

Міністерство освіти і науки України
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Спеціальність Гірництво та нафтогазові технології
Освітня програма Буріння нафтових і газових свердловин

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант освітньої програми
геології

Харченко М.О.

«13» 01 2026 року

Завідувач кафедри буріння та

Винников Ю.Л.

«13» 01 2026 року

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Дослідження роботи поліуританових поршнів бурових насосів в абразивному середовищі

Пояснювальна записка

Керівник

Д.г.н., професор

кафедри буріння та геології

Лукін О.Ю.

посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н., доцент кафедри буріння та геології

А.М. Ягольник

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 та 3 розділом

к.т.н., доцент кафедри буріння та геології

М.О. Харченко

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

к.т.н., доцент кафедри буріння та геології

О.В. Матяш

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Виконавець роботи

студент група 601-НБ

Столяров Ігор Юрійович

студент, ПІБ

підпис, дата

Дата захисту 13.01.2026 р.

Полтава, 2026

Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут:

Нафти і газу

Кафедра:

Буріння та геології

Освітньо-кваліфікаційний рівень:

Магістр

Спеціальність:

185 Нафтогазова інженерія та технології

Освітня програма:

Буріння нафтових і газових свердловин

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

« 3 » 09 2025 року

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА**

Столяров Ігор Юрійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Дослідження роботи поліурітанових поршнів бурових насосів в абразивному середовищі

2. Керівник роботи проф. кафедри буріння та геології, проф., д.г.н. Лукін О.Ю.

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

затверджені наказом вищого навч. закладу від « 3 » 09 2025 року № 1015-фр

3. Строк подання студентом роботи 23.01.2026 р.

4. Вихідні дані до роботи

1. Нормативно-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи за темою роботи.

2. Проєкти на влаштування свердловин (за необхідності).

3. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності)

5. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)

Анотація

Вступ

1. Аналітичний огляд літературних джерел та сучасного стану досліджуваної проблеми

2. Обґрунтування об'єкта дослідження, вихідних даних та методів розв'язання поставлених задач.

3. Дослідження, розрахунки та експериментальне обґрунтування прийнятих технічних рішень.

Загальні висновки по роботі

Список використаних джерел

Додатки (за необхідності)

6. Перелік графічного матеріалу

Презентація із основними результатами кваліфікаційної роботи

7. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	К.Т.Н., доц. Ігнатьєв А.М.		
2	К.Т.Н., доц. Харченко М.В.		
3	К.Т.Н., доц. Харченко М.В.		
4	К.Т.Н., доц. Матвей О.В.		

8. Дата видачі завдання 3.09.2025р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Аналіз літературних джерел та сучасного стану проблеми	13.10.2025 – 02.11.2025
2	Формування мети, задач, обґрунтування об'єкта і предмета дослідження	03.11.2025 – 16.11.2025
3	Виконання основної частини роботи (розрахунки / експерименти / аналіз)	17.11.2025 – 28.12.2025
4	Узагальнення результатів, формування висновків	29.12.2025 – 05.01.2026
5	Оформлення та узгодження кваліфікаційної роботи	06.01.2026 – 12.01.2026
6	Попередній захист кваліфікаційної роботи	13.01.2026 – 15.01.2026
7	Захист кваліфікаційної роботи	19.01.2026 – 23.01.2026

Студент

(підпис)

Сталярів І.Ю.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Лукін Д.Ю.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Столяров Ігор Юрійович, Дослідження роботи поліуританових поршнів бурових насосів в абразивному середовищі: кваліфікаційна магістерська робота, Полтава, Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка, 2025.

В магістерській роботі досліджено роботу поршня бурового насоса із застосуванням новітніх технологій і нано-матеріалу.

Перший розділ присвячений детальному окресленню будови бурових насосів і конструкції та принципу роботи поршня бурового насоса, умови його експлуатації.

У другому розділі присвячений аналітичному огляду наявних матеріалів для поршнів бурових насосів, описанню фізико-механічних показників поліуретанів, порівняльні характеристик гуми і поліуретану та визначенню ізотропної адгезійної взаємодії порошкоподібних наповнювачів з полімерним сполучною речовиною.

У третьому розділі окреслено роботу поліуретанового поршня та характерні види пошкоджень поршня насоса під час експлуатації.

У четвертому розділі виконано дослідження роботи поліуретанового поршня бурового насосу та запропоновано Вдосконалення методики дослідження механічних властивостей поліуретанових поршнів в результаті проаналізовано роботу насосу із поліуретановим поршнем.

Загальні висновки відображають головні результати, що отримано в роботі.

Ключові слова: бурові насоси, поршень, гума, поліуретан.

ABSTRACT

Igor Yurievich Stolyarov, Research on the operation of polyurethane pistons in drilling pumps in an abrasive environment: master's thesis, Poltava, Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic, 2025.

The master's thesis examines the operation of a drilling pump piston using the latest technologies and nanomaterials.

The first section is devoted to a detailed description of the structure of drilling pumps and the design and principle of operation of a drilling pump piston, as well as its operating conditions.

The second chapter is devoted to an analytical review of existing materials for drilling pump pistons, a description of the physical and mechanical properties of polyurethanes, a comparison of the characteristics of rubber and polyurethane, and the determination of the isotropic adhesive interaction of powdered fillers with a polymer binder.

The third chapter outlines the operation of a polyurethane piston and the typical types of damage to a pump piston during operation.

The fourth chapter presents a study of the operation of a polyurethane piston in a drilling pump and proposes improvements to the methodology for studying the mechanical properties of polyurethane pistons. As a result, the operation of a pump with a polyurethane piston is analyzed.

The general conclusions reflect the main results obtained in the work.

Keywords: drilling pumps, piston, rubber, polyurethane.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1. БУДОВА БУРОВИХ НАСОСІВ І КОНСТРУКЦІЯ ПОРШНЯ БУРОВОГО НАСОСА	9
1.1 Загальні відомості про бурові насоси	9
1.2 Будова та принцип роботи поршневих насосів	10
1.3 Опис поршня бурового насоса.....	15
1.4 Умови експлуатації поршня.....	18
1.5 Висновки до розділу 1	20
РОЗДІЛ 2. АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД НАЯВНИХ МАТЕРІАЛІВ ДЛЯ ПОРШНІВ БУРОВИХ НАСОСІВ	23
2.1 Загальні відомості про поліуретани	23
2.2 Фізико-механічні показники поліуретанів	24
2.3 Порівняльні характеристики гуми та поліуретану	27
2.3.1 Механічна обробка ливарних поліуретанів	29
2.4 Визначення ізотропної адгезійної взаємодії порошкоподібних наповнювачів з полімерним сполучною речовиною.....	31
2.5 Висновки до розділу 2.....	35
РОЗДІЛ 3. ОГЛЯД РОБОТИ ПОРШНЯ БУРОВОГО НАСОСА	37
3.1 Дослідження роботи швидкозношуваних вузлів бурового насоса	37
3.2 Характерні види пошкоджень поршня насоса під час експлуатації.....	40
3.3 Висновки до розділу 3.....	46
РОЗДІЛ 4. ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ ПОЛІУРЕТАНОВОГО ПОРШНЯ БУРОВОГО НАСОСУ	49
4.1 Методика проведення досліджень поліуретанових поршнів	49
4.1.1 Перебіг випробувань.....	52
4.1.2 Аналіз результатів досліджень	55
4.1.3 Вдосконалення методики дослідження механічних властивостей поліуретанових поршнів.....	58
4.2 Спосіб виготовлення поршня бурового насоса із застосуванням поліуретанового матеріалу	60

4.3 Обговорення винаходу поліуретанового поршня	65
4.4 Аналіз роботи насосу із поліуретановим поршнем	74
4.5 Висновки до розділу 4.....	79
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	81
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	82

ВСТУП

Актуальність теми. Довговічність роботи бурового насоса багато в чому визначається гідравлічною частиною - парою «поршень - втулка циліндрична», що взаємодіє з буровим розчином.

Завдання щодо забезпечення тривалих ресурсів, надійної роботи машин, які працюють в умовах підвищеного гідроабразивного зносу під дією сил тертя, є актуальними на сьогоднішній день. Вихід з ладу, зниження ефективної роботи бурового насоса (нагнітання на вибій бурового розчину), у зв'язку зі зносом поршня бурового насоса, спричиняє підвищене зношування та руйнування бурових доліт, закупорювання всього дороговартісного, свердловинного обладнання. Як наслідок, підвищуються норми витрати бурового долота і збільшується кількість випадків капітального ремонту. Усе це спричиняє збільшення собівартості процесу видобутку нафти або газу.

Метою магістерської роботи є аналіз дослідження роботи поршня бурового насоса із застосуванням новітніх технологій і нано-матеріалу.

Для досягнення зазначеної мети поставлені такі **задачі**:

- окреслити будову бурових насосів і конструкцію поршня бурового насоса;
- виконати аналітичний огляд наявних матеріалів для поршнів бурових насосів, навести загальні відомості про поліуретани та його фізико-механічні показники, провести порівняльну характеристику гуми та поліуретану та визначити ізотропної адгезійної взаємодії порошкоподібних наповнювачів з полімерним сполучною речовиною;
- проаналізувати роботу швидкозношуваних вузлів бурового насоса, визначити характерні види пошкоджень поршня насоса під час експлуатації;
- провести дослідження роботи поліуретанового поршня бурового насоса та описати методику проведення досліджень поліуретанових поршнів;
- запропонувати вдосконалення методики дослідження механічних властивостей поліуретанових поршнів;

- запропонувати спосіб виготовлення поршня бурового насоса із застосуванням поліуретанового матеріалу;

- обміркувати винахід поліуретанового поршня та проаналізувати роботу насосу із поліуретановим поршнем та зробити відповідні висновки.

Об'єктом дослідження поліуретановий матеріал з метою підвищення зносостійкості поршня, шляхом дослідження механізму і причин руйнувань його робочої поверхні, а також створення на основі цього ефективної технології заміни гум на міцніший і довговічніший матеріал.

Предмет дослідження – механізм зносу робочої поверхні поршня в процесі роботи бурового насоса.

Методи дослідження: аналітичні і інструментальні методи; методи механіки наноматеріалів; аналіз інформаційних джерел; синтез; абстрагування; узагальнення; пояснення; класифікація; моделювання; експериментальні дослідження.

Науково-технічна цінність отриманих результатів полягає в тому, що під час дослідницької діяльності було проведено порівняння робочих параметрів гуми та поліуретану, а також пропозиція способу виготовлення поршнів бурових насосів приведе нас до того, що заміна гумових манжет на поліуретанові поршні збільшить робочий ресурс бурового насоса, а демпфуючі властивості наноматеріалу дозволить зменшити вібрацію, що призводить до меншого зносу металевих частин насоса.

Практичне значення роботи полягає в тому, що отримані автором у процесі досліджень результати дозволять за рахунок впровадження експериментальних досліджень отримати реальні поліуретанові поршні, які збільшать робочий ресурс бурового насоса відповідно скоротить непродуктивний час під час проводки свердловини.

Структура і обсяг роботи. Магістерська робота складається зі вступу, трьох розділів, висновків та списку використаних джерел. Вона викладена на 83 сторінках, у тому числі 78 сторінок основного тексту, 21 рисуноків, 10 таблиць, 5 сторінок списку використаних джерел (46 найменувань).

Перший розділ присвячений детальному окресленню будови бурових насосів і конструкції та принципу роботи поршня бурового насоса, умови його експлуатації.

У другому розділі присвячений аналітичному огляду наявних матеріалів для поршнів бурових насосів, описанню фізико-механічних показників поліуретанів, порівняльні характеристик гуми і поліуретану та визначенню ізотропної адгезійної взаємодії порошкоподібних наповнювачів з полімерним сполучною речовиною.

У третьому розділі окреслено роботу поліуретанового поршня та характерні види пошкоджень поршня насоса під час експлуатації.

У четвертому розділі виконано дослідження роботи поліуретанового поршня бурового насосу та запропоновано вдосконалення методики дослідження механічних властивостей поліуретанових поршнів в результаті проаналізовано роботу насосу із поліуретановим поршнем.

Загальні висновки відображають головні результати, що отримано в роботі.

Магістерська робота виконана у Навчально-науковому інституті нафти і газу Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» в 2025 році під керівництвом викладача д.г.н., проф. Лукіна О.Ю.

РОЗДІЛ 1. БУДОВА БУРОВИХ НАСОСІВ І КОНСТРУКЦІЯ ПОРШНЯ БУРОВОГО НАСОСА

1.1 Загальні відомості про бурові насоси

Бурова установка (також може називатися комплексом або машиною) - це спеціальна установка, головною метою якої є буріння свердловин для нафтогазової індустрії. Основні складові частини машини [4]:

- 1) бурова вишка (щогла);
- 2) спуско - підймальне обладнання;
- 3) силове обладнання (двигуни);
- 4) приводи бурильної колони та бурильні труби;
- 5) насосне та очисне обладнання для застосування бурових розчинів.

Бурові насоси застосовуються для подачі промивної рідини в свердловину для очищення вибою від вибуреної породи (шламу), охолодження бурового інструменту та приводу в дію гідравлічних вибійних механізмів. [5]

Технологічний процес буріння свердловин буде успішно проводитися, якщо буровий насос відповідає таким вимогам:

- 1) забезпечує постійну подачу промивної рідини незалежно від коливань тиску в нагнітальній лінії;
- 2) змінює подачу рідини в межах, визначених параметрами технологічного процесу буріння;
- 3) забезпечувати безвідмовну та надійну роботу в процесі прокачування рідини, яка містить абразивні частки та хімічно-активні реагенти;
- 4) забезпечувати необхідну рівномірність подачі;
- 5) безпечний під час експлуатації, зручний і простий в обслуговуванні та ремонті, зокрема, в польових умовах;
- 6) мати невелику масу і габаритні розміри.

Найкраще цим вимогам відповідають поршневі насоси. [6,7]

За числом циліндрів та їхнім розташуванням бурові насоси поділяються на одно-, дво- і трициліндрові, з горизонтальним або вертикальним розташуванням циліндрів. [8, 9, 10] Багатоциліндрові насоси не володіють істотними перевагами перед дво- і трициліндровими, але дорожчі за них, як у виготовленні, так і при експлуатації.

Основними характеристиками бурових насосів є привідна і гідравлічна потужність, витрата (кількість рідини, що подається), тиск нагнітання рідини, а також число циліндрів. Крім того, в характеристику можуть входити довжина ходу поршня, діаметр циліндрових втулок, число подвійних ходів поршня за одиницю часу, габаритні розміри і маса. [11, 12, 13]

1.2 Будова та принцип роботи поршневих насосів

Для кращого розуміння роботи поршневого насоса необхідно розглянути його будову. Як приклад розглянемо насос УНБТ - 950, УНБТ-1180LI.

На рисунку 1.1 представлено зовнішній вигляд насоса, а в таблиці 1.1 основні технічні параметри. [14, 15]



Рисунок 1.1 – Буровий трьох поршневий насос УНБТ – 950

Таблиця 1.1 – Параметри насоса

Параметри	УНБТ-950
Потіжність, кВт	950
Кількість циліндрів, шт.	3
Номінальна частота ходів поршня в хв.	125
Подача насоса, дм ³ /с (max)	46
Тиск на виході насоса, МПа (max)	35
Тиск на вході насоса, МПа (min)	0,2
Виконання гідравлічної частини	Прямоточне
Приєднувальні розміри клапанної групи в клапанній коробці	№7 API Spec 7K
Пневмокомпенсатор	ПК70-320
Ступінь нерівномірності тиску на виході з насоса, %, не більше ніж	5
Габаритні розміри (ДхШхВ), мм	5400x2627x1830
Маса насоса без шківів, кг	22800

На рисунку 1.2 представлено вигляд внутрішньої будови насоса УНБТ-1180LI у зборі з втулкою циліндричною в контакт з кільцем ущільнюючим позиція 21. [16]

Через абразивне зношування, певні вузли бурового насоса не володіють достатньо високою зносостійкістю. Це особливо стосується деталей гідропоршневої пари (рисунок 1.2). Головні вузли гідравлічної частини бурового насоса - гідравлічна коробка, вхідний вихідний колектори, циліндрові втулки, поршні, штоки та клапани. [16]

За числом циліндрів та їхнім розташуванням бурові насоси поділяють на одно-, дво- і трициліндрові, з горизонтальним або вертикальним розташуванням циліндрів. [8, 9, 10] Багатоциліндрові насоси не мають істотних переваг перед дво- і трициліндровими, але дорожчі за них, як у виготовленні, так і під час експлуатації.

Основними характеристиками бурових насосів є привідна і гідравлічна потужність, витрата (кількість рідини, що подається), тиск нагнітання рідини, а також число циліндрів. Крім того, в характеристику можуть входити довжина ходу поршня, діаметр циліндрових втулок, число подвійних ходів поршня за одиницю часу, габаритні розміри і маса. [11, 12, 13] На рисунку 1.3 позначено позицію № 19 [16].

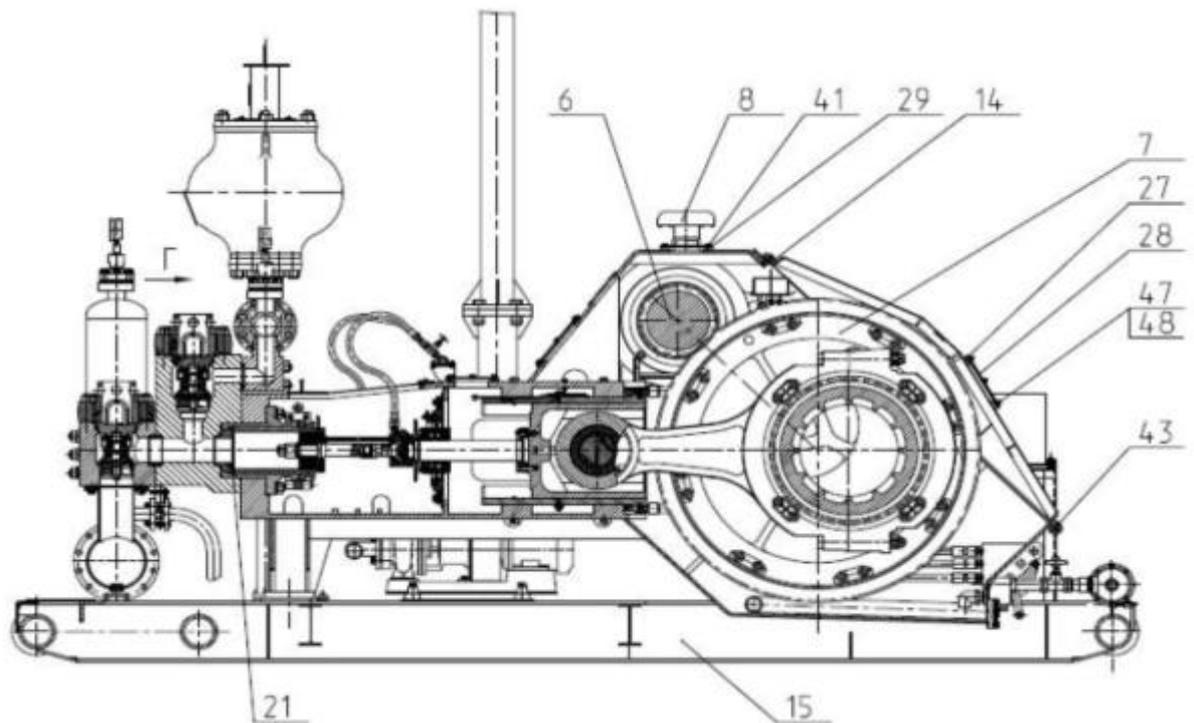
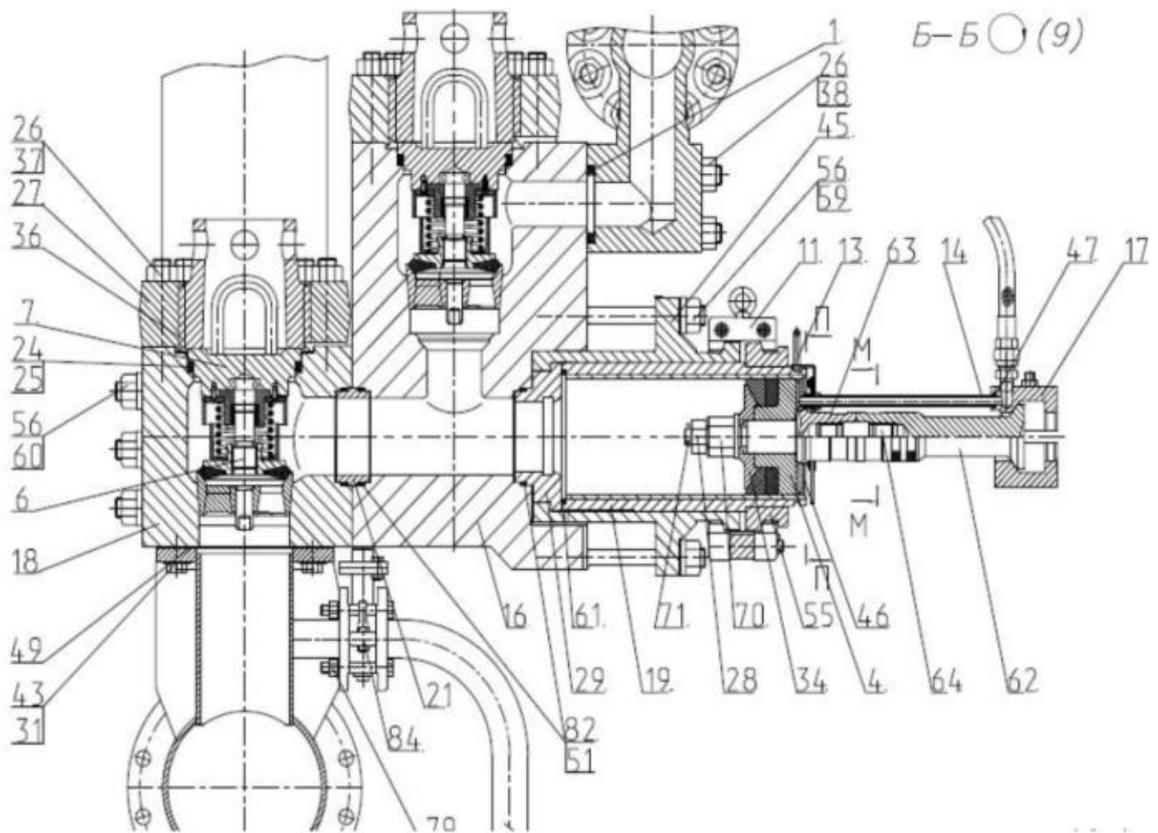


Рисунок 1.2 – Буровий трьох поршневий насос УНБТ-1180ЛІ



Розріз Б-Б

Рисунок 1.3 – Буровий трьох поршневий насос УНБТ-1180ЛІ

У втулку встановлюється поршень позиція № 4 (рисунок 1.4), який здійснює зворотно-поступальні рухи в процесі роботи. Поршень являє собою сталеве осердя з конічним розточуванням і привулканізованими до нього двома гумовими манжетами, виготовленими зі спеціальної гуми, пристосованої на роботу при високому тиску і температурі, які розвиваються під час роботи насоса. Матеріал сердечника - ст45, 50Х, ст20. Манжета поршня виконується з гуми, або поліуретану. [16, 17, 18]



Рисунок 1.4 – Поршень із гумовими манжетами

Поршень на рисунку 1.4 призначений для створення тиску перекачуваного бурового розчину під час роботи насоса. [19] У таблиці 1.2 представлено один із варіантів технічних характеристик поршнів, що виготовляються. [15]

Таблиця 1.2 – Технічні характеристик поршнів

Технічні характеристики	
Зовнішній діаметр, мм	від 130 до 200
Довжина, мм	140
Маса, кг	від 5,7 до 17,6

З огляду на номінальну частоту ходів поршня за хвилину 125, можна розрахувати:

- 1) За планового напрацювання втулки 800 годин, кількість ходів поршня по робочій поверхні втулки становитиме 6000000;
- 2) За фактично одержуваного напрацювання 100 годин, кількість ходів поршня по робочій поверхні втулки становитиме 750000.

Нині в бурінні використовують (цифра в шифрі означає потужність насоса в кВт):

1) двоциліндрові поршневі бурові насоси для геологорозвідувального і технічного буріння НБ - 32, НБ - 50, АНБ - 22, НБ - 125;

2) двоциліндрові поршневі бурові насоси для глибокого буріння на нафту і газ НЦ320 (9Т), НПЦ - 32, НБТ - 235, НБ - 375;

3) трициліндрові поршневі бурові насоси для глибокого буріння на нафту і газ УНБТ - 600А, НБТ - 600 - 2, ВНБТ - 950, УНБТ - 1600.

До переваг поршневих насосів насамперед можна віднести великий тиск нагнітання, що розвивається. Недоліком же є відносно велика маса і габарити, а також складна процедура заміни поршня і/або втулки циліндричної, і, крім того, відсутність безпосереднього контролю за станом ущільнень поршня. Рідини в трубах, їхніх з'єднаннях, а також у долоті, кільцевому зазорі між стінками свердловини та бурильними трубами, нагнітальному шлангу, обв'язці та сальнику. [17]

1.3 Опис поршня бурового насоса

У буровому насосі одним із важливих вузлів є гідро поршнева група. Цей вузол забезпечує тиск для перекачування рідини. Поршень і циліндрова втулка (її креслення показано на рисунку 1.5) працюють у середовищі слабоагресивної та високоабразивної рідини.

Температура в робочій зоні досягає 85 °С. Манжета поршня працює в парі з поверхнею втулки із шорсткістю Ra від 0,16 до 0,32 мкм. [2,5] Втулки виготовляються циліндричної форми з упорним буртом для її фіксації від осьових переміщень. Втулка фіксується спеціальними фіксувальними пристроями. З огляду на конструктивні особливості насоса, відповідно їй виготовляється упорний бурт у різних частинах по довжині втулки. Внутрішню робочу поверхню втулки за технологією шліфують і хонінгують. [1] До переваг поршневих насосів насамперед можна віднести великий тиск

нагнітання, що розвивається. Недоліком же є відносно велика маса і габарити, а також складна процедура заміни поршня і/або втулки циліндричної, і, крім того, відсутність безпосереднього контролю над станом ущільнень поршня.

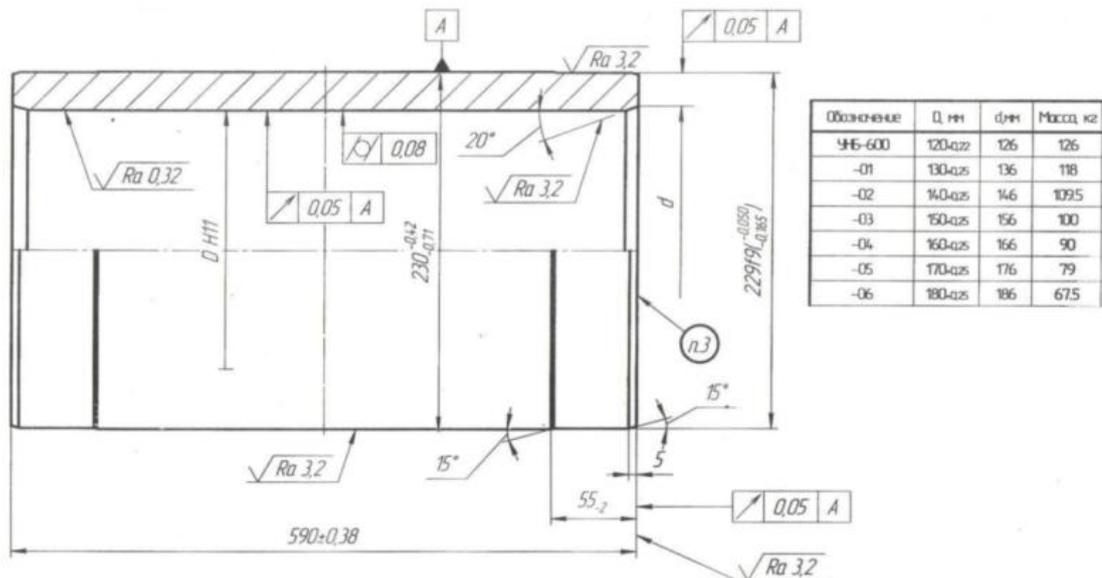


Рисунок 1.5 – Схематичне представлення циліндричної втулки

Для працездатності насоса також велике значення має зазор між поршнем і циліндром. Допустимі зазори вказані в таблиці 1.3

Таблиця 1.3 – Допустимі діаметральні зазори між поршнем і циліндровою втулкою

Номінальний внутрішній діаметр втулки, мм	Мінімальний монтажний зазор, мм	Бракувальний зазор, мм
150	0,25	2,25
175	0,27	2,40
200	0,30	3,00
225	0,33	3,30
250	0,36	3,75
275	0,41	3,90
300	0,45	4,00
325	0,50	4,50
375	0,55	5,00

Потрібна висока точність під час виготовлення втулок. Робоча внутрішня поверхня втулок повинна бути, як прямолінійний циліндр з низькою шорсткістю і мінімальними відхиленнями в розмірах циліндричності. [15]

На ТОВ «ЯГЗ - Яготинський механічний завод» втулки виготовляють зі сталей марок 20Х, 38Х2МЮА, 50Г, 40Х, 45, 70 (таблиця 1.3.2, 1.3.3), а також із чавунів СЧ28-48, ІЧС-30, ВЧ50. [1]

За хімічним складом сталь 70 (таблиця 1.4). [21]

Таблиця 1.4 – Масова доля елементів, %

C	Si	Mn	Cr
0,67-0,75	0,17-0,37	0,50-0,80	Не більше 0,25

За механічними властивостями сталь 70 (таблиця 1.5). [21]

Таблиця 1.5 – Механічні властивості, не менше ніж

Межа текучості, Н/мм ² (кгс/мм ²)	Тимчасовий опір, Н/мм ² (кгс/мм ²)	Відносне подовження, %	Відносне звуження, %
835 (85)	1030 (105)	9	30

Кількість матеріалів, що застосовуються для виготовлення втулок, зумовлена відмінністю складу і необхідного тиску бурового розчину, що застосовується залежно від географічного розташування, глибини буріння і виду залягаючих порід, що зустрічаються в вибої.

Таким чином, наявність широкої номенклатури матеріалів для виготовлення циліндричної втулки, дає змогу застосовувати в кожному випадку найоптимальніший матеріал, як з технічної, так і з економічної точки зору.

Наступним матеріалом для виробництва втулки є біметал (складається з двох частин: корпус і вкладка). Зовнішня частина виготовлена з круглої сталеві заготовки (сталі 20, 40, 45, 40Х), має високу міцність на розтяг, ударну в'язкість. [1]

Матеріал вкладки - чавун з високим вмістом хрому 26 – 28 %. За номінальних експлуатаційних умов біметалева втулка здатна витримувати високий тиск промивної рідини і забезпечувати термін напрацювання понад 800 годин.

Наразі на ТОВ «ЯГЗ - Яготинський механічний завод» для насосів УНБТ-950, з тиском бурового розчину понад 20 МПа, циліндричні втулки виготовляються відцентровим литтям із чавунів марки ВЧ50/ЧХ28.

1.4 Умови експлуатації поршня

У бурових насосах поршень є змінною деталлю. Для регулювання тиску та обсягу прокачування бурового розчину застосовуються поршні з різними внутрішніми діаметрами. Тому на практиці в процесі розробки вибою використовують кілька різних типорозмірів поршнів. [6, 7]

З огляду на дану інформацію, доцільно провести аналіз умов роботи бурового насоса і вимоги, що пред'являються до них.

Бурові насоси, як правило, розташовуються на відстані від 70 до 100 метрів від свердловини. Робоча температура навколишнього середовища від мінус 25 до плюс 40 °С, температура перекачуваного розчину змінюється від мінус 1 до плюс 85 °С. Насос працює при самовсмоктуванні, за нормальних умов роботи з підпірним відцентровим насосом, за тиску до 0,4 МПа. [20]

Буровий насос у процесі експлуатації збільшує об'єм перекачування розчину у 2 - 3 рази. При цьому він повинен короткочасно розвивати необхідний тиск для продавлювання частинок вибуреної породи, що осіли в затрубному просторі, трубах або при утворенні сальників під час зупинки буріння. Тривалість роботи насоса змінюється періодами від 25 хвилин і понад 180 годин.

За вимогами експлуатуючих організацій, буровий насос повинен бути простий в експлуатації, щоб була можливість заміни швидкозношуваних деталей. [22] Ресурс роботи насоса повинен становити не менше 9000 годин.

Буровий насос застосовують на бурильних установках з метою забезпечення циркуляції бурового розчину в свердловині. Основне призначення бурового насоса - це забезпечити циркуляцію бурового шламу і

запобігти його осіданню в процесі буріння, а також підйом породи, що розбурюється, на поверхню. [2]

Отже, найбільш агресивним середовищем, що чинить, як постійний, так і періодичний вплив на внутрішню поверхню поршня насоса, є середовище, що перекачується. [23]

Тиск перекачуваного розчину, створюваний буровим насосом до 35 МПа. Параметри бурового розчину: глинистий розчин на водній основі з густиною до 2200 кг/м³, температурою від 0 до 80° С, з домішкою нафти за об'ємом не більш як 20 %, хімічних реагентів, обважнювача.

Загальний вміст частинок із твердістю понад 38 НРС у обважненому буровому розчині може доходити до 40 % об'єму, рН 6-10. Розмір твердих частинок - від 5x10⁻⁶ мм (розмір великої молекули) до 0,1 мм. Умовна в'язкість - від 20 до 100 сек. Мінералізація - до 15 %. Вміст розчиненого газу - до 2 %. Температура бурового розчину, що надходить на прийом насоса, від 35 до 45° С. [6]

Аналіз умов роботи бурового насоса, параметрів перекачуваного розчину, матеріалів і конструкції гідравлічної частини - пари «поршень - циліндрична втулка», які взаємодіють із буровим розчином, дає змогу сформулювати наступні умови роботи поршня.

Перше, сили тертя, що утворюються в процесі набору розчину між поршнем і втулкою, виштовхують втулку в бік руху поршня. Під час цього процесу всередині циліндра зростає тиск рідини, який виштовхує втулку у зворотному напрямку із силою, що дорівнює добутку цього тиску на площу перерізу тіла втулки. При цьому гума поршневої манжети сильніше притискається до внутрішньої поверхні втулки циліндричної.

По-друге, поверхня внутрішнього діаметра отримує як постійний, так і періодичний вплив від перекачування бурового розчину поршнем під час його зворотно-поступального руху.

У процесі перекачування, тверді частинки бурового розчину (з твердістю понад 38 HRC) під тиском до 35 МПа стикаються з внутрішнім діаметром циліндричної втулки. Можливі такі види контакту:

Контакт відбувається хаотичним зіткненням під час вільного витання твердих частинок, під час заповнення та спорожнення внутрішнього об'єму втулки буровим розчином.

Контакт відбувається у вигляді ковзання твердих частинок (розмір твердих частинок - від 5×10^{-6} мм (розмір великої молекули) до 0,1 мм, у наслідок потрапляння їх між манжетою поршня і внутрішньою поверхнею циліндрової втулки.

Слід також звернути увагу, що у зв'язку з наявністю в розчині твердих абразивних частинок розмірами від 0,000005 мм до 0,1 мм, однозначно можливий їхній прорив у щілину між манжетою поршня та дзеркалом втулки без зносу їхніх робочих поверхонь. Шорсткість внутрішньої дзеркальної поверхні нової втулки Ra, від 0,25 до 0,4 мкм (0,00025 - 0,0004 мм).

1.5 Висновки до розділу 1

Буровий насос є серцем циркуляційної системи бурової установки, критично важливим для забезпечення процесу буріння. Він виконує низку ключових функцій: очищення вибою від шламу, охолодження долота, утримання стійких властивостей бурового розчину та створення протитиску на пласт.

Принцип роботи більшості сучасних бурових насосів базується на зворотно-поступальному русі поршня (або плунжера) в циліндрі. Механічна енергія від двигуна перетворюється на гідравлічну енергію потоку рідини. Переважно використовуються двоциліндрові двосторонньої дії (дуплекс) або трициліндрові односторонньої дії (триплекс) насоси, причому останні є більш поширеними завдяки компактності, меншій пульсації потоку та вищій ефективності.

Ключовим робочим елементом гідравлічної частини насоса є поршень. Його конструкція (як правило, металева основа з гумовою або поліуретановою манжетою) та стан безпосередньо визначають надійність та продуктивність насоса.

Умови експлуатації поршня є надзвичайно жорсткими:

- Високий тиск: Робочий тиск може сягати десятків мегапаскалів (МПа).
- Абразивне середовище: Буровий розчин містить велику кількість твердих частинок (шлам, глина), що спричиняє інтенсивний абразивний знос.
- Агресивне середовище: Наявність хімічних реагентів, солей, нафти або газу може викликати хімічне та термічне руйнування манжет.

Підсумовуючи, ефективна та безперебійна робота бурового насоса вимагає не лише розуміння його загальної будови та принципу дії, але й постійного контролю за станом критично важливих швидкозношуваних деталей, таких як поршні. Дотримання регламентів експлуатації та своєчасна заміна поршневої групи є запорукою успішного та безаварійного процесу буріння свердловини.

Для досягнення зазначеної мети поставлені такі задачі:

- виконати аналітичний огляд наявних матеріалів для поршнів бурових насосів, навести загальні відомості про поліуретани та його фізико-механічні показники, провести порівняльну характеристику гуми та поліуретану та визначити ізотропної адгезійної взаємодії порошкоподібних наповнювачів з полімерним сполучною речовиною;
- проаналізувати роботу швидкозношуваних вузлів бурового насоса, визначити характерні види пошкоджень поршня насоса під час експлуатації;
- провести дослідження роботи поліуретанового поршня бурового насосу та описати методику проведення досліджень поліуретанових поршнів;
- запропонувати вдосконалення методики дослідження механічних властивостей поліуретанових поршнів;
- запропонувати спосіб виготовлення поршня бурового насоса із застосуванням поліуретанового матеріалу;

- обміркувати винахід поліуретанового поршня та проаналізувати роботу насосу із поліуретановим поршнем та зробити відповідні висновки.

РОЗДІЛ 2. АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД НАЯВНИХ МАТЕРІАЛІВ ДЛЯ ПОРШНІВ БУРОВИХ НАСОСІВ

2.1 Загальні відомості про поліуретани

Поліуретани - гетероланцюгові полімери, макромолекула яких містить незаміщену та/або заміщену уретанову групу $-N(R)-C(O)O-$, де $R = H$, алкіли, арил або ацил. У макромолекулах поліуретанів також можуть міститися прості та складнофірні функціональні групи, сечовинні, амідні групи та деякі інші функціональні групи, які визначають комплекс властивостей цих полімерів. Поліуретани належать до синтетичних еластомерів і знайшли широке застосування в промисловості завдяки широкому діапазону міцнісних характеристик. Використовуються в якості заміників гуми при виробництві виробів, що працюють в агресивних середовищах, в умовах великих знакозмінних навантажень і температур. Діапазон робочих температур - від $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+80\text{ }^{\circ}\text{C}$. [26, 27]

Поліуретан з успіхом замінює гуму різних марок (а в деяких випадках і метали), завдяки таким властивостям, як зносостійкість, кислотостійкість, маслобензостійкість, високі діелектричні властивості, а також можливість роботи за високих тисків, у широкому температурному діапазоні.

Поліуретан завдяки своїм відмінним експлуатаційним властивостям використовується, як конструкційний матеріал у багатьох галузях промисловості. Особливість уретанових еластомерів – виключно високі експлуатаційні властивості, що перевершують не тільки всі типи каучуків, а й метали.

На світовому ринку існує безліч марок поліуретанів: адипрени, вулколлани, вулкопрени. Вітчизняні марки СКУ ПФЛ-100, НЦ-ПУ 5 та інші, отримані на основі вітчизняних полієфірів, не поступаються, а за деякими характеристиками перевершують імпортні аналоги.

Уретанові еластомери можна отримувати з широким діапазоном

властивостей. Завдяки високому модулю поліуретанів порівняно з іншими еластомерами виробити з них можна роботи з більш тонкими стінками. [28]

2.2 Фізико-механічні показники поліуретанів

Механічні властивості поліуретанів змінюються в дуже широких межах і залежать від природи та довжини ділянок ланцюга між уретановими групами, структури ланцюгів (лінійна або сітчаста), молекулярної маси та ступеня кристалічності. Поліуретани можуть бути в'язкими рідинами або бути твердими речовинами в аморфному або кристалічному стані. Їхні властивості варіюють від високоеластичних м'яких гум (твердість за Шору від 15 за шкалою А) до жорстких пластиків (твердість за Шору 75 за шкалою D).

Поліуретан належить до конструкційних матеріалів (КМ), механічні властивості поліуретану дають можливість використовувати його в деталях машин і механізмів, що піддаються силовим навантаженням. До цього виду промислових матеріалів висуваються дуже серйозні вимоги з погляду стійкості до впливу агресивного зовнішнього середовища. [28, 29].

Таблиця 2.1 – Фізико-механічні показники різних типів поліуретану

Показник поліуретана	Твердість по Шору, од.	Межа міцності при розтягу, кгс/см ²	Відносне подовження при розриві, %	Опір розділенню, кгс/см	Умовна напруга при 100 % подовженні, кгс/см	Відносне залишкове подовження після розриву, %	Температурний діапазон, °С
НЦ ПУ-5	88-93	320-450	450-580	75-100	75-95	Не більше 10	50
СКУ-ПФЛ-100	95-98	350-400	310-350	90-110	130-160	Не більше 10	70
ТСКУ-ФЕ-4	40-90	250-350	400-550	20-30	25-30	Не більше 10	80
СКУ-ПФЛ-74	88-92	400-450	400-470	70-80	60-80	Не більше 8	70
Ур-70В	70-80	230-390	670-800	30-45	20-35	Не більше 15	80

Закінчення таблиці 2.1

Показник поліуретана	Твердість по Шору, од.	Межа міцності при розтягу, кгс/см ²	Відносне подовження при розриві, %	Опір розділенню, кгс/см	Умова напруга при 100 % подовженні, кгс/см	Відносне залишкове подовження після розриву, %	Температурний діапазон, °С
ПТГФ-1000	95-98	350-420	310-370	90-110	130-160	Не більше 10	80
СУРЕЛ-20Ф	93-97	390-500	330-390	90-110	140-160	Не більше 8	80
СКУ-ПФЛ-100М	95-100	450-500	350-370	85-95	-	Не більше 10	80
Діафор-ТДІ	86-88	380-460	500-600	55-65	45-55	Не більше 10	80
ЛУР-СТ	75-85	400-470	600-700	20-30	50-80	Не більше 10	50
ТТ129/194	80-100	380-520	320-850	90-110	140-160	Не більше 10	50

Поліуретани отримують взаємодією сполук, що містять ізоціанатні групи, з бі- і поліфункціональними гідроксилвмісними похідними. Як ізоціанати використовують толуїлендіізоціанати (2,4- і 2,6-ізомери або їхню суміш у співвідношенні 65:35), 4,4'-дифенілметандіізоціанат, 1,5-нафтиллен-, гекса-метилендіізоціанати, поліізоціанати, трифенілметантріізоціанат, біуретизоціанат, ізоціануратізоціанати, димер 2,4-толуїлендіізоціанату, блоковані ізоціанати.

Будова вихідного ізоціанату визначає швидкість уретаноутворення, показники міцності, світлову та радіаційну стійкість, а також жорсткість поліуретанів.

Гідроксилвмісними компонентами є:

- олігогліколі - продукти гомо- і сополімеризації;
- тетрагідрофурану, пропілен- і етиленоксидів, дивінілу, ізопрену;
- складні поліефіри з кінцевими групами ОН – лінійні продукти;
- поліконденсації адипінової, фталевої та інших дикарбонових кислот з етилен-, пропілен-, бутилен- або іншими низькомолекулярними гліколями;

- розгалужені продукти поліконденсації перерахованих кислот і гліколів з добавкою тріолів (гліцерину, триметилол-пропану), продукти полімеризації ϵ -капролактону.

Гідроксилормісний компонент визначає, в основному, комплекс фізико-механічних властивостей поліуретанів.

Для подовження і структурування ланцюгів застосовуються гідроксилормісні речовини (наприклад, вода, гліколі, моноалліловий ефір гліцерину, рицинова олія) і діаміни (-4,4'-метилен-біс-(охлоранілін), фенілен-діаміни). Ці агенти визначають молекулярну масу лінійних поліуретанів, густоту вулканізаційної сітки та будову поперечних хімічних зв'язків, можливість утворення доменних структур, тобто комплекс властивостей поліуретанів та їх призначення (пінопласти, волокна, еластомери тощо).

Як каталізатори для процесу уретаноутворення використовують третинні аміни, хелатні сполуки заліза, міді, берилію, ванадію, нафтенати свинцю та олова, октаноат і лауринат олова. У процесі циклотримеризації каталізаторами є неорганічні основи та комплекси третинних амінів з епоксидами. [28]

В умовах постійного динамічного навантаження верхньою межею температури експлуатації слід вважати +120 °С. Низькі температури не значно змінюють властивості поліуретанів. Зміни еластичності та твердості, що виникли за температур не нижче мінус 18 °С, носять зворотній характер. Крихкість починає з'являтися за температур нижче мінус 60, мінус 80 °С. Таким чином, робочі температури поліуретанових виробів лежать у діапазоні від - 70 до +120 °С, еластичність при цьому практично не змінюється. Допускається періодичне підвищення температури до +130, +140 °С.

Проведені дослідження показали, що поліуретани дуже водостійкі. При підвищенні температури фізико-механічні показники уретанів практично не знижуються. З метою поліпшення фізико-механічних властивостей при виготовленні уретанів можуть бути використані рецептурні добавки і наповнювачі.

Уретанові еластомери мають високі діелектричні властивості. Випробування засвідчили, що за напруги 20000 В на зразку товщиною 2 мм спостерігалася "корона" (пробою зразка не спостерігалось). [30]

2.3 Порівняльні характеристики гуми та поліуретану

Приклади сировини, що застосовується:

- Vibrathane B602 - 82A (висока стійкість до механічних впливів, сита, флотация, шламові насоси, футерування);
- Adiprene® L167, L367 - 95A (48Д) (висока стійкість до абразивного зносу, колеса, вали, футерувальні листи);
- Adiprene® L325 - 72Д- (висока жорсткість, термін служби, стійкість до ударного навантаження, високий час життя, температуростійкість);
- Vibrathane® 8000 - 55А - 55Д (стійкість до механічного впливу, роздирання, абразивного зносу, сита, елементи штампування, чистячі фіски);
- Vibrathane® 6060 - 62А - (низька твердість при затвердінні МОСА, висока стійкість до циклічного впливу, низька залишкова деформація, сита грохотів, вали і ролики).

Еластомери мають відмінну стійкість до мастил і розчинників і підходять для роботи зі змащувальними маслами, нафтою та її похідними, не мають озонowego старіння, мають високу стійкість до мікроорганізмів і цвілі.

Дослідна експлуатація показала, що уретанові еластомери мають різну хімічну стійкість по відношенню до різних хімічних реагентів. Дуже швидко вони руйнуються під впливом ацетонів, азотної кислоти, сполук, що містять великий відсоток хлору (соляна кислота, рідкий хлор), формальдегіду, мурашиної і фосфорної кислоти, скипидару, толуолу.

Найпоширенішим типом поліуретанів нині є ливарні поліуретани типу СКУ ПФЛ-100, НІЦ ПУ-5, які мають за відношенням до інших видів, вищі фізико-механічні характеристики і твердість за Шору А 85÷90 одиниць. Ливарні поліуретани частіше застосовують для виготовлення деталей

внутрішньозаводського транспорту, різних валів, шестерень, вібростійких деталей, відбійних молотків та інших виробів для машинобудування, гірничодобувної, авіаційної, автомобільної, нафтогазовидобувної, будівельної, поліграфічної та інших галузей промисловості.

Уретанові еластомери, як конструкційні матеріали, не просто замінюють метали, а перевершують їх за експлуатаційними властивостями в силу унікального поєднання фізико-механічних характеристик. Особливий інтерес представляє застосування ливарних поліуретанів у виробництві вібростійких деталей (наприклад, пристрій амортизації установок заглибного електровідцентрового насоса, протектора центратора підвіски НКТ), а також в ущільнювальній техніці і ковальсько-штамповому виробництві.

Поліуретан з успіхом замінює гуму різних марок (а в деяких випадках і метали), завдяки таким властивостям, як: зносостійкість, кислотостійкість, маслобензостійкість, високі діелектричні властивості, а також можливість роботи за високих тисків (до 105 МПа) у широкому температурному діапазоні (від -60 до +140 °С). При спеціальній обробці поліуретан має міцні зв'язки з металом. Нижче наведено таблицю 2.2 порівняльних характеристик поліуретану і гуми.

Таблиця 2.2 – Порівняльні характеристики гуми і поліуретана

Найменування показників	Значення для гуми	Значення для поліуретану	Примітка
Умовна міцність при розтягуванні, МПа (кг с/см ²)	12,7 (130)	35 (350)	Поліуретан перевищує міцність гуми в 22,5
Відносне подовження при розриві, % не менше	300	500-600	Поліуретан еластичніший за гуму в 2 рази
Твердість, одиниця Шора А	40-50	55-97	Поліуретан може бути виготовлений різної твердості
Стирання м ³ /т ДЖ не більше	45-80	11,25-26,6	Умовна зносостійкість поліуретану в 3 рази вище

2.3.1 Механічна обробка ливарних поліуретанів

Різання заготовок

Одна з кращих машин для того, щоб розпиляти уретани — стрічкова пила. Довгі ріжучі полотна 3 — 4,5 м завдовжки бажані, оскільки вони добре охолоджуються і перешкоджають плавленню уретану. Тип добре працюючої пилки — 16 зубів на 100 мм довжини з очисною розводкою. Очисна розводка пилки — має зуби з чергуванням нахилу вліво і вправо. Цей тип леза зменшує тертя, видаляючи крихти з пропилу. Пила повинна обертатися під час роботи зі швидкістю 750 м/хв для майже всіх твердостей. Швидкість подачі задається вручну оператором. Будь-яка помірна подача пилки є прийнятною, не можна форсувати роботу. [40]

На більш м'якому уретані, більш швидкі швидкості подачі через тертя уретану перешкоджають опусканню леза в проріз, генеруючи тепло. При різанні тонкої листової заготовки низької твердості, робота повинна виконуватися з використанням жорсткої підкладки. Лист картону, наприклад, допоможе запобігти деформації оброблюваної деталі під тягнучим зусиллям пилки. При різанні поліуретану твердістю 90Шор А і нижче використовуйте розпилення охолоджуючої емульсії на водній основі.

Фрезерування

Уретан з твердістю в межах 90Шор А до 75Шор D може фрезеруватися без труднощів, режими обробки подібні до роботи з алюмінієм. Фрезерувати поліуретани з твердістю нижче 80Шор А не рекомендується. Інструментальні засоби повинні бути гострими, а деталь повинна фіксуватися надійно. Двожолобчаста фреза є кращою. Роликові фрези повинні використовувати високошвидкісні різці з круглим носиком. Швидкість різця повинна бути 900 — 1300 обертів/хвилину. Швидкість подачі 350 — 500 мм/хвилину.

Точіння

Використовуйте гострі різці та повільну подачу різця. Дуже важлива геометрія різця (див. рисунок). Для твердості 95А і вище швидкість обертання

заготовки 600-1000 об/хв, швидкість подачі різця — 0,1-0,2 мм/сек, радіус заточування різця 1,5 мм. Уретани твердістю 80-90А обробляються при швидкості різання 1000-1500 об/хв, швидкість подачі різця — 0,5-1,0 мм/сек, радіус заточування різця 0,8 мм.

При точінні деталей великих діаметрів рекомендується заглиблення різця 2,5-3 мм при подачі 0,7-0,8 мм за оборот.

Різці для уретану повинні мати гострі, ретельно заточені грані.

Очищення інструменту повинно бути більшим, ніж використовується для металу.

Мета полягає в тому, щоб мати малу швидкість переміщення інструменту по уретану. Зазор між інструментом і поліуретаном повинен бути великим, стружка повинна відриватися як безперервна смуга або стрічка.

Шліфування

Уретани твердістю 55 — 80Шор А можуть бути успішно шліфовані на токарному верстаті, використовуючи в різцетримачі шліфувальне пристосування. Використовуйте низькі швидкості обертання (менше 150 обертів/хвилину) оброблюваної деталі із зворотним обертанням. Починайте зі швидкості подачі інструменту шліфування 0,1-0,15 мм за оборот. Використовуйте більш повільну подачу, щоб поліпшити якість шліфованої поверхні або видаляти більше матеріалу за один прохід. Занадто велика товщина видаленого шару за прохід призводить до плавлення або змащування поверхні деталі та абразивного круга. Абразивний круг повинен мати невеликий радіус на робочій кромці. Швидкість обертання шліфувального круга повинна бути 2250 — 3250 об/хв. Тонкі абразиви можуть використовуватися для фінішного полірування. Уретани твердістю вище 80Шор А зазвичай вимагають деякої кількості охолоджуючої рідини, однак, вони можуть іноді бути шліфовані насухо. Вода — хороший охолоджувач. Робоче місце повинно бути обладнане колектором відсмоктування пилу.

Свердління

Тихохідні спіральні свердла використовувати найкраще, тому що велика борозенка забезпечує вільний вихід стружки з мінімумом нарощування тепла і налипання. Часте відведення назад свердла допомагає в очищенні борозен свердла від поліуретану.

Для виключення розриву поліуретану на виході свердла, слід використовувати підкладку з твердого матеріалу. Кут між ріжучою кромкою і віссю обертання визначається кінцевою товщиною стінки.

Кут $90-110^\circ$ краще для товстих стінок і великих діаметрів, для тонких стінок краще кути $115 - 130^\circ$. Швидкість подачі $0,3-0,6$ мм за оборот. [40, 41]

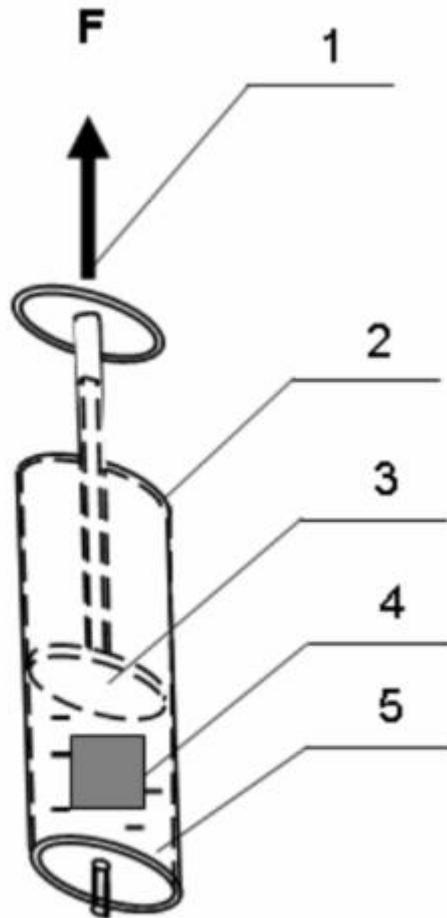
Для оцінки адгезійної взаємодії порошкоподібного наповнювача з полімерною матрицею була розроблена методика, суть якої полягає в наступному: у вимірювальну комірку заливається відвакуумована робоча рідина, поміщається досліджуваний зразок (рис. 2.1), і встановлюється поршень, який витісняє залишкове повітря. Зібрана вимірювальна комірка кріпиться в захваті розривної машини, вмикається система переміщення захвату машини.

2.4 Визначення ізотропної адгезійної взаємодії порошкоподібних наповнювачів з полімерним сполучною речовиною

Механічні характеристики наповнених полімерних матеріалів (НПМ) визначаються властивостями наповнювача, сполучного та їх адгезійною взаємодією. [43, 44]

Для оцінки адгезійної взаємодії порошкоподібного наповнювача з полімерною матрицею була розроблена методика, суть якої полягає в наступному: у вимірювальну комірку заливається відвакуумована робоча рідина, поміщається досліджуваний зразок НПМ (рис. 2.1), і встановлюється поршень, який витісняє залишкове повітря. Зібрана вимірювальна комірка кріпиться в захваті розривної машини, вмикається система переміщення захвату машини.

При русі поршня в циліндрі проводиться автоматична реєстрація зміни розтягуючого навантаження (F), що виникає при прикладенні до тіла гідростатичного тиску рідини.



1 - напрямлення руху поршня в момент заміру; 2 - циліндр;
3 - поршень; 4 - зразок; 5 - робоча рідина

Рисунок 2.1 – Вимірювальна комірка для визначення характеристик внутрішньооб'ємних взаємодій наповнювача до сполучного

Потім для визначення сил тертя поршня об стінки циліндра (F_t) пристрій розгерметизується, вмикається робочий хід машини і знову проводиться запис графічної залежності навантаження від переміщення поршня. На рисунку 2.2 представлені типові діаграми навантаження комірки зі зразком і без нього.

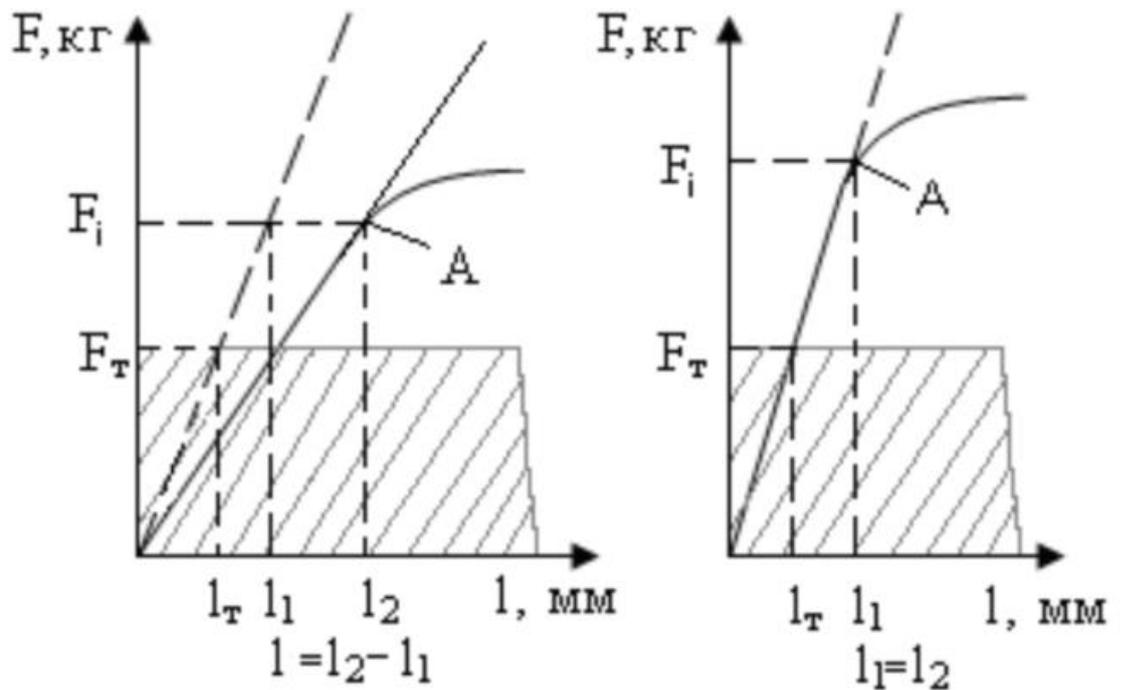


Рисунок 2.2 – Типові діаграми навантаження: а – комірка з «деформованим» зразком, (----) комірка без зразка; б – комірка з «недеформованим» зразком

У разі слабкого скріплення наповнювача зі сполучною речовиною в НПМ при відносно невеликих зовнішніх розтягуючих напруженнях відбувається відшарування частинок наповнювача від полімерної матриці, що відбивається на діаграмах навантаження (малюнок 2.2 а).

Лінійна (початкова) ділянка на діаграмах навантаження зразків пов'язана з деформаційними властивостями полімерної матриці, скріпленої з частинками наповнювача. Нелінійна ділянка на діаграмах пов'язана з деформацією полімерної матриці, що відшарувалася від наповнювача. Чисельне значення величини міцності адгезійного з'єднання наповнювача з полімерною матрицею визначається за точкою А (перетин лінійної та нелінійної ділянок) на діаграмі навантаження.

Потім опускається перпендикуляр до значення величини тертя поршня об стінки циліндра і вимірюється навантаження F_a , кг і довжина діаграмної

стрічки і діаграми, мм. Відомо, що однорідний матеріал при всебічному розтягуванні деформується за законом Гука:

$$a = K_p \cdot \theta \quad (2.1)$$

де K_p – об'ємний модуль при розтягуванні, кгс/см²;

θ – об'ємна деформація, у відносних одиницях (0,01 = 1 %);

a – міцність об'ємної адгезійної взаємодії, яка тотожна тиску, що виникає в рідині ($P = Fa/S$, кгс/см²) при навантаженні на поршень ($a = Fa$), що діє на площу поперечного перерізу поршня ($S = \pi \cdot D^2/4$, см²);

$Fa = Fi - F_T$ – навантаження, яка відповідає точці А, кгс;

Fi – навантаження при якій відбувається об'ємне руйнування зразка, кгс

F_T – сила тертя поршня в циліндрі, що визначається при навантаженні розгерметизованої вимірювальної комірки з робочою рідиною.

Об'ємна деформація на момент руйнування (θ , %) визначається наступним чином:

$$\theta = \frac{\Delta V}{V_{об}} \cdot 100\% \quad (2.2)$$

де $\Delta V = l \cdot S$ – зміна об'єму зразка, мм³;

S – площа поперечного перерізу поршня, мм²;

$l = l_{діагр} \cdot V_{маш} / V_{діагр}$ – переміщення поршня, мм;

$V_{маш}$ – робочий хід машини, мм/хв;

$l_{діагр}$ – довжина діаграми до точки «А», мм;

$V_{діагр}$ – швидкість протягування діаграмної стрічки, мм/хв;

$V_{об} = m \cdot 1000/\rho$ – об'єм зразка, мм³;

m – маса зразка, г;

ρ – щільність зразка, г/см³.

Об'ємний модуль зразка (K_p , кг/см²) визначається:

$$K_p = \frac{\sigma_a}{\theta} \quad (2.3)$$

Для перевірки достовірності результатів проводилася серія з п'яти паралельних випробувань, розраховані σ_a , θ , K_p і їх середні квадратичні відхилення (a , ρ , K), відповідно. [44]

Запропонованим методом проводилися вимірювання адгезійних взаємодій порошків: алюмінію, перхлорату амонію та октогену з полімерним сполучною речовиною, оцінювалася точність цих вимірювань. [45]

Показано, що за міцністю адгезійної взаємодії в порядку зменшення досліджувані порошки утворюють ряд алюміній – перхлорат амонію – октоген.

Розроблений метод визначення міцності адгезійної взаємодії порошкоподібних наповнювачів з полімерною матрицею, який базується на всебічному (об'ємному) розтягуванні зразка, є відтворюваним і може бути рекомендований для кількісної оцінки адгезійної взаємодії порошкоподібних наповнювачів з полімерними сполучними.

2.5 Висновки до розділу 2

Поліуретани (ПУ) — це великий клас синтетичних полімерів, які мають уретанові групи (-NH-CO-O-) у своєму основному ланцюзі. Вони поєднують властивості пластмас та еластомерів, що робить їх універсальними матеріалами з широким діапазоном застосування.

Поліуретани синтезуються шляхом реакції поліприєднання ді- або поліізоціанатів з поліолами. Варіюючи типи та довжини ланцюгів між уретановими групами, виробники можуть змінювати їхні фізичні властивості в дуже широких межах — від м'яких пінопластів до жорстких пластиків та еластомерів.

Обробка поліуретанів залежить від їхнього типу (термопластичні чи реактопласти).

- Лиття та формування: найбільш поширені методи, включаючи лиття під тиском, екструзію та ротаційне формування.

- Механічна обробка: жорсткі та деякі еластомерні поліуретани можуть піддаватися механічній обробці, такій як точіння, фрезерування, свердління.

- Різання: для м'яких та еластичних форм часто використовують різання водою або лазером.

- Клеєння та зварювання: термопластичні поліуретани можна зварювати (наприклад, гарячим повітрям), а всі типи — клеїти спеціальними клеями.

ізотропна адгезійна взаємодія означає, що сила зчеплення між поверхнею частинок наповнювача та полімерною матрицею є однаковою в усіх напрямках, незалежно від орієнтації частинок або напрямку прикладання сили.

Визначення цієї взаємодії зазвичай проводиться непрямыми методами, що вимірюють кінцеві властивості композиту:

1. Механічні випробування: вимірювання міцності на розрив, модуля пружності, опору зсуву. Добра адгезія призводить до покращення цих показників.

2. Мікроскопія (СЕМ, ТЕМ): візуальний аналіз поверхні руйнування композиту дозволяє оцінити якість зчеплення між фазами.

3. Термічний аналіз (ДСК, ТГА): зміни в теплових властивостях можуть вказувати на ступінь взаємодії між наповнювачем і полімером.

4. Визначення змочуваності: вимірювання контактного кута полімерної сполучної речовини на поверхні спресованого наповнювача.

Поліуретани є надзвичайно універсальними матеріалами, які завдяки своїй регульованій структурі та відмінним фізико-механічним властивостям (висока міцність, зносостійкість, хімічна стійкість) значно перевершують традиційну гуму в багатьох промислових застосуваннях. Можливість як формування, так і механічної обробки розширює сфери їх використання. Ефективність композитних матеріалів на основі поліуретанів багато в чому залежить від забезпечення міцної та, в ідеалі, ізотропної адгезійної взаємодії між полімерною матрицею та наповнювачами.

РОЗДІЛ 3. ОГЛЯД РОБОТИ ПОРШНЯ БУРОВОГО НАСОСА

3.1 Дослідження роботи швидкозношуваних вузлів бурового насоса

Гідравлічна частина сучасних конструкцій вітчизняних і зарубіжних бурових поршневих насосів включає в свій склад гідравлічні коробки, клапанні пари, циліндропоршневі групи, ущільнення штоків поршнів і кришок клапанних пар, циліндрові втулки і кришки клапанних пар циліндрової групи. Незважаючи на вдосконалення конструкції гідравлічної частини бурових поршневих насосів і технології їх виготовлення, показники її надійності не в повній мірі відповідають вимогам, що пред'являються, в першу чергу, щодо напрацювання на відмову. У таблиці 3.1 наведені результати статистичної обробки інформації про напрацювання деталей гідравлічної частини бурових насосів, отримані в раніше виконаних роботах з дослідження бурових поршневих насосів.

Таблиця 3.1 – Результати статистичної обробки інформації про напрацювання деталей бурових насосів

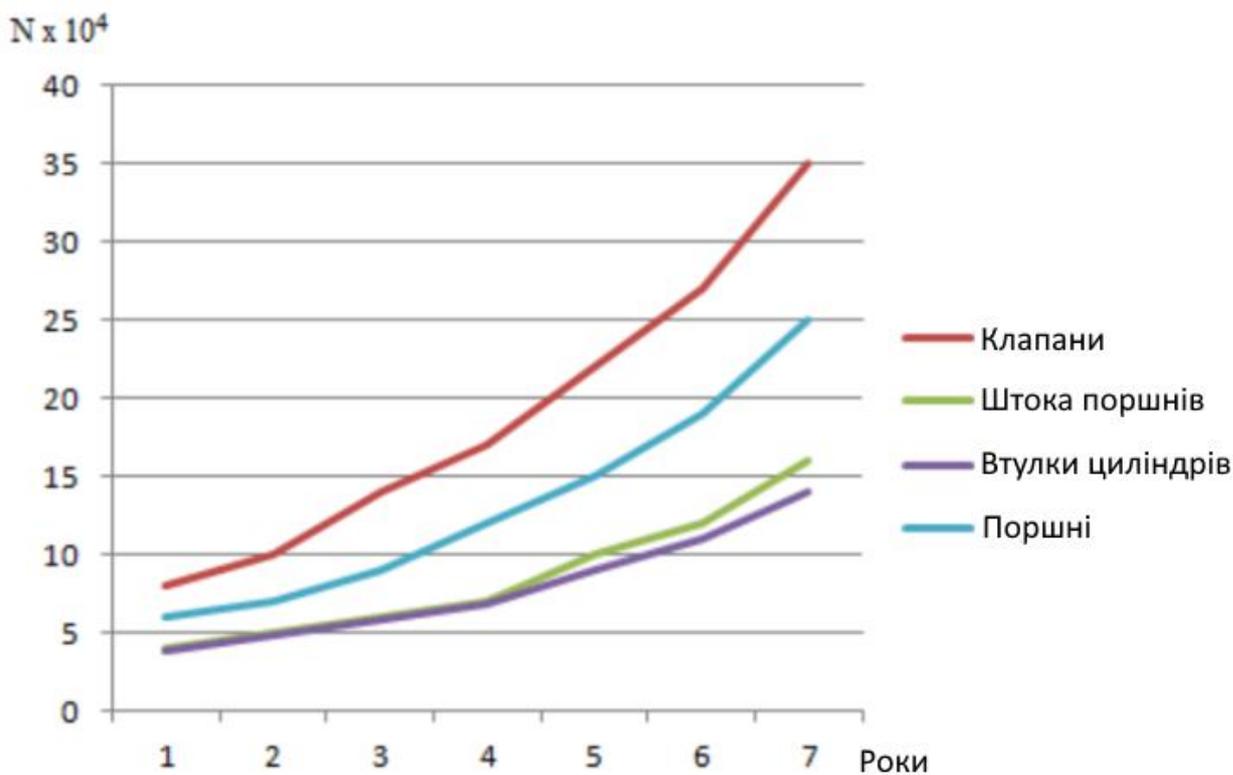
Деталь	Закон розподілу	Статистичний параметр розподілу	
		Напрацювання до відмови, год	Коефіцієнт варіації
Поршень	Експоненціальний	98	0,83
Циліндрові втулки	Вейбулл	204	0,52
Штока	Логарифмічно-нормальний	106	0,48
Клапани	Експоненціальний	73	0,77

Значення коефіцієнта варіації експоненціального закону розподілу напрацювання на відмову поршнів і клапанів бурових насосів, рівні 0,83 і 0,77 відповідно, свідчать про високу ймовірність раптового виходу з ладу цих деталей.

Широкий діапазон змін значень середньоквадратичного відхилення напрацювання на відмову поршнів і клапанів бурових насосів також свідчить про те, що довговічність і зносостійкість цих деталей залежать від впливу великої кількості різних факторів. Аналогічні висновки були отримані в результаті досліджень і інших авторів. [4]

Наприклад, у роботі відзначено майже двократне скорочення напрацювання на відмову деталей гідравлічної частини бурових насосів при бурінні свердловин в інтервалі 4000 – 5000 м в порівнянні з бурінням свердловини в інтервалі 1000 – 2000 м.[5] Наслідком цього є відповідне збільшення кількості витратних деталей і вузлів, у тому числі клапанних пар, що використовуються для відновлення працездатності бурових поршневих насосів (рисунок 3.1). Як видно з рисунка 3.1, клапанна пара бурового поршневого насоса є його найбільш швидкозношуваним вузлом. За даними, наведеними в, можна помітити, що клапанні пари зношуються швидше, ніж інші деталі гідравлічної частини бурового поршневого насоса. [6, 7]

З вищевикладеного випливає, що надійність деталей гідравлічної частини бурового поршневого насоса значною мірою залежить від зносостійкості взаємно контактуючих поверхонь і ущільнювальних елементів поршня і клапанної пари. Наприклад, середній напрацювання на відмову клапанів бурових поршневих насосів, що нагнітають промивну рідину під тиском 16 – 18 МПа, не перевищує 100 год. [5]



1 - клапани; 2 - поршні; 3 - штока поршнів; 4 - втулки циліндрів

Рисунок 3.1 – Співвідношення кількості витрачених деталей за їх видами

Заміна зношених вузлів і деталей бурового поршневого насоса в процесі буріння свердловини вимагає значних матеріальних і трудових витрат, застосування важкої ручної праці в дуже несприятливих кліматичних умовах, а також тимчасового виведення бурового насоса з експлуатації. [1, 5]

У процесі буріння свердловини клапани бурового поршневого насоса, як правило, замінюються на нові частіше, порівняно з іншими деталями гідравлічної частини насоса. Вивчення характеру пошкоджень відпрацьованих клапанів бурових поршневих насосів, проведене в процесі проведення ремонту останніх на базах виробничого обслуговування ряду бурових компаній, показало, що причинами є провідні види зносу, а також різні пошкодження їх робочих поверхонь (таблиця 3.2). [1, 6]

Таблиця 3.2 – Відомості про напрацювання клапанів бурових насосів

Тип насосу	Характер пошкодження поверхні деталі	Переважаючий вид зносу деталі	Бурова компанія
НБТ-600	Подряпини та глибокі риси на робочих поверхнях сталевих деталей	Абразивний	Стрийське ВБР
НБ-375	Лунки, вм'ятини, неглибокі тріщини, вифарбовування, наклеп робочих поверхнях сталевих деталей	Ударно-гідроабразивний	Прилуцьке ВБР
БрН-1	Корозія робочої поверхні металевих деталей	Корозійно-механічний	Прилуцьке ВБР
9Т	Зрізання та відколи частини робочої поверхні деталі	Механічний	Прилуцьке ВБР
9МГр	Зміна розмірів і форми еластичних деталей	-	Прилуцьке ВБР
УНБ-600	Пластична деформація робочої поверхні, наявність поверхневих і внутрішніх тріщин, розрив манжети	Втомлювальна	Полтавське ВБР
УНБ-600, УНБТ1180L	Зміна розмірів і форми еластомерів	Втомлювальна, пластична деформація	Полтавське ВБР
3NB-1600 QF-1300	Глибокі ризики на робочій поверхні тертя сталевих деталей	Абразивний	Полтавське ВБР

3.2 Характерні види пошкоджень поршня насоса під час експлуатації

Як зазначається, в 33 % випадків поломки бурових насосів відбувається через знос пари циліндрова втулка – манжета поршня. Манжети виготовляються з гуми з кордом; також замість манжет застосовуються

пластмасові кільця. Захист і збільшення терміну експлуатації цієї пари є важливими інженерними завданнями. [13]

У технічній літературі дуже мало відомостей про види пошкоджень безпосередньо поршня насоса. Тому, ймовірно, має сенс спочатку розглянути процеси пошкодження, загальні для всіх пар тертя, а потім – наявні дані про поршень насоса.

В даний час не існує єдиної класифікації видів зношування і пошкодження, так як досі не виявлені причини, за якими слід класифікувати зношування.

У класифікації зношування за зовнішніми ознаками розрізняють зношування при терті ковзання з мастильним матеріалом і без нього, а також з шаром абразивного порошку. Існує класифікація, в якій враховують характер взаємодії поверхонь при терті і характер процесів, що протікають на поверхнях на яких є тертя. У уточненому вигляді вона включає: адгезію або стирання поверхонь, абразивний вплив або різання, корозію, втому, а також інші рідко зустрічаються види зношування.

І.В. Крагельським розроблена класифікація видів зношування, побудована на розгляді трьох послідовних етапів: взаємодія поверхонь, що відбувається при ковзанні поверхонь, їх зміна, потім руйнування. [24]

Найбільш вдалим є класифікації, запропоновані Б.І. Костецьким. [25] Відповідно до поглядів Костецького все різноманіття процесів поверхневого руйнування при зовнішньому терті розділено на дві різко виражені області нормального і патологічного процесів: зношування і пошкоджуваність.

Основні види зносу, якому може піддаватися поверхня циліндрової втулки при роботі бурового насоса:

- 1) втомний;
- 2) абразивний;
- 3) корозійний;
- 4) ерозійний;
- 5) механічний.

Розглянуто знос деталей циліндрової групи на прикладі деталей найпоширеніших насосів. Для зручності класифікації основних параметрів, що характеризують режим роботи ущільнювальних пристроїв, автором були прийняті такі характеристики: тиск до 10 МПа – низький; тиск від 10 до 16 МПа – середній; тиск від 16 до 32 МПа – високе; вода технічна і бетонітовий розчин без абразивних частинок – чисті рідини; бурові розчини ($\rho = 1,05 - 1,2 \text{ г/см}^3$) з вмістом піску до 1% – малоабразивні рідини; бурові розчини ($\rho = 1,3 - 1,6 \text{ г/см}^3$) з вмістом піску до 3 % – середньоабразивні рідини; бурові розчини ($\rho = 1,7 - 2,2 \text{ г/см}^3$) з вмістом піску більше 3 % – високоабразивні розчини. Ми також скористаємося цією класифікацією. [17, 26, 27]

У режимі низького тиску рідина, що перекачується насосами, найчастіше є легким буровим розчином, що містить значну кількість абразиву (в основному піску до 5 %); температура розчину невисока, в основному 20 – 40 °С. У таких умовах найбільш вираженими видами зношування циліндропоршневих пар є абразивний і гідроабразивний. Робочі поверхні втулок і поршнів покриті густою мережею поздовжніх рисок різної глибини (у більшості випадків дрібних).

Глибокі риси – канавки, які можна віднести до категорії місцевих промивів, є тільки на окремих ділянках внутрішньої поверхні втулки. Як правило, відзначається протистояння рисок і промивів на втулці і поршні. Статистичні дослідження розподілу зносу в циліндропоршневих парах насоса дозволили автору встановити наступне:

а) діаметральні зношення циліндрових втулок статистично розподіляються за законом модуля різниці, радіальні – за законом ексцентриситету, а глибина промивів і рисок – за нормальним законом;

б) побудовані за середніми арифметичними значеннями профілограми геометричного розподілу зносів у характерних перерізах втулки виявили бочкоподібність циліндрової втулки в поздовжньому перерізі, односторонню овальність у нижній частині її поперечного перерізу, відповідність областей і градієнта промивів з одностороннім зносом. Причому область існування

промивів вже області одностороннього зносу, а градієнт промивання вище градієнта одностороннього зносу. Глибина рисок в нижній частині циліндрової втулки виявилася приблизно в два, три рази вище, ніж у верхній.

Для циліндрової втулки і поршня, що працюють в парі, характерне радіальне протистояння рисок і промивів на поверхнях тертя, причому глибина промиву на поршні, як правило, більша, ніж на втулці;

в) Нерівномірність зносу циліндрової втулки пояснюється наступним чином: бочкоподібність – неповним проходженням довжини втулки всією довжиною поршня і нерівномірною швидкістю поршня; одностороння овальність – придонним переміщенням абразивних частинок і одностороннім навантаженням крейцкопфа насоса; відповідність областей і градієнтів промивів і рисок з одностороннім зносом – закономірністю зношування циліндропоршневої пари; радіальне протистояння рисок і промивів на втулці і поршні – зворотно-поступальним характером переміщення поршня; перевищення глибини промиву поршня над глибиною промиву втулки – різним опором гуми і загартованої сталі ріжучій дії ковзного гідроабразивного струменя. Якщо місцеве розташування промивів викликане одностороннім зносом втулки, то дискретний характер існування слід пов'язувати з утворенням глибоких абразивних рисок в її нижній частині.

У режимі середнього тиску, цей режим роботи бурових насосів найбільш поширений, явно виражені кілька видів зношування циліндропоршневої пари. При перекачуванні високо абразивних рідин невисокої температури (до 50 °С) характерні абразивне, гідроабразивне, втомне і механічне зношування деталей пари. Поряд з цим проявляються термодеструкція матеріалу поршневих манжет, їх залишкова деформація або набухання. Зниження концентрації абразиву в перекачуваній рідині зменшує абразивний знос деталей. Підвищення температури рідини інтенсифікує термодеструкцію поршневих манжет. При перекачуванні середньо- і високо абразивних розчинів поверхня циліндрових втулок так само, як і при експлуатації насосів на режимах низького тиску, покрита густою мережею поздовжніх рисок, а на окремих

ділянках, головним чином в нижній частині, є одна і кілька глибоких промивів. Якщо в радіальному перерізі втулка також зношується нерівномірно з максимумом зносу в нижній частині, то в поздовжньому перерізі виявляються нові закономірності зношування. Крім цього, спостерігалися відколи шматків від втулок, а також ознаки механічного зношування були відзначені при задириці метало арматури поршня про втулку через значну неспіввісність.

У режимі високого тиску (особливо вище 20 МПа) основними видами зношування є термодеструкція і втомне руйнування матеріалу манжет, особливо в області ущільнюваного зазору. Причому збільшення концентрації абразиву в перекачуваній рідині неістотно інтенсифікує процес руйнування пари, в основному впливаючи на знос поверхні поршня. При високих тисках циліндро-поршнева пара виходить з ладу внаслідок передчасного руйнування поршня під дією високої температури тертя. Зниження абразиву в розчині дозволяє більшій кількості поршнів відпрацювати в одній втулці і майже не відбивається на довговічності поршня.

Щодо зносу поршнів бурового насоса можна зробити висновок, що руйнування поршнів починається з утворення мережі дрібних рисок і подряпин, стирання внутрішньої поверхні поршня. Приклад зношеної поверхні поршня бурового насоса представлений на рисунку 3.2.

а)



б)



в)



а - поршень із гуми; б - поршень із поліуритану; в - поршень із поліуритану з металічним сердечником діаметром 170 мм насоса УБТ-600 після напрацювання 470 годин

Рисунок 3.2 – Поршні бурових насосів

Було встановлено, що близько 80% відмов бурових насосів викликані зносом поршня. Знос поршня є основною причиною відмови роботи бурового

насоса. Підвищення зносостійкості пари тертя поршень-циліндр стало ключовим фактором для поліпшення терміну служби поршня.

Нижче наведено рисунок поліуретанового поршня і його схематичне виконання (рис. 3.3).

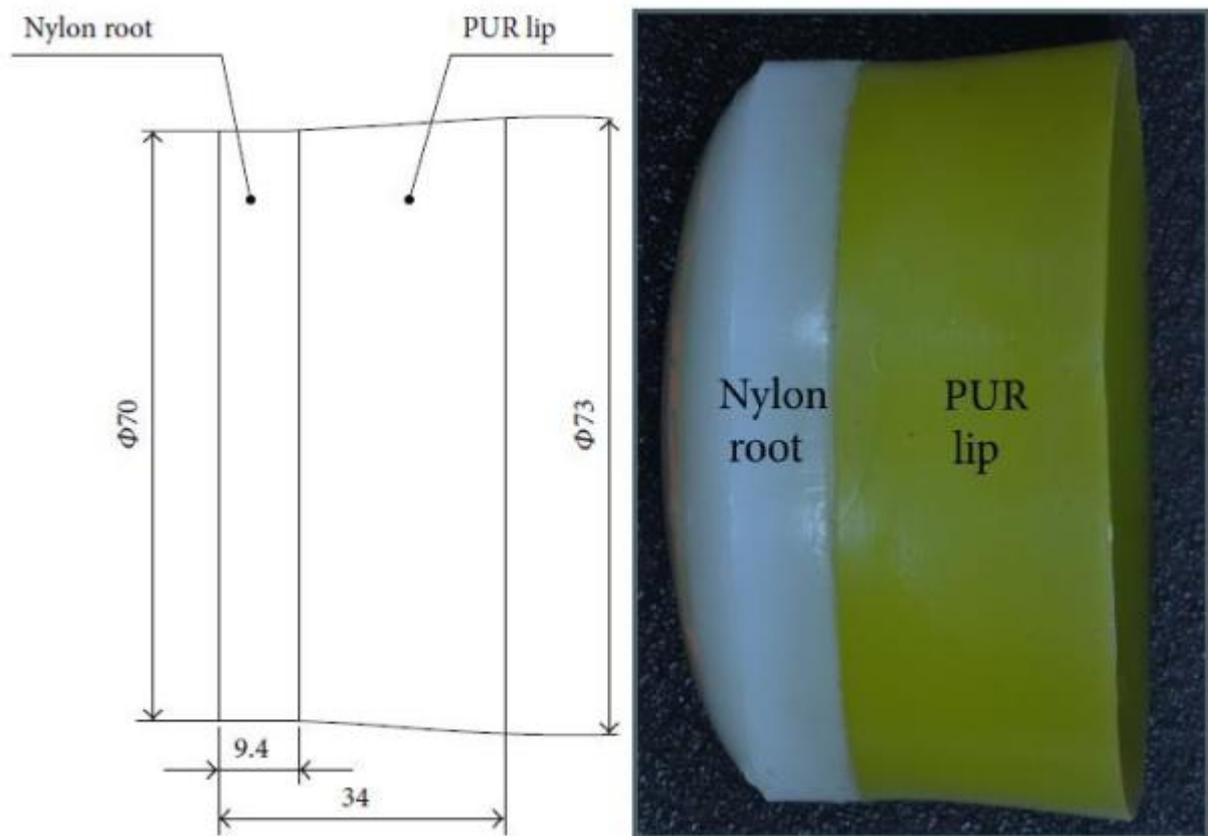


Рисунок 3.3 – Модель поліуретанового поршня

Нижче наведено схему взаємодії твердих частинок з поверхнею циліндра, взяту з [11], де 1 – гумове поршневе кільце; 2 – стінка циліндра; 3 – зерно кварцу; δ – товщина шару граничного змащення; p – тиск на гуму; v – напрямок швидкості носія твердих частинок.

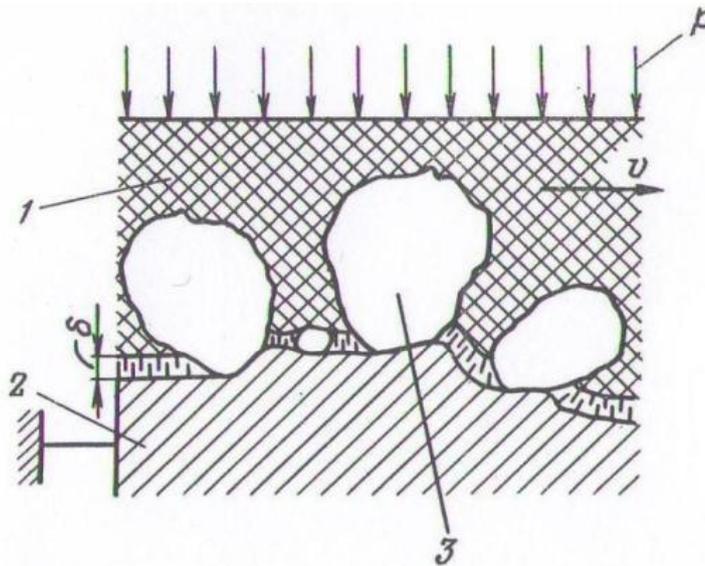


Рисунок 3.4 – Схема взаємодії твердих частинок із поверхнею поршня бурового насоса

Зі схеми видно, що частинки досить великі за розмірами, це призводить до інтенсивного зношування гумових манжет бурового насоса і характеризується швидким виходом з ладу.

3.3 Висновки до розділу 3

Буровий насос є критично важливим компонентом бурової установки, і його надійність безпосередньо впливає на безпеку та вартість бурових робіт. Найбільш вразливою частиною насоса є його гідравлічний кінець (fluid end), який контактує з абразивним буровим розчином під високим тиском.

Основні швидкозношувані вузли включають:

- Поршні та втулки (гільзи) циліндрів: ці компоненти піддаються постійному тертю та зворотно-поступальному руху. Для забезпечення надійного ущільнення поршні зазвичай виготовляють з м'яких еластичних матеріалів (наприклад, гуми або поліуретану), а гільзи — з твердих, зносостійких матеріалів (наприклад, загартованої сталі з хромованим покриттям).

- Клапани та сідла клапанів: ці елементи відповідають за регулювання потоку бурового розчину. Вони страждають від гідроабразивного зносу, ударних навантажень та втоми матеріалу через циклічний тиск.

- Ущільнення (сальники): схильні до швидкого зносу через контакт з абразивними частинками, що призводить до витоків та втрати продуктивності насоса.

- Вал та підшипники: підшипники можуть виходити з ладу через недостатнє змащування, надмірне навантаження або забруднення, тоді як вал може пошкоджуватися внаслідок фреттинг-корозії та абразивного зносу.

Характерні види пошкоджень поршня насоса під час експлуатації

Поршень є однією з найбільш схильних до зносу деталей, його вихід з ладу призводить до зниження продуктивності насоса або його повної зупинки.

Характерні види пошкоджень включають:

1. Абразивний знос: це основний вид пошкодження. Тверді частинки (пісок, шматочки породи) у буровому розчині діють як абразив, стираючи поверхню поршня та його ущільнювальної манжети під час руху всередині гільзи циліндра.

2. Ерозія: високошвидкісний потік бурового розчину може еродувати поверхню поршня, особливо в місцях концентрації напружень або нерівностей.

3. Хімічна корозія: буровий розчин може містити агресивні хімічні речовини (наприклад, солі, сірководень, кислоти), які спричиняють корозію металевих частин поршня та руйнування еластомерних манжет.

4. Термічне руйнування та зміна властивостей матеріалу: коливання температури можуть призводити до затвердіння або розм'якшення гумових/поліуретанових манжет поршня, що знижує їхню герметизуючу здатність та термін служби.

5. Механічні пошкодження та втома: циклічні навантаження та високий тиск можуть спричинити розтріскування, відшарування манжет від

металевої основи поршня або ослаблення кріпильних елементів (наприклад, поршневої гайки).

Із вище наведеного розділу можна дійти висновою, що надійність роботи бурових насосів критично залежить від стану їхніх швидкозношуваних вузлів, в першу чергу елементів гідравлічної частини: поршнів, гільз, клапанів та ущільнень. Основною причиною їхнього пошкодження є комбінація абразивного зносу, ерозії, високого тиску та агресивного хімічного середовища бурового розчину.

Дослідження цих пошкоджень дозволяє розробити заходи для підвищення довговічності обладнання, такі як використання більш зносостійких матеріалів (наприклад, поліуретанів замість гуми, хромованих гільз), оптимізація конструкції вузлів та впровадження систем прогностичного обслуговування (на основі акустичного сигналу або вібрації). Запобігання цим відмовам шляхом регулярного моніторингу та своєчасної заміни компонентів є ключовим для мінімізації часу простою та підвищення ефективності бурових робіт.

РОЗДІЛ 4. ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ ПОЛІУРЕТАНОВОГО ПОРШНЯ БУРОВОГО НАСОСУ

4.1 Методика проведення досліджень поліуретанових поршнів

Багато дослідників, недостатню довговічність поршнів з гуми, пояснюють термодеструкцією і вицвітанням гуми за рахунок підвищення контактних тисків, швидкостей руху і високої температури тертя, незважаючи на примусове, але недостатньо ефективне охолодження тертьових пар. Однією з причин швидкого зносу ущільнення поршня є втомне руйнування гуми на тильній стороні «манжети». Зменшення її довжини в збірних поршнях дещо покращує умови експлуатації, але не вирішує проблему. [43]

На основі проведених досліджень встановлено, що в буровому насосі НБТ-600-11 знос ущільнення поршнів зростає при досягненні:

- тиску $P = 16 - 17$ МПа;
- швидкості ковзання $V = 0,78 - 0,80$ м/с;
- температури контакту $T = 110 - 130$ °С.

Більш висока довговічність сучасних поршнів пояснюється застосуванням поліуретанових еластомерів, ефективним охолодженням і відмовою від традиційної, але застарілої, маслобензостійкої гуми. На мій погляд, найбільш перспективним, з урахуванням наукових досягнень в області нанотехнологій, є пошук і впровадження зносостійких матеріалів для виготовлення робочих елементів бурових насосів.

У зв'язку з тенденцією підвищення тиску (P) і до деякої міри швидкості (V) і температури (T) застосування звичайної гуми для виготовлення ущільнень поршнів є неперспективним, незважаючи на оригінальні конструктивні рішення винахідників. Крім того, коефіцієнт тертя гуми по металу має високе значення ($> 0,25$ при обмеженому змащенні).

Поліуретани відносяться до синтетичних еластомерів і знайшли широке застосування в промисловості завдяки широкому діапазону міцнісних

характеристик. Використовуються як замітники гуми при виробництві виробів, що працюють в агресивних середовищах, в умовах великих знакозмінних навантажень і температур. Поліуритани можуть бути в'язкими рідинами або твердими (аморфними або кристалічними) продуктами – від високоеластичних м'яких гум до жорстких пластиків (твердість за Шором від 15 за шкалою А до 60 за шкалою D відповідно). Поліуритани стійкі до дії кислот, мінеральних і органічних масел, бензину, окислювачів. Унікальні фізико-механічні властивості поліуретану дозволяють використовувати для виготовлення елементів поршневих насосів, що працюють у важких абразивних умовах.

Поліуретани мають цілу низку переваг:

- маслобензостійкість;
- відсутність залишкової деформації;
- стійкість до гідроабразивів і стирання;
- робочий температурний режим від – 50 до + 110 °С;
- зносостійкість, хімічна інертність.

Експериментальне дослідження механічних властивостей поліуретанових поршнів виконувалося на універсальній електромеханічній системі Instron 5882 з використанням високоточного незалежного датчика навантаження типу Droptthrough, кліматичної камери SFL 3119-407 і відео тензметра Instron AVE.

Випробування поліуретанового поршня включає:

- охолодження поліуретанового поршня протягом 2 годин до знижених температур 20, 0 °С; –20, –30, –40, –50, –60 °С;
- високоточне вимірювання деформації зразка відео тензметром AVE;
- стиснення до руйнування або значної деформації поршня (до 50 %);
- визначення максимального напруження при стисненні (σ_v), напруження стиснення при межі текучості ($\sigma_{ст}$), напруження при стисненні, що відповідає точці, в якій крива «навантаження – деформація» відхиляється від лінійності на величину деформації в 0,2 % (умовна межа текучості $\sigma_{0,2}$) [3], напруження стиснення при встановленій умовній деформації в 2 % (σ_2), деформація

стиснення при руйнуванні (ϵ_{cp}), відносна деформація стиснення при межі текучості (ϵ_{CT});

– побудова графіків процесу навантаження $\sigma = f(\epsilon)$ для кожної температури з подальшим аналізом механічної поведінки поршнів при від'ємній температурі;

– визначення модуля пружності (E) і його зміна в залежності від температури;

– побудова графіків температурних залежностей.

$$\sigma_B = F(T), \sigma_{0.2} = f(T), \sigma_2 = f(T) \quad (4.1)$$

$$\epsilon_{CT} = f(T), E = f(T) \quad (4.2)$$

Механічні характеристики матеріалу досліджувалися в ході випробування на одноосьове стискання за ГОСТ4651–82. Поршні з поліуретану мали такі геометричні розміри: висота 44 мм, зовнішній діаметр 45 мм.

Вимірювання деформації проводилося з використанням відео екстензометра Instron AVE і бази вимірювання деформації: 25 мм. Зовнішній вигляд зразка з нанесеними мітками для фіксації деформації за допомогою відео екстензометра представлений на рис. 4.1.

Швидкість переміщення рухомого затиску становила 2 мм/хв. Процес деформування поліуретанової втулки керувався і фіксувався за допомогою програмного забезпечення Bluehill2.

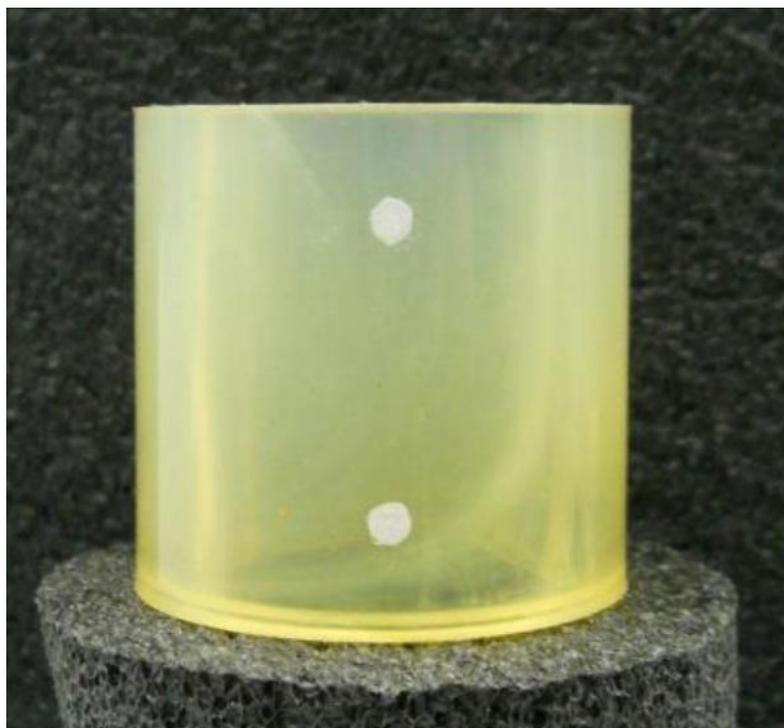


Рисунок 4.2 – Зразок поліуретанового поршня

4.1.1 Перебіг випробувань

В ході досліджень були проведені випробування при різній температурі. При температурі в кліматичній камері $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ і $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ полімерний матеріал перебував у високо еластичному стані, і великі значення деформації стиснення (до 50 %) не призвели до його руйнування. Після зняття навантаження зразки відновили свою первісну форму. При температурі випробування $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ і $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ полімер перейшов у в'язко-пружний стан.

Руйнування не відбулося, але після зняття навантаження поліуретановий поршень помітно повільніше в порівнянні з попередніми випробуваннями відновив свою первісну форму. Тут необхідно зазначити, що при температурі $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ після відновлення форми в центральній частині поршня по всьому колу спостерігалось невелике потемніння, що свідчить про зміни (пошкодження) в структурі матеріалу. Мабуть, це потемніння виникло при значних деформаціях (понад 25 %) в результаті великих значень напружень в середині поршня. В умовах низьких температур випробування -40 , -50 і

-60 °C полімер перейшов в пружний стан. Так, при температурі - 40 °C і деформації 25 % в центральній частині поршня утворилася тріщина, яка носить зсувний характер.

При -50 °C деформації стиснення більше 25 % відбулося руйнування поршня. Руйнування зразка мало крихкий характер. Механічна поведінка поршня в даному експерименті характерна для пружного матеріалу. У центрі по колу поршня спостерігалася тріщина, викликана нормальними напруженнями при згині. Уздовж осі поршня зразок крихко руйнувався в результаті окружних напружень і напруги стиснення, що свідчить про зміни структури матеріалу і перехід його механічних властивостей від в'язко-пружного до пружного стану. При цьому міцнісні властивості зростають, але знижуються дисипативні і деформаційні властивості. При температурі -60 °C матеріал втратив реологічні властивості.

Міцнісні характеристики матеріалу в порівнянні з нормальним станом зросли в кілька разів. Таким чином, для даних геометричних параметрів поршня (розмір площі перетину) максимальне навантаження на зразок перевищило 100 кН, що є граничним навантаженням для випробувальної системи Instron 5882. Зразок після розвантаження відразу повернувся до початкового стану. Аналіз механічної поведінки поліуретану показує, що при даній температурі в матеріалі переважають пружні властивості і знижуються деформаційні і, мабуть, в'язкісні властивості.

За своїми механічними властивостями матеріал близький до точки скловання, яка, мабуть, знаходиться в діапазоні -70 °C...-80 °C . [37] Для оцінки в'язких і дисипативних властивостей необхідна розробка спеціальних випробувань, наприклад, на основі динамічного механічного аналізу (ДМА). [38]

В результаті динамічного випробування на циклічне стискання поршнів з поліуретану ТДІ, МДІ, НДІ при температурі 20C вийшли петлі гістерезису, представлені на рисунку 4.2.

Зміна міцнісних властивостей поліуретану під впливом різної температури характеризується діаграмами межі міцності (максимальне напруження стиснення). В результаті проведених експериментальних досліджень ми спостерігаємо, що межа міцності в тій чи іншій мірі зростає з пониженням температури рисунок 4.3.

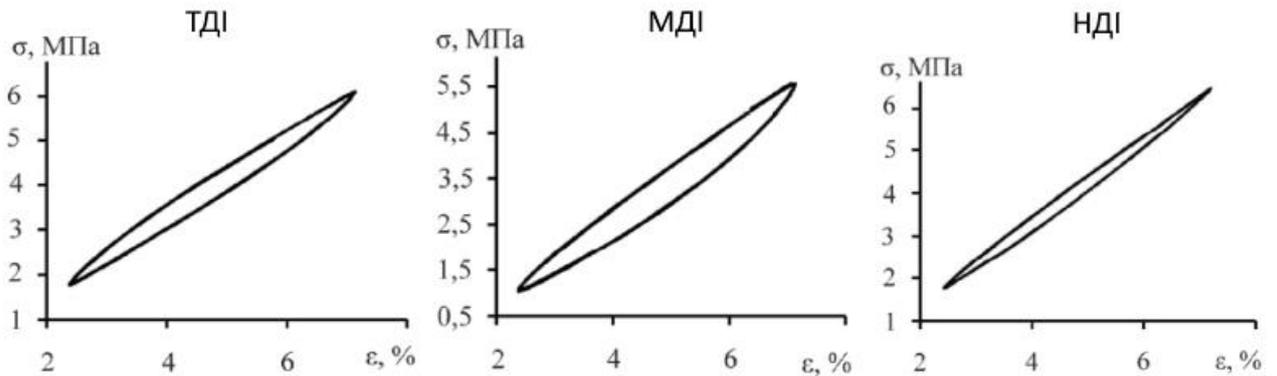


Рисунок 4.2 – Петлі гістерезису для досліджуваних типів поліуретанів

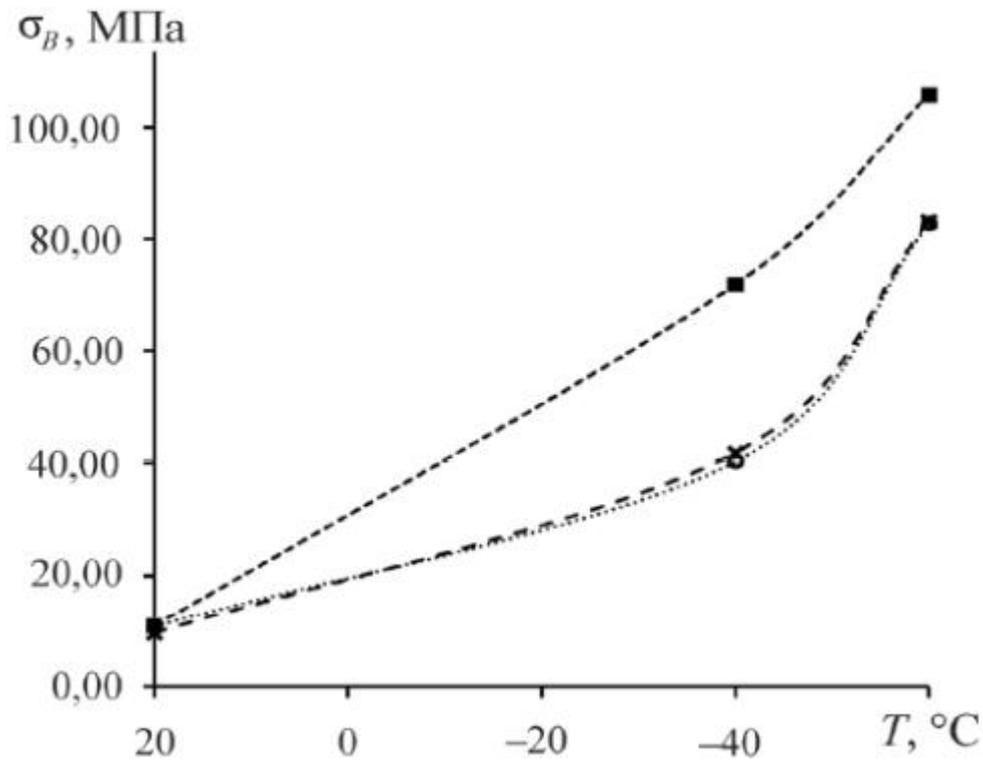


Рисунок 4.3 – Залежність межі міцності поліуретанової втулки від температури

4.1.2 Аналіз результатів досліджень

Після проведення випробувань всі діаграми «напруження – деформація» були зведені в один рис. 4.4 для більш наочного представлення. Всі основні характеристики зведені в протокол випробувань, представлений у вигляді табл. 4.1.

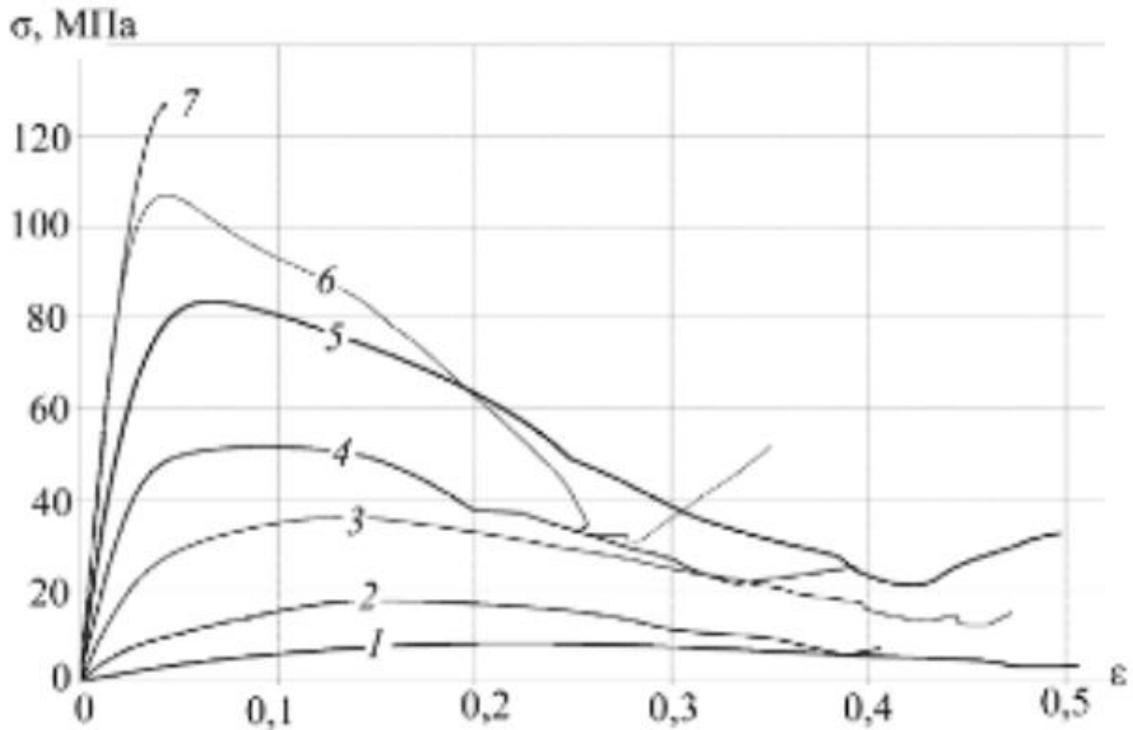


Рисунок 4.4 – Діаграма випробувань поліуретанової трубки на стискання при температурі: 1 – 25 °C, 2 – 0 °C, 3 – -20 °C, 4 – -30 °C, 5 – -40 °C, 6 – -50 °C, 7 – -60 °C

Таблиця 4.1 – Результати оброблених даних по випробуванням

Температура випробування, °С	Максимальне напруження стиснення (σ_v), МПа	Напруження стиснення при умовній межі текучості 0,2 % ($\sigma_{0.2}$), МПа	Напруження стиснення при встановленій умовній деформації 2 % ($\sigma_{сд}$), МПа	Деформація стиснення при Руйнуванні ($\epsilon_{ср}$), %	Деформація стиснення при межі текучості ($\epsilon_{ст}$), %	Модуль пружності, МПа
20	8,2	3,3	1,4	немає руйнування	22	72
0	17,5	4,5	5,84	немає руйнування	16	350
-20	36	15	16,4	немає руйнування	13	960
-30	52	24	32	немає руйнування	10	2261
-40	83,5	37	52,2	25% (здвиг)	6,4	3600
-50	107	69	82,5	25%	4,3	4977
-60	-	73	82,5	-	-	5173

За результатами оброблених даних побудовано графіки залежностей (рис. 4.5 – 4.6), які навіть при недостатній кількості експериментальних даних дозволяють судити про адекватність отриманих результатів і характер залежностей. Так, наприклад, залежність від T має вигляд s-подібної кривої, що дійсно характерно для полімерів. [37] Тут необхідно зазначити, що всі графіки побудовані за шістьма точками (25, -0, -20, -30, -40, -60 °С) шляхом сплайн-інтерполяції. З огляду на малу кількість точок, вони показують приблизну поведінку матеріалу (точки максимуму або мінімумів на графіках не відповідають дійсності).

Таким чином, дані графіки можуть бути використані тільки для порівняльного аналізу, але не для проведення будь-яких розрахунків. З діаграм «напруження – деформація» видно, що для поліуретанового поршня по максимальне напруження стиснення збігається з напруженням стиснення при

умовному межі плинності, таким чином, $\sigma_{\text{в}} = \sigma_{\text{ст}}$. На рис. 4.5 представлена залежність $\sigma_{\text{в}} = f(T)$.

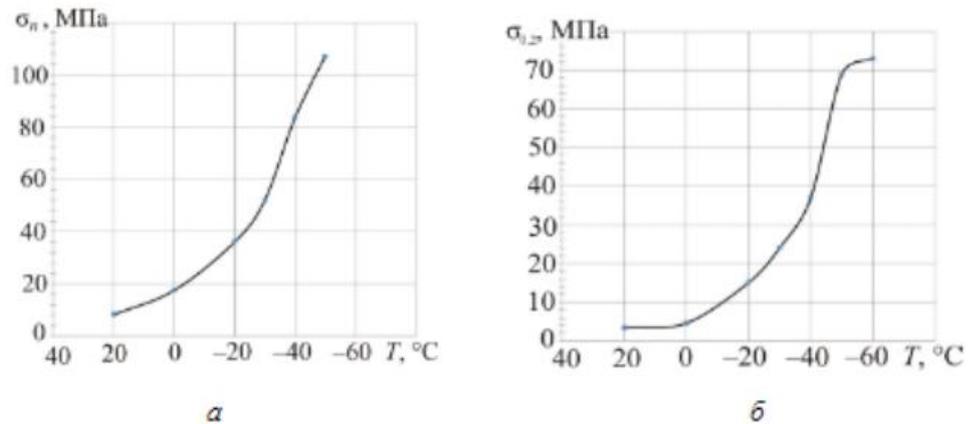


Рисунок 4.5 – Залежності максимальної напруги стиснення ($\sigma_{\text{в}}$) (а) і напруги стиснення при умовній межі текучості ($\sigma_{0,2}$) (б) від температури

Напруження стиснення при умовній межі текучості $\sigma_{\text{ст}}$ визначено, як напруження при стисненні, що відповідає точці, в якій крива «навантаження – деформація» відхиляється від лінійності на величину деформації 0,2 % і позначена $\sigma_{0,2}$. Залежність $\sigma_{0,2} = f(T)$ (див. рис. 4.4) має характерний для полімерів вигляд s-подібної кривої, точка максимуму знаходиться в районі – 70...–80 °С (точка склування поліуретану).

Деформація, при якій визначалося $\sigma_{\text{сд}}$, була обрана величиною в 2 %. Таким чином, напруження стиснення при встановленій умовній деформації позначено як σ_2 . Залежність $\sigma_2 = f(T)$ показана на рис. 4.5.

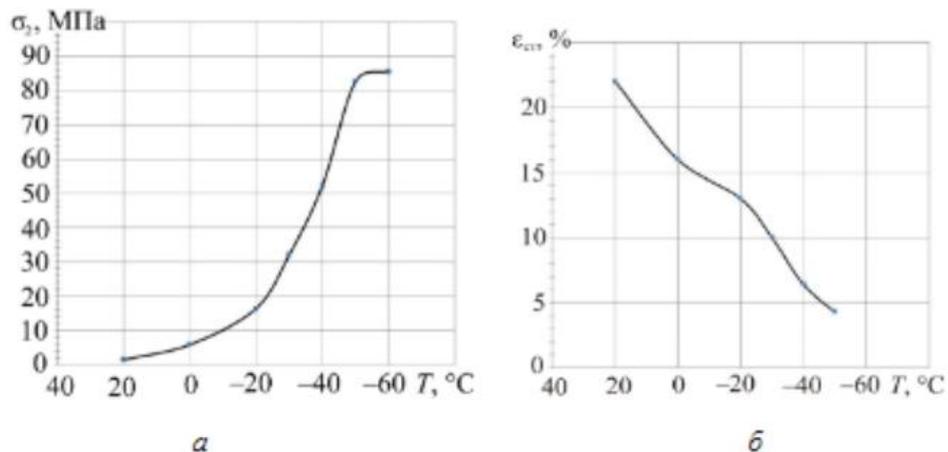


Рисунок 4.6 – Залежності напруження стиснення при 2 % умовної деформації (σ_2) (а) і деформації стиснення при межі плинності ($\epsilon_{\text{ст}}$) (б) від температури

Особливістю графіка залежності $\epsilon_{ст} = f(T)$ є методична похибка визначення деформації, що призводить до великих розкидів даних для різних зразків. Крім усього іншого, навантаження при деформації більше 10 % не носить одновісний характер. Тут необхідно також відзначити вплив тертя між плитою випробувальної системи і поліуретановим зразком на результати деформування. Залежність модуля пружності від температури $E = f(T)$ показана на рис. 4.7.

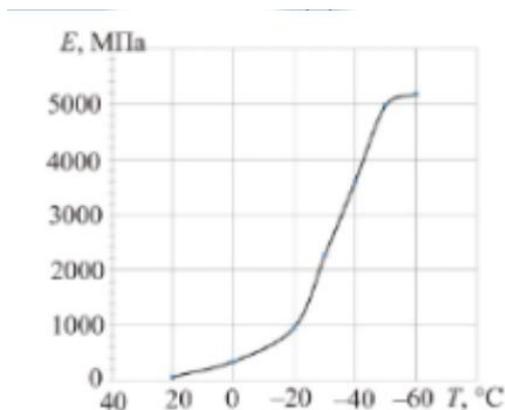


Рисунок 4.7 – Залежність модуля пружності (E) від температури

Вона має характерний для полімерів вигляд s-подібної кривої. На основі аналізу експериментальних даних можна зробити висновок, що з зниженням температури міцнісні характеристики матеріалу, такі як модуль пружності і межа міцності, збільшуються. У той же час деформаційні властивості знижуються, наприклад деформація стиснення при межі текучості.

4.1.3 Вдосконалення методики дослідження механічних властивостей поліуретанових поршнів

Механічна поведінка поліуретану при нормальних температурах має яскраво виражений в'язко-пружний характер, і для даного класу матеріалів проведення досліджень тільки на виявлення пружних характеристик видається неповним. Поліуретановий поршень, як конструкція, повинен не тільки мати здатність переносити високі динамічні навантаження, але й мати хороші

демпфуючі властивості, причому в широкому діапазоні експлуатаційних температур від +60 до -60 °С.

Таким чином, у разі використання виробу з досліджуваного матеріалу в якості демпфуючого пристрою оптимальним вважається проведення динамічного механічного аналізу для визначення дисипативних властивостей матеріалу і виявлення залежності саме в'язких властивостей від температури. Для полімерних матеріалів, і в особливості для поліуретану, дана залежність видається досить важливою.

Дисипативні властивості матеріалу можливо визначити з динамічного досвіду, що складається з декількох циклів навантаження-розвантаження. В результаті даного досвіду виходить петля гістерезису. На діаграмі «напруга – деформація» ширина петлі (кут зсуву між напругою і деформацією) характеризує демпфуючі властивості матеріалу, тобто здатність розсіювати механічну енергію. Якщо цикл навантаження-розвантаження має гармонійний характер, то найбільш зручним є опис деформаційних властивостей в'язко-пружного матеріалу у формі комплексних операторів [39]. У разі одноосного навантаження зразка гармонічною деформацією напруження виявляється зсунутим на деякий кут зсуву фази ϕ . Дійсна частина комплексного модуля (E') є модулем пружності, пропорційна максимальній енергії, накопиченій в циклі, і являє собою жорсткість в'язко-пружного матеріалу.

Уявна частина комплексного модуля (E'') є модулем в'язкості, пропорційним втратам енергії в процесі одного циклу навантаження через тертя і зовнішні переміщення. Таким чином, з метою визначення дисипативних і міцнісних властивостей в'язко-пружних матеріалів і одночасно оптимізації випробувального процесу необхідно поєднання динамічного механічного аналізу. Стосовно поліуретанових поршнів дане випробування буде проходити 6 етапів.

1. Охолодження протягом часу, необхідного для повного промерзання всього зразка.

2. Стиснення поршня до обраного значення середнього напруження, де середнє значення напруження вибирається таким чином, щоб при найбільшій температурі дослідження воно було не менше 30 % і не більше 50% межі міцності.

3. У режимі стиснення виконуються гармонійні коливання до 10 циклів (повинно бути більше 4, коли стабілізується петля гістерезису) з амплітудою, рівною встановленій середній нарузі. Швидкість деформування 0,1 с⁻¹. На даному етапі визначається пружний і в'язкісний модуль.

4. Подальше стиснення до деформації 25 % (рекомендація ДСТУ4651–82). На даному етапі визначаються характеристики міцності (межа міцності, деформації стиснення при межі плинності).

5. Розрахунок параметрів комплексного модуля.

6. Заповнення протоколу випробування відповідно до вимог.

4.2 Спосіб виготовлення поршня бурового насоса із застосуванням поліуретанового матеріалу

Ущільнювальна манжета з поліуретанового еластомеру має, порівняно з манжетами гумовими, гумовотканинними та гумометалевими, вищі фізико-механічні властивості, більшу міцність, зносостійкість, високу резистентність до руйнування в умовах підвищених тисків, температур і прямої взаємодії з абразивомісткими агресивними перекачуваними середовищами. [47]

Попередньо виготовлену з поліуретанового еластомеру манжету закріплюють на корпусі поршня за допомогою манжетотримачів, які з'єднують з корпусом поршня (металоарматурою) за допомогою кріпильних болтів. Самовільний поворот кріпильних болтів запобігають фіксуючими елементами, що ускладнює технологію виготовлення поршнів і знижує надійність їх роботи. Відомий спосіб виготовлення поршнів для бурових насосів, прийнятий в якості прототипу, що полягає в розміщенні в роз'ємній прес-формі попередньо виготовленого металевго сердечника поршня з

отворами для перетікання пружного матеріалу і елементами фіксації пружного матеріалу на сердечнику, поверхню якого попередньо знежирюють, покривають адгезійним клеєм і підсушують, подачі в прес-форму пружного матеріалу для формування, формуванні, охолодженні і вийманні готового виробу.

У відомому способі в якості пружного матеріалу в прес-форму подають однорідну гуму, що заливається в прес-форму через з'єднувальні отвори у фланці в глибині лабіринтових проточок металоарматури (стержень поршня).

Для підвищення адгезійних сил між стрижнем і гумою стрижень поршня виготовляють складної конструкції, а саме на торцевих поверхнях поршневого кільця на всю їх товщину виконують трапецієподібні виїмки, рівномірно розташовані по колу кільця і зміщені відносно одна одної на половину кроку. На торцевій поверхні кільця ділянки між виїмками виконують зі ступінчастою поверхнею, виступами, що взаємодіють з виконаними на роздільному фланці проточками, а на внутрішніх циліндричних поверхнях поршневого кільця виконують зубці-засувки у вигляді радіальних виступів, що фіксують кільця від осевого зміщення між середнім і бічними фланцями.

Поршні бурового насоса, що отримуються відомим способом з використанням гуми, мають невеликий ресурс роботи в умовах підвищених тисків і температур, оскільки гума має невисокі фізико-механічні властивості і недостатню міцність, зносостійкість і низьку резистентність до руйнування в умовах прямої взаємодії з абразивомісткими агресивними перекачуваними середовищами.

Еластична гума по черзі видавлюється в зазор, з яким фланець металоарматури входить в циліндр, а потім витягується з цього зазору силами пружності гуми, внаслідок чого відбувається втомлене виривання видавлюваного вуса гуми і утворення в матеріалі манжети кругової виїмки, що прилягає по периферії до фланця металоарматури. При багаторазовому повторенні циклів відбувається поступове накопичення обсягу пошкоджень гуми за рахунок збільшення ширини і глибини кругової виїмки, що викликає

протікання рідини з подальшим руйнуванням поршня високонапірним струменем абразивомісткої рідини. [49,49]

Технічним завданням пропонованого винаходу є підвищення ресурсу роботи поршнів за рахунок підвищення фізико-механічних показників поршня, а також спрощення технології виготовлення і зменшення тимчасових і енерговитрат. Технічне завдання досягається тим, що в способі виготовлення поршнів для бурових насосів, що полягає в розміщенні в роз'ємній прес-формі попередньо виготовленого металевого сердечника поршня з отворами для перетікання пружного матеріалу і елементами фіксації пружного матеріалу на сердечнику, поверхня якого попередньо знежирюють, покривають адгезійним клеєм і підсушують, подачу в прес-форму пружного матеріалу для формування, формування, охолодження і виймання готового виробу, в якості пружного матеріалу використовують термопластичний поліуретан на основі простих і складних полієфірів, який у вигляді «густої однорідної маси» подають у прес-форму, попередньо прогріту до температури 170-260°C, і здійснюють формування протягом 1-5 хвилин, після чого проводять охолодження прес-форми протягом 2-15 хвилин.

Використання в пропонованому способі в якості пружного матеріалу термопластичного поліуретану на основі простих і складних полієфірів дозволяє в 3 рази збільшити адгезійні сили між сердечником і пружним матеріалом і отримати вироби з високими фізико-механічними характеристиками поршня, збільшуючи тим самим ресурс роботи бурового насоса і безремонтний термін його служби на великих тисках до 10 МПа і великих питомих вагах перекачуваних рідин до 1,1-1,2.

Готові вироби не вимагають додаткової чистової обробки (видалення облоя при використанні гуми), що виключає відходи виробництва.

Поліуретановий еластомер не поглинає перекачуване середовище, не виявляє ознак розсмоктування, як це має місце при використанні гумових, гумотканинних і гумометалевих ущільнювальних манжет. Поліуретановий еластомер має невеликий коефіцієнт тертя, що не спричиняє виникнення

великих сил тертя, нагрівання і руйнування манжети, як це має місце при її виконанні з гуми та інших перерахованих вище традиційних матеріалів, що збільшує ресурс роботи бурового насоса до 400-500 циклів (гума 200 циклів). Пропонований спосіб дозволяє значно спростити конструктивне виконання металевого сердечника поршня і скоротити час вулканізації з 1 години при використанні гуми до 3 хвилин, що значно здешевлює вартість виробу за рахунок зниження енерговитрат на вулканізацію.

Технологічна схема виготовлення поршнів бурових насосів представлена на рисунку 4.8.

Використання в пропонованому способі в якості пружного матеріалу термопластичного поліуретану на основі простих і складних поліефірів дозволяє в 3 рази збільшити адгезійні сили між сердечником і пружним матеріалом і отримати вироби з високими фізико-механічними характеристиками поршня, збільшуючи тим самим ресурс роботи бурового насоса і безремонтний термін його служби на великих тисках до 10 МПа і великих питомих вагах перекачуваних рідин до 1,1-1,2.

Готові вироби не вимагають додаткової чистової обробки (видалення облоя при використанні гуми), що виключає відходи виробництва. Технічним завданням пропонованого винаходу є підвищення ресурсу роботи поршнів за рахунок підвищення фізико-механічних показників поршня, а також спрощення технології виготовлення і зменшення тимчасових і енерговитрат.

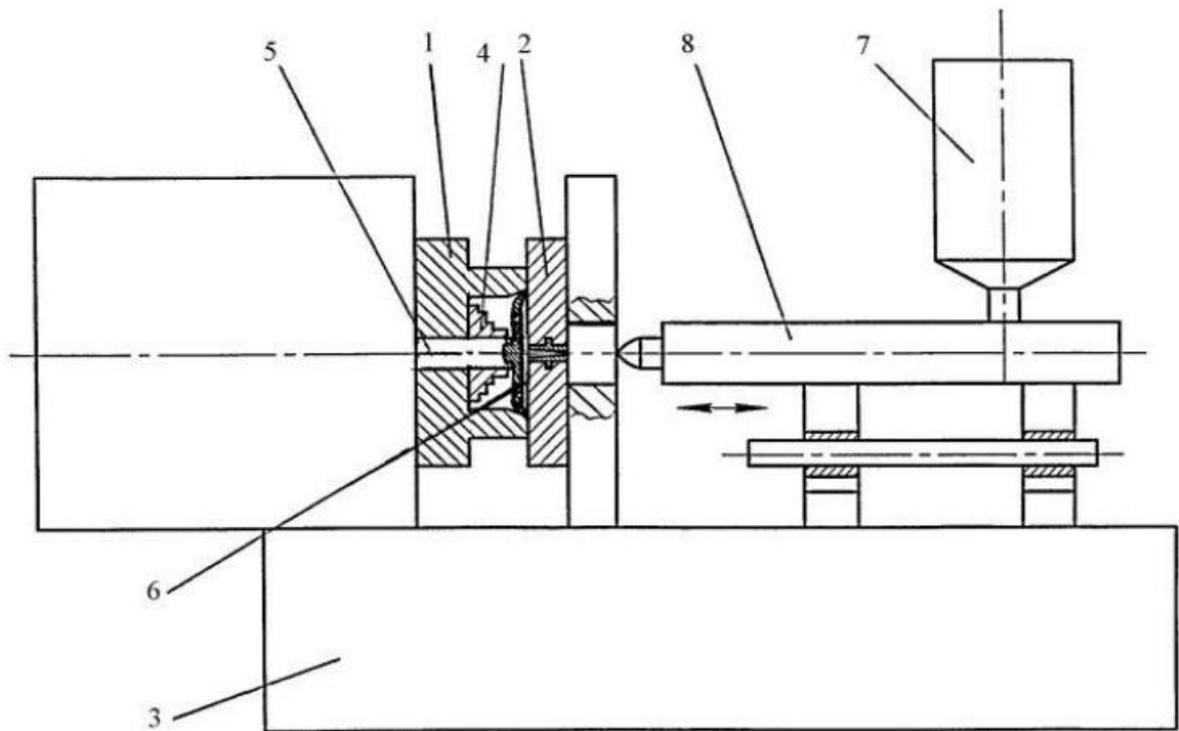


Рисунок 4.8 – Технологічна схема виготовлення поршнів бурових насосів

Спосіб виготовлення поршнів для бурових насосів реалізують наступним чином. [52]

У роз'ємну прес-форму 1 і 2 термопласт автомата 3 марки Elastolann (виробництво Elastogran gruppe BASF) або термопласт автомата марки Desmoran (виробництво Bayer Polymers) поміщають попередньо виготовлений металевий сердечник 4 поршня з елементами фіксації пружного матеріалу на сердечнику 4, виконаними у вигляді ступінчастої зовнішньої поверхні. Сердечник 4 фіксують у прес-формі 1 і 2 за допомогою тримача 5, що складається з двох частин, одна з яких забезпечує осьове розташування сердечника 4 відносно прес-форми 1, а інша - відносно прес-форми 2 і виконана з отворами 6 для перетікання пружного матеріалу. Зовнішню поверхню сердечника 4 поршня попередньо знежирюють, покривають адгезійним клеєм і підсушують. Потім сировину термопластичного поліуретану на основі простих і складних поліефірів (марки Elastollan S 85A

виробництва фірми Elastogran (Німеччина) завантажують з бункера 7 в інжекційний циліндр 8 термопласту автомата, де воно попередньо підігрівається до пластичного стану і у вигляді «густої однорідної маси» подається в порожнину прес-форми 1 і 2, заповнюючи порожнечу між сердечником 4 і внутрішньою поверхнею прес-форми 1 і 2.

Термопластичний поліуретан подають у камеру прес-форми 1 і 2, попередньо прогріту до температури 170-260°C, формування здійснюють протягом 1-5 хвилин, після чого проводять охолодження прес-форми 1 і 2 протягом 2-15 хвилин. Після охолодження прес-форму 1 і 2 розкривають і виймають з неї готовий виріб.

Спосіб виготовлення поршнів для бурових насосів, що полягає в розміщенні в роз'ємній прес-формі попередньо виготовленого металевого сердечника поршня з елементами фіксації пружного матеріалу на сердечнику, поверхню якого попередньо знежирюють, покривають адгезійним клеєм і підсушують, подачі в прес-форму пружного матеріалу для формування, формуванні, охолодженні і вийманні готового виробу, що відрізняється тим, що в якості пружного матеріалу використовують термопластичний поліуретан на основі простих і складних полієфірів, який у вигляді «густої однорідної маси» подають в прес-форму, попередньо прогріту до температури 170-260°C, і здійснюють формування протягом 1-5 хв, після чого проводять охолодження прес-форми протягом 2-15 хв.

4.3 Обговорення винаходу поліуретанового поршня

Використання: винахід відноситься до ущільнювальної техніки і може бути використаний в бурових установках при перекачуванні абразиво-вмісних рідин, головним чином при підвищених тисках і температурах. Сутність винаходу: ущільнювальна манжета поршня бурового насоса виконана з поліуретанового еластомеру, забезпечена абразивозащисною кромкою на зовнішній ущільнювальній поверхні і сполучена з манжетотримачем по

кільцевих, відповідно, внутрішній і зовнішній поверхнях радіусного профілю, з величинами радіусів, що задовольняють співвідношенню: $0,95 (r_1/r_2) < 1$, де r_1 - радіус профілю внутрішньої кільцевої поверхні ущільнювальної манжети, мм; r_2 – радіус профілю зовнішньої кільцевої поверхні манжетотримача, мм.

Винахід відноситься до машинобудування і може бути використаний у бурових установках при перекачуванні абразивосодержащих рідин, головним чином, при підвищених тисках і температурах.

Відомий поршень бурового насоса, що включає сердечник поршня, ущільнювальні манжети, шток і розпірні втулки, виготовлений ступінчастим по внутрішньому діаметру і розміщений в циліндровій втулці.

Відомий поршень бурового насоса, що містить корпус поршня, встановлений на штоку, ущільнювальні манжети, закріплені на корпусі поршня за допомогою манжетотримачів, кріпильних і фіксуючих елементів, що встановлюється в циліндровій втулці.

Недолік конструкції відомого поршня бурового насоса, що працює в умовах підвищених тисків, температур і взаємодії з агресивними середовищами, полягає в невеликому ресурсі його роботи, обумовленому швидким зносом ущільнювальної манжети поршня, виконаної з формової гуми і володіє невисокими фізико-механічними властивостями, недостатньою міцністю, зносостійкістю і низькою резистентністю до руйнування в умовах прямої взаємодії з абразивомісткими агресивними перекачуваними середовищами. Схильність ущільнювальної манжети поршня, виконаної з гуми, до резорбції інтенсифікує її знос і, отже, посилює перераховані недоліки конструкції відомого поршня бурового насоса.

Сильне тертя ущільнювальної манжети, виконаної з гуми, при ковзанні її по циліндровій втулці викликає значне нагрівання тертьових і пов'язаних з ними поверхонь деталей поршня бурового насоса. Активна дія сил тертя і нагрівання ущільнювальної поверхні манжети створюють додаткові передумови для її інтенсивного зносу і руйнування.

Згідно з прототипом на контактних поверхнях ущільнювальної манжети і манжетотримача або інваріантного конструктивного елемента її кріплення виникають, в основному, розтягуючі напруги. Поверхневий шар манжети має неминучі для будь-якого матеріалу мікротріщини і мікродефекти різних розмірів і орієнтації - початкові дефекти. Під дією напружень розтягування, що створюються на закріпленій поверхні манжети, а також під впливом механічних, теплових та інших впливів на краях мікротріщин виникають перенапруження, що поширюються до вершин мікротріщин. В результаті перерахованих впливів гермінативні мікротріщини розклинюються, і біля вершин найбільш небезпечної з них починається спонтанне катастрофічне зростання тріщини, що перетворюється в одну магістральну тріщину, вздовж якої розростаються явища зносу ущільнювальної манжети. При експлуатації бурового насоса на поверхні контакту ущільнювальної манжети з манжетотримачем – поверхні переважно з розтягуючими напруженнями – безліч мікротріщин прискорено розвивається єдиним фронтом, на поверхні манжети виникає адсорбційний ефект зниження міцності, розростаються дефекти і в місцях контакту з манжетотримачем відбувається додатковий знос манжети.

Перераховані недоліки є причиною невеликого ресурсу роботи поршня бурового насоса, обумовленого швидким зносом ущільнювальної манжети поршня. Даним винаходом вирішується завдання збільшення ресурсу роботи поршня бурового насоса шляхом забезпечення високої довговічності роботи ущільнювальної манжети поршня.

Досягається це тим, що ущільнювальну манжету поршня виконують з полімерного матеріалу підвищеної міцності, зносостійкості та еластичності, зовнішню поверхню манжети забезпечують спеціальною загостреною кромкою, що перешкоджає потраплянню абразивних частинок між тертями поверхнями манжети і циліндрової втулки, а також створюють на контактних поверхнях ущільнювальної манжети і манжетотримача, при їх кріпленні, напруги стиснення, що запобігають інтенсифікації зносу манжети,

викликаного розклинюванням і розростанням мікротріщин і мікродфектів, завдяки їх змиканню під впливом спеціально створюваних напружень стиснення.

Сутність винаходу полягає в тому, що у відомому поршні бурового насоса, що містить корпус поршня, встановлений на штоку, ущільнювальні манжети, закріплені на корпусі поршня за допомогою манжетотримачів, кріпильних і фіксуючих елементів, - ущільнювальна манжета поршня бурового насоса виконана з поліуретанового еластомеру, обладнана на зовнішній ущільнювальній поверхні абразивозачисною кромкою і сполучена з манжетотримачем по кільцевих, відповідно, внутрішній і зовнішній поверхнях радіусного профілю, з величинами радіусів, що задовольняють співвідношенню, при якому на внутрішній кільцевій поверхні ущільнювальної манжети створюються стискаючі напруги.

Відмінними ознаками запропонованого поршня бурового насоса від прототипу є виконання ущільнювальної манжети поршня з поліуретанового еластомеру, оснащення зовнішньої ущільнювальної поверхні манжети абразивозачищаючою кромкою і сполучення манжети і манжетотримача один з одним по кільцевих радіусних профілях внутрішньої поверхні манжети із зовнішньою поверхнею манжетотримача, з величинами радіусів профілю сполучуваних поверхонь, регламентованими співвідношенням: $0,95 (r1/r2) < 1$, де $r1$ - радіус профілю внутрішньої кільцевої поверхні ущільнювальної манжети, мм; $r2$ - радіус профілю зовнішньої кільцевої поверхні манжетотримача, мм.

Зазначені ознаки конструкції поршня бурового насоса є необхідними і достатніми у всіх випадках виконання пристрою з досягненням зазначеного вище технічного результату. На рисунку 4.9 показано загальний вигляд описуваного поршня бурового насоса; на рисунку 4.10 - профілі сполучуваних поверхонь ущільнювальної манжети і манжетотримача. [53]

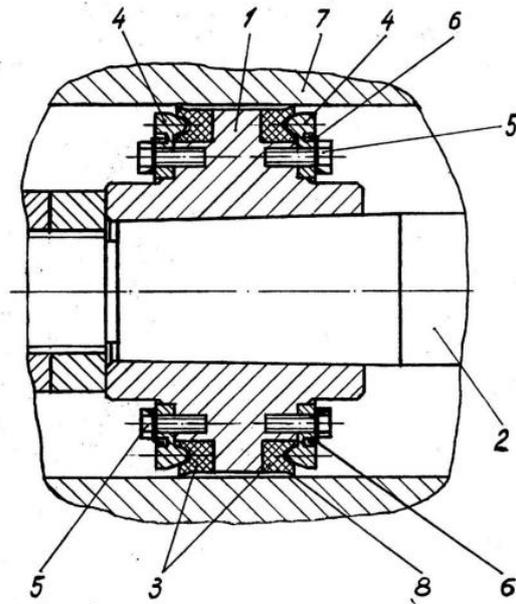


Рисунок 4.9 – Загальний вигляд поршня, який описується

Поршень бурового насоса містить корпус 1 поршня, встановлений на штоку 2, ущільнювальні манжети 3, закріплені на корпусі поршня за допомогою манжетотримачів 4. Манжетотримачі з'єднані з корпусом поршня за допомогою кріпильних болтів 5. Самовільний поворот кріпильних болтів запобігається фіксуючими елементами 6. Поршень бурового насоса розміщений в циліндровій втулці 7. Ущільнювальна манжета на своїй зовнішній ущільнювальній периферійній поверхні, що взаємодіє з поверхнею циліндрової втулки, обладнана абразиво-зачисну загостреною кромкою 8. Передня поверхня (ПП) ущільнювальної манжети, що формує абразиво-зачисну кромку, розташована в площині, перпендикулярній осі поршня бурового насоса.

Задня поверхня (ЗП) ущільнювальної манжети, яка також формує абразивозачищаючу кромку, являє собою конічну поверхню з твірною конуса, розташованою під кутом 15-20 до твірної циліндра циліндрової втулки. Задня поверхня формує позитивний задній кут ущільнювальної манжети. Для посилення абразивозачищаючого ефекту передня поверхня ущільнювальної манжети може виконуватися так само, як і задня поверхня, - конічною з позитивним переднім кутом 10-15.

Перетин передньої і задньої поверхонь утворюють абразиво-зачисну кромку з кутом загострення робочих поверхонь - кутом між передньою і задньою поверхнями, що призначається в межах 55-75.

Ущільнювальна манжета поршня виконана з поліуретанового еластомеру, що володіє, в порівнянні з манжетами гумовими, гумотканевими і гумометалевими, більш високими фізико-механічними властивостями, більшою міцністю, зносостійкістю, високою резистентністю до руйнування в умовах підвищених тисків, температур і прямої взаємодії з абразивомісткими агресивними перекачуваними середовищами.

Манжета з поліуретанового еластомеру не поглинає розчин, який перекачують, не виявляє ознак розсмоктування, як це має місце при використанні гумових, гумотканинних і гумометалевих ущільнювальних манжет.

Ковзання манжети з поліуретанового еластомеру, що має невеликий коефіцієнт тертя, по циліндровій втулці бурового насоса не спричиняє виникнення великих сил тертя, нагрівання і руйнування манжети, як це має місце при її виконанні з гуми та інших перерахованих вище традиційних матеріалів.

Поверхня сполучення манжети 3 з манжетотримачем 4 являє собою кільцеву внутрішню поверхню (канавку) радіусного профілю - внутрішню тороїдальну поверхню. Поверхня сполучення манжетотримача 4 з манжетою 3 являє собою відповідну кільцеву зовнішню поверхню (виступ) радіусного профілю – зовнішню тороїдальну поверхню. Радіус r_1 профілю внутрішньої кільцевої поверхні ущільнювальної манжети менше радіуса r_2 профілю зовнішньої кільцевої поверхні манжетотримача. Величини цих радіусів знаходяться у співвідношенні $0,95(r_1/ r_2) < 1$.

1 і виступ r_2 , утворюються безконтактні поверхні (БП) манжети і манжетотримача, обмежені точками 9 і 10. Наступне в процесі збирання підтискання манжети 3 манжетотримачем 4, за допомогою кріпильних болтів 5, викликає зближення позаконтактних поверхонь, обмежених загальними

точками 9 і 10 манжети і манжетотримача. Точки 9 і 10 на манжетотримачі і прилеглі до них прямі ділянки манжетотримача починають, на тлі загальної пружної деформації манжети, зсувати відповідні точки 9 і 10, що належать манжеті, в напрямку А і Б, викликаючи на радіусному поверхні манжети переважно напруження стиснення.

Ефект досягнення напружень стиснення забезпечується завдяки тому, що радіус профілю сполучуваної поверхні манжетотримача більший за радіус профілю сполучуваної поверхні манжети. Внаслідок цього позаконтактна, в процесі складання, поверхня манжети, розташована між точками 9 і 10, пружно деформується під тиском манжетотримача, піддається поверхневим напруженням стиснення.

Поверхневий шар матеріалу манжети між точками 9 і 10, по якому здійснюється її затискання, має неминучі для будь-якого матеріалу латентні мікротріщини і мікродефекти різних розмірів і орієнтації, включення, неоднорідності і недосконалості структури, тобто початкові дефекти. Під дією створюваного на закріплюваній поверхні манжети напруги, переважно напруги стиснення, мікротріщини і мікродефекти зникають.

У такому зімкнутому стані мікротріщини і мікродефекти манжети виявляються замкнутими внаслідок подальшого підтискання манжетотримача, при якому радіусні профілі сполучуваних деталей вступають у повний контакт, з подальшим (при завершенні складальних операцій поршня) збільшенням ступеня підтискання манжетотримача.

Вплив на ущільнювальну манжету, закріплену описаним чином, циклічних навантажень і корозійного середовища не викликає спонтанного зростання мікротріщин і мікродефектів, їх розвиток сповільнюється, завдяки чому знос манжети в контактних зонах її затиску манжетотримачем зменшується.

Поршень бурового насоса працює наступним чином. При переміщенні корпусу 1 поршня штоком 2 абразивозачищаюча кромка 8, що знаходиться на зовнішній ущільнювальній поверхні манжети 3, зачищає поверхню

циліндрової втулки 7 від осідаючих абразивних частинок, що містяться в перекачуваній рідині.

Кожен раз при переміщенні поршня одна з манжет 3, що знаходиться під тиском, переміщається по поверхні, яка попередньо очищена іншою манжетою 3, що знаходиться в зливній порожнині циліндрової втулки 1.

Для відновлення і підвищення герметичності ущільнення манжети 3 при зносі тертьових поверхонь здійснюють додаткове стиснення манжети за допомогою манжетотримачів 4 і кріпильних болтів 5. Після цього кріпильні болти 5 стопоряться від самовільного повороту фіксуючими елементами 6. Застосування в поршні бурового насоса манжети, виконаної з поліуретанового еластомеру, забезпечує її високі експлуатаційні властивості: високу міцність, хорошу еластичність, високий опір стиранню, багаторазовим деформаціям і розриванню, стійкість до дії розчинників. Оснащення манжети поршня бурового насоса абразиво-зачисною кромкою, що взаємодіє з поверхнею циліндрової втулки, дозволяє уникнути попадання осідаючих абразивних частинок на поверхні, що труться манжети і циліндрової втулки і запобігти, таким чином, передчасному їх зносу.

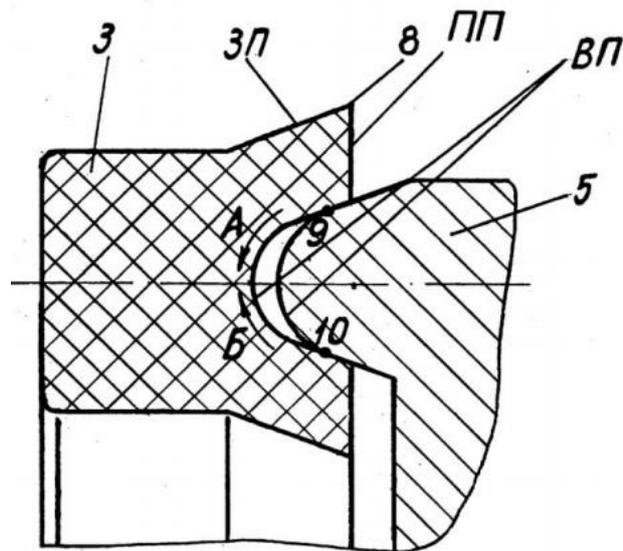


Рисунок 4.10 – Профілі сполучуваних поверхонь ущільнювальної манжети та манжетотримача

Виконання поверхонь сполучення манжети і манжето тримача по кільцевих, відповідно, внутрішній і зовнішній поверхнях радіусного профілю, з величинами радіусів, що задовольняють пропонованому співвідношенню: $0,95 (r1/r2) < 1$, створює напруження стиснення на сполучуваній радіальній поверхні манжети. Завдяки цьому мікротріщини і мікродфекти на закріплюваній поверхні манжети зникають, їх самовільне зростання припиняється, і, отже, знос манжети в контактних зонах її затиску сповільнюється.

Досягнення описаного позитивного ефекту забезпечується зазначеним співвідношенням радіусів сполучуваних поверхонь $r1$ манжети і $r2$ манжетотримача. Відношення $r1/r2$, згідно з пропонованою залежністю, не повинно ставати рівним одиниці, при якому буде мати місце неприпустима рівність радіусів $r1$ і $r2$. Радіус $r2$ не повинен приймати значень більших, ніж радіус $r1$, оскільки в цьому випадку більший радіус $r2$ манжетотримача буде розтягувати сполучену поверхню манжети меншого радіуса $r1$.

При цьому замість напружень стиснення, що зникають мікротріщини і мікродфекти, на поверхні манжети будуть виникати зворотні явища, що призводять до розклинювання мікротріщин і мікродфектів. При зазначеній неприпустимій рівності радіусів сполучених поверхонь $r1$ манжети і $r2$ манжетотримача також не створюється на сполученій поверхні манжети напружень стиснення і не досягається необхідний позитивний ефект змикання мікротріщин і мікродфектів. Крім того, відношення $r1/r2$ не повинно приймати значень, менших за $0,95$, оскільки в цьому випадку радіус профілю сполучуваної поверхні манжето тримача недопустимо перевищить радіус профілю сполучуваної поверхні манжети.

Пружних властивостей матеріалу манжети в цьому випадку виявиться недостатньо - податливість матеріалу манжети випередить можливість створення на сполучуваній її поверхні напружень стиснення; під тиском манжетотримача сполучувана поверхня манжети розійдеться раніше, ніж на ній вдасться, випереджаючим чином, створити і зафіксувати напруження

стиснення. Перерахованими причинами обумовлений вибір зазначеного діапазону співвідношень радіусів сполучуваних поверхонь r_1 манжети і r_2 манжетотримача.

Використання запропонованих поршнів бурових насосів здійснено на нафтовидобувних підприємствах ТзОВ «ЗАХІДНАДРАСЕРВІС». Ущільнювальні манжети поршнів виконувалися з поліуретану марки Адіпрен L - 167 на основі простих поліефірів і представляли собою монолітні кільця описаної оригінальної геометрії.

Практика використання поршнів бурових насосів показала, що фактичний їх напрацювання на відмову склав 700 і більше годин; це в 2-3 рази перевищує аналогічний показник поршнів бурових насосів традиційних відомих конструкцій.

Формула винаходу:

Поршень бурового насоса, що містить корпус поршня, встановлений на штоку, ущільнювальні манжети, закріплені на корпусі поршня за допомогою манжетотримачів, кріпильних і фіксуєчих елементів, що відрізняється тим, що ущільнювальна манжета поршня бурового насоса виконана з поліуретанового еластомеру, забезпечена абразивозачищаючою кромкою на зовнішній ущільнювальній поверхні і сполучена з манжетотримачем по кільцевих відповідно внутрішній і зовнішній поверхнях радіусного профілю, з величинами радіусів, що задовольняють співвідношенню $0,95 r_1/r_2 < 1$, де r_1 - радіус профілю внутрішньої кільцевої поверхні ущільнювальної манжети, мм; r_2 - радіус профілю зовнішньої кільцевої поверхні манжетотримача, мм. [54]

4.4 Аналіз роботи насосу із поліуретановим поршнем

Використовуються такі матеріали:

- Бутандіол 99% розчин 1,4-бутандіолу (постачальник – Sigma Aldrich)

- ETERNACOLL UH-200 1,6-гександіолвмісний полікарбонатдіол із середньочисельною молекулярною масою приблизно 2000 г/моль (постачальник – UBE Industries ISONATE M 125)

- Ізоціанат приблизно 98/2% мас. 4,4'-МДІ, що має вміст NCO 33,3 % мас. (постачальник – The Dow Chemical Company)

- Бензоїлхлорид 99% розчин бензоїлхлориду (постачальник – Sigma Aldrich)

- ВУКО-А 535 Полімерний піногасник, що не містить силікону (постачальник – ВУК Additives)

- ПТМЕГ форполімер Hyperlast T140/95, утворений з використанням політетраметилен(простий ефір)гліколю (ПТМЕГ) і толуолдізо-ціанату % мас. (постачальник – The Dow Chemical Company)

- ETHACURE 300 Затверджувальний агент, що складається з суміші, головним чином, 5-диметилтіо-2,6-толуолдіаміну і 3,5- диметилтіо-2,4-толуолдіаміну (постачальник - Albemarle Corporation)

- ADDOLINK 1604 Затверджувальний агент, що складається по суті з (4-хлоро-3,5-діамінобензойної кислоти) ізобутила (постачальник – Rhein Chemie)

- МВосА Ароматичний амін 4,4'-метиленбіс-(2-хлороанілін) (постачальник - Sigma Aldrich)

По-перше, отримання полікарбонат-ізоціанатного форполімеру для використання в робочих прикладах 1 і 2 здійснюється з використанням 61,16% мас. ETERNACOLL UH-200, 38,80% мас. ISONATE M125 і 0,02% мас. бензоїлхлориду. Полікарбонат-ізоціанатний форполімер утворюється при забезпеченні взаємодії ETERNACOLL UH-200 і ISONATE M125 протягом 2 год при 80°C в присутності бензоїлхлориду. NCO-вміст отриманого ізоціанатного форполімеру становить 10,34% (як визначено згідно з ASTM D5155). Порівняльний приклад 2 містить ПТМЕГ-форполімер, який доступний від фірми The Dow Chemical Company як Hyperlast T140/95. NCO-вміст ПТМЕГ-ізоціанатного форполімеру становить 6,1-6,7% (як визначено згідно з ASTM D5155). [58]

По-друге, отримують композиції для формування поліуретанового еластомерного ущільнення. Полікарбонат-ізоціанатний форполімер і ПТМЕГ-ізоціанатний форполімер поміщають в піч при 70-80°C. Через 1 год полікарбонат-ізоціанатний форполімер перемішують протягом 40 с при 800 об/хв і протягом 30 с при 2350 об/хв. Затверджувальні агенти поміщають в піч при 70-75°C на 30 хв. Полікарбонат-ізоціанатний форполімер і ПТМЕГ-ізоціанатний форполімер змішують з їх відповідними затверджувальними компонентами і компонентами подовжувачів ланцюга згідно з таблицею 4.2 нижче. [53, 54]

Отриману суміш перемішують протягом 40 с (10 с при 800 об/хв і протягом 30 с при 2350 об/хв) і потім швидко виливають між двома алюмінієвими пластинами, покритими тефлоном, які попередньо нагріваються до 100°, і вміст формується пресуванням протягом 30 хв при 100°C під тиском 4000 фунт/кв.дюйм (27,58 МПа). Через 15 хв пластини розпресовуються і постотверджуються в печі протягом 18 год при 100°C.

Таблиця 4.2 – Робочі параметри

	Робочий приклад 1 (% маси)	Робочий приклад 2 (% маси)	Порівняльний приклад А (% маси)
1,4-бутадіол	7,1	--	--
Полікарбонатний форполімер	76,8	46,2	--
ПТМЕГ-форполімер	--	--	83,0
<i>ETERNACOLL</i> <i>UH-200</i>	15,5	46,7	--
<i>ETERNACOLL</i> ® <i>UH-200</i>	0,6	--	--
ADDOLINK® 1604	--	7,1	--

По-третє, оцінюють властивості пластин з робочих прикладів 1 і 2 та порівняльного прикладу А. Зокрема, пластини з робочого прикладу 1 і порівняльного прикладу А оцінюються на такі механічні властивості, зазначені в таблиці 4.3.

Показники межі міцності при розтягуванні, подовження при розтягуванні і модуль при подовженні робочого прикладу 1 і порівняльного прикладу А отримують на зразках для випробувань на розтягнення (форми «собачої кістки»), які вирубують штампом з пластин згідно з ASTM D412. Властивості визначають з використанням приладу Monsanto Tensometer від фірми Alpha technologies. Зразки форми «собачої кістки» затискають пневматично і розтягують зі швидкістю розтягування 5 дюйм/хв (12,7 см/хв).

Показник твердості за Шором А робочого прикладу 1 і порівняльного прикладу А визначають відповідно до ASTM D2240 на зразках після вологого старіння. Що стосується таблиці 2, порівняльний приклад А показує зниження твердості за Шором А після 28 днів (672 год) гідролітичного старіння, тоді як робочий приклад 1 показує мінімальну зміну твердості за Шором А після 28 днів (672 год) гідролітичного старіння.

Таблиця 4.3 – Механічні властивості поліуретана

	Робочий приклад 1	Порівняльний приклад А
Межа міцності при розтягуванні (МПа)	41	42
Модуль при подовженні на 100% (МПа)	12	11
Модуль при подовженні на 300% (МПа)	33	29
Подовження при розтягуванні (%)	368	392
Початкова твердість за Шором	93	95
Твердість за Шором А після 14 днів (336 год) гідролітичного старіння	90	83
Твердість за Шором А після 28 днів (672 год) гідролітичного старіння	91	65

Пластини робочого прикладу 1 і порівняльного прикладу А оцінюють на втрату маси порівнянням після старіння. Для визначення втрати маси зразки форми «собачої кістки», які були зістарені у воді при 99°C протягом певного часу, сушать до ранку при 70°C і визначають втрату маси у відсотках. Робочий приклад 1 показує приблизну втрату маси менше 0,5% після 7 днів (168 год)

гідролітичного старіння і після 14 днів (336 год) гідролітичного старіння і приблизну втрату маси 0,6% після 28 днів (672 год) гідролітичного старіння. Порівняльний приклад А показує приблизну втрату маси 1,5% після 7 днів (168 год) гідролітичного старіння, приблизну втрату маси 2,2% після 14 днів (336 год) гідролітичного старіння і приблизну втрату маси 2,9% після 28 днів (672 год) гідролітичного старіння. [55]

Пластини робочого прикладу 1 і порівняльного прикладу А оцінюють на збереження межі міцності при розтягуванні (визначене у відсотках) після гідролітичного старіння при 99°C протягом 28 днів (672 год). Робочий приклад 1 має приблизно 97% збереження межі міцності при розтягуванні після 7 днів (168 год) гідролітичного старіння, приблизно 81% збереження межі міцності при розтягуванні після 14 днів (336 год) гідролітичного старіння, приблизно 62% збереження межі міцності при розтягуванні після 28 днів (672 год) гідролітичного старіння. Робочий приклад 2 має приблизно 90% збереження межі міцності при розтягуванні після 7 днів (168 год) гідролітичного старіння, приблизно 67% збереження межі міцності при розтягуванні після 14 днів (336 год) гідролітичного старіння і приблизно 60% збереження межі міцності при розтягуванні після 28 днів (672 год) гідролітичного старіння. Порівняльний приклад А має приблизно 14% збереження межі міцності при розтягуванні після 7 днів (168 год) гідролітичного старіння, приблизно 10% збереження межі міцності при розтягуванні після 14 днів (336 год) гідролітичного старіння і приблизно 4% збереження межі міцності при розтягуванні після 28 днів (672 год) гідролітичного старіння. [53, 54]

По-четверте, рецептури робочого прикладу 1 і порівняльного прикладу А оцінюють на час гелеутворення і на час виймання з форми. Час гелеутворення визначають як час між початком гелеутворення в реакційній суміші після введення затверджувального агента в форполімер і початком ниткоутворення (наприклад, початком утворення еластомерів). Час гелеутворення визначається як час після того, як рецептури змішуються (на рівні 100 г кожної рецептури) у формі, що еластомер показує утворення ниток при дотику

виступаючим депресором. Час виймання з форми визначається як час після того, як рецептури в таблиці 1 змішуються так, що відлита еластомерна деталь може бути видалена з форми без деформування. Робочий приклад 1 визначається як такий, що має час гелеутворення 3-4 хв (відносно до часу змішування 40 с при 80°C і час виймання з форми 40-45 хв (при 100°C)). Поршні двосторонні, односторонні до двопоршневих і трипоршневих насосів бурових УНБ всіх діаметрів і розмірів з еластомеру нового покоління (П-130; П-140; П-150; П-160; П-170; П-180; П-200) BENTEC, DRILLMEC. . А також деталі для бурових установок: поршні, гільзи -втулки, плунжери, муфти еластичні, клапани із застосуванням карбїду вольфраму і карбїду бору , обтюратори, ущільнення різного перетину і комплектації до насосів ІЕ-400Т, 8Т-650,СП-507,УНБ-600 , НТП-175 ,НК 500РУ.

Напрацювання пропонованих поршнів з нових еластомерних матеріалів без заміни становить до 600 годин роботи. Результати значного збільшення роботи поршнів, отримані в результаті застосування новітніх поліуретанових систем, а також зміни перерізів, робочих поверхонь і крайок поршня, що в комплексі дозволило збільшити термін експлуатації виробу на 80%. [60]

4.5 Висновки до розділу 4

Винахід та широке застосування поліуретанових поршнів стали значним кроком вперед у буровій промисловості. Ключові аспекти обговорення:

- Переваги над гумою: Поліуретани пропонують значно вищу стійкість до абразивного зносу, хімічну стійкість до різних бурових розчинів та оливо, а також ширший температурний діапазон експлуатації.

- Збільшення терміну служби: Заміна гумових поршнів на поліуретанові може збільшити міжремонтний період роботи насоса в 2-5 разів, що суттєво знижує експлуатаційні витрати та час простою обладнання.

- Покращення ущільнювальних властивостей: Завдяки кращій еластичності та пружності поліуретан забезпечує надійніше ущільнення між поршнем і гільзою навіть за наявності невеликих дефектів на поверхнях.

- Економічна доцільність: Хоча поліуретанові поршні можуть бути дорожчими у виробництві, їх довший термін служби робить їх економічно вигіднішими в довгостроковій перспективі.

Аналіз роботи насоса з поліуретановим поршнем показує наступні результати:

- Підвищення ефективності: Завдяки кращому ущільненню та меншому зносу підтримується стабільний високий тиск нагнітання, що забезпечує ефективніше буріння.

- Зниження експлуатаційних витрат: Скорочення частоти заміни поршнів та інших швидкозношуваних вузлів.

- Зменшення ризиків: Зменшення ймовірності раптових відмов насоса під час критичних операцій.

Комплексна методика досліджень, що поєднує лабораторні, стендові та польові випробування з використанням сучасних методів неруйнівного контролю та моделювання, дозволяє об'єктивно оцінити переваги поліуретанових поршнів. Застосування поліуретану у виробництві поршнів бурових насосів є технічно та економічно обґрунтованим рішенням, яке значно підвищує надійність, ефективність та довговічність насосного обладнання порівняно з традиційними гумовими аналогами.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В ході виконання магістерської роботи на підставі аналізу умов експлуатації поршнів бурових насосів і проблем підвищення зносостійкості їх поверхні було запропоновано наноматеріал – поліуретан, що дозволяє підвищити зносостійкість поршня бурового насоса; також було підібрано обладнання для реалізації виготовлення поршня з поліуретановим матеріалом.

Були проведені експерименти, в яких вивчався вплив основних параметрів зносостійкості, визначено вплив параметрів процесу і середовища на рівень і розподіл залишкових напружень в зміцненому шарі.

В результаті аналізу даних цього експерименту була встановлена залежність збільшення зносостійкості зі збільшенням твердості поверхні і глибини залягання стискаючих залишкових напружень в зміцненому шарі.

Отримані експериментальні результати дозволяють використовувати їх для управління технологічним процесом виготовлення поліуретанових поршнів. Отже, у виробничих умовах можливо підвищити якісні показники процесу, а саме, отримувати більш зносостійкі властивості зміцненого шару на деталях з даного матеріалу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Білецький В. С. Основи нафтогазової справи / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. І. Дмитренко, А. М. Похилко. — Полтава: ПолтНТУ, Київ: ФОП Халіков Р. Х., 2017. — 312 с.
2. Бойко В. С. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу: в 2 т. / В. С. Бойко, Р. В. Бойко. — К., 2004—2006.
3. БН В.2.4-00013741-001:2008. Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення.
4. Гуляєв В. І., Гай-дайчук В. В., Гловач Л. В. Теоретичний аналіз впливу профілю криволінійної свердловини на силу опору руху в ній бурильної колони. Нафтова і газова промисловість. 2010. № 3. С. 20-22.
5. Звіт про науково-дослідну роботу «Підвищення якості кріплення похило-спрямованих та горизонтальних свердловин на родовищах Прилуцького УБР». № держ. реєстрації 0101U000714. 2002. 87 с.
6. Карпенко В. М., Кравець В. В., Стасенко В. М. Досвід і проблеми спорудження горизонтальних свердловин в Україні. Нафтова і газова промисловість. 2006. № 5. С. 13-15.
7. Кондрат Р.М. Удосконалення технології експлуатації свердловини з високов'язкими нафтами / Р.М. Кондрат, Б.Б. Синюк, І.І. Хомин, О.Р. Кондрат, Л.Р. Смолоник // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2007. - № 1(15). – С. 27-34.
8. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин: підручник / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2009. – 366 с.
9. Коцкулич Я.С. Стан кріплення нафтогазових свердловин і шляхи його покращання / Я.С.Коцкулич, І.І. Витвицький // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2005. - №2. – С.41-44.
10. Кочкодан Я. М. Технологія буріння нафтових і газових свердловин: практикум, Ч.2. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2018. 280 с.

11. Кривуля С. В. Напрямки геологорозвідувальних робіт по нарощуванню ресурсів, запасів та видобутку газу на родовищах ДК «Укргазвидобування» у центральній та південно-східній частині ДДЗ [Текст] / С. В. Кривуля // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. прць. – Х.: УкрНДІгаз, 2011. – Вип. XXXIX. – С. 3–11. Серія «Геологія. Географія. Екологія», випуск 43 - 45
12. Кунцяк Я.В. Експериментальні та промислові дослідження і прогнозування стійкості стовбурів горизонтальних свердловин в нестійких породах / Я.В. Кунцяк, Р.Я. Кунцяк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – № 1(38). – С. 62-68.
13. Іващенко А.П. Дослідження одномірного фільтраційного потоку в середовищах, що деформуються під дією градієнтів напору / А.П. Іващенко // Сучасні проблеми теорії фільтрації. Вісник УДАВГ. – Рівне, 1998. – С. 61–65.
14. Насосний агрегат фірми "Stewart and Stevenson" (США). URL: [http://weatherford.ru/ru/service/production/51/193?ТВ_iframe=true&height=550& width=900](http://weatherford.ru/ru/service/production/51/193?ТВ_iframe=true&height=550&width=900) (дата обращения: 25.09.2020).
15. Науково-обґрунтований підбір свердловин для проведення зарізки бокових стволів, у тому числі з горизонтальними закінченнями: звіт (заключ.) 51.129/2008-2008 / Т. М. Галко, О. Ю. Давиденко, В. В. Аксьонов. – Х.:УкрНДІгаз, 2008. – 196 с.
16. СОУ 09.1-30019775-245:2015. Свердловини на нафту і газ. Попередження газонафтоводопроявів і відкритих фонтанів при бурінні та капітальному ремонті свердловин. ПАТ “Укргазвидобування”
17. СОУ 11.2-20077720-030:2008. Свердловини на нафту і газ. Кріплення. Основні положення. НАК “Нафтогаз України”
18. СОУ 11.2-30019775-030:2013. Свердловини на нафту і газ. Розрахунок обсадних колон. ПАТ “Укргазвидобування”.

19. СОУ 11.2-30019775-105:2007. Свердловини на нафту і газ. Попередження порушення стійкості стінок ствола при бурінні. ДК “Укргазвидобування”.
20. СТП 320.00158764.014-2001. Кріплення свердловин. ДК “Укргазвидобування”
21. СТП 320.00158764.067-2003. Інструкція по закінченню свердловин бурінням. ДК “Укргазвидобування”
22. Технологія і техніка буріння. Узагальнююча довідникова книга. / В.С. Войтенко, В.Г. Вітрик, Р.С. Яремійчук, Я.С. Яремійчук – Львів: Вид-во «Центр Європи», 2012. – 708 с.
23. Чорний О. М. Підвищення якості розкриття продуктивних відкладів при бурінні свердловин [Текст] / О. М. Чорний, М. І. Чорний, Я. М. Коваль // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 2. – С. 117-124.
24. Ю. Д. Качмар, В. М. Світлицький, Б. Б. Синюк, Р. С. Яремійчук. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. – Львів: Центр Європи, 2005. – 414 ст. Наукове видання, книга друга.
25. Barati R.; Liang J. A review of Fracturing Fluid Systems Used For Hydraulic Fracturing of Oil and Gas Wells. J. APPL. POLYM. SCI., DOI:10.1002/APP.40735, 2014.
26. Bittencourt A. C. Reservoir development and design optimization / A. C. Bittencourt, R.N. Home // SPE 38895. – 1997. – P.14. 168. Blanco E.R. Hydraulic fracturing requires extensive disciplinary interaction / E.R. Blanco // Oil and Gas J. –1990. – № 12. – P. 112–118.
27. Bomba A. Complex mathematical modeling of nonlinear processes of displacement considering inclusions / A. Bomba, A. Sinchuk, S. Yaroshchak // VIII International Conference POROUS MATERIALS. Theory and Experiment (INTERPOR’12) – L’viv, 2012. – С. 21-22.

28. Briggs P.J. Development of heavy-oil reserves / P.J. Briggs, R.P. Baron, R.J. Fulleylove, M.S. Wright // J.Petrol.Technjl. – 1988. – Vol.40.numb.2. – P.206-214.
29. Carlson M. Practical Reservoir Simulation / M. Carlson // PennWell. – 2003. – 540 p.
30. Chen C.-C. Modeling a fractured well in a composite reservoir / C.-C. Chen, R. Raghavan // SPE Form. Eval.– 1995.– V. 10.– № 4.– P. 241–246.
31. Chu W. A new model for a fractured well in a radial composite reservoir / W. Chu, G.D. Shank // SPE Form. Eval.– 1993. – V. 8.– № 3.– P. 225– 233.
32. Cinco-Ley H. Evaluation of hydraulic fracturing by transient pressure analysis methods / H. Cinco-Ley // SPE Form. Eval. – 1982. – V. 4.– № 1.– P. 25–33. 150
33. Currie I. G. Fundamental Mechanics of Fluids. 3rd edition. / I. G Currie. – Marcel Dekker, Inc., New. York, – 2003. - 525 p.
34. Dahi-Taleghani A. Analysis of hydraulic fracture propagation in fractured reservoirs: an improved model for the interaction between induced and natural fractures, PhD Dissertation, University of of Texas at Austin, pp. 216, 2009.
35. Das D.B. Upscaling Multiphase Flow in Porous Media From Pore to Core and Beyond / D.B. Das, S.M. Hassanizadeh. // Springer. – 2005. – 257 p.
36. Dilts G.A. Moving-least-squares-particle hydrodynamics II: conservation and boundaries / G. A. Dilts // International Journal for Numerical Methods in Engineering. – 2000. – 48(10). – P. 1503 – 1524.
37. Economides M.J. Reservoir Stimulation / M.J. Economides, K.G.Nolte. – Eglewood Cliffs: New Jersey. – 1989.– 430 p.
38. Elbel J.L. Considerations for optimum fracture geometry design / J.L. Elbel // SPE Prod. Eng.– 1988.– V. 3.– № 3.– P. 323–327.
39. Geertsma J. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures / J. Geertsma, F. de Klerk // J. Petrol. Technol. – 1969. – № 12.– P. 1571–1581.

40. Gillard, N.; Thomas, A.; Favero, C. Novel Associative Acrylamide-based Polymers for Proppant Transport in Hydraulic Fracturing Fluids, in SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Woodlands, 2013
41. Guyaguler B. Optimization of well placement and assessment of uncertainty. A dissertation for the degree of doctor of philosophy / B. Guyaguler. – Stanford University, 2002. – 137 p.
42. Haber S. Boundary Conditions for Darcy' s Flow Through Porous Media / S. Haber, R. Mauri // J. Multiphase Flow. – 1983. – 9, №5. – P. 561–574.
43. Hoteit H. Numerical modeling of two-phase flow in heterogeneous permeable media with different capillarity pressures / H. Hoteit, A. Firoozabadi // Advances in Water Resources. – 2008. – Volume 31, Issue 1. – P. 56-73.
44. Kazemi H.; Fakcharoenphol P.; Miskimins J. Simulation of Gel Filter Cake Formation, Gel Cleanup, and Post-Frac Well Performance in Hydraulically Fractured Gas Wells. SPE Production & Operations, 235-245, August 2013
45. MFrac-II. Hydraulic Fracturing Simulator. - Meyer & Associates, Inc. Conroe, Texas, 1994. - Version 7.x. - 160 p
46. Smith M. B.; Montgomery C. T. Hydrauling Fracturing, CRC Press, 2015.