МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

МР.НІОм-38.00.00.000 ПЗ

Група НІОм-24-1

МаксимовичАндрій

2025

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

МАКСИМОВИЧ АНДРІЙ МИКОЛАЙОВИЧ
(прізвище, ім'я, по-батькові)

УДК 622.2

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Розроблення та дослідження наддолотного струминного насоса
(назва роботи)

Обладнання нафтових і газових промислів
(назва освітньої програми)

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

_____*А.М. Максимович*
(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 _____Максимовичу Андрію Миколайовичу_____

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема проекту ___Розроблення та дослідження наддолотного струминного насоса ____ Затверджена наказом № 567/7 від 11.09.2025___
2. Термін здачі студентом закінченого проекту 20.12.2025_____
3. Вихідні дані до проекту: Умови буріння свердловин в Прикарпатському УБР ВО «Укрнафта»_____
4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, що їх належить розробити)

Вступ 1 Розвиток нафтогазових ежекційних технологій 1.1 Класифікація та принцип роботи струминних апаратів 1.2 Особливості використання свердловинних струминних насосів 2 Основні схеми застосування свердловинних струминних насосів 2.1 Наддолотні ежекційні системи 2.2 Нафтові струминні насоси 2.3 Ежекційні системи для промивання піщаних пробок 3 Розроблення удосконаленої конструкції наддолотного струминного насоса 3.1 Опис конструкції наддолотного струминного насоса 3.2 Гідравлічний розрахунок наддолотного струминного насоса 4 Комп'ютерна побудова моделей деталей наддолотного струминного насоса 5 Визначення техніко-економічних переваг застосування наддолотних струминних насосів Висновки. Перелік посилань на джерела_____

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

5.1 Арк.1 – Узагальнення основних схем використання струминних апаратів (С1), формат А1_____
5.2 Арк.2 – Узагальнення конструкцій свердловинних ежекційних систем (С2), формат А1
5.3 Арк.3 – Наддолотний струминний насос (СК), формат А1_____
5.4 Арк.4, 5 – Деталювання наддолотного струминного насоса, формат А1_____
5.5 Арк.6 – Моделювання деталей наддолотного струминного насоса (С3), 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 _____ / А.М.Максимович /
Особистий підпис Розшифровка підпису

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Номер і назва етапів курсового проекту	Термін виконання етапів курсового проекту	Примітка
Вступ 1 Розвиток нафтогазових ежекційних технологій	20. 10.25	
2 Основні схеми застосування свердловинних струминних насосів	30.10.25	
3 Розроблення удосконаленої конструкції наддолотного струминного насоса	05.11.25	
4 Комп'ютерна побудова моделей деталей наддолотного струминного насоса	20.11.25	
5 Визначення техніко-економічних переваг застосування наддолотних струминних насосів	01.12.25	
Висновки	15.12.25	
Перелік посилань на джерела	20.12.25	

Студент _____А.М. Максимович_____
(Особистий підпис) (Розшифровка підпису)

Керівник _____О.В. Паневник_____
(Особистий підпис) (Розшифровка підпису)

«__02__»____вересня__2025 р.

РЕФЕРАТ

Магістерська робота Максимовича А.М. на тему « Розроблення та дослідження наддолотного струминного насоса» складається з пояснювальної записки, викладеної на 60 аркушах формату А4, яка вміщує 5 розділів, 4 таблиці, 20 рисунків, 30 найменувань використаних джерел, і графічного матеріалу загальним обсягом 6 аркушів формату А1.

Об’єктом дослідження є наддолотний пристрій для підвищення ефективності експлуатаційного буріння.

Метою роботи є розроблення конструкції наддолотного струминного насоса для покращення техніко-економічних показників буріння нафтогазових свердловин за рахунок підвищення ефективності руйнування гірської породи, очищення вибою та видалення шламу з наддолотної області.

В магістерській роботі проведений аналіз та систематизація основних схем струминних насосів, розглянутий принцип дії та типові конструкції струминних апаратів для різних фізичних властивостей робочого середовища, особливості їх обслуговування та безпечної експлуатації. В процесі аналізу конструкцій ежекційних систем, які застосовують для реалізації нафтогазових ежекційних технологій визначені їх основні переваги та недоліки та сформульовані завдання досліджень. Розроблена конструкція наддолотного струминного насоса нагнітально-всмоктувального типу, робоча насадка якого з’єднана з каналом бурильної колони, дифузор – з міжтрубним простором, а приймальна камера – з наддолотною областю. В процесі гідравлічного розрахунку визначений характер розподілу потоків в елементах свердловинної ежекційної системи. Отримані з використанням програми SolidWorks 3D моделі деталей струминного насоса в подальшому можуть бути використані для моделювання його робочого процесу.

Ключові слова: нафтогазова свердловина, буріння, руйнування породи, очищення вибою, видалення шламу, струминний насос, коефіцієнт ежекції, відносний напір.

ABSTRACT

Master's thesis of Maksimovich A.M. on the topic "Development and research of an over-bit jet pump" consists of an explanatory note, laid out on 60 sheets of A4 format, which contains 5 sections, 4 tables, 20 figures, 30 names of sources used, and graphic material with a total volume of 6 sheets of A1 format.

The object of the study is an over-bit device for increasing the efficiency of production drilling.

The purpose of the work is to develop a design of an over-bit jet pump to increase the technical and economic indicators of drilling oil and gas wells by increasing the efficiency of rock destruction, face cleaning and sludge removal from the over-bit area.

The master's thesis analyzes and systematizes the main schemes of jet pumps, considers the principle of operation and typical designs of jet devices for various physical properties of the working medium, features of their maintenance and safe operation. In the process of analyzing the designs of ejection systems used to implement oil and gas ejection technologies, their main advantages and disadvantages are determined and research objectives are formulated. The design of an over-bit jet pump of the injection-suction type is developed, the working nozzle of which is connected to the drill string channel, the diffuser - to the intertube space, and the receiving chamber - to the over-bit region. In the process of hydraulic calculation, the nature of the flow distribution in the elements of the well-hole ejection system is determined. The 3D models of the jet pump parts obtained using the SolidWorks program can be used in the future to simulate its working process.

Keywords: oil and gas well, drilling, rock destruction, bottomhole cleaning, sludge removal, jet pump, ejection coefficient, relative pressure.

ЗМІСТ

	ВСТУП	7
1	РОЗВИТОК НАФТОГАЗОВИХ ЕЖЕКЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ	10
1.1	Класифікація та принцип роботи струминних апаратів	10
1.2	Особливості використання свердловинних струминних насосів	12
2	ОСНОВНІ СХЕМИ ЗАСТОСУВАННЯ СВЕРДЛОВИННИХ СТРУМИННИХ НАСОСІВ	17
2.1	Наддолотні ежекційні системи	17
2.2	Нафтові струминні насоси	23
2.3	Ежекційні системи для промивання піщаних пробок	28
3	РОЗРОБЛЕННЯ УДОСКОНАЛЕНОЇ КОНСТРУКЦІЇ НАДДОЛОТНОГО СТРУМИННОГО НАСОСА	33
3.1	Опис конструкції наддолотного струминного насоса	33
3.2	Гідравлічний розрахунок наддолотного струминного насоса	37
4	КОМП’ЮТЕРНА ПОБУДОВА МОДЕЛЕЙ ДЕТАЛЕЙ НАДДОЛОТНОГО СТРУМИННОГО НАСОСА	41
5	ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПЕРЕВАГ ЗАСТОСУВАННЯ НАДДОЛОТНИХ СТРУМИННИХ НАСОСІВ	46
	ВИСНОВКИ	56
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА	57

ВСТУП

Актуальність. Робота присв’ячена підвищенню ефективності процесу буріння свердловин використанням свердловинного струминного насоса, який встановлений у вибійній компоновці паралельно основному потоку промивального розчину. Необхідність підвищення техніко-економічних показників спорудження експлуатаційних свердловин вимагає удосконалення існуючих та розроблення нових виробництв, які характеризуються зменшеним споживанням енергоресурсів. В цих умовах зростає роль питання застосування додаткових можливостей сучасних технологій проходження нафтогазових свердловин. Суттєве зростання енергозбереження при будівництві експлуатаційних свердловин може бути досягнуто шляхом зменшення невиробничих втрат енергії при руйнуванні гірської породи, очищенні вибою від бурового шламу та його транспортуванні на поверхню.

Після декількох етапів удосконалення конструкції породоруйнівного інструменту їхня здатність до подальшого удосконалення дещо вичерпалась, внаслідок чого подальший прогрес у розвитку підземного обладнання для буріння може бути реалізований, очевидно, шляхом створення нових зразків інших складових бурових компоновок. Такий висновок може бути зроблений на основі детального вивчення історії створення та удосконалення засобів руйнування гірської породи.

У розвитку шорошкового породоруйнівного інструменту можна виділити декілька стадій:

1. Удосконалення елементів, що приймають участь у безпосередньому руйнуванні гірської породи.

2. Удосконалення процесу промивання та очищення вибою при руйнуванні гірської породи, що пов’язують насамперед з високими швидкостями витікання струменів промивального розчину, який підводиться до долота і вибою. Як один з недоліків такого промивання можна назвати значне зростання навантаження на бурові насоси.

3. Наступний етап розвитку шорошкових доліт пов’язаний із розробкою конструкцій, які виключають безпосередній контакт найбільш навантажених елементів з гідроабразивним потоком. Для збереження працездатності в складних умовах експлуатації зросли вимоги до матеріалів виготовлення доліт.

Згадані етапи розвитку доліт сприяли покращенню їх техніко-економічних характеристик. Зростання стійкості та проходження долота, однак, супроводжувалось інтенсивним зростанням його вартості. Ситуацію ускладнює та обставина, що долота є розхідним інструментом, який майже не підлягає реновації, а існуюча сьогодні стійка тенденція до ускладнення умов розробки нафтогазових родовищ збільшує витрату породоруйнівного інструменту і, особливо при бурінні глибоких свердловин.

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є розроблення конструкції наддолотного струминного насоса для підвищення техніко-економічних показників буріння нафтогазових свердловин за рахунок підвищення ефективності руйнування гірської породи, очищення вибою та видалення шламу з наддолотної області.

Для виконання поставленої мети необхідно виконати такі задачі досліджень:

– аналіз та систематизація основних схем струминних апаратів;

– аналіз конструкцій ежекційних систем свердловин;

– розроблення удосконаленої конструкції наддолотного струминного насоса;

– побудова 3D моделей деталей наддолотного струминного насоса;

– визначення техніко-економічних переваг застосування наддолотних струминних насосів.

Об’єктом досліджень є розроблення та дослідження наддолотного струминного насоса для буріння свердловин.

Предмет дослідження: наддолотний струминний насос для буріння свердловин.

Методи досліджень. При виконанні магістерської роботи застосовувались методи досліджень засновані на аналізі, класифікації та

систематизації свердловинних ежекційних систем, класичні методи гідромеханіки, особливості використання симулятивних комп'ютерних програм.

Новизною проведених досліджень є визначення закономірностей використання струминного насоса нагнітально-всмоктувального типу, встановленого у вибійній компоновці паралельно основному потоку промивального розчину, робоча насадка якого з'єднана з каналом бурильної колони, дифузор – з міжтрубним простором, а приймальна камера – з наддолотною областю.

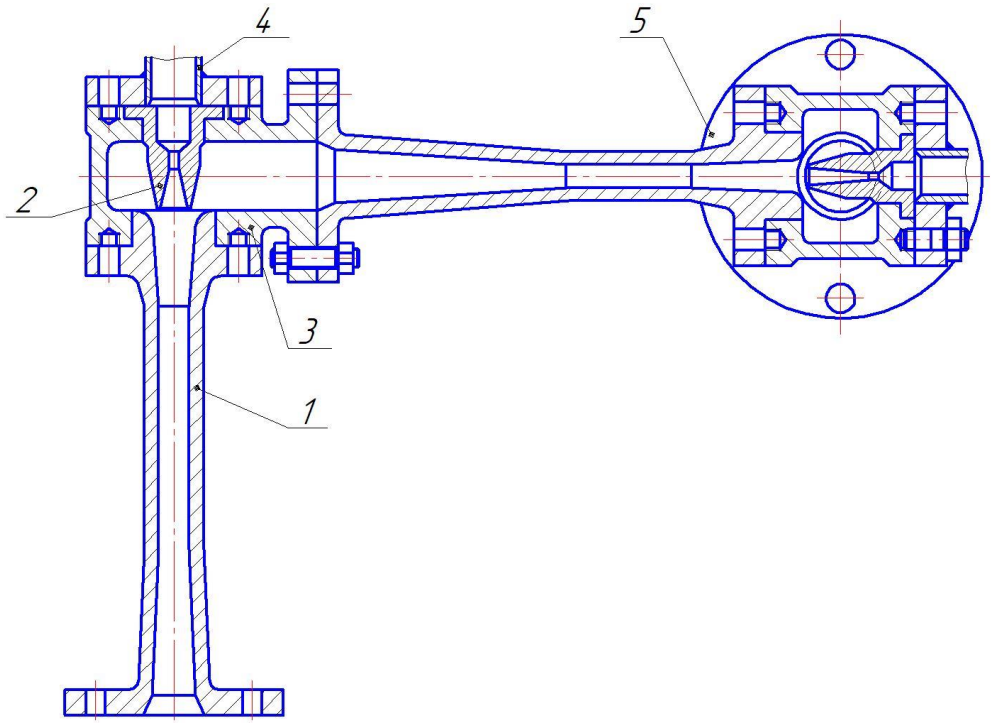
Практична цінність проведених досліджень полягає у зростанні механічної швидкості буріння, збільшенні проходження долота та збереженні природної проникності продуктивного горизонту у разі його первинного розкриття з використанням наддолотного струминного насоса.

1 РОЗВИТОК НАФТОГАЗОВИХ ЕЖЕКЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ

1.1 Класифікація та принцип роботи струминних апаратів

В нафтогазовій промисловості застосовують водоструминні ежектори, газові ежектори, газорідинні та парові ежектори. Незважаючи на різний агрегатний стан змішуваних потоків всі вони за принципом дії мають близьку конструкцію. Водоструминні ежектори можуть застосовуватись при бурінні та експлуатації свердловин, газові – в схемах обладнання, що використовують для підготовки газу, газорідинні – в системах уловлювання низьконапірних нафтових газів, парові – в теплоенергетичних установках різного призначення [1].

Струминні апарати відрізняються наявністю декількох струминних насосів (рисунок 1.1), підведенням інжектованого потоку під гострим (рисунок 1.2) та прямим (рисунок 1.3) кутом [1].

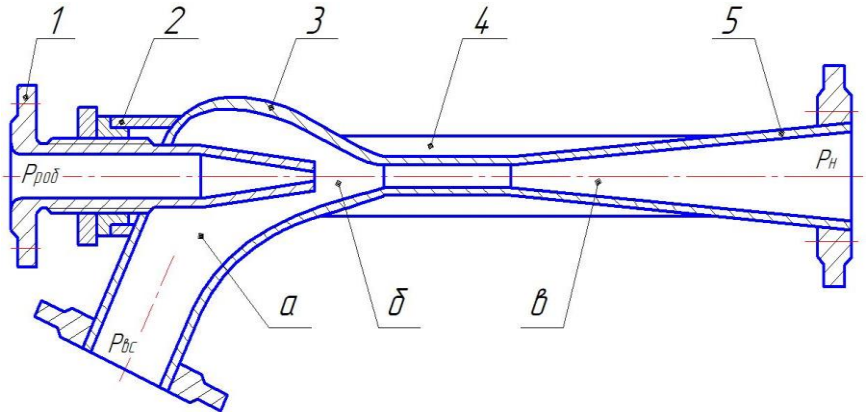


1 – ділянка розширення потоку; 2 – насадка; 3 – приймальна камера; 4 –канал підведення робочого потоку; 5 – монтажний елемент

Рисунок 1.1 – Послідовне з’єднання струминних апаратів [1]

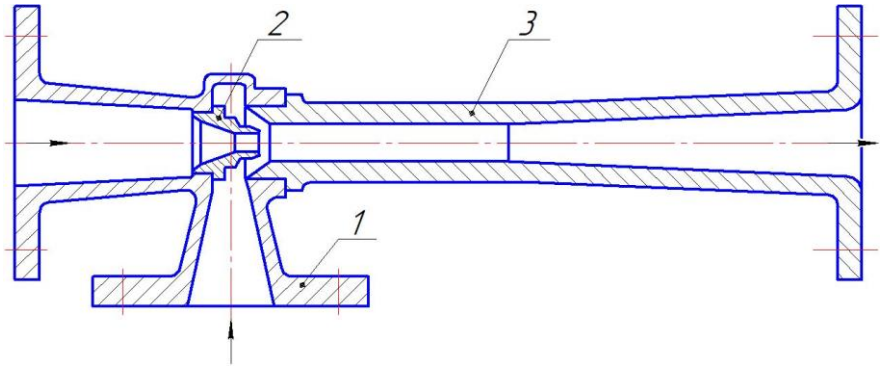
Залежно від агрегатного стану змішуваних потоків робочим середовищем може бути вода (нафта), пара або повітря (газ). Струминні апарати можуть застосовуватись для живлення об’єктів або відведення залишків рідини. У

конструкції послідовного з'єднання струминних апаратів (рисунок 1.1) стиснення робочого середовища може здійснюватись у два етапи, а конструкції приведені на рисунках 1.2, 1.3 стиснення робочого середовища здійснюється в один етап [1].



1 – насадка; 2 –елемент кріплення насадки; 3 – приймальна камера; 4 –корпусні елементи; 5 – дифузор

Рисунок 1.2 –Струминний насос з підведенням інжектованого потоку під гострим кутом: а – приймальна камера; б – камера змішування; в – дифузор [1]



1 – підведення інжектованого потоку; 2 – насадка; 3 – ділянка розширення потоку

Рисунок 1.3 – Струминний насос з підведенням інжектованого потоку під прямим кутом [1].

За характером включення струминних апаратів в систему циркуляції розрізняють ежектори та інжектори. Незалежно від конструктивного виконання основними елементами струминного апарата є робоча насадка, приймальна камера, камера змішування, дифузор та лінії підведення робочого

інжектованого та змішаного потоків. В приймальній камері відбувається з'єднання робочого та змішуваного потоків, в камері змішування – вирівнювання профілів швидкостей, а в дифузорі відновлення тиску [1].

1.2 Особливості використання свердловинних струминних насосів

Промислове використання свердловинних струминних насосів започатковано у 50-х роках двадцятого століття. Якщо в минулому столітті застосування свердловинних струминних насосів вважалось другорядною додатковою технологією, то сьогодні нафтогазові ежекційні технології набули самостійного значення і здатні вирішувати комплекс завдань при реалізації більшості технологічних операцій розробки покладів вуглеводнів. Свердловинні струминні насоси сьогодні застосовують при безпосередньому поглибленні свердловин з метою підвищення ефективності виходу керну і покращення техніко-економічних показників буріння, для видалення сторонніх предметів залишених на вибої та ліквідації прихоплень бурильної колони. Конструкція наддолотних струминних насосів дозволяє їх використання в компоновках з серійними долотами та іншим вибійним обладнанням. Суттєва перевага ежекційних технологій полягає у здатності струминних насосів зберігати працездатність в складних гірничо-геологічних умовах і, зокрема при бурінні в умовах аномально низьких тисків та при спорудженні глибоких свердловин [1].

Освоєння свердловин за допомогою струминних насосів скорочує тривалість операцій з виклику припливу пластової рідини та сприяє зростанню коефіцієнта нафтовилучення упродовж всього періоду подальшої експлуатації свердловини. Операції з освоєння свердловин можуть поєднуватись з геофізичними дослідженнями продуктивного горизонту. Застосування струминного насоса у складі універсальної свердловинної компоновки сприяє підвищенню ефективності реалізації обох виробничих процесів. Гідроструминний спосіб нафтовилучення дозволяє збільшити темпи відбору продукції на початкових стадіях експлуатації сланцевих свердловин. Проста конструкція струминного насоса та здатність зберігати працездатність в

агресивному середовищі та за наявності механічних включень дозволяє підвищити терміни рентабельної експлуатації виснажених покладів вуглеводнів. Суттєве зниження собівартості реалізації гідроструминного методу нафтовилучення зумовлено розробленням гідравлічного способу заміни елементів ежекційної системи в свердловині замість проведення традиційних вартісних спуско-підйомних операцій. Ефективність гідроструминного способу експлуатації нафтових свердловин підвищилась після появи газових двигунів силових наземних насосних агрегатів. Привід газових двигунів здійснюється спалюванням відсепарованого нафтового газу даної свердловини, внаслідок чого зменшується собівартість видобування вуглеводнів. Нагрівання робочого потоку, який приводить в дію свердловинний струминний насос, сприяє зростанню ефективності видобування високов'язких нафт. Додавання в робочий потік інгібіторів спрямованої дії запобігає відкладам парафіну та протидіє корозії підземного обладнання [1].

Розроблена наприкінці 50-х років минулого століття технологія промивання піскових пробок з використанням струминного насоса удосконалена шляхом поєднання ежекційної системи з колоною гнучких труб. Стрімкий розвиток даної технології зумовлений широким впровадженням багатостадійного гідророзриву пласта [1].

Утилізація низьконапірного нафтового газу, який накопичується у вільному просторі нафтових резервуарів та в сепараторах системи збору та підготовки продукції свердловин – одна з традиційних галузей застосування ежекційних технологій. Струминні апарати мають техніко-економічні переваги у порівнянні з традиційними компресорами систем уловлювання нафтових газів і потребують менше місця для встановлення. Остання обставина зумовила поширення використання струминних апаратів на морських платформах [1].

Один з перспективних напрямків розвитку ежекційних технологій передбачає розроблення гібридних методів нафтовидобутку. Сьогодні набули поширення струминно-фонтанні, струминно-газліфтні, струминно-електровідцентрові та струминно-плунжерні свердловинні компоновки.

Проводяться дослідні роботи стосовно впровадження струминно-гвинтових глибиннонасосних установок. Поєднання традиційних способів нафтогазовидобутку з гідроструминним дозволяє отримати переваги від використання обох свердловинних компоновок [1].

Розвиток ежекційних технологій зумовив появу нових областей застосування свердловинних струминних насосів. Здатність ежекційних систем створювати область низького тиску сприяла розробці технології ліквідації гідратів в підйомних трубах, відповідно до якої струминний насос спускають в свердловину на колоні гнучких труб. При переміщенні струминного насоса в колоні підйомних труб створюється рухома область низького тиску. Внаслідок дії низького тиску відбувається перехід гідратних утворень з твердої фази в рідку, яка виноситься на поверхню разом з продукцією свердловини. Ще одним прикладом розвитку ежекційних технологій є розроблення методу застосування поверхневих струминних насосів для підвищення ефективності трубопровідного транспорту обводненої високов'язкої нафти [1].

Основний недолік струминного насоса визначається недостатньою енергоефективністю його робочого процесу. Необхідність зростання коефіцієнта корисної дії набуває особливої актуальності при реалізації довготривалих виробничих процесів і, зокрема, під час безпосереднього нафтогазовидобування. В цих умовах особливого значення набувають заходи спрямовані на підвищення ефективності моделювання робочого процесу струминного насоса та прогнозування режиму його експлуатації в свердловині [1].

Робочий процес струминного насоса визначається особливостями взаємодії коаксіальних потенціальних течій з розміщеним між ними зсувним шаром, ширина якого зменшується в напрямку руху змішуваних потоків. Найбільш складним для моделювання є зсувний примежевий шар, в якому відбувається передача енергії від робочого потоку інжектованому. Внаслідок суттєвої різниці швидкостей змішуваних потоків в примежевому шарі утворюються вихрові зони. Максимальна достовірність теоретичних

характеристик струминного насоса забезпечується при застосуванні для моделювання його робочого процесу системи диференціальних рівнянь Нав'є-Стокса доповнених елементами теорії турбулентності. Систему диференціальних рівнянь в часткових похідних, зазвичай, розв'язують методом скінченних елементів із залученням імітаційних програм-симуляторів, найбільш поширеними серед яких є програмні комплекси ANSYS та SolidWorks. Застосування даних програм не потребує складання математичного опису процесу змішування потоків та передбачає побудову геометричної моделі струминного насоса з наступним виділенням розрахункового об'єму, створенням сіткової моделі, вибором граничних умов для розрахунко-вих параметрів, проведенням розрахункових процедур та інтерпретацією отриманих результатів [1].

Процес оптимізації конструкції струминного насоса та вибір оптимального режиму його експлуатації вимагає проведення значної кількості чисельних розрахунків. Провідними в галузі впровадження нафтогазових ежекційних технологій американськими компаніями Kobe, Guiberson та National розроблено низку типорозмірних стандартизованих рядів для вибору діаметра робочої насадки та камери змішування свердловинного струминного насоса. Стандартизовані також значення робочих витрат створюваних наземними насосними агрегатами. Співвідношення десятків типорозмірів діаметрів робочих насадок та камер змішування, доповнених необхідними значеннями робочих витрат, складають тисячі розрахункових комбінацій, кожна з яких потребує для застосування програм-симуляторів побудови геометричної моделі з наступним виконанням низки передбачених діючим алгоритмом процедур. У цьому випадку згадані програмні комплекси втрачають переваги і пріоритет необхідно надавати спеціальним прикладним програмам, розробленим на основі високорівневих мов програмування. Однією з таких мов є інтерпретована об'єктно орієнтована мова програмування високого рівня Python. На відміну від програм-симуляторів розроблення

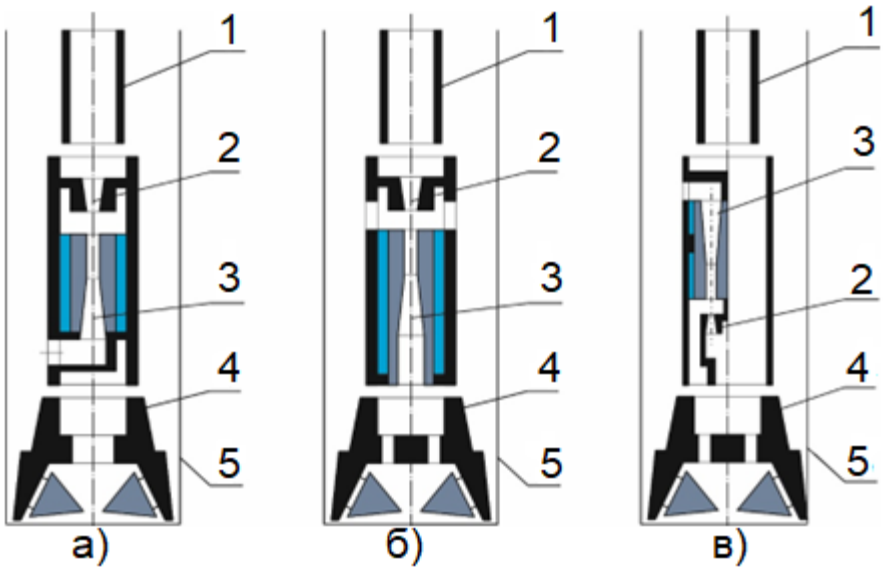
спеціальної прикладної програми потребує використання наперед складеного розрахункового алгоритму [1].

Конструкція ежекційної системи на відміну від традиційних для нафтової галузі насосів відзначається наявністю трьох гідравлічних ліній, які сполучають елементи пристрою з циркуляційною системою свердловини. Особливості конструкції свердловинних ежекційних систем необхідно враховувати при застосуванні імітаційних програмних комплексів та розробленні спеціальних прикладних програм спрямованих на підвищення ефективності проектування і експлуатації свердловинних струминних насосів [1].

2 ОСНОВНІ СХЕМИ ЗАСТОСУВАННЯ СВЕРДЛОВИННИХ СТРУМИННИХ НАСОСІВ

2.1 Наддолотні ежекційні системи

Вперше наддолотна ежекційна система була використана для підвищення ефективності застосування дробового буріння [2]. На сьогоднішній день відомі [3] три типи конструкцій наддолотних ежекційних систем (рисунок 2.1): всмоктувальні, нагнітальні та нагнітально-всмоктувальні, основними елементами яких є робоча насадка та камера змішування струминного насоса.



1 – бурильна колона; 2 – робоча насадка струминного насоса; 3 – камера змішування з дифузором струминного насоса; 4 – долото; 5 – стінка свердловини (обсадна колона)

Рисунок 2.1 – Принципові схеми всмоктувальної (а), нагнітальної (б) та нагнітально-всмоктувальної (в) наддолотної ежекційної системи [3]

Всмоктувальні ежекційні системи призначені, переважно, для буріння з відбором керну. Створення місцевого зворотного промивання вибою дозволяє застосовувати всмоктувальні ежекційні системи у складі пристроїв для очищення вибою. Нагнітальні ежекційні системи дозволяють значною мірою інтенсифікувати промивання вибою свердловини за незмінної продуктивності бурового насоса. Нагнітально-всмоктувальні ежекційні системи створюють пряме промивання вибою та зворотне промивання наддолотної області. Найпростішою конструкцією системи даного типу є долото з ежекційною

насадкою. Наявність дроселюючих елементів розміщених в кільцевому зазорі утвореному корпусом струминного насоса в ежекційних системах всмоктувального та нагнітально-всмоктувального типу дозволяє суттєво зменшити величину диференціального тиску в свердловині в процесі буріння [3].

Зважаючи на наявність окремих ліній робочого, інжектованого та змішаного потоків наддолотні ежекційні системи утворюють привибійні замкнені контури циркуляції промивального розчину (рисунок 2.2) [3].

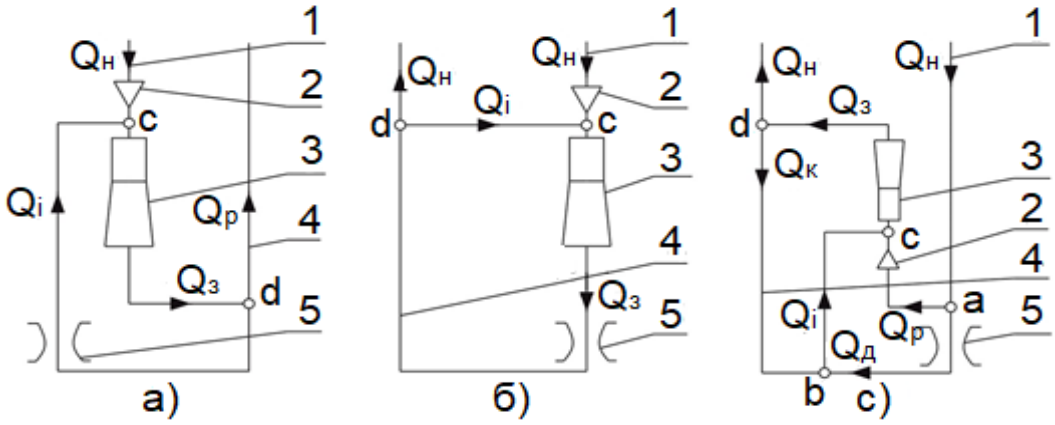


Рисунок 2.2 – Гідравлічні схеми всмоктувальної (а), нагнітальної (б) та нагнітально-всмоктувальної (в) наддолотної ежекційної системи

Q_p, Q_i, $Q_з$ – витрати робочого, інжектованого та змішаного потоків, $Q_н$ – продуктивність бурового насоса, $Q_д$ – витрата в промивальній системі долота, $Q_к$ – витрата в кільцевому каналі, утвореному корпусом струминного насоса та стінкою свердловини

Недоліком нагнітально-всмоктувальної ежекційної системи з паралельною схемою включення струминного насоса є зменшення кількості промивальної рідини, яка подається на вибій, що безумовно впливає на якість його очищення. В різних конструкціях пристрою величина витрати на вибої становить від 30 до 90 % продуктивності бурового насоса, що призводить до необхідності збільшувати його продуктивність. Конструкції наддолотних ежекційних систем визначають характерні особливості їх використання (таблиця 2.1) [3].

Режимні параметри наддолотних ежекційних систем можуть бути визначені в процесі моделювання робочого процесу струминного насоса. Характеристика гідравлічної системи струминного насоса відповідно до класичної методики розрахунку, заснованої на використанні закону збереження кількості руху рідини, визначається співвідношенням тисків змішаного, інжектованого та робочого потоків в його характерних перерізах [3].

$$h = \frac{P_з - P_i}{P_p - P_i} \qquad (2.1)$$

Відповідно до прийнятої термінології та гідравлічної схеми ежекційної системи (рисунок 1.2) тиск робочого потоку визначається перед робочою насадкою струминного насоса, змішаного потоку – на виході з дифузору, інжектованого потоку – на вході в приймальну камеру [3].

Таблиця 2.1 – Характерні особливості використання наддолотних струминних насосів [3]

Особливість використання	**Тип ежекційної системи**		
	Всмоктувальна	**Нагнітальна**	**Нагнітально-всмоктувальна**
Характер приєднання насоса	Послідовне	Послідовне	Паралельне
Тип привибійної гідравлічної системи	Одноконтурна	Одноконтурна	Двоконтурна
Найменування потоку на вибої	Всмоктувальний	Змішаний	Робочий
Характер промивання привибійної зони	Зворотне	Пряме	Комбіноване
Величина	$Q_в = Q_p i$	$Q_в = Q_p (1+i)$	$Q_в = aQ_н$

витрати на вибої			

Примітка. В таблиці 1 позначено: i – коефіцієнт інжекції струминного насоса (співвідношення витрат інжектованого та робочого потоків) , a – частка продуктивності бурового насоса (a <1).

Використовуючи загальновідомі формули для визначення тисків рівняння характеристики гідравлічної системи для всмоктувального та нагнітального наддолотного струминного насоса запишемо у вигляді [3]

$$h = \frac{1}{1 + \left(\frac{\mu_д}{\mu_p}\right)^2 \left(\frac{f_д}{f_p}\right)^2 \frac{1}{i^2}}, \qquad (2.2)$$

де $\mu_д$, μ_p – коефіцієнти витрати для промивального отвору насадок долота та робочої насадки струминного насоса;

$f_д$, f_p – площі перерізу насадок промивальної системи долота та струминного насоса.

Для нагнітально-всмоктувальної ежекційної системи різниця тисків змішаного та інжектованого потоків визначається (рисунок 2.1 в) гідравлічними втратами в кільцевому каналі утвореному корпусом струминного насоса і стінкою свердловини. Зважаючи на малу довжину кільцевого каналу виконується співвідношення $P_з - P_i \approx 0$. Тоді відповідно до рівняння (2.1) відносний напір струминного насоса становить h=0, а коефіцієнт інжекції приймає максимальні значення (таблиця 2.2) [3].

Таблиця 2.2 – Визначення режиму роботи наддолотного струминного насоса [3]

Тип ежекційної системи	**Режимні параметри**		**Відносна витрата на вибої** $Q_в/Q_н$
	Відносний напір h	**Коефіцієнт інжекції** i	
Всмоктувальна	0,277	0,922	0,922
Нагнітальна	0,233	1,25	2,25

Нагнітально-всмоктувальна	0	2,31	0,618

На рисунку 2.3 показана процедура визначення робочої точки свердловинної насосної установки при застосуванні ежекційних систем різного типу [3].

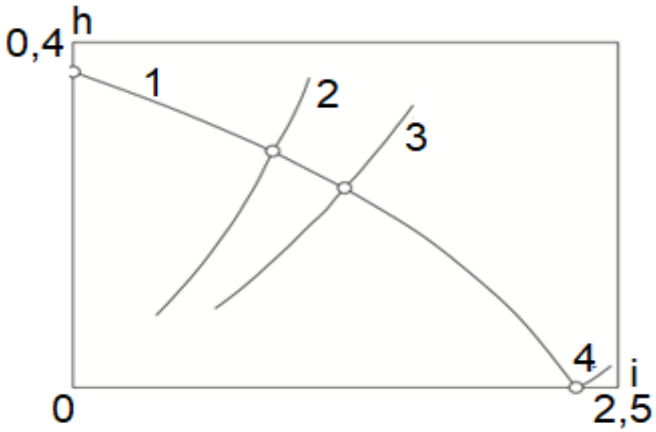


Рисунок 2.3 – Визначення режиму роботи наддолотної ежекційної системи: 1 – власна характеристика струминного насоса; 2, 3, 4 – характеристики гідравлічної системи відповідно всмоктувального, нагнітального та нагнітально-всмоктувального струминного насоса

Власна характеристика струминного насоса отримана із застосуванням найпоширенішої методики, заснованої на використанні закона збереження кількості руху рідини, а характеристики гідравлічної системи для всмоктувальної та напірної ежекційних систем отримані із використанням рівняння (2.2) [3].

Аналіз досвіду експлуатації наддолотних ежекційних систем дозволив встановити ефективність їх застосування при бурінні свердловин (таблиця 2.3) [3].

Проведеними дослідженнями встановлено, що максимальна витрата на вибої свердловини забезпечується використанням нагнітальних наддолотних ежекційних систем, а граничне зниження тиску на вибої свердловини – нагнітально-всмоктувальних [3].

Аналіз приведених в таблиці 2.3 даних свідчить про перспективність використання наддолотних струминних насосів для підвищення техніко-економічних показників буріння. Отримані результати дослідної експлуатації свердловинних наддолотних ежекційних систем дозволяють рекомендувати їх використання в процесі первинного розкриття продуктивних горизонтів. Зменшення тиску на вибій в процесі буріння сприяє збереженню природної проникності продуктивного горизонту, внаслідок чого зростає майбутня продуктивність свердловини та збільшується термін її подальшої рентабельної експлуатації [3].

Таблиця 2.3 – Аналіз досвіду використання наддолотних ежекційних систем [1], [3].

Тип ежекційної системи	**Назва пристрою**	**Розробник**	**Ефективність використання**
Всмоктувальна	Концентричний струминний насос [4]	Sunstone Corporation, USA	Зниження тиску нижче 0,48 г/см^3 еквівалентної щільності циркуляції
	Кільцевий струминний насос [5]	Unique Oil Tools, Inc.,UK	Зниження тиску на 0,45 МПа
	Долото з декомпресією [6]	Jnstitut Francais du Petrole	Створення від'ємного тиску на вибої до 4 МПа, зростання механічної швидкості на 15–50 %
Нагнітальна	Наддолотний струмин-ний насос	Уфимський нафтовий інститут	Зростання механічної швидкості на 10 % та проходження долота – на 30 %.
Нагнітально-всмоктувальна	Долото з струминним насосом [7], [8], [9]	Soutwest Petroleum University, China	Зниження тиску від 10,35 МПа до 0,2 МПа
	Струминно-шорошкове долото [10], [11]	China University of Petroleum	Інтенсифікація видалення шламу в горизонтальних свердловинах
	Долото з ежекційною на-садкою	Jnstitut Francais du Petrole	Зниження тиску на вибої, зростання механічної швидкості на 20 % та

			проходження долота – на 30 %.
	Комбіновано-струминне долото [12]	Petroleum Drilling Techniques	Зниження диференціального тиску на вибої, зростання механічної швидкості на 40 %

На арк.2 «Узагальнення конструкцій свердловинних ежекційних систем (С2)», (формат А1) графічної частини магістерської роботи наведені типові конструкції наддолотних струминних насосів: наддолотна ежекторна система для буріння свердловин, пристрій для буріння, розроблений в ІФНТУНГ, ежекторна колонкова труба та снаряд ДЕС-76Ш виконані за схемою прямого промивання, а наддолотний гідроелеватор – за схемою нагнітально-всмоктувального або комбінованого промивання вибою [3].

2.2 Нафтові струминні насоси

Ежекційна система для нафтовидобутку приводиться в дію гідравлічним приводом [13], [14], [15] у вигляді розміщеного на поверхні силового насоса, який подає робочу рідину на робочу насадку струминного насоса (рисунок 2.4).

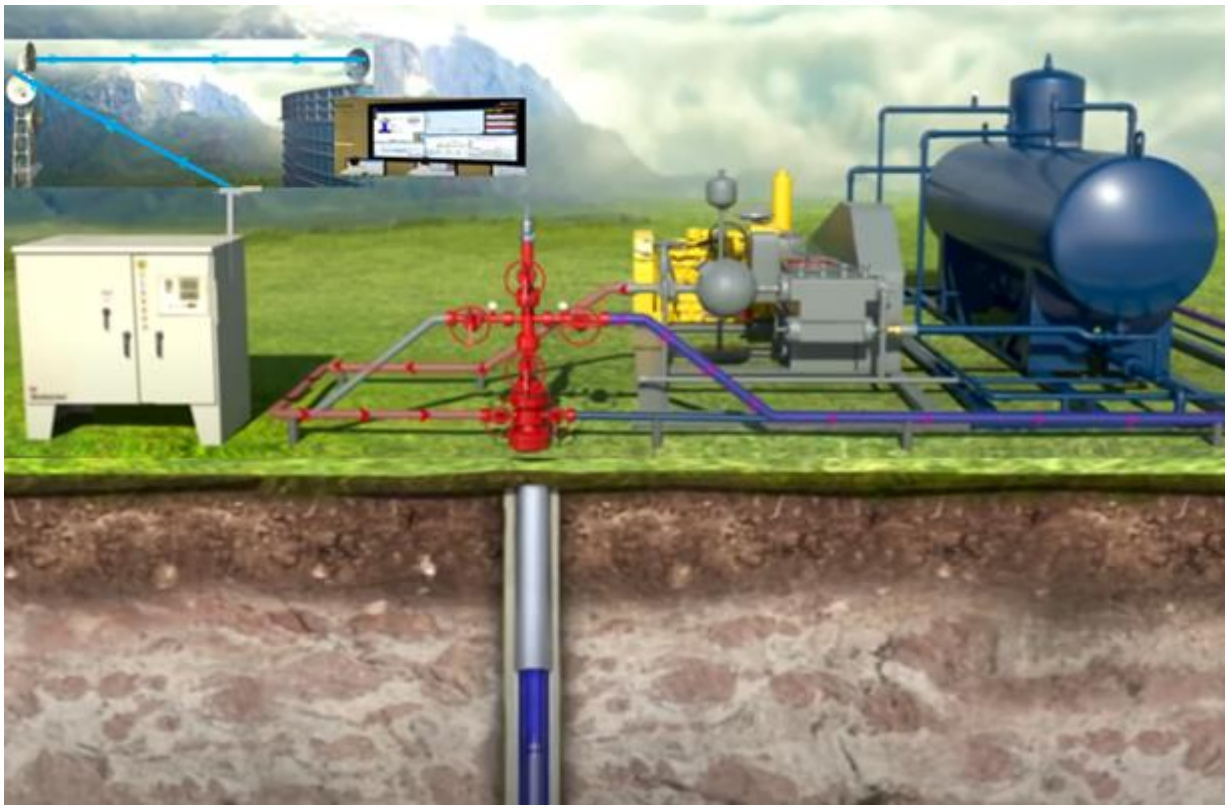
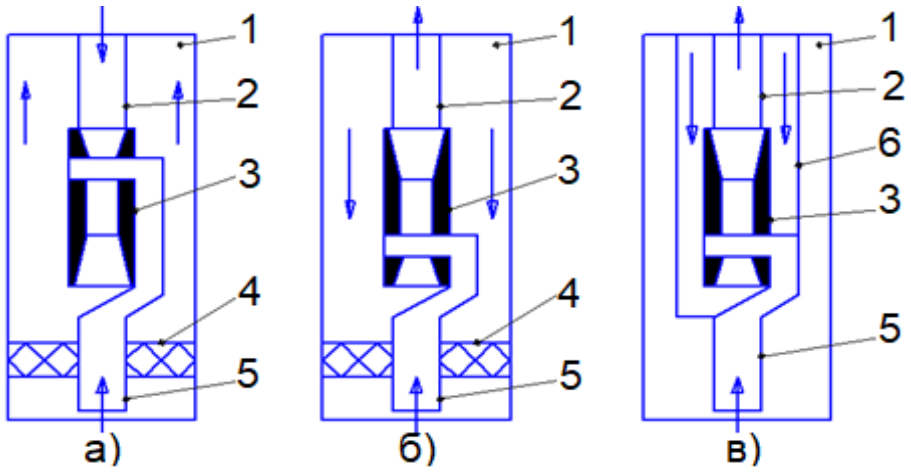


Рисунок 2.4 – Ежекційна система для нафтовидобутку

Наземний силовий насос використовується також в конструкції гідроприводного свердловинного поршневого насоса [1].

Останнє покоління нафтових струминних насосів обладнане системами дистанційного контролю та регулювання режиму роботи ежекційної системи [1].

На рисунку 2.5 приведені основні схеми використання свердловинних насосів з поверхневим силовим приводом. Характерною особливістю перших двох схем є наявність пакера, а відокремлення робочого та змішаного потоків здійснюється за допомогою колони НКТ. Відповідно до схеми наведеної на рисунку 2.5 а робоча рідина з поверхні подається на робочу насадку струминного насоса колоною НКТ [16].



1– канал затрубного простору; 2 – канал колони НКТ; 3 – струминний насос; 4 – пакер; 5 – всмоктувальна лінія струминного насоса; 6 – додаткова колона труб

Рисунок 2.5 – Конструкція нафтовидобувних ежекційних систем [1]

Інжектована рідина з підпакерної області надходить у кільцевий простір утворений зовнішньою поверхнею струминного насоса та внутрішньою поверхнею корпуса пристрою, а звідти – в приймальну камеру струминного насоса. Змішаний потік з дифузора струминного насоса надходить у затрубний простір над пакером і подається на поверхню. Недоліком такої конструкції є зміна напрямку руху інжектованого потоку в пристрої на 360° і на виході з дифузора – на 180°. Це викликає додаткові втрати енергії та зниження ККД пристрою. Крім того, вільний газ і газ, який виділяється в камері змішування, в

процесі зниження швидкості потоку, може накопичуватись у дифузорі, внаслідок чого порушується його нормальна робота. У випадку підйому продукції свердловини по затрубному простору на поверхні експлуатаційної колони утворюються асфальто-смоло-парафінові відклади [1].

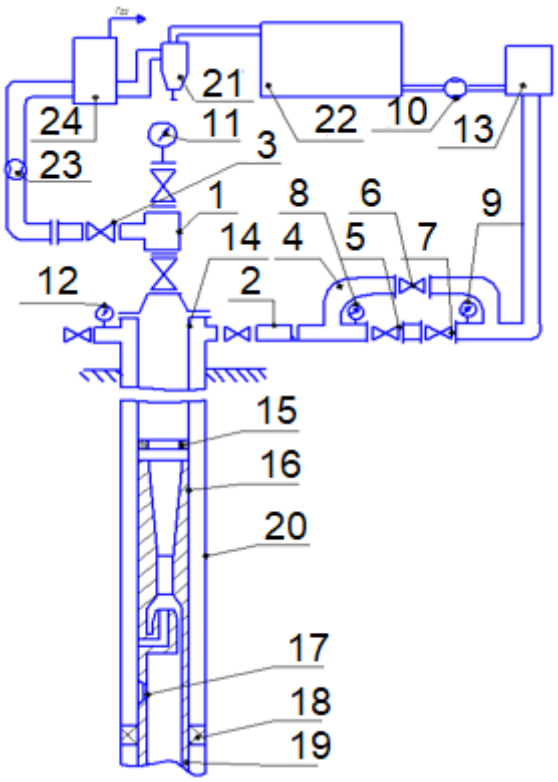
Усунути згадані недоліки можна за допомогою схеми приведеної на рисунку 2.5 б, для якої збереження співвісності ліній підведення та відведення потоків дозволяє зберегти необхідні мінімальні габарити установки. Для цієї схеми робоча рідина подається в затрубний простір і по каналах спеціальної муфти надходить на сопло струминного насоса [17]. Інжектований потік з області під пакером через вікна в спеціальній муфті надходить у приймальну камеру насоса. Робочий та інжектований потік після змішування не змінюючи напрямку руху спрямовуються у колону НКТ і на поверхню. Вільний газ не має можливості накопичуватись у дифузорі і рухається в загальному потоці рідини. Зміна напрямку руху рідини на 180° здійснюється тільки в потоці робочої рідини, що надходить із затрубного простору на робочу насадку насоса. Використання пакера дозволяє відокремити потоки робочої та інжектованої рідини, а також запобігти дії тиску робочої рідини на вибій свердловини [17].

Монтаж пакера пов’язаний з фіксацією колони НКТ в її нижній частині. Це може викликати її руйнування у випадку значних коливань температури. В таких випадках може бути рекомендована двотрубна конструкція для якої відокремлення потоків здійснюється за, допомогою подвійної колони труб і спеціальної муфти (рисунок 2.5 в) [18]. Для такої схеми використання струминного насоса робоча рідина надходить у міжтрубний простір двох колон НКТ і через спеціальну муфту – на робочу насадку насоса. Змішана рідина надходить на поверхню по внутрішній колоні НКТ. Нижня частина подвійної колони не зафіксована пакером і має можливість вільного лінійного переміщення під дією різниці температур. Конструкція зберігає усі переваги порівняно зі схемою приведеною на рисунку 2.5 б за винятком однієї — має вдвічі більшу металомісткість [18].

Відповідно до схеми розміщення нафтового струминного насоса в свердловині (рисунок 2.6) робоча рідина, для якої може використовуватись пластова вода, за допомогою поверхневого насосного агрегату 13 (рисунок 2.6) по лінії підведення робочого агенту 2 надходить в кільцевий простір свердловини, утворений колоною НКТ 14 та експлуатаційною колоною 20. Через радіальні отвори в нижній частині струминного насоса 16 робоча рідина надходить на робочу насадку. Внаслідок високої швидкості витікання робочої рідини у вихідному перерізі робочої насадки утворюється зона низького тиску, внаслідок чого створюються умови для підсмоктування нафти з продуктивного горизонту через порожнину хвостовика 19 [1].

Після вирівнювання швидкостей робочого та інжектованого потоків в камері змішування та відновлення тиску в дифузорі струминного насоса змішаний потік по каналу НКТ 14 піднімається на поверхню та надходить в нафтовий колектор [1].

Підведення робочої рідини може здійснюватись за допомогою спеціально прокладених трубопроводів, довжина яких, зазвичай, не перевищує 100 м. Схема встановлення струминного насоса допускає використання допоміжного обладнання для опресування глибинної компоновки, депарафінізації колони НКТ та глушіння свердловини [1].



1 – обв'язка устя; 2 – лінія підведення робочого агенту; 3 – нафтозбірний колектор; 4 – ділянка регулювання тиску і витрати робочого агенту; 5,6,7 – вентилі; 8,9,11,12 – манометри; 10,23 – витратомір; 13 – джерело робочого агенту; 14 – колона НКТ; 15 – опресувальне гніздо; 16 – струминний насос; 17 – пристрій для глушіння свердловини; 18 – пакер; 19 – хвостовик; 20 – експлуатаційна колона; 21 – гідроциклон; 22 – приймальний резервуар; 24 – сепаратор

Рисунок 2.6 – Схема розміщення насоса в свердловині [1]

Після виходу з свердловини змішаний потік надходить в сепаратор 24 (рисунок 2.6), де відбувається відокремлення газової фази. В гідроциклоні 21 відбувається очищення видобутої нафти від твердих домішок після чого частина рідини надходить в приймальний резервуар 22, а частина потрапляє в систему збору нафти і газу. З приймального резервуару робоча рідина подається насосом 13 в свердловину для приведення в дію струминного насоса [1].

Система поверхневого обладнання нафтового струминного насоса компанії Schlumberger Limited приведена на рисунку 2.7. Продукція свердловин

після очищення в сепараторах надходить частково в резервуар робочого потоку, а частково – в накопичувальні резервуари. З резервуара робочого потоку рідина надходить на всмоктувальну лінію наземного насоса, а з накопичувальних резервуарів прямує в систему збору. Очищений робочий потік під високим тиском спрямовується поверхневим (наземним) насосом в свердловину [1].

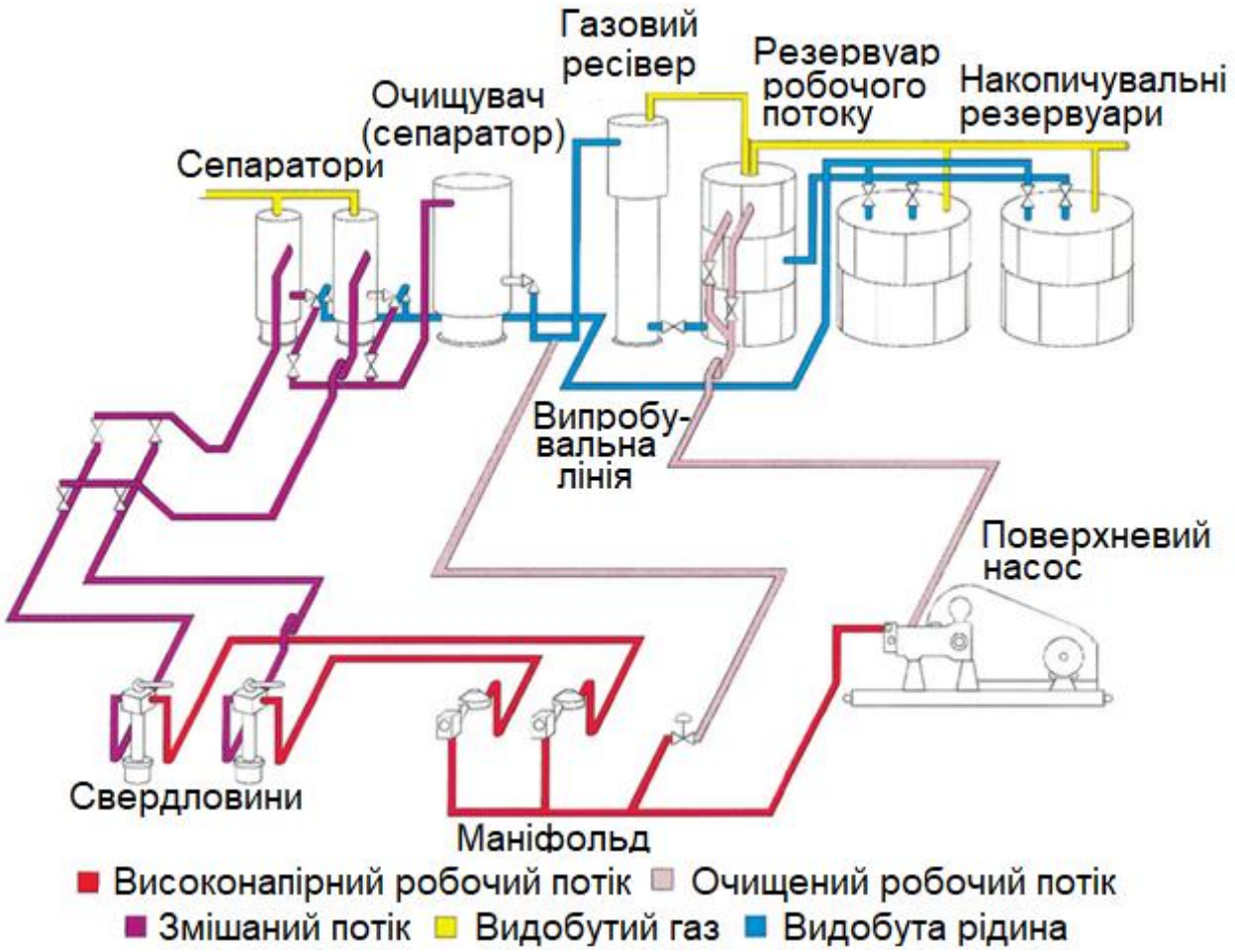


Рисунок 2.7 – Схема розміщення поверхневого обладнання нафтового струминного насоса [1]

В системі поверхневого обладнання нафтового струминного насоса використовують силові насосні агрегати високого тиску (13,8–27,6 МПа) та відносно низької продуктивності 16–477 м^3/діб. Найбільш часто застосовують триплунжерні насоси з електричним та газовим приводом. Система поверхневого обладнання може обслуговувати як одну, так і декілька свердловин одночасно з використанням групового силового приводу нафтових струминних насосів. Більшість установок силового приводу, які

встановлюються на нафтовому родовищі, мають горизонтальну конфігурацію розміщення циліндрів, що мінімізує забруднення мастила картера транспортованою рідиною. Мультиплексні насоси, що застосовуються для гідравлічних насосів, зазвичай мають довжину ходу від 25,4 до 177,8 мм і діаметр плунжера від 25,4 до 63,5 мм. На деяких агрегатах зустрічаються ремінні передачі, але, зазвичай, використовується редукторна передача, яка є невід'ємною частиною насоса [21].

Оскільки об'ємний насос має постійну витрату нагнітання для її регулювання, зазвичай, використовується байпасна лінія, якою повертається надлишок рідини. Привод мультиплексного насоса здійснюється через чотириступінчасту коробку передач, що значно підвищує гнучкість системи. Регулювання та розподіл рідини для одної або декількох свердловин здійснюється використанням регулювальних клапанів. Загальним для всіх систем струминного насоса є наявність чотириходового регулювального клапана, який монтується на усті свердловини. Його функція полягає у забезпеченні необхідних операційних режимів шляхом встановлення різних положень регулювального елемента. Струминний насос розміщають в свердловині гідравлічним способом і після скидування в НКТ встановлюють на установочний клапан [1].

1.3 Ежекційні системи для промивання піщаних пробок

Один із суттєвих недоліків традиційного промивання піщаної пробки є створення значного тиску на пласт, закачування в продуктивний горизонт значної кількості води та витіснення нафти з присвердловинної зони. Застосування струминного насоса дозволяє здійснювати промивання піщаної корки без створення додаткового тиску на продуктивний горизонт [1].

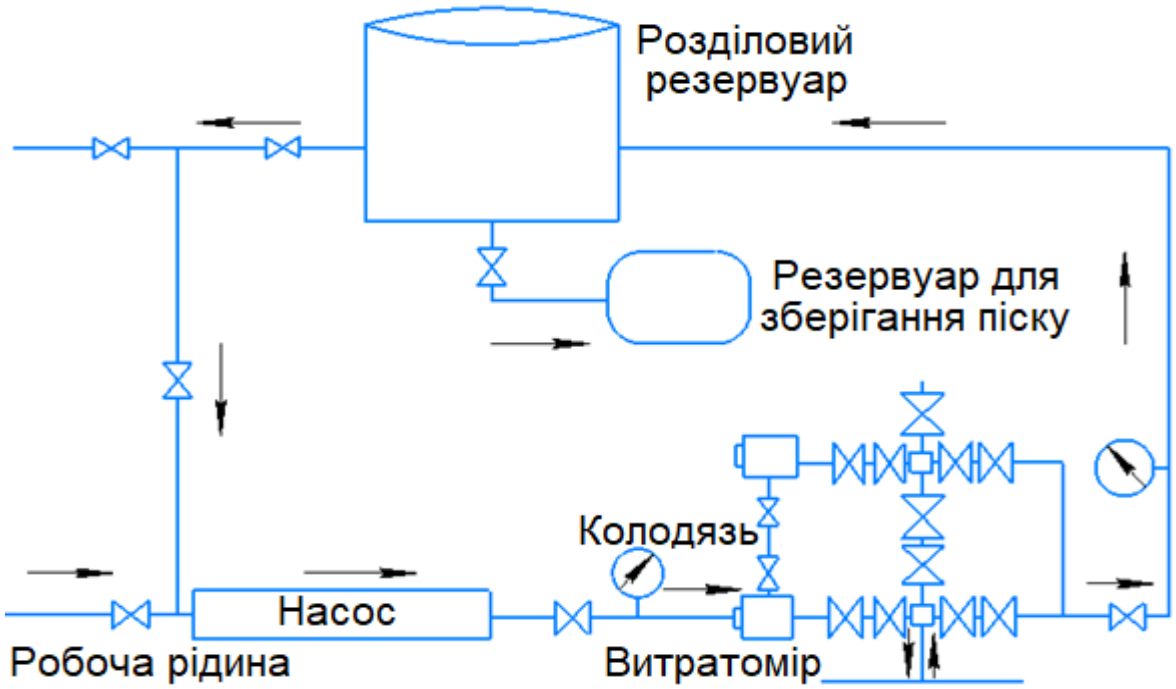


Рисунок 2.8 – Схема розміщення наземного обладнання [1]

До складу обладнання повинні входити [1]:

– колтюбінгова установка (неперервна труба повинна мати на кінці зворотний клапан і промивальну насадку);

– насосний агрегат;

– ємності для технологічної рідини;

– технологічна рідина у вигляді ньютонівського або неньютонівського середовища, двофазних сумішей та інертних газів.

Приклад інтегрованої системи очищення піску, яка успішно застосована на десятках нафтових родовищ Даганг у Китаї [19] наведена на рисунку 1.8. Обладнання поділяється на дві підсистеми: поверхневу та підземну. Поверхнева підсистема складається з багатоступеневого відцентрового насоса, розділового резервуара і резервуара для зберігання піску. Загальний час очищення нафтової свердловини, зазвичай, становить лише 12 годин. Підземне обладнання складається з струминного насоса та пакера [1].

При застосуванні ежекційного пристрою інтегрованої системи очищення піску (Китай) робочий потік надходить на сопло насоса (рисунок 2.9), генерує високу швидкість і знижує тиск у вибійній трубі для всмоктування рідини-носія разом з частинками піску в проточну частину насоса [1].

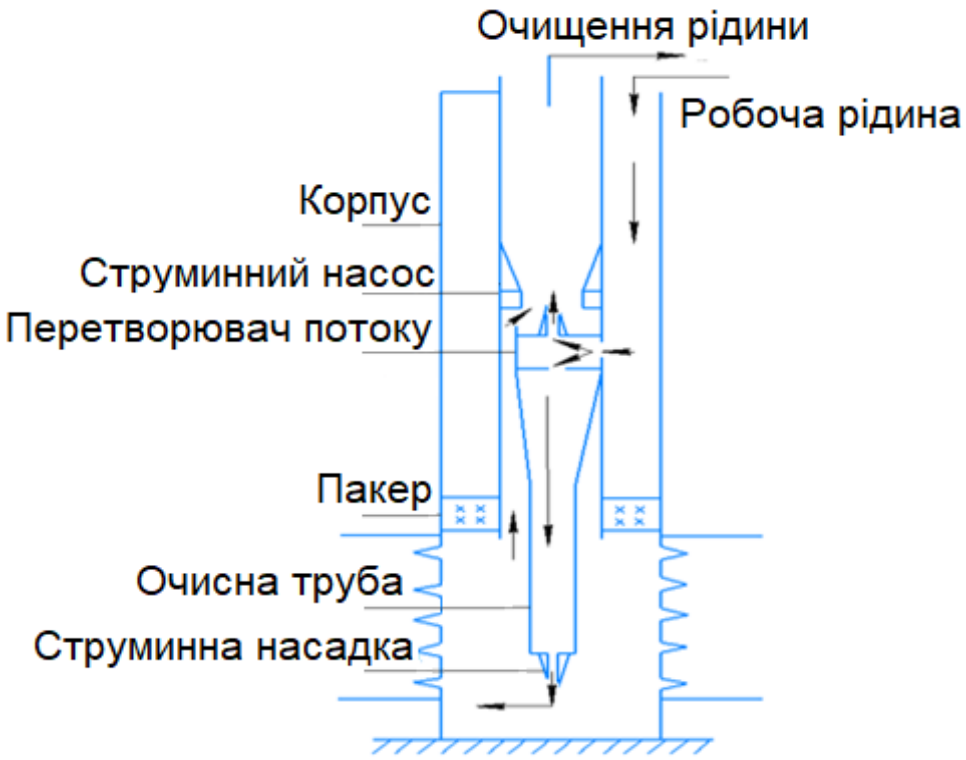


Рисунок 2.9 – Схема підземного обладнання [1]

Після цього інжектований потік рідини з частинками піску і робоча рідина змішуються в камері змішування струминного насоса і піднімаються вгору до поверхні через колону труб [1].

В таблиці 2.4 приведено умови та ефективність промивання нафтових і газових свердловин струминними насосами із застосуванням колтюбінгових установок за даними світових, національних та регіональних нафтосервісних компаній [1].

Технологія Sand-VacsM [20] – [22] передбачає використання струминного насоса з колоною гнучких труб. Переваги системи Sand-VacsM:

– неперервне очищення та можливість роботи в умовах низького тиску;

– відсутність рухомих частин;

– основним елементом є перевірена на практиці високонадійна конструкція струминного насоса;

– стабілізує тиск в свердловині.

Таблиця 2.4 – Аналіз умов та ефективності використання струминних насосів в процесі промивання піскових корків з використанням колони гнучких труб [1]

Місце використання	Компанія оператор	Умови використання	Ефективність використання
Ємен	Weatherford	Очищено 5 нафтових свердловин без залучення установки для капремонту	Видобуток збільшився на 200 %
Туніс	Weatherford	Упродовж 8 годин без залучення установки для ремонту очищена свердловина	Трикратне зростання видобутку
Польша	Weatherford	Очищення газової горизонтальної сланцевої свердловини. Струминний насос замінив малоекономічне очищення азотом	Зростання дебіту свердловини: газ – 500 %; рідина – 36 %
США, Оклахома	Weatherford	Струминний насос використаний при очищенні свердловини замість нітрогенового піноутворювача, вартістю 50-200 тис.дол./день	Зменшення тривалості очищення у 5 разів порівняно з поршнюванням свердловин
Канада, Альберта	Weatherford	Відновлення після ГРП горизонтальної нафтової свердловини. За 5 днів видалено 210 м піскової пробки	Усунення необхідності використання установки для ремонту, заощаджено 150 тис.дол.
США, Техас	Tech Flo Consulting Company (USA)	Очищення свердловин, що експлуатуються плунжерними насосами та газліфтом після ГРП з використанням струминного насоса	Скорочення терміну очищення в 3 рази. Додатковий дебіт – 5000 бар/доб
США, Окла-хома	JJ-Tech	На свердловині, обладнаної ШГН кожних 4-5 днів видаляється пісок. Для одночасної експлуатації свердловини та видалення	Виключення необ-хідності проведен-ня ремонтних ро-біт

		піску встановили струминний насос	

Типові операції з видалення відкладів забезпечують [23] – [27] відновлення продуктивності свердловини; вільний прохід в свердловині для сервісного обладнання; створення умови для нормальної роботи внутрішньо-свердловинним приладам, які управляють дебітом; видалення матеріалу, який заважає подальшому обслуговуванню або закінченню свердловини [1].

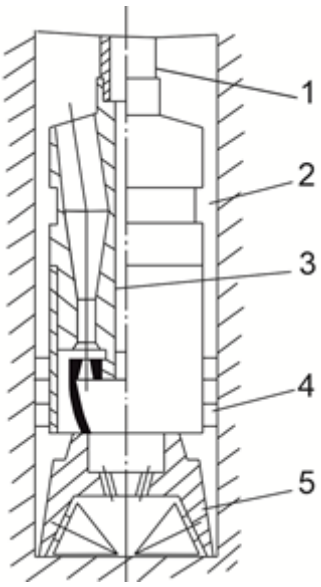
3 РОЗРОБЛЕННЯ УДОСКОНАЛЕНОЇ КОНСТРУКЦІЇ НАДДОЛОТНОГО СТРУМИННОГО НАСОСА

3.1 Опис конструкції наддолотного струминного насоса

Розроблений нагнітально-всмоктувальний струминний насос стосується галузі буріння свердловин, а саме – пристроїв, призначених для буріння вертикальних, похилих та горизонтальних нафтових і газових свердловин. Нагнітально-всмоктувальна ежекційна система призначена з технологічної точки зору для збільшення механічної швидкості буріння, підвищення стійкості гідромоніторного долота та збереження проникності колектора, а з техніко-економічної точки зору – для зростання продуктивності свердловини. Нагнітально-всмоктувальний струминний насос входить в компоновку низу бурильної колони і встановлюється в нижній частині бурильної колони перед гідромоніторним шарошковим долотом [28].

Струминний насос створює в наддолотній області та кільцевому просторі між насосом та свердловиною висхідний асиметричний потік промивальної рідини та забезпечує повне видалення шламу з вибою. Ежекційна дія висхідних струменів сприяє зменшенню диференціального тиску в свердловині, виключає утворення «сальників» на долоті, дозволяє уникати додаткових проробок ствола. За рахунок застосування наддолотного струминного насоса діаметр ствола свердловини наближається до номінального. Стійкий режим роботи пристрою (тобто збільшення показників буріння на 25-30%) має місце вже при різниці тиску на ньому починаючи з величини 3 МПа. Подальше зростання різниці тиску викликає практично лінійний приріст механічної швидкості буріння. Виключення явища рециркуляції шламу в зоні роботи долота зменшує темпи зношування його озброєння та призводить до зростання проходки. Підвищення витрати на вибої, інтенсифікація видалення шламу з наддолотної області та зниженні тиску на вибої підвищує ефективність буріння нафтових і газових свердловин [28].

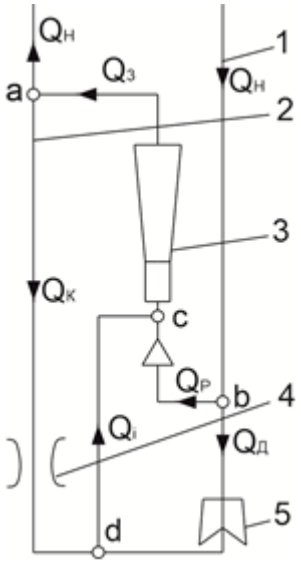
Конструкція, що реалізує нагнітально-всмоктувальне промивання вибою (рисунок 3.1) на сьогоднішній день є найбільш поширеною [28].



1 – гідравлічний канал бурильної колони; 2 – гідравлічний канал затрубного простору; 3 – струминний насос; 4 – калібратор; 5 – долото

Рисунок 3.1 – Типова конструкція ежекційної системи, що реалізує нагнітально-всмоктувальне промивання вибою свердловини [28]

Визначимо [28] характер розподілу потоків в гідравлічній системі пристрою цього типу. Потік бурового розчину з витратою $Q_н$ по бурильній колоні 1 (рисунок 3.2) подається в гідравлічну систему наддолотного пристрою.



1 – гідравлічний канал бурильної колони; 2 – гідравлічний канал затрубного простору; 3 – струминний насос; 4 – калібратор; 5 – долото

Рисунок 3.2 – Гідравлічна схема свердловинної ежекційної системи [28]

В точці „b” відбувається поділ основного потоку. Менша частина потоку з витратою $Q_д$ надходить в промивальну систему долота, а більша (з витратою

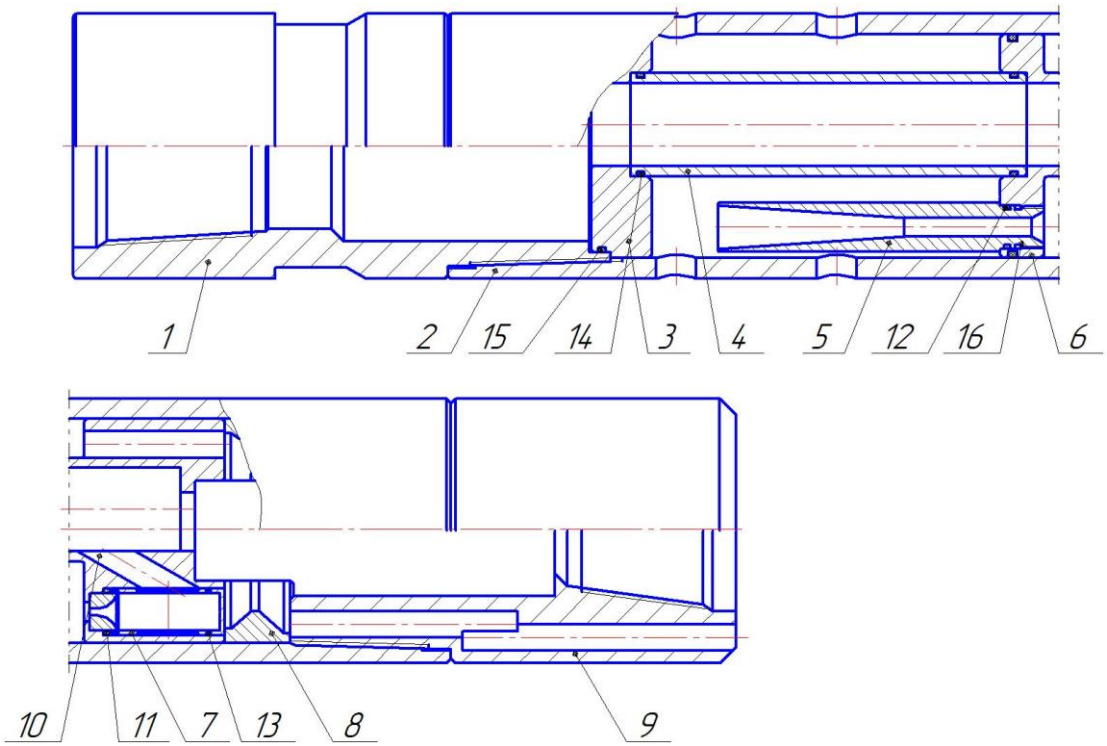
Q_p) прямує на робочу насадку струминного насоса 3. В приймальній камері струминного насоса (точка „с") відбувається з'єднання робочого потоку з інжектованим, який має витрату Q_i. Змішаний потік з витратою $Q_з$ через дифузор надходить в канал затрубного простору 2. В точці „а" відбувається черговий поділ потоку: частина потоку з витратою $Q_н$ по гідравлічному каналу затрубного простору 2 прямує до устя свердловини, а частина потоку з витратою $Q_к$ рухається до вибою свердловини по кільцевому каналу, утвореному корпусом пристрою та стінкою свердловини. Внаслідок гідравлічних втрат в кільцевому зазорі калібратора 4 в наддолотній зоні створюється зона низького тиску. В привибійній зоні свердловини в точці „d" відбувається з'єднання потоків з витратами $Q_к$, $Q_д$, після чого об'єднаний потік з витратою Q_i (який згідно з прийнятою термінологією є інжектованим), надходить в приймальну камеру струминного насоса. Ефективність нагнітально-всмоктувального промивання вибою пов'язана з створенням зони низького тиску в наддолотній області та покращенням умов очищення вибою [28].

Робочі креслення для виготовлення наддолотної ежекційної системи розроблені в даній магістерській роботі для струминного насоса діаметром 195 мм [28].

Нагнітально-всмоктувальний струминний насос (рисунок 3.3) складається з корпусу 2, на який нагвинчений верхній перехідник 1 та вгвинчений нижній перехідник 9. До верхнього перехідника 1 приєднується ніпельна частина нижньої бурильної труби за допомогою замкової різьби З-147. Нижній перехідник 9 приєднується своєю нижньою частиною до замкової різьби гідромоніторного шарошкового долота за допомогою різьби З-117. Обидва перехідника 1 і 9 приєднуються до корпуса пристрою за допомогою конічної різьби РКТ-177×5,0 з конусністю 1:16 [28].

В корпусі 2 виконано вісім радіальних отворів, які сполучають затрубний простір з внутрішнім простором пристрою. Пряме промивання в пристрої

здійснюється через трубу 4, яка верхнім торцем впирається в кільце 3, а нижнім торцем – в корпус 6. Корпус 6 призначений для встановлення в ньому деталей струминного насоса. Корпус 6 має сім прохідних отворів для зворотного потоку рідини та один для встановлення сопла 11 та камери змішування 5. Крім цього в корпусі виготовлений отвір під кутом 60° для сполучення центрального прохідного каналу труби 4 з затрубним простором [28].



1 – перехідник; 2 – корпус; 3 – кільце; 4 – труба; 5 – камера змішувальна; 6 – корпус; 7 – втулка; 8 – кільце; 9 – перехідник; 10 – сопло; кільця по ГОСТ 9837-73: 11 – 028-032-25-2-4; 12 – 029-032-36-2-4; 13 – 030-036-36-2-4; 14 – 069-075-36-2-4

Рисунок 3.3 – Нагнітально-всмоктувальний струминний насос [28]

Сопло 11 в корпусі 6 підпирається втулкою 8, яка в свою чергу встановлюється на кільце 8. Камера змішування за допомогою різьби М30×2 вгвинчується у верхню частину корпусу 6 [28].

Всі спряжені деталі ущільнюються між собою кільцями за ГОСТ9837-73.

Принцип дії пристрою наступний. Промивальна рідина з витратою $Q_{БН}$ від бурових насосів по каналу бурильних труб та промивальний патрубок 4 надходить на сопло 11 струминного насоса, проходить приймальну камеру,

камеру змішування 5 з дифузором. В приймальній камері струминного насоса створюється розрідження, за рахунок чого здійснюється підсмоктування (інжектування) додаткової кількості промивальної рідини [28].

3.2 Гідравлічний розрахунок наддолотного струминного насоса

З метою визначення необхідних геометричних розмірів елементів ежекційної системи необхідно отримати рівняння характеристики гідравлічної системи пристрою. Значення тисків робочого P_p, змішаного $P_з$ та інжектованого P_i потоків визначаємо відповідно в точках „в", „а" і „d" ежекційної системи (рисунок 3.2) [28]

$$P_p = K_p Q_p^2 + P_З = K_p Q_p^2 + K_З Q_н^2 + \rho g H_н; \tag{3.1}$$

$$P_З = K_З Q_н^2 + \rho g H_н; \tag{3.2}$$

$$P_i = P_З - K_к Q_к^2 = K_З Q_н^2 + \rho g H_н - K_к Q_к^2 \tag{3.3}$$

Для подальшого перетворення системи рівнянь (3.1)–(3.3) необхідно встановити співвідношення між витратами потоку, що створюється буровим насосом $Q_н$, робочим потоком Q_p, потоком в промивальній системі долота $Q_д$ та потоком, який прямує через калібратор струминного насоса $Q_к$. Враховуючи особливості розрахунку розгалужених гідравлічних систем та методу електрогідродинамічної аналогії запишемо [28]

$$K_p Q_p^2 = K_д Q_д^2; \tag{3.4}$$

$$Q_н = Q_p + Q_д \tag{3.5}$$

Рівняння (3.4) визначає баланс напорів в паралельних ланках гідравлічної системи, а рівняння (3.5) – баланс витрат записаний для вузлової точки „в". Враховуючи систему рівнянь (4.17), (4.18) запишемо [28]

$$K_p Q_p^2 = K_д \left(Q_н - Q_p\right)^2; \tag{3.6}$$

Звідки

$$Q_p = \frac{Q_н}{1 + \left(\frac{K_p}{K_д}\right)^{0,5}} \tag{3.7}$$

Враховуючи рівняння (3.5), (3.7) визначимо витрату потоку, що прямує на промивальну систему долота [28]

$$Q_д = Q_н - Q_р = Q_н \left(1 - \frac{1}{1 + \left(\frac{K_р}{K_д} \right)^{0,5}} \right) \tag{3.8}$$

Рівняння балансу витрат для вузлової точки „d” має вигляд [28]

$$Q_i = Q_д + Q_к \tag{3.9}$$

Визначимо низхідну витрату через калібратор $Q_к$ використовуючи рівняння (3.7), (3.9) [28]

$$Q_к = Q_i - Q_д = Q_р i - Q_д = Q_н \left(\frac{1+i}{1 + \left(\frac{K_р}{K_д} \right)^{0,5}} - 1 \right) \tag{3.10}$$

Після визначення витрати $Q_р$ (формула (3.7)) та $Q_к$ (формула (3.10)) отримаємо уточнені рівняння для тисків робочого (формула (3.1)) та інжектованого (формула (3.3)) потоків [28]

$$P_р = K_р \frac{Q_н^2}{\left(1 + \left(\frac{K_р}{K_д} \right)^{0,5} \right)^2} + K_з Q_н^2 + \rho g H_н \tag{3.11}$$

$$P_i = K_з Q_н^2 + \rho g H_н - K_к Q_н^2 \left(\frac{1+i}{1 + \left(\frac{K_р}{K_д} \right)^{0,5}} - 1 \right)^2 \tag{3.12}$$

Тоді використовуючи формули (3.2), (3.11), (3.12) отримаємо рівняння характеристики гідравлічної системи струминного насоса [28]

$$h = \frac{P_з - P_i}{P_р - P_i} = \frac{1}{1 + \frac{K_р}{K_к} \frac{1}{\left(i - \left(\frac{K_р}{K_д} \right)^{0,5} \right)^2}} \tag{3.13}$$

Формули для визначення узагальнених опорів $K_р$, $K_к$, $K_д$ визначені раніше. Після проведення відповідних перетворень отримаємо [28]

$$h=\frac{1}{1+\left(\frac{\mu_к}{\mu_p}\right)^2\frac{\left(D_c^2-D_к^2\right)^2}{d_p^4}\frac{1}{\left(i-\left(\left(\frac{\mu_д}{\mu_p}\right)^2 9\left(\frac{d_д}{d_p}\right)^4\right)^{0,5}\right)^2}} \tag{3.14}$$

Рівняння 3.14 отримане для долота з трьома насадками. Подальше спрощення рівнянь (3.13), (3.14) вимагає встановлення оптимальних співвідношень витрат Q_p та $Q_н$. Виходячи з досвіду використання нагнітально-всмоктувальних ежекційних систем приймаємо $Q_p=\frac{2}{3}Q_н$. Тоді з рівняння (3.7) отримаємо $\frac{K_p}{K_д}=0,25$. Після використання формул для визначення узагальнених опорів K_p, $K_д$ запишемо [28]

$$\left(\frac{\mu_д}{\mu_p}\right)^2 9\left(\frac{d_д}{d_p}\right)^4=0,25 \tag{3.15}$$

Якщо в струминному насосі та промивальній системі долота використовують однотипні насадки (тобто $\frac{\mu_д}{\mu_p}=1$) отримаємо співвідношення між діаметрами насадок у вигляді [28]

$$d_p=2,449d_д \tag{3.16}$$

Використовуючи співвідношення (3.15) рівняння (3.14) перепишемо у вигляді [28]

$$h=\frac{1}{1+\left(\frac{\mu_к}{\mu_p}\right)^2\frac{\left(D_c^2-D_к^2\right)^2}{d_p^4}\frac{1}{(i-0,5)^2}} \tag{3.17}$$

Після відповідних перетворень формули (3.17) отримаємо рівняння для визначення оптимального діаметра робочої насадки струминного насоса [28]

$$d_{ропт}=(i_{опт}-0,5)^{-0,5}\left(\frac{1-h_{опт}}{h_{опт}}\right)^{-0,25}\left(\frac{\mu_к}{\mu_p}\left(D_c^2-D_к^2\right)\right)^{0,5} \tag{3.16}$$

Після підстановки значень складових в рівняння (3.18) виявляється, що максимальне значення ККД забезпечується у випадку діаметра робочої насадки

струминного насоса $d_p = 0{,}0803$ м. Це значно перевищує діаметр, який може бути отриманий після підстановки в формулу (3.16) реальних значень діаметрів насадок. Таким чином, схема, що реалізує нагнітально-всмоктувальне промивання вибою не може забезпечити надійну роботу струминного насоса з максимальними значеннями ККД. Величину діаметра робочої насадки необхідно приймати з використанням співвідношення (3.16) [28].

Суміщені характеристики струминного насоса ($K_{сн} = 2{,}785$) та його гідравлічної системи приведені на рисунку 3.4 [28].

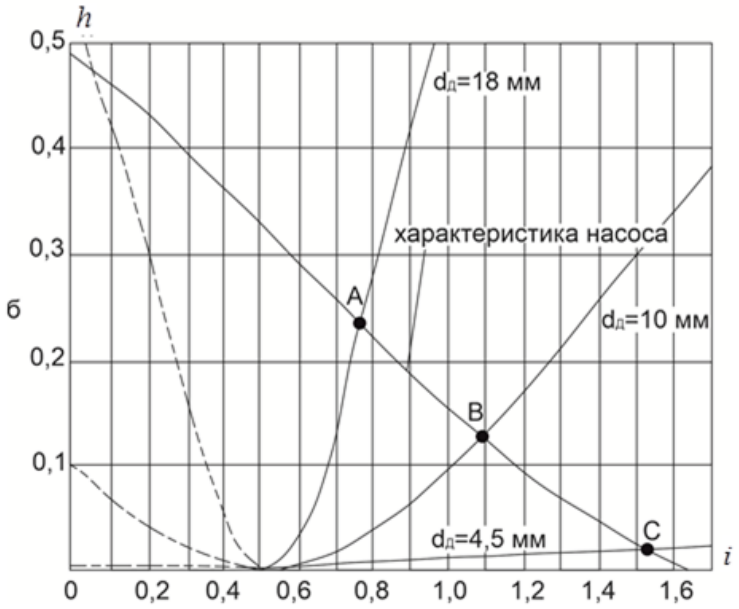


Рисунок 3.4 – Характеристики гідравлічних систем струминних насосів для нагнітально-всмоктувального промивання вибою [28]

Для ежекційної системи нагнітально-всмоктувального типу початок характеристики гідравлічної системи має місце в точці з координатами (рівняння (3.14), (3.16)) [28]

$$i = \left(9\left(\frac{\mu_д}{\mu_p}\right)^2\left(\frac{d_д}{d_p}\right)^4\right)^{0,5} \quad \text{або } i = 0{,}5$$

Ліва частина характеристик є уявною, тому на рисунку 3.3 б показана пунктирною лінією. Точки перетину характеристик струминного насоса та його гідравлічної системи (т. А, В, С) визначають режим роботи пристрою [28].

4 МОДЕЛЮВАННЯ РОБОЧОГО ПРОЦЕСУ НАДДОЛОТНОГО СТРУМИННОГО НАСОСА

У комп'ютерній графіці 3D-моделювання — це процес розробки математичного представлення будь-якої тривимірної поверхні об'єкта за допомогою спеціалізованого ПЗ. Продукт моделювання є 3D-модель. Вона може бути представлена у вигляді програмного коду або відображена у вюпорті чи вювері, як 3D-модель, а також за допомогою двовимірного зображення, що створюється за допомогою процесу рендерингу. 3D-моделі можуть створюватись вручну або автоматично, у тому числі за допомогою 3D-сканера. Виготовлення моделей вручну є подібним до створення скульптури в пластичному мистецтві. 3D-моделі представляють 3D-об'єкт використовуючи набір точок в 3D-просторі, поєднаних між собою різноманітними геометричними об'єктами, як от трикутниками, лініями тощо. SolidWorks (SolidWorks Corporation) застосовується для дизайну, деталізації та візуалізації продуктів, систем, машин та оснащення. Всі версії включають моделювання, збірки, малювання, sheetmetal, зварювані деталі та freeform surfacing functionality. Він також підтримує Visual Basic та C [29].

ProEngineering — система автоматизованого проектування, інженерного аналізу та підготовки виготовлення виробів будь-якої складності і призначення. ProEngineering є ядром інтегрованого комплексу автоматизації підприємства, за допомогою якого здійснюється підтримка життєвого циклу виробу відповідно до концепції CALS-технологій(Continuous Acquisition and Life cycle Support), включаючи двонаправлений обмін даними з іншими Windows-додатками і створення інтерактивної документації. ProEngineering Enterprise SE (Standard Edition) — повний інструментальний пакет, що забезпечує комплексне рішення задач розробки виробу і точно відповідає сучасним вимогам глобально розподілених виробничо-конструкторських груп. 3DMAX у своєму розпорядженні має засоби для створення різноманітних за формою і складністю тривимірних комп'ютерних моделей, реальних чи фантастичних об'єктів навколишнього світу, з використанням різноманітних технік і механізмів,

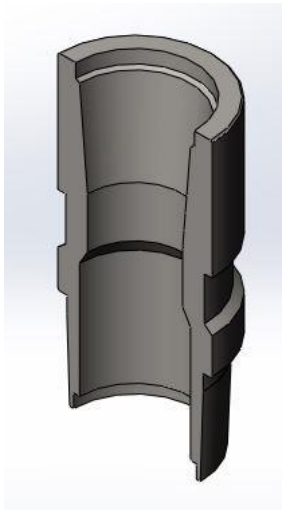
включаючи полігональне моделювання, в яке входять Editable mesh (редагована поверхня) і Editable poly (редагований полігон). Це поширений метод моделювання, який використовується для створення складних моделей і низькополігональних моделей для ігор [29].

AutoCAD — дво- і тривимірна система автоматизованого проектування і креслення, що включає в себе повний набір інструментів для комплексного тривимірного моделювання (підтримується твердотільне, поверхневе і полігональне моделювання). AutoCAD дозволяє отримати високоякісну візуалізацію моделей за допомогою рендеринга mental ray. Також в програмі реалізовано управління тривимірним друком (результат моделювання можна відправити на 3D-принтер) і підтримка хмар точок (дозволяє працювати з результатами 3D-сканування). Тим не менш, слід зазначити, що відсутність тривимірної параметризації не дозволяє AutoCAD безпосередньо конкурувати з машинобудівними САПР, такими як Inventor, SolidWorks та іншими. Inventor (Autodesk) 3D САПР для створення і вивчення поведінки цифрових прототипів виробів і деталей. Розробник компанія Autodesk. Створений для 3D дизайну механіки, емуляції продукту, створення інструментаріїв [29].

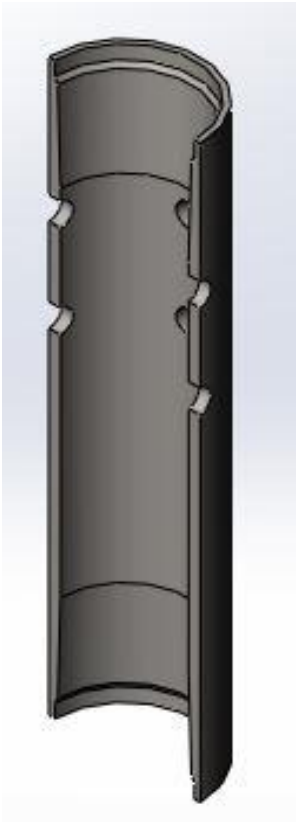
Для побудови 3D моделей застосовано інтерактивний графічний редактор з сучасним інтерфейсом, оснащений інструментальними засобами, які дозволяють створювати твердотілі об'єкти з використанням набору елементарних параметричних тіл (паралелепіпед, циліндр та ін.). Основні компоненти графічного редактора — власне система тривимірного моделювання, універсальна система автоматизованого 2D-проектування, модуль проектування специфікацій і текстовий редактор. Він легкий в освоєнні та має довідкову систему [29].

Розглянемо методику побудови 3D-моделі з використанням графічного редактора (в більшості програм принцип побудови досить схожий). Перед початком побудови 3D моделі необхідно провести аналіз креслення деталі, а саме визначити які операції будуть при проектуванні основними, яка буде послідовність побудови моделі деталі. Спочатку слід використовувати основні

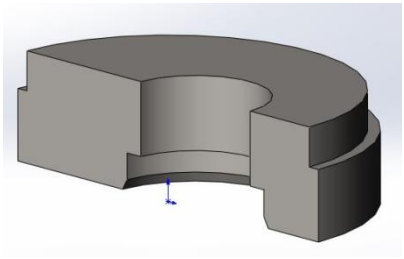
формотворчі операції (видавлювання, обертання), а останніми операціями, природно, будуть – побудова фасок, заокруглень, оболонок і т.д. [29].



Перехідник верхній



Корпус пристрою



Кільце верхнє

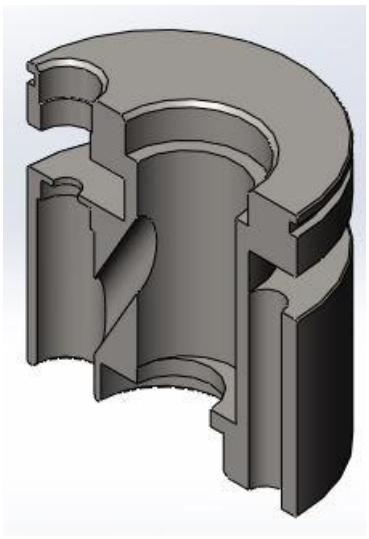


Труба

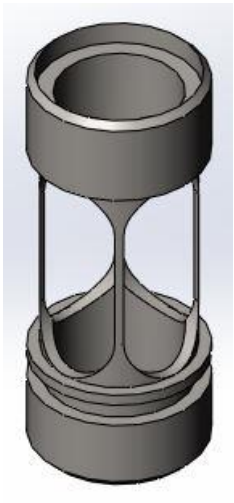
Рисунок 4.1 – Створення 3-D моделей деталей нагнітально-всмоктувального струминного насоса



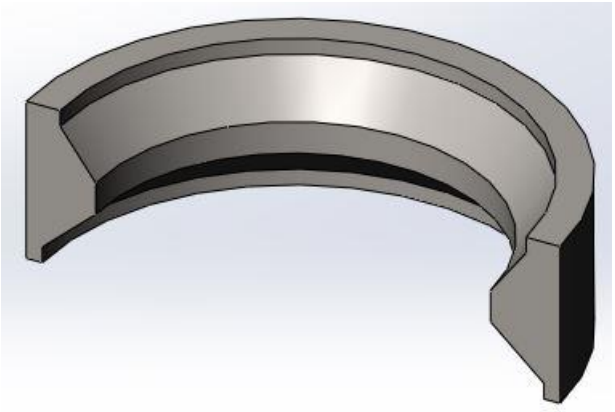
Камера змішування



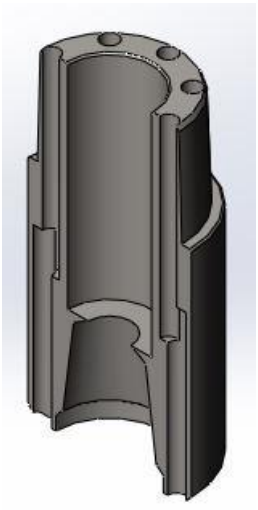
Корпус струминного насоса



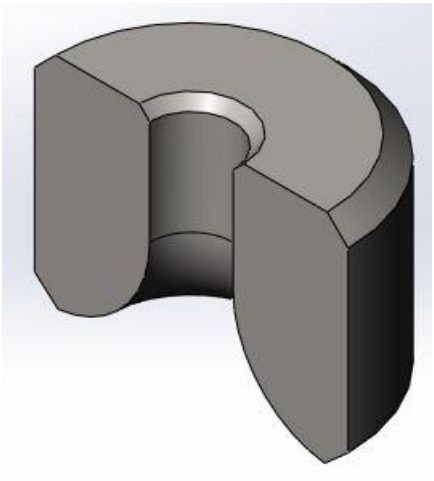
Втулка



Кільце нижнє



Перехідник нижній



Сопло

Рисунок 4.2 – Створення 3-D моделей деталей нагнітально-всмоктувального струминного насоса (продовження)

На етапі аналізу креслення рекомендується вибрати найбільш доцільний варіант побудови 3D-моделі деталі, особливо під час побудови більш складних деталей, адже всі операції відображаються в «дереві побудови» і виникає більше складностей у пошуках необхідного ескізу у разі потреби виправлень [29].

Для моделювання збірних конструкцій необхідно спочатку підготувати всі окремі деталі. Коли всі елементи побудовані, створюється файл збірної моделі.

Збірну модель також можна створювати різними варіантами. Наприклад, спосіб побудови "від низу до верху" передбачає проектування 3D-збірки, куди послідовно вставляють раніше створені компоненти. Потім між ними створюються сполучення [29].

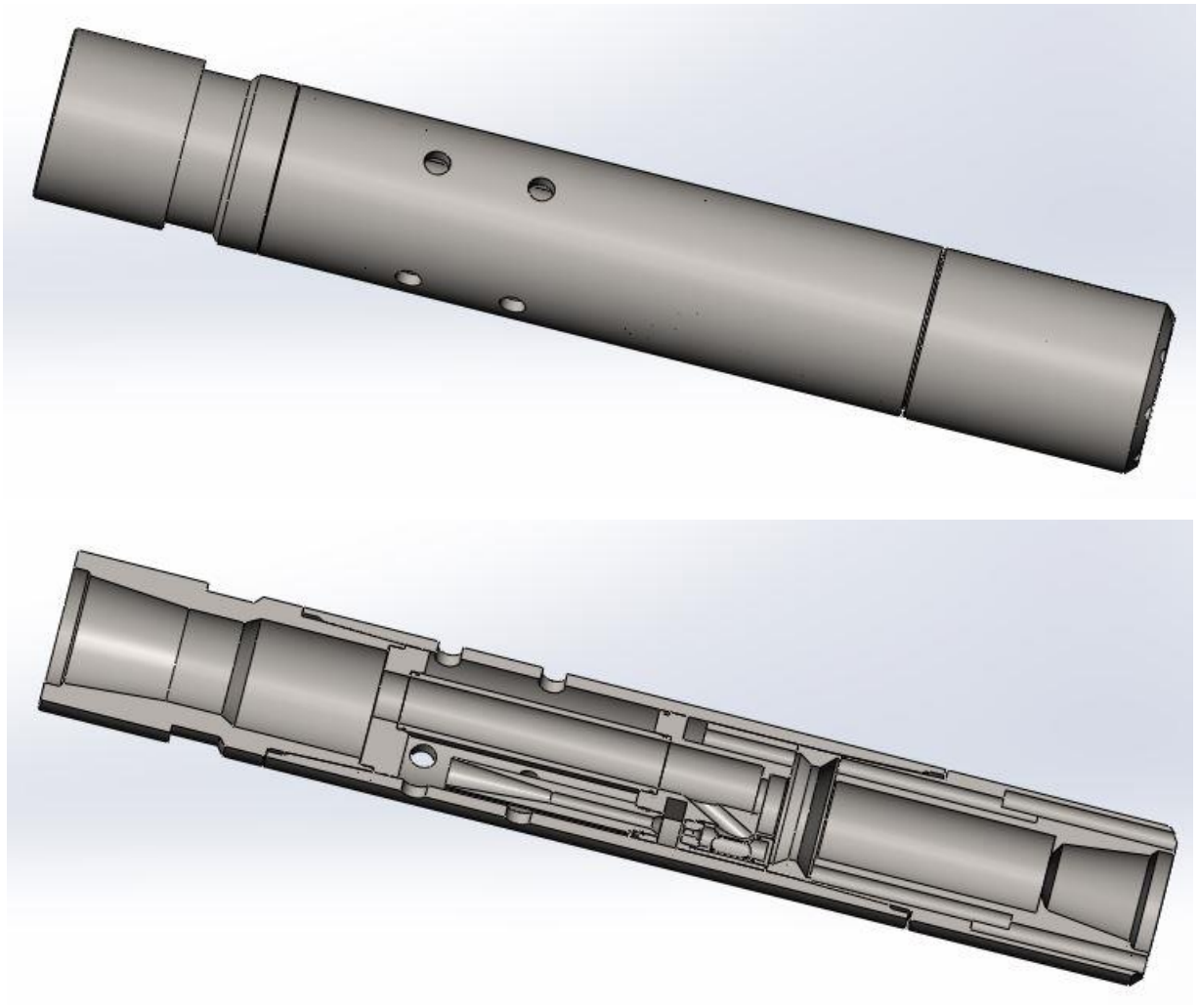


Рисунок 4.3 – 3-D модель нагнітально-всмоктувального струминного насоса

Основною метою побудови вищенаведених моделей був підготовчий етап до наступного моделювання робочого процесу наддолотного струминного

насоса.

5 ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПЕРЕВАГ ЗАСТОСУВАННЯ НАДДОЛОТНИХ СТРУМИННИХ НАСОСІВ

Відповідно до нещодавно розробленого індексу витрат Корнельського енергетичного інституту (CEI) вартість будівництва наземних нафтових і газових свердловин упродовж п'яти років зросла на 250 %. Значне зростання вартості спорудження експлуатаційних свердловин пов'язане із підвищенням складності розробки нафтогазових родовищ і, зокрема, із неперервним збільшенням глибини залягання продуктивних горизонтів. Зв'язок між середньою вартістю буріння нафтогазових свердловин та їх глибиною визначається степеневою залежністю. Намагання зменшити собівартість спорудження експлуатаційних свердловин викликала розробку методу «збалансованого» буріння із використанням свердловинних ежекційних систем. Використання свердловинного струминного насоса дозволяє покращити техніко-економічні показники буріння. В процесі порівняльних випробувань встановлено, що використання доліт з ежекційною насадкою при бурінні горизонтальних свердловин порівняно із стандартним інструментом дозволяє зменшити тиск на вибої свердловини та покращити ефективність його очищення від вибуреної породи. При цьому забезпечується зростання механічної швидкості буріння, проходження долота та його стійкість. Крім того, при використанні струминного насоса зменшується необхідна кількість породоруйнівного інструмента та тривалість буріння заданого інтервалу свердловини. Використання наддолотних струминних насосів всмоктувального типу дозволяє зменшити вартість одного метра проходження на 3,2 % – 6,9 %. Наддолотні струминні насоси нагнітального, нагнітально-всмоктувального та вихрового типу дозволяють підвищити техніко-економічні показники первинного розкриття продуктивного горизонту шляхом реалізації технології «збалансованого буріння» [30].

Сучасні дослідження ефективності експлуатації наддолотних ежекційних систем, зазвичай, обмежуються визначенням поодиноких техніко-економічних показників при реалізації окремих етапів та технологічних операцій

будівництва свердловин. Існуючі економічні моделі використання наддолотних струминних насосів мають обмежений характер застосування, внаслідок чого необхідні технічні рішення стосовно будівництва свердловин приймаються, переважно, на основі практичного досвіду експлуатації ежекційних систем. Формування єдиного підходу до визначення економічної доцільності використання ежекційних технологій при бурінні експлуатаційних свердловин є необхідною умовою їх подальшого удосконалення [30].

Метою дослідження є розроблення алгоритму визначення економічної доцільності використання наддолотних струминних насосів при бурінні експлуатаційних нафтогазових свердловин [30].

Аналіз досліду використання струминного насоса для первинного розкриття продуктивного горизонту дозволяє сформулювати два основні напрямки підвищення економічної ефективності розробки нафтогазового родовища [30]:

1. Зниження витрат при бурінні нафтових і газових свердловин.

2. Зростання обсягу та зниження собівартості нафтовидобутку після введення свердловини в експлуатацію.

Зниження витрат при бурінні свердловин із використанням ежекційних систем пов’язане із здатністю струминного насоса зменшувати тиск у привибійній зоні, внаслідок чого покращуються умови руйнування гірської породи, зростає швидкість буріння та проходження породоруйнівного інструмента і знижується тривалість виробничого циклу [30].

Відповідно до другого напрямку підвищення економічної ефективності зниження тиску при застосуванні струминного насоса запобігає проникненню бурового фільтрату в продуктивний горизонт та його забрудненню, внаслідок чого підвищується дебіт свердловини і обсяги вилученої нафти та зменшуються витрати на розробку родовища. Позитивний вплив низького тиску при первинному розкритті продуктивного горизонту сьогодні не викликає сумнівів, однак кількісний зв'язок між гідродинамічними параметрами потоку промивального розчину та експлуатаційними характеристиками видобувних

свердловин сучасними дослідженнями не встановлений. Зважаючи на те, що кількісна оцінка переваг первинного розкриття продуктивного горизонту з використанням струминного насоса є завданням майбутніх досліджень при економічному обґрунтуванні застосування наддолотних ежекційних систем враховуємо напрям підвищення ефективності розробки нафтового родовища, пов'язаний із безпосереднім зниженням витрат при бурінні свердловин [30].

До складу виробничого часу циклу безпосереднього проходження свердловини входять наступні технологічні операції [30]:

– механічне буріння;

– спуско-підйомні операції;

– допоміжні роботи;

– кріплення свердловини.

Використання наддолотного струминного насоса дозволяє скоротити витрати, пов’язані із здійсненням двох перших технологічних операцій: зростання швидкості поглиблення свердловини дозволяє скоротити тривалість механічного буріння, а збільшення проходження долота зменшує їх необхідну кількість. При цьому знижується кількість проведення спуско-підйомних операцій, необхідних для заміни зношеного породоруйнівного інструмента. Зважаючи на те, що основні витрати часу (до 50 %) пов’язані з процесом механічного буріння та здійсненням спуско-підйомних операцій використання струминного насоса має суттєвий вплив на економічні показники проведення бурових робіт. Необхідно також відзначити, що спуско-підйомні операції є найбільш працемісткими при бурінні свердловин, а значна їх частина вимагає застосування ручної праці. Для проведення спуско-підйомних операцій витрачається значно більше часу, ніж на безпосереднє руйнування гірської породи [30].

Визначення економічної доцільності використання струминного насоса передбачає проведення порівняльного аналізу витрат, пов’язаних з бурінням базовою та удосконаленою компоновкою. Враховуючи, що витрати, величина яких не змінюється після використання нової техніки є однаковими для базової

та удосконаленої компоновки для порівняльного аналізу використовуємо величину змінних витрат [30]

$$B_{(б)}^{(зм)} = B_{д(б)} + B_{мех(б)} + B_{спо(б)}; \tag{5.1}$$

$$B_{(сн)}^{(зм)} = B_{д(сн)} + B_{мех(сн)} + B_{спо(сн)} + B_{(сн)}, \tag{5.2}$$

де $B_{(б)}^{(зм)}$, $B_{(сн)}^{(зм)}$ – витрати, величина яких змінюється після використання струминного насоса відповідно базовою та удосконаленою компоновкою;

$B_{д(б)}$, $B_{д(сн)}$ – вартість доліт, необхідна для буріння заданого інтервалу свердловини відповідно базовою компоновкою та струминним насосом;

$B_{мех(б)}$, $B_{мех(сн)}$ – витрати на механічне буріння при використанні базової компоновки і струминного насоса;

$B_{спо(б)}$, $B_{спо(сн)}$ – витрати на проведення спуско-підйомних операцій при використанні базової компоновки і струминного насоса;

$B_{(сн)}$ – вартість установок струминного насоса, які використовуються при бурінні заданого інтервалу.

Складові рівнянь (5.1), (5.2) визначаються співвідношеннями [30]

$$B_{д(б)} = N_{(б)} Ц; \tag{5.3}$$

$$B_{д(сн)} = N_{(сн)} Ц; \tag{5.4}$$

$$B_{мех(б)} = B_{БУ(б)} T_{мех(б)}; \tag{5.5}$$

$$B_{мех(сн)} = B_{БУ(сн)} T_{мех(сн)}; \tag{5.6}$$

$$B_{спо(б)} = B_{БУ(б)} T_{спо(б)}; \tag{5.7}$$

$$B_{спо(сн)} = B_{БУ(сн)} T_{спо(сн)}; \tag{5.8}$$

$$B_{(сн)} = \frac{B_{(сн)}^{(1)}}{P_{(сн)}} T_{мех(сн)}, \tag{5.9}$$

де $N_{(б)}$, $N_{(сн)}$ – необхідна кількість доліт для проходження заданого інтервалу базовою компоновкою та струминним насосом;

$Ц$ – оптова ціна долота;

$B_{БУ(б)}$, $B_{БУ(сн)}$ – кошторисна вартість однієї години роботи бурової установки при використанні базової компоновки та струминного насоса;

$T_{мех(б)}$, $T_{мех(сн)}$ – тривалість механічного буріння при застосуванні базової компоновки та струминного насоса;

$T_{спо(б)}$, $T_{спо(сн)}$ – тривалість проведення спуско-підйомних операцій при проходженні заданого інтервалу буріння базовою компоновкою та струминним насосом;

$B_{(сн)}^{(1)}$ – вартість однієї струминної насосної установки;

$P_{(сн)}$ – ресурс (год.) однієї струминної насосної установки.

Кошторисна вартість однієї години роботи бурової установки за витратами, що залежать від часу визначається середньою по району технічною швидкістю буріння і містить витрати на матеріали (труби, промивальний розчин, паливо, електроенергія), заробітну плату, експлуатацію бурового обладнання і інструмента та інші прямі витрати [30].

Тривалість механічного буріння та проведення спуско-підйомних операцій розраховується за очевидними співвідношеннями [30]

$$T_{мех(б)} = \frac{L_i}{V_{мех(б)}}; \tag{5.10}$$

$$T_{мех(сн)} = \frac{L_i}{V_{мех(сн)}}; \tag{5.11}$$

$$T_{спо(б)} = T_{спо}^{(1)} N_{(б)}; \tag{5.12}$$

$$T_{спо(сн)} = T_{спо}^{(1)} N_{(сн)}, \tag{5.13}$$

де L_i – потужність (довжина) заданого інтервалу буріння;

$V_{мех(б)}$, $V_{мех(сн)}$ – механічна швидкість буріння базовою компоновкою та струминним насосом;

$T_{спо}^{(1)}$ – тривалість здійснення одного спуско-підйому.

Тривалість здійснення одного спуско-підйому визначається як середня для даного промислового району величина і залежить від типу бурової установки, глибини свердловини та умов буріння [30].

Використовуючи формули (5.3) – (5.13) запишемо рівняння для визначення змінних витрат при бурінні базовою компоновкою і струминним насосом [30]

$$B_{(б)}^{(зм)} = \frac{L_i}{L_{д(б)}} Ц + B_{БУ(б)} \frac{L_i}{V_{мех(б)}} + B_{БУ(б)} T_{спо}^{(1)} \frac{L_i}{L_{д(б)}}; \tag{5.14}$$

$$B_{(сн)}^{(зм)} = \frac{L_i}{L_{д(сн)}} Ц + B_{БУ(сн)} \frac{L_i}{V_{мех(сн)}} + B_{БУ(сн)} T_{спо}^{(1)} \frac{L_i}{L_{д(сн)}} + \frac{B_{(сн)}^{(1)}}{P_{(сн)}} \frac{L_i}{V_{мех(сн)}}, \tag{5.15}$$

де $L_{д(б)}$, $L_{д(сн)}$ – проходження долота при застосуванні базової та удосконаленої компоновки.

Рівняння (5.14), (5.15) можуть бути перетворені до вигляду [30]

$$B_{(б)}^{(зм)} = \frac{L_i}{L_{д(б)}} \left(Ц + B_{БУ(б)} T_{спо}^{(1)} \right) + B_{БУ(б)} \frac{L_i}{V_{мех(б)}}; \tag{5.16}$$

$$B_{(сн)}^{(зм)} = \frac{L_i}{L_{д(сн)}} \left(Ц + B_{БУ(сн)} T_{спо}^{(1)} \right) + \frac{L_i}{V_{мех(сн)}} \left(B_{БУ(сн)} + \frac{B_{(сн)}^{(1)}}{P_{(сн)}} \right) \tag{5.17}$$

Визначимо величину змінних витрат при бурінні базовою та удосконаленою компоновкою для таких основних вихідних даних: потужність (довжина) заданого інтервалу буріння 1107 м; механічна швидкість буріння базовою компоновкою та струминним насосом 5,9 м/год., 7,1 м/год.; проходження долота при застосуванні базової та удосконаленої компоновки 16,8 м, 29,7 м; оптова ціна долота 8900 умовних грошових одиниць; вартість однієї струминної насосної установки 23530 умовних грошових одиниць; ресурс однієї струминної насосної установки 100 год. Відповідно до наведених

вихідних даних та запропонованого розрахункового алгоритму величина змінних витрат становить: при бурінні базовою компоновкою 732102,8 умовних грошових одиниць, при бурінні удосконаленою компоновкою 467919,1 умовних грошових одиниць [30].

Відповідно до отриманих рівнянь величина змінних витрат при бурінні свердловини оберненопропорційно залежить від механічної швидкості буріння та проходження долота (рисунок 5.1) [30].

Рівність витрат при бурінні базовою компоновкою та при використанні струминного насоса дозволяє визначити граничні співвідношення проходження долота та механічної швидкості буріння, перевищення яких забезпечує зниження вартості поглиблення свердловин [30].

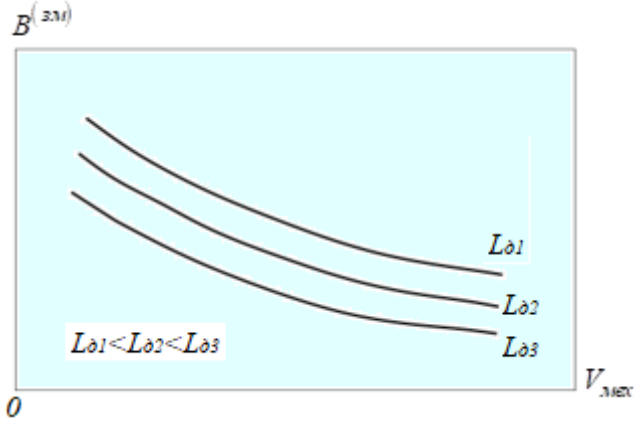


Рисунок 5.1 – Залежність змінних витрат при бурінні свердловин від механічної швидкості буріння та проходження долота [30]

Розглянемо співвідношення змінних витрат при бурінні базовою компоновкою та струминним насосом з використанням коефіцієнта зміни механічної швидкості буріння внаслідок застосування нової техніки [30]

$$k_V = \frac{V_{мех(сн)}}{V_{мех(б)}} \qquad (5.18)$$

Значення коефіцієнта зміни швидкості та співвідношення величин проходження долота визначають економічну ефективність застосування струминного насоса порівняно із бурінням базовою компоновкою (рисунок 5.2) [30].

Значення коефіцієнта >1 відповідають зростанню механічної швидкості буріння при використанні струминного насоса. Точки перетину витрат отриманих для базової компоновки та струминного насоса визначають мінімальну величину співвідношення швидкостей механічного буріння, перевищення яких забезпечує економічну ефективність використання ежекційної системи при бурінні [30].

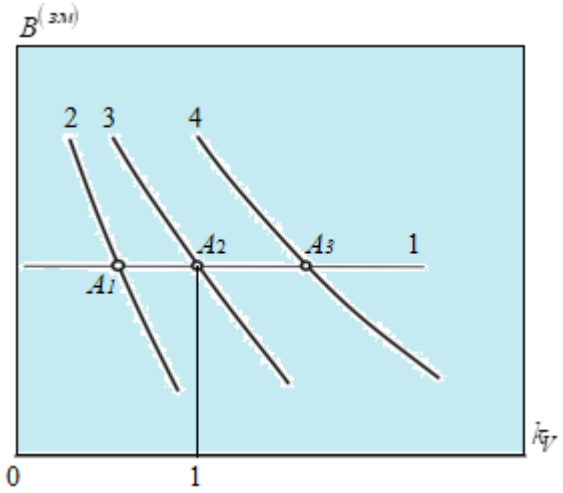


Рисунок 5.2 – Залежність витрат, пов'язаних із поглибленням свердловини від коефіцієнта зміни механічної швидкості буріння при використанні базової компоновки (1) та струминного насоса (2-4) для різних співвідношень проходження долота: 2 – $L_{д(б)} < L_{д(сн)}$; 3 – $L_{д(б)} = L_{д(сн)}$;4 – $L_{д(б)} > L_{д(сн)}$ [30]

У випадку, коли проходження долота із струминним насосом перевищує аналогічний параметр для базової компоновки (точка A_1), зменшення витрат повязаних з бурінням можливе навіть при зменшенні його механічної швидкості [30].

У разі однакових значень проходження долота (точка A_2) граничне співвідношення механічних швидкостей становить k_V=1. При цьому приймаємо, що вартість струминних насосів, використаних для буріння заданого інтервалу, є незначною. Останнє припущення враховує просту конструкцію та малу вартість виготовлення струминного насоса. Крім того, відсутність рухомих частин значно підвищує ресурс ежекційної компоновки. Необхідно відзначити, що навіть у випадку однакових значень механічної швидкості буріння та проходження долота використання ежекційних

технологій має позитивний вплив на подальший процес експлуатації свердловин завдяки здатністю струминного насоса зберігати природну проникність продуктивного пласта в процесі його первинного розкриття [30].

Якщо використання нової компоновки не забезпечує зростання проходження долота граничне співвідношення механічних швидкостей знаходиться в діапазоні k_V>1. Для кожного з розглянутих випадків область економічно доцільного використання струминного насоса знаходиться праворуч від точки перетину кривих змінних витрат [30].

Для умов наведеного прикладу значення коефіцієнта зміни швидкості становить k_V=1,2. При цьому виконується співвідношення $L_{д(б)} < L_{д(сн)}$ (16,8<29,7) [30].

Проведені дослідження дозволяють встановити наступну послідовність визначення економічної доцільності застосування струминного насоса в бурінні [30]:

1. Визначення витрат, пов’язаних з бурінням заданого інтервалу при застосуванні базової компоновки.

2. Розраховуємо залежність витрат, пов’язаних з поглибленням свердловин із використанням струминного насоса від механічної швидкості буріння.

3. Шляхом порівняння витрат, отриманих для базової та удосконаленої компоновки визначаємо мінімальну механічну швидкість буріння з застосуванням струминного насоса, перевищення якої дозволяє отримати економічні переваги.

4. Шляхом порівняння фактичної механічної швидкості буріння з економічно виправданою робимо висновок про доцільність застосування удосконаленої компоновки.

Враховуючи проведений аналіз можна зробити висновки [30]

1. Обгрунтування доцільності реалізації ежекційних технологій при експлуатаційному бурінні передбачає оцінювання впливу їх використання на величину змінних витрат циклу безпосереднього проходження свердловини.

2. Ефективність реалізації нафтогазових ежекційних технологій в бурінні забезпечується

– зменшенням витрат на механічне буріння внаслідок зростання швидкості поглиблення свердловин та скорочення тривалості процесу;

– зниженням сумарної вартості доліт внаслідок зростання проходження породоруйнівного інструменту та зменшення його кількості необхідної для буріння заданого інтервалу;

– скороченням витрат на проведення спуско-підйомних операцій внаслідок зменшення їх тривалості зумовленої зниженням необхідної кількості замін породоруйнівного інструменту.

Зважаючи на спільну дію згаданих факторів величина змінних витрат, пов’язаних з поглибленням експлуатаційної нафтогазової свердловини, обернено пропорційно залежить від механічної швидкості буріння та проходження долота.

3. Спільний аналіз значень коефіцієнта зміни механічної швидкості поглиблення свердловин та співвідношення величин проходження долота, визначають умови забезпечення ефективності застосування наддолотного струминного насоса порівняно із бурінням базовою компоновкою

– якщо проходження долота при застосуванні струминного насоса перевищує аналогічний параметр для базової компоновки, зниження витрат пов’язаних з бурінням можливе навіть при зменшенні механічної швидкості поглиблення свердловин;

– у випадку зменшення проходження долота при застосуванні струминного насоса механічна швидкість буріння удосконаленою компоновкою повинна бути більшою ніж для базової компоновки.

ВИСНОВКИ

1. Сформульовані принципи роботи, визначений склад конструкції та класифіковані основні ознаки струминних апаратів.

2. Проаналізовані конструкції ежекційних систем для буріння, експлуатації та очищення свердловин.

3. Розроблена удосконалена конструкція наддолотної ежекційної системи струминного насоса нагнітально-всмоктувального типу, встановленого у вибійній компоновці паралельно основному потоку промивального розчину, робоча насадка якого з’єднана з каналом бурильної колони, дифузор – з міжтрубним простором, а приймальна камера – з наддолотною областю.

4. Побудовані 3D моделі деталей наддолотного струминного насоса, які в подальшому можуть застосовуватись для моделювання робочого процесу компоновки.

5. Запропоновано використання коефіцієнта зміни механічної швидкості поглиблення свердловин та співвідношення величин проходження долота для оцінки ефективності застосування наддолотного струминного насоса порівняно із бурінням базовою компоновкою.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Чудик І.І., Паневник Д.О. Цифрове моделювання свердловинних струминних насосів: монографія. Івано-Франківськ: СИМФОНІЯ ФОРТЕ, 2025. 156 с.

2. Eckel I.E., Deily F.H., Deily L.W., Ledgerwood L.W. Development and Testing of Jet Pump pellet impact drill bits. 30 th Annual Fall Meeting of the Petroleum Branch of the American Institute of Mining and Metallurgical Engineers, New Orlean (USA), October 2-5 1955. 15 p.

3. Паневник Д.О., Паневник О.В. Підвищення ефективності первинного розкриття продуктивного горизонту. Нафтогазова галузь Ук-раїни. 2020. № 3. С.22–27.

4. Hughes J. Underbalanced horizontal drilling could it be the ultimate completion Technique? URL: http//www.sunstone technologies.net. (accessed 2014). 15 p.

5. 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.

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. Zhu H.-Y., Liu Q.-Y. Pressure drawdown mechanism and design principle of jet pump bit. Scientia Jranica B. 2015. Vol. 22 (3). P. 792–803.

8. Zhu H-Y., Deng J.-G., Jing-Ying Z. Vortex methods reducing the bottom-hole differential pressure. Journal of Mines, Metals and Fuels. 2012. № 5. P. 81–90.

9. 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. No 17. P. 1602–1615. https://doi.org/10.1007/s12182-020-00472-8.

10. Chen X., Gao D., Guo B. A method for optimizing jet-mit-bit hydraulics in horizontal drilling. SPE Journal. 2016. №.4. P. 416–422.

11. Huang Y., Zhu L., Zou D., Liao H., Wang J., Yan J., Zhou Y., Wang Z. Study an structure parameters of reverse circulation drill bit secondary in-jector device based on injector coefficient. Proc. IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, Singapore. 22–24 August 2016. IADC/SPE – 180539 – MS. 9 p. https://doi.org/10.2118/180539-MS.

12. Zou Y., Mou Z., Chen X., Zhang F., Wang A., Du X., Li, Z. Jet Mill Bit in Horizontal Gas Drilling: How to Achieve the Maximum Effect of Decreasing Bottom-Hole Pressure and Enhancing ROP? 54th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, physical event cancelled, Golden, Co. June 28–July 1 2020. Vol. 3. P. 2083–2088.

13. Clark C., Kosmicki R. Hydraulic jet pumps prove worth for lifting early production. World Oil. 2014. № 5. P. 68–73.

14. Muster S., Clark C. Rethink Artificial Lift with Hydraulic Pumping Systems. Diverse Energy Systems. www.flowfastjetpumps.com. 2016. Vol. 3. 12 p.

15. Brown K.E. Overview of artificial lift systems. Iournal of Petroleum Technology. 1982. Vol. 34. No 10. P.2384–2391.

16. Vélez R.P., Vásquez-Santacruz J., Marín-Urías L., Vargas A., García-Ramírez P., Morales-de-la-Mora J., Vite-Morales A., Gutierrez-Domínguez E. Efficiency Maximization of a Jet Pump for an Hydraulic Artificial Lift System. Revista Internacional de Métodos Numéricos para Cálculo y Diseño en Ingeniería. 2019. Vol. 35. Issue 1. 13 p. https://doi: 10.23967/j.rimni.2018.11.002.

17. Chavan C., Jha M., Singh M.K., Singh R. Selection and Successful Application of Jet Pumps in Mangala Oil field: A Case Study. SPE Artificial Lift Conference and Exhibition held in Manama, Bahrain, 27-28 November 2012. SPE 163116. 24 p. https://doi.org/10.2118/163116-MS.

18. Patent USA № US4790376A, Cl. E21B43/129. Downhole jet pump / Weeks B.R. Appl. US06/935,819; filed: 28.11.1986; pub. date: 12.13.1988.

19. Chen S., Yang D., Zhang Q., Wang J. An Integrated Sand Cleanout System by Employing Jet Pumps. Journal of Canadian Petroleum Technology. 2009. Vol.48. № 5. P.17–23.

20. Falk K., Fraser B. Concentric Coiled Tubing Application for Sand Cleanouts in Horizontal Wells. Journal of Canadian Petroleum Technology. 1998. Vol. 37. № 10. P. 46–50.

21. Li J., Misselbrook J.G., Seal J. Sand Cleanout with Coiled Tubing: Choice of Process, Tools, or Fluids? SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition, Rome, Italy, 9–12 June 2008. SPE 113267. 27 p.

22. Sand–Vac and Well–Vac Cleanout Systems. Baker Hughes Jncorporated. Sustainability report 2023. 2 p. www.bakerhughes.com.

23. Pandya S., Ahmed R., Shah S.N. Experimental study on wellbore cleanout in horizontal wells. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. 177(6). P. 466–478. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.02.069.

24. Minish S., Kiser S., Falk K., Lamberth C. Coiled tubing-conveyed artificial lift and cleanout systems optimize costs and production. World Oil. 2015. №11. P.41–46.

25. Hirosawa S., Fujimoto M., Yamagishi H. Application of jet pump using tubing in Yurikara SK – 16 DH. Journal of the Japanese Association for Petroleum Technology. 2009. Vol. 74. № 6. P. 524–529.

26. Jason S. Coiled Tubing "Vacuum" Restores North Slope Wells. Journal of Petroleum Technology. 2008. Vol. 60 (02). P. 28–31. SPE-0208-0028-JPT. https://doi.org/10.2118/0208-0028-JPT.

27. Bai J., Yu F., Jiang Z., Li Y., Shang B., Yan M. First Attempt of Injection-Production Integrated Technology for Steam Stimulation in Bohai Bay, China. In Proc. International Petroleum Technology Conference 2021, Ann Arbor, [online]. 8 p. https://doi.org/10.2523/IPTC-21185-MS.

28. Паневник Денис Олександрович. Підвищення ефективності використання наддолотних струминних насосів : дис. .. докт. філософії.: 05.05.12: захищена 25.09.2020 / Д.О. Паневник; наук. керівн. Є.І. Крижанівський; Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2020. 225 с.

29. Пальчевський Б.О., Валецький, Б.П., Вараніцький Т.Л. Системи 3D моделювання : навчальний посібник. ІВВ Луцького НТУ: Луцьк, 2016. 176 с.

30. Паневник Д.О. Обґрунтування ефективності реалізації нафтогазових ежекційних технологій. Науковий вісник ІФНТУНГ. Серія: Економіка та управління в нафтовій і газовій. 2023. № 2(28). С.31–40.