МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

МР.НіОм-93.00.00.000 ПЗ

Група НІО$_{м}$-24-1

Богдан Гуменюк

2025

Міністерство освіти і науки України

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Інститут інженерної механіки та робототехніки

Кафедра нафтогазових машин та обладнання

Богдан Гуменюк
(прізвище, ім'я, по-батькові)

УДК 622.276

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Розроблення та дослідження обладнання для освоєння нафтогазових свердловин
(назва роботи)

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

_____
(підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього рівня)

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

Допущено до захисту
Завідувач кафедри

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

Рецензент
доцент Т.П. Венгринюк
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

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

Івано-Франківськ – 2025 рік

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

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

ЗАВДАННЯ

НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ

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

1 Тема роботи Розроблення та дослідження обладнання для освоєння нафтогазових свердловин

Затверджена наказом № № 567/7 від 11.09.2025 р.

2 Термін здачі студентом закінченої роботи 20.12.2025 р.

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

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань)

Вступ. 1 Огляд передових технологій та обладнання для освоєння свердловин. 2 Аналіз умов ремонту та освоєння свердловини. 3 Вибір обладнання для освоєння свердловини 4 Основні принципи проведення гідропіскоструминної перфорації. 5 Технологія та обладнання для освоєння свердловин пінними системами 6 Технологічні розрахунки. 7 Монтаж, раціональна експлуатація та технічне обслуговування обладнання. Висновки. Перелік використаних джерел

Висновки. Перелік посилань на джерела.

5 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням креслень)

5.1 Схема експлуатації. ФА. СК. - 1 арк. Формату А1
5.2 Схема проведення гідропіскоструминної перфорацції- 1 арк. Формату А1
5.3 Перфоратор. СК. - 1 арк. Формату А1
5.4 Схема освоєння - 1 арк. Формату А1
5.5 Ежектор гідрогазовий. - 1 арк. Формату А1
5.6 Схеми, креслення вузлів і деталей, ілюстрації, - 2 - 3 арк. Формату А1

6 Консультанти по роботі (за необхідністю).

Розділ	**Консультант**	**Підпис, дата**	
		Завдання видав	**Завдання прийняв**

6 Дата видачі завдання 25.10.2025

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Номер і назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
Вступ. 1 Огляд передових технологій та обладнання для освоєння свердловин.	09.11.2025 р.	
2 Аналіз умов ремонту та освоєння свердловини. 3 Вибір обладнання для освоєння свердловини. 1 - 3 аркуші графічної частини	15.11.2025 р.	
4 Основні принципи проведення гідропіскоструминної перфорації. 5 Технологія та обладнання для освоєння свердловин пінними системами 4 - 5 аркуші графічної частини	29.11.2025 р.	
6 Технологічні розрахунки.	10.12.2025 р.	
7 Монтаж, раціональна експлуатація та технічне обслуговування обладнання Висновки. Перелік використаних джерел 6 - 7 аркуші графічної частини	15.12.2025 р	
Кінцеве оформлення	17.12.2025 р	

Студент _____ / *Богдан Гуменюк* /
Особистий підпис Розшифровка підпису

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

РЕФЕРАТ

Магістерська робота на тему «**Розроблення та дослідження обладнання для освоєння нафтогазових свердловин**».

Об’єктом дослідження є процес освоєння нафтогазових свердловин.

Мета роботи полягає у підвищенні ефективності процесу освоєння нафтогазових свердловин шляхом удосконалення технологічних рішень та оновлення комплексу обладнання з урахуванням сучасних вимог безпеки й енергозбереження.

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

Проведено огляд обладнання для освоєння свердловини та виклику припливу пласта.

Підібрано обладнання для освоєння свердловини.

Основну увагу приділено впровадженню технології пінних систем для освоєння свердловини.

Проведені міцністні розрахунки обладнання, що використовується при освоєнні, а також при виконанні спуско підйомальних операціях.

Наведено положення з монтажу та експлуатації обладнання під час освоєння.

Ключові слова: освоєння, пінні системи, ежектор, приплив з пласта.

ABSTRACT

Master's thesis on the topic "Design and research of equipment for the development of oil and gas wells".

The object of the study is the process of developing oil and gas wells.

The purpose of the work is to increase the efficiency of the process of developing oil and gas wells by improving technological solutions and updating the equipment complex, taking into account modern safety and energy saving requirements.

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

An inspection of the equipment for developing the well and causing the formation flow was carried out.

Equipment for developing the well was selected.

The main attention was paid to the implementation of the technology of foam systems for developing the well.

Strength calculations of the equipment used in development, as well as when performing lowering and lifting operations were carried out.

The provisions on the installation and operation of equipment during development are given.

Keywords: development, foam systems, ejector, inflow from the formation.

ЗМІСТ

ВСТУП 7

1 ОГЛЯД ПЕРЕДОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ ТА ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН 10

2 АНАЛІЗ УМОВ РЕМОНТУ ТА ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИНИ 14

3 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИНИ 20

4 ОСНОВНІ ПРИНЦИПИ ПРОВЕДЕННЯ ГІДРОПІСКОСТРУМИННОЇ ПЕРФОРАЦІЇ 21

5 ТЕХНОЛОГІЯ ТА ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН ПІННИМИ СИСТЕМАМИ 30

6 ТЕХНОЛОГІЧНІ РОЗРАХУНКИ 41

6.1 Міцністні та перевірочні розрахунки елементів обладнання

6.1.1 Розрахунок колони НКТ

6.1.2 Розрахунок колони насосно-компресорних труб на статичну міцність 42

6.2 Розрахунок фланцевого з’єднання 43

6.2.1 Перевірочний розрахунок фланцевого з’єднання на статичну міцність 43

7 МОНТАЖ, РАЦІОНАЛЬНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТА ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ ОБЛАДНАННЯ 49

7.1 Монтаж і раціональна експлуатація фонтанної арматури

7.2 Монтаж та експлуатація насосного агрегату 51

7.2.1 Підготовка до роботи та пуск пересувного насосного агрегату

7.2.2 Керування і догляд за обладнанням під час роботи 52

7.2.3 Припинення роботи пересувного насосного агрегату та підготовка його до транспортування 53

7.2.4 Технічне обслуговування агрегату 56

Висновки 59

Перелік використаних джерел 61

ВСТУП

Сучасний етап розвитку нафтогазової промисловості України характеризується підвищенням вимог до ефективності, надійності та екологічної безпеки процесів видобутку вуглеводнів. Одним із ключових етапів технологічного циклу видобутку є освоєння нафтогазових свердловин — комплекс робіт, спрямований на введення свердловини в експлуатацію після завершення буріння чи ремонту, забезпечення стабільного притоку вуглеводнів і створення умов для тривалої та безпечної експлуатації.

В Україні більшість нафтогазових родовищ перебувають на пізніх стадіях розробки, характеризуються низькою проникністю колекторів, складними геолого-технічними умовами та значною глибиною залягання пластів. Це призводить до ускладнень під час освоєння свердловин і зниження їх продуктивності. Основними проблемами є використання застарілих технологій і обладнання, високий ступінь зношеності техніки, недосконаліть систем контролю параметрів процесу, а також недостатній рівень автоматизації робіт.

Важливе значення у процесі освоєння мають технічні засоби, що забезпечують реалізацію технологічних операцій. До основного обладнання належать компресорні та азотні установки, установки депресійного освоєння, системи циркуляції робочих рідин, пакерно-якірні пристрої, насосно-компресорні труби, пересувні установки освоєння свердловин (типу А-50, УПА-60, АОРС-80/100), а також прилади глибинного контролю тиску і температури. Технічний стан і рівень модернізації цього обладнання істотно впливають на безпечність, швидкість і результативність освоєння. Використання морально застарілих систем часто призводить до перевитрат ресурсів, підвищення ризику аварій, зниження дебіту та збільшення часу введення свердловини в експлуатацію.

Актуальність вирішення зазначених проблем зумовлена кількома чинниками. По-перше, підвищення ефективності освоєння свердловин є стратегічною умовою забезпечення енергетичної безпеки України, яка залежить від зростання обсягів власного видобутку вуглеводнів. По-друге, технічне

вдосконалення процесів освоєння дозволяє знизити собівартість видобутку, підвищити рентабельність розробки родовищ на пізніх стадіях експлуатації. По-третє, упровадження екологічно безпечних технологій освоєння сприяє зменшенню техногенного навантаження на довкілля.

У сучасній світовій практиці для підвищення ефективності освоєння свердловин застосовуються методи депресійного освоєння, газліфтні системи, використання азотних та піноутворювальних середовищ, гідророзрив пласта (ГРП), а також цифрові технології моніторингу параметрів свердловини. Їх адаптація до умов українських родовищ є перспективним напрямом розвитку нафтогазової галузі.

Мета роботи — підвищення ефективності процесу освоєння нафтогазових свердловин шляхом удосконалення технологічних рішень та оновлення комплексу обладнання з урахуванням сучасних вимог безпеки й енергозбереження.

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

1. Проаналізувати сучасний стан і проблеми освоєння нафтогазових свердловин в Україні.
2. Визначити основні недоліки існуючого обладнання та технологічних схем.
3. Дослідити можливості впровадження сучасних методів і технічних засобів освоєння (депресійне, азотне, газліфтне освоєння тощо).
4. Обґрунтувати вибір оптимального технологічного комплексу обладнання для конкретних умов родовища.

Об’єкт дослідження — процес освоєння нафтогазових свердловин.

Предмет дослідження — технологічні процеси та технічні засоби, що впливають на ефективність і безпечність процесу освоєння.

Методи дослідження

У роботі застосовуються методи аналізу і синтезу, порівняльного оцінювання технічних характеристик обладнання, енергетичних і гідродинамічних розрахунків, а також методи системного підходу до оптимізації технологічних процесів.

Практичне значення

Практичне значення одержаних результатів полягає у можливості застосування розроблених рекомендацій для підвищення продуктивності свердловин, скорочення термінів їх введення в експлуатацію та зниження собівартості освоєння.

1 ОГЛЯД ПЕРЕДОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ ТА ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН

Розкриття продуктивних горизонтів здійснюється у два етапи: первинне — під час буріння свердловини, та вторинне — шляхом перфорації після спуску і цементації обсадної колони. Перфорація є однією з ключових операцій у процесі спорудження свердловини, оскільки саме від її якості значною мірою залежить ефективність випробування пласта та можливість отримання промислового припливу пластового флюїду [1].

Під час вторинного розкриття продуктивного горизонту необхідно подолати низку бар'єрів, зокрема шар свердловинної рідини товщиною 5–10 мм, стінку сталевої обсадної труби завтовшки 6–12 мм, а також цементний камінь, товщина якого залежить від фактичного діаметру свердловини і, як правило, становить 25–50 мм і більше. Основним завданням процесу перфорації є забезпечення надійного гідродинамічного зв'язку між пластом і свердловиною, а також створення сприятливих умов для проведення заходів з інтенсифікації припливу і підвищення проникності привибійної зони.

Залежно від способу впливу на породу розрізняють прострілюючу та гідропіскоструминну (абразивну) перфорацію. Прострілююча перфорація, у свою чергу, поділяється на кульову, кумулятивну та торпедну відповідно до принципу дії перфораторів [2].

Кульові перфоратори являють собою короткоствольні гарматні системи, у яких кулі розганяються під дією енергії порохових газів і, набувши необхідної кінетичної енергії, пробивають обсадну колону, цементний камінь та породу пласта. У перфораторах типів АПХ, ПБ і ППМ осі стволів розміщені перпендикулярно до осі свердловини, що обмежує довжину розгону кулі та, відповідно, її пробивну здатність. Унаслідок цього утворюються канали порівняно невеликої довжини [6].

Сучаснішим різновидом кульових перфораторів є перфоратори з вертикально-криволінійними стволами типу ПВН, у яких стволи значної довжини

розташовані вздовж осі корпуса. Така конструкція дозволяє збільшити довжину розгону кулі до 400–500 мм порівняно з 60–70 мм у перфораторах з горизонтальними стволами, що забезпечує досягнення швидкості кулі на виході до 900–1000 м/с. За рахунок збільшеної маси кулі її кінетична енергія на виході зі ствола зростає у десятки разів і може досягати 4000 кН, що забезпечує пробивну здатність, співставну з кумулятивними перфораторами аналогічного діаметра при роботі в породах середньої міцності.

Для вторинного розкриття пластів широко застосовуються кульові перфоратори залпової дії з вертикально або похило розташованими стволами типів ПВН90, ПВН90Т, ПВТ73, ПВК70, які можуть використовуватись у свердловинах з мінімальним внутрішнім діаметром обсадної колони 117,5 та 98 мм. У перфораторах типу ПВН чотири стволи розміщені попарно у двох взаємно перпендикулярних площинах, а для компенсації реактивних зусиль використовуються спільні порохові камери [2].

Довжина каналів, що утворюються у породах середньої міцності, становить близько 140 мм для ПВН90 і ПВН90Т, 180 мм для ПВТ73 та до 200 мм для ПВК70. Слід зазначити, що ефективність кульової перфорації значною мірою залежить від міцності порід: у слабкоцементованих і крихких породах довжина каналів перевищує аналогічні показники кумулятивної перфорації, тоді як у породах з міцністю понад 50 МПа — навпаки, зменшується. Тому кульові перфоратори доцільно застосовувати переважно для розкриття пластів, складених слабозцементованими породами, де додаткову роль відіграє інтенсивне тріщиноутворення.

Кумулятивна перфорація [8] базується на ефекті концентрації енергії вибуху. Під час детонації циліндричного заряду вибухова речовина миттєво переходить у газоподібний стан, а продукти детонації, спрямовані до осі заряду, формують високошвидкісний кумулятивний струмінь. Для реалізації цього ефекту необхідна відсутність рідини в кумулятивній зоні, тому заряди ізолюють від свердловинної рідини шляхом розміщення їх у герметичних оболонках або корпусах.

Залежно від конструктивного виконання корпусні кумулятивні перфоратори

поділяються на багаторазового (ПК) та одноразового (ПКО) використання. Найбільш поширеними є перфоратори типів ПК105ДУ, ПК85ДУ, ПК95Н, а також ПКО89 і ПКО73.

Торпедна перфорація застосовується вкрай рідко та передбачає підрив зарядів безпосередньо навпроти продуктивного пласта.

Вибір типу перфоратора, методу і технології перфорації визначається призначенням свердловини, поставленою метою, фізико-механічними властивостями пласта, станом обсадної колони, геометричними параметрами стовбура, а також пластовими тиском і температурою.

Гідропіскоструминна перфорація [8] ґрунтується на використанні кінетичної енергії високошвидкісних піщано-рідинних потоків, які виходять з насадок перфоратора та руйнують обсадну колону, цемент і породу пласта.

Після розкриття продуктивного горизонту наступним етапом підготовки свердловини до експлуатації є її освоєння, яке полягає у виклику припливу флюїду, очищенні привибійної зони та створенні умов для стабільного надходження газу з пласта. У процесі буріння і перфорації привибійна зона часто забруднюється глинистою кіркою, що призводить до зниження проникності. Основною метою освоєння є відновлення природних фільтраційних властивостей порід.

Освоєння свердловини здійснюється шляхом створення депресії на пласт, тобто перевищення пластового тиску над вибійним. Це досягається або зменшенням густини рідини у свердловині, або зниженням її рівня. Заміна бурового розчину проводиться послідовно на воду, а згодом — на нафту. Зниження рівня рідини реалізується методами тартання, поршнювання, продавлювання стиснутим газом, аерації або відкачуванням глибинними насосами.

Перед початком освоєння на усті свердловини встановлюють відповідну арматуру, при цьому обов’язковою є наявність засувки високого тиску для аварійного перекриття стовбура.

Компресорний (газліфтний) метод [2] полягає у нагнітанні стиснутого газу або повітря в затрубний простір, що забезпечує витіснення рідини через насосно-компресорні труби на поверхню. Аерація передбачає змішування рідини з газом, у

результаті чого зменшується її густина та поступово знижується вибійний тиск.

Освоєння за допомогою глибинних насосів застосовується у свердловинах, запроєктованих для насосної експлуатації, зокрема з використанням штангових або занурених електронасосів. Методи тартання і свабування використовуються обмежено через низьку продуктивність і підвищену небезпеку, однак дозволяють очищати вибій та контролювати рівень рідини.

Для виконання робіт з освоєння методом тартання і свабування застосовується комплекс КСС-1, який забезпечує виклик припливу при тиску на усті до 14 МПа та включає пересувний агрегат, робочу платформу і комплект устьового обладнання.

2 **АНАЛІЗ УМОВ РЕМОНТУ ТА ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИНИ**

Для аналізу умов експлуатації обладнання розглянуто діючу свердловину, основні геолого-технічні параметри якої наведено нижче.

Конструкція свердловини передбачає спуск і цементацію таких обсадних колон. Кондуктор діаметром 324 мм спущений до глибини 349 м та зацементований до устя. Технічна обсадна колона діаметром 245 мм установлена на глибину 1100 м з повною цементацією до гирла. Експлуатаційна обсадна колона двосекціна і складається з труб діаметрами 140 та 168 мм спущена до глибини 2748 м і також зацементована до гирла; глибина стикування секцій становить 2039 м. Схема конструкції свердловини наведена на рисунку 2.1.

Експлуатаційну колону опресовано тиском 14 МПа із використанням бурового розчину густиною 1,18 г/см³. Глибина пробуреного вибою свердловини становить 2748 м, пластовий тиск — 25,3 МПа.

Устьове обладнання свердловини змонтоване відповідно до схеми, поданої на рисунку 2.2, та укомплектоване фонтанною арматурою типу АФК3-50×35. Конструктивну схему фонтанної арматури наведено на рисунку 2.3.

Метою капітального ремонту свердловини є переведення її експлуатації на вищезалягаючий продуктивний горизонт.

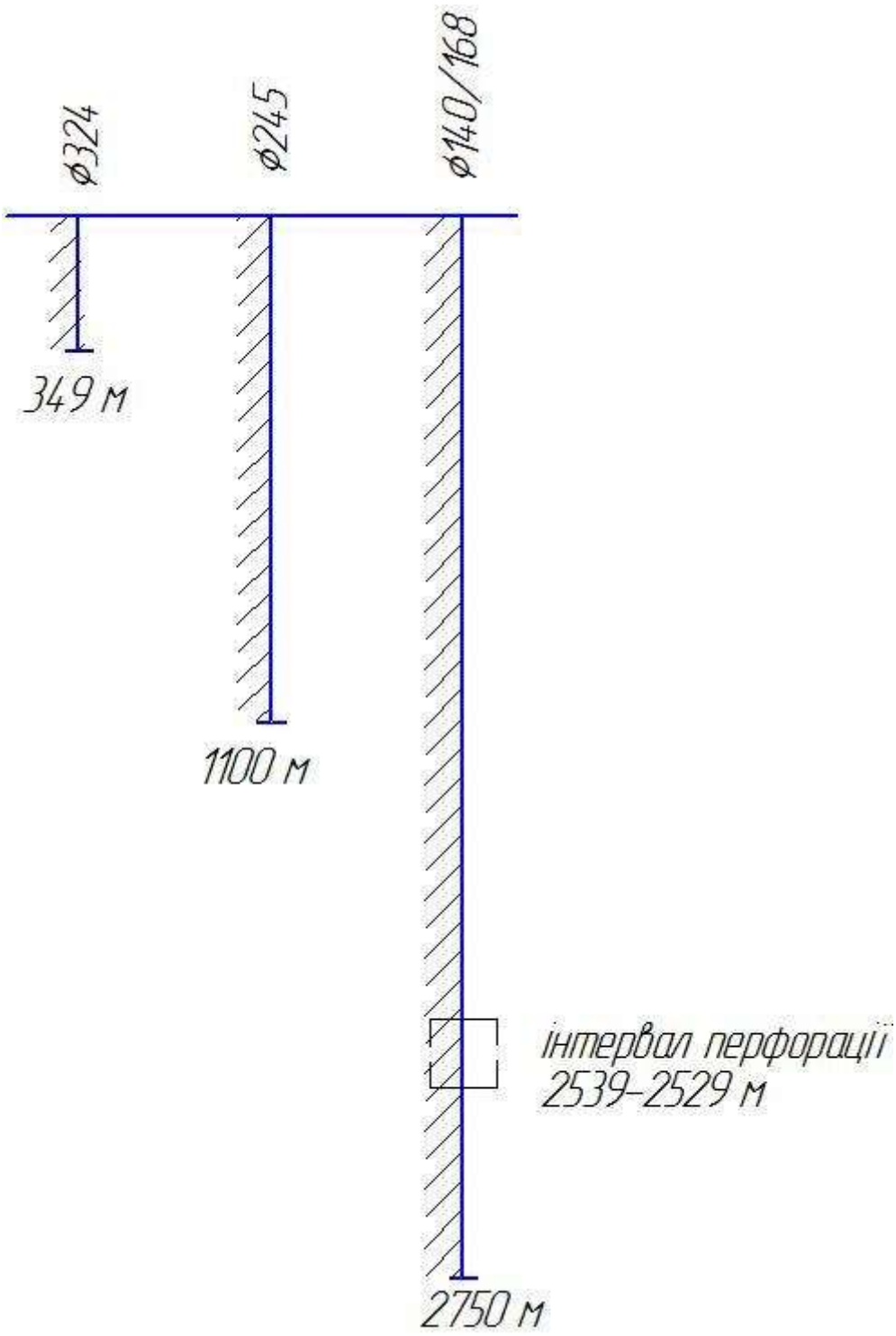
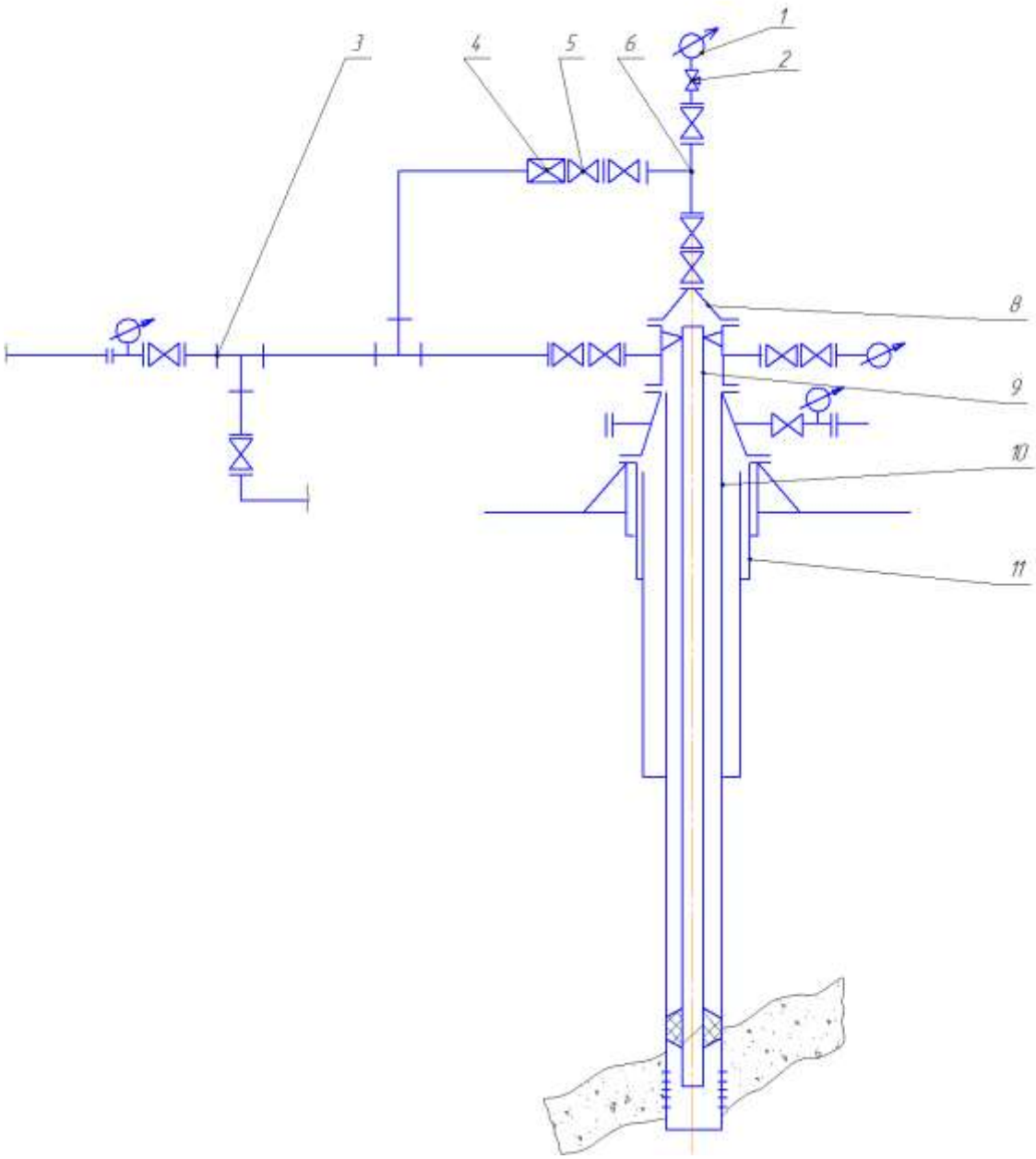
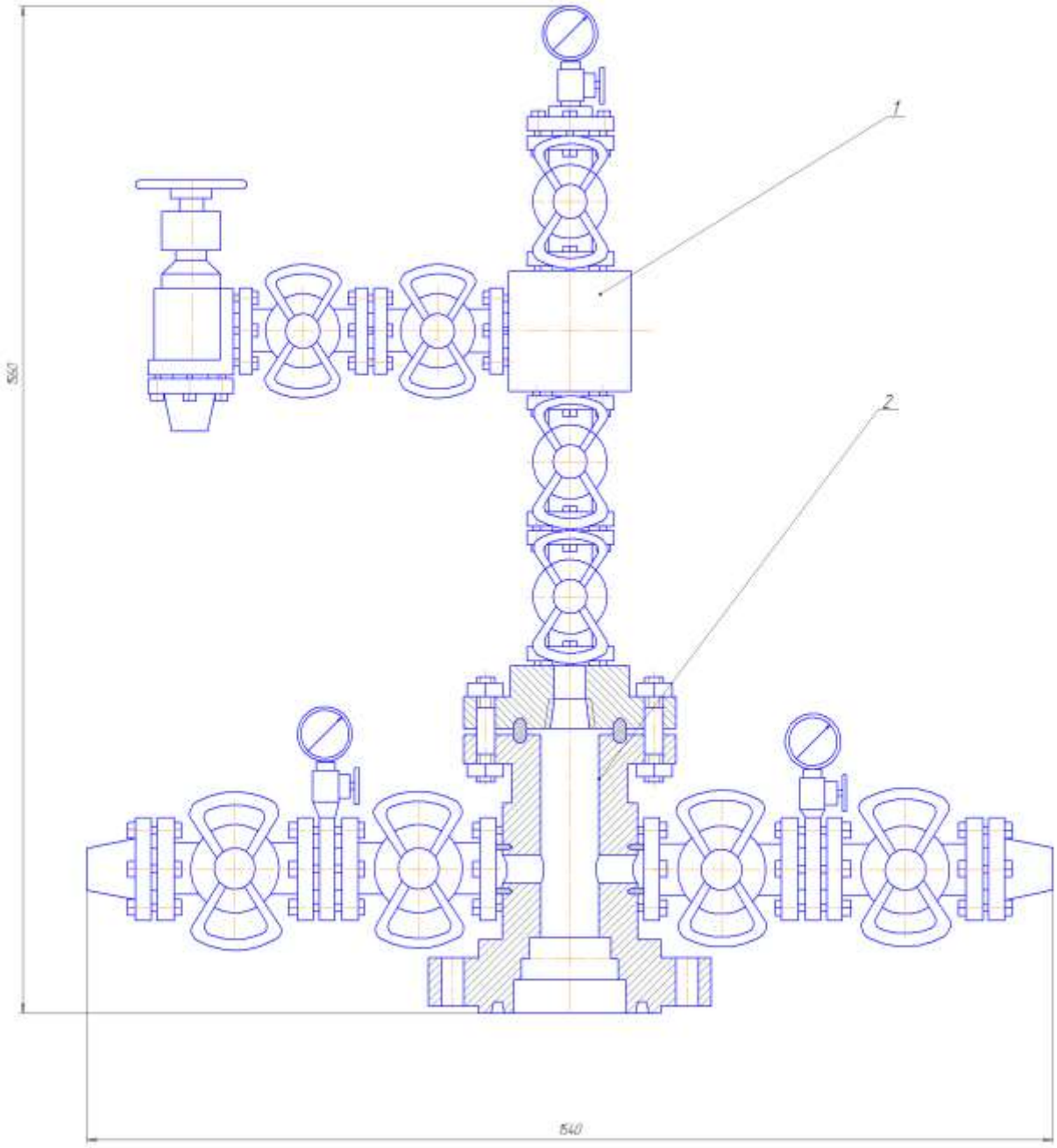


Рисунок 2.1 – Схема конструкції свердловини



1 – манометр; 2 – засувка; 3 – трійник; 4 – дросель; 5 – засувка; 6 – хрестовина; 7 – трійник; 8 – трубна головка з перевідником; 9 – колона НКТ; 10 – експлуатаційна колона; 11 – технічна колона

Рисунок 2.2 – Схема експлуатації свердловини



1-хрестовик; 2-бокові засувки; 3-буферний фланець; 4-фланець перевідний; 5-трійник; 6-засувка; 7-вентиль манометра; 8-буферний фланець; 9-дросель; 10-фланець; 11-нагнітальний клапан.

Рисунок 2.3 – Фонтанна арматура АФК3-50х35

Роботи з освоєння свердловини виконуються у такій послідовності:

1. Прийняти свердловину в капітальний ремонт.

2. Підготувати під’їзну дорогу та робочий майданчик для заїзду і розміщення техніки.

3. Змонтувати на свердловині лінію глушіння та лінію дроселювання.

4. Заглушити свердловину рідиною глушіння густиною 1140 кг/м³.

5. Встановити якорі для відтяжок підйомної установки та випробувати їх.

6. Доставити підйомну установку на свердловину та встановити її в робоче положення.

7. Демонтувати фонтанну арматуру, встановити противикидне обладнання та підняти колону НКТ.

8. Провести геофізичні дослідження методом ІННК.

9. Доставити насосно-компресорні труби діаметром 73×5,5 мм та спустити їх у свердловину до глибини 2523 м.

10. Доставити на свердловину цементувальний агрегат типу ЦА-320.

11. Перевірити наявність цементного мосту та опресувати обсадну колону тиском 20,5 МПа.

12. Доставити насосний і піскозмішувальний агрегати.

13. По колоні НКТ спустити перфоратор з гідравлічним центратором.

14. Виконати обв’язку гирла свердловини арматурою типу 2АУ-70.

15. Промити свердловину водою до вибою.

16. Спустити в свердловину опресовувальний кульовий клапан та опресувати обладнання пробним тиском 21,2 МПа.

17. Зворотним промиванням підняти опресовувальний клапан на поверхню.

18. Провести пробне закачування рідини без піску та уточнити режими роботи насосних агрегатів.

19. Перфорувати продуктивний горизонт К-6 в інтервалі 2539–2529 м перфоратором АП-6М з щільністю 15 отворів на метр (інтервал уточнити за даними ІННК).

20. Демонтувати противикидне обладнання.

21. Встановити на усті свердловини фонтанну арматуру на робочий тиск 35 МПа та виконати її обв’язку згідно зі схемою.

22. Викопати земляний амбар об’ємом 100 м³ для освоєння свердловини.

23. Випробувати фонтанну арматуру тиском 20 МПа з оформленням акта випробування.

24. Отримати дозвіл на освоєння свердловини.

25. Замінити рідину глушіння густиною 1140 кг/м³ на пластову воду густиною 1020 кг/м³.

26. Пустити свердловину на земляний амбар для первинного освоєння.

27. У разі неосвоєння свердловини перейти до освоєння із застосуванням пін.

28. Доставити на свердловину 45 м³ 0,3%-го водного розчину ПАР «Пінол-А», приготованого з 2,7 м³ ПАР «Пінол» та прісної води.

29. Забезпечити для освоєння необхідну техніку: компресор СД-9/101, автоцистерни, агрегати ЦА-320, пожежний автомобіль, автобус.

30. Прокласти викид з колони НКТ до земляного амбару відповідно до вимог правил освоєння свердловин.

31. Під’єднати насосний агрегат і компресор до затрубного простору за схемою обв’язки гирла, встановивши зворотні клапани та випробувавши лінії.

32. Освоїти свердловину пінами шляхом виконання 2–3 проривів з дотриманням установлених режимів закачування.

33. Після завершення освоєння розрядити затрубний простір до атмосферного тиску та перевести свердловину на роботу в газопровід при стабільному припливі.

34. Провести дослідження свердловини на продуктивність, демонтувати обладнання, виконати рекультивацію та здати свердловину в експлуатацію.

3 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИНИ

З урахуванням результатів розрахунків, наведених у розрахунковій частині магістерської роботи, а також відповідно до програми робіт з освоєння свердловини, здійснено вибір основного технологічного обладнання.

Для виконання геолого-промислових та підйомно-спускових операцій обрано підйомний агрегат типу А-50 М [8].

Згідно з програмою ремонту свердловини, фонтанну арматуру прийнято на робочий тиск 21 МПа, оскільки процес освоєння свердловини, зокрема закачування пінного розчину, здійснюватиметься під тиском, що не перевищує 20 МПа. Водночас, враховуючи, що свердловина раніше перебувала в експлуатації та була оснащена фонтанною арматурою типу АФК3-50×35 [8], для подальшої експлуатації передбачається використання саме цієї арматури після проведення комплексу технічних заходів з оцінки її технічного стану, які будуть розглянуті в наступних розділах дипломного проєкту.

Беручи до уваги програму капітального ремонту свердловини та умови її подальшої експлуатації, обрано колону насосно-компресорних труб, що складається з труб діаметром 73 мм з товщиною стінки 5,5 мм. Загальна довжина колони НКТ становить 2520 м [11].

Для транспортування необхідної кількості рідини на свердловину передбачено використання автоцистерни типу ППЦ-23-5524П, а для доставки піску — піскозмішувальної установки УСП-50.

Відповідно до програми ремонтних робіт для закачування пінного розчину у свердловину обрано насосний агрегат типу ЦА-320М [8].

У процесі освоєння свердловини також планується застосування рідинно-газового ежектора ЕЖГ-1. Для подачі стисненого повітря до ежектора використовується компресор типу СД-9/101М.

4 ОСНОВНІ ПРИНЦИПИ ПРОВЕДЕННЯ ГІДРОПІСКОСТРУМИННОЇ ПЕРФОРАЦІЇ

Гідропіскоструминна перфорація (ГПП) відповідно до [1] є методом вторинного розкриття продуктивних пластів, при якому перфораційні канали формуються шляхом руйнування обсадної колони, цементного кільця та породи пласта під дією кінетичної енергії високошвидкісного потоку рідини з абразивним наповнювачем (піском), що формується в насадках перфоратора.

Технологічна схема проведення гідропіскоструминної перфорації полягає в спуску в свердловину на колоні насосно-компресорних труб піскоструминного апарата, в корпусі якого встановлюються дві–чотири насадки діаметром 4,5 або 6 мм, виготовлені з абразивостійкого матеріалу. Для точної орієнтації піскоструминного апарата відносно інтервалу перфорації над ним на колоні НКТ монтується товстостінна муфта довжиною до 0,5 м і товщиною стінки 10–15 мм.

Піскоструминний апарат обладнаний двома посадковими гніздами для кулькових клапанів. Верхній клапан більшого діаметра використовується для опресування колони НКТ і після завершення випробувань видаляється шляхом зворотного промивання. Нижній клапан меншого діаметра встановлюється безпосередньо перед початком утворення перфораційних каналів. Герметизація затрубного простору для відведення зворотного потоку здійснюється за допомогою самоущільнювального сальника.

Послідовність виконання операцій [7] при гідропіскоструминній перфорації

1 На гирлі свердловини встановлюють агрегат підземного ремонту для виконання спуско-підіймальних операцій, а також розміщують і обв’язують насосний та піскозмішувальний агрегати.

2 На колоні насосно-компресорних або бурильних труб у свердловину спускають піскоструминний перфоратор із гідравлічним центратором, розташованим над ним. Положення перфоратора відносно продуктивного пласта визначають за даними радіоактивного каротажу або шляхом точного вимірювання довжини колони труб.

3 Після спуску інструменту гирло свердловини обв’язують устьовою арматурою типу 2АУ-70, що забезпечує можливість прямої та зворотної промивки.

4 Виконують промивання свердловини водою до вибою.

5 У колону труб спускають опресовувальний кульовий клапан і проводять випробування обладнання пробним тиском, який перевищує робочий у 1,5 раза.

6 Після завершення опресування верхній клапан піднімають на поверхню методом зворотного промивання.

7 У колону труб спускають робочий клапан перфоратора (нижній).

8 Виконують пробне закачування рідини без абразиву з метою уточнення режимів роботи насосного обладнання.

9 Розпочинають процес гідропіскоструминної перфорації. За допомогою двох–трьох насосних агрегатів у свердловину закачують піщану суміш з концентрацією піску 50–100 кг на 1 м³ рідини. Подача насосів становить 3–4 л/хв, що забезпечує швидкість витікання струменя з насадок 200–260 м/с при перепаді тиску 18–22 МПа. Піщаний струмінь формує канали в породі зі швидкістю 0,6–0,9 мм/с. Обробка одного інтервалу триває 15–20 хв, після чого закачування суміші припиняють і колону труб разом із перфоратором переміщують на наступний інтервал. Процес повторюють до завершення обробки всіх запроєктованих інтервалів. Однією з ключових умов ефективної перфорації є безперервне підтримання циркуляції рідини-пісконосія, оскільки її втрата внаслідок поглинання високопроникними пластами може призвести до утворення піщаних пробок.

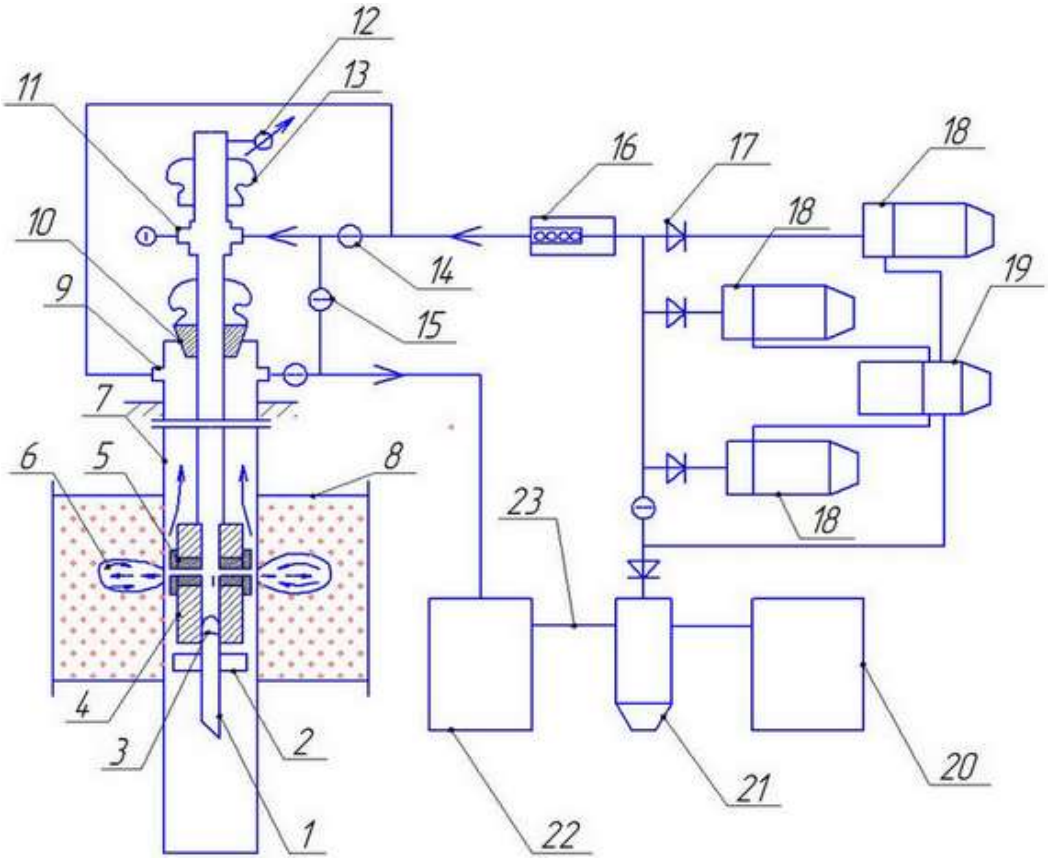
10 Після завершення перфорації всіх інтервалів зворотним потоком рідини піднімають нижній клапан і здійснюють промивання свердловини до появи чистої води.

11 Після цього гирло свердловини звільняють від тимчасової арматури, піскоструминний апарат піднімають на поверхню, а свердловину обладнують для подальшого освоєння та експлуатації.

Технологічні можливості гідропіскоструминної перфорації [2] при видобутку нафти можуть бути реалізовані з високою ефективністю лише за умови

раціонального планування процесу з урахуванням очікуваного приросту видобутку продукції та витрат на виконання робіт.

Технологічну схему процесу гідропіскоструминної перфорації наведено на рисунку 4.1 [аркуш МР.НіОм-93.02.00.000 СЗ].



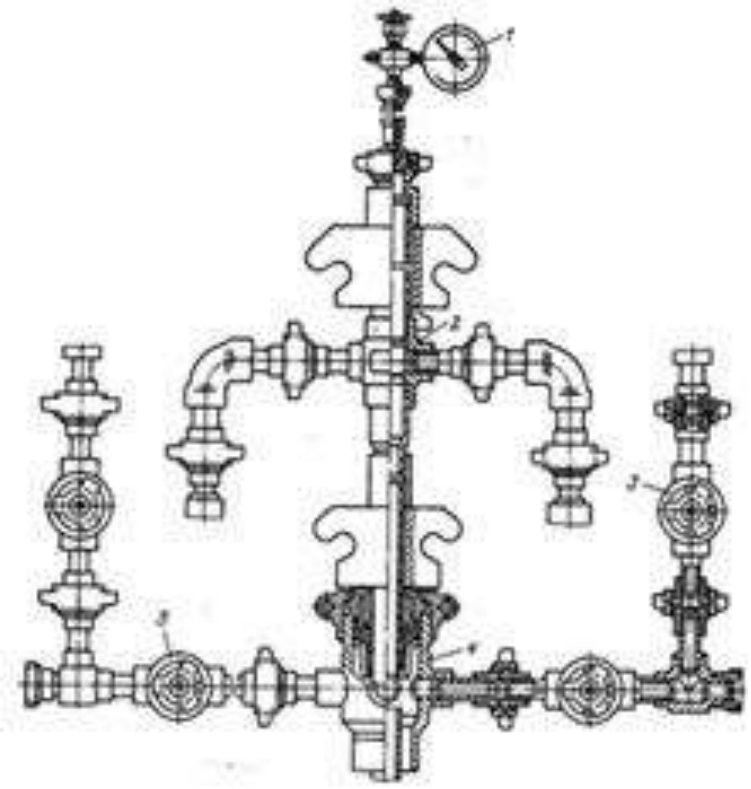
1 – хвостовик; 2 – центрувальний елемент; 3 – робоча кулька; 4 – корпус гідропіскоструминного перфоратора; 5 – вузол насадки; 6 – перфораційний канал; 7 – стовбур свердловини; 8 – продуктивний пласт; 9 – устьова головка фонтанної арматури; 10 – гумова ущільнювальна манжета; 11 – трубна головка фонтанної арматури; 12 – манометр; 13 – елеватор для підіймання труб; 14, 15 – запірна арматура (засувки); 16 – шламоуловлювальний пристрій; 17 – зворотний клапан; 18 – насосні установки; 19 – піскозмішувальний агрегат; 20 – накопичувальна ємність; 21 – насосний агрегат; 22 – амбар; 23 – лінія збору робочої рідини для повторного використання.

Рисунок 4.1 – Технологічна схема гідропіскоструминної перфорації зі скиданням робочої рідини та піску

Розглянемо конструкцію та принцип функціонування обладнання, що застосовується під час проведення гідропіскоструминної перфорації. Арматура гирла типу 2АУ-70 є універсальним комплексом обладнання для облаштування гирла свердловини, оскільки може використовуватися не лише при виконанні гідропіскоструминної перфорації, але й під час цементування свердловин, гідророзриву пласта та інших технологічних операцій.

Арматура гирла свердловини забезпечує можливість спуско-підіймальних операцій насосно-компресорних труб з муфтами без порушення герметичності гирлового обладнання. Конструктивно вона складається з трубної та гирлової головок, а також елементів їх обв’язки. На трубній головці змонтовано манометр, оснащений розподільним пристроєм.

Гирлова головка укомплектована гумовою ущільнювальною манжетою, яка забезпечує герметизацію міжтрубного простору. Крім того, на гирловій головці встановлено манометр із розподільником та запобіжний клапан, що підвищує безпеку експлуатації обладнання.



1-манометр; 2-трубна головка; 3 та 5-пробкові крани; 4 - головка гирлова

Рисунок 4.2- Арматура гирла [11]

Піскозмішувальна установка УСП-50 [7] призначена для транспортування піску та інших сухих компонентів, приготування піщано-рідинних сумішей і подавання їх до насосних агрегатів під час проведення гідропіскоструминної перфорації, гідророзриву пласта та інших технологічних операцій у районах з помірними кліматичними умовами.

До складу установки входять двосекційний бункер, обладнаний завантажувальним і робочим гвинтовими конвеєрами, змішувач із лопатевою мішалкою, одноступеневий відцентровий піщаний насос, маніфольд, гідравлічна система та пост керування.

Бункер має квадратний поперечний переріз і конічне днище та поділений суцільною перегородкою на два рівноцінні відсіки, що забезпечує можливість одночасного транспортування піску або сумішей різних фракцій. У верхній частині кожного відсіку передбачено люк для завантаження матеріалу. Усередині бункера розміщені робочий і завантажувальний гвинтові конвеєри.

Робочий гвинтовий конвеєр призначений для подавання піску з відсіків бункера до змішувача в процесі приготування піщано-рідинної суміші. Завантажувальний гвинтовий конвеєр використовується для наповнення бункера піском у польових умовах за відсутності допоміжних завантажувальних механізмів.

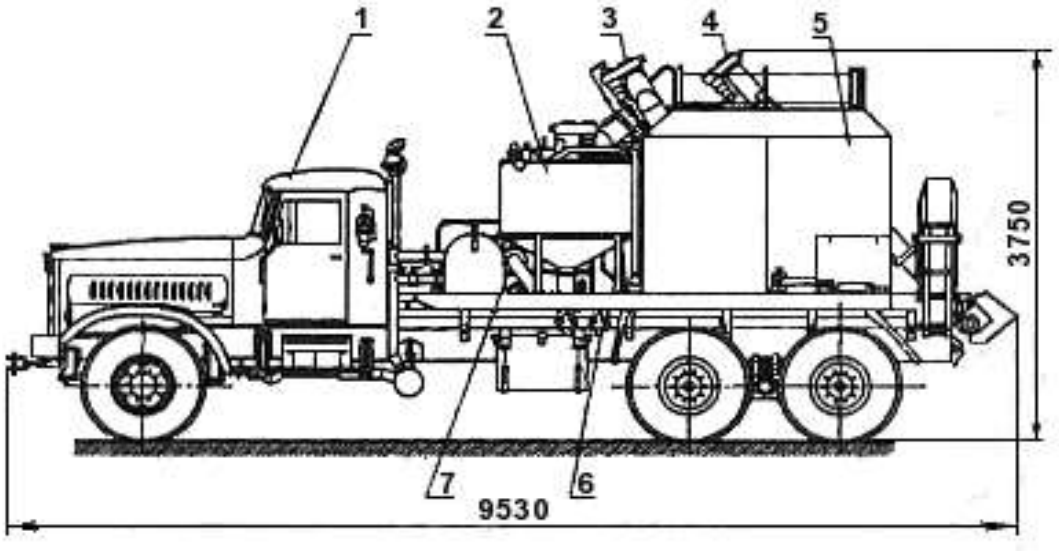
Змішувач виконує функцію приготування піщано-рідинної суміші та являє собою циліндричну ємність з конічним днищем, закриту зверху кришкою. Усередині змішувача встановлені лопатева мішалка та поплавковий рівнемір. Конічне днище закінчується патрубком, через який готова суміш відбирається і подається до насосних агрегатів.

Піщаний насос призначений для відбору суміші зі змішувача та її подавання до насосних установок під тиском 0,2–0,3 МПа. Привід насоса здійснюється від тягового двигуна через коробку відбору потужності, одноступеневий ланцюговий редуктор і циліндричну зубчасту передачу.

Маніфольд установки складається з приймального та роздавального трубопроводів. До роздавального трубопроводу може одночасно під’єднуватися до чотирьох насосних агрегатів.

Робочий і завантажувальний гвинтові конвеєри, а також лопатева мішалка змішувача приводяться в дію гідромоторами типу Г15-23 через одноступеневі редуктори. Робоча рідина для живлення гідромоторів подається двосекційним масляним насосом 25Г12-23, який приводиться в дію від тягового двигуна автомобіля через коробку відбору потужності.

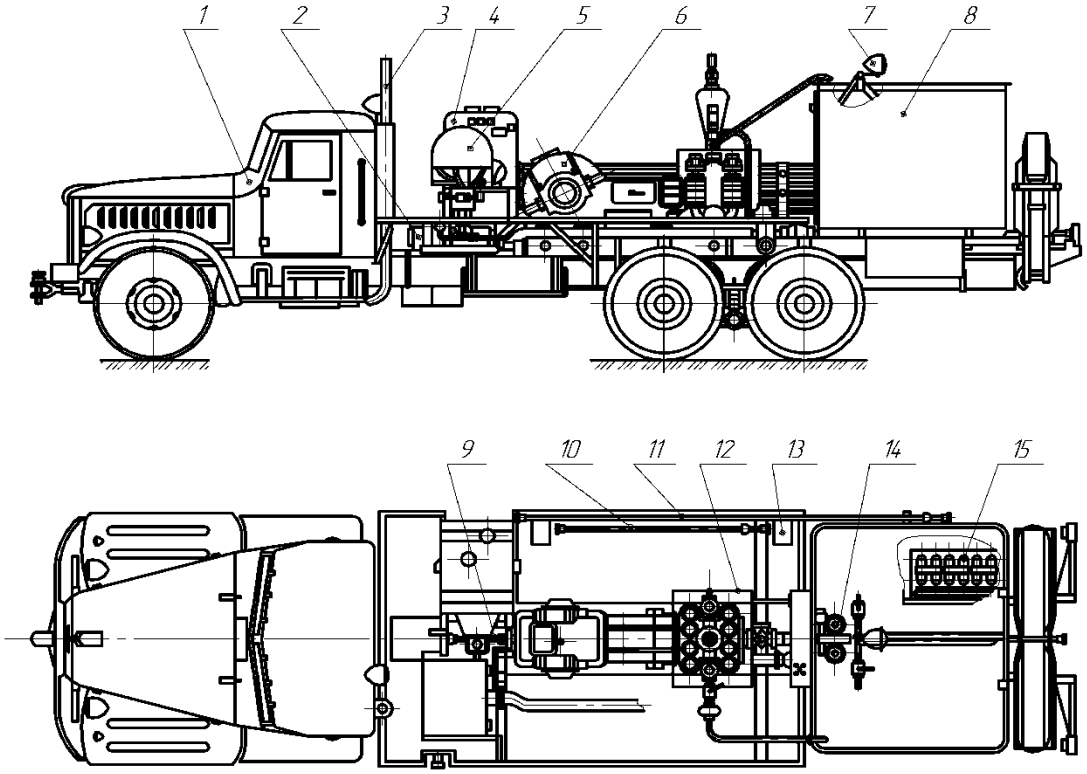
Пост керування установкою розміщений поблизу бункера. На щиті керування встановлені дроселі управління гідромоторами гвинтових конвеєрів і мішалки, манометри гідросистеми, тахометри робочого гвинтового конвеєра та піщаного насоса, а також термометр для контролю температури масла в баку. Крім того, на пост виведене керування двигуном автомобіля та коробками відбору потужності приводу піщаного насоса, тоді як управління масляним насосом здійснюється з кабіни автомобіля.



1-автошасі КрАЗ; 2 - змішувач з лопатевою мішалкою; 3 - робочий гвинтовий конвеєр; 4-завантажувальний гвинтовий конвеєр; 5-бункер; 6-маніфольд; 7-пісковий насос.

Рисунок 4.3 – Піскозмішувальна установка УСП-50 [7]

Цементувальний агрегат ЦА-320М (рис. 4.4) – згідно [4] призначений для нагнітання робочих сумішей при цементуванні свердловин в процесі буріння, капітального ремонту і при проведенні інших промивально-продавлювальних робіт.



1 – шасі автомобіля; 2 – коробка відбору потужності; 3 – вихлопна труба; 4 – двигун; 5 – триплунжерний насос; 6 – поршневий насос високого тиску; 7 – електричне обладнання агрегату; 8 – бак мірний; 9 – карданний вал; 10, 11 – труби маніфольдні; 12 – захисний кожух насоса високого тиску; 13 – маніфольд агрегату; 14 – донні клапани; 15 – шарнірні коліна

Рисунок 4.4 – Цементувальний агрегат ЦА-320 М

Він змонтований на шасі тривісного автомобіля марки КрАЗ і складається з насоса високого тиску для закачування розчинів і рідин в свердловину, водяного насоса з окремим приводом для подачі рідини (води і ін.) в змішуючий пристрій при приготуванні тампонажного розчину, маніфольду з запірною арматурою на

самому агрегаті, розбірного металевого трубопроводу для під'єднання насоса до гирлового обладнання свердловини (цементувальною головкою та ін.), каліброваної ємності та бачка для цементного розчину, коробки відбору потужності для приводу насоса та механізмів керування агрегатом. Все обладнання змонтоване на двох монтажних рамах, прикріплених до лонжеронів автомобіля.

Для транспортування рідини, яка використовується при ГПП, використовуються автоцистерни, що відрізняються об'ємом, транспортною базою, стійкістю проти дії агресивних рідин, наявністю обладнання, яке слугує для заповнення власної ємності із іншої, подачі рідини із цистерни.

Автоцистерна ППЦ-23-5524П – з об'ємом цистерни 23 $м^3$,є найбільшою. ЇЇ [3] монтажна база – напівпричіп 4МЗАП-5524П, який транспортується тягачем КрАЗ-258. Перекачування рідини забезпечується насосним блоком, що складається з відцентрового насоса і самовсмоктуючого пристрою, найбільша подача 37,5 л/с. Максимальний напір 0,98 МПа.

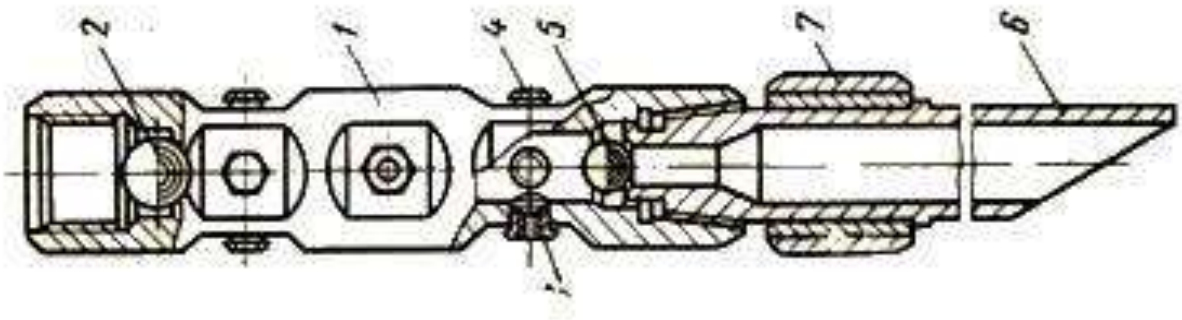
Привод насосного блоку здійснюється тяговим двигуном тягача через коробку відбору потужності, що встановлена на роздавальній коробці автомобіля.

Конструкція цистерни представляє з себе ємність еліптичного або круглого перерізу, зварену із окремих листів.

Гідроперфоратор АП-6М (рис 4.5) [аркуш МР.НіО-93.02.04.000 СК] має 6 бічних отворів, у які вгвинчуються 6 насадок для одночасного створення 6 перфораційних каналів.

Насадки в сталевій оправі виготовляються із твердих сплавів, стійких до зносу піщано-рідинними сумішами, трьох стандартних діаметрів 3, 4, 5 і 6 мм.

Повільно обертаючи гідроперфоратор або вертикально його переміщуючи, можна отримати горизонтальні або вертикальні надрізи і канали.



1-

корпус; 2-опресовувальний клапан; 3-вузол насадки; 4-заглушка;

5-зворотній клапан; 6-хвостовик; 7-центратор

Рисунок 4.5 – Гідроперфоратор АП-6М

5 ТЕХНОЛОГІЯ ТА ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН ПІННИМИ СИСТЕМАМИ

З метою відновлення та збереження природної проникності привибійної зони пласта відповідно до джерела [1] застосовують фізико-хімічні методи впливу на пласт із використанням двофазних пінних систем. Доцільність використання пін обумовлена низькими пластовими тисками, за яких заміна бурового розчину на воду може спричинити її інтенсивне поглинання пластом. Відомо, що в умовах свердловини двофазні піни характеризуються малою густиною, що зумовлює їх ефективне застосування як промивального агента під час розбурювання поглинаючих горизонтів і розкриття продуктивних пластів.

Дослідженнями встановлено, що використання пін є ефективним для витіснення води зі свердловини та видалення закупорювальних матеріалів із пласта. Водночас пінна система є нестійкою на поверхні, де вона легко руйнується, що є технологічною перевагою під час утилізації шламу.

Метод освоєння свердловин із застосуванням двофазних пін відзначається високою ефективністю завдяки інтенсифікованому очищенню зафільтрової зони від продуктів кольматації, бурового шламу, а також продуктів хімічної взаємодії кислоти з гірською породою.

Двофазні піни являють собою дисперсні системи, що складаються з рідкої фази, газу (повітря) та піноутворювача. Рідина, яка використовується для приготування пінної системи, не повинна спричиняти набухання глинистих частинок у привибійній зоні пласта. З огляду на це для формування пін доцільно застосовувати пластову воду, попередньо перевірену на сумісність із породою колектора.

Властивості пінних систем можуть змінюватися в широких межах шляхом регулювання співвідношення їх компонентів. Типовим значенням густини піни є близько 33 кг/м³. В’язкість піни може бути підібрана таким чином, щоб за швидкості руху в насосно-компресорних трубах у межах 0,5–1,5 м/с забезпечувалася достатня здатність до винесення шламу. Правильно приготована

піна повинна зберігати стабільність лише до моменту виходу з викидної лінії, після чого вона має руйнуватися. При повторному нагнітанні пінна система знову набуває необхідних експлуатаційних властивостей.

Оскільки піна існує лише протягом одного циклу циркуляції, компоненти для її утворення необхідно безперервно змішувати протягом усього періоду промивання свердловини. Густина пінної системи легко регулюється зміною ступеня аерації, тобто співвідношенням об'єму газу до 1 м³ рідини з поверхнево-активними речовинами. За умови сталої витрати рідини зміна лише витрати газу дозволяє регулювати густину двофазної піни в межах 200–800 кг/м³, що запобігає надмірному надходженню рідини в пласт і сприяє плавному зниженню тиску на вибій свердловини.

Суть технології виклику притоку флюїду з пласта із застосуванням пінних систем та ежекторів полягає у приготуванні двофазної піни, заповненні нею стовбура свердловини та поступовому витісненні води. У результаті цього в свердловині формується необхідна величина депресії, що забезпечує надходження пластового флюїду.

Застосування ежекторів для приготування пінних систем дає змогу використовувати компресори пневматичних систем бурових установок або пересувні компресори як джерело стиснутого повітря. Порівняно з технологією освоєння свердловин шляхом витіснення рідини стиснутим повітрям, даний метод характеризується підвищеним рівнем вибухобезпечності, що забезпечується такими чинниками:

- зниженням імовірності внутрішньосвердловинного горіння внаслідок використання піни як робочого агента;
- застосуванням стиснутого повітря низького тиску.

Для реалізації технології освоєння свердловини (за умови облаштування устя відповідно до проєкту її спорудження) використовується такий комплект обладнання:

- пересувний компресор СД-9/101М;
- цементувальний (насосний) агрегат ЦА-320М з діаметром циліндрових

втулок не більше 115 мм;

- додатковий цементувальний (насосний) агрегат ЦА-320М для подавання води за відсутності діючого водопроводу;
- у зимовий період, за відсутності котельної установки, пересувна парова установка ППУА-1200/100;
- манометр;
- рідинно-газовий ежектор ЕЖГ-1.

У разі використання пересувних компресорів ежектор повинен бути оснащений насадкою з діаметром вихідного отвору 5,6 мм та камерою змішування з діаметром циліндричної частини 10 мм при відстані між ними 10 мм, що забезпечує ефективне формування пінної системи.

Для приготування піноутворювальних рідин використовують такі матеріали:

- технічну воду;
- поверхнево-активні речовини, зокрема сульфазол відповідно до ТУ 6-01-862-73, ОП-10 за ДСТУ 8433, а також інші дозволені ПАР.

Перед виконанням процесу виклику притоку у свердловину спускають ліфтову колону на глибину, за якої башмак колони розміщується на 5–10 м вище інтервалу перфорації.

До початку технологічного процесу устя свердловини повинно бути обладнане трубопроводами та запірно-регулювальною арматурою, що забезпечують можливість закачування пінної системи в міжтрубний простір з одночасним відведенням рідини з трубного простору свердловини, а також умови для одночасного самовспливу піни з міжтрубного та трубного просторів.

Технологічні параметри процесу виклику притоку з пласта із застосуванням пін та ежекторів вибирають залежно від необхідної величини зниження тиску на вибої свердловини та наявного компресорного обладнання. Необхідне значення депресії визначається геолого-технічними умовами будівництва свердловини і допустимою міцністю експлуатаційної колони на зминання під дією зовнішнього тиску.

Закачування пінної системи здійснюється за сталого ступеня аерації, який

забезпечується встановленням початкового тиску піноутворювальної рідини, що подається в ежектор.

Для вибору режимів роботи при використанні пересувних компресорів за допомогою номограми (рис. 5.1) визначають ступінь аерації, за якого для заданої глибини спуску ліфтових труб забезпечується необхідне зниження тиску на вибої. Далі за номограмою (рис. 5.2), з урахуванням отриманого ступеня аерації та типу (марки) компресора, визначають потрібні робочі параметри компресорного обладнання.

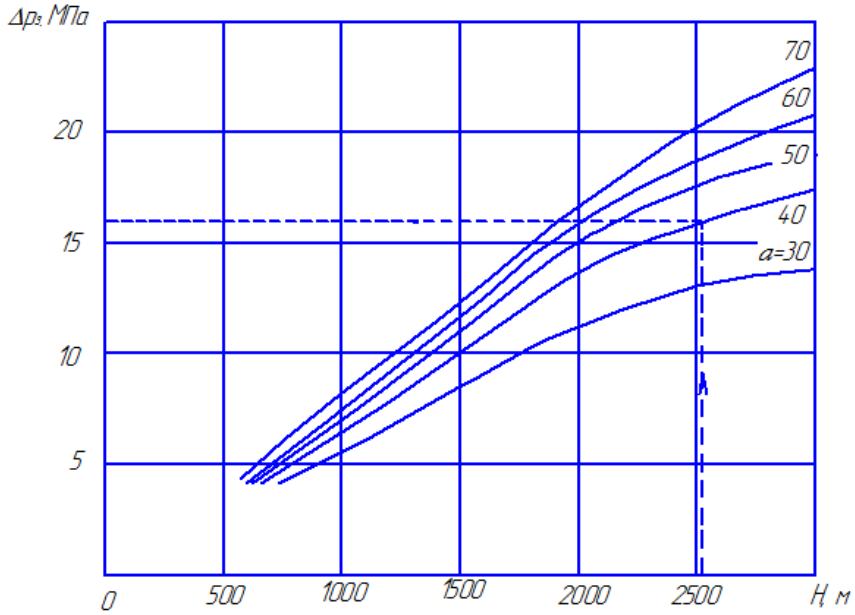
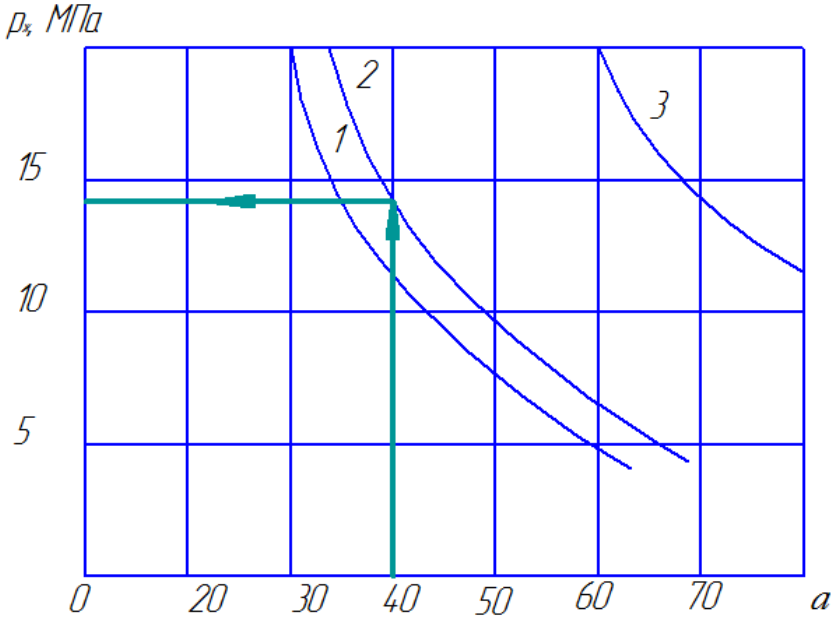


Рисунок 5.1 – Номограма для визначення ступеня аерації піни при використанні пересувних компресорів

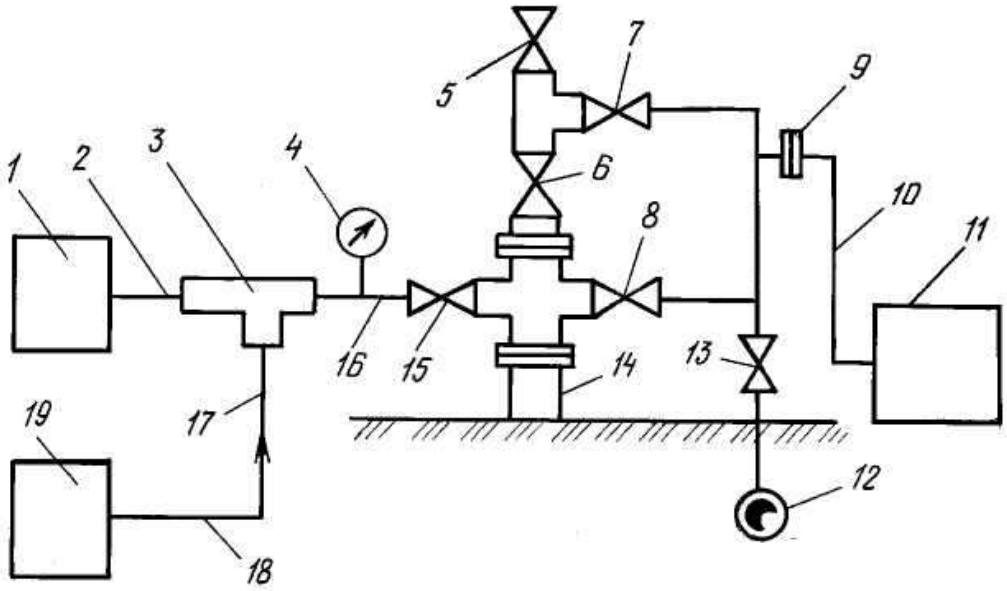
Схема обв’язки наземного обладнання та устя свердловини під час проведення процесу виклику притоку із пласта з використанням пересувних компресорів або компресорів бурової установки наведена на рис. 5.3 (аркуш МР.НіОм-93.03.00.000 СЗ).

Обв’язку ежектора необхідно виконувати таким чином, щоб його бічний патрубок, оснащений зворотним клапаном, був орієнтований у вертикальному напрямку вниз, що забезпечує коректну та безпечну роботу пінної системи.



1,2,3 – компресори УКП-80, СД 9/101, КПУ-16/100 відповідно

Рисунок 5.2 – Номограма для визначення тиску нагнітання піноутворюючої рідини для різних типів компресорів



1 - цементувальний агрегат; 2 - лінія для подачі піноутворюючої рідини; 3 - ежектор; 4 -манометр; 5-8, 13, 15 - засувки; 9 - заглушка; 10 - викид піни; 11 - накопичувальна ємкість; 12 - колектор нафтопромислу; 14 - експлуатаційна колона; 16 - пінопровід; 17 - зворотний клапан ежектора; 18 - повітропровід; 19 – компресор

Рисунок 5.3 - Схема обв'язки наземного обладнання та устя свердловини

Підготовка піноутворювальної рідини для формування двофазної піни може здійснюватися безпосередньо під час процесу її закачування у свердловину. При цьому чергова порція поверхнево-активної речовини розчиняється у воді у вільному відсіку бункера насосного агрегату. У процесі виконання робіт необхідно суворо дотримуватися вимог охорони праці та промислової безпеки.

Процес виклику притоку зі свердловини повинен проводитися відповідно до плану робіт, затвердженого головним інженером і головним геологом управління бурових робіт. Увесь виробничий та інженерно-технічний персонал має бути навчений правилам виконання робіт з освоєння свердловин. Кожна зміна персоналу перед початком робіт підлягає обов’язковому інструктажу щодо заходів безпеки під час виконання конкретних технологічних операцій.

Під час розміщення технологічного обладнання і пересувної техніки в зоні свердловини необхідно враховувати напрямок вітру з метою мінімізації впливу можливих викидів робочого середовища.

Нормативні відстані між об’єктами повинні становити:

- від пересувної техніки до устя свердловини та приймальної ємності — не менше 25 м;
- від компресорної установки до інших агрегатів — не менше 10 м;
- від культбудки до устя свердловини — не менше відстані, що дорівнює висоті вишки плюс 10 м.

Забороняється експлуатація ежектора без зворотного клапана або з негерметичним зворотним клапаном на бічному патрубку подачі повітря. За умов від’ємних температур необхідно застосовувати підігріту піноутворювальну рідину. Повітропровід після монтажу повинен бути застрахований сталевим тросом діаметром не менше 5 мм, який кріпиться до трубопроводу хомутами, встановленими на відстані 200 мм від з’єднань. Кінці троса фіксуються до стаціонарних якорів.

Викидну лінію від устя свердловини до приймальної ємності монтують із насосно-компресорних труб із внутрішнім діаметром не менше 50 мм. Трубопровід надійно закріплюють біля устя свердловини, у місцях поворотів та в зоні

приймальної ємності за допомогою стопорних або стаціонарних якорів, розрахованих на сприйняття розривних зусиль потоку не менше 1 т.

Під час проведення опресування обв'язки всі працівники повинні бути виведені за межі небезпечної зони. Упродовж усього процесу виклику притоку в радіусі не менше 25 м від устя свердловини та накопичувальної ємності забороняється виконання робіт, не пов'язаних з освоєнням свердловини, використання відкритого вогню, перебування сторонніх осіб, а також експлуатація техніки, не обладнаної іскрогасниками на вихлопних трубах.

Не допускається потрапляння пінної системи до джерел питного водопостачання. У період самозливу піни та очікування притоку забороняється залишати свердловину герметично закритою, оскільки це може призвести до утворення стиснутої вибухонебезпечної суміші в разі руйнування піни.

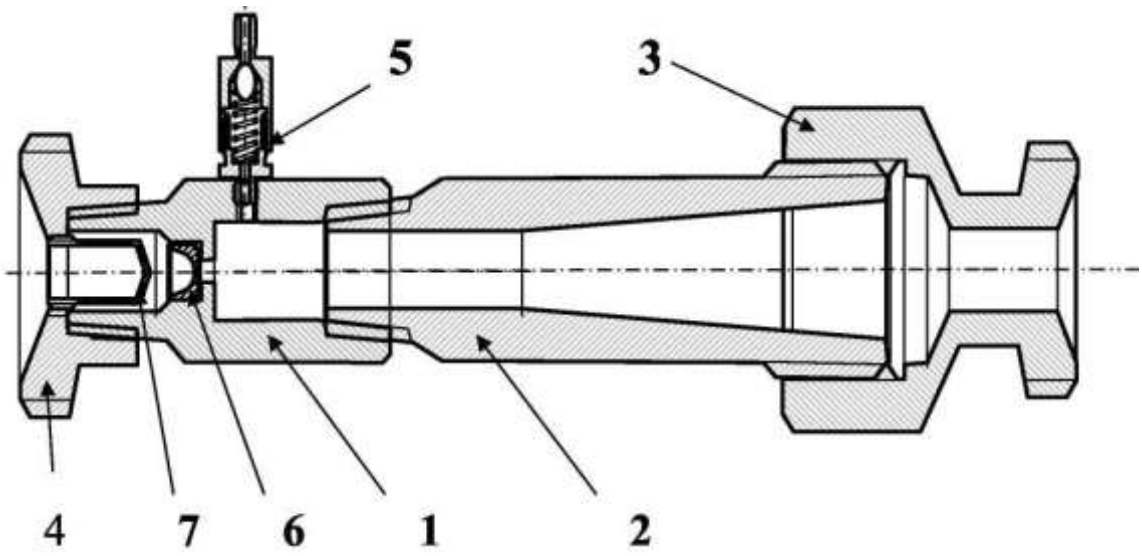
Як зазначалося раніше, під час буріння (приготування аерованих бурових розчинів), освоєння, глушіння та обробки привибійної зони нафтових і газових свердловин, зокрема похило-скерованих і горизонтальних, як на суші, так і в морських умовах, застосовуються гідрогазові ежектори, зокрема типу «ЕГГ».

Гідрогазовий ежектор (рис. 5.4) (аркуш МР.НіО-93.03.03.000 СК) складається з корпусу з камерою змішування 1 та вихідного патрубка 2. Кріплення ежектора здійснюється за допомогою швидкороз'ємних з'єднань 3 і 4. На вході в ежектор встановлюється фільтр 7, а в корпусі змонтовані змінна насадка 6 з ущільненням і зворотний клапан 5, який з'єднується з пневматичною лінією компресора.

Під час прокачування рідини через ежектор насосним агрегатом у його робочій камері створюється глибокий вакуум (до 0,09 МПа). Одночасно через зворотний клапан у камеру надходить газоподібний агент, що подається компресором. У камері змішування відбувається інтенсивне змішування газу з рідиною, після чого суміш проходить через дифузор, де частина її кінетичної енергії перетворюється на потенційну. У результаті сформований аерований розчин або пінна система надходить у напірний трубопровід.

Конструктивні особливості ежектора забезпечують отримання на його виході тиску до 5,0 МПа за умови створення вакууму в робочій камері.

Гідрогазовий ежектор типу «ЕГГ» виготовляється відповідно до ТУ 3663-002-21653851-97. Основні технічні характеристики апарата наведені в таблиці 5.1.



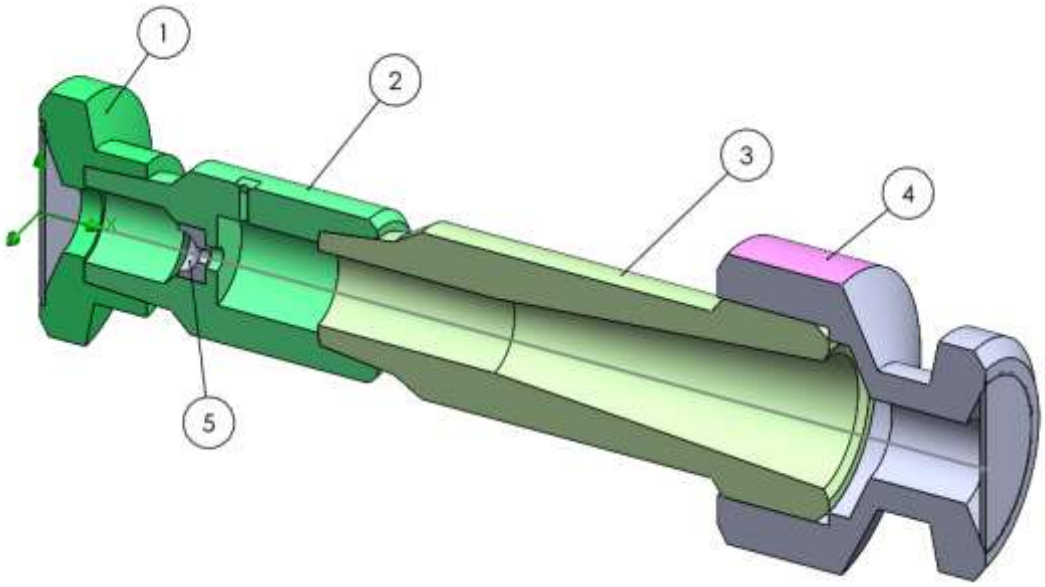
1 – корпус з камерою змішування; 2 – вихідний патрубок; 3, 4 – швидкороз'ємні з'єднання; 5 – зворотний клапан; 6 – змінна насадка; 7 – фільтр.

Рисунок 5.4 – Ежектор гідрогазовий

Таблиця 5.1 – Технічна характеристика гідрогазового ежектора

Найменування показника	Величина
Умовне позначення	ЕГГ
Робочий тиск, МПа,	не більше 30,0
Пропускна здатність, л/с,	не менше 15,0
Максимальний тиск на виході ежектора при атмосферному тиску в робочій камері, МПа	5,0
Діаметр змінних насадок, мм	6,0-10,0
Габаритні розміри, мм, не більш	660 х 300 х 180
Маса, кг, не більш	25

Проведемо дослідження роботи ежектора гідрогазового. Для цього побудуємо тривимірноу модель в програмному середовищі Solidworks (рис. 5.5).



1 – вхідний патрубок; 2 – камера змішування; 3 – вихідний патрубок; 4 – швидкороз’ємне з’єднання; 6 – насадка

Рисунок 5.5 – Тривимірна модель гідрогазового ежектора

Моделювання процесу утворення піни проводимо в середовищі SolidWorks Flowsimulation. Після прикладання відповідних режимних параметрів отримуємо відповідні епюри зображені на рисунках 5.6 – 5.10.

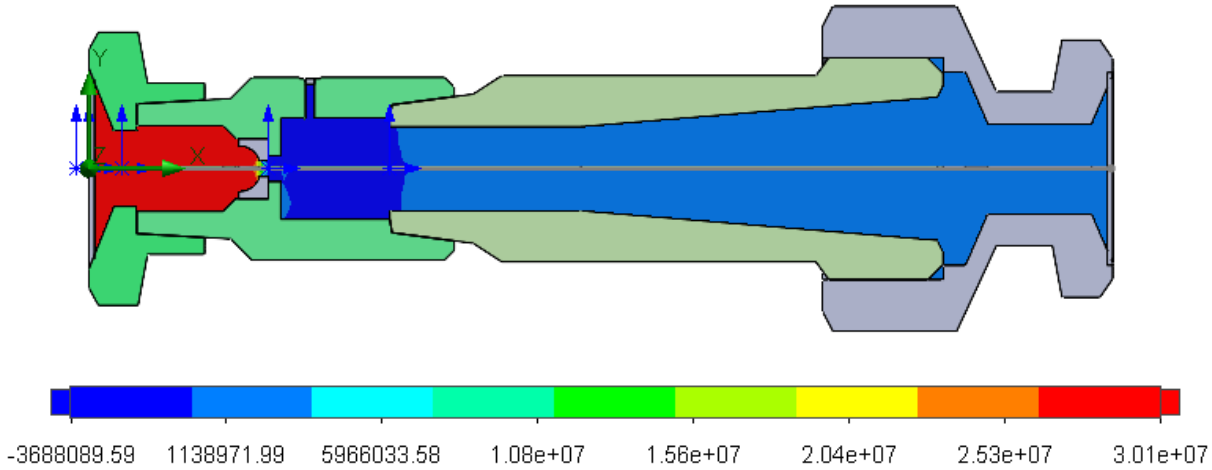


Рисунок 5.6 – Епюра розподілу тиску

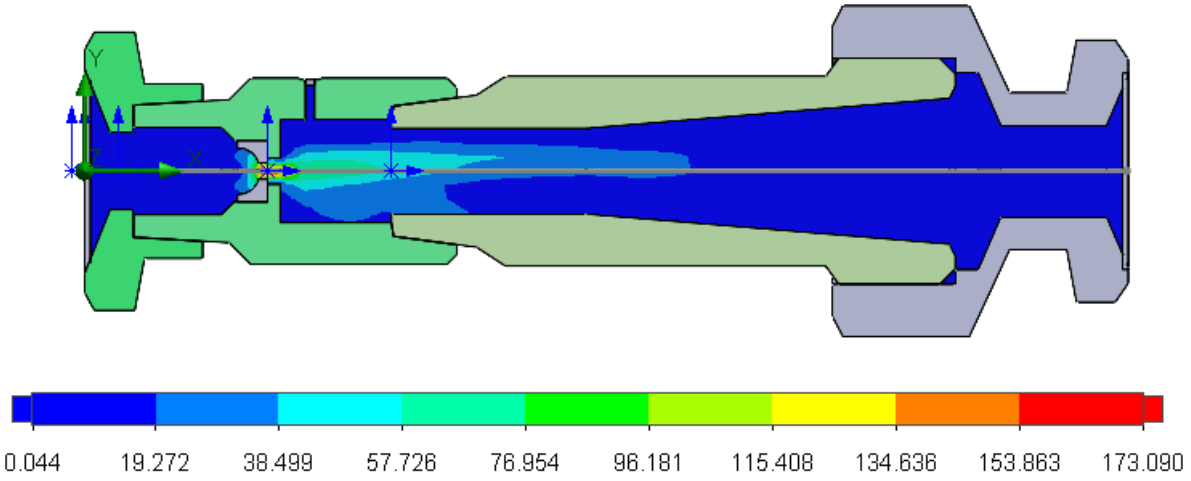


Рисунок 5.7 – Епюра розподілу швидкості потоку

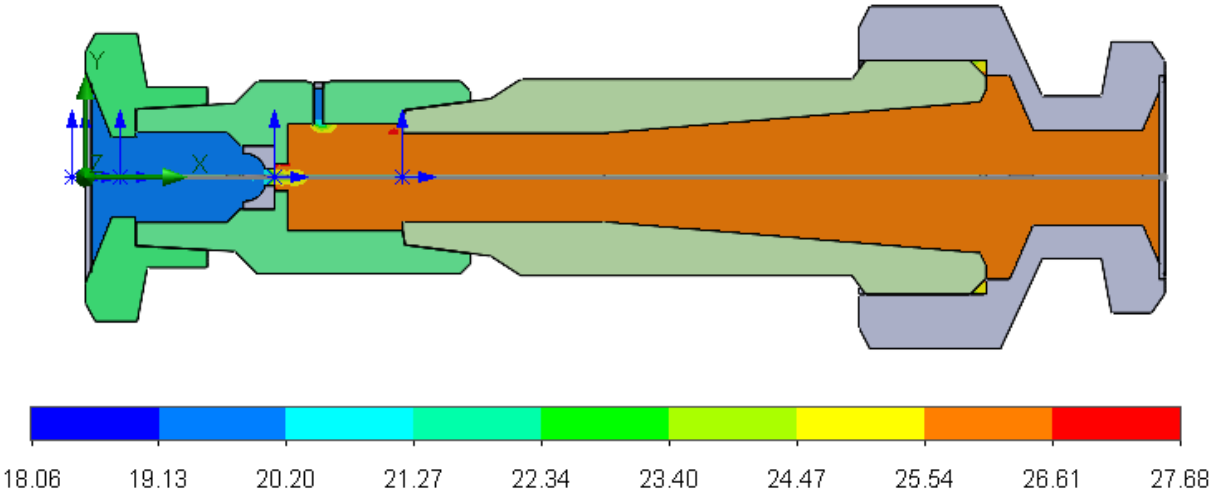


Рисунок 5.8 – Епюра розподілу температури робочого середовища

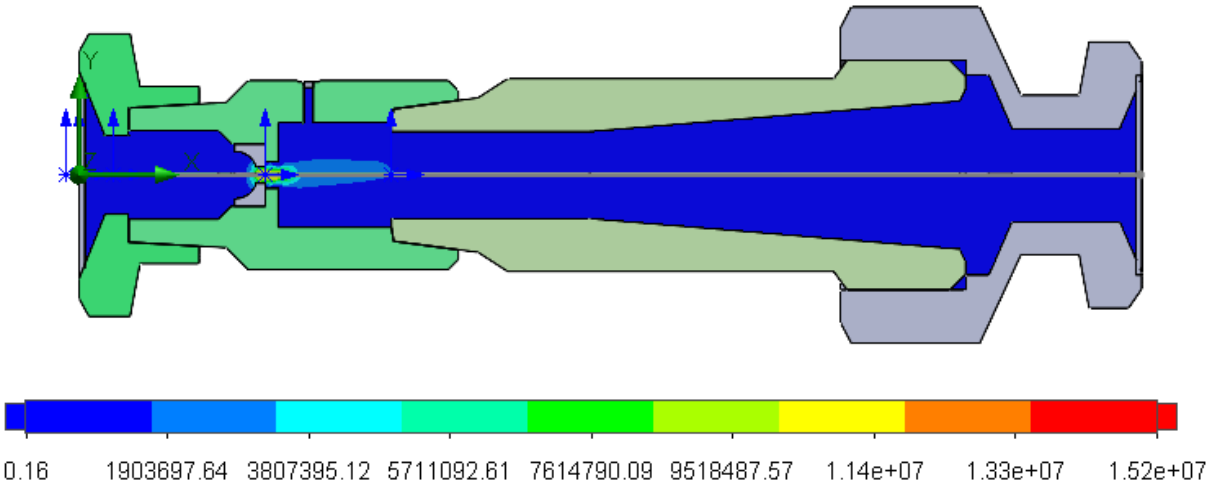


Рисунок 5.9 – Епюра розподілу динамічного тиску

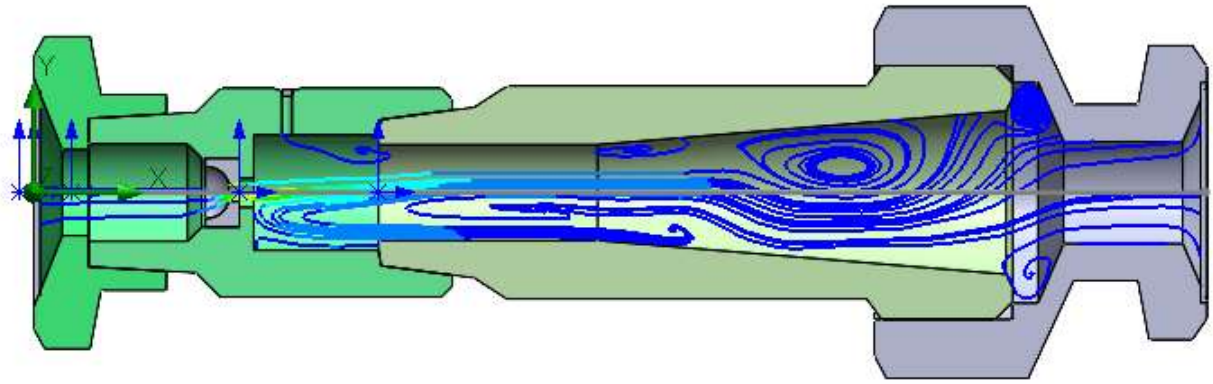


Рисунок 5.10 – Епюра траєкторії потоку

З наведених вище рисунків чітко можна виявити зону утворення піни в корпусі ежектора. Найкраще це видно на залежності тиску по довжині пристрою, і там де тиск паде нижче тиску насичених парів, там і вважаємо що є кавітація і утворюються бульбашки.

6 ТЕХНОЛОГІЧНІ РОЗРАХУНКИ

6.1 Міцністні та перевірочні розрахунки елементів обладнання

6.1.1 Розрахунок колони НКТ

Розраховуємо внутрішній діаметр колони НКТ [11]. Для цього, спочатку, визначимо внутрішній діаметр обсадної колони:

$$D_{вн} = D_{зовн} - 2*\delta = 140 - 2*\ 10{,}5 = 119 \text{ мм} \qquad (6.1)$$

Виходячи з розрахунку обираємо гладкі НКТ з умовним діаметром 73 мм, товщиною стінки 5,5 мм і внутрішнім діаметром 62 мм. Маса одного погонного метра труби $m = 9{,}2$ кг/м**.** Визначаємо максимально допустиму глибину опускання труб, щоб попередити обривання колони під дією власної ваги:

$$L_{доп} = \frac{G_{зр}}{k_з mg} = \frac{289 \cdot 10^3}{1{,}5 \cdot 9{,}2 \cdot 9{,}81} = 2134{,}8 \ м \qquad (6.2)$$

де $G_{зр}$ – зрушуюче навантаження різьової з'єднини гладкої труби (для труб групи міцності Д $G_{зр} = 289 \cdot 103$ Н); $k_з$ - коефіцієнт запасу міцності, $k_з = 1{,}5$; $g = 9{,}81$ м/с^2 – прискорення вільного падіння.

Оскільки $L_{доп} \prec H$ $(2134{,}8 \prec 2750)$, то беремо труби вищої групи міцності *Е*, для яких $G_{зр} = 427 \cdot 103$ Н. Тоді

$$L_{доп} = \frac{427 \cdot 10^3}{1{,}5 \cdot 9{,}2 \cdot 9{,}81} = 3154{,}1 \ м$$

Так як умова виконується ми беремо труби НКТ–73х5,5 Е.

6.1.2 Розрахунок колони насосно-компресорних труб на статичну міцність

При фонтанній експлуатації нафтової свердловини колона насосно-компресорних труб сприймає навантаження тільки від власної ваги [12].

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

$$P_{тр} = L \cdot m \cdot g \ ; \qquad (6.3)$$

де L = 2520,85 м – довжина колони насосно-компресорних труб;

m = 9,2 кг – приведена маса 1 м погонного насосно-компресорних труб даного діаметру;

g = 9,81 м/с^2 – прискорення вільного падіння.

$$P_{тр} = 2520,85 \cdot 9,2 \cdot 9,81 = 227511,8 H;$$

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

$$\sigma_{\max} = \frac{4 \cdot P_{тр}}{\pi\left(D_{зов}^2 - d_{вн}^2\right)}; \qquad (6.4)$$

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

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

$$\sigma_{\max} = \frac{4 \cdot 227511,8}{3,14(0,073^2 - 0,062^2)} = 195,2 \cdot 10^6 \, Па = 195,2 МПа;$$

Визначаємо коефіцієнт запасу міцності за формулою:

$$n = \frac{\sigma_T}{\sigma_{\max}}; \qquad (6.5)$$

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

$$n = \frac{380}{195,2} = 1,9.$$

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

$$n = 1,9 > [n] = 1,5.$$

6.2 Розрахунок фланцевого з'єднання

Для роботи за тисків до 35 МПа застосовують фланцеві з'єднання виконання 1 [11] з передбаченим зазором між торцевими поверхнями фланців. Такі з'єднання комплектуються прокладками типу П з ортогональним поперечним перерізом, які забезпечують двосторонній контакт із поверхнями проточки фланців (рис. 6.1, 6.2).

Розрахунок фланцевого з'єднання виконується для випадку двостороннього контакту поверхонь проточки з прокладкою.

Зусилля затягування фланцевого з'єднання визначається за відповідною розрахунковою залежністю:

$$P_{зат} = \left(\frac{\pi \cdot D_3^2}{4} \right) \cdot P + \pi \cdot D_3 \cdot b_{еф} \cdot m \cdot p; \tag{6.6}$$

де D_3 = 123,8 мм – середній діаметр прокладки;

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

$b_{еф}$ = 0,125·b – ефективна ширина прокладки;

де b = 12 мм – ширина прокладки;

$b_{еф}$ = 0,125·12 = 1,5 мм.

m = 10 – коефіцієнт, що враховує пружні властивості прокладки.

$$P_{зат} = \left(\frac{3{,}14 \cdot 0.1238^2}{4} \right) \cdot 18 \cdot 10^6 + 3{,}14 \cdot 0.1238 \cdot 0{,}0015 \cdot 10 \cdot 20 \cdot 10^6 = 321520{,}23H = 321{,}52кН.$$

6.2.1 Перевірочний розрахунок фланцевого з'єднання на статичну міцність

Перевірочний розрахунок [12] (див. розрахункову схему на рис. 6.3) фланцевого з'єднання на статичну міцність виконуємо за перевіркою коефіцієнту запасу міцності з нерівності:

$$\sigma_{зг} = \frac{\boldsymbol{M}_{зг}}{\boldsymbol{W}_{А-А}} \le [\sigma_{зг}]; \tag{6.7}$$

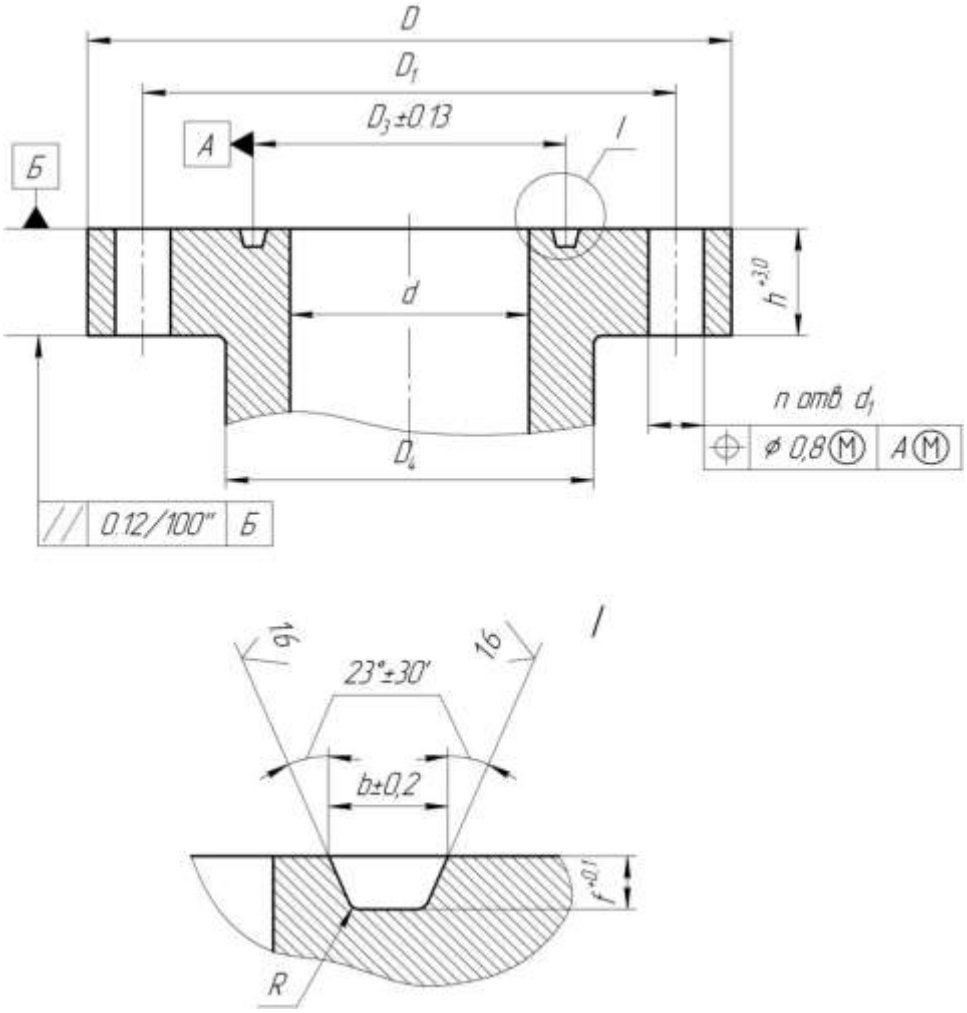


Рисунок 6.1 - Фланець типу 1

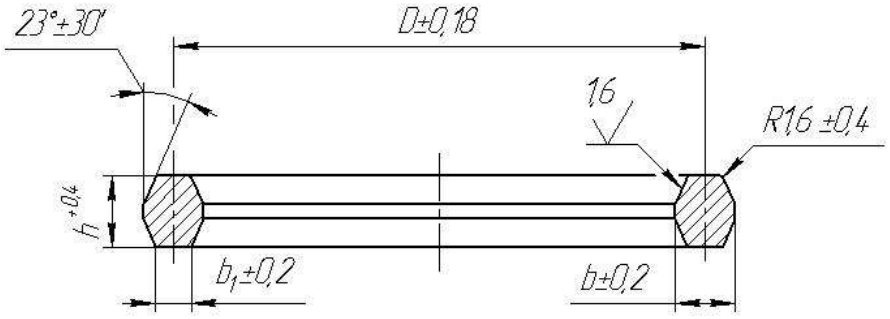


Рисунок 6.2 – Прокладка типу П [12]

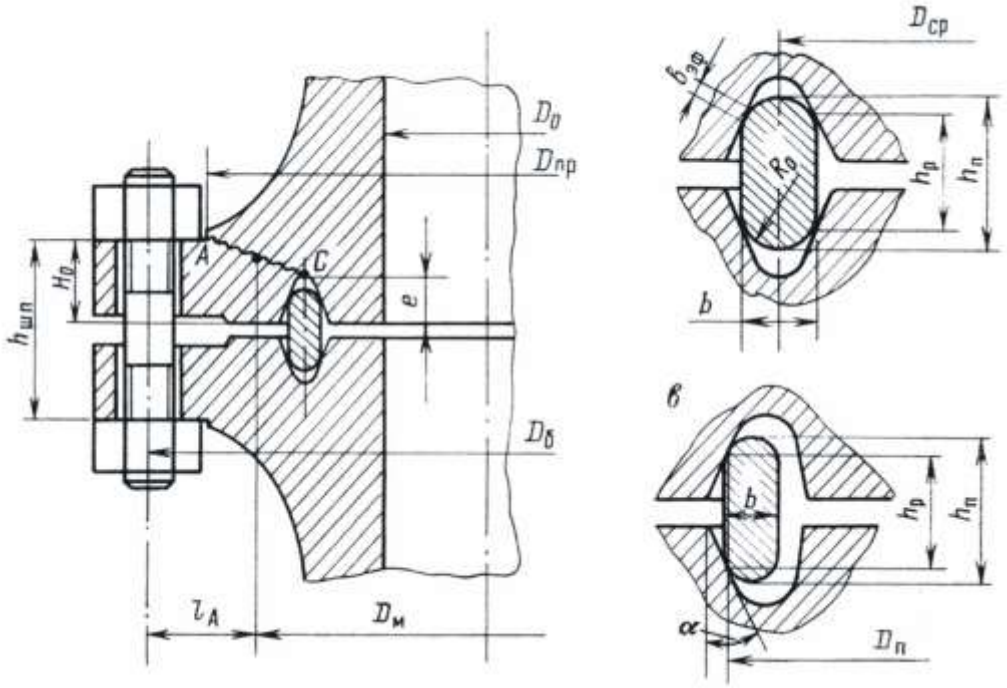


Рисунок 6.3 – Розрахункова схема фланцевого з'єднання.

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

n = 2,5 – коефіцієнт запасу міцності;

$\sigma_т$ = 380 – границя текучості матеріалу фланців;

$[\sigma_{зг}]$ = 380/2,5 = 125 МПа.

Визначаємо згинаючий момент [12], який діє в фланцевому з'єднанні за формулою:

$$M_{зг} = P_{зат} \cdot L_a = 321520,23 \cdot 0,03255 = 10465,48\ H \cdot м; \qquad (6.8)$$

де $l_A = \frac{D_1 - D_H}{2}$ – плече згину;

D_1 - ділильний діаметр кола центрів отворів під шпильки,м

D_1 = 190.5мм = 0,1905 м;

D_H - середній діаметр небезпечного перерізу, м,

$$D_H = \frac{D_4 + D_3}{2} = \frac{0,127 + 0,1238}{2} = 0,1254\,м$$

де D_4 - більший діаметр шийки, м $D_4 = 127\,мм = 0,127\,м$;

$$l_A = \frac{0{,}1905 - 0{,}1254}{2} = 0{,}03255 \text{ м}$$

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

$$W_{A-A} = \frac{\pi \cdot D_H}{6} \cdot \frac{b_1^2 + 2(h-f)^2}{2} \quad (6.9)$$

де b_1 - ширина торця прокладки, м

$b_1 = 7{,}7 мм = 0{,}0077 м$;

h - повна висота тарілки фланця, м

h = 46 мм = 0,046 м;

f - глибина канавки, м

f = 8,0 мм = 0,008 м.

Підставивши дані в формулу (6.9) отримаємо:

$$W_{A-A} = \frac{3{,}14 \cdot 0{,}1254}{6} \cdot \frac{0{,}0077^2 + 2(0{,}046 - 0{,}008)^2}{2} = 9{,}6 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3$$

Підставивши вихідні дані в нерівність (6.7) отримаємо:

$$\sigma_{зг} = \frac{10465{,}48}{9{,}6 \cdot 10^{-5}} = 109 МПа \le [\sigma_{зг}] = 125 МПа.$$

Як показують розрахунки, міцність фланцевого з'єднання забезпечується, оскільки виконується нерівність (6.7) за якою проводились розрахунки.

6.2.2 Розрахунок шпильки фланцевого з'єднання

Розрахунок шпильки зводиться до визначення її діаметра [11]. Визначаємо діаметр шпильки по дну впадини різі за формулою:

$$\boldsymbol{d_{шп} = \sqrt{\frac{(4 \cdot P_{зат} \cdot n)}{(\pi \cdot z \cdot \sigma_T)}}}; \quad (6.10)$$

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

$P_{зат}$ = 321520,32 Па – зусилля затяжки шпильок (обчислене вище);

σ_T = 637 МПа – границя плинності для матеріалу шпильок;

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

$$d_{шп} = \sqrt{\frac{(4 \cdot 321520{,}32 \cdot 3{,}5)}{(3{,}14 \cdot 8 \cdot 637 \cdot 10^6)}} = 0{,}0167 м.$$

Приймаємо діаметр шпильки $d_{шп}$= 22 мм.

6.3 Розрахунок товщини стінки циліндричної частини фонтанної арматури

Товщина стінки циліндричної частини фонтанної арматури [11] розраховується як для товстостінних посудин за формулою:

$$S = \frac{D}{2} \cdot \left(\sqrt{\frac{[\sigma]_p + p}{[\sigma]_p - p}} - 1 \right) + \Delta S \qquad (6.11)$$

де D - внутрішній діаметр циліндричної частини, м

D = 80 мм = 0,08 м;

p - тиск всередині арматури, МПа

$p = 18 \cdot 10^6$ Па;

$[\sigma]_p$ - допустиме для даного матеріалу напруження на розтяг, МПа (прийняти рівним допустимому напруженню згину), $[\sigma]_p = 125 \cdot 10^6$ Па;

ΔS - припуск на корозію, м; ΔS від 2 до 5 мм, ΔS = 5 мм = 0,005 м.

$$S = (0{,}08/2) \cdot \left(\sqrt{\frac{(125+20) \cdot 10^6}{(125-20) \cdot 10^6}} - 1 \right) + 0{,}005 = 0{,}011 м;$$

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

6.4 Розрахунок тривалості процесу ГПП і необхідної кількісті рідини

Після кожного різання в інтервалі $R_{пл}$ = 10 м АП з НКТ піднімається на

$l_{ан} = 200$ *мм*, і різання продовжується. Таким чином, щільність ГПП n = 4 отвори на 1 м, розхід рідини $q_{ап}$ = 1,5 м^3 /хв.; час різання t = 45хв для однієї установки АП; концентрація піску в рідині $C_{пск}$ = 50 кг/м^3.

Розраховуємо число різань:

$$i_{ап} = \frac{h_{пл} n}{n_{ап}} = \frac{10 \cdot 4}{4} = 10 \qquad (6.12)$$

де $h_{пл}$ - товщина перфорованих ГПП пластів, м; n – число перфорацій ГПП, отв./м; $n_{ап}$ - кількість насадок АП.

Визначаємо об'єм рідини для ГПП:

$$V_{гп} = (1,5...2,0) V_{св} = 2 \cdot 41 = 82 \ м^3 \qquad (6.13)$$

Знаходимо необхідну кількість піску:

$$G_п = 10^{-3} q_{ап} t i_{ап} C_{пск} = 10^{-3} \cdot 1,5 \cdot 45 \cdot 10 \cdot 50 = 34 \ т \qquad (6.14)$$

де $C_{пск}$ – концентрація, піску в рідині.

Тривалість процесу циркуляції рідини перед ГПП:

$$t_{црк} = 1,5 \cdot 0,785 (d_т - 2\delta_т)^2 H_{ап} / q_{ап} =$$

$$= 1,5 \cdot 0,785 (0,073 - 2 \cdot 0,0055)^2 2520,85 / 1,5 = 7,6 \ хв \qquad (6.15)$$

$d_т$ – зовнішній діаметр НКТ, м; $\delta_т$ – товщина стінки НКТ, м; $H_{ап}$ – глибина спуску НКТ, м.

Тривалість піднімань перед переходом до нової різки:

$$t_{підн} = (0,3t + 15)(i_{ап} - 1) = (0,3 \cdot 45 + 15)(10 - 1) = 256,5 \ хв \qquad (3.16)$$

$i_{ап}$ *-1* – число різань, після яких потрібне часткове промивання тривалістю 0,3t хв., 15 хв – час підняття НКТ з АП для нової різки.

Тривалість промивання після ГПП:

$$t_{прм} = 1,5 \cdot V_{св} / q_{ап} = 1,5 \cdot 41 / 1,5 = 41 \ хв \tag{6.17}$$

Тривалість процесу загалом:

$$T_{гп} = t_{црк} + t_{пдм} + t_{прм} + t_{пдн} = 7,6 + 10 \cdot 45 + 41 + 256,5 = 755,1 \ хв \tag{6.18}$$

Очікувана тривалість ГПП 755,1/60 = 13 год.

7 МОНТАЖ, РАЦІОНАЛЬНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТА ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ ОБЛАДНАННЯ

7.1 Монтаж і раціональна експлуатація фонтанної арматури

Перед монтажем фонтанної арматури [8] її піддають попередньому огляду, перевірці та гідравлічному випробуванню на пробний тиск у спеціалізованих нафтопромислових майстернях. Під час попереднього контролю особливу увагу приділяють правильності встановлення ущільнювальних прокладок, а також надійності кріплення фланцевих з'єднань.

Під час монтажу фонтанної арматури на свердловині необхідно враховувати можливість газових проявів, які через небезпеку вибуху унеможливлюють використання самохідних вантажопідіймальних механізмів. Водночас значна маса та габаритні розміри фонтанної арматури зумовлюють необхідність застосування спеціальних пристроїв, що полегшують і прискорюють монтажні роботи. Зокрема, для монтажу та демонтажу фонтанної арматури може використовуватися талева система.

Монтажні роботи розпочинають із захоплення гаком талевої системи сталевого штропа довжиною близько 2 м, надітого на верхню засувку арматури, та підйому арматури на висоту, достатню для з'єднання спеціального фланця фонтанної арматури з фланцем трійника трубної головки.

Під час стягування фланцевих з'єднань з метою запобігання перекосам і забезпечення рівномірного обтиснення ущільнювальних прокладок діаметрально розташовані болти необхідно затягувати почергово у три–чотири етапи.

Комплекс робіт з обслуговування фонтанної свердловини включає:

1. проведення досліджень свердловини;
2. регулювання режиму її роботи;
3. систематичний контроль технічного стану свердловини та наземного обладнання;
4. виконання поточного ремонту;

5. реалізацію заходів з відновлення нормального режиму роботи свердловини у разі його порушення.

Дослідження свердловин виконуються спеціалізованими бригадами [10] з дослідження або видобутку нафти й газу. Регулювання режиму роботи свердловини полягає у формуванні необхідного тиску на усті шляхом встановлення штуцера або трапа. Такі операції здійснюються як під час проведення досліджень, так і в процесі підтримання заданого технологічного режиму експлуатації, оскільки пластові умови є динамічними та постійно змінюються. Крім того, у процесі експлуатації можливий знос штуцера, що призводить до зміни його початкового прохідного перерізу та потребує коригування режиму роботи свердловини.

Бригади з видобутку нафти й газу здійснюють систематичний контроль тиску в затрубному просторі, на буфері та в газосепараторі, а також контролюють дебіт газу, вміст конденсату, води й твердих механічних домішок у продукції свердловини. Паралельно проводиться нагляд за технічним станом устьового обладнання, обв’язки свердловини та вимірювальних приладів, а також виконуються профілактичні ремонтні роботи.

Порушення нормального режиму роботи свердловини [6] визначають за зміною буферного та затрубного тисків, а також за коливаннями дебіту і збільшенням вмісту води, піску чи конденсату в продукції. За сталого фонтанування тиск на буфері та в затрубному просторі протягом тривалого часу залишається практично незмінним, а можливі відхилення мають незначний характер. Суттєві відхилення в бік підвищення або зниження тиску свідчать про ненормальну роботу свердловини.

Зокрема, зниження буферного тиску при одночасному зростанні дебіту свердловини зазвичай вказує на інтенсивний знос або роз’їдання штуцера. Натомість підвищення тиску на буфері та в затрубному просторі, що супроводжується різким зменшенням дебіту, може свідчити про забруднення штуцера або викидної лінії.

Для ліквідації піщаної пробки на вибої свердловину тимчасово експлуатують без штуцера, що дозволяє за рахунок збільшеної швидкості висхідного потоку винести пісок. У разі забивання штуцера або викидної лінії свердловину зупиняють, після чого виконують перевірку та очищення відповідних елементів.

Під час експлуатації фонтанних свердловин можливий широкий спектр ускладнень, тому в кожному конкретному випадку необхідно приймати технічно обґрунтовані рішення, спрямовані на відновлення нормального режиму роботи свердловини.

7.2 Монтаж та експлуатація насосного агрегату

7.2.1 Підготовка до роботи та пуск пересувного насосного агрегату

Підготовчі роботи [7], що виконуються на базі тампонажного підприємства, перед виїздом пересувного насосного агрегату на свердловину передбачають проведення комплексу обов'язкових перевірок і підготовчих операцій. До початку робіт необхідно виконати такі заходи:

- перевірити технічний стан автомобільного шасі насосного агрегату;

- здійснити контроль справності всіх запірних пристроїв маніфольда (кранів, донних клапанів);

- перевірити стан болтових з'єднань і ущільнень арматури маніфольда, за необхідності підтягнути ослаблені гайки;

- у насосі високого тиску перевірити наявність мастила в корпусі роздільника середовищ під манометром. Для цього слід відкрутити накидну гайку роздільника, зняти штуцер і в разі недостатньої кількості або відсутності мастила долити його до нормативного рівня, оскільки нестача мастила може спричинити відмову манометра;

- оглянути всі кріпильні елементи та підтягнути гайки насоса високого тиску і коробки відбору потужності;

- провести огляд рухомих частин насоса високого тиску і карданних валів, видаливши всі сторонні предмети;

- переконатися, що всі гайки на рухомих елементах насоса високого тиску (шатунах, крейцкопфах, штоках тощо) мають захист від самовідгвинчування;

- перевірити наявність і достатній рівень мастила в картері насоса високого тиску;

- проконтролювати справність маслопроводів і насоса системи змащування шляхом поетапного послаблення з'єднань маслопроводів і перевірки вільної подачі мастила по всіх трубках;

- перевірити комплектність пересувного насосного агрегату відповідно до експлуатаційної документації;

- заправку пересувного насосного агрегату паливом виконують у необхідному обсязі відповідно до вимог експлуатаційної документації.

Після завершення наведених вище підготовчих операцій пересувний насосний агрегат транспортують на свердловину. По прибутті агрегат установлюють на заздалегідь підготовленому майданчику, визначеному технологічною схемою проведення процесу освоєння, та виконують його обв'язку з іншим обладнанням, задіяним у технологічному процесі.

Підготовка до роботи маніфольда та допоміжного обладнання.

Перед пуском насосного агрегату для виконання робіт з освоєння свердловини необхідно здійснити такі підготовчі операції щодо маніфольда і допоміжного обладнання:

- з'єднати устя свердловини з вихідним трубопроводом насоса високого тиску за допомогою розбірного трубопроводу;
- приєднати рукав до вхідного трубопроводу насоса високого тиску, а його інший кінець, обладнаний фільтром, занурити в бачок, установлений поблизу агрегату;
- з'єднати трубопроводом мірний бак з лінією, призначеною для його заповнення робочою рідиною;
- заповнити мірний бак водою до встановленого рівня.

Підготовка до пуску насоса високого тиску.

Перед пуском насоса високого тиску необхідно виконати такі дії:

- перевірити наявність запобіжного гвіздка в запобіжному клапані та його відповідність діаметру встановлених циліндро-поршневих пар;
- відкрити запірні пристрої на вхідному трубопроводі; при всмоктуванні рідини з цементного бачка відкрити триходовий кран;
- при всмоктуванні рідини з мірного бака відкрити триходовий кран і донний клапан (за умови, що мірний бак попередньо заповнений водою);
- відкрити кран на вихідному трубопроводі.

Після виконання зазначених підготовчих операцій насос високого тиску може бути введений у роботу.

7.2.2 Керування і догляд за обладнанням під час роботи

Догляд за насосом високого тиску під час роботи

Під час експлуатації насоса високого тиску [7] необхідно постійно контролювати показання манометра, а також технічний стан запобіжного клапана. У разі зрізу запобіжного гвіздка насос слід негайно зупинити та виконати його заміну.

Особливу увагу необхідно приділяти справності роботи клапанного механізму. У випадку появи сторонніх шумів або стуків слід вжити заходів щодо їх усунення з метою запобігання подальшому пошкодженню обладнання.

У процесі роботи необхідно спостерігати за станом ущільнень, циліндрових втулок і штоків насоса та, за потреби, виконувати їх підтягування, не допускаючи перекосів. Ущільнення клапанної коробки оснащені манжетами, що працюють за принципом самоущільнення під дією гідравлічного тиску, тому їх надмірне затягування є неприпустимим, оскільки в такому разі манжети функціонують як звичайна набивка. За наявності незначного просочування рідини допускається обережне підтягування ущільнень без прикладання надмірного зусилля.

Температура підшипників та інших пар тертя насоса не повинна перевищувати 70 °С.

Регулювання продуктивності насоса в процесі роботи може здійснюватися шляхом перемикання передач коробки передач двигуна або зміною частоти обертання вала двигуна за рахунок регулювання подачі палива.

Забороняється експлуатація насоса за тиску, що перевищує значення, зазначене в його технічній характеристиці, а також робота насоса високого тиску зі знятим захисним кожухом гідравлічної частини.

Догляд за коробкою відбору потужності

Під час тривалої роботи на першій або другій низьких передачах за умов підвищеного нагріву для забезпечення належного змащування підшипників коробки відбору потужності необхідно зупинити та відключити насос високого

тиску, після чого увімкнути п’яту (вищу) передачу. Це забезпечує закидання мастила з картера коробки передач у коробку відбору потужності.

7.2.3 Припинення роботи пересувного насосного агрегату та підготовка його до транспортування

Зупинка насоса високого тиску.

Перед зупинкою насоса високого тиску насос [7] разом із трубопроводами та мірним баком необхідно ретельно промити шляхом прокачування чистої води. Зупинку насоса здійснюють шляхом вимкнення коробки відбору потужності.

Після повної зупинки агрегату виконують такі операції: зливають воду з насоса, трубопроводів і мірного бака; закривають запірну арматуру на вхідному та вихідному трубопроводах; проводять детальний огляд насоса та його приводу. Усі виявлені під час експлуатації або огляду несправності та відхилення мають бути усунені негайно або після повернення агрегату на базу обслуговування.

Підготовка агрегату до переїзду. Після завершення робіт насос низького тиску, насос високого тиску, трубопроводи та мірний бак промивають чистою водою. Додатково виконують очищення та промивання цементного бачка і маніфольда агрегату.

Перед транспортуванням усе допоміжне обладнання агрегату (цементний бачок, трубопроводи, рукави тощо) повинно бути акуратно розміщене на платформі та надійно закріплене з метою забезпечення безпеки під час переїзду.

7.2.4 Технічне обслуговування агрегату

Після кожного повернення пересувного насосного агрегату [7] на базу обслуговування всі недоліки, виявлені під час його експлуатації, підлягають обов’язковому усуненню. Рухомі частини агрегату необхідно ретельно оглянути та ліквідувати виявлені дефекти. Ущільнення слід підтягнути або, за потреби, замінити набивку. Клапани, поршні та циліндрові втулки підлягають огляду,

приведенню у справний стан або заміні. Обов’язково перевіряється справність роботи системи змащування.

У разі передбачуваного тривалого простою агрегату необхідно демонтувати поршні з циліндрових втулок, видалити набивки з усіх ущільнень насоса високого та низького тиску, після чого всі робочі поверхні циліндрових втулок, штоків і клапанів обох насосів ретельно очистити, витерти насухо та змастити густим мастилом.

Крім того, необхідно розібрати, очистити, промити та змастити деталі кранів і донних клапанів маніфольда з метою запобігання корозії та забезпечення їх надійної роботи при подальшій експлуатації.

7.2.5 Випробування після повного розбирання і капітального ремонту

Елементи гідравлічної частини насосів, зокрема клапанні коробки, кришки та трійники, які встановлюються під час ремонту замість несправних, повинні бути попередньо опресовані відповідним тиском. Для деталей вихідного трубопроводу насоса високого тиску випробувальний тиск становить 56 МПа, для деталей його вхідного трубопроводу — 1,5 МПа. Деталі вихідного трубопроводу насоса низького тиску підлягають опресуванню тиском 3,0 МПа, а вхідного трубопроводу — 0,5 МПа.

Перед монтажем на агрегат насос високого тиску та коробку відбору потужності необхідно перевірити шляхом ручного прокручування. Насос низького тиску прокручують вручну після його встановлення на агрегат, але до з’єднання з двигуном.

Після монтажу насосів і коробки відбору потужності на агрегаті виконують комплекс випробувань. Насос високого тиску підлягає холостій обкатці протягом однієї години з прокачуванням води без створення тиску при повністю відкритих кранах на вхідному та вихідному трубопроводах. Обкатка здійснюється на другій швидкості при частоті обертання 1700 хв$^{-1}$. Після цього насос високого тиску

випробовують перекачуванням води протягом 10 хвилин на третій, четвертій і п’ятій швидкостях за тієї ж частоти обертання.

ВИСНОВКИ

В магістерський роботі проведено аналіз умов освоєння та конструкції свердловини, розроблено план робіт по освоєнню свердловини, на основі якого проведено підбір обладнання.

Виконано змістовний огляд обладнання для освоєння свердловини та виклику припливу пласта.

Основну увагу приділено впровадженню технології пінних систем для освоєння свердловини з використанням ежекторів гідрогазових. На основі проведеного тривимірного моделювання проведено дослідження роботи ежектора гідрогазового в середовищі SolidWorks Flowsimulation.

Проведені міцністні розрахунки обладнання, що використовується при освоєнні, а також при виконанні спуско підйомальних операціях.

Наведено положення з монтажу та експлуатації обладнання під час освоєння.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Капелька В. В. Удосконалення технологій освоєння нафтових свердловин у процесі розробки родовищ Західного нафтогазоносного регіону [Електронний ресурс]. – 2023. – Режим доступу: https://ir.nmu.org.ua/entities/publication/767f21d3-1aed-4638-a3f8-8efb42afd434

2 Капелька В. В., Коровяка Є. А. Технології освоєння нафтових свердловин [Електронний ресурс]. – 2023. – Режим доступу: https://ir.nmu.org.ua/entities/publication/1fee5310-b0b7-4795-b4e4-482eb07f72bb

3 Катеринчук П.О., Мінчукова Н.Ф., Римчук Д.В., Цибулько С.В. Фонтанна та газова безпека в нафтогазовій галузі. Навчальний посібник навчальної дисципліни - Х: «ПЛАНЕТА-ПРИНТ», 2022 – 648 с.

4 Костриба І.В., Шостаківський І.І. Гумові технічні вироби в нафтогазовому обладнанні. Навчальний посібник.

5 НПАОП 11.1-1.16-23. “Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості”. Наказ Міністерства економіки України від 27.04.2023 № 2610.

6 Мухін Д. Б., Расцвєтаєв В. О. Удосконалення технологій освоєння нафтових свердловин [Електронний ресурс]. – 2023. – Режим доступу: https://ir.nmu.org.ua/entities/publication/06ebb308-c57c-4547-8e8d-531cd2335f6a

7 Орловський В. М., Білецький В. С., Сіренко В. І. Нафтогазовилучення з важкодоступних і виснажених пластів. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «Харківський політехнічний інститут», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2023. – 312 с.

8 Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин. П.О. Катеринчук, Д.В. Римчук, С.В. Цибулько, О.Л. Шудрик – Х.: Пром-Арт, 2018. – 608 с.

9 Проектування бурового і нафтогазопромислового обладнання: Навчальний посібник для магістрантів спеціальності 8.05030403 “Обладнання нафтових і газових промислів”. Білецький В. С. та ін. Полтава: ПолтНТУ, 2015. 192 с

10 СОУ 11.2-00135390-080:2011 – Облаштування нафтових і газових свердловин устьовим і противикидним обладнанням.

11 Федорович Я. Т. Нафтогазопромислові машини і комплекси. Навчальний посібник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. 218 с.

12 Федорович Я.Т., Джус А.П. Машини та обладнання для видобутку нафти і газу. Практикум – Івано-Франківськ: Факел, 2021. – 132 с