

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. Дарський
С. Савчук

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: Дослідження процесу відділення газу при застосуванні
сепараторів модернізованої конструкції

Пояснювальна записка

Керівник

Д.т.н., професор Гошовський Є.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ

[Signature]
підпис, дата

Виконавець роботи

Троценко Андрій Костянтинович
студент, ПІБ

група *602-МВ*

[Signature]
підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н. доц. Діхтеловська О.В.

[Signature]
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н. Савчук В.С.

[Signature]
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н. Савчук В.С.

[Signature]
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

к.т.н., доц. Троценко Т.М.

[Signature]
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту _____

Полтава, 2025

АНОТАЦІЯ

1. У розділі “Вибір та опис технологічного обладнання” обґрунтовано вибір основного технологічного обладнання для збору продукції, агрегатів та комунікацій промислу, проведено порівняльно-критичний аналіз сепараторів. Коротко описано призначення, будову, комплектність та принцип дії вибраного обладнання.

2. В розділі “Опис технічної пропозиції” проведено обґрунтування доцільності та економічної ефективності введення запропонованих технічних рішень з удосконалення конструкції сепаратора, запропоновано модернізовану конструкцію вологовідділювача сепаратора, яка дає змогу збільшити міжремонтний період та покращити рівень підготовки газу. Розрахований економічний ефект від впровадження модернізованої конструкції сепаратора.

3. В розділі “Дослідно-конструкторська робота” обґрунтовано теоретичні основи визначення досліджуваних параметрів роботи вхідного сепаратора, сконструйовано та описано роботу дослідницького обладнання з визначення основних досліджуваних параметрів, проведено вимірювання пропускної здатності сепаратора, побудований графік залежності фактичної продуктивності від зміни температури робочого середовища.

4. В розділі “Розрахунки працездатності” проведено розрахунки фактичної напруги в корпусі сепаратора та днищі від дії внутрішнього тиску, визначено розрахункові товщини стінки корпусу і днища сепаратора, визначені розміри укріплюючих елементів для отворів в корпусі сепаратора для люка та штуцерів.

5. В розділі “Монтаж і експлуатація обладнання” розроблено комплекс організаційно-технічних заходів з монтажу модернізованого сепаратора. Описано роботи, які здійснюються в процесі експлуатації, обслуговування та випробовуванні сепаратора. Проаналізовані заходи з охорони праці при монтажі та експлуатації модернізованого сепаратора, подані основні причини небезпеки для обслуговуючого персоналу при експлуатації устаткування і технологічних установок промислу.

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри НГІТ
В.О. Згуровський
" " " 20__ року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Троценко Андрій Костянтинович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Дослідження процесу відділення газу при застосуванні сепараторів модернізованої конструкції

Керівник роботи д.т.н., професор Гошовський Сергій Володимирович
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджена наказом закладу вищої освіти від "09" 08 2024 року №818-Д.

2. Строк подання студентом роботи 27.12 2024 року

3. Вихідні дані до роботи густина нафти в сепараторі, $\rho_1 = 765 \text{ кг/м}^3$; густина газу в сепараторі, $\rho_2 = 51 \text{ кг/м}^3$; прискорення вільного падіння, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$; динамічна вязкість газу, $\mu = 1148 \cdot 10^{-8} \text{ кг/(м}\cdot\text{с)}$.

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

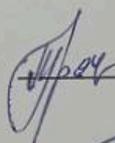
5. Перелік графічного матеріалу

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

 Троченко А. К.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

 Головко С. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

	Стор.
Вступ.....	5
1. Вибір та опис технологічного обладнання.....	7
1.1 Розрахунок та вибір технологічного обладнання	7
1.2 Основні елементи системи збору й підготовки продукції свердловини	15
2. Опис технічної пропозиції.....	35
2.1 Опис модернізованої конструкції сепаратора.....	35
2.2 Оцінка економічної ефективності.....	39
3. Дослідно-конструкторська робота	50
3.1 Специфіка роботи вертикального вхідного сепаратора та визначення параметрів, які потребують проведення дослідницьких робіт.....	50
3.2 Теоретичні основи визначення досліджуваних параметрів роботи вхідного сепаратора.....	51
3.3 Розрахунок досліджуваних показників.....	52
3.4 Конструювання та опис роботи дослідницького обладнання з визначення основних досліджуваних параметрів.....	54
3.5 Результати, одержані за допомогою стенда.....	55
4. Розрахунки працездатності.....	59
4.1 Розрахунок фактичної напруги в корпусі сепаратора та днищі від дії внутрішнього тиску.....	59
4.2 Визначення розрахункової товщини стінки корпусу і днища сепаратора.....	61
4.3 Розрахунок укріплення отворів на корпусі та днищі сепаратора та виявлення одиничних та взаємопов'язаних отворів.....	62
4.4 Визначення розмірів укріплюючих елементів для отворів в корпусі сепаратора.....	63
5. Монтаж і експлуатація обладнання.....	69
5.1 Організаційно-технічні заходи з монтажу обладнання.....	69
5.2 Експлуатація та ремонт обладнання.....	74

5.3 Охорона праці і техніка безпеки при монтажі та експлуатації модернізованого сепаратора.....	81
Висновки.....	89
Список використаної літератури	91

ВСТУП

Актуальність теми.

Газосепаратори – це апарати, призначені для відділення від газу твердих частинок і рідини. Сепарація проходить під дією різних сил: гравітації, відцентрових, інерційних; при ударах і прилипанні частинок до твердих поверхонь; при проходженні потоку через відбійники, сітки, фільтри.

Залежно від основної діючої сили сепаратори підрозділяються на: гравітаційні, відцентрові, інерційні. Як правило, в одному сепараторі прагнуть використовувати дію декількох сил, тобто конструюють багатофункціональні апарати.

Сепаратори оснащені трубопровідною арматурою (засувки, вентилі, регулюючі і запобіжні клапани і т. д.), контрольно-вимірювальними приладами і засобами автоматизації. Недоліками сепараторів є недостатні експлуатаційні можливості, велика трудомісткість при обслуговуванні, конструкція трубчастого вологовідділюючого елемента базового зразку не задовольняє вимогам, які необхідні під час експлуатації сепаратора.

Мета роботи. Підвищення ефективності підготовки газу при застосуванні сепараторів модернізованої конструкції.

Об'єкт дослідження. Технологія очищення газу в газосепараторі.

Предмет дослідження. Властивості і характеристики сепараційного обладнання.

Наукова новизна отриманих результатів.

- проведений порівняльний аналіз даних при теоретичних та практичних розрахунках, і встановлена оптимальна температура нагріву робочого середовища сепаратора;

- побудований графік залежності фактичної продуктивності від зміни температури робочого середовища.

Можливі результати, які очікуються при виконанні роботи, їхня новизна та значення. При запровадженні даної конструкції сепаратора

очікується: вищий ступінь очищення газу; кращі експлуатаційні показники порівняно з аналогом.

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 26 найменувань, додатків. Основна частина магістерської роботи викладена на 90 сторінках комп'ютерного набору і містить 24 рисунки і 8 таблиць. Повний обсяг магістерської роботи становить 92 сторінки.

1 ВИБІР ТА ОПИС ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

1.1 Розрахунок та вибір технологічного обладнання

1.1.1 Загальна характеристика виробничого процесу

Горобцівське родовище входить до складу Зачепилівського промислу з видобутку газу, нафти та газового конденсату. Родовище характеризується складними поверхневими умовами.

Зачепилівська установка комплексної промислової підготовки природного газу була введена в експлуатацію в 2001 році після реконструкції. Нині ГПУ «Полтавагазвидобування» експлуатує 33 установки з комплексної підготовки газу та нафти.

Загальним призначенням установки з комплексної промислової підготовки природного газу є забезпечення збору та підготовки продукції свердловин до "товарного" стану, а також повернення пластової води та спалювання некондиційного "сірчастого" газу.

Підготовка газу здійснюється на одній технологічній лінії, приблизною продуктивністю до 1 млн.ст.м³/добу відсепарованого газу.

Газоводоконденсатна суміш (ГВКС) від свердловин, Зачепилівського ГКР по індивідуальним шлейфам з тиском від 0,2 до 1,0 МПа і температурою від -2 до +15 С надходить до вузла входу свердловин. З вузла входу свердловин газ з тиском від 0,2 до 1,0 МПа і температурою від -2 до +15 С поступає в сепаратор першого ступеня С-1, де очищується від вільних конденсату і води. Після С-1 очищений газ з тиском від 0,2 до 1,0 МПа і температурою від -2 до +15 С надходить у вузол заміру газу, де виконується госпрозрахунковий облік, і через вузол одоризації газу направляється в газопровід до Нових Санжар.

Для попередження гідратуутворення при охолодженні газу в газовий потік на вузлі входу свердловин вводиться метиловий спирт (метанол).

Рідинна фаза (нестабільний конденсат і супутно-пластова вода), яка відсепарована в сепараторі першого ступеня С-1 направляється в трифазний розподільувач рідини першого ступеня Р-1 (тиск від 0,1 до 0,5 МПа,

температура від 0 до +15 С). Газ вивітрювання конденсату Р-1 поступає в блок підігрівання теплоносія та до котельної в якості паливного газу. Нестабільний конденсат з Р-1 поступає в одну з ємностей Е-5-1+Е-5-3 резервуарного парку, де частково дегазується при температурі від +20 до +30 С. З Е-5-(1+3)) конденсат разом з нафтою подається за допомогою насосу Н-4 через наливний сток в автоцистерни і вивозиться на Машівську УПК.

Супутня пластова вода з розділювача Р-1 подається в підземну дренажну ємність ЕД-1, де дегазується до тиску 0,1 МПа при температурі від 0 до +15 С. З ємності ЕД-1 супутня пластова вода направляється в ємність для пластової води Е-6 з подальшим закачуванням в свердловину №6 за допомогою насосу Н-1. Передбачена можливість відвантаження в автотранспорт і її вивозом.

Газ вивітрювання з Е-5-(1+3), ЕД-1 направляється на факельний амбар.

1.1.2 Підбір обладнання для експлуатації вузла відділення газової фракції

Вихідні дані:

- густина нафти в сепараторі, $\rho_n=765 \text{ кг/м}^3$;
- густина газу в сепараторі, $\rho_i=51 \text{ кг/м}^3$;
- прискорення вільного падіння, $g=9,81 \text{ м/с}^2$;
- динамічна в'язкість газу, $\mu=1148 \cdot 10^{-8} \text{ кг/(м}\cdot\text{с)}$.

Визначимо пропускну спроможність, яку має забезпечити вертикальний газосепаратор для різних випадків:

Якщо $R_c=1$

Швидкість осадження краплинок рідини в потоці газу і впливання пухирців газу із нафти:

$$v_0 = \frac{d^2 \cdot (\rho_n - \rho_i) \cdot g}{18 \cdot \mu}, \quad (1.1)$$

де d – допустимий діаметр краплинок рідини і пухирців газу, що виносяться за межі сепаратора, $d=5 \cdot 10^{-5} \text{ м}$;

ρ_n – густина нафти в сепараторі, $\rho_n=765 \text{ кг/м}^3$;

ρ_r – густина газу в сепараторі, $\rho_r=51 \text{ кг/м}^3$;

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

μ – динамічна в'язкість газу, $\mu=1148 \cdot 10^{-8} \text{ кг/(м}\cdot\text{с)}$.

Підставивши значення у формулу (1.1) отримаємо:

$$v_0 = \frac{(5 \cdot 10^{-5})^2 \cdot (765 - 51) \cdot 9,81}{18 \cdot 1148 \cdot 10^{-8}} = 0,085 \text{ м/с.}$$

Пропускна спроможність сепаратора:

$$Q_c = 0,8 \cdot v_0 \cdot \frac{\pi \cdot D^2 \cdot p_1 \cdot T_1}{4 \cdot p_0 \cdot T_0 \cdot z} \cdot 86400, \quad (1.2)$$

де D – діаметр сепаратора, $D=0,8 \text{ м}$;

p_1 – тиск в сепараторі, $p_1=1,6 \text{ МПа}$;

p_0 – атмосферний тиск, $p_0=0,103 \text{ МПа}$;

T_1 – температура в сепараторі, $T_1=293 \text{ К}$;

T_0 – температура повітря навколишнього середовища, $T_0=283 \text{ К}$;

z – коефіцієнт стиснення газу, $z=0,8$;

86400 – кількість секунд в добі.

Підставивши значення у формулу (1.2) отримаємо:

$$Q_c = 0,8 \cdot 0,085 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,8^2 \cdot 1,6 \cdot 293}{4 \cdot 0,103 \cdot 283 \cdot 0,8} \cdot 86400 = 237000 \text{ м}^3/\text{добу.}$$

Якщо $1 < R_e \leq 500$.

Швидкість осадження краплинок рідини в потоці газу і впливання пухирців газу із нафти:

$$v_0 = \frac{0,1523 \cdot d^{1,14} \cdot (\rho_n - \rho_r)^{0,71} \cdot g^{0,71}}{(\mu / \rho_r)^{0,43} \cdot \rho_r^{0,71}}, \quad (1.3)$$

Отже,

$$v_0 = \frac{0,1523 \cdot (5 \cdot 10^{-5})^{1,14} \cdot (765 - 51)^{0,71} \cdot 9,81^{0,71}}{(1148 \cdot 10^{-8} / 51)^{0,43} \cdot 51^{0,71}} = 0,112 \text{ м/с.}$$

Аналогічно формулі (1.2) визначаємо пропускну спроможність сепаратора:

$$Q_c = 237000 \cdot 0,112 / 0,085 = 312000 \text{ м}^3/\text{добу.}$$

Якщо $R_e > 500$, то швидкість осадження краплинок рідини в потоці газу і впливання пухирців газу із нафти:

$$v_0 = 1,75 \cdot \sqrt{\frac{d \cdot (\rho_n - \rho_g) \cdot g}{\rho_g}}, \quad (1.4)$$

$$v_0 = 1,75 \cdot \sqrt{\frac{5 \cdot 10^{-5} \cdot (765 - 51) \cdot 9,81}{51}} = 0,145 \text{ м/с.}$$

Аналогічно формулі (1.2) визначаємо пропускну спроможність сепаратора:

$$Q_c = 237000 \cdot 0,145 / 0,085 = 404000 \text{ м}^3/\text{добу.}$$

При установці сітчастої насадки у відбійній секції вертикального сепаратора [5]. Швидкість осадження краплинок рідини в потоці газу і впливання пухирців газу із нафти:

$$v_0 = 0,107 \cdot \sqrt{\frac{(\rho_n - \rho_g)}{\rho_g}}, \quad (1.5)$$

$$v_0 = 0,107 \cdot \sqrt{\frac{765 - 51}{51}} = 0,4 \text{ м/с.}$$

Аналогічно формулі (1.2) визначаємо пропускну спроможність сепаратора:

$$Q_c = 237000 \cdot 0,4 / 0,085 = 1,12 \text{ млн. м}^3/\text{добу.}$$

Як видно з розрахунків необхідну пропускну спроможність може забезпечити сепаратор, що має пропускну спроможність $Q_c = 1,23 \text{ млн. м}^3/\text{добу.}$ Звідси, в магістерській роботі обираємо сепаратор СГ 800-15,2-1, який здатний забезпечити необхідні технічні показники за пропускнуою спроможністю.

1.1.3 Опис підбраного технологічного обладнання (ТО)

На рисунку 1.1 наведена технологічна схема роботи Зачепилівської УКПГ

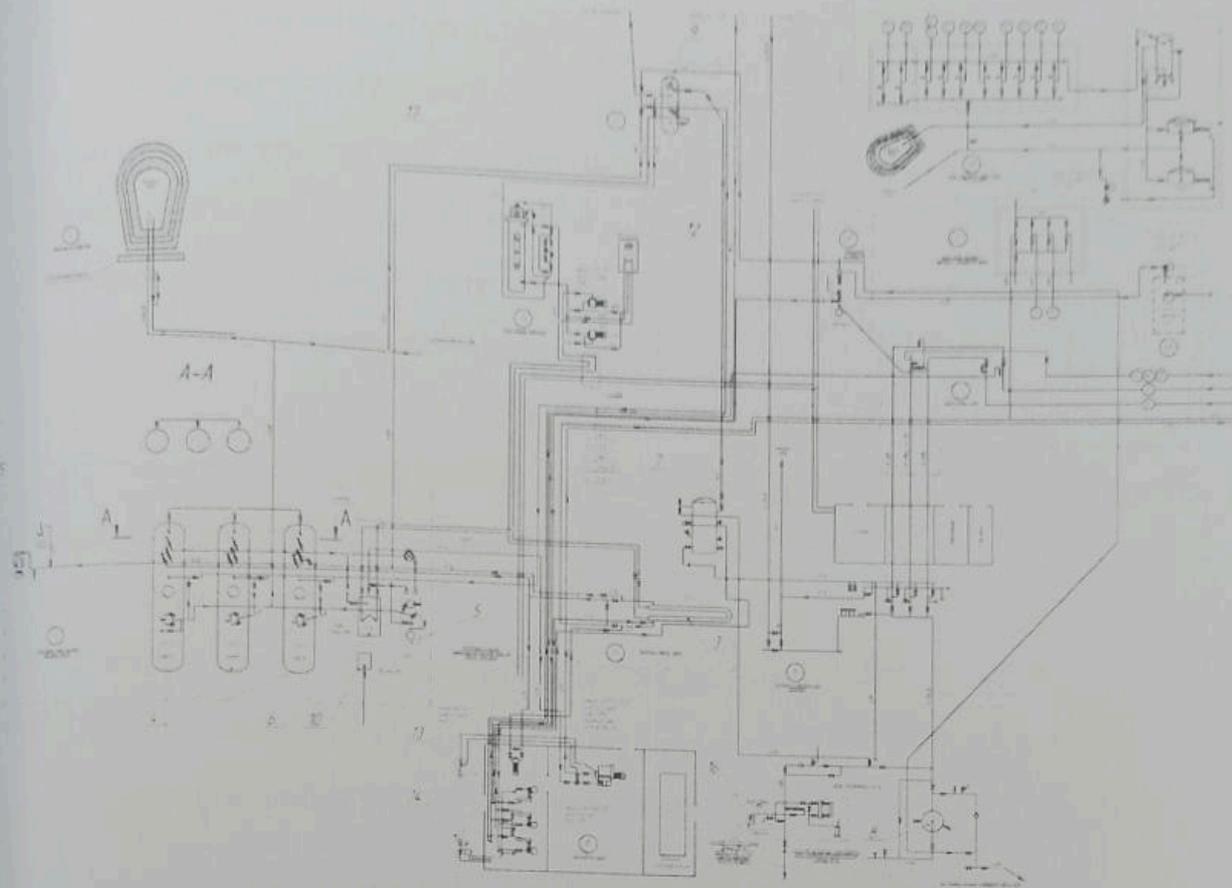


Рисунок 1.1 – Технологічна схема Зачепилівської УКПГ

Процес підготовки газу до подальшого транспортування включає:

- збір газу на УКПГ;
- попередню сепарацію газу;
- відокремлення газового конденсату від супутно-пластової води в розділювачах рідини та його дегазацію.

До складу Зачепилівської УКПГ входять:

- Вузол входу свердловин
- Установа підготовки газу, розділювач
- Технологічна насосна
- Площадка підігріву нафти
- Склад нафти, води пластової, дренажна сміть
- Блок підігрівання теплоносія
- Метанольне господарство

– Вузол замірювання нафти

Сепаратори обладнані запірною, контрольною апаратурою та автоматичними системами спорожнення рідини і сигналізації при перевищенні тиску та запобіжними клапанами.

Установка підготовки газу працює по схемі одноступеневої сепарації і складається з однієї технологічної лінії.

Система подачі інгібіторів

Система подачі інгібіторів призначена для подачі необхідних для підготовки та видобутку нафти і газу інгібіторів.

Система складається з:

- Системи подачі інгібітору гідратоутворення;
- Системи подачі розчину інгібітору корозії;
- Системи подачі розчину деемульгатора.

Система подачі інгібітору гідратоутворення

Система призначена для подачі інгібітору гідратоутворення (метанолу) або його суміші з конденсаційною водою по інгібіторопроводах в потоки газоводоконденсатної суміші (ГВКС) на гирлах свердловин, на вузол входу свердловин, на сепаратор С-1 для попередження гідратоутворення.

Система складається з ємностей метанолу Е-8, Е-9 та дренажної ємності Е-12, двох насосів типу НД №1, №2, які розміщені в технологічній насосні, насосу перекачки метанолу Н-6.

Об'єм закачування метанолу у свердловини і для підготовки на установці вказується технологічною картою Зачепилівської УКПГ.

Система подачі розчину інгібітора корозії.

В якості цих насосів використовуються два дозувальних насосів типу НД №1, №2, які знаходяться в технологічній насосні і здатні качати як метанол так і розчин інгібітору корозії. Об'єм закачування вказується в регламенті.

Система одоризації газу

Система одоризації газу складається з підземної ємності для зберігання одоранту ЕО, об'ємом 1,2 м³ та установки одоризації газу «Київ-1М».

Установка одоризації газу крапельного типу «Київ-ІМ» призначена для автоматичної одоризації (додавання до природного газу пахучих речовин) транспортованого споживачу газу, пропорційно його витраті, з метою виявлення витікань газу за запахом у житлових, побутових і виробничих приміщеннях. Установка передбачає можливість регулювання подачі одоранту в ручному режимі. Перемикач режиму роботи системи забезпечено захистом від несанкціонованого доступу.

Установка одоризації газу містить бачок для одоранту, об'ємом 16 л, одоризаційний прилад крапельного типу, запірно-регулювальну арматуру та бачок для нейтралізації шкідливих парів одоранту, який заповнюється водним розчином хлорного вапна. Дозуючу ємність, для скиду надлишкового тиску при наповненні обладнують скидною свічкою. Скид тиску суміші газу проходить через бачок нейтралізації шкідливих парів одоранту. Регулювання витрат одоранту здійснюють вручну, встановлюючи вентилем необхідну періодичність подачі крапель, яка контролюється через віконце приладу.

Введення одоранту в потік газу здійснюється дозами згідно з встановленою нормою і пропорційно кількості газу, що подається споживачам. Норма введення одоранту може коригуватись залежно від результатів визначення інтенсивності запаху газу в мережах споживачів.

Вертикальний газосепаратор СГ 800-15,2-1 з радіально-щілинним введенням нафтогазової суміші, принцип дії яких заснований на використуванні гравітаційних сил для відділення газу від рідини. Даний сепаратор розрахований на тиск 1,6 МПа і має внутрішній діаметр 800 мм. Розглянемо його принцип роботи. Газорідинна суміш надходить в середню частину сепаратора через патрубок 1 (рисунок 1.1). При цьому проходячи вузол входу 2, виконаний у вигляді сітчастої насадки покращується процес виділення рідини з газу.

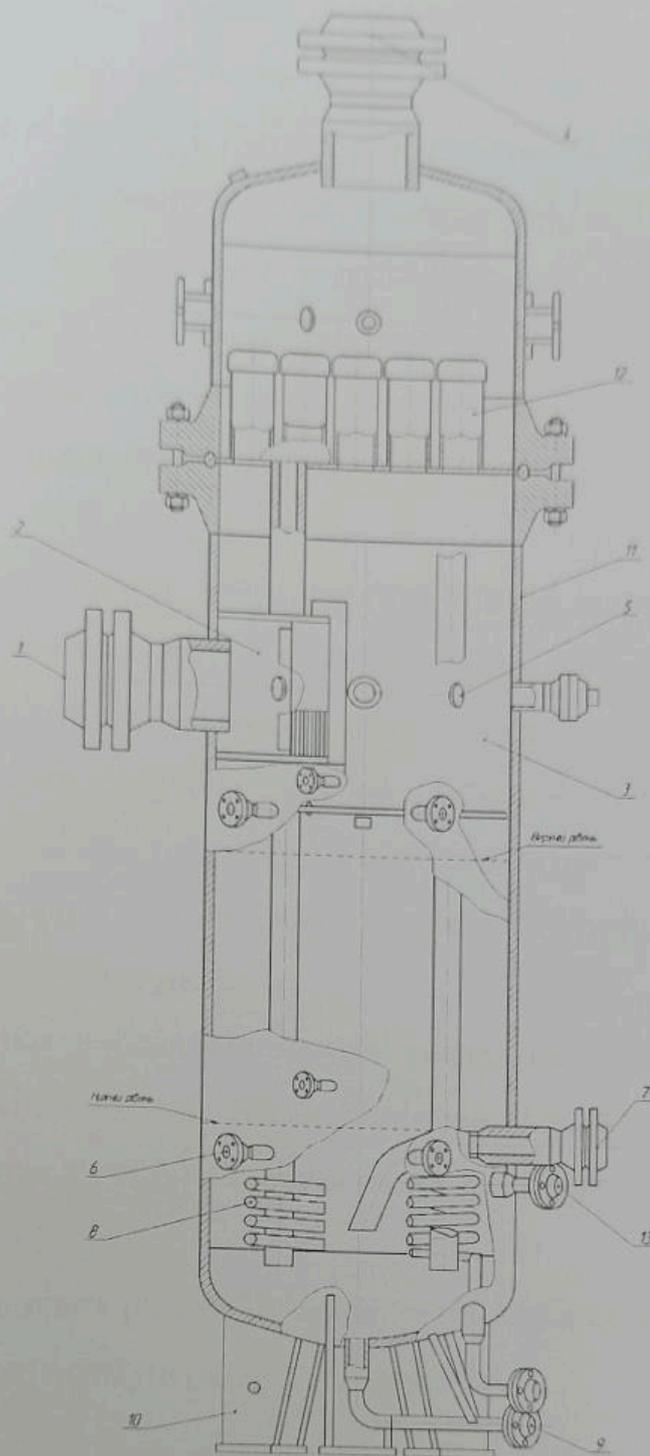


Рисунок 1.2 – Сепаратор СГ 800-15,2-1:

- 1 – вхідний патрубок; 2 – вузол входу; 3 – осадова камера;
 4 – патрубок виходу газу; 5 – штуцер манометра;
 6 – відводи до регулятора рівня; 7 – патрубок виходу рідини;
 8 – змійовик; 9 – патрубок видалення осаду; 10 – опора; 11 – корпус;
 12 – вологовідділювач; 13 – штуцер входу теплоносія

В цій секції необхідно швидко відділити газ, видалити основну масу рідини і її великі краплини з газового потоку, щоб зменшити турбулентність останнього і повторне віднесення капелек рідини газом. Далі суміш рідини й газу надходить до осадової камери сепаратора 3, призначеної для гравітаційного відділення твердих і рідких частинок від потоку газу. На частинку, що рухається в осадовій камері, діють дві протилежно направлені сили: тяжіння і віднесення потоком газу. Для осідання частинок рідини на дно сепаратора необхідно, щоб сила тяжіння була більша за силу віднесення потоку газу.

Відділена рідинна суміш збирається в нижній частині сепаратора, з поверхні рідини не повинна зриватися і відноситися вгору потоком газу. Для цього рівень рідини підтримується нижче вхідного патрубку. Рідина відводиться звідси через патрубок, що має менший діаметр чим вхідний патрубок. Механічні домішки осідають на дно сепаратора і виводяться через патрубок 9. Для підігріву рідини використовують змієвик 8, до якого теплоносій надходить через штуцер.

Газ, що відділився в осадовій камері сепаратора піднімається вгору і надходить до вологовідділювача. Після вологовідділювача відділена рідина стікає на дно сепаратора, а газ пройшовши вологовідділювач відводиться через патрубок 4 з сепаратора [11].

Для регулювання рівня рідини встановлюють відводи до регулятора рівня 6, а для контролю тиску – штуцера дифманометра 5.

1.2 Основні елементи системи збору й підготовки продукції свердловини

1.2.1 Конструкції сепараторів, котрі входять до складу систем збору й підготовки продукції свердловини

1.2.1.1 Конструкції гравітаційних та циклонних сепараторів

Технологічні процеси підготовки нафти й газу виконуються в кілька етапів, до яких ставляться: відділення газу від суміші нафти й пластової води; вимір обсягу продукції свердловин; внутрішньопромислове транспортування пластової рідини й газу; знесолення й зневоднювання нафти; зберігання нафти; підготовка газу до транспортування; підготовка пластової води.

Для відділення пластової рідини від газу або газу від конденсату служать сепаратори. Відділення різних фаз продукції свердловин є одним з перших етапів її обробки. Сепаратори складаються із чотирьох секцій: основний для виділення найбільшої частки газу; осаджувальної секції для виділення пухирців газу, що вийшли з основної секції; секції збору нафти для збору нафти перед її виводом із сепаратора й каплеуловлювальної секції для вловлювання крапель рідини, винесених газом із сепаратора.

Ефективність роботи сепаратора визначається вмістом газу в рідині, що виходить із сепаратора, і вмістом рідини в газі, що відводиться до трубопроводу для збору газу. Чим менше ці показники, тим краще працює сепаратор.

За принципом роботи, заснованому на силі, що обумовлює розподіл фаз, сепаратори можна розділити на гравітаційні, відцентрові й хімічні. На промислах використовуються горизонтальні й вертикальні конструкції корпусів сепараторів. Розглянемо найбільш характерні конструкції. [7]

У вертикальному сепараторі фази діляться за рахунок сил гравітації. Нафтогазова суміш попадає в основну секцію по патрубку до роздавального колектора, обладнаному по утворюючому циліндру щілиною. Суміш, що впливає із щілини плоским струменем, попадає на ряд похилих площин. Стікаючи по них, рідина дегазується - пухирці газу піднімаються через тонкий шар рідини.

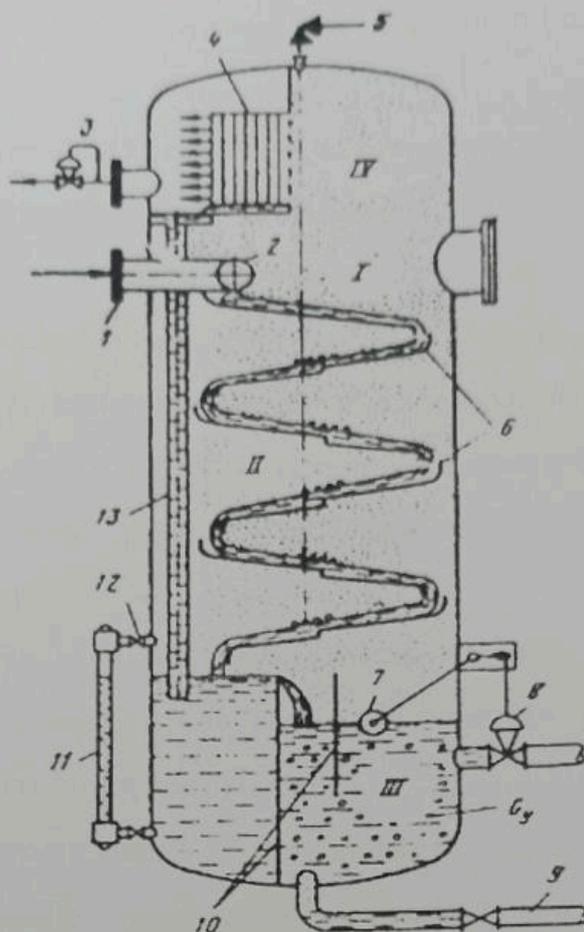


Рисунок 1.3 – Конструкція вертикального сепаратора:

- 1 – вхід продукції свердловин; 2 – роздавальний колектор;
- 3 – регулятор рівня; 4 – каплевловлювальна насадка; 5 – запобіжний клапан; 6 – похилі площини; 7 – датчик регулятора рівня поплавкового типу;
- 8 – виконавчий , механізм; 9 – патрубок; 10 – запобіжний клапан;
- 11 – водомірне скло; 12 – кран; 13 – дренажна трубка

У верхній частині сепаратора розташовується каплевловлювальна секція, що складається з насадок, що мають форму жалюзі. Потік газу, проходячи по каналах, утворених деталями 4, безупинно міняє свій напрямок, у силу чого краплі рідини, що володіють більшою інерцією, ударяються про жалюзі й стікають у піддон, а відтіля по дренажній трубці у секцію збору нафти. Секція збору нафти в розглянутій конструкції об'єднана з осаджувальною секцією, і в

ній відбувається виділення пухирців газу, що не встиг виділитися на похилих площинах.

У нижній частині корпусу сепаратора встановлений регулятор рівня 7, 8, що забезпечує постійну висоту шаруючи рідини й не допускає, таким чином, прориву газу в лінію скидання нафти. Для видалення відстою, що складається з піску, окалини й т.п., що осаджується внизу корпусу, є трубопровід.

Сепаратори можуть, розділяти продукцію свердловин відразу на три компоненти – газ, воду й нафту. Подібна установка являє собою горизонтально розташований циліндричний корпус, що складається із двох відсіків: сепараційного й відстійного.

Суміш, потрапляючи у відсік, розділяється на газ і рідину. Потім газ подається на ГПЗ, а рідина через каплеутворювач перетікає у відстійний відсік, де нафта відділяється від води й залишків газу.

Загальним недоліком всіх гравітаційних сепараторів є низька продуктивність апарата. Це обумовлено низькою швидкістю виділення пухирців газу, а виходить, і малою швидкістю плинущі тонких шарів поділюваної рідини.

Установка обладнання повинна проводитися на фундаменті, очищеному від забруднень і масляних п'ятен.

Вивіряння обладнання повинне проводитися відповідно вказівкам в документації підприємства – виробника і робочих креслень відносно спеціально закріплених марками і реперами (з необхідною точністю) осей і відміток або відносно раніше встановленого обладнання, з яким обладнання, що вивіряється, зв'язане кінематично або технологічно.

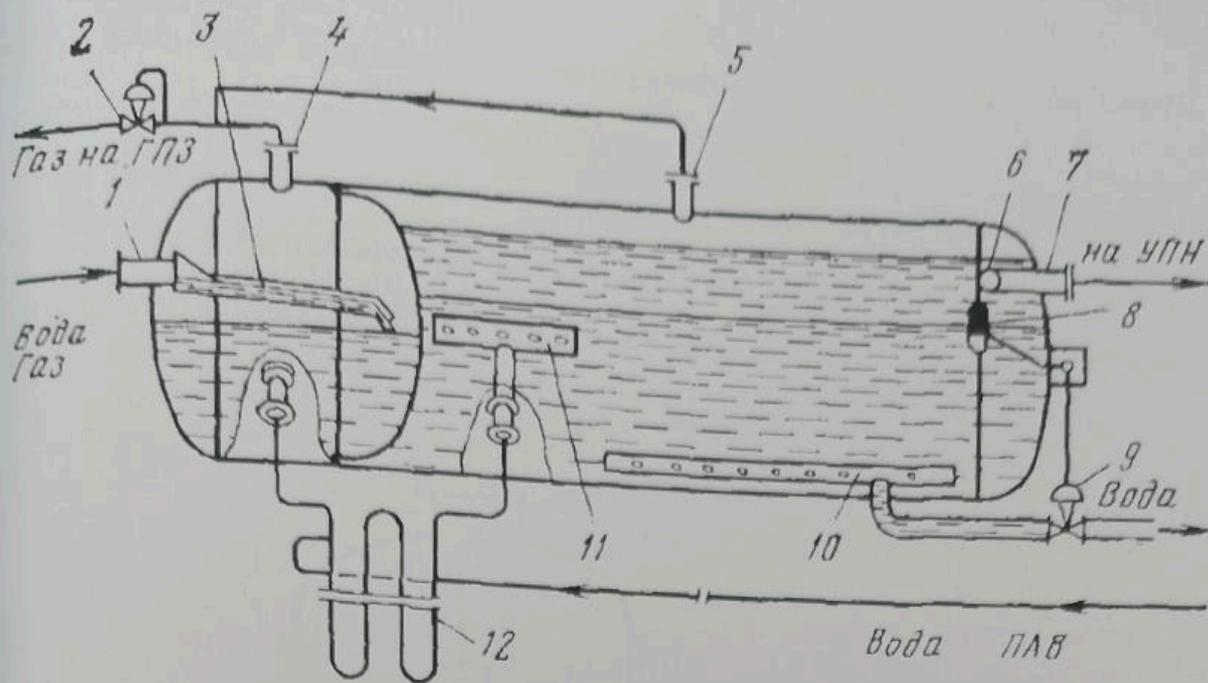


Рисунок 1.4 – Горизонтальний трифазний сепаратор:

- 1 – вхід суміші; 2 – регулятор тиску; 3 – сепараційний відрізок;
 4, 5 – відвід газу; 6 – збірник нафти; 7 – верхній патрубок;
 8 – датчик регулятора рівня поплавкового типу; 9 – виконавчий механізм;
 10 – збірник води; 11 – розподільник емульсії; 12 – каплеутворювач

Використання відцентрових сил у гідроциклонних сепараторах дозволяє зменшити їхні габарити й збільшити продуктивність. Найпростіші циклонні сепаратори являють собою порожній циліндр, у нижній частині якого приварений патрубок, що забезпечує тангенціальний вхід газорідинної суміші. Поділювана суміш одержує в корпусі сепаратора обертювий рух, газ відділяється від рідини в обсязі, що розташовується в осі циліндра, а дегазована рідина - у периферії.

Рідина накопичується над перегородкою, а газ із крапельками рідини попадає по тангенціальному патрубку у кожух циклона, у якому відбувається остаточне відділення фаз. Очищений газ по трубі виходить із циклона й попадає у верхню частину сепаратора – краплевловлювальну секцію, де за рахунок

різкого зменшення швидкості потоку краплі, що залишилися, осідають і по зливальній трубці стікають у секцію збору конденсату.

Сепаратори розраховуються виходячи з необхідної пропускної здатності по газі й рідині, визначаються основні розміри поперечних секцій. Розрахунок на міцність дозволяє визначити товщини стінок окремих елементів сепаратора.

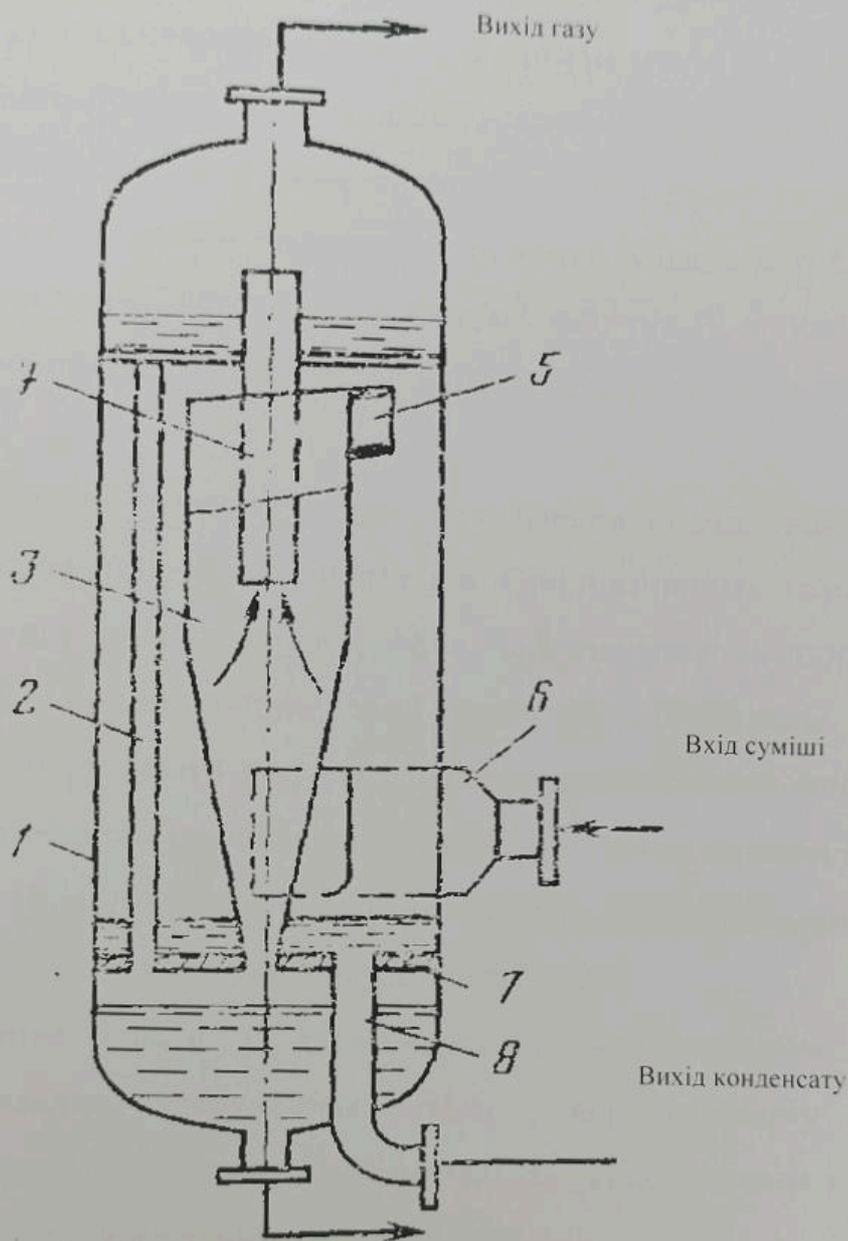


Рисунок 1.5 – Циклонний сепаратор для природного газу:

- 1 – корпус-кожух сепаратора; 2 – зливальна трубка; 3 – корпус циклона;
4 – вивід газу із циклона; 5, 6 – тангенціальні уведення газорідинної суміші; 7 – перегородка; 8 – зливальна трубка

1.2.1.2 Газосепаратори відцентрові регульовані

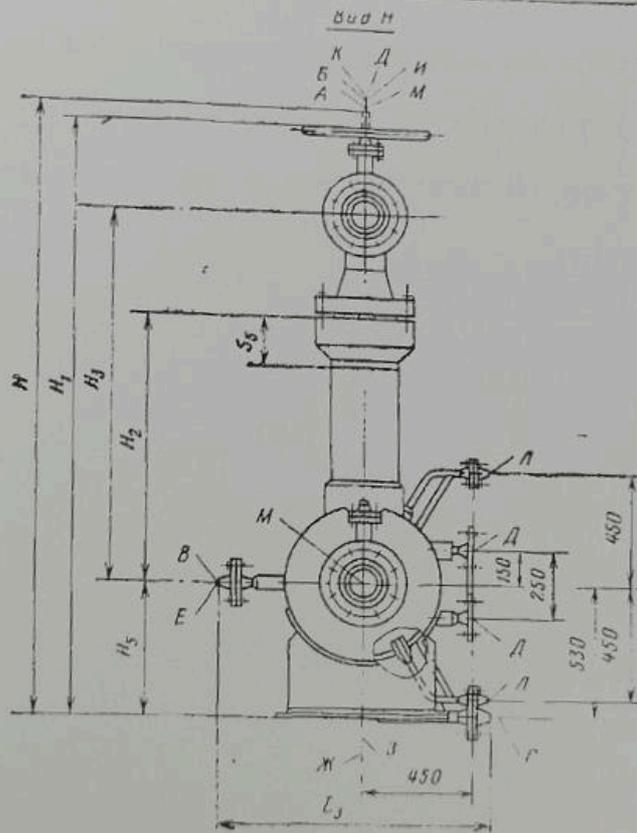
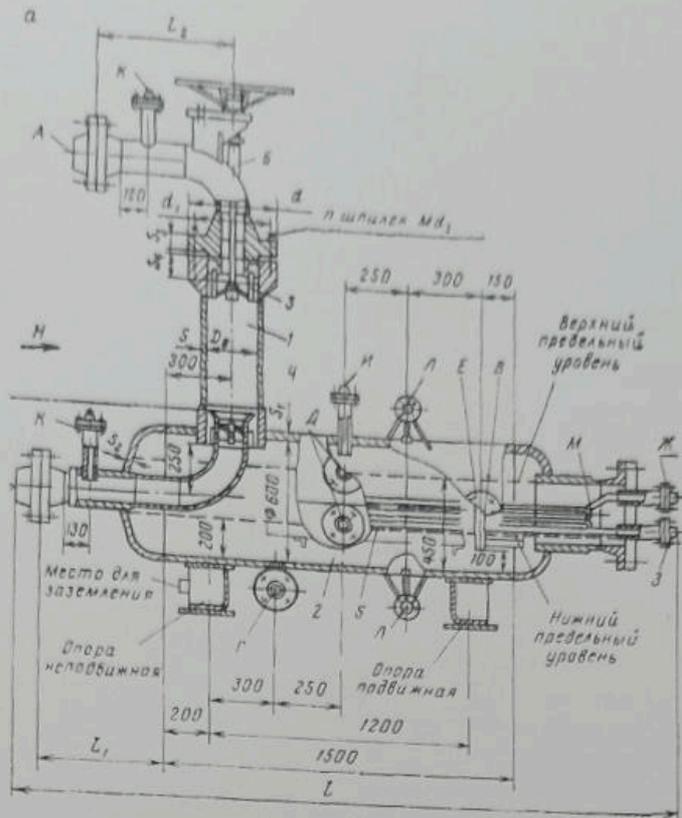
Ці сепаратори, що виготовляють по ОСТ 26-02- 2057-79, призначені для попереднього очищення газу від рідини в промислових установках підготовки газу, а також як замірний сепаратор в установках виміру газу й рідини. Випускають газосепаратори на робочий тиск від 6,4 до 16 МПа. Газосепаратори забезпечують ступінь очищення газу від рідини не менш 98 % при початковому граничному змісті рідини, що надходить із газом в апарат, до 200 см³/м³.

Передбачено два типи газосепараторів відцентрових регульованих: тип I із циліндричним збірником рідини на робочий тиск від 6,4 до 10 МПа й продуктивністю по газі від 0,15 до 1 млн. м³/доб; тип II з кульовим збірником рідини на робочий тиск від 6,4 до 16 МПа й продуктивності по газі від 1 до 5 млн. м³/доб.

У конструкції газосепараторів передбачене розміщення підігрівника у внутрішній порожнині збірників рідини. Продуктивність газосепараторів по газі залежно від робочого тиску для забезпечення паспортного ступеня очищення газу від рідини регулюється спеціальним пристроєм, що складається з рухливого й нерухомого конусів завихрителя. Рухливий конус завихрителя переміщається обертанням штурвала. Середній термін служби сепаратора - 10 років. Наробіток на відмову - 11 000 год, Ресурс до капітального ремонту - 60 000 год. Коефіцієнт технічного використання - 0,97.

Газорідинна суміш у газосепараторі відцентровому регульованому розділяється завдяки закрученню потоку у вертикальному циліндричному патрубку. Закручення потоку забезпечується використанням у конструкції сепаратора спеціального завихрителя.

При проходженні газорідинного потоку через завихритель рідина під дією інерційних і відцентрових сил відкидається на стінку вертикального циліндричного патрубку й стікає вниз по його стінці в збірник, звідки безупинно або періодично дренується.



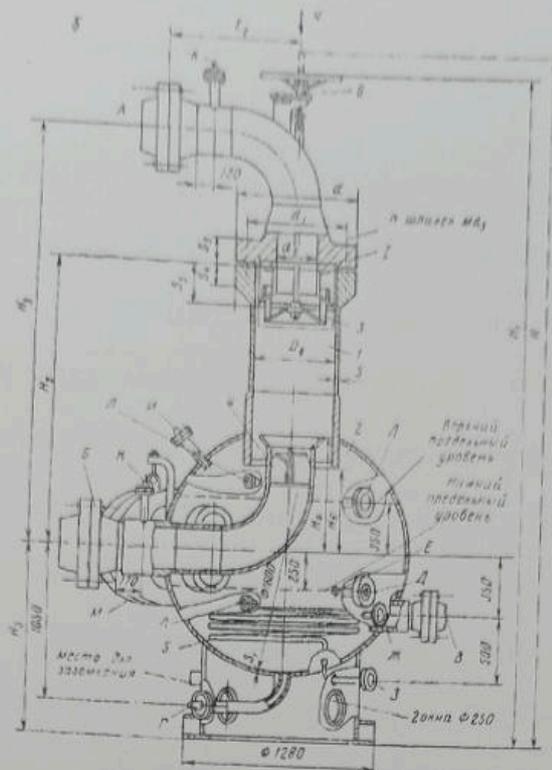


Рисунок 1.6 – Газосепаратори відцентрові регульовані типів I (а) і II (б):
 1 – корпус пристрою, що сепарує; 2 – збірник рідини; 3 – завихрювач;
 4 – випрямляч потоку; 5 – підігрівник; 6 – регулюючий пристрій

1.2.1.3 Газосепаратори жалюзійні

Ці газосепаратори, виготовлені у відповідності з ОСТ 26-02-2059-79, призначені для тонкого очищення газу від рідини в промислових установках підготовки газу, а також у технологічних процесах нафтовій, газовій і газопереробній галузях промисловості, де необхідно домогтися мінімального віднесення рідини з газовим потоком. Випускають газосепаратори на робочий тиск від 6,4 до 10 МПа, діаметром 800, 1000, 1200, 1600 мм, продуктивністю по газі від 0,7 до 7,5 млн. м³/доб. Газосепаратори забезпечують ступінь очищення газу від рідини не менш 99 % при граничному змісті рідини в газовому потоці, що надходить у сепаратор, до 200 см³/м³. Газосепаратори можуть експлуатуватися в районах з жарким, помірним і холодним кліматом, при температурі робочого середовища від -30 до -100°C. Втрати тиску робочого середовища в газосепараторі не перевищують 0,025 МПа, у тому числі на жалюзійній насадці не більше 0,005 МПа.

У конструкції газосепаратора жалюзійного передбачене розміщення підігрівника в нижній частині корпусу, що є збірником рідини. Середній термін служби газосепаратора-10 років. Наробіток на відмову - 20 тис.год. Ресурс до капітального ремонту-60 000 ч. Коефіцієнт технічного використання-0,98.

Газорідинна суміш у газосепараторі жалюзійному розділяється на два потоки-гази й рідина завдяки впливу гравітаційних і інерційних сил на краплі рідини. Основна маса рідини сепарується з газового потоку в середній частині корпусу сепаратора й осаджується вниз у збірник рідини. Туманоподібна маса рідини (тонкодисперсні краплі) сепарується з газового потоку в пакетах вертикальних жалюзійних скрубберних насадок, розташовуваних у верхній частині корпусу сепаратора, звідки відсепарована рідина дренується під рівень рідини в збірнику. Зі збірника рідина безупинно або періодично скидається в дренаж або в рідинну технологічну лінію.

1.2.1.4 Газосепаратори сітчасті

Ці сепаратори, виготовлені по ОСТ 26-02-2058-79, призначені для тонкого очищення газу від рідини в промислових установках підготовки газу, а також у технологічних процесах газу - і нафтопереробних заводів як апарати проміжного й остаточного щаблів очищення газу. Випускають газосепаратори на робочий тиск від 0,6 до 8 МПа. Газосепаратори забезпечують ступінь очищення газу від рідини не менш 99 % при граничному змісті рідини, що надходить в апарат з газовим потоком, до 200 см³/м³. Газосепаратори сітчасті можуть експлуатуватися в районах з жарким, помірним і холодним кліматом при температурі робочого середовища від -30 до -100 °С Втрати тиску потоку робочого середовища в газосепараторі до 0,05 МПа, у тому числі на сітчастому відбійнику до 0,02 МПа.

Передбачено три типи газосепараторів сітчастих: тип I - циліндричні вертикальні з корпусним фланцевим розніманням діаметром 600, 800 мм на робочий тиск від 0,6 до 8 МПа й продуктивністю по газі від 0,08 до 0,8 млн. м³/доб; тип II - циліндричні вертикальні діаметром 1200, 1600 мм на робочий тиск від 0,6 до 8 МПа й продуктивністю по газі від 0,8 до 2 млн. м³/доб; тип III - кульові із циліндричним збірником рідини діаметром сфери 2200, 2600 мм на робочий тиск від 1 до 8 МПа й продуктивністю по газі від 2 до 5 млн. м³/доб.

У конструкції сепараторів передбачене розміщення підігрівника в нижній частині корпуса - збірнику рідини. Середній термін служби - 10 років. Наробіток на відмову - 11000 год. Ресурс до капітального ремонту - 60 000 год. Коефіцієнт технічного використання - 0,98.

Газорідинна суміш у сітчастому газосепараторі розділяється на газ і рідину завдяки впливу гравітаційних і інерційних сил на краплі рідини. Основна маса рідини сепарується з газового потоку в середній частині корпуса й осаджується вниз у збірник рідини. Тонкодисперсні краплі коагулюються в сітчастому каплевідбійнику, розміщеному в середній частині корпуса, і частково стікають униз у збірник рідини. Остаточне очищення газу від рідини

здійснюється в сітчастій скрубберній секції, розташовуваної у верхній частині корпусу сепаратора, звідки відсепарована рідина дренується під рівень рідини в збірнику. Зі збірника рідина безупинно або періодично скидається.

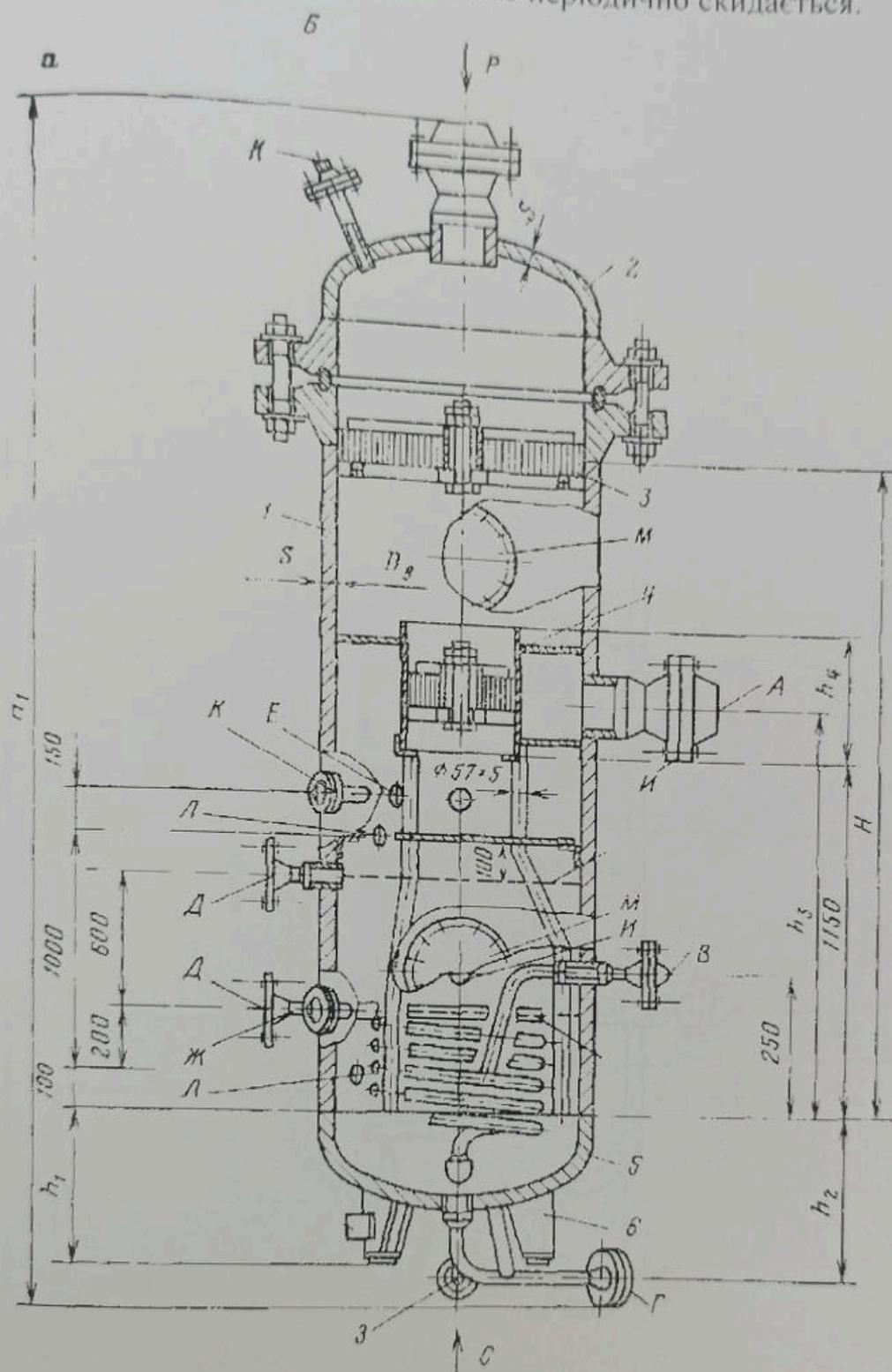


Рисунок 1.7 – Газосепаратор сітчастий I тип:

- 1 – корпус; 2 – днище; 3 – насадка; 4 – коагулятор, 5 – підігрівач;
6 – опора, 7 – лист захисний

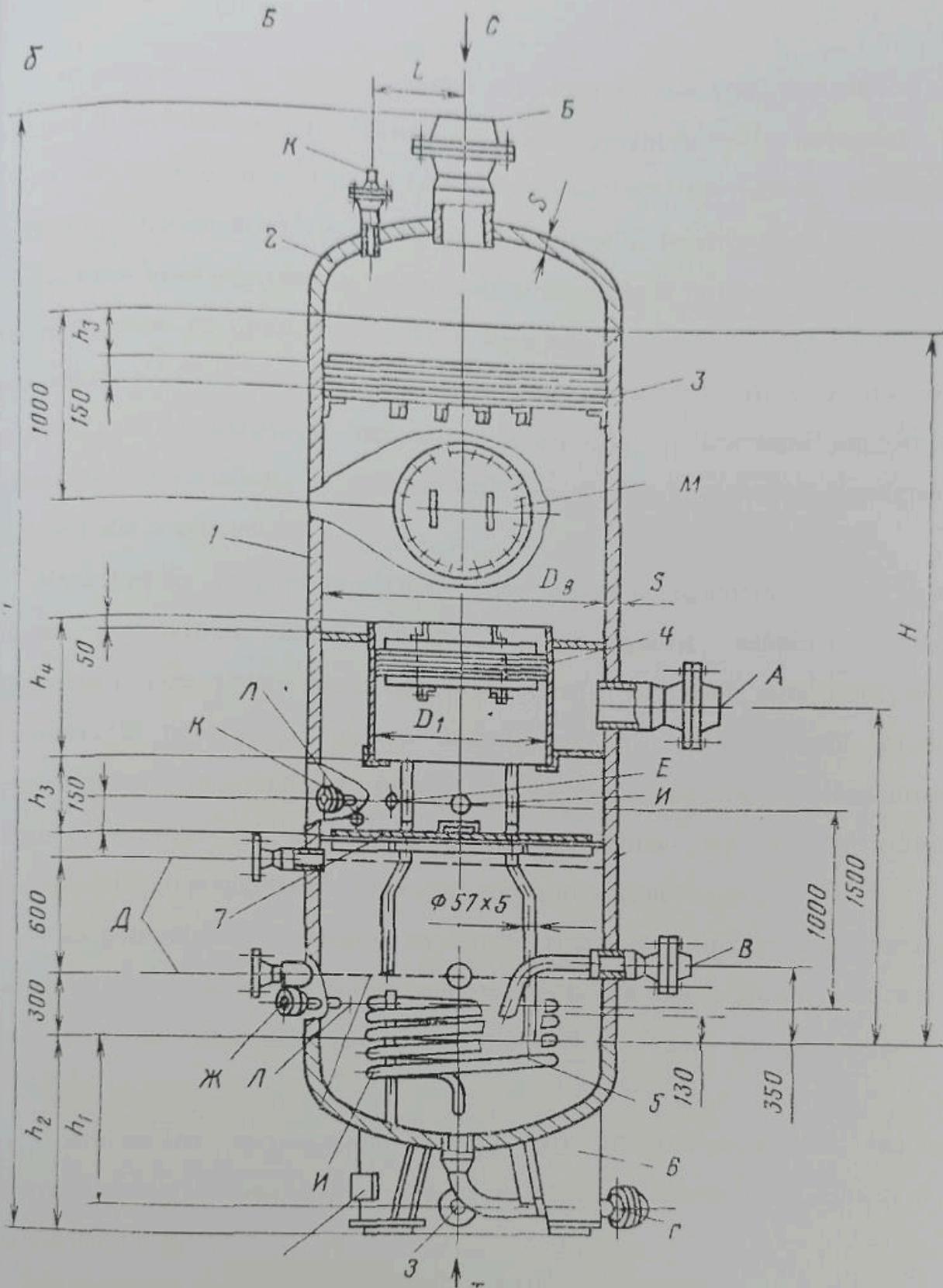


Рисунок 1.8 – Газосепаратор сітчастий II тип:

1 – корпус; 2 – днище; 3 – насадка; 4 – коагулятор, 5 – підігрівач;

6 – опора, 7 – лист захисний

1.2.2 Регулююча арматура

Регулятори тиску являють собою автоматичні пристрої, призначені для зниження й автоматичної підтримки на виході заданого тиску незалежно від витрати й початкового тиску газу. Залежно від пропускної здатності, початкового й кінцевого тиску, місця установки й призначення регулятори відрізняються конструктивним виконанням, формою й розмірами. Регулятори підрозділяються: за принципом дії – прямої й непрямой дії; по конструкції дросельного клапана - з односідельним іди двухсідельним клапаном або заслінкою; по конструкції керуючих елементів – вантажні, пружинні, пневматичні, гідравлічні; по конструкції імпульсних елементів - мембранні, сільфонні або поршневі.

Конструкція регуляторів тиску газу повинна відповідати наступним вимогам регулятори тиску повинні забезпечувати стійкість процесу регулювання, при якому вихідний тиск робить загасаючі або незатухаючі коливання з постійною малою амплітудою й мати певний ступінь нерівномірності (відношення різниці між максимальним і мінімальним вихідним тиском до середнього), що залежить від конструктивних особливостей, що визначають їхню статичну характеристику;

- коливання регульованого вихідного тиску газу (після регулятора) не повинне перевищувати +10 % без перенастроювання при зміні витрати газу на всьому діапазоні регулювання й коливанні вхідного тиску (до регулятора) на $\pm 25\%$;

- мінімальна регульована витрата газу для односідельних клапанів повинен бути не більше 2 % і для двухсідельних клапанів не більше 4 % максимальної витрати;

- відносна нерегульована протічка газу через закриті затвори двухсідельних клапанів допускається не більше 0,1 % максимальної витрати, для односідельного клапана протічка не допускається.

Розглянемо декілька варіантів регуляторів тиску і їх характеристик.

регулятор тиску газу РДУК-2-200.



Рисунок 1.10 – Регулятор тиску РДУК-2 -200

Регулятор тиску газу РДУК-2 -200- призначений для редукування тиску газу і автоматичної підтримки вихідного тиску в заданих межах незалежно від зміни вхідного тиску і витрати газу.

Основні технічні характеристики:

Діаметр умовного проходу	200 мм
Діапазон вхідного тиску, МПа	0,1-1,2
Діапазон вихідного тиску, МПа	0,0005-0,06
Стабільність підтримання вихідного тиску, не гірше	±10 %
Пропускна здатність, м ³ /год, при максимальному вхідному тиску, не менш	47000
Маса, кг, не більше	300

1.2.3 Конструкції блоків краплеутворення, які входять до складу сепараційного обладнання

Блоки краплеутворення сепараційного обладнання призначені для відокремлення краплин рідини у потоці газу та їх гравітаційного спрямування до нижньої (дренажної) частини таких апаратів.

регулятор тиску газу РДУК-2-200.



Рисунок 1.10 – Регулятор тиску РДУК-2 -200

Регулятор тиску газу РДУК-2 -200- призначений для редукування тиску газу і автоматичної підтримки вихідного тиску в заданих межах незалежно від зміни вхідного тиску і витрати газу.

Основні технічні характеристики:

Діаметр умовного проходу	200 мм
Діапазон вхідного тиску, МПа	0,1-1,2
Діапазон вихідного тиску, МПа	0,0005-0,06
Стабільність підтримання вихідного тиску, не гірше	±10 %
Пропускна здатність, м ³ /год, при максимальному вхідному тиску, не менш	47000
Маса, кг, не більше	300

1.2.3 Конструкції блоків краплеутворення, які входять до складу сепараційного обладнання

Блоки краплеутворення сепараційного обладнання призначені для відокремлення краплин рідини у потоці газу та їх гравітаційного спрямування до нижньої (дренажної) частини таких апаратів.

Основні конструкції блоків краплеутворення наведені на рисунках (1.6...1.10) і входять до складу сепаратійних пристроїв. Основи компоновання жалюзійних каплеуловлювачів наведені на рисунку 1.13, а, б.

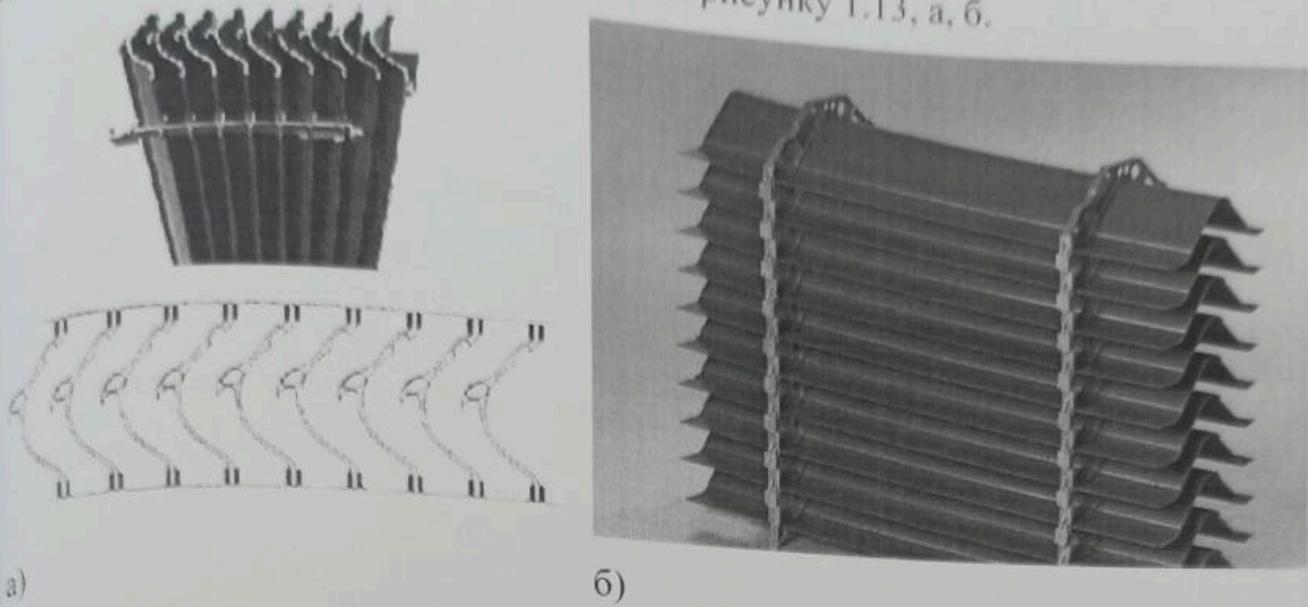


Рисунок 1.11 – Конструкції жалюзійних каплеуловлювачів сепараторів:
а – вертикальний блок; б – горизонтальний блок

Існує також трубчастий краплевловлювач, його конструкція наведена на рисунку 1.12.

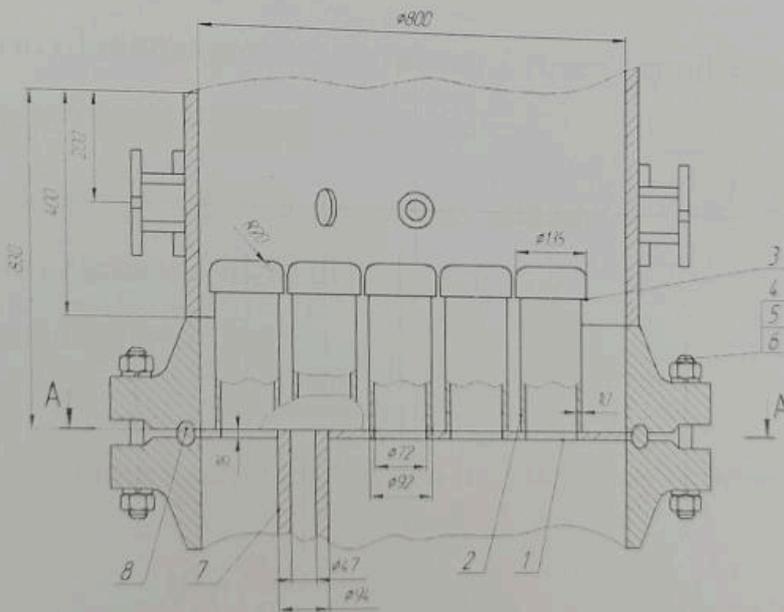


Рисунок 1.12 – Конструкція трубчастого краплевловлювача

Даний блок краплеутворення сепараційного обладнання на сьогоднішній день є найбільш інноваційний, адже завдяки конструктивним особливостям виконання, відокремлення краплин рідини у газовому потоці збільшується, а отже покращуються основні технічні характеристики газових сепараторів.

1.2.4 Теоретичні основи розрахунку блоків краплеутворення сепараційного обладнання

Осадження крапель води згідно закону Архімеда, визначається за формулою:

$$G = \pi d^3 \rho_w / 6 ; \quad (1.1)$$

де: ρ_n і ρ_w - щільність нафти і води;

Опір нафтового середовища яке зустрічає крапля рухаючись вниз, визначається:

$$R = \varphi_w S w^2 / 2g ; \quad (1.2)$$

де: φ – безрозмірний коефіцієнт опору (для шароподібних крапельок при ламінарному режимі підпорядковується закону Стокса і дорівнює $\varphi = 24 / Re_c$);

w – швидкість осадження крапель води, м/с;

S – поперечний переріз крапель, в даному випадку $S = \pi d^2 / 4$;

g – прискорення вільного падіння;

d – діаметр краплі, м.

Швидкості осадження краплі (м / с) при ламінарному режимі:

$$W = \frac{\rho_w - \rho_n}{18\nu_n} d^2 ; \quad (1.3)$$

Вплив стінок посудини на рух краплі визначається за формулою:

$$W' = \frac{d^2(\rho_a - \rho_n)\varepsilon^2 f(\varepsilon)}{18v_n} ; \quad (1.4)$$

$$f(\varepsilon) = \frac{\varepsilon}{1 - \varepsilon},$$

де ε - частка загального об'єму дисперсного середовища.

Добова продуктивність відстійника Q буде дорівнювати (м²/доб):

$$W_n = \frac{Q}{86400F_p} < W = \frac{(\rho_a - \rho_n)d^2}{18v_n} \frac{3(v_n + v_a)}{3v_n + 2v_a} . \quad (1.5)$$

$$Q = 86400vF_p,$$

де F_p - площа горизонтального поперечного перерізу відстійника на рівні розділу фаз нафта - вода.

Висновки

В даному розділі магістерської роботи ми розглянули такі особливості, призначення та основи компонування технологічних комплексів для збору і підготовки продукції газових свердловин. Для відділення пластової рідини від газу або газу від конденсату служать сепаратори. За принципом роботи, заснованому на силі, що обумовлює розподіл фаз, сепаратори можна розділити на гравітаційні, відцентрові й хімічні. На промислах використовуються горизонтальні й вертикальні конструкції корпусів сепараторів. Відмітили регулюючу арматуру, її види і основні характеристики, зазначили комплекс дій які вона виконує.

Також ми розглянули конструктивні особливості сепараторів перелічивши їх види і спосіб роботи. Зупинилися також і на регулюючій арматурі, а саме на регуляторі тиску, навівши види та призначення. Привели

конструкції блоків краплеутворення, котрі входять до складу сепараційного обладнання.

Розглядалися пункти розрахунку та вибору технологічного обладнання, який включає в себе загальну характеристику виробничого процесу. В ньому ми докладно виклали промисловий процес підготовки газу на УКПГ, основні технологічні вузли установки комплексної підготовки газу і стандартизацію роботи промислових об'єктів; підібрали сепаратор, який задовольняє за своїми технічними показниками пропускної спроможності поставлені задачі.

Показали різновиди сепараційного обладнання і способи компоновання, відмітили найбільш прогресивний напрям розвитку. Навели основи розрахунку блоку краплеутворення.

Підсумовуючи наведену інформацію, ми дійшли до висновку, що модернізація трубчастого краплевловлювача буде найбільш доцільна, адже покращивши його конструкцію і сепараційні дані ми отримаємо конкурентно спроможну деталь на ринку нафтогазового обладнання.

2 ОПИС ТЕХНІЧНОЇ ПРОПОЗИЦІЇ

2.1 Опис модернізованої конструкції сепаратора

Сепараційне обладнання, яке виконує функції фільтрів-розділювачів для очищення та розділення газорідинних сумішей займає одну з основних сходинок в технологічному процесі збору та підготовки газу в умовах промислу.

Виробництвом сепараторів займаються різні вітчизняні та закордонні підприємства. Кожне з них намагається підвищити ефективність роботи обладнання, покращити загальні показники, знизити витрати. Спеціалісти провідних компаній з виготовлення сепараторів «Укркомплект» (Україна) та ін. стверджують, що ефективність звільнення газу від механічних та аерозольних сумішей в сучасній їх продукції складає близько 80-85%.

Сепаратори, котрі використовуються на промислах протягом 15-25 останніх років, наприклад типу ГС, які були розроблені досить давно і мають ефективність не більшу за 65-70%, що вимагає проведення робіт з подальшої модернізації даного типу обладнання.

Модернізація сепараторів вітчизняного виробництва повинна забезпечувати рівень глибини сепарації газу порядку 80-85 %, що дасть можливість вивести їх на сучасний світовий рівень.

Розглядувану в магістерській роботі модернізацію вертикального газового сепаратора планується модернізувати шляхом розміщення на його базі контактнo-сепараційної голівки (рис. 3.1).

Така голівка, розміщуючись на сепараторі об'єднується з ним спільною дренажною трубою, патрубком підведення газового потоку та опорою. Тому верхня частина сепаратора типу ГС та контактнo-сепараційна голівка утворюватимуть цілісну конструкцію, що являтиме собою модернізацію блоку краплеутворення шляхом додавання додаткового краплеутворюючого вузла та фільтра.

Фактично створюватиметься двоохрусний краплеутворювач сепаратора.
За рахунок модернізації очікується підвищення ефективності очищення та видалення рідкої складової з природного газу прогнозовано на 10-15%. Це дасть можливість:

- підвищити продуктивність сепаратора;
- знизити кількість виходів з ладу регуляторів тиску сепаратора;
- виключити необхідність встановлення додаткових сепараційних елементів на площадці, котрі дозволятимуть підвищувати глибину підготовки продукції;
- підвищити вартість продукції на виході із сепаратора ГС за рахунок покращення її якості.

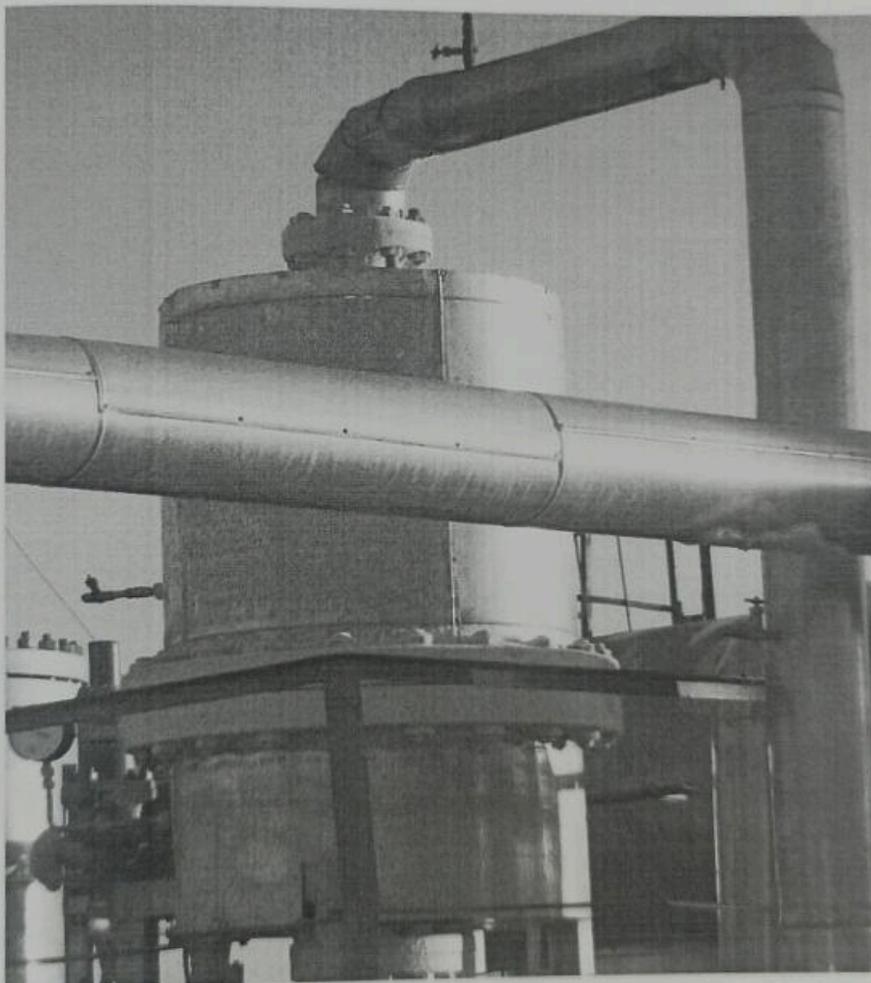
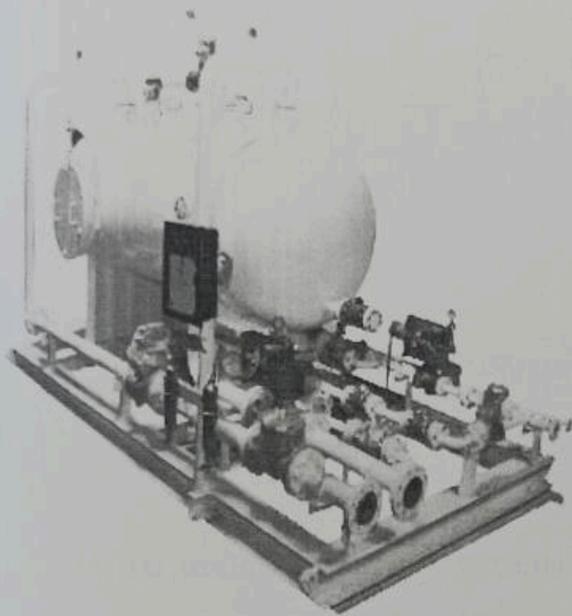
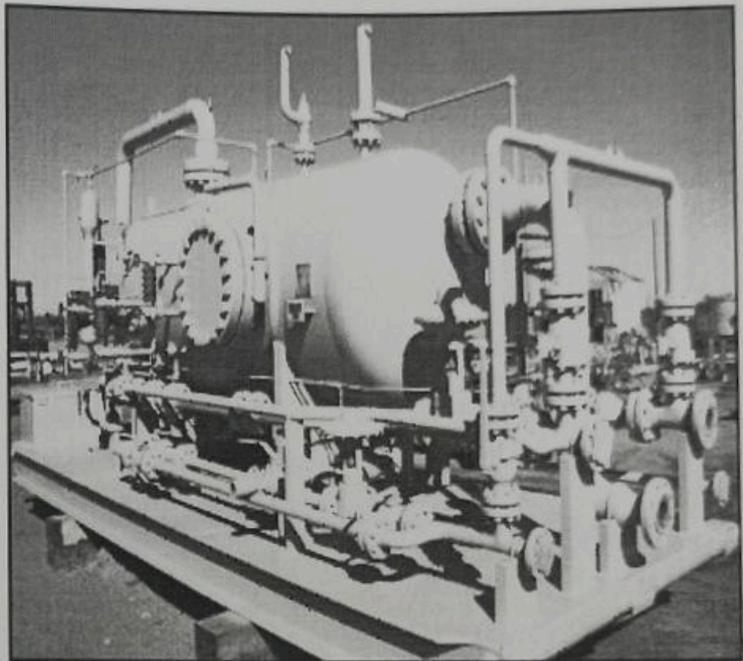


Рисунок 3.1– Контактно-сепараційна голівка

Як показує практика експлуатації сепараторів, які використовуються в даний час, в ряді випадків вони мають ряд недоліків. Наприклад, таким недоліком є недостатня глибина виділення вологої складової з газового потоку. Ця проблематика стосується й сепаратора СГ800-15,2-1, котрий був розроблений більше 30 років тому й відділює вологу на 65-75%, тоді як сучасні конструкції закордонних фірм-виробників ("Mitrindo Dutaprakarsa", Sep-pro system) забезпечують 80-85%.



Mitrindo Dutaprakarsa



Sep-pro system

Рисунок 3.2–Конструкції сепараторів закордонних фірм

Недоліками сепаратора СГ800-15,2-1 є недостатні експлуатаційні можливості, велика трудомісткість при обслуговуванні, конструкція трубчастого вологовідділюючого елемента базового зразку не задовольняє вимоги, які необхідні під час експлуатації сепаратора. Газорідинна суміш у газосепараторі розділяється на газ і рідину завдяки впливу гравітаційних і інерційних сил на краплі рідини. Основна маса рідини сепарується з газового потоку в середній частині корпуса й осаджується вниз у збірник рідини. Тонкодисперсні краплі коагулюються, в каплевідбійнику розміщеному в середній частині корпуса, і частково стікають униз у збірник рідини. Остаточне

очищення газу від рідини здійснюється у вологовідділюючому елементі сепаратора, розташованому у верхній частині корпусу сепаратора, звідки відсепарована рідина дренується під рівень рідини в збірнику. Зі збірника рідина безупинно або періодично скидається.

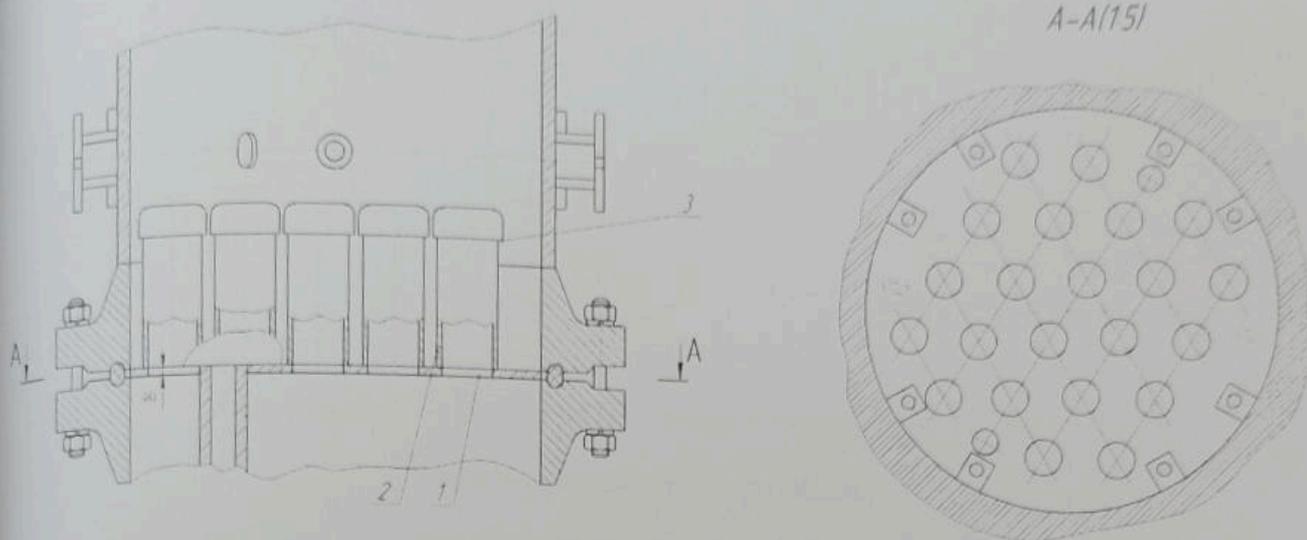


Рисунок 3.3 – Вологовідділювач сепаратора СГ800-15,2-1

1 – лист; 2 – труба спеціальна; 3 – насадка

Метою модернізації вологовідділювача сепаратора вхідного СГ800-15,2-1 є створення конструкції, яка б більш ефективно здійснювала відділення різних фаз продукції свердловин, що є одним з перших етапів її обробки. Технічний результат досягається тим, що в конструкцію вологовідділювача додатково введена ще одну ступінь сепарації.

Частина відсепарованої рідини, яка після першого ступеня сепарації ще містить тонкодисперсні краплі газу, потрапляє на другий ступень сепарації, звідки остаточно частина рідини осаджується вниз у збірник рідини, а отже суміш дегазується - пухирці газу піднімаються вгору, звідки очищений газ подається на ГПЗ.

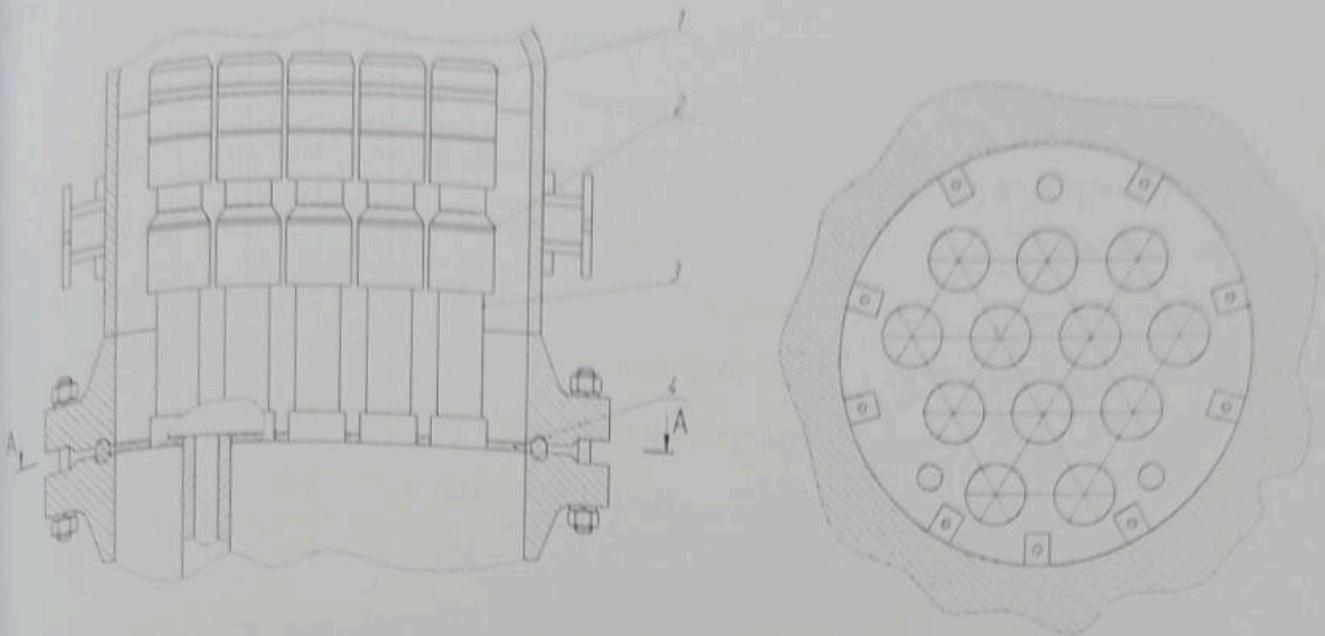


Рисунок 3.4 – Вологовідділювач сепаратора СГ800-15,2-1,
модернізована конструкція

1 – насадка 2-го ступеня; 2 – насадка 1-го ступеня; 3 – труба; 4 – лист

Використання модернізованої конструкції вологовідділювач сепаратора, збільшить ефективність відділення різних фаз продукції свердловин, що є одним з перших етапів її обробки.

Ефективність роботи сепаратора визначається вмістом газу в рідині, що виходить із сепаратора, і вмістом рідини в газі, що відводиться до трубопроводу для збору газу. Чим менше ці показники, тим краще працює сепаратор.

2.2 Оцінка економічної ефективності

2.2.1 Розрахунок економічного ефекту від впровадження контактної-сепараційної голівки (камери-краплеутворення) на вертикальному газосепараторі ГС-2-1200-88-1

Економічний ефект від модернізації конструкції блоку краплеутворення вертикального газосепаратора ГС-2-1200-88-1 шляхом створення в ньому двоюрядного крапле утворювача, а саме – нарощування на його верхній частині додаткової контактної-сепараційної голівки (камери-краплеутворення),

планується одержати від двох чинників:

- збільшення міжремонтного періоду роботи обладнання;
- підвищення продуктивності газосепаратора.

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 поліпшеними якісними характеристиками визначається за такою формулою:

$$E = \left[3_1 \cdot k_1 \cdot k_2 + \frac{\Delta C_{\text{експл}} + \Delta \Pi_p - E_n \cdot (\kappa B'_1 - \kappa B'_2)}{1 / T_2 + E_n} - 3_2 \right] \cdot A_2, \text{ грн.} \quad (2.1)$$

де: $3_1, 3_2$ – приведені затрати на одиницю відповідно базового і нового обладнання, які включають витрати на науково-дослідницькі роботи, розроблення технічного проекту, робочих креслень та іншої технічної документації, виготовлення дослідної партії, випробування, доведення, розроблення технології виробництва, виготовлення оснащення, освоєння серійного випуску нової продукції. Так, для газосепаратора ГС-2-1200-88-1 за цінами 2023 р. (без ПДВ і акцизу), станом на 01.12.2023 р. – $3_1 = 209690$ грн.:

k_1 – коефіцієнт зростання продуктивності праці;

$$3_2 = 3_1 - C^{\text{вив.обл}} + C^{\text{заход}}, \text{ грн} \quad (2.2)$$

де: $C^{\text{вив.обл}}$ – собівартість виведеного обладнання, $C^{\text{вив.обл}} = 0$ грн., так як ми не вилучаємо обладнання із газосепаратора, а лише додаємо;

$C^{\text{заход}}$ – вартість проведених заходів:

$$C^{\text{заход}} = C^{\text{цех}} + C^{\text{монт-демонт}} + C^{\text{траис}}, \text{ грн.}, \quad (2.3)$$

де: $C^{\text{вир.}}$ – цехова собівартість удосконалення газосепаратора ГС-2-1200-88-1:

$$C^{\text{цех}} = C^{\text{вир.}_{\text{соб}}} + C^{\text{позавир.}_{\text{вир}}}, \text{ грн.}, \quad (2.4)$$

де: $C^{\text{вир.}_{\text{соб}}}$ – виробнича собівартість виготовлення камери краплеутворення, грн.:

$$C^{\text{вир.}_{\text{соб}}} = C^{\text{мат}} + C^{\text{ОЗП}} + C^{\text{ДЗП}} + C^{\text{ССВ}} + C^{\text{тех}_{e/e}} + C^{\text{AM}_{\text{вгрс}}} + C^{\text{ЗВВ}} - C^{\text{утил.}}, \text{ грн.}, \quad (2.5)$$

де: $\tilde{N}^{i \text{ ад}}$ – вартість витрат на сировину та матеріали;

$$C^{\text{мат}} = \sum_{i=1}^n H_i^{\text{м}} \cdot \Pi_i^{\text{м}} \cdot \left(1 + \frac{\% \text{ТЗВ}}{100} \right) - \sum_{i=1}^n H_i^{\text{відх}} \cdot \Pi_i^{\text{утил.}}, \text{ грн.}, \quad (2.6)$$

де: \dot{I}^i – норма витрат сировини та матеріали;

\ddot{O}^i – ціна одиниці сировини та матеріалів;

%ТЗВ – транспортно-заготівельні витрати, %ТЗВ = 5 %;

$\dot{I}^{i \text{ відх}}$ – норма витрат відходів;

$\ddot{O}^{i \text{ відх}}$ – ціна однієї тони утилізованого матеріалу.

Таблиця 2.1 – Розрахунок вартості основних матеріалів

№ п/п	Види сировини та матеріалів	Одиниці виміру	Ціна за одиницю (без ПДВ), грн.	Норма витрат, од.	%ТЗВ	Відходи	Ціна утилізації Відходів, грн.	Вартість, грн.
1	Сталь ст. 45	т	10025	$100 \cdot 10^{-3}$	5	$12,16 \cdot 10^{-3}$	1800	1030,92
2	Сталь ст. 20	т	10050	$450 \cdot 10^{-3}$	5	$15,6 \cdot 10^{-3}$	1800	4720,55
3	Сталь 38ХН2М	т	9270	$50 \cdot 10^{-3}$	5	$12,2 \cdot 10^{-3}$	1800	464,72
	Всього	-	-	-	-	-	-	6216,19

$$C^{\text{мат}} = 6216,19 \text{ грн.};$$

$\tilde{N}^{i \text{ оді}}$ – вартість витрат на куповані комплектуючі вироби:

$$C^{\text{куп}} = \sum_{i=1}^n H_i^{\text{куп}} \cdot \Pi_i^{\text{куп}} \cdot \left(1 + \frac{\% \text{ТЗВ.}}{100} \right), \text{ грн.}, \quad (2.7)$$

де: $\dot{I}^{i \text{ оді}}$ – норма витрат купованих комплектуючих виробів;

$\ddot{O}^{i \text{ оді}}$ – ціна одного купованого комплектуючого виробу;

$$C^{i \text{ оді}} = 750,96 \text{ оді.}$$

Таблиця 2.2 – Розрахунок вартості купованих виробів

№ п/п	Види купованого комплектуючого виробу	Одиниці виміру	Ціна за одиницю (без ПДВ), грн.	Норма витрат	%ТЗВ	Вартість, грн.
1	Шпилька 1-M16-8gx110,35	шт.	35,80	12	5	451,08
2	Гайка M16-7H.20	шт.	9,65	24	5	243,18
3	Шайба 16.20	шт.	2,25	24	5	56,7
	Всього	-	-	-	-	750,96

Таблиця 2.3 – Основна заробітна платня при виготовленні контактно-спарайної голівки

Види трудової операції	Спеціальність	Розряд робіт	Трудомісткість робіт, н-год	Годинна тарифна ставка, грн./год.	Чисельність виконавців, чол.	Основна заробітна платня, грн.
фрезерування	фрезерувальник	IV	0,52	19,85	1	10,32
точіння	токарь	V	1,32	22,01	2	58,10
свердління	токарь	IV	0,92	19,85	2	36,52
зварювання	зварювальник	IV	1,15	19,85	1	22,82
чорнова обробка	токарь	V	0,85	22,01	1	18,70
чистова обробка	токарь	VI	1,05	25,13	1	26,38
Всього		-	5,81	-	-	172,84

$C^{OЗП}$ – вартість витрат на основну заробітну платню:

$$C^{OЗП} = \sum_{i=1}^n T p_i \cdot C m_i^{год} \cdot \chi_i^{вик}, \text{ грн.}, \quad (2.8)$$

де: $T p_i$ – трудомісткість робіт, н-год;

$C m_i^{год}$ – годинна тарифна ставка, грн./год.;

$\chi_i^{вик}$ – кількість виконавців, чол.

Розрахунок основної заробітної платні проводимо за рахунок таблиці 2.3.

Отже, $C^{OЗП} = 172,84$ грн.

$\tilde{N}^{ДС}$ – вартість витрат на додаткову заробітну платню:

$$C^{ДЗП} = 0,4 \cdot C^{ОЗП}, \text{ грн.}, \quad (2.9)$$

$$C^{ДЗП} = 0,4 \cdot 172,84 = 69,14 \text{ грн.}$$

$C^{ССВ}$ – вартість витрат на відрахування до єдиного соціального

внеску:

$$C^{ВСС} = k^{ССВ} \cdot (C^{ОЗП} + C^{ДЗП}), \text{ грн} \quad (2.10)$$

де: $k^{ССВ}$ – норматив відрахування до єдиного соціального внеску, $k^{ССВ} =$

0,3717;

$$C^{ССВ} = 0,3717 \cdot (172,84 + 69,14) = 89,94 \text{ грн.}$$

$C_{e/e}^{mex.}$ – вартість витрат на технологічну електроенергію:

$$C_{e/e}^{mex.} = \sum_{i=1}^n N_i^{mex.} \cdot \sum Tr \cdot C^{e/e} \cdot F_{маш.ч}^{вик.}, \text{ грн.}, \quad (2.11)$$

де: $N_i^{mex.}$ – кількість електроенергії, яка йде на технологічні операції з

виготовлення контактної-сепаративної голівки (маса – 620 кг, клас складності – II; за даними планово-економічного відділу

«Полтавагазвидобування», до якого відноситься Абазівське ГКР),

$$N_i^{mex.} = 35,7 \text{ кВт};$$

$C^{e/e}$ – ціна одного кіловата електроенергії, $C^{e/e} = 1,2335 \text{ грн./кВт без НДС.};$

$F_{маш.ч}^{вик.}$ – коефіцієнт використання машинного часу, $F_{маш.ч}^{вик.} = 0,8;$

$$C_{e/e}^{mex.} = 35,7 \cdot 5,81 \cdot 1,2335 \cdot 0,8 = 204,68 \text{ грн.};$$

$C_{аморт}^{АМ}$ – витрати на амортизаційні відрахування для верстатів:

$$C_{аморт}^{АМ} = B^в \cdot \frac{H_a}{100} \cdot \frac{\sum Tr \cdot k_{маш.ч}^{вик.}}{T_{річ}}, \text{ грн.}, \quad (2.12)$$

де: $B^в$ – балансова вартість верстатів (ремонтно-відновлювальна база

Абазівського ГКР), $B^в = 113600 \text{ грн.};$

H_a – відрахування на амортизацію, $H_a = 14,3 \%$;

$T^{р\dot{и}ч}$ – річний фонд роботи верстатів, $T^{р\dot{и}ч} = 2850$ год.;

$$C_n^{AM} = 113600 \cdot \frac{14,3}{100} \cdot \frac{5,81 \cdot 0,8}{2850} = 26,49 \text{ грн};$$

$\tilde{N}^{С\dot{И}А}$ – вартість витрат на загальновиробничі витрати:

$$C^{ЗВВ} = 0,4 \cdot C^{ОЗП}, \text{ грн.}, \quad (2.13)$$

$$C^{ЗВВ} = 0,4 \cdot 172,84 = 69,14 \text{ грн};$$

$C^{ути\dot{л}}$ – вартість утилізованої сировини та матеріалів:

$$C^{ути\dot{л}} = \sum_{i=1}^n H_i^{в\dot{и}д\dot{х}} \cdot C_i^{ути\dot{л}}, \text{ грн.}, \quad (2.14)$$

де $H_i^{в\dot{и}д\dot{х}}$ – норма витрат відходів, $H_i^{в\dot{и}д\dot{х}} = 0,03996$ т;

$C_i^{ути\dot{л}}$ – ціна одиниці утилізованого матеріалу, $C_i^{ути\dot{л}} = 1800$ грн./т;

$$C^{ути\dot{л}} = 0,03996 \cdot 1800 = 71,93 \text{ грн};$$

Під час розрахунку формули (2.5) $C^{ути\dot{л}}$ враховувати не будемо, так як собівартість утилізації врахована під час розрахунків у таблиці (2.1).

$$C_{с\dot{о}б}^{в\dot{и}р} = 6216,19 + 172,84 + 69,14 + 89,94 + 204,68 + 26,49 + 69,14 = 6848,42 \text{ грн};$$

$C_{в\dot{и}т\dot{р}}^{п\dot{о}з\dot{а}в\dot{и}р}$ – вартість витрат на позавиробничі витрати:

$$C_{в\dot{и}т\dot{р}}^{п\dot{о}з\dot{а}в\dot{и}р} = 0,05 \cdot C_{с\dot{о}б}^{в\dot{и}р}, \text{ грн.}, \quad (2.15)$$

$$C_{в\dot{и}т\dot{р}}^{п\dot{о}з\dot{а}в\dot{и}р} = 0,05 \cdot 6848,42 = 342,42 \text{ грн};$$

$$C_{ц\dot{е}х} = 6848,42 + 342,42 = 7190,84 \text{ грн};$$

$C_{м\dot{о}н\dot{т}-д\dot{е}м\dot{о}н\dot{т}}$ – вартість витрат на монтаж-демонтаж камери-краплеутворювача:

$$C^{м\dot{о}н\dot{т}} = n_m \cdot C_{м\dot{о}н\dot{т}}^{ЗП} \cdot (1 + k^{С\dot{С}В}) \cdot k^{ДЗП} + C^{к\dot{р}\dot{а}н.}, \text{ грн.}, \quad (2.16)$$

де: n_m – кількість камер, $n_m = 1$;

$k^{ДЗП}$ – коефіцієнт додаткової заробітної платні, $k^{ДЗП} = 1,4$;

де $\tilde{N}^{с\dot{д}а\dot{и}}$ – вартість витрат на використання крана, грн.:

$$C^{\text{кран}} = T^{\text{кран}} \cdot C^{\text{кран}}, \text{ грн.}, \quad (2.17)$$

де $T^{\text{кран}}$ – час роботи крана крана, $T^{\text{кран}} = 0,5$ год;

$C^{\text{кран}}$ – ціна за одну годину використання крана, $C^{\text{кран}} = 385$ грн./год;

Таблиця 2.4 – Основна заробітна платня при монтажі

Спеціалізація робітника	Розряд робіт	Трудоємність робіт, Гр, н-год	Годинна тарифна ставка, $\tilde{N}^{\text{аіа}}$, грн./год.	Чисельність виконавців, $\frac{\text{ааа}}{\text{ааа}}$, чол.	Заробітна платня, грн.
Слюсар-монтажник	IV	0,7	19,85	1	13,89
Слюсар-монтажник	V	0,65	21,01	1	13,65
Слюсар-ремонтник	VI	0,35	25,13	1	8,79
Всього		1,70	-	-	36,33

$$C^{\text{кран}} = 0,5 \cdot 385 = 192,5 \text{ грн.}$$

$$C^{\text{монт}} = 1 \cdot 36,33 \cdot (1 + 0,3717) \cdot 1,4 + 192,5 = 262,27 \text{ грн.},$$

$C^{\text{демонт.}}$ – приймаємо рівною 0, так як розроблена камера встановлюється на сепаратор, але до цього на ньому подібної камери не було, тобто, її не демонтували.

Звідси,

$$C^{\text{монт-демонт.}} = 262,27 \text{ грн.}$$

$\tilde{N}^{\text{аіаіі}}$ – вартість витрат на транспортування розробленої камери:

$$C^{\text{транс.}} = 2 \cdot R \cdot C_{1\text{км}}, \text{ грн.}, \quad (2.18)$$

де R – відстань до об'єкту, $R = 25$ км.;

$C_{1\text{км}}$ – ціна одного кілометра шляху, $C_{1\text{км}} = 15$ грн/км;

$$C^{\text{транс.}} = 2 \cdot 25 \cdot 15 = 750 \text{ грн.};$$

Звідси, вартість проведених заходів

$$C^{\text{заход}} = 7190,84 + 262,27 + 750 = 8203,11 \text{ грн.};$$

$$Z_2 = 209690 + 8203,11 = 217893,11 \text{ грн};$$

$\Delta \tilde{N}^{\text{еде}}_{\text{еде}}$ – економія річних експлуатаційних витрат, яка одержується від економії витрат на ремонт обладнання, що пов'язано з підвищенням якості газу на виході з газосепаратора і зниженням кількості виходу з ладу клапанів-регуляторів, котрі встановлюються на вихідній лінії газосепаратора.

Тобто,

$$\Delta C^{\text{експл}} = \Delta C^{\text{рем}} \quad (2.19)$$

$\Delta C^{\text{рем}}$ – економія витрат на ремонт:

$$\begin{aligned} \Delta C^{\text{рем}} &= \sum_{i=1}^n \Delta n_p \cdot T p_i \cdot C m_i^{\text{год}} \cdot \chi_i^{\text{вик}} \cdot \lambda \cdot (1 + k^{\text{ВСС}}) \cdot k_{\text{маш.ч}}^{\text{вик}} = \\ &= \Delta C_{\text{ТО}}^{\text{рем}} + \Delta C_{\text{ПР}}^{\text{рем}} + \Delta C_{\text{СР}}^{\text{рем}} + \Delta C_{\text{КР}}^{\text{рем}} \end{aligned} \quad (2.20)$$

Розрахунок проводимо за допомогою таблиці 2.5.

$\Delta k_{\text{маш.ч.}}^{\text{вик.}}$ – коефіцієнт використання машинного часу, $\Delta k_{\text{маш.ч.}}^{\text{вик.}} = 1,8$.

Таблиця 2.5 – Основна заробітна платня при ремонті газосепаратора

Види ремонтних робіт	Трудо-місткість робіт, $T p_i$, н-год	Кількість ТО та ремонтів базового обладнання за рік, n_1	Кількість ТО та ремонтів модернізованого обладнання за рік, n_2	Різниця кількості ремонтів за рік, Δn	Чисельність виконавців, $\frac{\text{дод}}{\text{дод}}$, чол.		
					IV	V	VI
ТО	0,75	6	6	0	1	-	-
ПР	11	2	1	1	1	1	-
СР	27	1	0,5	0,5	2	1	-
КР	45	0,5	0,35	0,15	2	1	1

$$\Delta C_{\text{дод}}^{\text{дод}} = 0;$$

$$\Delta C_{\text{ПР}}^{\text{рем}} = 1 \cdot 11 \cdot (1 \cdot 19,85 + 1 \cdot 22,01) \cdot 1,65 \cdot (1 + 0,3717) \cdot 1,8 = 1875,87 \text{ грн};$$

$$\Delta C_{\text{СР}}^{\text{рем}} = 0,5 \cdot 27 \cdot (2 \cdot 19,85 + 1 \cdot 22,01) \cdot 1,65 \cdot (1 + 0,3717) \cdot 1,8 = 3393,95 \text{ грн};$$

$$\Delta C_{\text{КР}}^{\text{рем}} = 0,15 \cdot 45 \cdot (2 \cdot 19,85 + 1 \cdot 22,01 + 1 \cdot 25,13) \cdot 1,65 \cdot (1 + 0,3717) \cdot 0,8 = 1528,34 \text{ грн};$$

$$\Delta C^{\text{рем}} = 1875,87 + 3393,95 + 1528,34 = 6798,16 \text{ грн};$$

$$\Delta C^{\text{експл}} = \Delta C^{\text{рем}} = 6798,16 \text{ грн};$$

k_1 – коефіцієнт зростання продуктивності:

$$k_i = \frac{B_2}{B_1}, \quad (2.21)$$

де B_i – річна продуктивність газосепаратора по газу, м³/рік;

$$B_i = T_{обл.і}^{эф} \cdot q_i; \quad (2.22)$$

де $T_{обл.і}^{эф}$ – ефективний час роботи сепаратора з модернізованою камерою до і після модернізації, год.;

q_i – година продуктивність сепаратора, м³/год. В аналога $q_1 = 66055$ м³/год.; в модернізованого сепаратора $q_2 = 75055$ м³/год.;

Річний ефективний час роботи газосепаратора до і після модернізації:

$$T_{обл.і}^{эф} = T_{річ} - T_i^{рем.}, \quad \text{год.}, \quad (2.23)$$

де $T_{річ}$ – річний фонд часу роботи системи краплеутворення:

$$T_{річ} = 365 \cdot 24 = 8760 \text{ год.};$$

$T^{рем.}$ – час ремонту газосепаратора із модернізованою камерою краплеутворення за 2014 рік:

$$T_1^{рем.} = 0,75 \cdot 6 + 11 \cdot 2 + 27 \cdot 1 + 45 \cdot 0,5 = 99 \text{ год};$$

$$T_2^{рем.} = 0,75 \cdot 6 + 11 \cdot 1 + 27 \cdot 0,5 + 45 \cdot 0,35 = 44,75 \text{ год};$$

$$T_{об1}^{эф} = 8760 - 99 = 8661 \text{ год};$$

$$T_{об2}^{эф} = 8760 - 44,75 = 8715,25 \text{ год}$$

Звідси,

$$B_1 = 8661 \cdot 66065 = 572188965 \frac{\text{м}^3}{\text{рік}} .;$$

$$B_2 = 8715,25 \cdot 75065 = 654210241,25 \frac{\text{м}^3}{\text{рік}} .;$$

Звідки,

$$k_1 = \frac{654210241,25}{572188965} = 1,143.$$

$\Delta\Pi_p$ – зміна прибутку за рахунок зміни обсягів сепарації газу, грн.;

Збільшення прибутку за рахунок зміни обсягів сепарації газу визначається за формулою

$$\Delta\Pi_{p1} = \Delta\Pi_{1,м^3} \cdot B_1 \cdot (1 - C_{т.пр.}), \text{ грн.} \quad (2.24)$$

де: $\Delta\Pi_{1,м^3}$ – збільшення товарної ціни 1 м³ газу від покращання його якості на виході з газосепаратора ГС-2-1200-88-1 після оснащення його контактної сепараційною голівкою (камерою-краплеутворення), за даними планово-економічного відділу «Полтавагазвидобування», до якого відноситься Абазівське ГКР $\Delta\Pi_{1,м^3} = 0,001$ грн./м³.

$C_{т.пр.}$ – ставка податку на прибуток, згідно чинного законодавства приймасмо 18%.

Звідси,

$$\Delta\Pi_{p1} = 0,001 \cdot 654210241,25 \cdot (1 - 0,18) = 536452,39. \text{ грн.}$$

k_2 – коефіцієнт зміни строків служби:

$$k_2 = \frac{P_1 + E_i}{P_2 + E_i}, \quad (2.25)$$

де: P_1 – частка відрахувань від балансової вартості на повне відновлення базової конструкції теплообмінника:

$$P_1 = \frac{1}{T_1} \quad (2.26)$$

де: T_1 – термін служби базової конструкції, $T_1 = 6$ років;

$$P_1 = \frac{1}{6} = 0,166$$

P_2 – частка відрахувань від балансової вартості на повне відновлення нової конструкції:

$$P_2 = \frac{1}{T_2}$$

(2.27)

T_2 – термін служби нової конструкції, $T_2 = 7,5$ років;

$$P_2 = \frac{1}{7,5} = 0,133$$

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

$$k_2 = \frac{0,166 + 0,15}{0,133 + 0,15} = 1,1166;$$

A_2 – кількість газосепараторів, $A_2 = 1$;

$$E = \left[209690 \cdot 1,143 \cdot 1,1166 + \frac{6798,16 + 536452,39}{\frac{1}{7,5} + 0,15} - 217893,11 \right] \cdot 1 = 196710 \text{ грн.}$$

Висновки

Запропонована конструкція вологовідділювача сепаратора дозволяє підвищити надійність роботи за рахунок покращення ефективності відділення різних фаз продукції свердловин, що зменшить матеріально-фінансові витрати пов'язані з ремонтом сепаратора, налаштуванням і подальшим пуском в експлуатацію устаткування, яке буде простоювати під час ремонту сепаратора відповідного.

В ході розрахунків був знайдений економічний ефект від впровадження контактної-сепараційної голівки (камери-краплеутворення) на вертикальному газосепараторі ГС-2-1200-88-1. Він склав величину 196710 грн. за строк служби модернізованого газосепаратора. Отже, удосконалення є економічно доцільним.

3 ДОСЛІДНО-КОНСТРУКТОРСЬКА РОБОТА

3.1 Специфіка роботи вертикального вхідного сепаратора та визначення параметрів, які потребують проведення дослідницьких робіт

Сепаратор СМР – 2000х1,3, який призначений для очищення природного газу від рідини і механічних домішок, розташований у складі майданчика низькотемпературної сепарації (НТС) та підготовки конденсату. Складні умови експлуатації апарата зумовлені наступними факторами:

- високий робочий тиск – 13,8 МПа, який тримає в напруженому стані зварні шви, фланцеві з'єднання, контрольно-вимірювальні пристрої і елементи корпусу сепаратора;
- висока продуктивність по газу – від $1,2 \cdot 10^6$ до $2,4 \cdot 10^6$ м³/добу;
- температура робочого середовища, яка може коливатися від -30 до 70°C;
- робоче середовище – природний газ із молярними долями не більше H₂S - 0,002%, CO₂ - 1%, вуглеводневий конденсат;
- висока швидкість входу газу;
- зовнішні кліматичні умови (відносна вологість повітря, коливання атмосферної температури), які сприяють розвитку корозійних процесів.

Усі вище перераховані умови експлуатації вхідного газосепаратора визначають вимоги до їх конструювання та виготовлення: здатність витримувати необхідний тиск та забезпечувати при цьому герметичність фланцевих і зварних з'єднань, пропускати необхідний потік газу, зберігати працездатність за наявності агресивних середовищ, при високих та низьких температурах, бути оперативними в керуванні, мати мінімальну металоємність [17].

Отже, із сказаного вище можна зробити висновок, що проведення випробувально-дослідницьких робіт потребують такі параметри:

- продуктивність по газу;

- герметичність;
- температура робочого середовища.

3.2 Теоретичні основи визначення досліджуваних параметрів роботи вхідного сепаратора

Осадження частинок з газу в гравітаційному сепараторі відбувається в основному з двох причин: внаслідок різкого зниження швидкості газового потоку і внаслідок різниці в щільності газової і рідкої (твердої) фаз.

Для ефективної сепарації необхідно, щоб розрахункова швидкість руху газового потоку в сепараторі була менше швидкості осадження рідких і твердих частинок, що рухаються під впливом сили тяжіння в зустрічному потоці газу, тобто

$$W_{\Gamma} > W_{\text{ч}} \quad (3.1)$$

Високий ступінь очищення газу від крапельної і твердої суспензії в гравітаційному сепараторі можна отримати за умови, що швидкість газу буде близька до нуля. У реальних умовах ефективність сепарації в гравітаційних сепараторах при швидкості руху газу більше 0,5 м/с різко падає і складає лише 70% крапельної рідини, що знаходиться в підвішеному стані.

Практика експлуатації гравітаційних сепараторів показала, що оптимальною швидкістю газу є 0,1 м/с при тиску 5,87-15,2 МПа.

Пропускна здатність гравітаційних сепараторів зазвичай визначають залежно від допустимої швидкості руху газу, при якій відбувається осадження крапельок рідини мінімального розміру, прийнятого для розрахунку. Допустима швидкість руху газу W_{Γ} визначається з умови рівноваги сил, що діють на частинку, і сили опору середовища, що виникає при русі цієї частинки.

При розрахунку гравітаційних сепараторів по газу приймаються такі припущення:

- 1) частинка (тверда або рідка) має форму кулі;

2) рух газу в сепараторі усталений, тобто такий, коли швидкість газу в будь-якій точці сепаратора незалежно від часу залишається постійною, але за абсолютним значенням може бути різною;

3) рух частинки приймається вільним, тобто на неї не впливають інші частинки;

4) швидкість осідання частинки постійна, це той випадок, коли сила опору газового середовища стає рівною масі частинки.

3.3 Розрахунок досліджуваних показників

Пропускна здатність вертикального сепаратора по газу визначається залежно від допустимої швидкості руху газу, м³/добу:

$$V = 86400 \cdot F \cdot W_r \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T_0}{T} \cdot \frac{1}{Z}, \quad (3.2)$$

де V – пропускна здатність по газу при Н.У., тобто:

$P_0 = 1,033 \cdot 9,81 \cdot 10^4$, Па = $1,01 \cdot 10^5$, Па = 0,1013 МПа; $T_0 = 273$ К;

F – внутрішня площа перерізу вертикального сепаратора, м²;

$$F = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \quad (3.3)$$

D – внутрішній діаметр сепаратора, м;

P – тиск в сепараторі, Па;

T – абсолютна температура в сепараторі, К;

Z – коефіцієнт, що враховує відхилення реального газу від ідеального за робочих умов в сепараторі.

W_r – швидкість підйому газу у вертикальному сепараторі, м/с.

Розглянемо перший випадок, коли температура робочого середовища сепаратора становить -30°C (нижнє граничне значення).

$$V = 86400 \cdot 1,13 \cdot 0,05 \cdot \frac{13,8}{0,1013} \cdot \frac{273}{243,15} \cdot \frac{1}{1,25} = 0,597 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{добу}.$$

Аналогічно знаходимо теоретичну пропускну здатність при зміні температури аж до самого верхнього критичного значення. Дані вносимо до таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахункові дані теоретичної продуктивності

№ п/п	T, К	P, МПа	F, м ²	W _г , м/с	V _{теор} , м ³ /добу
1	2	3	4	5	6
1	243,15	13,8	1,13	0,05	0,597·10 ⁶
2	253,15	13,8	1,13	0,07	0,803·10 ⁶
3	263,15	13,8	1,13	0,09	0,993·10 ⁶
4	273,15	13,8	1,13	0,11	1,170·10 ⁶
5	283,15	13,8	1,13	0,13	1,334·10 ⁶
6	293,15	13,8	1,13	0,15	1,486·10 ⁶
7	303,15	13,8	1,13	0,16	1,533·10 ⁶
8	313,15	13,8	1,13	0,17	1,577·10 ⁶
9	323,15	13,8	1,13	0,18	1,618·10 ⁶
10	333,15	13,8	1,13	0,19	1,657·10 ⁶
11	343,15	13,8	1,13	0,2	1,693·10 ⁶

Отже, з розрахунків наведених у таблиці (3.1) можна зробити такий висновок, що при збільшенні температури робочого середовища сепаратора буде збільшуватися і його пропускну здатність.

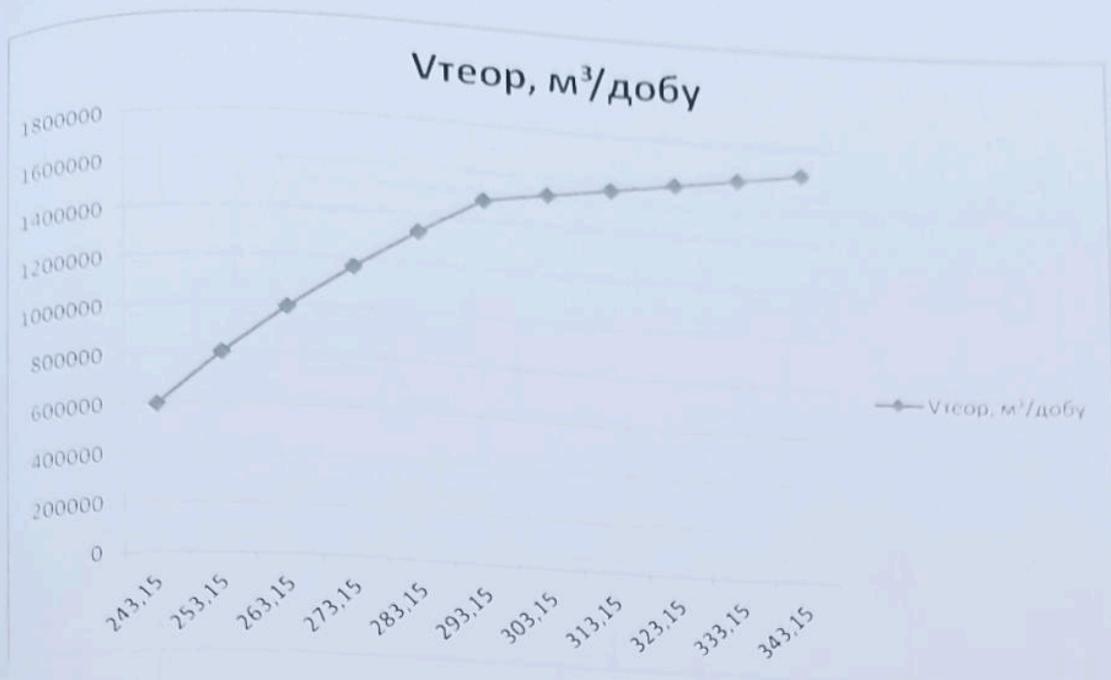


Рисунок 3.1 – Залежність $V_{\text{теор}}$ (Т)

3.4 Конструювання та опис роботи дослідницького обладнання з визначення основних досліджуваних параметрів

У попередніх розділах даної магістерської роботи було зазначено, що при існуючій конструкції нагрівального елемента вхідного вертикального сепаратора підтримання оптимальної температури робочого середовища, супроводжується значними відкладеннями твердих частинок на поверхні нагрівального елемента. Тому ми вирішили вдосконалити конструкцію нагрівального елемента, щоб в результаті зменшити ймовірність утворення даних явищ.

Газ і вода подаються компресором 12 і насосом 11 відповідно до ємності 4, де відбувається приготування суміші. Готова суміш подається на вертикальний сепаратор 1 в якому відбувається первинна сепарація газу. Відсепарований газ надходить до сепаратора кінцевої очистки 9 звідки повертається до ємності з газом 13. Виділений із сепараторів 1 і 9 конденсат надходить до ємності з водою 13. Підігрів теплоносія здійснюється за

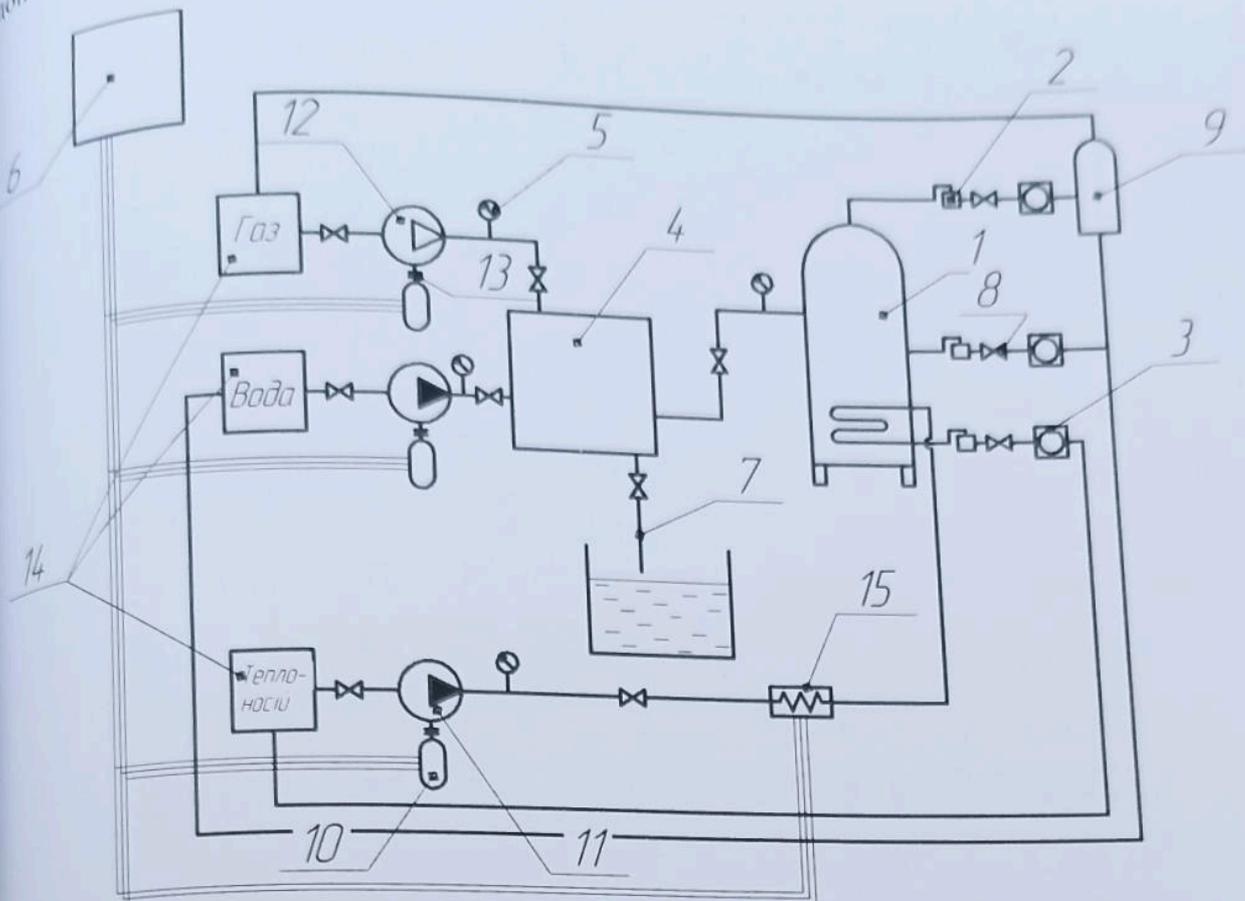


Рисунок 3.2 – Випробувальний стенд, який моделює процес роботи сепаратора:

- 1 – сепаратор; 2 – регулятор тиску; 3 – лічильник-витратомір; 4 – ємність з готовою сумішшю; 5 – манометр; 6 – електрощитова шафа; 7 – лінія аварійного зливу; 8 – засувка; 9 – сепаратор кінцевої очистки газу; 10 – електродвигун; 11 – гідронасос; 12 – компресор; 13 – муфта; 14 – ємності (з повітрям, водою, теплоносієм); 15 – електрична піч

3.5 Результати, одержані за допомогою стенда

За допомогою стенда проводимо вимірювання пропускної здатності сепаратора, залишаючи незмінними усі показники, які ми розраховували практично у п. 3.3. Дані заносимо до таблиці (3.2).

Таблиця 3.2 – Розрахункові дані фактичної продуктивності

№ п/п	T, К	P, МПа	F, м ²	W _г , м/с	V _{практ} , м ³ /добу
1	2	3	4	5	6
1	243,15	13,8	1,13	0,05	0,453 · 10 ⁶
2	253,15	13,8	1,13	0,07	0,694 · 10 ⁶
3	263,15	13,8	1,13	0,09	0,936 · 10 ⁶
4	273,15	13,8	1,13	0,11	1,058 · 10 ⁶
5	283,15	13,8	1,13	0,13	1,194 · 10 ⁶
6	293,15	13,8	1,13	0,15	1,372 · 10 ⁶
7	303,15	13,8	1,13	0,16	1,498 · 10 ⁶
8	313,15	13,8	1,13	0,17	1,602 · 10 ⁶
9	323,15	13,8	1,13	0,18	1,659 · 10 ⁶
10	333,15	13,8	1,13	0,19	1,797 · 10 ⁶
11	343,15	13,8	1,13	0,2	1,823 · 10 ⁶

Отже, з таблиці (3.2) видно, що продуктивність змінилася у порівнянні з теоретичною, оскільки при розрахунках теоретичної продуктивності ми приймали такі припущення:

- 1) частинка (тверда або рідка) має форму кулі;
- 2) рух газу в сепараторі усталений, тобто такий, коли швидкість газу в будь-якій точці сепаратора незалежно від часу залишається постійною, але за абсолютним значенням може бути різною;
- 3) рух частинки приймається вільним, тобто на неї не впливають інші частинки;
- 4) швидкість осідання частинки постійна, це той випадок, коли сила опору газового середовища стає рівною масі частинки.

Проаналізувавши дані таблиці (3.2) можна побудувати графік залежності фактичної продуктивності від зміни температури робочого середовища.

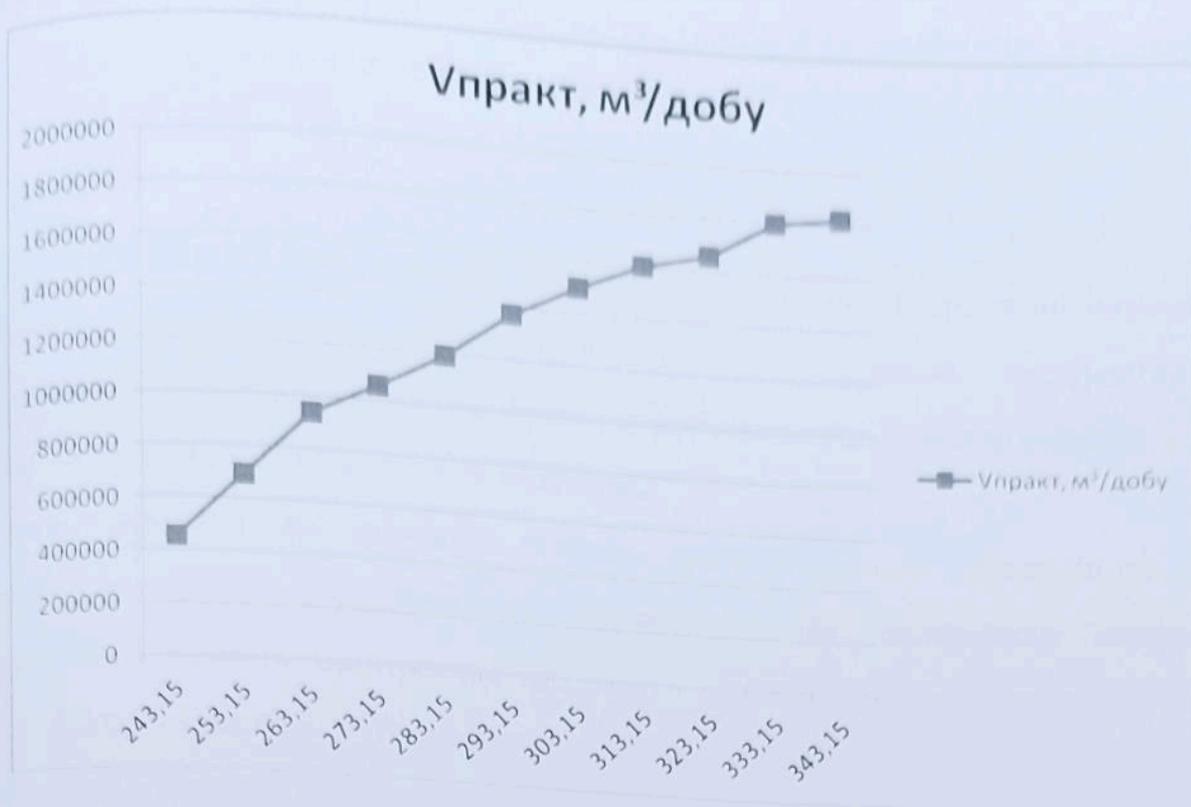


Рисунок 3.3 – Залежність $V_{\text{факт.}}(T)$



Рисунок 3.4 – Залежність $V_{\text{теор.}}(T)$ та $V_{\text{факт.}}(T)$

Провівши порівняльний аналіз отриманих даних при теоретичних та практичних розрахунках, можна зробити висновок, що оптимальна температура нагріву робочого середовища сепаратора знаходиться в діапазоні 283,15 –

343,15 К, оскільки при даній температурі пропускна здатність по газу гравітаційного сепаратора знаходиться в межах паспортних даних на сепаратор.

Висновки

В даному розділі магістерської роботи обґрунтовано теоретичні основи визначення досліджуваних параметрів роботи вхідного сепаратора, встановлено, що при збільшенні температури робочого середовища сепаратора буде збільшуватися і його пропускна здатність.

Сконструйовано та описано роботу дослідницького обладнання з визначення основних досліджуваних параметрів. За допомогою стенда проведемо вимірювання пропускної здатності сепаратора. Встановлено, що продуктивність змінилася у порівнянні з теоретичною. Побудований графік залежності фактичної продуктивності від зміни температури робочого середовища.

Провівши порівняльний аналіз отриманих даних при теоретичних та практичних розрахунках, зроблено висновок, що оптимальна температура нагріву робочого середовища сепаратора знаходиться в діапазоні 283,15-343,15 К, оскільки при даній температурі пропускна здатність по газу гравітаційного сепаратора знаходиться в межах паспортних даних на сепаратор.

4 РОЗРАХУНКИ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ

4.1 Розрахунок фактичної напруги в корпусі сепаратора та днищі від дії внутрішнього тиску

4.1.1 Розрахунок корпусу сепаратора

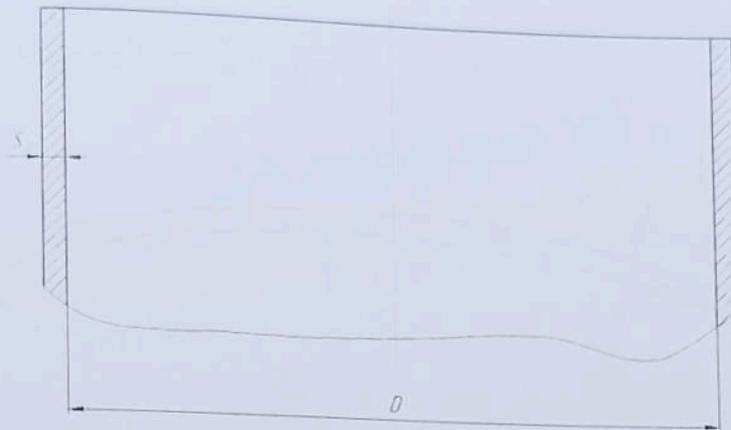


Рисунок 4.1 – Корпус сепаратора

Фактична напруга в корпусі сепаратора від дії внутрішнього тиску визначається за формулою:

$$\sigma_{\varphi} = \frac{P \cdot [D + (S - C)]}{2 \cdot (S - C) \cdot \varphi} \quad (4.1)$$

де P – розрахунковий внутрішній тиск в сепараторі, $P=1,6$ МПа;

D – внутрішній діаметр сепаратора, $D=0,8$ м (рисунок 5.1);

S – виконавча товщина стінки корпусу, $S=0,01$ м (рисунок 5.1);

φ – коефіцієнт міцності зварних швів, $\varphi=1$ [5];

C – поправка на товщину стінки корпусу, визначається за формулою:

$$C=C_1+C_2, \quad (4.2)$$

де C_1 – надбавка для компенсації корозії та ерозії, $C_1=0,002$ м [11];

C_2 – допуск на товщину листа, $C_2=0,0007$ м [11].

Підставивши значення у формулу (5.2) отримаємо:

$$C=0,002+0,0007=0,0027 \text{ м.}$$

Отримані значення підставляємо у формулу (4.1):

$$\sigma_{\phi} = \frac{1,6 \cdot [1 + (0,008 - 0,0027)]}{2 \cdot (0,01 - 0,0027) \cdot 1} = 176,14 \text{ МПа.}$$

Корпус сепаратора виготовлено із сталі 09Г2С – 12, яка при температурі 100°C має допустиму напругу $[\sigma]=177 \text{ МПа}$ [11].

Отже корпус сепаратора відповідає умовам безпечної експлуатації оскільки $\sigma_{\phi} < [\sigma]$.

4.1.2 Розрахунок днища сепаратора

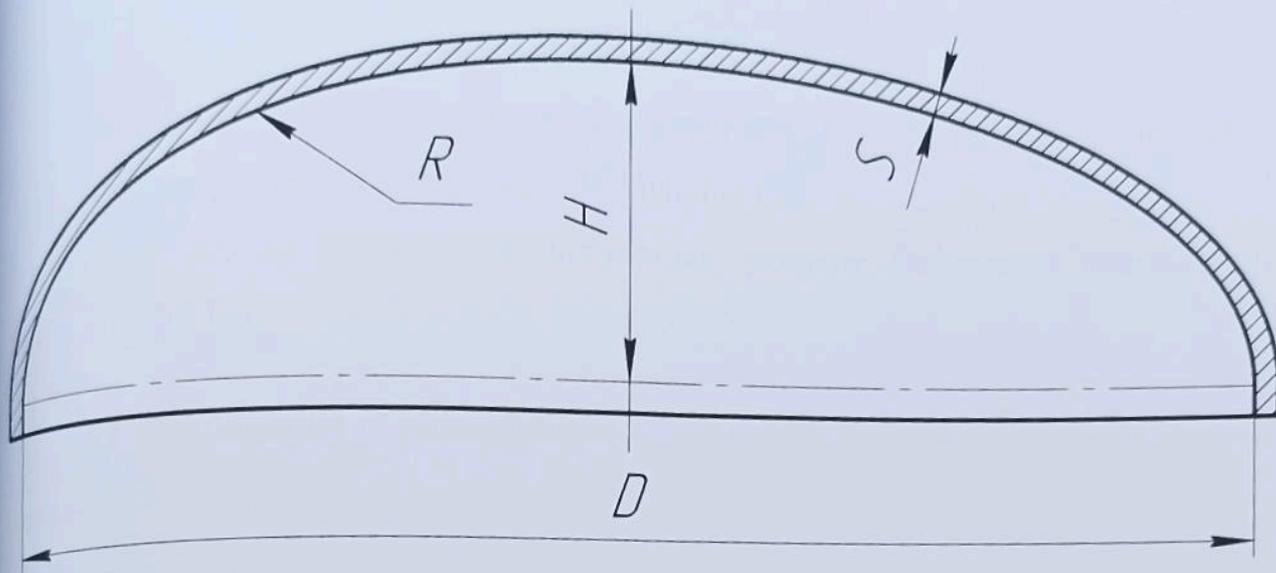


Рисунок 4.2 – Днище сепаратора

Фактична напруга в днищі сепаратора від дії внутрішнього тиску визначається за формулою:

$$\sigma_{\phi} = \frac{P \cdot [R + (S - C)]}{2 \cdot (S - C) \cdot \phi} \quad (4.3)$$

де P – розрахунковий внутрішній тиск в сепараторі, $P=1,6 \text{ МПа}$;

R – радіус кривизни при вершині днища, для сепараторів з еліптичним днищем $R=D=1,6 \text{ м}$ (рисунок 4.2);

S – виконавча товщина стінки корпуса, $S=0,012 \text{ м}$ (рисунок 4.2);

ϕ – коефіцієнт міцності зварних швів, $\phi=1$;

C – поправка на товщину стінки днища, визначається за формулою:

$$C=C_1+C_2+C_3, \text{ м} \quad (4.4)$$

де C_1 – надбавка для компенсації корозії та ерозії, $C_1=0,002$ м;
 C_2 – допуск на товщину листа, $C_2=0,0007$ м;
 C_3 – технологічна надбавка, $C_3=0,0018$ [11]м.

Підставивши значення у формулу (5.4) отримаємо:

$$C=0,002+0,0007+0,0018=0,0045 \text{ м.}$$

Отримані значення підставляємо у формулу (5.3):

$$\sigma_{\phi} = \frac{1,6 \cdot [1,6 + (0,012 - 0,0045)]}{2 \cdot (0,012 - 0,0027) \cdot 1} = 171,47 \text{ МПа}$$

Днище сепаратора виготовлено із сталі 09Г2С – 12, яка при температурі 100°C має допустиму напругу $[\sigma]=177$ МПа [11].

Отже днище сепаратора відповідає умовам безпечної експлуатації оскільки $\sigma_{\phi} < [\sigma]$.

4.2 Визначення розрахункової товщини стінки корпуса і днища сепаратора

4.2.1 Розрахунок корпуса сепаратора

Розрахункова товщини стінки корпуса сепаратора визначається за формулою:

$$S_p = \frac{P \cdot D}{2 \cdot [\sigma] \cdot \phi_p - P} \quad (4.5)$$

Підставивши значення у формулу (4.5) отримаємо:

$$S_p = \frac{1,6 \cdot 0,8}{2 \cdot 177 \cdot 1 - 1,6} = 0,0073 \text{ м.}$$

Приймаючи до уваги, що поправка на товщину стінки корпуса складає $C=0,0027$ м, для наступних розрахунків будемо використовувати $S=0,01$ м.

4.2.2 Розрахунок днища сепаратора

Розрахункова товщини стінки днища сепаратора визначається за формулою:

$$S_p = \frac{P \cdot D}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi_p - 0,5 \cdot P}, \quad (4.6)$$

Підставивши значення у формулу (5.6) отримаємо:

$$S_p = \frac{1,6 \cdot 0,8}{2 \cdot 177 \cdot 1 - 0,5 \cdot 1,6} = 0,0072 \text{ м}$$

Приймаючи до уваги, що поправка на товщину стінки днища складає $C=0,0045$ м, для наступних розрахунків будемо використовувати $S=0,012$ м.

4.3 Розрахунок укріплення отворів на корпусі та днищі сепаратора, та виявлення одиничних та взаємопов'язаних отворів

Отвір вважається одиничним, якщо найближчий до нього отвір не чинить на нього вплив, що має місце, коли відстань між зовнішніми поверхнями відповідних штуцерів задовольняє умову:

$$b \geq 2 \cdot \sqrt{D \cdot (S - C)} \quad (4.7)$$

де D – внутрішній діаметр сепаратора, $D=0,8$ м;

S – товщина стінки корпусу, $S=0,01$ м;

C – поправка на товщину стінки корпусу, $C=0,0027$.

Підставивши значення у формулу (5.7) отримаємо:

$$b = 2 \cdot \sqrt{1 \cdot (0,01 - 0,0027)} = 0,216 \text{ м.}$$

Отвори в корпусі та днищі є одиничними.

Розрахунковий діаметр одиночного отвору, що не потребує укріплення при наявності надлишкової товщини стінки посудини розраховується за формулою:

$$d_0 = 2 \cdot \left(\frac{S - C}{S_p} - 0,8 \right) \cdot \sqrt{D \cdot (S - C)} \quad (4.8)$$

Підставивши значення у формулу (4.8) отримаємо:

$$d_0 = 2 \cdot \left(\frac{0,01 - 0,0027}{0,0073} - 0,8 \right) \cdot \sqrt{1 \cdot (0,01 - 0,0027)} = 0,043 \text{ м.}$$

Розрахункові діаметри отворів, що перевіряються визначаються за формулою:

$$d_p = d_1 + 2 \cdot C_s \quad (4.9)$$

де d_1 – діаметр штуцера, що перевіряється, м;

C_s – надбавка для компенсації корозії та ерозії штуцера, $C_s=0,0018$ м [11].

Люк діаметром $D_y=0,45$ м має розрахунковий діаметр:

$$d_p = 0,45 + 2 \cdot 0,0018 = 0,4536 \text{ м} < d_0 - \text{укріплення потрібно.}$$

Штуцера А, Б діаметром $D_y=0,12$ м (рисунок 4.3) мають розрахунковий

діаметр:

$$d_p = 0,12 + 2 \cdot 0,0018 = 0,1236 \text{ м} < d_0 - \text{укріплення потрібно.}$$

Штуцер В діаметром $D_y=0,10$ м має розрахунковий діаметр:

$$d_p = 0,10 + 2 \cdot 0,0018 = 0,1036 \text{ м} < d_0 - \text{укріплення потрібно.}$$

Штуцера Г, Д, Е діаметром $D_y=0,05$ м мають розрахунковий діаметр:

$$d_p = 0,05 + 2 \cdot 0,0018 = 0,0536 \text{ м} < d_0 - \text{укріплення потрібно.}$$

Штуцера Ж, З, К, И діаметром $D_y=0,025$ м мають розрахунковий діаметр:

$$d_p = 0,025 + 2 \cdot 0,0018 = 0,0286 \text{ м} > d_0 - \text{укріплення не потрібно.}$$

4.4 Визначення розмірів укріплюючих елементів для отворів в корпусі сепаратора

4.4.1 Розрахунок укріплюючих елементів для люка

Умові укріплення отворів за допомогою збільшення товщини стінки й штуцера відповідає нерівність:

$$l_{1p} \cdot (S_1 - S_{1p} - C_s) + l_{2p} \cdot S_2 + l_{3p} \cdot (S_1 - C_s) + l_p \cdot (S - S_p - C) \geq 0,5 \cdot (d_p - d_{0p}) \cdot S_p \quad (4.10)$$

Без використання накладного кільця формула (4.10) має вигляд:

$$l_{1p} \cdot (S_1 - S_{1p} - C_s) + l_{2p} \cdot (S_1 - C_s) + l_p \cdot (S - S_p - C) \geq 0,5 \cdot (d_p - d_{op}) \cdot S_p \quad (4.11)$$

де l_{1p} – розрахункова довжина зовнішньої частини штуцера (рисунок 4.4),

- S_1 – виконавча товщина стінки штуцера, $S_1=0,018$ м [11];
 S_{1p} – розрахункова товщина стінки штуцера, м;
 C_s – надбавка для компенсації корозії та ерозії штуцера, $C_s=0,0018$ м;
 l_{2p} – розрахункова довжина внутрішньої частини штуцера, м;
 l_p – розрахункова ширина зони укріплення штуцера, м;
 S – виконавча товщина стінки корпусу, $S=0,01$ м;
 S_p – розрахункова товщини стінки корпусу, $S_p=0,0073$ м;
 C – поправка на товщину стінки корпусу, $C=0,0027$ м;
 d_p – розрахунковий діаметр штуцера люка, $d_p=0,4536$ м;
 d_{op} – найбільший розрахунковий діаметр отвору, що не потребує укріплення при наявності надлишкової товщини стінки посудини, $d_{op}=0,043$ м.

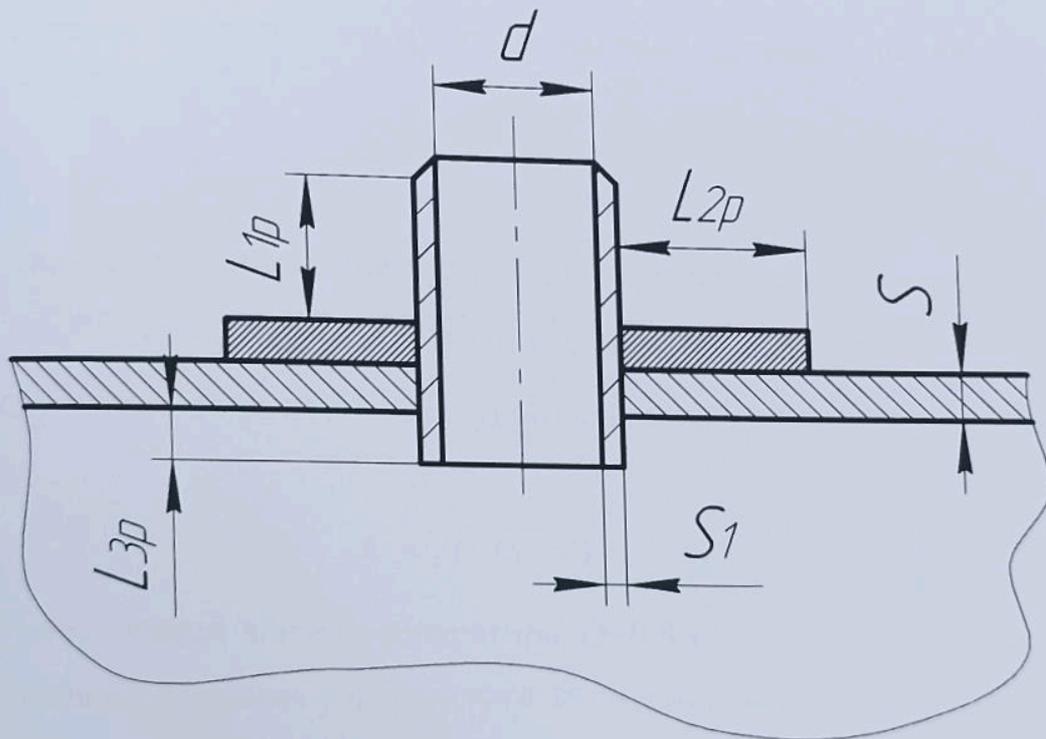


Рисунок 4.3 – Схема укріплення отворів у корпусі сепаратора

Розрахункова довжина зовнішньої частини штуцера визначається за формулою:

$$l_{1P} = 1,25 \cdot \sqrt{(d + 2 \cdot C_s) \cdot (S_1 - C_s)}, \quad (4.12)$$

де d – діаметр штуцера люка, $d=0,45$ м.

Підставивши значення у формулу (4.12) отримаємо:

$$l_{1P} = 1,25 \cdot \sqrt{(0,45 + 2 \cdot 0,0018) \cdot (0,018 - 0,0018)} = 0,1071 \text{ м.}$$

Розрахункова товщина стінки штуцера визначається за формулою:

$$S_{1P} = \frac{P \cdot (d + 2 \cdot C_s)}{2 \cdot \varphi_1 \cdot [\sigma]_1 - P} \quad (4.13)$$

де φ_1 – коефіцієнт міцності поздовжнього зварного з'єднання корпусу люка, приймаємо $\varphi_1 = 1$;

$[\sigma]_1$ – допустима напруга матеріалу штуцера, $[\sigma]_1 = 177$ МПа [11].

Підставивши значення у формулу (4.13) отримаємо:

$$S_{1P} = \frac{1,6 \cdot (0,45 + 2 \cdot 0,0018)}{2 \cdot 1 \cdot 177 - 1,6} = 0,0021(\text{м})$$

Розрахункова довжина внутрішньої частини штуцера визначається за формулою:

$$l_{3P} = 0,5 \cdot \sqrt{(d + 2 \cdot C_s) \cdot (S_1 - C_s)}, \quad (4.14)$$

Підставивши значення у формулу (4.14) отримаємо:

$$l_{3P} = 0,5 \cdot \sqrt{(0,45 + 2 \cdot 0,0018) \cdot (0,018 - 0,0018)} = 0,043(\text{м})$$

Розрахункова ширина зони укріплення штуцера визначається за формулою:

$$l_P = \sqrt{D \cdot (S - C)}, \quad (4.15)$$

де D – внутрішній діаметр сепаратора, $D=0,8$ м;

Підставивши значення у формулу (4.15) отримаємо:

$$l_P = \sqrt{0,8 \cdot (0,01 - 0,0027)} = 0,108 \text{ м.}$$

Всі розраховані значення підставляємо у формулу (4.11):

$$0,1071 \cdot (0,018 - 0,0021 - 0,0018) + 0,043 \cdot (0,018 - 0,0018) + 0,108 \cdot (0,01 - 0,0073 - 0,0027) \geq 0,5 \cdot (0,4536 - 0,043) \cdot 0,0073$$

$$0,0022 \geq 0,0015$$

Оскільки, умова надійного укріплення отворів виконується, то наступні розрахунки укріплення не потрібно проводити і використання накладного кільця не обов'язкове.

4.4.2 Розрахунок укріплюючих елементів для штуцерів А, Б

Розрахунок проводимо аналогічно пункту 4.4.1.

Виконавча товщина стінки штуцерів А і Б, $S_1 = 0,0135$ м [11];

Діаметр штуцерів А і Б, $d = 0,12$ (м) [11];

Розрахунковий діаметр штуцерів А і Б (пункт 4.3), $d_p = 0,1236$ (м)

Розрахункова довжина зовнішньої частини штуцера визначається за формулою (4.12):

$$l_{1p} = 1,25 \cdot \sqrt{(0,12 + 2 \cdot 0,0018) \cdot (0,0135 - 0,0018)} = 0,0475 \text{ м.}$$

Розрахункова товщина стінки штуцера визначається за формулою (4.13):

$$S_{1p} = \frac{1,6 \cdot (0,12 + 2 \cdot 0,0018)}{2 \cdot 1 \cdot 177 - 1,6} = 0,00056 \text{ м.}$$

Розрахункова довжина внутрішньої частини штуцера визначається за формулою (4.14):

$$l_{3p} = 0,5 \cdot \sqrt{(0,12 + 2 \cdot 0,0018) \cdot (0,0135 - 0,0018)} = 0,019 \text{ м.}$$

Всі розраховані значення підставляємо у формулу (4.11):

$$0,0475 \cdot (0,0135 - 0,00056 - 0,0018) + 0,019 \cdot (0,0135 - 0,0018) + 0,108 \cdot (0,01 - 0,0073 - 0,0027) \geq 0,5 \cdot (0,1236 - 0,043) \cdot 0,0073$$

$$0,00075 \geq 0,00029$$

Оскільки, умова надійного укріплення отворів виконується, то наступні розрахунки укріплення не потрібно проводити і використання накладного кільця не обов'язкове.

4.4.3 Розрахунок укріплюючих елементів для штуцера В

Розрахунок проводимо аналогічно пункту 4.4.1.

Виконавча товщина стінки штуцера В, $S_1=0,012$ м [11];

Діаметр штуцера В, $d=0,1$ (м) [11];

Розрахунковий діаметр штуцера В (пункт 4.3), $d_p=0,1036$ (м).

Розрахункова довжина зовнішньої частини штуцера визначається за формулою (4.12):

$$l_{1p} = 1,25 \cdot \sqrt{(0,1 + 2 \cdot 0,0018) \cdot (0,012 - 0,0018)} = 0,0406(\text{м})$$

Розрахункова товщина стінки штуцера визначається за формулою (4.13):

$$S_{1p} = \frac{1,6 \cdot (0,1 + 2 \cdot 0,0018)}{2 \cdot 1 \cdot 177 - 1,6} = 0,00047(\text{м})$$

Розрахункова довжина внутрішньої частини штуцера визначається за формулою (4.14):

$$l_{3p} = 0,5 \cdot \sqrt{(0,1 + 2 \cdot 0,0018) \cdot (0,012 - 0,0018)} = 0,016(\text{м})$$

Всі розраховані значення підставляємо у формулу (4.11):

$$0,0406 \cdot (0,012 - 0,00047 - 0,0018) + 0,016 \cdot (0,012 - 0,0018) + 0,108 \cdot (0,01 - 0,0073 - 0,0027) \geq 0,5 \cdot (0,1036 - 0,043) \cdot 0,0073$$

$$0,00056 \geq 0,00022$$

Оскільки, умова надійного укріплення отворів виконується, то наступні розрахунки укріплення не потрібно проводити і використання накладного кільця не обов'язкове.

4.4.4 Розрахунок укріплюючих елементів для штуцерів Г, Д, Е

Розрахунок проводимо аналогічно пункту 4.4.1.

Виконавча товщина стінки штуцерів Г, Д, Е, $S_1=0,008$ м [11];

Діаметр штуцерів Г, Д, Е, $d=0,5$ (м) [11];

Розрахунковий діаметр штуцерів Г, Д, Е (пункт 4.3), $d=0,0536$ (м).

Розрахункова довжина зовнішньої частини штуцера визначається за формулою (4.12):

$$l_{\text{ш}} = 1,25 \cdot \sqrt{(0,05 + 2 \cdot 0,0018) \cdot (0,008 - 0,0018)} = 0,0228(\text{м})$$

Розрахункова товщина стінки штуцера визначається за формулою (4.13):

$$S_{\text{ш}} = \frac{1,6 \cdot (0,05 + 2 \cdot 0,0018)}{2 \cdot 1 \cdot 177 - 1,6} = 0,00024(\text{м})$$

Розрахункова довжина внутрішньої частини штуцера визначається за формулою (4.14):

$$l_{\text{в}} = 0,5 \cdot \sqrt{(0,05 + 2 \cdot 0,0018) \cdot (0,008 - 0,0018)} = 0,0091(\text{м})$$

Всі розраховані значення підставляємо у формулу (4.11):

$$0,0228 \cdot (0,008 - 0,00024 - 0,0018) + 0,0091 \cdot (0,008 - 0,0018) + 0,108 \cdot (0,01 - 0,0073 - 0,0027) \geq 0,5 \cdot (0,0536 - 0,043) \cdot 0,0073$$
$$0,000192 \geq 0,000039$$

Оскільки, умова надійного укріплення отворів виконується, то наступні розрахунки укріплення не потрібно проводити і використання накладного кільця не обов'язкове.

Висновки

В даному розділі магістерської роботи проведено розрахунки фактичної напруги в корпусі сепаратора та днищі від дії внутрішнього тиску, визначено розрахункові товщини стінки корпусу і днища сепаратора. Визначені розміри укріплюючих елементів для отворів в корпусі сепаратора для люка та штуцерів. Проведені розрахунки підтвердили працездатність здійсненої модернізації сепаратора.

5 МОНТАЖ І ЕКСПЛУАТАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ

5.1 Організаційно-технічні заходи з монтажу обладнання

5.1.1 Підготовчі роботи перед монтажем обладнання Зачепилівської

УКПГ

Відповідно до схеми технологічного комплексу розглядувана Зачепилівська УКПГ виконує функцію накопичення та попередньої підготовки вуглеводневої сировини. До складу комплексу обладнання для накопичення та попередньої підготовки вуглеводневої сировини входять: сепаратори, теплообмінник, групова замірна установка, та ін. Все це обладнання обв'язане між собою складною та розгалуженою системою трубопроводів.

Комплекс робіт з підготовки до проведення монтажних робіт обладнання Зачепилівської УКПГ включає наступні етапи :

- спорудження під'їзних шляхів;
- зняття родючого шару на ділянці, де будуть розміщуватись елементи технологічного комплексу;
- планування ділянок майданчика під проведення монтажних робіт під кожен з окремих технологічних одиниць (сепаратори та ін.);
- прокладання підземних комунікацій для напірної та дренажної систем;
- спорудження фундаментів на технологічній площадці під окремі одиниці обладнання;
- прокладання електромережі;
- спорудження водогонів відповідно до затвердженої схеми;
- прокладання під'їзних доріг (не менше двох заїздів на площадку задля забезпечення пожежної безпеки);

- спорудження службових та господарських приміщень на об'єкті;
- розконсервація та підготовка обладнання технологічної площадки до монтажу.

5.1.2 Монтаж газового сепаратора СГ 800-15,2-1

Монтаж газового сепаратора СГ 800-15,2-1 проводять згідно з генпланом комплексу на підготовлену площадку з фундаментом.

Монтаж сепаратора повинен забезпечувати необхідні відстані між різними комунікаціями для їх обслуговування при експлуатації та ремонті.

Конструкція майданчика повинна виключити можливість просадки ґрунту під установкою, а також можливість скупчення рідини і бруду над рамою.

Газовий сепаратор СГ 800-15,2-1 встановлюється вертикально. Відхилення від вертикальної площини – не більше 0,001.

Після встановлення сепаратора і центрування створеної конструкції на фундаменті потрібно:

1) сепаратор звільнити від деталей, встановлених на час транспортування (знімають деталі, не передбачені кресленням сепаратора, прикладеним до технічного паспорта);

2) згідно із кресленням на сепараторі встановити елементи зняті під час транспортування;

3) засувки розгорнути в положення, яке вказане на робочому кресленні.

4) провести ревізію запірної, регульовальної арматури і запобіжних клапанів в об'ємі передбаченому заводськими технічними умовами та інструкціями;

5) під'єднати трубопроводи системи обв'язування сепаратора.

Перед під'єднанням до сепаратора всі підвідні і відвідні трубопроводи повинні бути продуті і очищені від бруду та сміття. Встановлення і під'єднання

трубопроводів до сепаратора повинне виключати можливість виникнення додаткових напружень у фланцях трубопроводів сепаратора від маси трубопроводів і їх температурних видовжень.

Газовий сепаратор СГ 800-15,2-1 на місці монтажу заземлений. Заземлення виконане згідно з «Правилами захисту від статичної електрики підприємств хімічної, нафтохімічної і нафтопереробної промисловості».

При монтажі сепаратора застосовують кран РДК-25 і трубоукладальник.

До роботи допускаються слюсарі-монтажники 3-5 розряду, зварювальники 5-6 розряду з допуском на зварювальні роботи з високим тиском. Безпосереднє керівництво монтажем проводить начальник комплексу.

5.1.3 Підготовчі роботи перед експлуатацією та запуск змонтованого газового сепаратора СГ 800-15,2-1 з удосконаленим блоком краплеутворення

Після встановлення сепаратора СГ 800-15,2-1 з удосконаленим блоком краплеутворення їх необхідно продути стисненим повітрям, провести гідравлічні випробування і просушити після гідравлічного випробування.

Величина пробного тиску при гідравлічному випробуванні повинна відповідати тиску згідно з технічним паспортом обладнання. Температура води, яка використовується при гідравлічному випробуванні, повинна бути не нижче 5°C і не вище 40°C . При заповненні установки водою для гідравлічного випробування повинно бути забезпечене повне видалення із неї повітря через спеціальні відведення.

Підвищення тиску при гідравлічному випробуванні повинне проходити плавно, без гідравлічних ударів. При цьому випробуванні установка повинна періодично оглядатися. При відсутності дефектів тиск повинний бути піднятий до пробного.

Під пробним тиском установка повинна знаходитись протягом 5 хв., після

цього тиск знижується до мінімального, при якому проходить огляд сепаратора.

Сепараційна установка вважається такою, що витримала гідравлічний тиск, якщо після цього не виявлено слідів просочування води, місцевих випучувань, розривів, порушення з'єднань і не спостерігається падіння тиску на манометрі.

На час продування і гідровипробування установки, прилади і запобіжні клапани повинні бути відглушені або зняті.

За результатами гідравлічного випробування складається акт.

Запуск установки в експлуатацію без прийому її комісією за участю інженера по техніці безпеки, представників санітарного і пожежного нагляду, Держтехнагляду або нафтогазової інспекції – суворо заборонений.

При запуску обов'язково проводиться постійний контроль загазованості території.

Відповідальність за вірне і безпечне уведення в експлуатацію обладнання і споруд комплексу разом з начальником комплексу несуть: старший інженер комплексу, інженери відповідних служб. Крім того, начальник комплексу несе відповідальність за раціональне комплектування оперативного і експлуатаційно-ремонтного персоналу і оснащення служб і персоналу сучасними засобами ремонту і контролю технічного стану.

Особа, відповідальна за технічну експлуатацію устаткування і споруд комплексу, зобов'язана забезпечити:

- надійний, економічний і безпечний запуск в роботу сепаратора;
- впровадження нової техніки і технології експлуатації і ремонту устаткування, що сприяє надійнішій, економічнішій і безпечнішій роботі устаткування і споруд комплексу;
- організацію і своєчасне проведення ремонту, періодичних контролів і випробувань устаткування;
- проведення діагностичних перевірок працездатності устаткування;

- наявність і своєчасну перевірку засобів захисту і протипожежного інвентарю;

- організацію своєчасного розслідування відмов в роботі устаткування, а також нещасних випадків, подій під час експлуатації устаткування, і своєчасне усунення причин і наслідків відмов.

При прийманні обладнання до роботи оперативний (черговий) персонал комплексу зобов'язаний:

- ознайомитися із схемою і режимами роботи сепаратора;

- отримати відомості від того, хто здає обладнання, за яким устаткуванням необхідно вести ретельне спостереження для попередження аварій або неполадок, і про обладнання, що знаходиться в ремонті або в резерві;

- оформити приймання обладнання відміткою в журналі або відомості з підписом що приймає і здає зміну.

Приймання і здача сепаратора під час ліквідації аварійних ситуацій забороняються.

5.1.4 Розрахунок чисельності монтажної бригади з монтажу сепараторів на Зачепилівській УКПГ

Число основних працюючих, які беруть участь у монтажі сепараторів на розглядуваній ділянці розраховується за формулою:

$$R = \frac{\sum T}{F_{op} \cdot K}, \quad (5.1)$$

де: $\sum T$ – калькуляція робіт, год.;

F_{op} – дійсний фонд часу одного робітника, год.;

K – коефіцієнт виконання норм;

Дійсний фонд часу робітника розраховується за формулою:

$$F_{д} = (T_p - T_{aux} - T_{от} - T_{доо}) \cdot \frac{H_m}{D_m}; \quad (5.2)$$

на рисунку 5.1.

Інформаційна технологія формування плану - графіка ГППР, яку подано на вищезгаданому рисунку, полягає в послідовному виконанні таких алгоритмічно-програмних операцій:

- вибір стратегії планування;
- збирання та підготовка вхідної інформації як загальної, так і індивідуальної для кожної стратегії;
- розрахунок капітальних та фактичних дат ремонтів за єдиним для всіх стратегій алгоритмом;
- пересування дат ремонтів відповідно до індивідуальних алгоритмів кожної стратегії;
- урахування загальних обмежень для всіх стратегій;
- формування оптимального плану-графіка ремонтів.

Зміст стратегій

Стратегія №1

Обслуговування та ремонт за фактичними наробітками - передбачає міжремонтний пробіг агрегату чи то на основі ТУ, приведених у паспорті, чи то на основі затверджених на підприємстві регламентів, розрахованих за даними реальної експлуатації даного виду устаткування. Розрахунок регламентів ремонтних циклів проводиться з урахуванням показників надійності та наробітків вузлів (деталей) обладнання за період експлуатації після останнього КР. [8]

Стратегія №2

Обслуговування й ремонт за приведеними наробітками - здійснюється з урахуванням фактичної потужності на реальних експлуатаційних режимах, коефіцієнтів завантаження, середньої кількості запусків - зупинок на одиницю часу, показників вібростану, температурних режимів роботи тощо. [8]

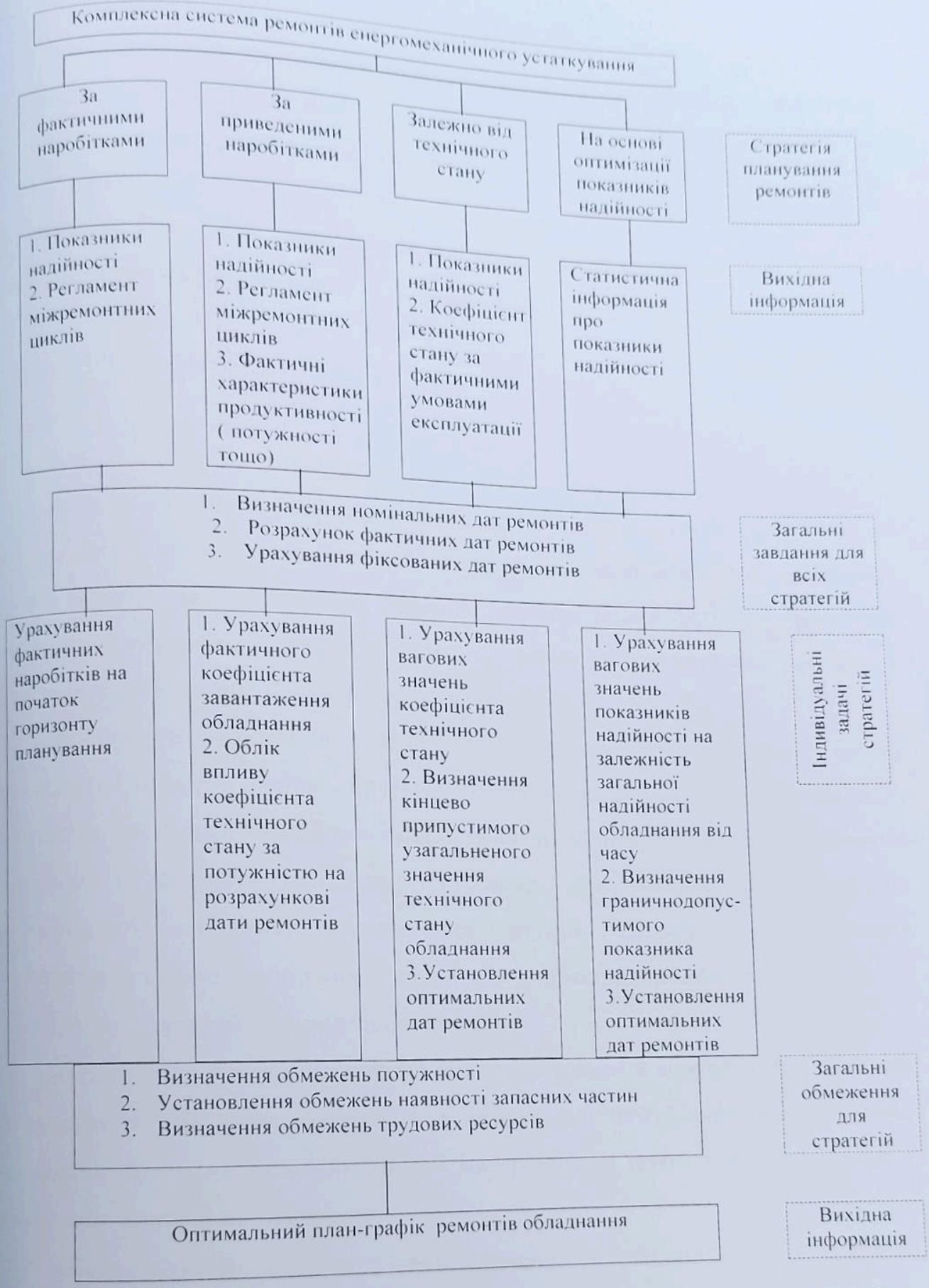


Рисунок 5.1 - Комплексна система ремонтів енергомеханічного устаткування

Стратегія №3

Обслуговування та ремонт залежно від технічного стану - найбільш ефективна з усіх стратегій, тому що не допускає значного погіршення техніко-економічних характеристик устаткування.

Стратегія №4

Обслуговування й ремонт на основі оптимізації показників надійності - найбільш універсальна, визначає термін виведення агрегату в ремонт.

5.2.2 Типовий процес ремонту

Ремонт деталей типу втулок.

До деталей типу втулок належать вкладиші підшипників, що направляють втулки, деталі чепцевих ущільнень, гільзи циліндрів компресорів, циліндрові втулки насосів та ін. Основні дефекти деталей цього типу — зношення зовнішніх, внутрішніх циліндричних і торцевих поверхонь, зношення різьблень, риси на тертьових поверхнях, тріщини.

При ремонті подібних деталей спочатку усувають тріщини, а потім нарощують зношені робочі поверхні способами наплавлення, металізації, гальванічними й пластмасовими покриттями чи заливанням антифрикційними сплавами. В окремих випадках, наприклад, при ремонті гільз двигунів внутрішнього згорання, циліндрових втулок насосів і компресорів застосовують спосіб ремонтних розмірів або додаткових ремонтних деталей.

Ремонт деталей підшипників ковзання

Підшипники ковзання, широко використовувані в компресорах, двигунах внутрішнього згорання, насосах і в інших машинах, виконані у вигляді вкладишів, покритих антифрикційним матеріалом, а також у вигляді втулок із кольорових сплавів чи біметалу.

Антифрикційні сплави, застосовувані в підшипниках ковзання, поділяються на такі групи:

- 1) сплави на олов'яній основі марок Б93, Б93А, Б91, Б89, Б83;

- 2) сплави на свинцевій основі марок БС6, БС2, Б6, БТ, БН, Бі6, БС;
- 3) сплави на цинковій основі марок ЦАМ10-5, ЦДМ9-1,5, ЦОСЗ-3;
- 4) сплави на алюмінієвій основі марок АМК-2, АГО, АЖ6, АСМ;
- 5) сплави на мідній основі марок БрОС-6-5-3, БрОФ-10-1, БрОС 5-25 та

ін.
Сплави, що належать до перших двох груп, називають бабітами, а до п'ятої групи — бронзами і латунями. [8]

Підшипники ковзання часто працюють при значних питомих навантаженнях та високих швидкостях, що приводить до їх зношування, збільшення проміжків у сполученні вала з опорою і, як наслідок цього, до появи биття й вібрацій вала. У результаті на робочій поверхні підшипника утворюються тріщини, а також відбувається відшаровування антифрикційного сплаву від вкладиша підшипника. Ремонт вкладиша передбачає виконання таких операцій: підготовка вкладиша до заливання, підготовка цапфи до цінного сплаву, заливання підшипника і наступне механічне оброблення.

5.2.3 Умови експлуатації та аналіз діючих навантажень

Більшість деталей нафтогазопромислового устаткування при роботі піддається значним статичним і динамічним навантаженням, а також інтенсивному зношуванню й корозії. Значна кількість деталей функціонує в абразивних і корозійних середовищах при високих температурах. У південних районах устаткування працює часто при температурі навколишнього повітря до $+50^{\circ}\text{C}$, а в північних районах — при -50°C .

Зазначені умови експлуатації призводять до передчасного виходу з ладу основних деталей нафтогазопромислового устаткування й інструменту.

Для підвищення довговічності цих деталей необхідно встановити і проаналізувати причини, що приводять до їх пошкодження. У практиці експлуатації машин та устаткування зустрічаються різноманітні пошкодження деталей.

Спостереження за відмовленнями деталей машин під час експлуатації дозволяють усі види руйнування матеріалів деталей розділити на три основні групи:

- 1) деформація і зломи;
- 2) знос;
- 3) хіміко-теплові пошкодження.

Деформація та зломи відбуваються при напругах, які перевищують межу текучості чи межу міцності матеріалу деталі.

Зношування відбувається в результаті взаємодії третєвих тіл. Характер останніх і умови їх взаємодії обумовлюють особливості процесу зношування.

Хіміко-теплові пошкодження - результат комплексного впливу на робочі поверхні деталей чинників, серед яких фактори теплового впливу превалюють.

5.2.4 Ремонт посудин, що працюють під тиском

Для посудин передбачаються наступні види планово - попереджувального ремонту:

- поточний - П;
- капітальний - К.

Ремонт посудин проводиться в ті ж строки, що й їхній огляд; періодичність ремонтів збігається з періодичністю огляду (таблиця 5.4.1).

У зв'язку зі специфікою експлуатації посудин у робочих середовищах роботи доповнюються наступними обов'язковими операціями:

При поточному ремонті:

1. Протикорозійні заходи щодо захисту внутрішньої поверхні, передбачені проектом, регламентом, інструкцією заводу - виробника, діючою нормативно - технічною документацією. Наприклад, попередня пасивація або інгібування внутрішньої поверхні, мащення інгібуючим розчином тонкостінних деталей посудин (патрубок, штуцерів), очищення й обробка захисними розчинами кріпильних деталей;

2. Контроль технічного стану не руйнуючими методами (товщинометрія, дефектоскопія зварених швів, ультразвукове сканування поверхні) у відповідності з інструкцією заводів – виробників, діючою нормативно – технічною документацією.

Таблиця 5.1 – Тривалість ремонтних циклів і міжремонтних періодів посудин під що працюють під тиском

Категорія посудини	Швидкість корозії, мм/рік	Тривалість часу між ремонтами		Структура ремонтного циклу
		Поточний, місяців	Капітальний, років	
I, П, IV	Будь – яка	12	4	К – 3П – К
Ш, V	Більше 0,1	12	4	К – 3П – К
Ш, V	Не більше 0,1	12	8	К – 7П – К

При капітальному ремонті:

1. Замінити тонкостінні деталі посудин (патрубки, штуцера), трубопровідну обв'язку діаметром до 50 мм не рідше одного разу на 8 років, а деталі та трубопровідну обв'язку діаметром більше 50 мм – по технічному стану. При цьому в технології зварювальних робіт повинна бути врахована специфіка виконуваних робіт – зокрема, вона повинна включати операції по видаленню дифузійно – рухливого водню з метала, 100% контроль зварного шва не руйнуючими методами, термічну обробку зварного шва і біля шовної зони для зняття після зварювальних напруг;

2. Контролювати технічний стан посудин і трубопровідної обв'язки акустикоемісійним методом при випробуванні тиском.

Кожен елемент посудини, який встановлюється у процесі проведення ремонту замість того, що вийшов з ладу, повинен пройти вхідний контроль на його відповідність технічним вимогам. При цьому складається акт вхідного

контролю за підписом служби технічного нагляду.

Додаткові вимоги при ремонті сепараторів:

1. Ремонт ізоляції, зміна прокладок і ущільнень під люками й у фланцевих з'єднаннях. Огляд болтових з'єднань, заміна частини кріпильних деталей. Ревізія трубопровідної обв'язки й металоконструкцій. Зашліфовування вм'ятин на внутрішній поверхні корпусу й днища.

2. Заварювання тріщин, швів у корпусі й штуцерах. Ревізія штуцерів і люків, внутрішніх приварених деталей, внутрішніх пристроїв. Заміна прокладок (при необхідності). Гідравлічні випробування. Часткове фарбування корпусу.

5.3 Охорона праці при монтажі та експлуатації модернізованого сепаратора

При експлуатації промислового устаткування і технологічних установок промислу небезпека для обслуговуючого персоналу обумовлена наступними основними причинами:

1. Природний газ і конденсат знаходяться під високим тиском і при високих температурах, і до того ж їх властивості представляють небезпеку для здоров'я людини.

2. Устаткування і установки постійно знаходяться під високим тиском.

3. У технологічному процесі використовуються шкідливі речовини.

4. Необхідність проведення на промислі газонебезпечних і вогненебезпечних робіт.

5. Необхідність обслуговування устаткування і установок в будь-яких метеорологічних умовах на відкритих майданчиках, а також в нічний час.

Природний газ токсичний і вибухонебезпечний. ГДК в повітрі робочої зони складає 300 мг/м^3 . При тривалому вдиханні надає наркотичну дію на людину. Особливо небезпечний при вмісті в ньому сірководню. Сірководень – сильна отрута, що впливає на центральну нервову систему. Сірководень може привести до смерті від зупинки дихання, попадання на шкіру викликає

почервоніння і екзему.

Гранично допустима концентрація (ГДК) сірководню на промислових об'єктах 10 мг/м^3 , в суміші з вуглеводнями – 3 мг/м^3 , для повітря населених місць – $0,008 \text{ мг/м}^3$. У аварійних ситуаціях допускається концентрація не більше 100 мг/м^3 .

Конденсат – рідина, що легко випаровується. Пари конденсату надають, як і газ, наркотичну дію, ГДК – 100 мг/м^3 .

Природний газ і конденсат вибухонебезпечні. Вибух – це швидке згорання газоповітряної суміші в замкнутому об'ємі. Нагріті стислі гази, що утворюються при вибуху, розширюючись, можуть привести до руйнування установки і приміщення, в якому він відбувся. Температура горіння метану досягає 2065°C , а тиск – до $0,72 \text{ МПа}$. Ще викликає при вибуху ударну або вибухову хвилю і може викликати детонацію. Детонація – це особливий вид розповсюдження полум'я. Швидкість детонації досягає декількох кілометрів в секунду, на фронті хвилі тиск підвищується до 2 МПа , що приводить до великих руйнувань.

Вибух і детонація відбуваються при певному співвідношенні газу і повітря, тобто при певному складі газоповітряної суміші.

Природний газ горить, коли на 1 м^3 газу доводиться теоретично $9,4$ міліграм повітря.

Небезпеку представляє струмінь газу, що виривається з негерметичного з'єднання або з трубопроводу. При цьому кінетична енергія струменя може надавати руйнуючу дію, а також викликати травми і каліцтва при попаданні під неї людини.

Природний газ не має запаху, тому в нього додають одоранти. Згідно вимогам державного стандарту запах газу повинен визначатися при об'ємній частці його в повітрі $0,5\%$. На промислах одоризацію проводять на ГС. Тому на решті території промислу присутність газу по запаху важко виявити. Запах сірководню відчувається при дуже малій його концентрації в повітрі ($10-11 \text{ мг/м}^3$).

Для запобігання загорянню газу на території промислу строго

забороняється користуватися відкритим вогнем і палити, за винятком спеціальних відведених для цього місць.

На промислах строго контролюється герметичність з'єднань. Виробничі шкідливі фактори можуть стати причиною втрати працездатності.

Сепаратор забезпечений запобіжними пристроями від підвищення тиску більше допустимого значення. Як запобіжні пристрої застосовуються:

- 1) Пружинні запобіжні клапани;
- 2) Важільно-вантажні запобіжні клапани;
- 3) Імпульсні запобіжні пристрої (ІЗП), що складаються із головного запобіжного клапана (ГЗК) і керуючого імпульсного клапана (ІПК) прямої дії;
- 4) запобіжні пристрої з руйнівними мембранами (мембранні запобіжні пристрої – МЗП);

5) інші пристрої, застосування яких узгоджено з Держнаглядом України.

Конструкція пружинного клапана, передбаченого в магістерській роботі, виключає можливість затягування пружини понад встановлену величину, а пружина захищена від недопустимого нагріву (охолодження) і безпосередньої дії робочого середовища, якщо воно діє шкідливо на матеріал пружини.

Конструкція пружинного клапана представляє собою пристрій для перевірки справності дії клапана в робочому стані способом примусового відкривання його під час роботи. Допускається встановлення запобіжних клапанів без пристосування для примусового відкривання, якщо останнє є небажаним за властивостями середовища (горюче, вибухонебезпечне, а також речовини 1 і 2-го класів небезпечності) або за умовами технологічного процесу. В цих випадках перевірка спрацювання клапана повинна здійснюватись на спеціальних стендах. Якщо розрахунковий тиск в сепараторі є рівним або більшим за тиск живильного джерела і в посудині виключена можливість підвищення тиску від хімічної реакції чи обігрівання, то встановлення на ній запобіжного клапана і манометра не обов'язкове. Кількість запобіжних клапанів, їх розміри і пропускна здатність повинні бути вибрані за розрахунком

так, щоб у сепараторі не міг утворитися тиск, який перевищує надмірний робочий більш як на 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) для посудин з тиском до 0,3 МПа (3 кгс/см²), на 15 % – для посудини з тиском від 0,3 до 6,0 МПа (3–60 кгс/см²) і на 10 % – для посудин з тиском понад 6,0 МПа (60 кгс/см²). Якщо працюють запобіжні клапани, то допускається перевищення тиску в посудині не більше як на 25 % робочого за умови, що це перевищення передбачене проектом і відображене в паспорті посудини.

Передбачається встановлення запобіжних пристроїв на патрубках та трубопроводах, безпосередньо присланих до сепаратора. Прислнувальні трубопроводи запобіжних пристроїв (підвідні, відвідні, дренажні) мають бути захищені від замерзання в них робочого середовища. Якщо на одному патрубку (трубопроводі) встановлюють кілька запобіжних клапанів, то площа поперечного перерізу патрубка (трубопроводу) має бути не менше 1,25 сумарної площі перерізу клапанів, встановлених на ньому. При визначенні перерізу прислнувальних трубопроводів довжиною понад 1000 мм необхідно також враховувати величину їх опорів. Відбір робочого середовища з патрубків (і на ділянках прислнувальних трубопроводів від посудини до клапанів), на яких встановлені запобіжні клапани, не допускається.

Запобіжні пристрої повинні бути розміщені в місцях, доступних для їх огляду. Встановлення запірної арматури між посудиною і запобіжним пристроєм, а також за ним не допускається. Арматура перед (за) запобіжним клапаном може бути встановлена за умови монтажу двох запобіжних клапанів і блокування, що виключає можливість одночасного їх відключення. В цьому випадку кожен з них повинен мати пропускну здатність, яка вказується у правилах будови і безпечної експлуатації посудин під тиском

Відвідні труби запобіжних пристроїв та імпульсні лінії ІПУ в місцях можливого скупчення конденсату повинні бути обладнані дренажними пристроями для видалення конденсату. Встановлення запірних органів або іншої арматури на дренажних трубопроводах не допускається. Середовище, що виходить із запобіжних пристроїв і дренажів, треба відводити у безпечне місце.

Мембранні запобіжні пристрої встановлюються:

1) замість важільно-вантажних і пружинних запобіжних клапанів, коли вони в робочих умовах конкретного середовища не можуть бути застосовані внаслідок їх інерційності або інших причин;

2) перед запобіжними клапанами у випадках, коли запобіжні клапани не можуть надійно працювати внаслідок шкідливої дії робочого середовища (корозія, ерозія, полімеризація, кристалізація, прикипання, примерзання) або можливих витікань через закритий клапан вибухо- і пожежонебезпечних, токсичних, екологічно-шкідливих та інших середовищ. У цьому випадку повинен бути передбачений пристрій, який дає змогу контролювати справність мембрани;

3) паралельно із запобіжним клапаном для збільшення пропускної здатності систем скидання тиску;

4) на вихідній стороні запобіжних клапанів для запобігання шкідливої дії робочих середовищ з боку скидної системи і для виключення впливу коливання протитиску з боку цієї системи на точність спрацювання запобіжних клапанів.

Мембранні запобіжні пристрої мають бути розміщені в місцях, відкритих і доступних для огляду і монтажу-демонтажу, приєднувальні трубопроводи повинні бути захищені від замерзання в них робочого середовища, а пристрої необхідно встановлювати на патрубках або трубопроводах, безпосередньо приєднаних до посудини.

Правила пуску і зупинки окремих технологічних ліній, вузлів, установок і їх обслуговування.

Вказівки про порядок зупинки окремих технологічних ліній і УКПГ, УППГ, ГС в цілому при аварійному положенні.

План-схема прокладки газопроводів, конденсатопроводів і кабелів з вказівкою відстаней між ними по горизонталі і вертикалі.

Комплект інструкцій, що діють на даному об'єкті. Комплект умовних знаків і плакати по охороні праці.

Промислові споруди захищаються від доступу сторонніх осіб. Особи, що

не працюють на даному об'єкті, допускаються на територію тільки з дозволу начальника або старшого інженера ОПС і лише після проходження ввідного дозволу. Швидкість руху транспорту не більше 10 км/год. У місцях, де рух транспорту забороняється, вивішуються спеціальні попереджувальні знаки.

Оператори, обслуговуючі газопромислові об'єкти, повинні бути обов'язково в спецодязгу. Працювати у взутті, підбитому сталевими підковами і цвяхами, не дозволяється.

На кожному об'єкті повинні бути аптечки для надання першої допомоги постраждалим при нещасних випадках.

Вимоги до устаткування і конструкції промислових споруд, що забезпечують безпеку, в основному зводяться до наступного.

Контролюють і виготовляють промислове устаткування з певним запасом міцності. Це устаткування опресовують при тиску, рівному 1,5-2,5 робочого.

Апарати, що працюють під тиском, обладнуються і експлуатуються відповідно до спеціальних «Правил пристрою і безпечної експлуатації посудин, що працюють йод тиском».

Регулюючі, запобіжні пристрої н КВП розташовують на висоті, зручній для обслуговування із землі або з майданчика. При їх розташуванні вище 0,7 м від підлоги або землі обладнуються містки і сходи.

При обслуговуванні промислового устаткування безпечні умови праці забезпечуються дотриманням основних правил і положень.

При експлуатації УКПГ оператори повинні особливу увагу приділяти підтримці заданих технологічних режимів, а також роботі допоміжного устаткування. Необхідно в першу чергу стежити за:

тиском і температурою газу на вході в УКПГ по кожній свердловині;

тиском і температурою після кожного холодильника;

введенням (дозуванням) інгібіторів корозії і гідратуутворення;

рівнем рідин у всіх технологічних ємкостях;

тиском і температурою води, що охолоджує;

тиском повітря в пневмопроводах;
тиском, температурою і витратою газу, що подається в газозбірний колектор або магістральний газопровід.

При обслуговуванні сепараторів, смкостей, теплообмінників необхідно дотримуватись наступних правил.

Перед включенням свердловин всі апарати повинні бути заповнені газом при тиску, рівному тиску в газозбірному колекторі.

Необхідно постійно стежити за умовами утворення гідратів в апаратах і не допускати їх утворення. Для цього контролюється і регулюється робота системи обігріву гарячою парою. Важливою умовою контролю за тиском в апараті повинна бути підтримка в справності манометрів, встановлених на них.

Особливо важливо своєчасно перевіряти і підтримувати в справності запобіжні пристрої, встановлені на апаратах (клапани, мембрани).

Постійно повинна контролюватися герметичність апаратів і їх арматури. Необхідно пам'ятати, що навіть невеликі пропуски газу створюють небезпеки порушення міцності, пожеж і отруєнь.

Ліквідація будь-яких порушень герметичності, заміни арматури і прокладок вирішується тільки після відключення газопроводу від мережі та зниження тиску до атмосферного.

При замерзанні трубопровідної арматури або утворенні в ній гідратів обігрів дозволяється проводити тільки гарячою водою або парою, але у жодному випадку відкритим вогнем.

Особливої уваги вимагають запобіжні пристрої. Необхідно детально вивчити конструкцію встановлених запобіжних клапанів, періодично продувати клапани важелів і пружинних. Враховуючи неможливість перевірки їх дії під час експлуатації, проводять відповідно до графіка робіт профілактичний ремонт і регулювання клапанів в майстерень промислу. Необхідно уважно стежити за герметичністю клапанів, оскільки навіть при незначних пропусках вони замерзають.

При обслуговуванні і експлуатації ртутних приладів необхідно вивчити і

строго дотримувати «Правила інструкції по обслуговуванню і ремонту ртутних приладів і про заходи особистої профілактики при роботі з металевою ртуттю». У шафах, де встановлені ртутні прилади, для уловлювання ртуті, що випадково пролилася, необхідно встановлювати металеві ємності, забарвлені масляною фарбою з обох боків і заповнені водою.

Висновки

В даному розділі магістерської роботи розглянутий комплекс заходів з монтажу газового сепаратора СГ 800-15,2-1з удосконаленим блоком краплеутворення. Розкриті особливості підготовки до монтажу розглядуваного обладнання, випробування, підготовки до запуску та запуску до роботи. Розрахований чисельний склад монтажної бригади. Вважаю, що дотримання всіх правил та вимог проведення монтажу сепаратора дозволить забезпечити його ефективну, довговічну та безаварійну експлуатацію, розрахована кількість робітників у бригаді для виконання робіт по монтажу модернізованого сепаратора.

Описано роботи, які здійснюються в процесі експлуатації, обслуговування та випробуванні сепаратора. Даний розділ магістерської роботи також присвячений аналізу заходів з охорони праці при монтажі та експлуатації модернізованого сепаратора, подані основні причини небезпеки для обслуговуючого персоналу при експлуатації промислового устаткування і технологічних установок промислу. При експлуатації УКПГ оператори повинні особливу увагу приділяти підтримці заданих технологічних режимів, а також роботі допоміжного устаткування. Для попередження нещасних випадків з персоналом необхідно суворо керуватися Правилами безпеки в нафтогазодобувній промисловості України.

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі розроблені наступні розділи:

1. У розділі “Вибір та опис технологічного обладнання” розглянуті призначення та основи компоновання технологічних комплексів для збору і підготовки продукції газових свердловин. Відмітили регулюючу арматуру, її види і основні характеристики, зазначили комплекс дій які вона виконує. Розглядалися пункти розрахунку та вибору технологічного обладнання, який включає в себе загальну характеристику виробничого процесу. В ньому ми докладно виклали промисловий процес підготовки газу на УКПГ, основні технологічні вузли установки комплексної підготовки газу і стандартизацію роботи промислових об'єктів; підбрали сепаратор, який задовольняє за своїми технічними показниками пропускну спроможності поставлені задачі. Підсумовуючи наведену інформацію, ми дійшли до висновку, що модернізація трубчастого краплевлочувача буде найбільш доцільна, адже покращивши його конструкцію і сепараційні дані ми отримаємо конкурентно спроможну продукцію на ринку нафтогазового обладнання.

2. В розділі “Опис технічної пропозиції” запропонована конструкція вологовідділювача сепаратора дозволяє підвищити надійність роботи за рахунок покращення ефективності відділення різних фаз продукції свердловин, що зменшить матеріально-фінансові витрати пов'язані з ремонтом сепаратора, налаштуванням і подальшим пуском в експлуатацію устаткування, яке буде простоювати під час ремонту сепаратора вхідного. В ході розрахунків був знайдений економічний ефект від впровадження контактано-сепараційної голівки (камери-краплеутворення) на вертикальному газосепараторі ГС-2-1200-88-1. Він склав 196710 грн. за строк служби і модернізованого газосепаратора. Отже, удосконалення є економічно доцільним.

3. В розділі “Дослідно-конструкторська робота” обґрунтовано теоретичні основи визначення досліджуваних параметрів роботи вхідного сепаратора,

Встановлено, що висновок, що при збільшенні температури робочого середовища сепаратора буде збільшуватися і його пропускна здатність. Сконструйовано та описано роботу дослідницького обладнання з визначення основних досліджуваних параметрів. За допомогою стенда проведемо вимірювання пропускної здатності сепаратора. Встановлено, що продуктивність змінилася у порівнянні з теоретичною. Побудований графік залежності фактичної продуктивності від зміни температури робочого середовища. Провівши порівняльний аналіз отриманих даних при теоретичних та практичних розрахунках, зроблено висновок, що оптимальна температура нагріву робочого середовища сепаратора знаходиться в діапазоні 283,15-343,15 К, оскільки при даній температурі пропускна здатність по газу гравітаційного сепаратора знаходиться в межах паспортних даних на сепаратор.

4. В розділі “Розрахунки працездатності” проведено розрахунки фактичної напруги в корпусі сепаратора та днищі від дії внутрішнього тиску, визначено розрахункові товщини стінки корпусу і днища сепаратора. Визначені розміри укріплюючих елементів для отворів в корпусі сепаратора для люка та штуцерів. Проведені розрахунки підтвердили працездатність здійсненої модернізації сепаратора.

5. В розділі “Монтаж і експлуатація обладнання” розроблений комплекс організаційно-технічних заходів з монтажу модернізованого сепаратора, розрахована кількість робітників у бригаді для виконання робіт по монтажу модернізованого сепаратора. Описано роботи, які здійснюються в процесі експлуатації, обслуговування та випробовуванні сепаратора. Даний розділ магістерської роботи також присвячений аналізу заходів з охорони праці при монтажі та експлуатації модернізованого сепаратора, подані основні причини небезпеки для обслуговуючого персоналу при експлуатації промислового устаткування і технологічних установок промислу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Бедрій Я. І. Охорона праці : Навчальний посібник. Львів : ПТВФ Афіша, 1997. 258 с.
2. Бойко В. С. Підземний ремонт свердловин : підручник для вищих навчальних закладів; у 4-х частинах. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2002. Частина 1. 465 с.
3. Гандзюк М. П. Основи охорони праці. Київ : Основа, 2000. 318 с.
4. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів техн. наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. К.: Львів – 1996. – 620 с.
5. Економіка підприємства: навч. посіб. / Я. С. Витвицький та ін. Івано-Франківськ : ІМЕ, 2002. 318 с.
6. Жидецький В. Ц., Джигирей В. С., Сторожук В. М. Практикум з охорони праці : навчальний посібник. Львів : Афіша, 2000. 352 с.
7. Злобін Ю. А. Основи екології : підручник. Київ : Лібра, 1998. 246 с.
8. 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.
9. Іщенко І. І., Терещенко С. П. Оцінка економічної ефективності виробництва і затрат: навч. посіб. Київ : Вища шк., 1991. 173 с.
10. Костриба І. В. Основи конструювання нафтогазового обладнання: навч. посіб. – Івано-Франківськ : Факел, 2007 – 256 с.
11. Копей Б. В., Копей И. Б. Определение оптимальной величины наработки между отказами деталей нефтепромышленного оборудования. *Нефтепромышленное дело*. 1997. № 10. С. 30 – 32.
12. Коцкулич Я. С., Тищенко О. В. Закінчування свердловин: підручник для студентів вищ. навч. закладів проф. спрямування "Буріння". – Київ : Інтерпрес ЛТД, 2004. 366 с.
13. Мочернюк Д. Ю. Моделювання фізичних процесів на основі визначальних рівнянь. *Нафтова і газова промисловість*. 2001. №3. С. 12 – 14.

14. НПАОП 11.1-1.01-08. Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України.
15. Організація і планування операційної діяльності нафтогазових підприємств: навч. посіб. / Я. С. Витвицький, І. В. Андрійчук, О. І. Лесюк, У. Я. Витвицька. За ред. М. О. Данилюк. Івано-Франківськ, 2009. 364 с.
16. Основи цивільного захисту: навчальний посібник / В. О. Васійчук, В. С. Гончарук, С. І. Качан та ін. – Львів : Львівської політехніка, 2010. 384 с.
17. Охорона праці в нафтогазовій галузі: навч. Посіб. / За редакцією Г. М. Лисяного. Івано-Франківськ : Симфонія форте, 2015. 304 с.
18. Пентюк Б. М., Назаренко І. І., Вірник М. М. Основи патентознавства та інтелектуальної власності : навч. посіб. Вінниця : ВНТУ, 2007. 195 с.
19. Писаренко Г. С., Квітка О. Л., Уманський Е. С. Опір матеріалів. Київ : Вища школа, 2004. 655 с.
20. Пістун І. П., Березовецька О. Г., Трунова І. О. Охорона праці : навч. пос. Львів : Тріада плюс, 2010. 648 с.
21. Проектування бурового і нафтогазопромислового обладнання: навч. посіб. / В. С. Білецький та ін. Полтава : ПолтНТУ, 2015. 196 с.
22. Поджаренко В. О., Василевський О. М., Кучерук В. Ю. Опрацювання результатів вимірювань на основі концепції невизначеності : навч. посіб. / Вінниця : ВНТУ, 2008. 128 с.
23. Пушкар М. С., Проценко С. М. Проектування систем автоматизації : навч. посіб. Донецьк : Національний гірничий університет, 2013. 268 с.
24. Світлицький В. М, Синюк Б.Б ., Троцький В. П. Техніка і технологія підземного ремонту свердловин. Харків, 2006. 235 с.
25. Shoham O. Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two-phase Flow in Pipes. -SPE, 2006. 402 p.
26. Токаренко В. М. Технологія автодорожнього машинобудування і ремонт машин, курсове проектування : навч. посіб. Київ : Вища школа, 1992 – 127 с.