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

РИБАК ВОЛОДИМИР МИХАЙЛОВИЧ
(прізвище, ім'я, по-батькові)

УДК 622.2

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Розроблення та дослідження струминного насоса системи підтримування пластового тиску

(назва роботи)

Обладнання нафтових і газових промислів
(назва освітньої програми)

185 –Нафтогазова інженерія та технології
(шифр і назва спеціальності)

_____*В.М. Рибак*
(підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього рівня)

Науковий керівник
Паневник Олександр Васильович, д.т.н., професор
(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

_____
(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 *ІІМ* 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

Студенту _____Рибаку Володимиру Михайловичу_____
(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема проекту ___Розроблення та дослідження струминного насоса системи підтримування пластового тиску_____
Затверджена наказом № _____ від _____
2. Термін здачі студентом закінченого проекту 20.12.2025_____
3. Вихідні дані до проекту: Умови експлуатації свердловин у ПАТ «Укрнафта»_____
4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, що їх належить розробити)

Вступ 1 Аналіз тенденцій розвитку обладнання для підтримування пластового тиску 1.1 Аналіз схем та обладнання для підтримування пластового тиску 1.2 Технічне обслуговування відцентрових насосів 1.3 Конструкція окремих елементів насосних агрегатів 2 Аналіз процесів використання струминних насосів в нафтогазовій промисловості 2.1 Визначення областей застосування струминних насосів в нафтогазовій промисловості 2.2 Схема використання струминних насосів для підйому технічної води 3 Розроблення конструкції струминного насоса для видобування технічної води 3.1 Опис конструкції струминного насоса для видобування технічної води 3.2 Аналіз досвіду промислового випробування струминного насоса для видобування технічної води 4 Комп'ютерне моделювання робочого процесу струминного насоса для підйому технічної води 4.1 Використання програми ANSYS для моделювання робочого процесу струминного насоса 4.2 Використання програми SolidWorks для моделювання робочого процесу струминного насоса 4.3 Комп'ютерна модель струминного насоса для видобування технічної води 5 Техніко-економічна ефективність експлуатації струминного насоса для видобування технічної води Висновки. Перелік посилань на джерела_____

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

5.1 Арк.1 – Аналіз обладнання для підтримування пластового тиску (С1), формат А1_____
5.2 Арк.2 – Схеми використання струминного насоса в свердловині (С2), формат А1_____
5.3 Арк.3 – Струминний насос для видобування технічної води (СК), формат А1_____
5.4 Арк.4 – Деталювання струминного насоса для видобування технічної води, формат А1_____
5.5 Арк.5 – Геометрична модель струминного насоса для видобування технічної води (С3), формат А1_____
5.6 Арк.6 – Діаграми розподілу гідродинамічних параметрів (Гр1), формат А1_____

Всього 6 аркушів формату А1.
Дата видачі завдання 02.09.2025

6 Консультанти по роботі (за необхідністю).

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

6 Дата видачі завдання 02.09.2025

Керівник _____ / О.В. Паневник /
Особистий підпис Розшифровка підпису

Завдання прийняв до виконання _____ / В.М. Рибак /
Особистий підпис Розшифровка підпису

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Номер і назва етапів курсового проекту	Термін виконання етапів курсового проекту	Примітка
Вступ 1 Аналіз тенденцій розвитку обладнання для підтримування пластового тиску	20. 10.25	
2 Аналіз процесів використання струминних насосів в нафтогазовій промисловості	30.10.25	
3 Розроблення конструкції струминного насоса для видобування технічної води	05.11.25	
4 Комп'ютерне моделювання робочого процесу струминного насоса для підйому технічної води	20.11.25	
5 Техніко-економічна ефективність експлуатації струминного насоса для видобування технічної води	01.12.25	
Висновки	15.12.25	
Перелік посилань на джерела	20.12.25	

Студент _____ В.М. Рибак _____
(Особистий підпис) (Розшифровка підпису)

Керівник _____ О.В. Паневник О.В. _____
(Особистий підпис) (Розшифровка підпису)

«__02__»____вересня__2025 р

РЕФЕРАТ

Магістерська робота Рибака В.М. на тему « Розроблення та дослідження струминного насоса системи підтримування пластового тиску» складається з пояснювальної записки, викладеної на 68 аркушах формату А4, яка вміщує 5 розділів, 2 таблиці, 38 рисунків, 27 найменувань використаних джерел, і графічного матеріалу загальним обсягом 6 аркушів формату А1.

Об’єктом дослідження є струминний насос призначений для набору пластової води в системах пластового заводнення експлуатованих ділянок свердловин.

Метою роботи є розроблення конструкції струминного насоса для підйому технічної води з водоносних горизонтів.

В магістерській роботі проведений аналіз тенденцій розвитку обладнання для підтримування пластового тиску, визначені схеми та обладнання для підтримування пластового тиску, розглянуті особливості технічного обслуговування насосів для підйому води та конструкція їх окремих елементів. В процесі аналізу нафтогазових ежекційних технологій встановлена можливість використання струминних насосів для підйому технічної води з свердловин.

Розроблена конструкція струминного насоса для видобування технічної води та проведене комп’ютерне моделювання його робочого процесу, результати якого доводять працездатність запропонованої свердловинної ежекційної компоновки.

На основі аналізу техніко-економічної ефективності експлуатації струминного насоса для видобування технічної води визначений розрахунковий економічний ефект від застосування розробленого пристрою.

Ключові слова: нафтогазова свердловина, пластове заводнення, підйом технічної води, струминний насос, коефіцієнт ежекції, відносний напір.

ABSTRACT

The master's thesis of Rybak V.M. on the topic "Development and research of a jet pump for the reservoir pressure maintenance system" consists of an explanatory note, laid out on 68 sheets of A4 format, which contains 5 sections, 2 tables, 38 figures, 27 names of sources used, and graphic material with a total volume of 6 sheets of A1 format.

The object of the study is a jet pump designed to collect reservoir water in reservoir flooding systems of exploited well sections.

The purpose of the work is to develop a design of a jet pump for lifting technical water from aquifers.

The master's thesis analyzes the development trends of equipment for maintaining reservoir pressure, defines schemes and equipment for maintaining reservoir pressure, considers the features of technical maintenance of pumps for lifting water and the design of their individual elements. In the process of analyzing oil and gas ejection technologies, the possibility of using jet pumps for lifting technical water from wells has been established. The design of a jet pump for extracting technical water has been developed and computer modeling of its working process has been carried out, the results of which prove the operability of the proposed well ejection layout.

Based on the analysis of the technical and economic efficiency of the operation of a jet pump for extracting technical water, the estimated economic effect of using the developed device has been determined.

Keywords: oil and gas well, reservoir flooding, lifting technical water, jet pump, ejection coefficient, relative pressure.

ЗМІСТ

	ВСТУП	7
1	АНАЛІЗ ТЕНДЕНЦІЙ РОЗВИТКУ ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ПІДТРИМУВАННЯ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ	10
1.1	Аналіз схем та обладнання для підтримування пластового тиску	10
1.2	Технічне обслуговування відцентрових насосів	18
1.3	Конструкція окремих елементів насосних агрегатів	24
2	АНАЛІЗ ПРОЦЕСІВ ВИКОРИСТАННЯ СТРУМИННИХ НАСОСІВ В НАФТОГАЗОВІЙ ПРОМИСЛОВОСТІ	30
2.1	Визначення областей застосування струминних насосів в нафтогазовій промисловості	30
2.2	Схема використання струминних насосів для підйому технічної води	33
3	РОЗРОБЛЕННЯ КОНСТРУКЦІЇ СТРУМИННОГО НАСОСА ДЛЯ ВИДОБУВАННЯ ТЕХНІЧНОЇ ВОДИ	37
3.1	Опис конструкції струминного насоса для видобування технічної води	37
3.2	Аналіз досвіду промислового випробування струминного насоса для видобування технічної води	38
4	КОМП’ЮТЕРНЕ МОДЕЛЮВАННЯ РОБОЧОГО ПРОЦЕСУ СТРУМИННОГО НАСОСА ДЛЯ ПІДЙОМУ ТЕХНІЧНОЇ ВОДИ	42
4.1	Використання програми ANSYS для моделювання робочого процесу струминного насоса	42
4.2	Використання програми SOLIDWORKS для моделювання робочого процесу струминного насоса	47
4.3	Комп’ютерна модель струминного насоса для видобування технічної води	57
5	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СТРУМИННОГО НАСОСА ДЛЯ ВИДОБУВАННЯ ТЕХНІЧНОЇ ВОДИ	62
	ВИСНОВКИ	64
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА	65

ВСТУП

Нафта й газ відомі людям більше чотирьох тисяч років. До нас дійшли скупі відомості про те, що нафта застосовувалася греками, єгиптянами й асирійцями переважно для медичних цілей, у будівельній справі (асфальт), для виготовлення туші, у військовій справі («грецький вогонь»), для освітлення кімнат і мастила коліс, виготовлення парафінових свічок, освітлення вулиць. В Україні перші відомості про видобуток нафти в районі Борислава (Західна Україна) з'явилися в XIX ст. Тільки останні сто років, після появи двигуна внутрішнього згоряння, нафта отримала визнання як дешеве паливо та джерело цінних продуктів. Нині розвиток техніки та промисловості неможливо уявити без використання нафти та продуктів її переробки. Природний газ у побуті та промисловості отримав бурхливий розвиток тільки в XX ст. Сьогодні нафта й газ, будучи основними енергоносіями, відіграють важливе значення в економіці держав. Продукти нафтогазопереробки – основа всіх видів палива для транспорту, цінна сировина для хімічної промисловості. З нафти у процесі її переробці отримують бензин, гас, дизельне паливо, змащувальні масла, мазут, парафін, бітум та інші нафтопродукти. Хімічна переробка нафти й газу дає різні полімерні сполуки: синтетичні каучуки та волокна, пластмаси, фарби тощо [1].

Нафта й газ скупчуються в пластах-колекторах, у так званих пастках, що утворилися внаслідок низки геологічних процесів: 1) вигинів земної кори; 2) виклинювання пласта; 3) запечатування пласта іншими непроникними породами. Основними джерелами пластової енергії є натиск крайової та підошовної вод, тиск газу газової шапки й розчиненого газу в нафті після його виділення з розчину, сила тяжіння, пружність пласта та флюїдів (нафти, води, газу), що насичують його. Ці сили проявляються одночасно або окремо. Таким чином, енергетичні ресурси пласта характеризуються наявним у ньому тиском. Чим він вищий, тим повніше може бути використаний поклад нафти. Значення пластового тиску у різних точках покладу неоднакові. Вони змінюються як у часі, так і під час розробки [1].

З метою оптимального використання енергії пласта, ліквідації втрат нафти й газу та скорочення метало- та капіталомісткості систем використовують нові технічні, системотехнічні та техніко-економічні рішення [2].

Система підтримання пластового тиску в покладі повинна забезпечувати [2]:

– заплановані темпи видобування вуглеводнів і повноту їх вилучення із надр;

– можливість зміни напрямків потоків флюїдів в пласті;

– нагнітання об’ємів агенту в експлуатаційні об’єкти (окремі продуктивні пласти), при заданому тиску нагнітання у відповідності з технологічними схемами та проектами розробки;

– підготовку закачуваного агенту до кондицій за складом, фізико-хімічними властивостями, вмістом механічних домішок, кисню, мікроорганізмів, які задовольняють вимоги технологічних схем, проектів розробки;

– можливість систематичних замірів приймальності свердловин, контролю за якістю агенту, обліку закачаного агенту та його складових в кожну свердловину, в окремі пласти, об’єкти розробки;

– герметичність і надійність експлуатації, застосування замкнутого циклу підготовки закачуваного агенту;

– можливість зміни режимів нагнітання агенту в свердловини, проведення гідравлічних розривів пластів і обробок привибійної зони з метою підвищення приймальності пластів, охоплення їх впливом, регулювання процесу витиснення нафти, вилучення газу, конденсату з окремих пластів, частин експлуатаційного об’єкту;

– досягнення максимального коефіцієнта охоплення витісненням пластового газу сухим під час сайклінг-процесу.

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є розроблення конструкції струминного насоса для підтримування пластового тиску в процесі заводнення продуктивного горизонту.

Для виконання поставленої мети необхідно виконати такі задачі досліджень:

– проаналізувати сучасні напрямки розвитку обладнання для підтримування пластового тиску;

– проаналізувати процеси використання ежекційних технологій в нафтогазовій промисловості;

– розробити удосконалену конструкцію струминного насоса для видобування технічної води;

– побудувати комп'ютерну модель робочого процесу струминного насоса для підйому технічної води;

– визначити техніко-економічні переваги застосування струминних насосів для видобування технічної води.

Об'єктом досліджень є розроблення та дослідження струминного насоса для підйому технічної води, який входить до складу системи підтримування пластового тиску.

Предмет дослідження: свердловинний струминний насос для видобування технічної води з свердловини.

Методи досліджень. При виконанні магістерської роботи застосовувались методи досліджень засновані на аналізі, класифікації та систематизації обладнання, що застосовується для пластового заводнення нафтогазових свердловин, теоретичні положення використання струминних насосів, основні закони гідравліки, методи використання сучасних імітаційних програм.

Новизною проведених досліджень є визначення закономірностей використання свердловинного струминного насоса, який використовується в системі підтримування пластового тиску для видобування технічної води.

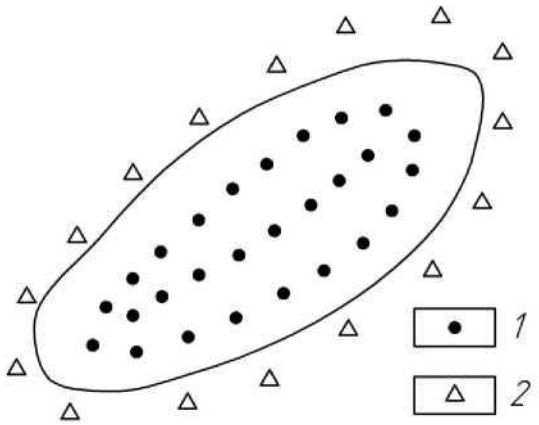
Практична цінність проведених досліджень полягає у зростанні техніко-економічної ефективності експлуатації струминного насоса системи підтримування пластового тиску за рахунок економії часу при видобуванні технічної води з свердловин водоносного горизонту.

1 АНАЛІЗ ТЕНДЕНЦІЙ РОЗВИТКУ ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ПІДТРИМУВАННЯ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ

1.1 Аналіз схем та обладнання для підтримування пластового тиску

Підтримування пластового тиску (ППТ) – це процес природного або штучного збереження тиску в продуктивних пластах нафтових покладів на початковому або запланованому рівні з метою досягнення високих темпів видобування нафти. Підтримання пластового тиску може здійснюватися за рахунок природного активного водонапірного або пружноводонапірного режиму, штучного водонапірного режиму, створюваного в результаті нагнітання води у пласти-колектори при законтурному, приконтурному або внутрішньоконтурному заводненні [2].

Законтурне заводнення застосовують для розроблення покладів із невеликими запасами нафти. Свердловини розміщують у законтурній водоносній частині пласта (рисунок 1.1) [2].



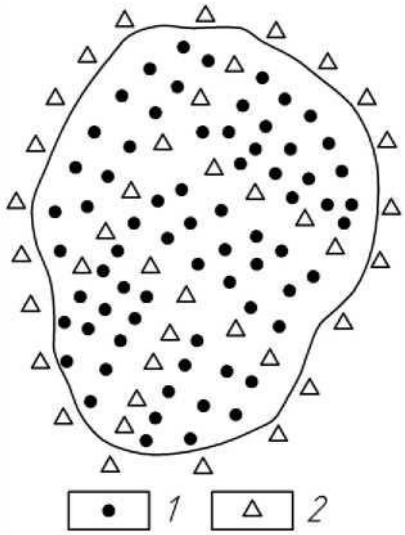
1 – свердловини видобування нафти; 2 – нагнітальні свердловини

Рисунок 1.1 – Принципова схема законтурного заводнення [2]

Приконтурне заводнення застосовують тоді, коли гідродинамічний зв'язок нафтової зони пласта із законтурною ділянкою є ускладненим. Ряд нагнітальних свердловин у цьому випадку розміщується у водонафтовій зоні або біля внутрішнього контура нафтоносної ділянки [2].

Внутрішньоконтурне заводнення (рисунок 1.2) застосовують в основному під час розроблення нафтових покладів із дуже великими розмірами щодо площі. Внутрішньоконтурне заводнення не заперечує законтурного заводнення, а в

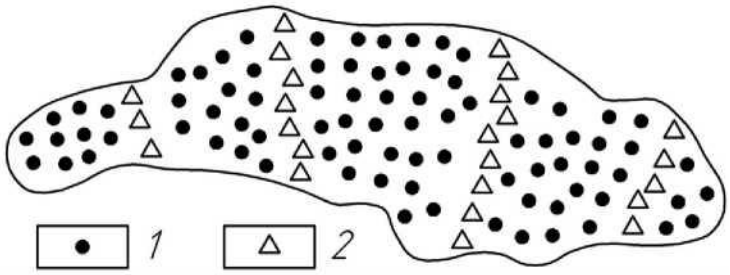
необхідних випадках внутрішньоконтурне заводнення поєднується із законтурним [2].



1 – свердловини видобування нафти; 2 – нагнітальні свердловини

Рисунок 1.2 – Принципова схема внутрішньоконтурного заводнення [2]

Блокові системи (рисунок 1.3) розроблення застосовуються на родовищах витягнутої форми. Принципова відмінність блокових систем розроблення від систем внутрішньоконтурного заводнення полягає в тому, що блокові системи передбачають відмовлення від законтурного заводнення [2].

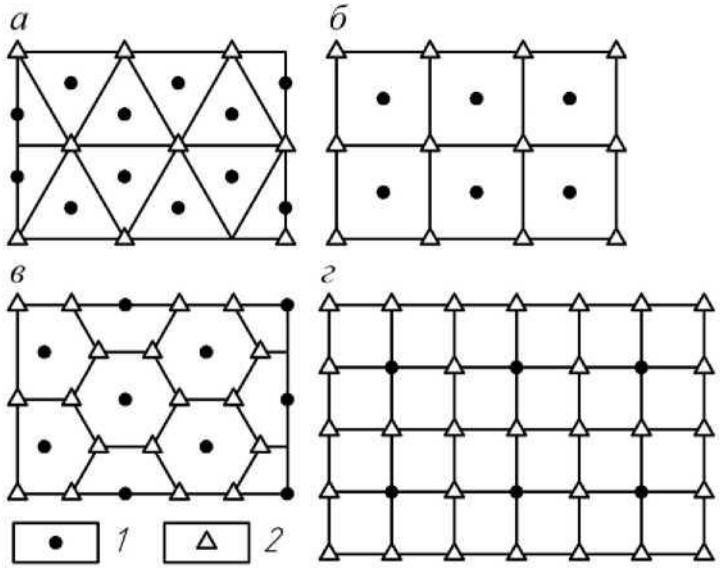


1 – свердловини видобування нафти; 2 – нагнітальні свердловини

Рисунок 1.3 – Принципова схема блокової схеми розроблення

Заводнення по площі (рисунок 1.4) застосовують під час розроблення пластів з дуже низькою проникливістю. За цією системою свердловини видобування та нагнітальні свердловини розміщують за правильними схемами чотири-, п’яти-, семи- та десятиточкових систем [2].

Як джерела водопостачання в системі ППТ можна використовувати поверхневі джерела (ріки, моря), підземні води, а також води, що залишаються після сепарації видобутої нафти [2].



а – чотириточкова; б – п ’ятиточкова; в – семиточкова; г – десятиточкова;
1 – свердловини видобування нафти; 2 – нагнітальні свердловини

Рисунок 1.4 – Основні схеми заводнення по площі [2]

Системи водозабезпечення складаються з кількох систем [2]:

- водозабірної споруди;

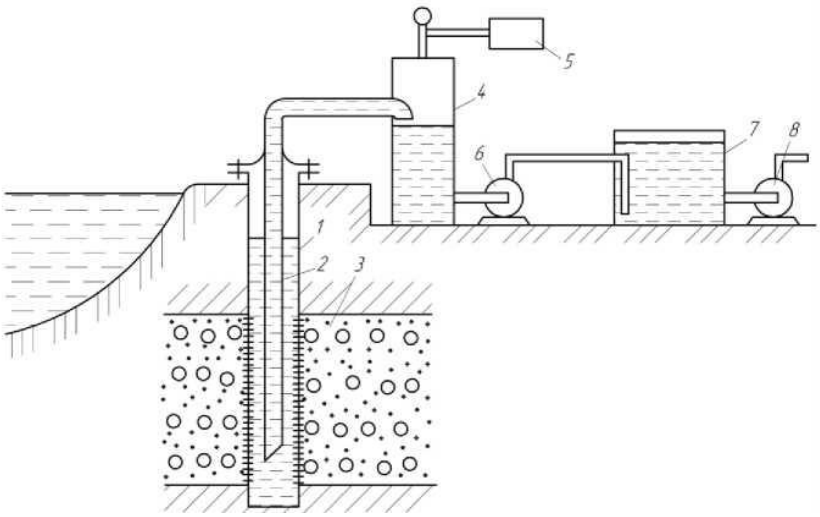
- станції підготовки води;

- кущових насосних станцій, які безпосередньо закачують воду до свердловини.

На рисунку 1.5 наведено схему підруслового водозабору. Підруслові водозабори облаштовують на березі шляхом забурювання неглибоких свердловин (20-30 м), які обсаджують колоною діаметром 200-300 м в інтервалі піщано-гравійних покладів підруслової частини річки. У свердловину 1 спускають колону підйомних труб 2. Устя свердловини обв’язують трубами з вакуумною камерою 4, з якої вакуум-компресор 5 відкачує повітря. З нижньої частини вакуумної камери відцентровий насос 6 відкачує воду в резервуар чистої води 7 і далі відцентровий насос 8 подає воду на станцію підготовки води [2].

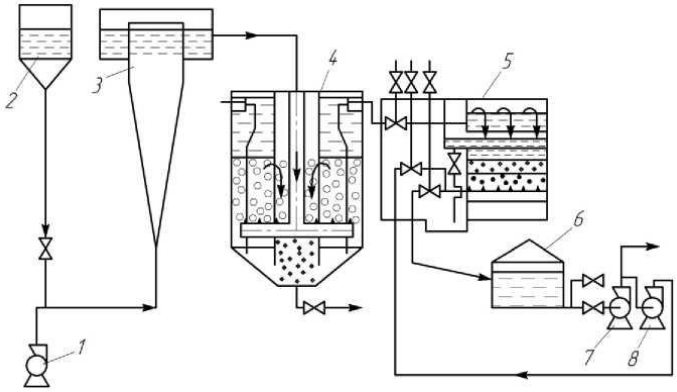
На станціях підготовки води вода очищається від механічних домішок, окислу заліза, бактерій та спор водоростей. До принципової схеми водоочищувальної установки (рисунок 1.6) входять підпірний насос 1, змішувач 3, в якому вода змішується з реагентами-коагулянтами механічних домішок та реагента-

ми-бактерицидами, ємність 2 для реагентів. Зі змішувача вода спрямовується до відстійників 4 та 5, в яких очищується від осадів [2].



1 – експлуатаційна колона; 2 – підйомні труби; 3 – водоносний пласт; 4 – вакуумна камера; 5 – вакуум-компресор; 6, 8 – відцентровій! насос; 7 – резервуар чистої води

Рисунок 1.5 – Схема підруслового водозабору



1 – підпірний насос; 2 – ємність для реагентів; 3 – змішувач; 4, 5 – відстійники; 6 – резервуар; 7, 8 – насос

Рисунок 1.6 – Принципова схема водоочищувальної станції

Відстійниками є ємності, заповнені гравієм та піском. Із відстійників вода надходить до накопичувального резервуара 6, а потім – у насоси 7 та 8 станції другого підйому, після цього подається на кущові насосні станції [2].

Для обслуговування куща свердловин, як правило, будують блокові кущові насосні станції (БКНС) (рисунок 1.7).

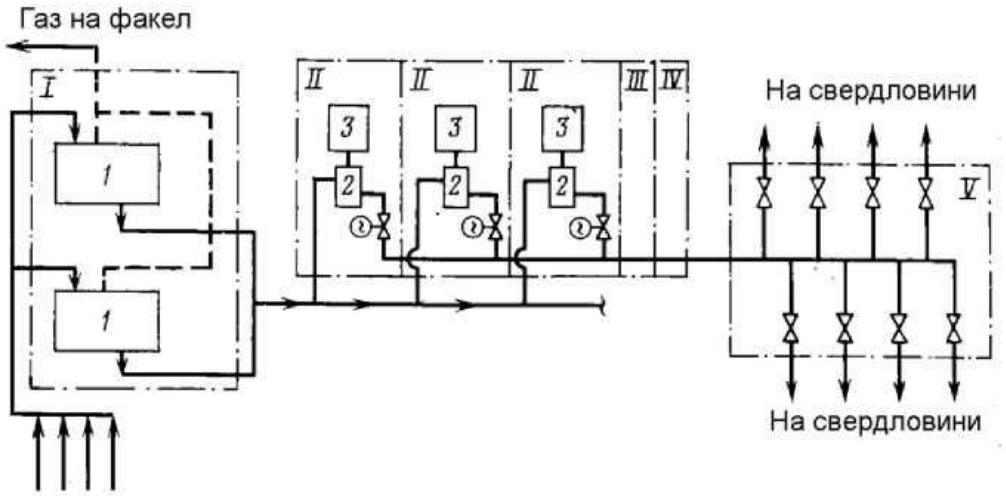


Рисунок 1.7 – Блокова кущова насосна станція [2]

Блокова кущова насосна станція складається з блоків: сепараційно-буферного I, насосів (кількістю від 1 до 4) II, керування електродвигунами III, розподільних пристроїв IV, розподільної гребінки V.

Сепараційно-буферний блок складається з двох горизонтальних ємностей 1 по 50 м та призначений для сепарації газів (метану), що містяться у воді, а також для створення гідравлічного буферу, який забезпечує нормальну роботу насоса. Газ, що виділяється при відстоюванні води, спалюється на свічці. Насосні блоки призначені для закачування води в нагнітальні свердловини. Вони оснащені відцентровими насосами 2 типу ЦНС із синхронними двигунами 3, встановленими на рамі. Для забезпечення нормальної роботи насосних агрегатів насосні блоки розміщують у теплих приміщеннях [2].

Відцентрові насоси кущової станції забезпечують подачу від 180 до 720 м3/год. і тиск нагнітання 10,5; 14,22 та 19,0 МПа. Потужність одного двигуна становить 800, 1250, 1600 та 4000 кВт [2].

Блокова кущова насосна станція призначена для облаштування системи ППТ із мінімальним використанням енергетичних та матеріальних ресурсів і може бути виготовлена у трьох виконаннях [2].

Виконання 1 призначене для схеми централізованого водопостачання. Насосні блоки комплектуються насосними агрегатами, водорозподільною гребінкою, модулем збирання та утилізації витоків із сальників та модулем введення інгібітору корозії. Економія енергоресурсів досягається за рахунок опти-

мізації системи електропостачання та регулювання графіка навантажень упродовж доби [2].

Виконання 2 призначене для схем локального водопостачання (підготовка сеноманської води для її закачування у пласт). Насосні блоки комплектуються за виконанням 1 із додаванням модуля сепарації води. При такому виконанні економічний ефект досягається за рахунок економії на прокладенні низьконапірних та високонапірних водоводів. Одночасно реалізується перевага першого виконання [2].

Виконання 3 призначене для схем із попереднім скиданням води з видобутого на кущі свердловини продукту та обладнанням для відділення води від нафти і підготовки її для закачування в нафтовий пласт. Насосні блоки комплектуються за виконанням 1 із додаванням модуля дегазації води. Ця схема дає особливо значний ефект при збільшенні обводненості продукції свердловин за рахунок зустрічного перекачування води [2].

Насоси для заводнення нафтоносних пластів повинні відповідати таким вимогам [2]:

– широкому діапазону робочих характеристик;

– високому тиску на виході;

– високій надійності та довговічності;

– антикорозійному виконанню проточної частини;

– простоті обслуговування та гарній ремонтопридатності;

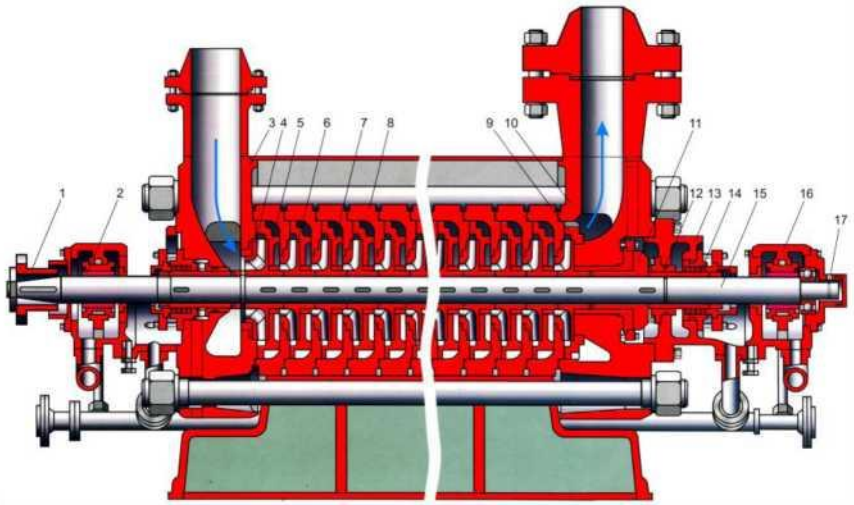
– можливості забезпечення перехідних режимів;

– високій економічності.

У системі 111 ІД широко використовують відцентрові насоси типу ЦНС, агрегати електронасосні свердловинні типу УЕЦПК, до складу яких входять занурювані відцентрові насоси, перспективним також є використання плунжерних насосів, які мають жорстку напірну характеристику [2].

Насос типу ЦНС (рисунок 1.8) – горизонтальний, відцентровий, багатоступеневий, однокорпусний, секційного типу, з колесами одностороннього вхо-

ду і гідравлічним пристроєм розвантаження осьового зусилля ротора (гідроп'ятою) [2].



1 – зубчаста півмуфта; 2, 16 – підшипники ковзання; 3 – вхідна кришка; 4 – робоче колесо першого ступеня; 5 – напрямний апарат першого ступеня; 6 – робоче колесо проміжного ступеня; 7 – напрямний апарат проміжного ступеня; 8 – корпус секцій; 9 – напрямний апарат останнього ступеня; 10 – напірна кришка; 11 – гідроп'ята; 12 – щілинне ущільнення; 13 – кришка заднього ущільнення; 14 – кінцеве ущільнення; 15 – вал; 17 – покажчик осьового зміщення ротора

Рисунок 1.8 – Відцентровий насос ЦНС180-1900

Вхідний патрубок насоса спрямований горизонтально, напірний – вертикально вгору. Кінцеві ущільнення вала насоса – сальникового або торцевого типу. Конструкцією торцевих ущільнень передбачена можливість їх періодичного промивання від продуктів ерозії, корозії та інших завислих частинок. Опорами ротора насоса є підшипники ковзання з картерним або примусовим змащуванням. Для з'єднання насоса і двигуна використовують пружну пластинчасту муфту, що забезпечує зниження віброактивності [2].

Відцентрові насоси типу ЦНС 180 (високонапірні) призначені для нагнітання води в свердловину для підтримання пластового тиску. Конструкція насосів типу ЦНС 180 розроблена з урахуванням створення на одній корпусній базі трьох модифікацій із різним тиском нагнітання. Зміна робочої характеристики насоса здійснюється шляхом зменшення числа ступенів з установленням проставних втулок без зміни компоновки [2].

Блокова кущова насосна станція (БНКС) (лист 1 графічної частини магістерської роботи «Аналіз обладнання для підтримування пластового тиску» (С1), формат А1) призначена для закачування води з поверхні з підземних джерел або промислових очищених стічних вод в нагнітальні свердловини для підтримки тиску в продуктивному горизонті нафтового родовища, що розробляється [3].

БКНС виконана у вигляді окремих блок-боксів транспортного габариту, що вмонтовуються на місці експлуатації в єдину будівлю і функціонально пов'язаних між собою технологічними, електричними лініями. Блоки мають закінченний внутрішній електромонтаж приладів і обладнання. В якості стінових і покрівельних огорож блок-боксів використані тришарові металеві панелі з утеплювачем. Умовно БКНС ділиться на машзал (насосні блоки) і енергозал (блоки енергозабезпечення). Блоки насосні виконують функцію підвищення тиску технологічної води до рівня, забезпечуюного нагнітання води в свердловини системи підтримки пластового тиску (заводнення). Енергоблоки служать для автоматичного управління робіт насосних агрегатів, контролю параметрів і сигналізації стану технологічного обладнання, захисту технологічного обладнання при зміні параметрів технологічного процесу понад допустимих меж, автоматичного відключення насосного агрегату і включення резервного. Застосування пристроїв плавного пуску дозволяє знизити значення пускового струму і усуває значні перепади напруги в мережі, характерні для прямого пуску потужних електроапаратів, що підвищує надійність роботи системи електропостачання, продовжує термін експлуатації обладнання [3].

До складу нагнітальної арматури (лист 1 графічної частини магістерської роботи «Аналіз обладнання для підтримування пластового тиску» (С1), формат А1) входить швидкоз’ємне з’єднання, запірний елемент з манометром, центральна засувка, трійник, штуцер, фланець, трубна обв’язка, затрубна засувка, засувка-відсікач та інші елементі. При обслуговуванні кожний день перевіряють стан контролюючих та регулювальних пристроїв.

Триплунжерний насос для закачування води в пласт (лист 1 графічної частини магістерської роботи «Аналіз обладнання для підтримування пластового тиску» (С1), формат А1) містить привід у вигляді електродвигуна, трансмісійну передачу, пристрій для передачі крутного моменту та гідравлічну частину насоса. Згадане обладнання, зазвичай, монтують на одній спільній рамі.

Струминний насос для видобування пластової рідини (лист 1 графічної частини магістерської роботи «Аналіз обладнання для підтримування пластового тиску» (С1), формат А1), зазвичай, містить пакерний елемент, який відокремлює свердловину від продуктивного горизонту. До складу насосної установки входить наземний насосний агрегат, нагнітальні та відвідні трубопроводи, проміжна ємність для технічної води, мірна ємність та система очищення.

1.2 Технічне обслуговування відцентрових насосів

Метою експлуатації насосних установок є: забезпечення безперебійної роботи насосного агрегата відповідно до технологічних вимог; своєчасне проведення планово попереджувальних ремонтів; контроль технічного стану під час роботи, попередження можливих аварій і неполадок обладнання та механізмів; підвищення ефективності та експлуатаційної надійності обладнання; організація обліку, контролю, звітності; виявлення (на основі аналізу відмов обладнання) необхідної кількості запасних частин та необхідної періодичності ремонтів [4].

У процесі експлуатації насосних установок підлягають контролю такі параметри: температура й тиск на всмоктуванні насоса, температура і тиск у нагнітальному трубопроводі, подача, тиск та температура в порожнині за розвантажувальним пристроєм, перепад тиску на фільтрах, температура підшипників, температура та тиск у системі змащування, температура і тиск запірної рідини, що подається в ущільнення, швидкість обертання ротора (для агрегатів із приводом від турбіни) [4].

З метою забезпечення надійності насосного обладнання й підтримування його робочих характеристик використовують «Систему технічного обслугову-

вання та ремонту», що поєднує технічне обслуговування і планово-попереджувальні ремонти (ППР) [4].

Технічне обслуговування насосів повинне забезпечувати працездатність обладнання між ремонтами і здійснюється експлуатаційним та обслуговуючим персоналом. Воно передбачає такі заходи [4]:

− експлуатаційний догляд;

− чищення;

− змащування;

− контроль стану обладнання із записом у журналі;

− дрібний ремонт – усунення невеликих дефектів;

− підтягування кріплень;

− регулювання;

− заміну прокладок;

− виконання робот, зазначених у журналі зміни.

«Система» передбачає проведення поточного та капітального ремонтів [4].

Поточний ремонт здійснюється в процесі експлуатації для гарантованого забезпечення працездатності насосного обладнання та полягає в заміні й відновленні окремих деталей і вузлів та їх регулюванні [4].

До обсягу поточного ремонту можуть входити такі роботи [4]:

− розбирання насоса (за необхідності);

− огляд та заміна швидкозношуваних деталей і вузлів – підшипників, захисних гільз, проміжних втулок, ущільнень, робочих коліс тощо;

− очищення та промивання картерів підшипників, заміна мастила, промивання масляних трубопроводів; ревізія та заміна ущільнень кришок підшипників; перевірка стану півмуфт, промивання і заміна змащування (в зубчастих муфтах);

− промивання та продування системи трубопроводів, що підводять рідину до ущільнень насоса, а також очищення трубопроводів і камер;

− перевірка центрування агрегата, кріплень агрегата на фундаменті;

− перевірка конусності та еліпсності шийок вала (для підшипників ковзання), перевірка зазорів в ущільненнях ротора та опорних вузлах, перевірка осьового розбігу ротора при змонтованих підшипниках.

Капітальний ремонт проводять для забезпечення технічних показників насосного агрегата, близьких до проектних. Для проведення капітального ремонту складають таку документацію [4]:

− відомість дефектів;

− кошторис витрат;

− план організації робот;

− керівництво або технічні умови на капітальний ремонт.

До обсягу капітального ремонту, крім перелічених робіт поточного ремонту, входять такі роботи [4]:

− повне розбирання насоса;

− перевірка стану та вимірювання посадкових місць корпусу насоса;

− ретельний огляд вала, перевірка биття, конусності, еліпсності шпильок, вимірювання посадкових місць (за необхідності заміни вала);

− перевірка стану деталей ротора та корпусу насоса за допомогою одного з методів дефектоскопії, заміна зношених деталей;

− заміна за результатами ревізії робочих коліс, ущільнювальних кілець, розпірних втулок тощо;

− контроль стану привалкових площ та нарізок у гніздах під шпильки;

− контроль стану всіх кріпильних деталей, заміна прокладок;

− огляд поверхні фундаменту для виявлення можливих тріщин та інших дефектів, у разі необхідності – ремонт поверхні;

− статичне та динамічне балансування ротора;

− проведення гідравлічного випробування насоса (на холостому ходу та під навантаженням).

У разі необхідності під час капітального ремонту проводять також модернізацію обладнання [4].

У процесі демонтажу та розбирання необхідно виміряти такі параметри [4]:

− неспіввісність валів електродвигуна та насоса;

− осьовий розбіг ротора;

− зазори між дистанційними болтами та лапами корпусу, поздовжніми і поперечними шпонками, які фіксують насос на фундаментній плиті;

− в осьових насосах – положення робочого колеса в камері за зазорами для всіх лопатей у трьох точках хорди профілю; ідентичність кутів установлення лопатей та відповідність значень кута розвороту лопатей куту встановлення лопаті, прийнятої за базову; вертикальність та злам осей валів агрегата; положення вала насоса відносно розточок під підшипники;

− осьовий розбіг обода зубчастої муфти; натяг між кришкою корпусу підшипника та вкладишем; зазори в підшипниках ковзання (бокові та верхній), якщо амплітуди вібрацій корпусів підшипників під час роботи перевищували допустимі;

− зазори в підшипниках ковзання, прилягання шийок вала до вкладиша підшипника, якщо температура підшипника вища від допустимої.

Крім того, необхідно перевірити кріплення корпусу до фундаменту, стан заливання фундаменту та анкерних болтів, паралельність фланців усмоктування й нагнітання насоса фланцям трубопроводів [4].

У процесі розбирання секційних насосів необхідно для кожного робочого колеса виконати вимірювання осьового розбігу ротора при знятому розвантажувальному диску або розібраному упорному підшипнику [4].

Під час розбирання відцентрових насосів необхідно перевірити наявність міток, що визначають взаємне положення складових частин ротора, з’єднувальних муфт, корпусів підшипників кочення та ковзання, лопатей і штифтів. За відсутності міток необхідно нанести їх заново. Забороняється наносити мітки на посадкові, ущільнювальні, стикові поверхні, а також наносити їх методом, що руйнує захисні покриття складових частин [4].

Розбирання нерухомих з’єднань рекомендується виконувати на пресах спеціальними пристосуваннями або із застосуванням передбачених конструкцією з’єднання пристроїв (відтискних болтів, шпильок тощо). Допускається нагрівання відкритим вогнем (за винятком підшипників ковзання) складових частин з’єднання без місцевих перегрівів, рівномірно від периферії до центра з’єднання, що розбирається. Розбирання фланцевих та стикових з’єднань необхідно виконувати спеціальними пристосуваннями та пристроями(домкратами, відтискними болтами тощо). Розбирання розклинюванням між поверхнями, що стикуються (зубилом, викруткою тощо), не допускається [4].

У процесі демонтажу та розбирання не можна допускати деформації складових частин, спричиненої перерозподілом сил, що діють на них (наприклад, на вал та деталі проточної частини при неповному розбиранні секційних насосів тощо). Необхідно виключати можливість пошкодження складових частин під час стропування за не передбачені конструкцією місця, під час транспортування, укладання, кантування, а також під час знімання (від ударів) [4].

Після розбирання перед перевіркою технічного стану (дефектування) складових частин їх необхідно очистити (від бруду, продуктів корозійно-механічного зношування, змащувальних матеріалів), промити та висушити. Продукти корозії металу повинні бути повністю видалені. Видалення оксидів залежно від ступеня окиснення рекомендується виконувати травленням або абразивним очищенням. Допускається застосування механічного або ручного зачисного інструменту [4].

Перевірку технічного стану (дефектування) складових частин насосів рекомендується проводити одним із таких методів (або їх поєднанням): зовнішній огляд та вимірювання параметрів, гідравлічне випробування на щільність і міцність, неруйнівний контроль (акустичний, капілярний, магнітний, радіаційний, електромагнітний тощо) [4].

Зовнішньому огляду підлягають усі складові частини насосів, за винятком не призначених для подальшого використання. Під час огляду особливу увагу приділяють місцям – концентраторам напружень, поверхням контакту різноріс-

дних матеріалів, місцям, які найбільше зазнають корозійного, кавітаційного та механічного зношування [4].

Зовнішній огляд проводять для виявлення тріщин, раковин, розмивів, зминань, викришувань, задирок, слідів схоплення, подряпин, рисок, а під час огляду зварних швів або місць наплавлення – для виявлення тріщин, усадкових раковин, напливів та підрізів, пор, свищів, пропалів, неметалевих включень, непроварів, увігнутості тощо [4].

Метою вимірювань є виявлення відхилень розмірів, похибки форм та розміщення поверхонь, шорсткості й твердості поверхонь від величин, зазначених у технічній документації на ремонт або в конструкторській документації [4].

Перевірку прямолінійності та площинності поверхонь проводять методом «на просвіт» або «фарбу» за допомогою лінійок або плит першого чи другого класу точності [4].

Під час застосування методу «на просвіт» зазор між контрольованою та робочою поверхнями лінійки або плити визначається щупом або пластинами [4].

За результатами дефектування складові частини сортують за трьома групами: придатні без ремонту; ті, що вимагають ремонту; ті, що вимагають заміни. Деталі кожної групи мітять фарбами різного кольору чи іншими способами, що забезпечують достатню стійкість міток. Фізико-хімічні властивості матеріалів, застосовуваних для виготовлення складових частин насосів, повинні відповідати вимогам стандартів або технічним вимогам на ремонт. Якість та властивості матеріалів повинні бути підтверджені сертифікатами заводів-постачальників. За їх відсутності або неповноти даних застосування матеріалу може бути допущене лише після проведення необхідних випробувань та досліджень, що підтверджують відповідність матеріалів вимогам документів [4].

Під час збирання насосів обов’язковій перевірці підлягають такі параметри [4]:

− збіг каналів робочих коліс та відвідних пристроїв;

− у секційних насосах перевірці підлягає перший ступінь; подальші ступені контролюються, вимірюючи осьовий розбіг ротора після встановлення робочого колеса кожного ступеня;

− зазори між дисками колеса та складовими частинами статора; за неможливості виконання безпосередніх вимірювань контроль здійснюють за величиною осьового розбігу ротора в складеному насосі (без установлення розвантажувального диска та без складання упорного підшипника);

− в насосів, у яких осьове зусилля, що діє на ротор, компенсується автоматичним пристроєм, зазор між диском колеса та статором (або осьовий зазор у багатощілинному ущільненні) з боку входу повинен перевищувати допустиме зношення розвантажувального диска не менше ніж на 1 мм.

Радіальні зазори у випадку неможливості безпосереднього їх вимірювання визначаються вимірюванням переміщення ротора відносно статора (паралельно осі статора). Радіальний зазор повинний відповідати вимогам технічної документації [4].

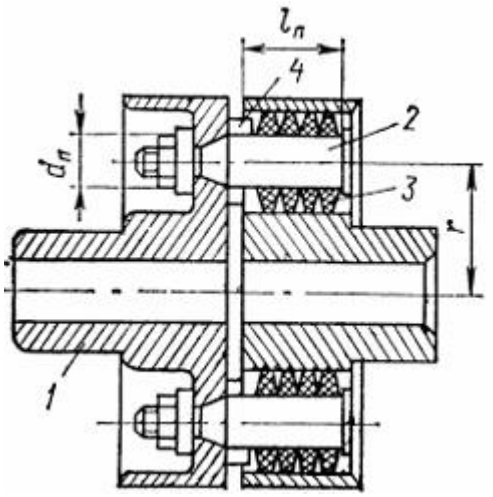
Для секційних насосів з автоматичним компенсуванням осьової сили перевірку осьового переміщення ротора відносно статора необхідно проводити до та після встановлення розвантажувального диска; для інших насосів – до та після складання вузлів опорного та упорного підшипників. Перевірку співвісності роторів насоса та приводного двигуна виконують після складання насоса і приєднання всмоктувального й напірного трубопроводів. Результати всіх вимірювань заносять до ремонтних формулярів [4].

1.3 Конструкція окремих елементів насосних агрегатів

З'єднувальні муфти

Передавання енергії від двигуна (турбіни або електродвигуна) до насоса здійснюється за допомогою з'єднувальних муфт. У насосах в основному набули поширення муфти трьох типів: втулково-пальцеві, зубчасті, пружні. Основними критеріями для вибору з'єднувальної муфти є передаваний крутний момент та умови роботи [4].

Втулково-пальцеві муфти є одними з найпоширеніших (рисунок 1.9).



1 – півмуфта; 2 – сталевий палець; 3 – гумові кільця; 4 – сталеве кільце

Рисунок 1.9 – Втулково-пальцева муфта [4]

Втулково-пальцеві муфти набули широкого використання внаслідок простоти конструкції та незначної вартості. Галузь застосування їх обмежена, що пояснюється низькими механічними властивостями пружних елементів. Муфти допускають перекіс валів до 1° та радіальні зміщення в межах зазору між гумовими втулками й отворами в півмуфті (0,3 – 0,6 мм). Проте навантаження в цьому разі розподіляється між пальцями нерівномірно, що призводить до підвищеного зношення втулок та виникнення додаткових радіальних навантажень на вали. Муфти виготовляють із сталевих поковок (сталь 30) у нормальному стані або зі сталевого литва (сталь 35) в нормалізованому стані, а також із чавуну марки СЧ 21–40. Вибір матеріалу залежить від передаваного крутного моменту. Пальці виготовляють зі сталі марки, не нижчої за сталь 45 у нормалізованому стані [4].

Корпуси насосів

Залежно від параметрів насоса, умов його роботи та вимог надійності застосовують різні конструкції корпусів: спіральні, секційні, подвійні. Зокрема для забезпечення надійності та герметичності багатоступінчастого насоса під час роботи в умовах високих тисків і температур застосовують подвійний корпус (рисунок 1.10) [4].

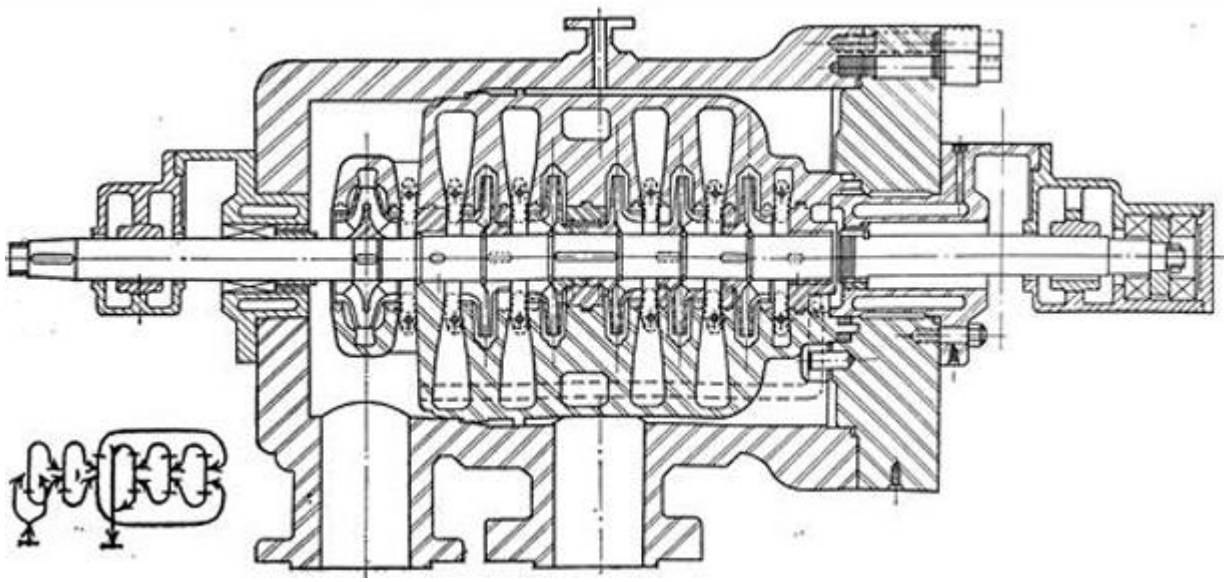


Рисунок 1.10 – Насос типу ПЕ з подвійним корпусом

Зовнішній корпус є кованим порожнистим циліндром, усередині якого встановлюють внутрішній корпус секційного типу або спіральний із горизонтальним роз'ємом. Поряд із високою надійністю така конструкція забезпечує розбирання та складання насоса без демонтажу трубопроводів [4].

Підшипники

У відцентрових насосах як опорні та упорні вузли застосовують як підшипники кочення (шарикові та роликові), так і підшипники ковзання (з бронзовими або залитими бабітом вкладишами) [4].

Часткове пошкодження, а тим більше повне руйнування навіть одного з підшипників призводить зазвичай до дуже серйозних пошкоджень насоса, які важко піддаються відновлювальному ремонту. Тому в процесі експлуатації необхідно періодично перевіряти роботу підшипникових вузлів (шум, надлишкове нагрівання, місцева вібрація свідчать про початок пошкодження підшипника) [4].

У разі виявлення навіть початкових пошкоджень підшипника необхідно, по-перше, встановити причину пошкоджень і терміново усунути її, а подруге, виконати заміну (підшипників кочення) або, якщо це можливо, ремонт (для підшипників ковзання) [4].

Підшипники кочення. У легконавантажених невеликих насосах застосовують зазвичай підшипники кочення – шарикові та роликові різних типів. Най-

більш поширеним типом підшипників є радіальні однорядні підшипники, призначені переважно для сприйняття радіальних навантажень. Одночасно з радіальним навантаженням підшипники цього типу допускають осьове навантаження та можуть працювати за кутів перекосу внутрішнього кільця (вала) від 15' до 30' щодо зовнішнього кільця (посадкового отвору в корпусі). Наявність значного перекосу знижує довговічність підшипника, тому радіальні однорядні підшипники застосовують у жорстких валах, прогин яких не порушує нормальної роботи підшипника (наприклад, у консольних насосах) [4].

Підшипники ковзання. Причинами пошкодження або руйнування підшипників ковзання можуть бути забруднення, перебої у поданні змащування, вібрація ротора, неякісний матеріал підшипників ковзання (бронзи або бабіту), неякісне складання (рисунок 1.11) [4]

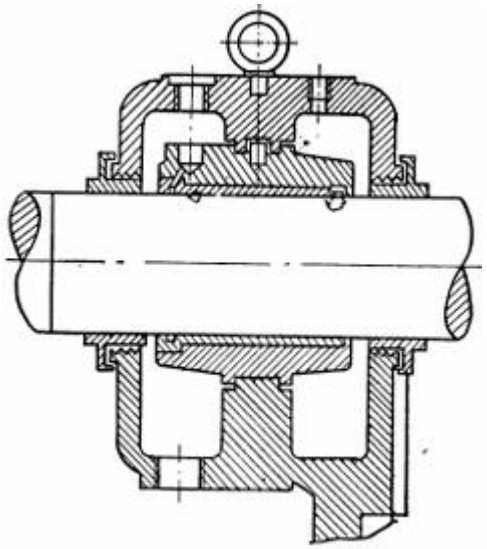


Рисунок 1.11 – Опорний підшипник ковзання

Пошкодження проявляється у частковому або повному руйнуванні поверхонь ковзання – надирах, частковому виплавлені олова з бронзи або бабіту, «схоплення» (сплавляння) поверхонь [4].

Ротор

Ротор відцентрового насоса є однією із найскладніших та відповідальних складальних одиниць і багато в чому визначає надійність насоса в цілому [4].

До основних деталей ротора відносять вал, робочі колеса, з’єднувальні муфти, захисні гільзи, деталі торцевих ущільнень, розвантажувальні пристрої. Залежно від конструкції насоса ротор виконують із різним взаємним положен-

ням деталей. У консольних насосах робоче колесо розміщене на кінці вала. В одноступеневих насосах, що мають робоче колесо двостороннього входу, ротор розміщений зазвичай у виносних, симетрично розміщених підшипниках [4].

У багатоступеневих насосах робочі колеса також розміщені між опорами, які залежно від способу врівноваження осьових зусиль розміщують або послідовно (всмоктувальний бік коліс спрямований в один бік), або симетрично (колеса розвернуті в протилежні боки). Одним із конструктивних показників, що визначають надійність роботи ротора, є його жорсткість, яка характеризується відстанню між опорами, а для консольних насосів – ще й вилітом вала [4].

Робочі колеса

Від якості виготовлення та ремонту робочих коліс відцентрових насосів у значному ступені залежать напір, подача та споживана потужність. Більшість робочих коліс виконують закритого типу (робочі канали з боків обмежені основним та покривним дисками). В окремих випадках застосовують зварнолиті або зварнофрезеровані робочі колеса – до основного диска з відлитими або фрезерованими лопатями приварюють покривний диск [4].

До робочих коліс висувають такі вимоги: точність геометричних розмірів; правильність форми та чистоти поверхні робочих каналів, відсутність ливарних раковин, напливів тощо; концентричність зовнішньої окружності та окружності ущільнювальних поясків щодо внутрішнього осьового отвору; врівноваженість [4].

До основних несправностей у роботі відцентрових коліс відносять: зношення захисних кілець щілинних ущільнень; корозійне та ерозійне зношення робочих каналів; зношення посадкової поверхні під вал; тріщини на дисках та робочих лопатях [4].

Тріщини будь-якого розміщення, наскрізні раковини, кавітаційні раковини, ерозійне зношення дисків та лопатей на внутрішніх поверхнях робочих коліс не припускаються. Кавітаційні раковини глибиною до 1/2 товщини зовнішніх поверхонь робочих коліс можуть бути усунуті наплавленням у доступних місцях із подальшим статичним балансуванням робочого колеса. У місцях на-

плавлення не повинно бути тріщин, шлакових включень, пор; вони повинні бути оброблені на рівень із основним металом. пошкодження дисків та лопатей на внутрішніх поверхнях робочих коліс не припускаються [4].

2 АНАЛІЗ ПРОЦЕСІВ ВИКОРИСТАННЯ СТРУМИННИХ НАСОСІВ В НАФТОГАЗОВІЙ ПРОМИСЛОВОСТІ

2.1 Визначення областей застосування струминних насосів в нафтогазовій промисловості

Використання ежекційних технологій дає змогу значно підвищити ефективність будівництва свердловин. Незважаючи на високу ефективність ежекційне обладнанню має обмежений характер використання, що пов’язано, в першу чергу, з недостатнім вивченням теоретичних питань роботи струминного насоса в свердловині [5].

Проведемо аналіз визначення загальних закономірностей впливу конструкторських і експлуатаційних факторів на режим роботи струминного насоса для всіх основних схем його включення в систему циркуляції свердловини та виявлення особливостей, що стосуються використання окремих схем ежекційного обладнання [5].

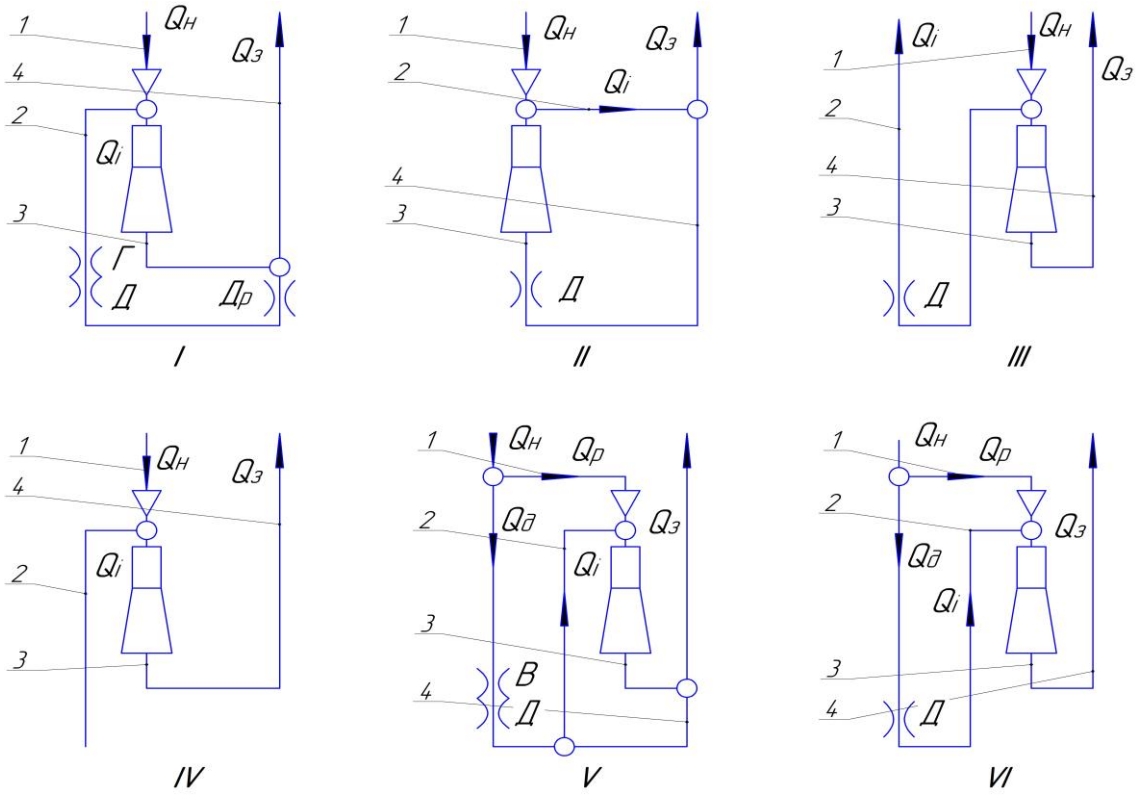
Основні схеми розміщення струминного насоса в свердловині можуть бути зведені до 6 типів, кожен з яких може мати додатковий поділ за ознакою наявності та характеру зв’язку гідравлічних елементів в системі циркуляції. Тип та характер гідравлічного зв'язку елементів системи (рисунок 2.1) визначають призначення окремих схем використання струминних насосів (таблиця 2.1) [5].

Таблиця 2.1 – Області використання та характерні гідравлічні елементи системи циркуляції струминного насоса

Номер схеми	Область використання	Гідравлічні елементи
I(0)	Очищення вибою, промивання піскових пробок	РО
I(1)	Очищення вибою	РО
I(2)	Буріння з відбором керна	Д
I(3)	Буріння в умовах поглинання бурового розчину	Д,ДР
I(4)	Ліквідація прихоплень бурильної колони	РО, КЗП, КБК
II	Буріння свердловин з інтенсифікацією промивки	Д
III	Буріння в умовах поглинання бурового розчину	Д. ДК
IУ(I)	Осушення свердловин	ДК
IУ(2)	Осушення свердловин	УЕ

Продовження таблиці 2.1

ІУ(3)	Освоєння свердловин	УЕ
ІУ(4)	Промивання піскових пробок	РО
У(І)	Буріння з комбінованим промиванням вибою	Д
У(2)	Пульсаційний режим промивання вибою	Д,В
УІ	Буріння в умовах поглинання бурового розчину	Д,УЕ



I – послідовне під’єднання з зворотною промивкою; II – послідовне під’єднаннння з прямою привибійною промивкою; III – послідовне під'єднання з поверхневим джерелом інжектованого потоку; ІУ – послідовне під ’єднання з ізольованими напірною і всмоктувальною лініями; У – паралельне під 'єднання з гідравлічно зв'язаними напірною і всмоктувальною лініями; УІ – паралельне під’єднання з відокремленою привибійною зоною

1 – робоча; 2 – всмоктувальна; 3 – напірна лінія струминного насоса; 4 – канал виходу змішаного потоку до устя свердловини;

Д – долото; Г – гідроударник; Др – доселюючий елемент; В – вібратор; $Q_н$ – потік, що надходить від поверхневого насосного агрегату; $Q_р$ – робочий; $Q_і$ – інжектований та $Q_з$ – змішаний потоки

Рисунок 2.1 – Схеми використання струминного насоса в свердловині [5]

Позначення гідравлічних елементів, прийняті в таблиці 2.1: РО – рухомий об'єкт у висхідному стисненому потоці; Д – промивальна система долота; Др – дроселюючий елемент в кільцевому зазорі між струминним насосом і стінкою свердловини; КЗП – гідравлічний канал затрубного простору; КБК – гідравлічний канал бурильної колони; ДК – подвійна колона бурильних труб; УЕ – ущільнювальний елемент (пакер); В – вібратор [5].

Схема послідовного під’єднання з зворотною промивкою використовується для буріння із зворотнім промиванням свердловин [6] – [9]. Крім того, таке компонування струминного насоса застосовується в гідравлічних уловлювачах для видалення з вибою сторонніх предметів [10], [11]. Схема послідовного під’єднаннння з прямою привибійною промивкою використоавується в струминних насосах для буріння з нагнітальною промивкою привибійної зони [12]. Послідовне під'єднання з поверхневим джерелом інжектованого потоку використовують для буріння неглибоких свердловин із зворотним промиванням. Схема послідовного під’єднання з ізольованими напірною і всмоктувальною лініями застосовується для освоєння свердловин [13] – [15] та для експлуатації нафтових свердловин гідроструминним способом [16] – [18]. Схема паралельного під 'єднання з гідравлічно зв'язаними напірною і всмоктувальною лініями є найбільш поширеною і реалізує нагнітально-всмоктувальне промивання вибою [19] – [21]. Схема паралельного під’єднання з відокремленою привибійною зоною є різновидом попередньої схеми, до складу якої введений ущільнювальний елемент [22].

Визначимо вплив конструктивних та експлуатаційних параметрів на характеристику струминного насоса. Режим роботи струминного насоса визначається конструкцією проточної частини насоса і свердловини, гідравлічним опором системи циркуляції, продуктивністю поверхневого насосного агрегату, фізичними властивостями бурового розчину, характеристикою продуктивного горизонту та іншими факторами. Значна кількість змінних величин ускладнює виявлення загальних і часткових закономірностей роботи струминного насоса в свердловині, внаслідок чого при проведенні аналізу розглянуті параметри необ-

хідно представити у вигляді критеріїв, що визначають дію окремих груп змінних складових [5].

Аналіз характеристики гідравлічної системи основних схем використання струминного насоса за характером впливу діючих факторів дає змогу виділити три групи схем [5]:

– схеми з незалежними гідравлічними опорами системі циркуляції струминного насоса;

– схеми зі змінними гідравлічними опорами і гідравлічно зв’язаними напірною і всмоктувальною лініями;

– схеми із змінними гідравлічними опорами ізольованими напірною і всмоктувальною лініями.

2.2 Схема використання струминних насосів для підйому технічної води

Спільне використання гідроструминних і лопатевих насосів дозволяє створити широкий спектр автономних установок різного призначення, що істотно розширюють можливості використання цих насосів. Під час спільного використання з іншими типами насосів гідроструминні апарати дозволяють [23]:

− відкачувати рідину відцентровими насосами, розміщеними на поверхні землі, з глибоких шахт, свердловин, колодязів;

− підвищувати допустиму висоту всмоктування відцентрових насосів (підвищувати кавітаційний запас) під час їх роботи на підігрітих, перегрітих і легкокиплячих рідинах;

− транспортувати з важкодоступних місць корозійні, отруйні та інші забруднені рідини;

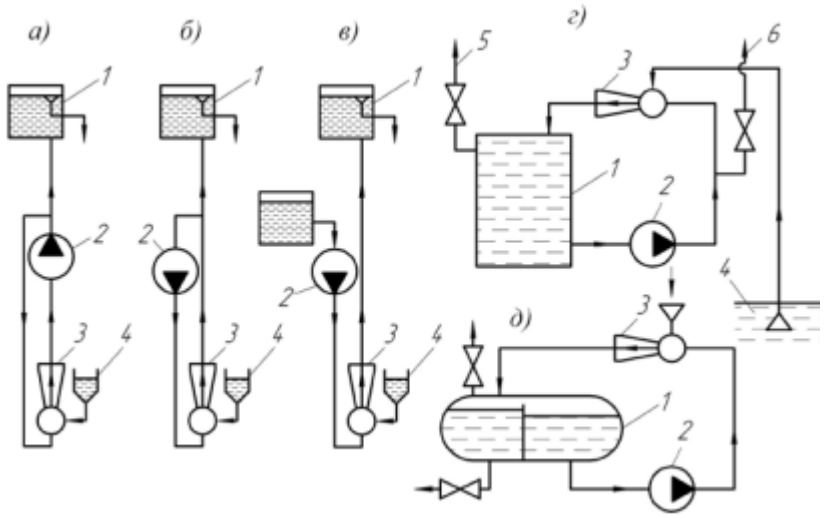
− змінювати в широких межах робочі й кавітаційні характеристики відцентрових, вихрових та інших типів насосів (збільшувати залежно від необхідності створюваний насосами напір або подачу);

− здійснювати вакуумне водовідливання і водозниження як на будівництві, так і під час постійного дренування споруд;

− відкачувати повітря з усмоктувальних трубопроводів і внутрішніх порожнин насосів, що не мають властивості самовсмоктування перед їх запуском, а також постійно підтримувати насоси «під заливом» у готовності до запуску;

− змішувати між собою і розчиняти різні рідини, гази й тверді речовини тощо.

На рисунку 2.2 наведені схеми деяких установок із лопатевими і гідроструминними насосами [23].



1 – бак; 2 – відцентровий насос; 3 – гідроструминний насос; 4 – резервуар (джерело); 5, 6 – напірний трубопровід

Рисунок 2.2 – Приклади схем установок із гідроструминними і лопатевими насосами

Установка, зображена на рисунку 2.2 а, призначена для відкачування рідини з великої глибини відцентровим насосом, розміщеним на поверхні землі. Відцентровий насос 2 подає рідину в бак 1, потім – споживачеві. Одночасно частина рідини подається відгалуженням від напірного трубопроводу насоса в сопло гідроструминного насоса 3, розміщеного або під рівнем перекачуваної рідини, або на певній висоті щодо її поверхні. Проходячи через сопло гідроструминного насоса, робоча рідина підсмоктує рідину з резервуара 4 і подає її в усмоктувальний патрубок відцентрового насоса. Далі цикл роботи повторюється. Таким чином, гідроструминний насос у цій установці відіграє роль бустера, що приводиться в дію струменем рідини, яку створює відцентровий насос. Оскільки частина витрати рідини, перекачуваної відцентровим насосом, пос-

тійно циркулює через гідроструминний насос, подача рідини в бак 1 менша, ніж подача насоса. Проте це дозволяє збільшити загальний напір установки та піднімати рідину з глибини, що в декілька разів перевищує допустиму вакуумметричну висоту всмоктування відцентрового насоса 2 [23].

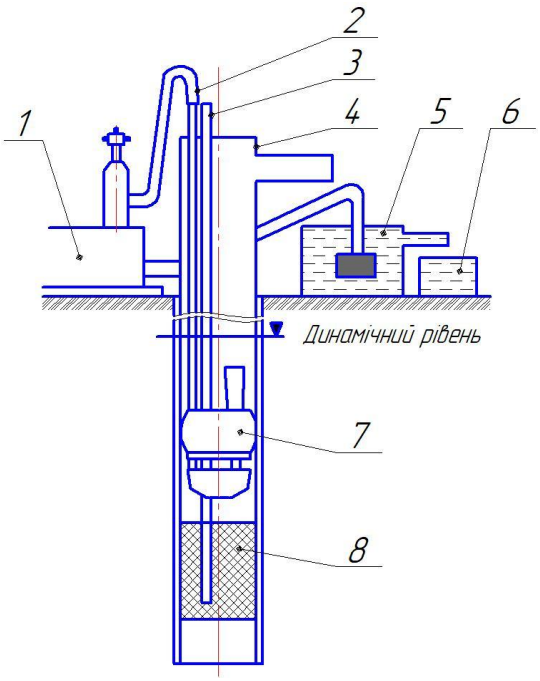
Установка, схема якої наведена на рисунку 2.2, б, також призначена для відкачування рідини насосом, розміщеним на поверхні землі, з глибини, що перевищує допустиму вакуумметричну висоту всмоктування відцентрового насоса. Відмінність цієї установки від установки на рисунку 2.2 а полягає в схемі підключення насоса 2. У цьому разі цей насос усмоктувальним патрубком підключений до бака 1. Уся витрата рідини, перекачуваної насосом 2, подається в робоче сопло гідроструминного насоса 3. Гідроструминний насос підсмоктує рідину з резервуара 4 і подає сумарний потік у бак 1. Із цього бака частина рідини надходить до споживача, а інша – повертається на циркуляцію в насос 2. Всмоктувальний трубопровід відцентрового насоса 2 і трубопровід від гідроструминного насоса 3 можна з'єднати між собою, як це показано на рисунку 3.4 б штриховою лінією. Тоді трубопровід від гідроструминного насоса до бака стає непотрібним. Циркуляційна витрата рідини буде відразу повертатися у відцентровий насос [23].

Установка на рисунку 2.2 в призначена для відкачування отруйних або агресивних рідин із великої глибини та з важкодоступних місць. У зв'язку з тим, що після змішування робочої рідини, яка подається насосом 2, з рідиною, відкачуваною гідроструминним насосом 3 з резервуара 4, суміш також стає отруйною (агресивною), циркуляція рідини в установці не передбачена, і вся рідина спрямовується в резервуар 1 [23].

Установка, схема якої наведена на рисунку 2.2 г, може виконувати ряд функцій. Насамперед її можна використовувати як вакуумну водовідливну установку. У процесі експлуатації насоса 2 вона забирає рідину з бака 1 і подає її в робоче сопло гідроструминного насоса 3. Гідроструминний насос створює необхідне для засмоктування рідини з резервуара 4 розрідження. Підсмоктувана гідроструминним насосом рідина разом із робочою подається в бак 1 [23].

Зазначені особливості роботи установки дозволяють використовувати її як перетворювач характеристики відцентрового насоса (рисунок 2.2 г). У разі відведення витрати трубопроводом 4 подача агрегата може перевищувати кількість рідини, що проходить через насос 2. Тиск у напірному трубопроводі 4 буде меншим від тиску, створюваного насосом 2, на величину втрат у гідроструминному насосі 3 [23].

Типова схема використання струминного насоса для підйому води з свердловини наведена на рисунку 2.3.



1 – наземний насосний агрегат; 2 – трубопровід для підведення робочого потоку; 3 – контрольно-вимірний прилад; 4 – обсадна колона; 5 – накопичувальний резервуар; 6 – додатковий резервуар; 7 – струминний насос; 8 – пристрій для очищення пластової рідини

Рисунок 2.3 – Типова схема використання струминного насоса для підйому води з свердловини

Наведена на рисунку 2.3 схема може застосовуватись, як для потреб системи підтримування пластового тиску, так і для систем водопостачання.

3 РОЗРОБЛЕННЯ КОНСТРУКЦІЇ СТРУМИННОГО НАСОСА ДЛЯ ВИДОБУВАННЯ ТЕХНІЧНОЇ ВОДИ

3.1 Опис конструкції струминного насоса для видобування технічної води

Принципова схема пристрою для підйому води представлена на рисунку 3.1. Пристрій включає напірний трубопровід 1, шість струминних насосів, що складаються з розподілювача 2 та встановлених в ньому насадок 3 і дифузорів 4, які змонтовані всередині втулок 5 і 6 та пакер 7. Втулка 5 має в нижній частині пружні сегментні елементи, а втулка 6 має у верхній частині конічну поверхню. Пакер виконаний у вигляді охоплюючих втулки 5 і 6 еластичних кілець. У верхній частині дифузорів 4 встановлена шайба 8, яка має свободу переміщення в осьовому напрямку [24].

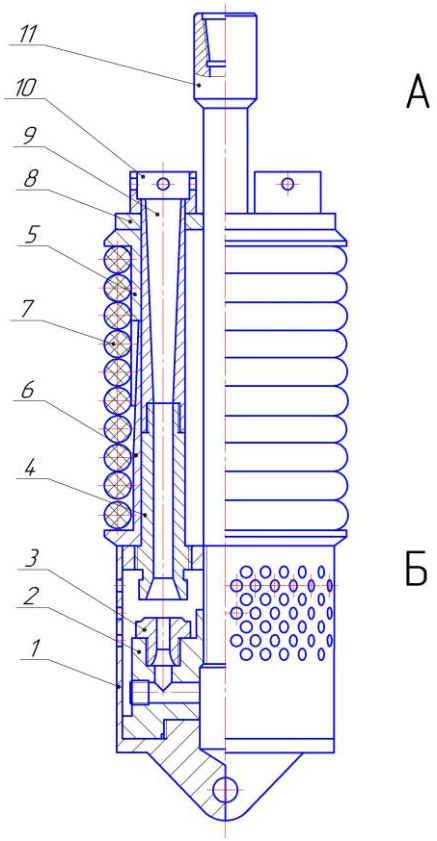


Рисунок 3.1 – Схема пристрою для підйому пластової води

В свердловину під статичний рівень опускають пристрій для видобування води (ПВВ) на бурильних трубах. При подачі буровими насосами промивної рідини в результаті роботи струминних насосів між зонами А і В виникає перепад тисків. Під дією цього перепаду шайба 8 рухається вниз, штовхає втулку 5,

яка деформує еластичні кільця пакера 7 в осьовому напрямку (за рахунок стискання еластичних кілець) і радіальному напрямку (за рахунок взаємодії конічної поверхні втулки 6 з пружними сегментами втулки 5). Внаслідок цього зазор між зонами А і В зменшується. Переміщення шайби 8 і втулки 5 припиняється при досягненні герметизації пристрою в обсадній колоні. При цьому досягається максимальний перепад тиску [24].

3.2 Аналіз досвіду промислового випробування струминного насоса для видобування технічної води

Дослідна конструкція пристрою для підйому пластової води (рисунок 3.2) випробовувалась в зимовий час при бурінні під експлуатаційну колону в інтервалі 2075-2195 м з повним поглинанням промивної рідини [24].

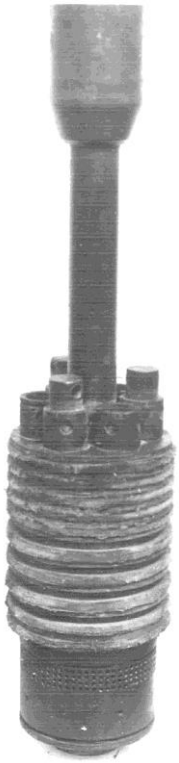


Рисунок 3.2 – Загальний вигляд пристрою для підйому пластової води

Схема розташування пристрою для підйому пластової води в свердловині представлена на рисунку 3.3.

Статичний рівень води в свердловині склав 70 м. Обсадні труби в зоні роботи пристрою мали діаметр 324 мм [24].

Геометричні параметри струминних насосів пристрою для підйому пластової води [24]:

– діаметр металокерамічних насадок d_c=12,8 мм;

– діаметр камери змішування $d_к$=22 м;

– відстань від зрізу сопла насадки до початку камери змішування lc=20 мм;

– довжина камери змішування $l_к$=20 мм;

– довжина дифузора $l_д$=328 мм;

– кут розкриття дифузора φ=8°;

– кут розкриття конфузора α=45°.

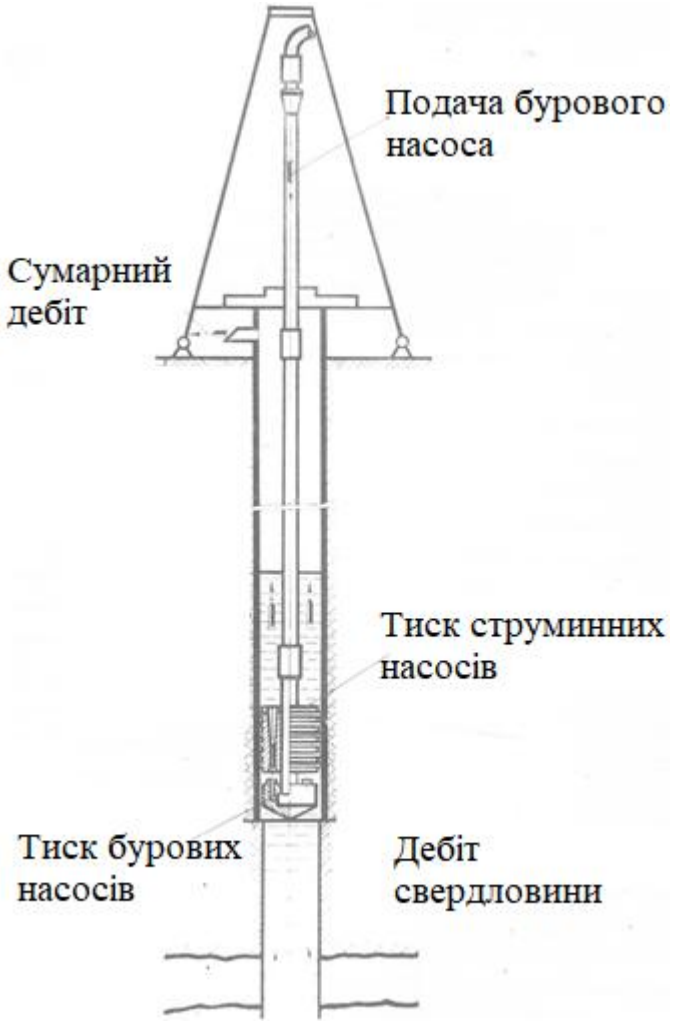


Рисунок 3.3 – Схема розташування пристрою для підйому пластової води в свердловині

Пристрій для підйому пластової води в свердловині на бурильних трубах ТБПВ 127×9 спускався в свердловину під статичний рівень послідовно на 10, 15, 17, 23 та 24 м. На цих відмітках відбір води з свердловини здійснювали при роботі одним буровим насосом У8-6М з продуктивністю $Q_{бн}$=20 дм^3/с. Пристрій

забезпечив підйом пластової води з свердловини в приймальні ємності бурових насосів в кількості 27 м^3 за 1,5 год. Продуктивність пристрою склала $Q_п$=5 дм^3/с при тиску на стояку бурових насосів $P_{бн}$=2 МПа. При заглибленні під статичний рівень послідовно на 47, 72, 95 та 145 м при роботі двома буровими насосами У8-6М з продуктивністю $Q_{бн}$=34 дм^3/с пристрій забезпечив підйом води зі свердловини в кількості 42 м^3 за 1 год. Продуктивність пристрою склала $Q_п$=11,7 дм^3/с при тиску на стояку бурових насосів $P_{бн}$=4 МПа. Пристрій в першому і другому випадку працював на трьох струминних насосах, решта три були заглушені [24].

Об'єм видобутої води в приймальних ємностях бурових насосів вимірювався мірною лінійкою за певний проміжок часу [24].

Результати проведених випробувань представлено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Технічні показники роботи струминних насосів при підйомі води з свердловини [24]

Заглиблення під $H_{ст}$, м	Час роботи t, с	Об'єм води V, м^3	$Q_{бн}$, дм^3/с	$Q_{сн}$, дм^3/с	$P_{бн}$, МПа	$P_{сн}$, МПа	q	h	η, %
10	1800	12,0	20	7,0	2	0,80	0,35	0,40	28
15	1800	9,0	20	5,0	2	0,85	0,25	0,42	18
17	1800	6,0	20	3,3	2	0,87	0,16	0,43	12
23	1800	2,4	20	1,3	2	0,93	0,06	0,46	5
24	1800	2,0	20	1,1	2	0,94	0,05	0,47	4
45	1200	18,0	34	15,0	4	1,15	0,44	0,30	19
72	1200	13,8	34	11,5	4	1,42	0,34	0,35	18
95	1200	10,0	34	8,3	4	1,65	0,24	0,40	16
145	600	1,2	34	2,0	4	2,15	0,06	0,50	6

Аналіз отриманих даних дозволяє зробити висновок про принципову працездатність струминних насосів для видобування пластової води, з досить високими значеннями продуктивності та напору [24].

При роботі одним буровим насосом У8-6М з продуктивністю $Q_{бн}$=20 дм^3/с струминні насоси пристрою забезпечують [24]:

– продуктивність $Q_п$=7 дм^3/с;

– напір P_n=0,8 МПа.

При роботі двома буровими насосами У8-6М з продуктивністю $Q_{бн}$=34 дм^3/с струминні насоси пристрою забезпечують [24]:

– продуктивність Q_n=15 дм^3/с;

– напір P_n=11,5 МПа.

Таким чином, використання струминних насосів, випробуваних в процесі підйому технічної води за своїми енергетичними характеристиками дозволяє забезпечити при існуючих опорах затрубного простору в інтервалі буріння під експлуатаційну колону від 1000 до 2500 м ($h_з$=0,13-0,83 МПа) місцеву зворотну промивку в зоні роботи долота [24].

4 КОМП'ЮТЕРНЕ МОДЕЛЮВАННЯ РОБОЧОГО ПРОЦЕСУ СТРУМИННОГО НАСОСА ДЛЯ ПІДЙОМУ ТЕХНІЧНОЇ ВОДИ

4.1 Використання програми ANSYS для моделювання робочого процесу струминного насоса

Струминні насоси та ежектори працюють на основі принципу передачі кінетичної енергії. Робочий потік з великим енергетичним потенціалом передає енергію до потоку, що ежектується /інжектується /перекачується за відсутності механічних рухомих органів або проміжних вузлів. Основний недолік такої передачі енергії є те, що чим більша різниця у швидкостях активного та пасивного потоку, тим більші витрати енергії під час передачі. Таким чином, оптимальна конструкція струминного насоса буде така, в якій швидкості цих потоків порівняні [25].

Робочий потік та потік, що ежектується, змішуються у камері змішування, де їх швидкості вирівнюються та відбувається обмін імпульсами між робочою і переміщуваною рідинами. З дифузора рідина поступає у напірний трубопровід (рисунок 4.1) [25].

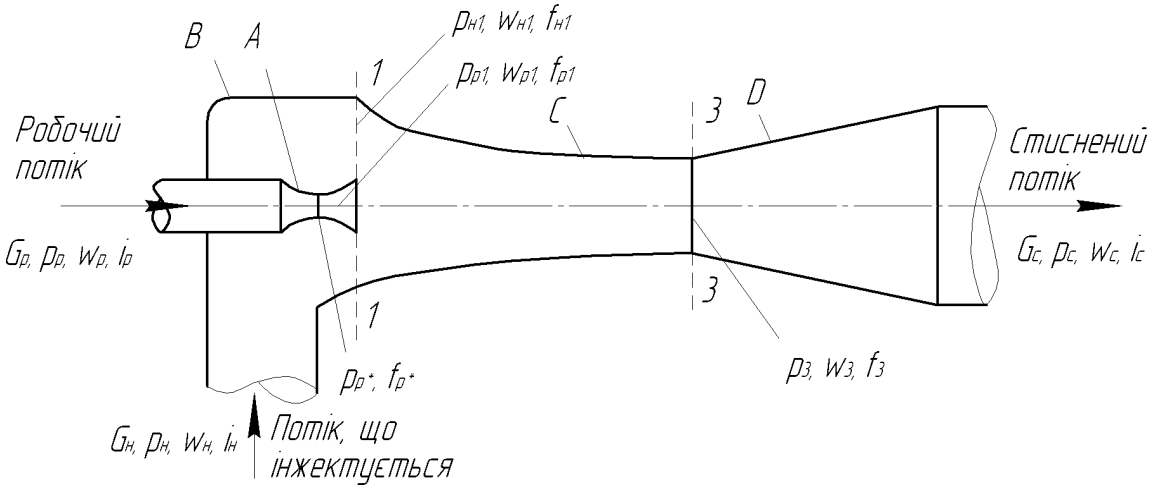


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема струминного ежектора

Для дослідження поводження струминного апарата під час перекачування нафти, в якості прототипа, обрано струминний насос - НСФБ 39/45 [25].

На рисунку 4.2 представлена SD-модель струминного насоса, створена у програмному середовищі ANSYS [25].

Побудова кінцево-елементної сітки здійснювалася у підпрограмі Ansys Meshing. Розрахункова сітка – неструктурована. Осередки в ядрі потоку являли

собою тетраедри, але на периферії, поблизу твердих стінок, створено шари призматичних осередків [25].

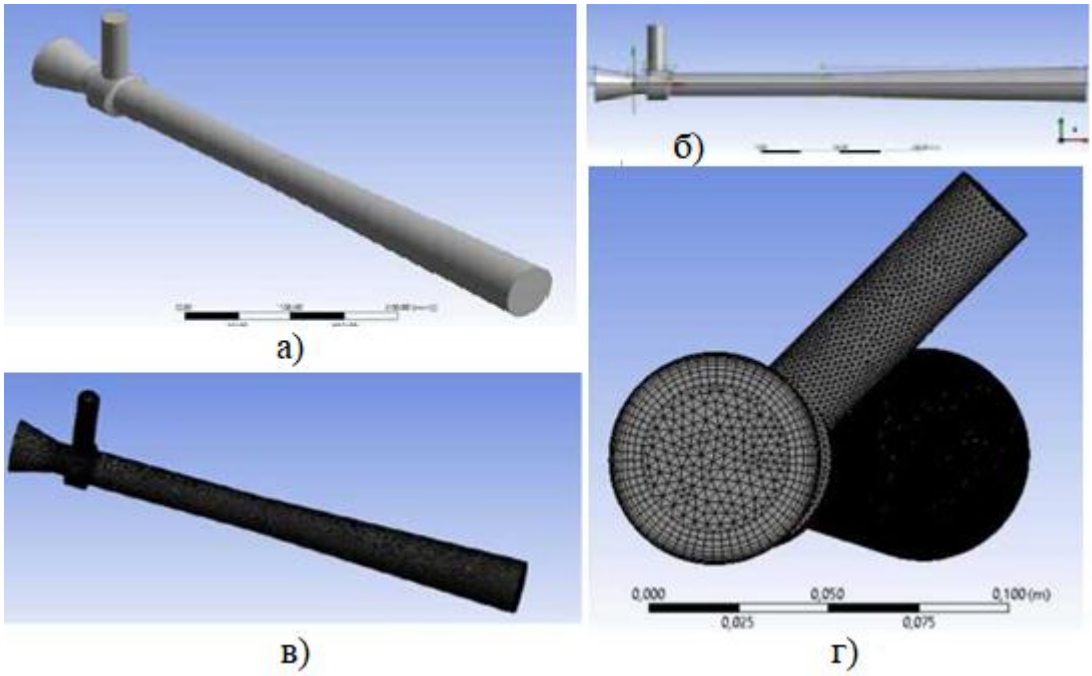


Рисунок 4.2 – Твердотільна модель проточної області струминного насосу (а, б) та сіткова модель (в, г)

Число шарів призм становило 6, сумарна товщина яких становила 0,8 мм. Такий метод є оптимальним з точки зору кількості елементів, швидкості обчислення та досягнення необхідної точності розрахунку: зберігається необхідна точність при збереженні тривалості розрахунків. В області сопла та кільцевого зазору на вході пасивного потоку в камеру змішування вироблялося згущення елементів сітки. Загальна кількість розрахункових осередків - близько 0,5 мільйони, що дозволяє використовувати студентська ліцензія ANSYS. Сіткова модель показана на рисунку 4.2 [25].

Тому що ефективність насоса-прототипу є дуже низькою та не перевищує 3 % прийнято рішення удосконалити цю конструкцію шляхом подовження камери змішування на 100 мм та зменшення кута відкриття дифузора в два рази, що повинно було зменшити відривні явища у дифузорі та покращити загальну ефективність насоса. Порівняння параметрів ефективності роботи прототипу та подовженої за осьовими розмірами конструкції здійснено шляхом числового розрахунку. Порівняння результатів розрахунку наведено у таблиці 4.1 [25].

Таблиця 4.1 – Порівняння параметрів ефективності насоса-прототипу та удосконаленої конструкції

Насос	H_p, м	H_k, м	Q_1, м^3/с	Q_0, м^3/с	η, %
Прототип	78	10,2	0,044	0,0079	2,3
Удосконалений	90	13	0,049	0,0105	3,1
Збільшення, %	15	27	11	33	35

Порівняння кінематичних параметрів течії в насосі-прототипі під час перекачування води та нафти наведено на рисунку 4.3.

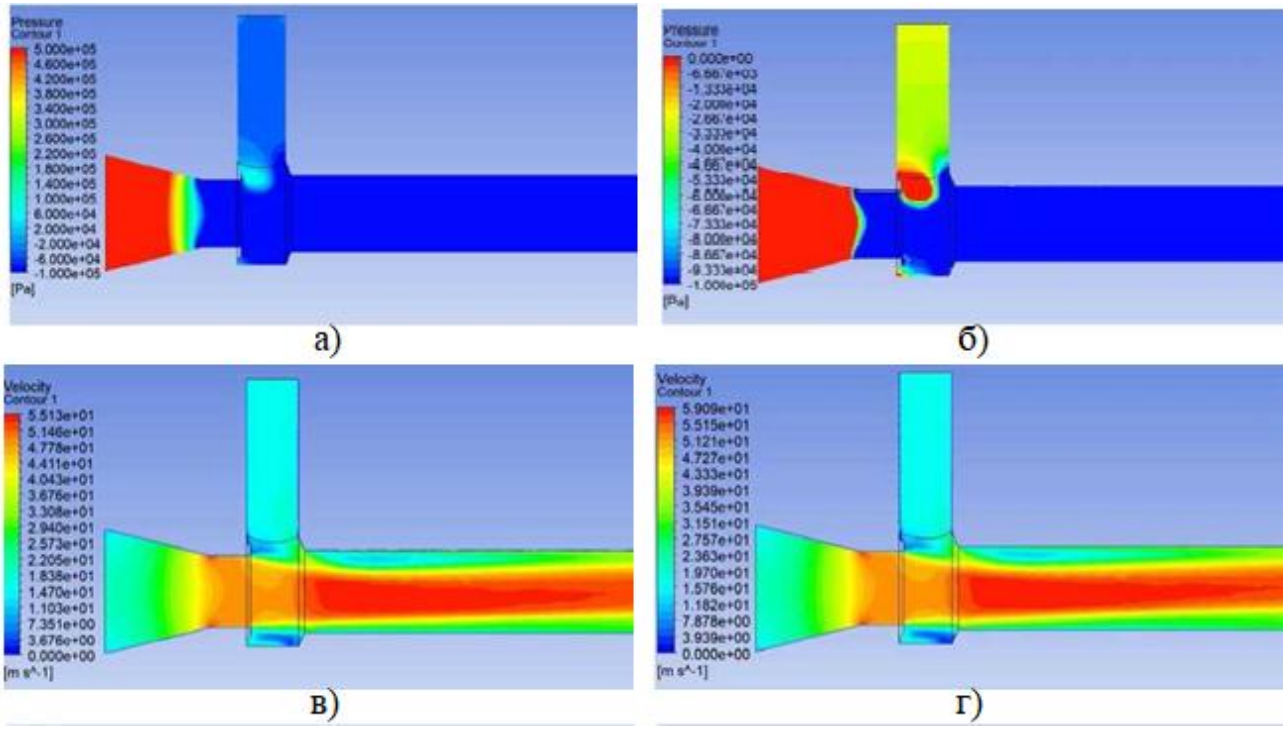


Рисунок 4.3 – Порівняння розподілів тиску (а, б) та швидкості (в, г) під час перекачування води водою (а, в) та нафти нафтою (б, г)

Кінематичні картини течії під час перекачування нафти та води зберігаються практично незмінними. Спостерігається зниження тиску нижче абсолютного нуля що потребує удосконалення математичної моделі течії та подальших розрахунків з урахуванням кавітації [25].

На рисунку 4.4 наведено кінематичні параметри течії в удосконаленій конструкції насоса [25].

Якщо порівняти рисунки 4.3 та 4.4, то можна констатувати, що картини течії залишилися практично тими самими, що й були для серійного насоса, але дещо зменшилася зона відриву потоку від стінки камери змішування та дещо

зменшилася швидкість потоку в ядрі, що рухається в камері змішування. Це дозволяє розраховувати на більш рівний профіль швидкості та на зменшення втрат енергії в камері змішування та в дифузорі [25].

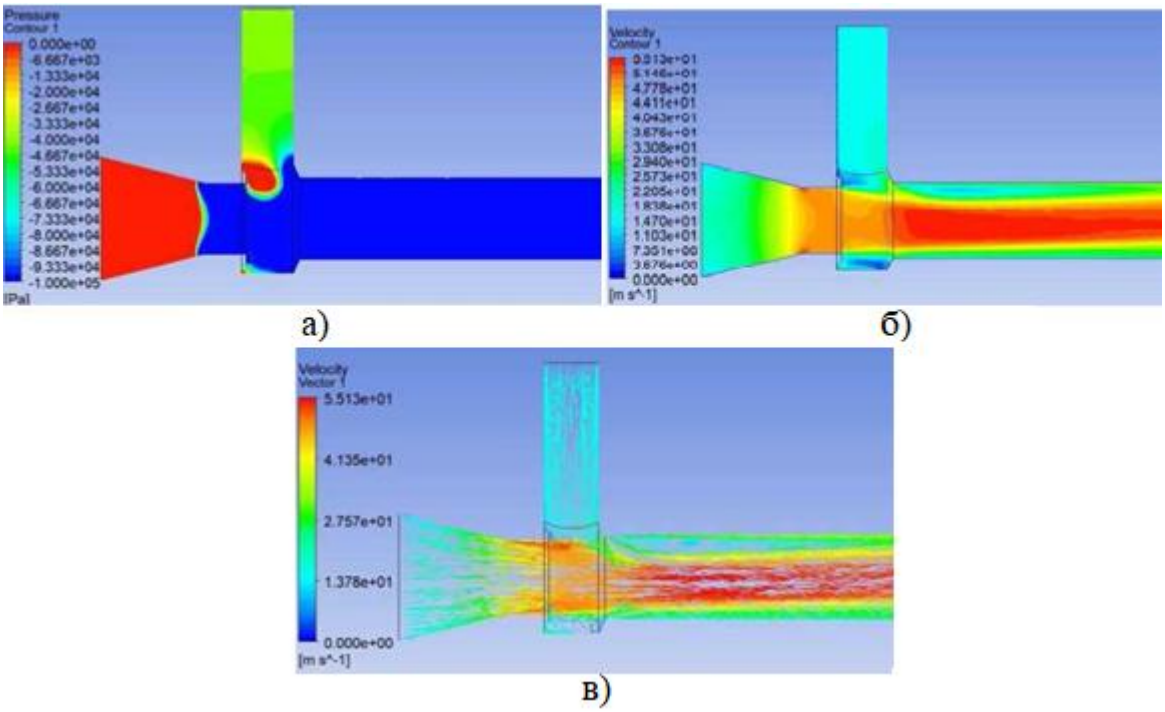


Рисунок 4.4 – Кінематичні параметри течії в удосконаленій конструкції струминного насоса: а – розподіл тисків; б – розподіл швидкостей; в – векторне поле швидкостей

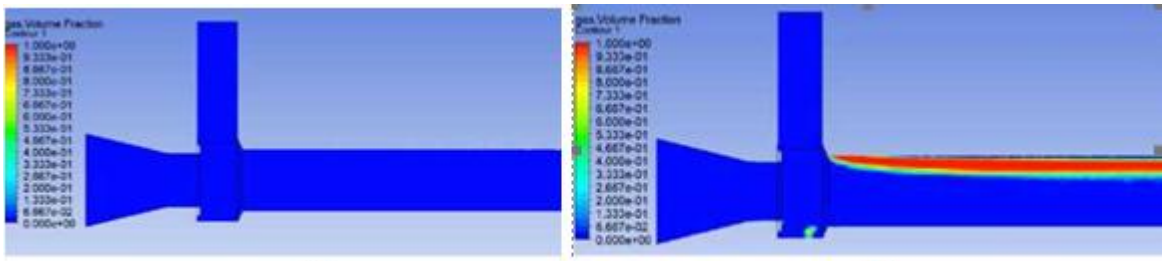
Основною перевагою використання струминних насосів для перекачування нафти є можливість його роботи на двофазних рідинах із достатньо великою концентрацією газу. Для оптимізації конструкції насоса для перекачування двофазної рідини доцільно провести числове моделювання його характеристик. В даній роботі проведено таке дослідження для нафти з об'ємною концентрацією газу в 3 %. З точки зору розрахункової ефективності, це досить складна задача тому, що необхідно робити одночасний розрахунок двох рідин в кожному контрольному об'ємі сітки [25].

Розрахунок перекачування нафти за допомогою струминного насоса із урахуванням газовмісту є таким самим, як й розрахунки характеристик будь-якого насоса з урахуванням явища кавітації. Тому що в зоні низьких тисків можливе виділення газу з нафти й подальший його вплив на характеристики розг-

лянемо математичну модель розрахунку течії рідини із урахуванням кавітації [9].

В залежності від методу розрахунку кавітації моделювання кавітаційного потоку ґрунтується на рівняннях механіки рідини та газу: рівняння балансу мас, рівняння імпульсу, модель турбулентності [25].

На рисунку 4.5 наведено порівняння двох картин течії нафти в струминному прямоточному насосі із урахуванням моделі Релея-Плессета та без урахування, тобто з урахуванням кавітації та без.



а) б)

Рисунок 4.5 – Об'ємна концентрація газу в проточні частині струминного насоса: а – розрахунок без урахування моделі кавітації; б – з урахуванням моделі кавітації

Так, на рисунку наведено розподіл об'ємної концентрації газу в двох таких розрахунках. Обидва розрахунки включають в якості рідини, що рухається проточною частиною, нафту із 3-відсотковим вмістом газу. Можна спостерігати, що в першому випадку не відбувається збільшення концентрації газу вздовж проточної частини насоса. В другом випадку спостерігається доволі широка зона виділеного з нафти газу, що не може не впливати на загальні енергетичні характеристики перекачування [25].

В результаті розрахунку моделі з кавітацією отримано, що ККД насоса дорівнює 10 %. Таким чином, вибір моделі, за якою відбувається розрахунок числовими методами значно впливає на інтегральні характеристики роботи струминного насоса, особливо під час двофазної його роботи. Так, урахування моделі Релея-Плессета (моделі кавітації) привело до збільшення ККД струминного насоса більше ніж в три рази. Причому, фізичні картини течії з урахуванням кавітації візуально адекватно описують процес, що відбувається в насосі,

якщо рідина включає в себе деяку кількість газу. Крім того, збільшений ККД відповідає асимптотичним методикам розрахунку характеристик насоса й більше відповідає дійсності [25].

4.2 Використання програми SolidWorks для моделювання робочого процесу струминного насоса

Основна ідея методу скінчених елементів полягає в тому, що будь-яку безперервну величину, таку, як температура, тиск і переміщення, можна апроксимувати дискретною моделлю, що будується на безлічі кусочно-безперервних функцій, визначених на кінцевому числі підобластей. Кусочно-безперервні функції визначаються за допомогою значень безперервної величини в кінцевому числі крапок розглянутої області [26].

У загальному випадку безперервна величина заздалегідь невідома й потрібно визначити значення цієї величини в деяких внутрішніх крапках області. Дискретну модель, однак, дуже легко побудувати, якщо спочатку припустити, що числові значення цієї величини в кожній внутрішній крапці відомі. Після цього можна перейти до загального випадку [26].

При побудові дискретної моделі безперервної величини діють у такий спосіб [26]:

У розглянутій області фіксується кінцеве число крапок. Ці крапки називаються вузловими крапками або просто вузлами [26].

Значення безперервної величини в кожній вузловій крапці вважається змінною. Вона повинна бути визначена [26].

Область визначення безперервної величини розбивається на кінцеве число підобластей, які називаються елементами. Ці елементи мають загальні вузлові крапки й у сукупності апроксимують форму області [26].

Безперервна величина апроксимується на кожному елементі поліномом, що визначається за допомогою вузлових значень цієї величини. Для кожного елемента визначається свій поліном, але поліноми підбираються таким чином, щоб зберігалася безперервність величини уздовж границь елемента [26].

Основна концепція методу скінчених елементів може бути наочно, проілюстрована на одномірному прикладі заданого розподілу температури в стрижні, показаному на рисунку 4.6 [26].

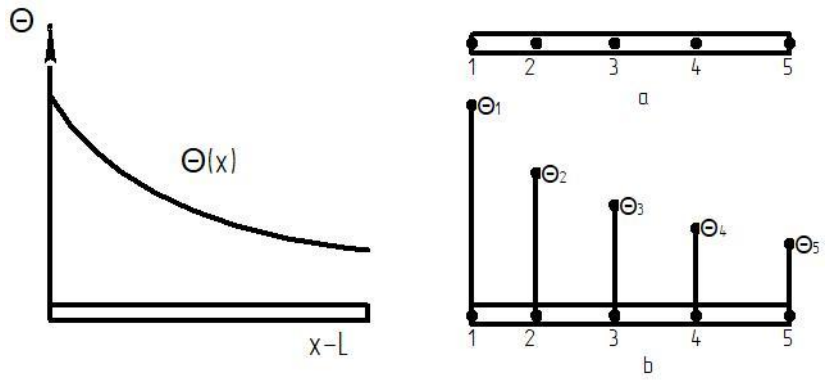


Рисунок 4.6 – Розподіл температури в стрижні,вузлові крапки та можливі значення θ(x)

У даному прикладі розглядається безперервна величина θ(x), область визначення-відрізок OL уздовж осі X. Фіксовано й пронумеровані п'ять крапок на осі θX. Це вузлові крапки, які зовсім не обов'язково розташовуються на рівній відстані друг від друга. Значення θ(x) в цьому випадку відомі в кожній вузловій крапці й представлені графічно на рисунку 4.6, б. Розбивку області на елементи може бути проведено двома різними способами. Можна, наприклад, обмежити кожний елемент двома сусідніми вузловими крапками, утворивши чотири елементи, або розбити область на два елементи, кожний з яких містить три вузли. Відповідному елементу поліном визначається за значеннями у вузлових крапках елемента. У випадку розбивки області на чотири елементи, коли на кожний елемент доводиться по двох вузла, функція елемента буде лінійна по X (дві крапки однозначно визначають пряму лінію). Остаточна апроксимація θ(x) буде складатися із чотирьох кусково-лінійних функцій, кожна з яких визначена на окремому елементі [26].

Інший спосіб розбивки області на два елементи із трьома вузловими крапками приводить до подання функції елемента у вигляді полінома другого ступеня. У цьому випадку остаточною апроксимацією θ(x) буде сукупність двох кусочно-безперервних квадратичних функцій [26].

У загальному випадку розподіл температури невідомий й ми хочемо визначити значення цієї величини в деяких крапках. Рішення задачі зводиться до знаходження вузлових значень, які повинні бути підібрані таким чином, щоб забезпечити найкраще наближення до дійсного розподілу температури в суцільному середовищі. Підбор вузлових значень температури здійснюється шляхом мінімізації функціонала, пов'язаного з диференціальним рівнянням теплопровідності. Процес мінімізації зводиться до рішення системи лінійних диференціальних алгебраїчних рівнянь щодо вузлових значень θ(x). У результаті мінімізації ми знаходимо значення температури в кожному вузлі, а використовуючи ці значення ми маємо можливість визначення температури в будь-якій крапці досліджуваного середовища [26].

При побудові дискретної моделі безперервної величини, визначеної у двох- або тривимірній області, основна концепція методу скінчених елементів використовується аналогічно. У двовимірному випадку елементи описуються функціями від X и Y. При цьому, найчастіше розглядаються елементи у формі трикутника або чотирикутника [26].

У цей час область застосування методу скінчених елементів дуже велика й охоплює всі фізичні задачі, які можуть бути описані диференціальними рівняннями. Найбільш важливими перевагами методу скінчених елементів, завдяки яким він широко використовується, є наступні [26]:

Властивості матеріалів суміжних елементів не повинні бути обов'язково однаковими. Це дозволяє застосовувати метод до тіл, складених з декількох матеріалів [26].

Криволінійна область може бути апроксимована за допомогою прямолінійних елементів або описана точно за допомогою криволінійних елементів. Таким чином, методом можна користуватися не тільки для областей з "гарною" формою границі [26].

Розміри елементів можуть бути змінними. Це дозволяє укрупнити або подрібнити сітку розбивки області на елементи, якщо в цьому є необхідність [26].

За допомогою методу скінчених елементів не важко розглядати граничні умови з розривним поверхневим навантаженням, а також змішані граничні умови [26].

Зазначені вище переваги методу скінчених елементів можуть бути використані при складанні досить загальної програми для рішення часткових задач певного класу. Наприклад, за допомогою програми для вісесиметричної задачі про поширення тепла можна вирішувати будь-яку задачу цього типу [26].

Головний недолік методу скінчених елементів полягає в необхідності складання обчислювальних програм і застосування обчислювальної техніки на високому рівні. Обчислення, які потрібно проводити при використанні методу скінчених елементів, занадто громіздкі для ручного рахунку навіть у випадку рішення дуже простих задач. Для рішення складних задач необхідно використовувати швидкодіючу ЕОМ, що має багато пам'яті [26].

Однак, з огляду на великі темпи розвитку мікропроцесорної техніки, можна припустити, що в найближчому майбутньому швидкодія ЕОМ не буде основним фактором, що лімітує, при використанні методу скінчених елементів. Тут слід зазначити, що на практиці проведення натурних експериментів або проведення якого-небудь дослідження займає набагато більше часу ніж розрахунок цього ж процесу на звичайному персональному комп'ютері, а кількість інформації, одержувана в результаті розрахунку з використанням МКЗ значно перевищує кількість інформації отриману експериментально. Разом з тим неможливо й неправильно повністю відмовлятися від натурних експериментів, але можливо значно зменшити їх кількість [26].

Розбивка області на підобласті є першим кроком на шляху до рішення задачі, і саме цей крок не має теоретичного обґрунтування. Погана або недосконала розбивка буде приводити до помилкових результатів, якщо навіть інші етапи методу здійснюються з достатньою точністю [26].

Дискретизація області (тіла) включає задачу числа, розмірів і форми підобластей, які використовуються для побудови дискретної моделі реального тіла [26].

Навички в дискретизації області приходять із досвідом. Однак деякі загальні правила можна сформулювати [26].

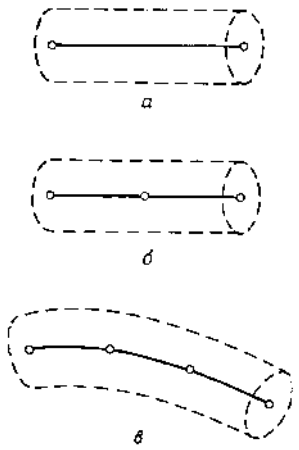


Рисунок 4.7 – Одновимірні скінчені елементи

При рішенні задач методом скінчених елементів використовуються елементи різних типів. Найпростішим серед елементів є одномірний елемент. Схематично він звичайно зображується у вигляді відрізка (рисунок 4.7, а), хоча й має поперечний переріз. Найбільш часто такі елементи використовуються в одномірних задачах поширення тепла й у задачах будівельної механіки при розрахунку стрижневих елементів конструкцій [26].

Найпростіший одномірний елемент має два вузли, по одному на кожному кінці. Елементи більш високого порядку – тривузлові (квадратичні) і чотиривузлові (кубічні), зображені на рисунку 4.7, б і в [26].

Для побудови дискретної моделі двовимірної області використовуються два основних сімейства елементів: трикутники й чотирикутники. Сторони лінійних елементів кожного сімейства являють собою прямі лінії (рисунок 4.16, а). Квадратичні й кубічні елементи можуть мати як прямолінійні, так і криволінійні сторони або ті й інші (рисунок 4.8, б). Можливість моделювання криволінійних границь досягається додаванням вузлів в середину сторін елементів. Обоє сімейства елементів можуть бути використані одночасно усередині області, якщо тільки вони мають однакове число вузлів на стороні [26]. Найбільш часто зустрічаються тривимірними елементами у формі тетраедр і паралелепіпед (рисунок 4.9 а й б). В обох випадках лінійні елементи обмежені прямолі-

нійними сторонами (площинами), тоді як елементи більше високого порядку можуть мати як границі криволінійні поверхні [26].

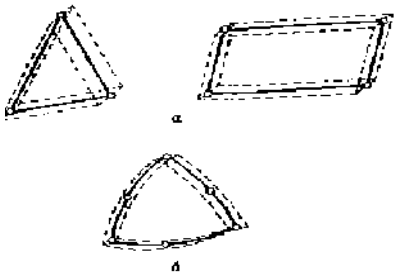


Рисунок 4.8 – Двовимірні елементи

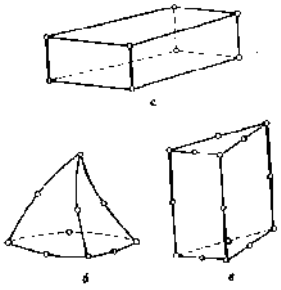


Рисунок 4.9 – Тривимірні елементи

Найбільш часто зустрічаються тривимірними елементами у формі тетраедр і паралелепіпед (рисунок 4.8 а й б). В обох випадках лінійні елементи обмежені прямолінійними сторонами (площинами), тоді як елементи більше високого порядку можуть мати як границі криволінійні поверхні [26].

На рисунку 4.9, в показаний інший вид елементів, які часто використовуються при рішенні задач обробки металів тиском. Ці елементи подібні до двовимірного трикутника й дозволяють врахувати зміну величини уздовж третьої координати [26].

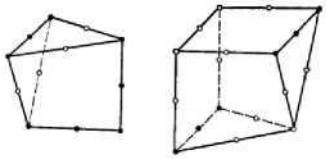


Рисунок 4.10 – Нестандартні елементи

У деяких спеціальних випадках можливе застосування тривимірних елементів, зображених на рисунок 4.10. Елементи даного типу виходять шляхом виключення одного або декількох вузлів з базового шестигранного елемента (рисунок 4.10, а). Такі елементи знайшли своє застосування при розрахунках різних будівельних конструкцій і деталей механізмів. Їхнє застосування пояс-

нюється прагненням як можна більш точно описати геометрію досліджуваного об'єкта. При рішенні задач обробки металів тиском елементи такого типу, як правило, не застосовуються [26].

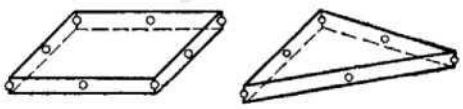


Рисунок 4.11 - Мембранні елементи

Наступним класом елементів є мембранні елементи, зображені на рисунку 4.11. Ці елементи використовуються при рішенні задач для суцільних середовищ, що мають форму оболонки [26].

Процес дискретизації може бути розділений на два етапи: розбивка тіла на елементи й нумерація елементів і вузлів [26].

Розглянемо, для приклада, розбивку двовимірної області на лінійні трикутні елементи. Двовимірна область обрана для зручності ілюстрації. Крім того, ідеї, представлені тут, можуть бути узагальнені на випадок тривимірного тіла. Дискретизація одномірного тіла майже тривіальна, тому що вона зводиться тільки до розподілу відрізка на більш короткі ділянки [26].

При розбивці будь-якої двовимірної області на елементи спочатку тіло ділиться на чотирикутні й трикутні підобласті, або зони, які потім розділяються на трикутники. Границі між підобластями повинні проходити там, де змінюються геометрія, де прикладено навантаження або де змінюються властивості матеріалу [26].

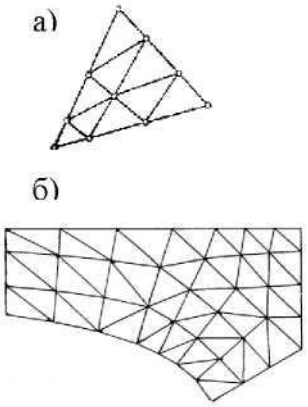


Рисунок 4.12 – Розбивка області на елементи

Найбільш просто можна розбити трикутну підобласть на елементи, якщо вибрати певне число вузлів уздовж кожної сторони, з'єднати відповідні вузли прямими лініями й крапки перетинання цих ліній вважати вузлами. Трикутна зона, показана на рисунку 4.12, а, розбита на дев'ять елементів після розміщення чотирьох вузлів на кожній стороні. Вузли на сторонах зони не обов'язково розташовувати на рівних відстанях. Варіювання відстані між ними дозволяє змінювати розміри елементів [26].

Якщо трикутна підобласть криволінійна, криволінійні границі елементів заміняються на прямі відрізки або для розбивки області використовуються елементи із криволінійними границями [26].

Чотирикутні зони звичайно розбивають на елементи з'єднанням вузлів на протилежних сторонах. Перетинання ліній визначають внутрішні вузлові крапки. Внутрішні чотирикутники можуть розглядатися як елементи. Вони можуть бути розбиті на трикутні елементи проведенням короткої діагоналі в кожному внутрішньому чотирикутнику [26].

Застосування викладених ідей дискретизації проілюстроване на рисунку 4.20, б. Відстань між вузлами уздовж границь чотирикутної зони змінюється так, щоб елементи поблизу криволінійної частини границі були малими [26].

У задачах механіки твердого деформованого тіла необхідно відзначити вузли, які мають певні переміщення [26].

У випадках складної конфігурації границь доцільне використання таких алгоритмів як алгоритм Делане або Вороного. Однак навіть побудована в такий спосіб сітка має масу недоліків, які проявляються в тім, що отримані трикутники не завжди мають форму, оптимальну для розрахунків. Основною вимогою до трикутників є відсутність вирожденості. Оптимальним варіантом можна вважати рівносторонній трикутник. Разом з тим, ряд проведених досліджень показує, що для розрахунків можливе застосування трикутників, у яких один із внутрішніх кутів має величину не менше 30 градусів. Для одержання трикутників з такими параметрами крім використання алгоритмів Делане або Вороного

необхідно використання й алгоритмів, що поліпшують вихідну сітку скінчених елементів. Одним з таких алгоритмів є алгоритм Руперта [26].

На рисунку 4.13 наведений приклад використання даних алгоритмів при розбивці тіла складної форми. При моделюванні поводження суцільних середовищ із врахуванням тривимірних процесів подальшим кроком є генерування тривимірної координатної сітки. Одним з алгоритмів одержання такої сітки є метод "видавлювання", в основі якого лежить використання вже існуючої двомірної координатної сітки. Видавлювання полягає в тім, що до координат кожного вузла додається третя координата, що є висотою тривимірного елемента. Програмний алгоритм всі ці операції робить автоматично разом з розміщенням номерів елементів і вузлів їхніх складових [26].

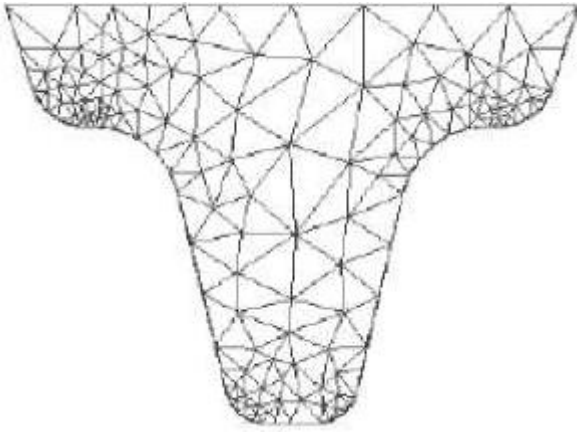


Рисунок 4.13 – Сітка елементів таврового профілю

На рисунку 4.14 наведений приклад роботи описаного алгоритму при розбивці найпростішої циліндричної області на призматичні елементи [26].

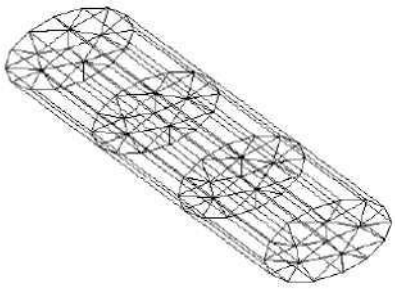


Рисунок 4.14 – Тривимірна сітка елементів

Нумерація вузлів була б тривіальною операцією, якби номера вузлів не впливали на ефективність обчислень, необхідних для одержання рішення. Використання методу скінчених елементів приводить до системи лінійних алгеб-

раїчних рівнянь, велика кількість коефіцієнтів якої дорівнює нулю. Розгляд матриці коефіцієнтів системи показує, що всі ненульові коефіцієнти й деяк нульові перебувають між двома лініями, паралельними головній діагоналі (рисунок 4.15) [26].

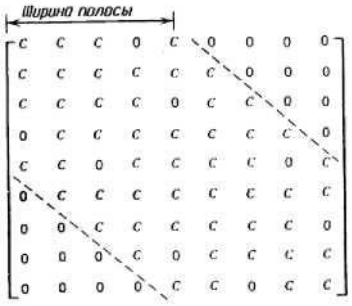


Рисунок 4.15 – Ширина смуги матриці системи рівнянь

Відстань між головною діагоналлю й цими лініями, називається шириною смуги матриці. Всі коефіцієнти поза цією смугою дорівнюють нулю, і вони не повинні зберігатися в машинній пам'яті. Зменшення ширини смуги приводить до скорочення розмірів необхідної машинної пам'яті, а також до скорочення часу обчислень. Ширина смуги B обчислюється по формулі [26]

$$B = (R + 1)\,Q, \tag{4.1}$$

де R – максимальна різниця між номерами вузлів в окремому елементі;

Q – число невідомих (число ступенів свободи) у кожному вузлі.

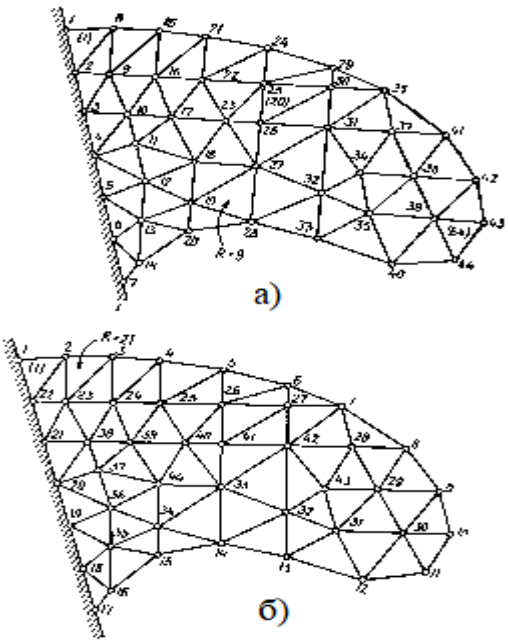


Рисунок 4.16 – Приклади нумерації вузлів

Мінімізація величини *B* пов'язана з мінімізацією *R*, що, зокрема, може бути здійснено послідовною нумерацією вузлів при русі в напрямки найменшого розміру тіла. Два різних способи нумерації вузлів у тілі показані на рисунку 4.16, а й б. Найбільші різниці між номерами вузлів для перших елементів на рисунка 4.16, а й б рівні 7 і 21 відповідно [26].

Значення *R* для повних наборів елементів рівні 9 і 21. Для ширини смуги виходять значення 10 і 22, якщо в кожному вузлі є по одній невідомій величині, або значення 20 і 44, якщо в кожному вузлі розглядаються дві невідомі величини. Правильна нумерація вузлів у цьому прикладі скорочує машинну пам'ять більш чим на 50% [26].

Нумерація елементів являє собою просту процедуру. Надалі номер елемента буде знаходитись в круглих дужках для того, щоб уникнути плутанини з номерами вузлів. Елемент (1) на рисунку 4.16 має вузли з номерами 1, 2 і 8 [26].

4.3 Комп’ютерна модель струминного насоса для видобування технічної води

Для складних конструкцій і граничних умов використовуються численні (комп’ютерні) методи вирішення задач, які дозволяють наближено описати нелінійні геометричні форми та способи прикладення зовнішнього навантаження. При цьому для отримання розв’язку задач навіть невеликої точності створюється система з великої кількості рівнянь, розв’язання якої вимагає значних розрахункових потужностей.

Одним із методів комп’ютерного моделювання є метод скінченних елементів. Він заснований на заміні досліджуваної області довільної форми скінченними елементами простішої конфігурації з відомими властивостями, які зв’язані між собою у вузлах. За відомими значеннями області на границях моделі (граничні умови) знаходять параметри в будь-якій внутрішній точці. Сьогодні цей метод є найбільш розповсюдженим унаслідок універсальності підходу.

Тримірна параметрична геометрична модель досліджуваного тіла створюється в CAD-програмі SolidWorks.

Використовуючи програму SolidWorks та додаток до неї Cosmos Flo Works побудуємо та дослідимо комп’ютерну модель струминного насоса для видобування технічної води.

Для цього в першу чергу будуємо тривимірні моделі деталей пристрою та складаємо 3D модель струминного пристрою (рисунок 4.17 та 4.18).

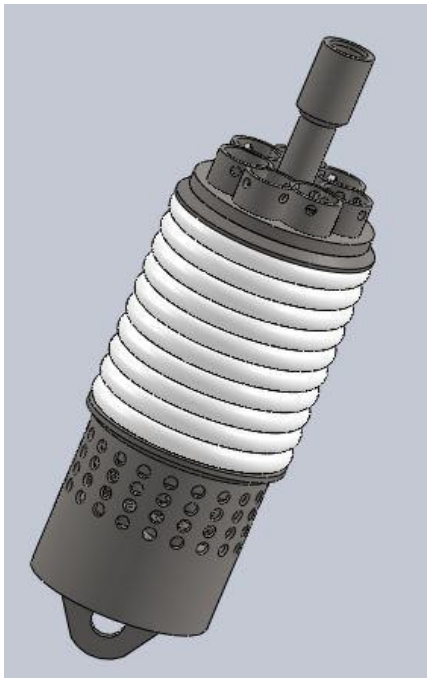


Рисунок 4.17 – Тривимірна модель пристрою

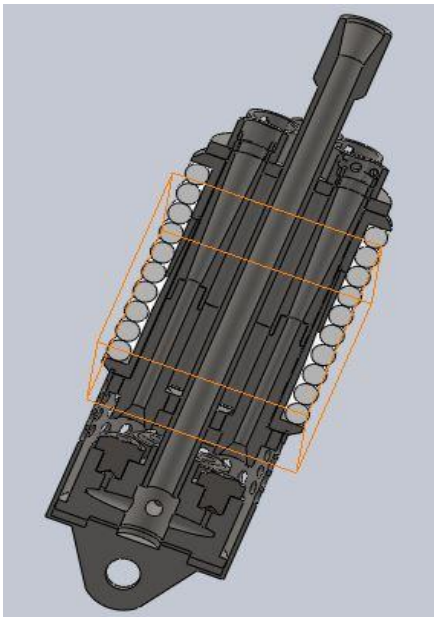


Рисунок 4.18 – Поперечний переріз тривимірної моделі пристрою

Програма володіє різноманітними засобами візуалізації і обробки результатів розрахунку в середовищі SolidWorks (векторні лінії, ізолінії, кольорові контурні заливки, ізоповерхні, перерізи, траєкторії частинок, лінії потоку). Є

також можливість представлення результатів в вигляді графіків і таблиць Excel, або ж в вигляді звітів стандартної форми, які формуються автоматично.

Надалі будуємо сітку скінченних елементів та задаємся граничними умовами. До граничних умов належать подача та тиск на вході напірної труби (Q_1=34 л/с та p_1=4 МПа) та подача та тиск на виході дифузорів (Q_2=15 л/с та p_2=1,15 МПа).

Оскільки дослідженню підлягає внутрішня порожнина пристрою, необхідно замкнути внутрішній простір пристрою для цього на корпусі пристрою видаляємо умовно перфораційні отвори, а вхід напірної труби та вихід дифузорів закриваємо пробками.

Наведемо діаграми розподілу швидкостей (рисунок 4.19) та тисків (рисунок 4.20) в проточній частині струминного насоса в підпрограмі Cosmos Flo Works.

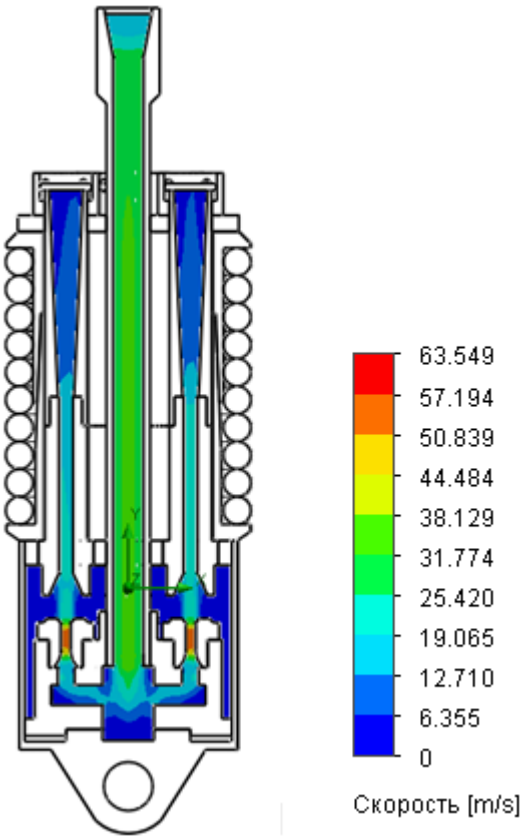


Рисунок 4.19 – Діаграма розподілу швидкостей

На рисунку 4.21 представлено розподіл тисків в струминному насосі з векторами напрямків швидкостей потоку.

Зважаючи на розширення потоку на кінцевій ділянці проточної частини швидкість рідини в камері змішування перевищує її значення в дифузорі струминного насоса.

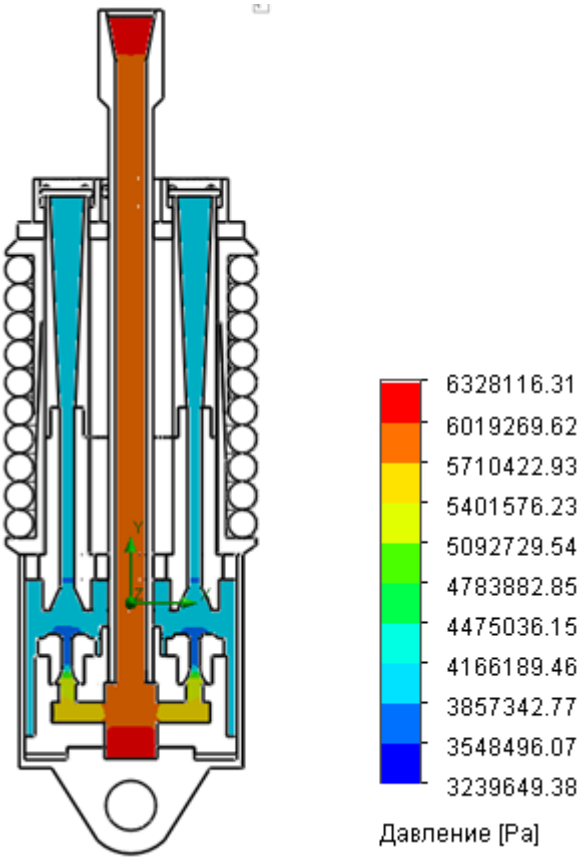


Рисунок 4.20 – Діаграма розподілу тисків

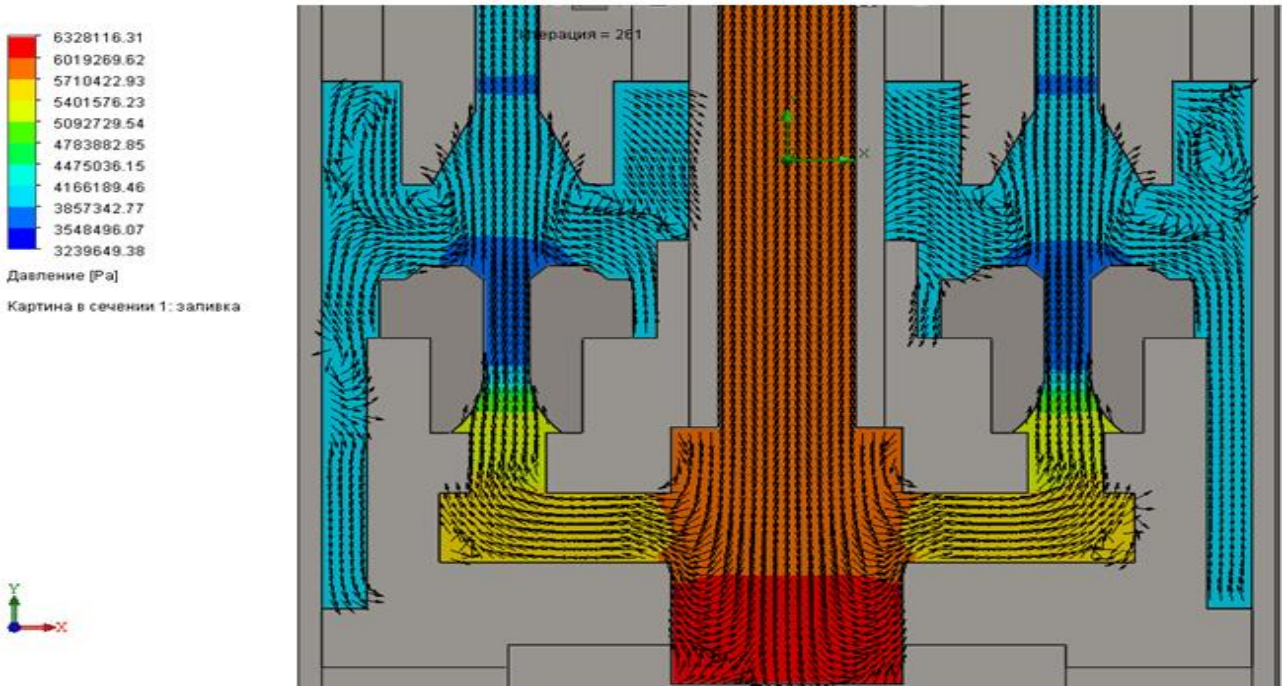


Рисунок 4.21 – Розподіл тисків в струминному насосі з векторами напрямків швидкостей потоку

За результатами комп’ютерного моделювання робимо висновок про близькі результати досліджень з експериментальними випробуваннями.

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СТРУМИННОГО НАСОСА ДЛЯ ВИДОБУВАННЯ ТЕХНІЧНОЇ ВОДИ

Розрахунок економічної ефективності від застосування струминної насосної установки виконаний на основі даних промислових випробувань пристрою для видобутку технічної води для умов наведених в розділі 3.2 [24].

Економічний ефект від впровадження струминної насосної установки обумовлений економією часу при наборі технічної води з водоносного горизонту [24].

1. Середній час механічного буріння і промивання свердловин при бурінні заданого інтервалу [24]:

T=49,81 год.

2. Кількість технічної води, необхідної для розбурювання заданого інтервалу [24]:

$V_{тв}=T\cdot Q_н=49,81\cdot 50\cdot 3600/1000=8966$ м^3,

де $Q_н$ =50 дм^3/с – продуктивність двох насосів У8-6М при діаметрі циліндрових втулок $d_в$=170 мм та коефіцієнті наповнення $k_н$=0,8.

3. Час набору необхідної кількості води [24]:

а) насос 9МГр при $d_в$=127 мм, $k_н$=0,8, $Q_н$=29,3 м^3/год.

$$T_1=\frac{V_{тв}}{Q_н}=\frac{8966}{29,3\cdot 24}=12,75 \text{ діб.}$$

б) з струминною насосною установкою з продуктивністю $Q_{н2}$=45 м^3/год.

$$T_2=\frac{V_{тв}}{Q_{н2}}=\frac{8966}{45\cdot 24}=8,3 \text{ діб.}$$

4. Одноразовий запас води на буровій [24]:

$V_з$=1500 м^3

5. Час, затрачений на одну спуско-підйомну операцію [24]:

t=4,54 год.

6. Кількість спуско-підйомних операцій струминної насосної установки в процесі розбурювання інтервалу [24]:

$n=V_{тв}/V_з=8966/1500=6$.

7. Загальний час, що витрачається на спуско-підйомні операції в процесі розбурювання інтервалу [24]

$T_р=t \cdot n=4,54 \cdot 6=27,24$ год.$=1,14$ діб.

8. Економія часу на одну свердловину [24]:

$E_т=T_1 – T_2 – T_р=12,75 – 8,3 – 1,14=3,31$ діб.

9. Добові витрати, що залежать від часу при розбурюванні інтервалу [24]:

Зв=1320,62 дол.

10. Економія витрат по одній свердловині [24]:

$E=Зв \cdot E_т=1320,62 \cdot 3,31=4371,25$ дол.

Окремі матеріали роботи представлялись на XXXVII науково-технічній конференції студентів 2024-2025 навчального року у номінації «Нафтогазові машини та обладнання», а також на II міжнародній конференції «Modern and Advanced Research ICMAR 2025» у технічному університеті м. Коні (Турція) [27].



ГРАМОТА

НАГОРОДЖУЄТЬСЯ

Володимир РИБАК

студент групи НІОм-24-1

за зайняте ІІІ-тє місце у підсумковій XXXVII науково-технічній конференції студентів 2024-2025 навчального року у номінації «Нафтогазові машини та обладнання»

Ректор Ігор ЧУДИК



CERTIFICATE Of PARTICIPATION

Volodymyr Rybak

has participated in 2nd International Conference on Modern and Advanced Research on 15-16 January in 2025 at Konya/Turkey.

PAPER TITLE Determination of working ranges of pressure characteristics for the main schemes of using borehole jet pumps

PRESENTATION TYPE Oral

ICMAR

All Sciences Academy

ВИСНОВКИ

1. Проаналізовані сучасні напрямки розвитку обладнання для підтримування пластового тиску. Одним із недоліків використання обладнання для підтримування пластового тиску є значна тривалість процесу набору технічної води з водоносного горизонту.

2. В процесі аналізу досвіду використання ежекційних технологій в нафтогазовій промисловості встановлено, що свердловинні струминні насоси відзначаються надійністю і дають змогу підвищити ефективність розробки покладів вуглеводнів.

3. Розроблена удосконалена конструкція струминного насоса, яка дозволяє скоротити тривалість процесу видобування технічної води.

4. На основі побудованої комп’ютерної моделі робочого процесу струминного насоса для підйому технічної води підтверджено його працездатність.

5. Розрахунковий економічний ефект від застосування розробленого пристрою складає близько 4400 дол. на одну свердловину.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Фик М. І., Хріпко О. І., Раєвський Я. О., Варавіна О. П. Розробка та експлуатація нафтових та нафтогазових родовищ: посібник для студ. ВНЗ / під ред. д-ра. техн. наук, проф. І. М. Фика. Харків, 2019. 149 с.

2. Панченко В.О., Панченко А.А. Гідравлічні машини і обладнання нафтових та газових комплексів : навчальний посібник. Суми : Сумський державний університет, 2018. 227 с.

3. Блочно-кущова насосна станція (БКНС). 3 р. 03.08.2025. bono.odessa.ua. https://jak.bono.odessa.ua/articles/blochno-kushhova-nasosna-stancija-bkns.php.

4. Панченко В. О. Підконтрольна експлуатація обладнання насосних станцій: навчальний посібник / В. О. Панченко, В. Ф. Герман, О. В. Івченко та ін.; за загальною редакцією В. О. Панченка. Суми: Сумський державний університет, 2020. 270 с.

5. Векерик В.І., Паневник О.В. Дослідження характеристик свердловинного струминного насоса. Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. 1998. № 35(2). С.98 – 104.

6. Cholet H. Improved hydraulics for rock bits: proceeding of the 53 rd Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Houston, USA, October 1-3 1978. SPE 7516. 8 p.

7. Suryanarayana P. V., Hasan K., Hughes W.I. Technical Feasibility and Applicability of a concentric jet pump in underbalanced drilling: proceeding of the SPE/IADS Underbalanced Technology Conference and Exhibition, Houston, USA, 11–12 October 2004. SPE/IADS 91595. 20 p.

8. Zhu H. Y., Liu Q.Y. Pressure drawdown mechanism and design principle of jet pump bit. Scientia Iranica B. 2015. Vol. 22. Issue 3. P. 792–803.

9. Yong H., Lihong Z., Deyong Z., Hualin L., Jinying W., Jinshen Y., Yugang Z., Zhibin W. Study on structure parameters of reverse circulation drill bit secondary injector device based on injectors coefficient: proceeding of the SPE/IADS Asia Pacific Drilling Technology Conference, Singapore, 22–24 august 2016. IADS/SPE–180539–MS. 9 p.

10. Haughton D.B., Connel P. Reliable and effective downhole cleaning system for debris and junk removal: proceeding of the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Adelaide, Australia, 11-13 september 2006. SPE 101727. 9 p.

11. Qinglong L., Xueqiang W., Geng T., Liangliang D., Yun L., Xingzheng F., Yongtao Y. Simulation and Experimental Study on Fishing Performance of Vacuum Suction Wellbore Cleaning Tool. Mathematical Problems in Engineering. 2020. Vol. 2020. Article ID 2371059. P. 1–13 p. https://doi.org/10.1155/2020/2371059.

12. Eckel I., Deily F.H., Ledgerwood L.W. Development and testing of jet pump pellet impact drill bits: proceeding of the 30th Annual Fall Meeting of the Petroleum branch of the American institute of mining and Metallurgical Engineers, New Orlean, USA, October 2–5 1955. № 540 G. 15 p.

13. Ben C., Ken F., Pugh T. Subsea hydraulic jet pump optimizes well development offshore Tunisia. World Oil. 2015. No 11. P.71–76.

14. Яремійчук Р.С. Технологія інтенсифікації припливу рідин і газів з продуктивних пластів з використанням струминних апаратів. Науковий вісник національного технічного університету нафти і газу. 2001. № 1. С. 35–40.

15. Kalwar S.A., Awan A.Q., Ahmad H.J., Khan Z. Application of Jet Pumping Technology for Offloading a Killed Well in a Gas Condensate Field – A Case Study. SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition held in Dammam, Saudi Arabia, 23–26 April 2018. SPE-192287-MS. P. 1 – 7.

16. Роговий А.С., Костюк М.О., Азаров А.С. Удосконалювання енергетичних параметрів нафтових струминних насосів. Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Hydraulic machines and hydraulic units. 2022. No. 1. C. 25–32. https://doi.org/10.20998/2411-3441.2022.1.04.

17. Otis P., Armstrong P.E. Summary of oil jet pump principles and applscations mostly compiled from various (reprint SPE papers). Dallas, 2010. 43 p.

18. Grupping A.W., Coppes J.l.R., Groot J.G., Fundamentals of Oilwell Jet Pumping. SPE Production Engineering. 1988. № 2. P. 9–14.

19. Chen X., Gao D., Guo B. A method for optimizing jet-mill-bit hydraulics in horizontal drilling. SPE Iournal. 2016. № 4. SPE 178436. P.416 – 422.

20. Evstifeev S., Evenco V., Sharikov A. Methods of drilling rate increase, near bit ejector application: proceeding of the SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi Arabia, 15-18 may 2011. SPE 149113. 8 p.

21. Zhu H. Y., Liu Q.Y., Wang T. Reducing the bottom-hole differential pressure by vortex and hydraulic jet methods. Journal of Vibroengineering. 2014. № 8. P. 2224–2249.

22. Chen X., Cao T., Yu K., Gao D., Yang J., Wei H. Numerical and experimental investigation on the depressurization capacity of a new type of depressure-dominated jet mill bit. Petroleum Science. 2020. Vol. 17. P. 1602–1615. https://doi.org/10.1007/s12182-020-00472-8.

23. Панченко В.О. Спеціальні гідромашини : конспект лекцій. Суми : Сумський державний університет, 2021. 232 с.

24. Паневник Олександр Васильович. Теоретичні основи побудови узагальнених гідравлічних моделей свердловинних струминних насосів: дис. .. докт. техн. наук: 05.05.12: захищена 06.12.2000 / О.В. Паневник; наук. керівн. Р.С. Яремійчук; Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. Івано-Франківськ, 2000. 359 с.

25. Роговий А.С., Костюк М.О., а. Азаров А.С. Удосконалювання енергетичних параметрів нафтових струминних насосів. Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Hydraulic machines and hydraulic units, no. 1′2022. С.25 – 32. Doi: 10.20998/2411-3441.2022.1.04.

26. Єршов С.В. Методи аналізу, моделювання та оптимізації процесів ОМТ: конспект лекцій. Дніпровський державний технічний університет. Кам’янське: ДДТУ, 2016. 60 с. https://www.dstu.dp.ua/Portal/Data/5/26/5-26-kl48.pdf.

27. Panevnyk O.V., Rybak V.M. Determination of working ranges of pressure characteristics for the main schemes of using borehole jet pumps. 2nd International

Conference on Modern and Advanced Research ICMAR 2025. Konya Technical University (KTUN), January 15–16 2025, Konya, Turkey. p. 53.