Г.Н. Тітов, Я.В. Тимошенко. – Львів: Видавництво Української академії друкарства, 2006. – 212 с.
7. Doyle J. F. A wavelet deconvolution method for impact force identification // Experimental Mechanics. 1997, V.37, №4. P. 403-408.
8. Економіка підприємства: Навчальний посібник / Я.С. Витвицький, У.Я. Витвицька, М.О. Данилюк, А.О. Устенко, І.І. Цигилик. За ред. Я.С. Витвицького – Івано-Франківськ: ІМЕ, 2002. – 318 с.
9. Жидецький В. Ц. Практикум з охорони праці: навчальний посібник / Жидецький В. Ц., Джигирей В. С., Сторожук В. М. – Львів: Афіша, 2000. – 352 с.
10. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища». Закон від 25.06.1991 № 1264 – XII.
11. Злобін Ю. А. Основи екології. Підручник – К. Лібра; 1998 – 246 с.
12. 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.

13. Копей Б.В. Розрахунок, монтаж і експлуатація бурового обладнання. ІФДТУНГ, 2001 – 224 с.
14. Костриба І.В. Основи конструювання нафтогазового обладнання: Навч. Посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2007 – 256 с.
15. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин: підручник для студентів вищ. навч. закладів проф. спрямування "Буріння" / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
16. Крижанівський Є.І. Мобільні установки для буріння, ремонту і обслуговування свердловин. / Є.І. Крижанівський, Ю.В. Міронов, Д.І. Романишин. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2003. – 209 с.
17. Мислюк М.А. Буріння свердловин: довідник : в 5 т. / М.А. Мислюк, І.А. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2002. Т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт – 2002. – 303 с.
18. Мислюк М.А. Буріння свердловин: довідник : в 5 т. / М.А. Мислюк, І.А. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2002. Т. 3: Вертикальне та скероване буріння – 2004. – 294 с.
19. Ніколаєнко А.М. Мікропроцесорні та програмні засоби автоматизації: навчальний посібник / А.М. Ніколаєнко, Н.О. Міняйло. – Запоріжжя, ЗДІА, 2011. – 444 с.
20. НПАОП 11.1-1.01-08. Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України.
21. Організація і планування операційної діяльності нафтогазових підприємств: Навч. посіб. / Я. С. Витвицький, І. В. Андрійчук, О. І. Лесюк, У. Я. Витвицька, В. М. Чарковський. За ред. М. О. Данилюк. – Івано-Франківськ, 2009. – 364 с.
22. Основи цивільного захисту: навчальний посібник / В. О. Васійчук, В. С. Голчарук, С. І. Качан та ін. – Львів : Вид-во Львівської політехніки, 2010. – 384 с.
23. Охорона праці в нафтогазовій галузі: Навчальний посібник / За редакцією Г.М. Лисяного – Івано-Франківськ: Симфонія форте, 2015. – 304 с.

24. Писаренко Г.С. Опір матеріалів / Г.С. Писаренко, О.Л. Квітка, Е.С. Уманський. - К.: Вища школа, 2004. - 655 с.
25. Пістун І. П та ін. Охорона праці (Законодавство. Організація роботи): навчальний посібник / Пістун І. П., Березовецька О. Г., Трунова І. О. – Львів: Тріада плюс, 2010. – 648 с.
26. Проектування бурового і нафтогазопромислового обладнання: навчальний посібник / В.С. Білецький, В.Г. Вітрик, А.М. Матвієнко та ін. // Полтава, ПолтНТУ, 2015. – 196 с.
27. Поджаренко В.О. Опрацювання результатів вимірювань на основі концепції невизначеності: навч. посіб. / В.О. Поджаренко, О.М. Василевський, В.Ю. Кучерук. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
28. Пушкар, М.С. Проектування систем автоматизації: навч. посібник / М.С. Пушкар, С.М. Проценко – Д.: Національний гірничий університет, 2013. – 268 с.
29. Семенцов Г.Н. Автоматизація процесу буріння свердловин. Навчальний посібник / Г.Н. Семенцов. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1999. – 300 с.
30. Типовий проект безпечної організації вишкомонтажних робіт при монтажі, демонтажі бурової установки. Загальні вимоги. – Чернігів, 2002. – 30 с.
31. Токаренко В.М. Технологія автодорожнього машинобудування і ремонт машин. Курсове проектування: – Навчальний посібник. – К: Вища шк., 1992 – 127 с.
32. Ткачов В.В. Технічні засоби автоматизації / В.В. Ткачов, В.П. Чернишев, М.М. Одновол. – Д.: Національний гірничий університет, 2008. – 174 с.
33. Цивільна оборона / В.М. Шоботов: Навчальний посібник. – К.: Центр навч. л-ри, 2004. – 436 с.
34. Шаруда В.Г. Практикум з теорії автоматичного управління / В.Г. Шаруда. – Д.: Національний гірничий університет, 2002. – 414 с.