БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

БР.ГМІ-68.00.00.000 ПЗ

Група ГМІ-22-1

Віктор Чиж

2026

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

Чиж Віктор Богданович
(прізвище, ім'я, по-батькові)

УДК 622.24 + 621.694.2

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Розроблення та дослідження ежекційної системи для підвищення ефективності буріння нафтогазових свердловин
(назва роботи)

Інжиніринг і сервісне обслуговування нафтогазових машин та обладнання
(назва освітньої програми)

133 – Галузеве машинобудування
(шифр і назва спеціальності)

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

Здобувач освітнього ступеня _____В.Б. Чиж_____
(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник __Паневник Олександр Васильович, докт. техн. наук, професор
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Допущено до захисту
Завідувач кафедри
доцент _____ Я. Т. Федорович
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Рецензент
_____
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Івано-Франківськ – 2026

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

Інститут *ІІМ* Кафедра *нафтогазових машин та обладнання*
Спеціальність *133 – Галузеве машинобудування*
ОПП *«Інжиніринг і сервісне обслуговування нафтогазових машин та обладнання»*

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри НГО
_____Я.Т. Федорович
"___"_____2026 р.

ЗАВДАННЯ

НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ

Студенту Чиж Віктору Богдановичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи Розроблення та дослідження ежекційної системи для підвищення ефективності буріння нафтогазових свердловин

Затверджена наказом № _____ від ____.2026 р.

2 Термін здачі студентом закінченої роботи 10.06.2026 р.

3 Вихідні дані до роботи: технічна документація та технічні характеристики на свердловинні струминні насоси, літературні джерела

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, що їх належить розробити)

1 Аналіз сучасного стану застосування обладнання для зниження тиску в свердловині 1.1 Механізм дії диференціального тиску на руйнування гірської породи 1.2 Обладнання для зниження густини промивального розчину при бурінні 1.3 Обладнання для буріння свердловин за заданим тиском 2 Систематизація конструкцій наддолотних ежекторних компоновок 3 Розроблення конструкції ежекційної системи для підвищення ефективності буріння нафтогазових свердловин 3.1 Загальні принципи і методи конструювання нафтогазопромислового обладнання 3.2 Опис конструкції та принципу роботи пристрою для буріння свердловин 4 Розрахунок режиму роботи струминного насоса 4.1 Характеристики струминних апаратів 4.2 Основні розрахункові залежності 4.3 Визначення робочої точки струминно-насосної установки 5 Техніко-економічне обгрунтування використання пристрою Висновки. Перелік посилань на джерела

5 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням креслень)

5.1 Умови роботи обладнання в свердловині (С1) – 1 арк. формату А1

5.2 Аналіз конструкцій свердловинних струминних насосів (С2) – 1 арк. формату А1

5.3 Аналіз обладнання для аерації промивального розчину (С3) – 1 арк. формату А1

5.4 Пристрій для буріння свердловин (СК) – 1 арк. формату А1

5.5, 5.6 Деталі пристрою для буріння свердловин – 2 арк. формату А1

6 Дата видачі завдання 18.02.2026

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Номер і назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
Вступ. 1 Аналіз сучасного стану застосування обладнання для зниження тиску в свердловині	10.03.2026 р.	
2 Систематизація конструкцій наддолотних ежекторних компоновок	10.03.2026 р.	
3 Розроблення конструкції ежекційної системи для підвищення ефективності буріння нафтогазових свердловин	10.04.2026 р.	
4 Розрахунок режиму роботи струминного насоса	10.05.2026 р.	
5 Техніко-економічне обгрунтування використання пристрою	20.05.2026 р.	
Графічна частина проекту	10.06.2026 р.	

Студент _____ Чиж В.Б.
Особистий підпис Розшифровка підпису

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

РЕФЕРАТ

Бакалаврська робота Чижа В.Б. на тему «Розроблення та дослідження ежекційної системи для підвищення ефективності буріння нафтогазових свердловин» складається з пояснювальної записки, викладеної на 68 аркушах формату А4, яка вміщує 5 розділів, 2 таблиці, 42 рисунки, 26 найменувань використаних джерел, і графічного матеріалу загальним обсягом 6 аркушів формату А1.

Об’єктом дослідження є струминний насос для підвищення ефективності буріння нафтогазових свердловин.

Мета роботи полягає у розробленні конструкції пристрою для буріння свердловин, основним елементом якого є наддолотна свердловинна ежекційна система.

У бакалаврській роботі наведено аналіз сучасного стану застосування обладнання для зниження тиску в свердловині на основі виявлення механізму дії диференціального тиску на руйнування гірської породи. Систематизовані конструкції наддолотних ежекторних компоновок та поверхневих струминних апаратів, проаналізовано досвід проектування та використання ежекційних систем. Використовуючи результати проведеного аналізу розроблена схема наддолотної компоновки та конструкція свердловинної ежекційної системи у вигляді паралельного з’єднання струминних насосів. На основі запропонованого розрахункового алгоритму визначено режимні параметри наддолотної ежекторної компоновки. В процесі економічного аналізу особливостей експлуатації свердловинних струминних насосів обгрунтовано техніко-економічну ефективність використання наддолотної ежекторної компоновки у вигляді визначення економії витрат на 1м проходження, економії витрат на інтервал буріння та річного економічного ефекту.

Ключові слова: диференціальний тиск в свердловині, первинне розкриття продуктивного горизонту, аерація промивального розчину, механічна швидкість буріння, наддолотний струминний насос, коефіцієнт ежекції, відносний напір.

ABSTRACT

Bachelor's thesis by Gishchak R.R. on the topic "Development and research of a dosing jet pump for the system of supplying inhibitors to the well" consists of an explanatory note, laid out on 62 sheets of A4 format, which contains 5 sections, 23 figures, 20 names of used sources, and graphic material with a total volume of 7 sheets of A1 format.

The object of the study is a dosing jet pump.

The purpose of the work is to develop the design of a dosing jet pump for supplying chemical reagents to surface technological pipelines.

The bachelor's thesis provides an analysis of the structures of equipment for the dosed supply of chemical reagents and the features of the use of inhibitors in the oil and gas industry. The features of the working process of a downhole jet pump are considered and the experience of designing dosing jet pumps is analyzed. Using the results of the analysis, a layout diagram and design of a dosing jet pump are developed. When modeling the working process of a metering jet pump, the existence of special modes of its operation was substantiated and the main characteristics of the ejection system were determined when it was used in conditions of sinusoidal change in the flow rate of the working flow, which is created by a submerged plunger pump with a ground drive in the form of a pumping machine. Using the basic laws of hydrodynamics, an equation of the characteristics of the hydraulic system of a metering jet pump was obtained. A calculation algorithm was developed and diagrams of changes in the working and injected flow of a metering jet pump were constructed. Using modern computer programs, 3D models of a metering jet pump and its individual elements were constructed.

Keywords: complications in the operation of wells, pipeline corrosion, corrosion inhibitors, metering pump, jet pump, inhibitor supply system.

ЗМІСТ

Вступ 6
1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ЗАСТОСУВАННЯ ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ЗНИЖЕННЯ ТИСКУ В СВЕРДЛОВИНІ 9
1.1 Механізм дії диференціального тиску на руйнування гірської породи 9
1.2 Обладнання для зниження густини промивального розчину при бурінні 15
1.3 Обладнання для буріння свердловин за заданим тиском 25
2 СИСТЕМАТИЗАЦІЯ КОНСТРУКЦІЙ НАДДОЛОТНИХ ЕЖЕКТОРНИХ КОМПОНОВОК 29
3 РОЗРОБЛЕННЯ КОНСТРУКЦІЇ ЕЖЕКЦІЙНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ БУРІННЯ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН 37
3.1 Загальні принципи і методи конструювання нафтогазопромислового обладнання 37
3.2 Опис конструкції та принципу роботи пристрою для буріння свердловин .. 42
4 РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ РОБОТИ СТРУМИННОГО НАСОСА 51
4.1 Характеристики струминних апаратів 51
4.2 Основні розрахункові залежності 54
4.3 Визначення робочої точки струминно-насосної установки 57
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ ПРИСТРОЮ 60
ВИСНОВКИ 65
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА 66

ВСТУП

Актуальність теми. Струминні насоси дозволяють здійснювати процес буріння в умовах зменшеного тиску на вибій свердловини. В цих умовах величина пластового тиску може суттєво перевищувати сумарне значення гідростатичного та гідродинамічного тиску. Відомі дослідження, які стверджують, що в цих умовах руйнування гірської породи набуває вибухового характеру, що суттєво підвищує ефективність руйнування гірської породи. К_рім того, використання свердловинних ежекційних систем сприяє інтенсифікації очищення вибою від вибуреної породи. Долото кожен раз «працює» по чистому вибою. При цьому не витрачається час на повторне руйнування (подрібнення) бурового шламу і більше часу витрачається на безпосереднє руйнування гірської породи і поглиблення вибою. Ше один позитивний ефект має місце внаслідок економії ресурсу породоруйнівних елементів та озброєння долота, які не зношуються при повторному подрібненні вибуреної гірської породи. Згадані процеси дають змогу підвищити механічну швидкість буріння, проходження долота, його стійкість та ресурс. Зростання ефективності процесу поглиблення експлуатаційної свердловини, таким чином, підвищує техніко-економічні показники процесу спорудження нафтогазових свердловин.

Зниження тиску на вибій свердловини в процесі буріння дозволяє також досягти ще одного позитивного ефекту, який полягає у зменшенні забруднення продуктивного горизонту під час його первинного розкриття. При бурінні із від’ємним тиском в свердловині та в пласті буровий фільтрат не здатний проникнути у продуктивний горизонт, який зберігає природну проникність та полегшує процес фільтрації вуглеводнів. Існує думка, що збереження природної проникності продуктивного горизонту під час його первинного розкриття дозволяє на третину збільшити дебіт свердловин упродовж всього періоду її подальшої експлуатації. Це сприяє зростанню коефіцієнта нафтовилучення та зменшує обсяги вуглеводнів, які залишаються в пласті. Внаслідок забруднення продуктивного горизонту будь-які з існуючих сьогодні методів не можуть забезпечити той рівень нафтовилучення, який мав би місце у випадку буріння із зменшеним тиском на вибій.

Підсумовуючи згадане можна стверджувати, що використання наддолотних ежекційних компоновок має наступні переваги:

– зростає механічна швидкість буріння;

– збільшується проходження та стійкість долота;

– зростають дебіти експлуатаційних свердловин та коефіцієнт нафтовилучення та збільшується тривалість їх рентабельної експлуатації.

Мета роботи: розроблення конструкції наддолотної ежекторної компоновки для буріння нафтогазових свердловин.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати наступні **завдання**:

– проаналізувати сучасний стан застосування обладнання для зниження тиску в свердловині;

– систематизувати конструкції наддолотних ежекторних компоновок;

– розробити конструкцію ежекційної системи для підвищення ефективності буріння нафтогазових свердловин;

– розрахувати режим роботи струминного насоса;

– обгрунтувати техніко-економічну ефективність використання наддолотної ежекторної компоновки.

Об’єкт дослідження: наддолотна ежекторна компоновка для буріння нафтогазових свердловин.

Предмет дослідження: особливості експлуатації наддолотної ежекторної компоновки.

Методи дослідження: системний аналіз застосування обладнання для зниження тиску в свердловині під час буріння, узагальнення конструкцій та досвіду застосування наддолотних та поверхневих струминних насосів для буріння свердловин, загальні принципи конструювання та теоретичні основи робочого процесу струминних насосів, економічний аналіз особливостей експлуатації свердловинних струминних насосів.

Практична цінність: розроблена принципова схема та конструкція наддолотної ежекторної компоновки для буріння нафтогазових свердловин, яка дозволяє

збільшити механічну швидкість буріння; проходження та стійкість долота; дебіти експлуатаційних свердловин, коефіцієнт нафтовилучення та тривалість їх рентабельної експлуатації.

Структура бакалаврської роботи. Робота виконана у формі рукопису, складається з вступу, 5 розділів, висновків, викладених на 64 сторінках машинописного тексту, в тому числі 42 рисунки. Список використаної літератури включає 26 найменувань праць вітчизняних та зарубіжних авторів.

1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ЗАСТОСУВАННЯ ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ЗНИЖЕННЯ ТИСКУ В СВЕРДЛОВИНІ

1.1 Механізм дії диференціального тиску на руйнування гірської породи

Основою успішного первинного розкриття вважається збереження природної проникності порід-колекторів та цілісності стінок свердловини в інтервалі продуктивного пласта. Вказане може бути досягнуто за рахунок використання таких технологій, які виключають можливість потрапляння в пори порід-колекторів побічних матеріалів, або таких бурових розчинів, які не спричиняють негативної дії на пласт з точки зору його закупорювання та втрати стійкості стінок свердловини [1].

Згідно правил розробки родовищ нафти та газу розкриття продуктивних пластів необхідно проводити так, щоб гідростатичний тиск стовпа бурового розчину на 1,5 − 3,5 МПа перевищував пластовий. В окремих випадках репресія на продуктивний пласт значно перевищує прийняті норми за рахунок гідравлічних втрат, під час переміщення бурильної колони вниз тощо [1].

За останні роки в передових нафтогазовидобувних країнах (США, Канада та ін.) розвивається технологія розкриття продуктивних пластів на депресії. Встановлено, що потенційна ефективність будь-якої технології завершення свердловин може бути максимальною лише за умови, коли розкриття продуктивних пластів ведеться в умовах депресії [1], [2].

Очевидно, що колектори з малою проникністю найбільш чутливі до забруднення, навіть у разі використання бурових розчинів з вірно підібраним складом та властивостями рідкої і твердої фаз. Про це свідчать численні промислові приклади, коли при первинному проходженні спостерігались активні газо- нафтопрояви, а після закінчення буріння під час освоєння з пласта не вдавалося отримати промислового припливу. Зазвичай свердловини бурять на репресії. У цих свердловинах, буровий розчин з певною густиною забезпечує основний механізм контролю за свердловиною. Вибійний тиск завжди буде розроблений так, щоб перевищував пластовий тиск (рисунок 1.1) [1], [3].

У бурінні свердловини на депресії тиск на вибої свердловини розроблений спеціально, щоб бути нижчим, ніж пластовий тиск (рисунок 1.2) [1], [3].

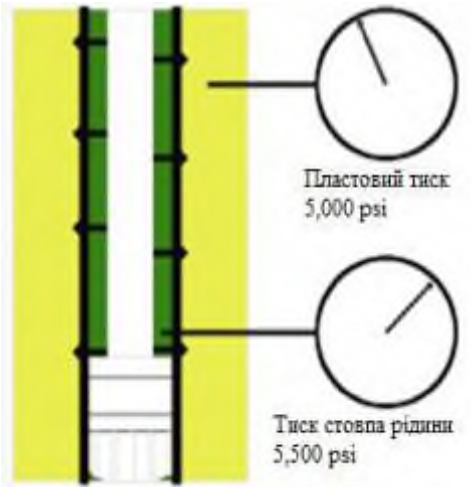


Рисунок 1.1 – Тиск при бурінні на репресії

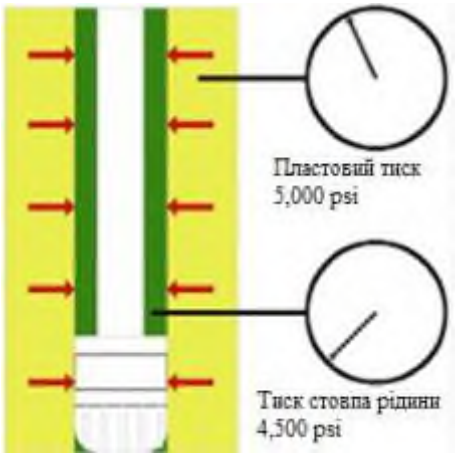


Рисунок 1.2 – Тиск при бурінні на депресії

Є також конкретні переваги і недоліки виконання операції буріння на депресії. Вони наведені в таблиці 1.1 [1], [3].

Під час буріння глибоких свердловин (до 5000 м і більше) продуктивні горизонти здебільшого розкривають із репресіями на пласти. У практиці буріння відомі негативні наслідки неякісного розкриття нафтогазоносних горизонтів із перевищенням гідростатичного тиску над пластовим, особливо на родовищах із АВПТ, де використовують обважнені промивальні рідини. Так, наприклад, при бурінні на розвідувальних площах Передкарпатського прогину – Рожнятів та ін. у ході розкриття нафтоносних пластів використовують обважнену промивальну рідину густиною 1 700 – 2100 кг/м^3, при репресії на пласти 15–20 МПа [1], [3].

Таблиця 1.1 – Переваги та недоліки буріння на депресії [1], [3]

Переваги	Недоліки
Збільшує швидкість проходки	Можливі проблеми із стабільністю в стовбурі свердловини
Зменшує ризики виникнення ускладнень	Збільшення вартості буріння (в залежності від використовуваної системи)
Виключає ризики виникнення прихоплень	Сумісність зі звичайними системами
Знижує ризики втрати циркуляції	В загальному існує високий ризик виникнення проблем у процесі буріння
Підвищує терміни роботи долота	Можлива надмірна ерозія
Сприяє кращому дослідженню продуктивного пласта	Можливе збільшення крутного моменту і опору

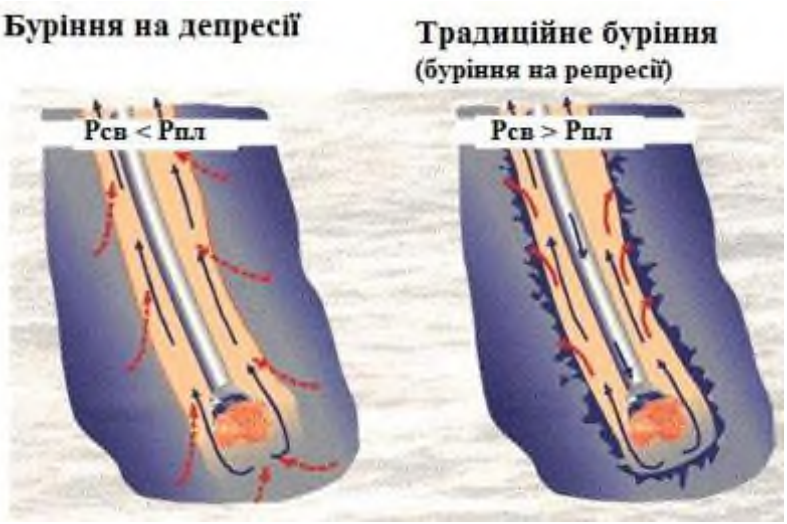


Рисунок 1.3 – Взаємодія в системі «свердловина - пласт» при бурінні на депресії і репресії [4]

На цих свердловинах при сприятливій геофізичній характеристиці пластів-колекторів одержали дуже малі припливи нафти. При великих репресіях на продуктивні пласти у процесі буріння свердловин відбувається повна або часткова втрата гідродинамічного зв’язку пластів із свердловиною. У таких свердловинах при випробуваннях на приплив мають місце невиявлені нафтогазоносні пласти і втрата потенційних робочих дебітів на тривалий час. Особливої актуальності набуває збереження первинної (природної) проникності привибійної зони нафтогазоносних

горизонтів при бурінні свердловин у некондиційних (низькопроникних) колекторах і при забурюванні нових горизонтальних стовбурів для відновлення свердловин на виснажених родовищах. Останнім часом використовується технологія буріння свердловин із підтримуванням рівноваги між пластовим і вибійним тисками, тобто величина диференційного тиску приблизно дорівнює нулю. При застосуванні такої технології породи-колектори практично не забруднюються, а дебіт свердловини дорівнює максимально можливому. Крім того, при бурінні на рівновазі значно підвищуються швидкості проходки, збільшується термін роботи доліт, скорочуються витрати на промивальні рідини (немає потреби їх обважнювати), є можливість зменшення кількості обсадних колон [4].

Умова рівноваги тисків має вигляд [4]

$$P_{пл} = P_{ст} + P_{гд} + P_{гкп}, \tag{1.1}$$

де $P_{ст}$ – гідростатичний тиск стовпа промивальної рідини;

$P_{гд}$ – втрати тиску на подолання опорів під час руху промивальної рідини в кільцевому просторі стовбура свердловини;

$P_{гкп}$ – надлишковий тиск на гирлі кільцевого простору свердловини.

При забезпеченні безперервної якісної дегазації промивальної рідини і недопущенні насичення її нафтою, можна досягнути, що $P_{гкп} \approx 0$. Для цього при бурінні необхідно використовувати промивальну рідину з такими значеннями реологічних параметрів і режим промивання, при яких виконується умова [4]

$$P_{пл} = P_{ст} + P_{гд}, \tag{1.2}$$

Перед закінченням буріння певного інтервалу (перед вимкненням насосів) необхідно провести заміну промивальної рідини у свердловині на рідину більшої густини, яка зберігається в резервних ємностях. При цьому повинна виконуватися наступна умова [4]

$$P_{пл} \approx P_{ст} \tag{1.3}$$

При використанні технології буріння на депресії дебіт свердловини виростає в рази. Наприклад, на виснажених родовищах (особливо газоконденсатних і газових), де падіння пластового тиску від початкового рівня доходить до 4 разів, використання цієї технології можливе з урахуванням величини коефіцієнта аномального тиску пластів (k_a) залежно від глибини. Для k_a = 0,5 – 1,0 мінімальна глибина складе приблизно 1 км, для k_a = 1,5 – не менше 2,5 км, для k_a = 2,0 – більше 4 км [4].

Умови роботи долота при зниженні тиску на вибої найбільш повно характеризуються рисунками 1.4, 1.5, 1.6.

Залежно від осьового зусилля на долото характер зміни механічної швидкості відзначається наявністю трьох характерних областей (рисунок 1.4).

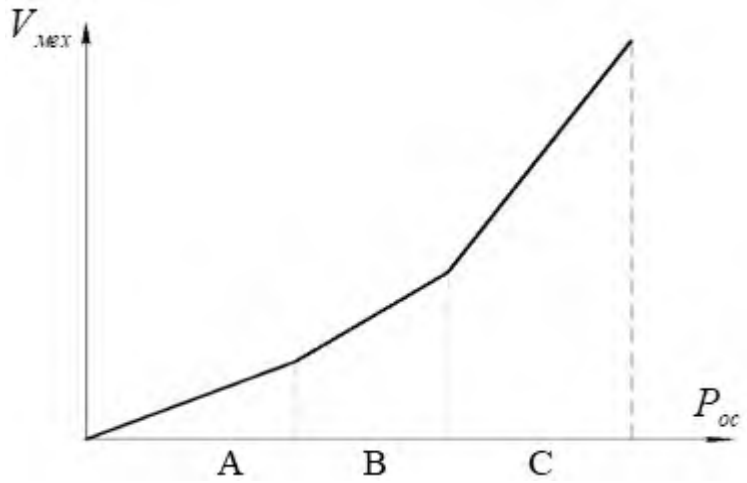
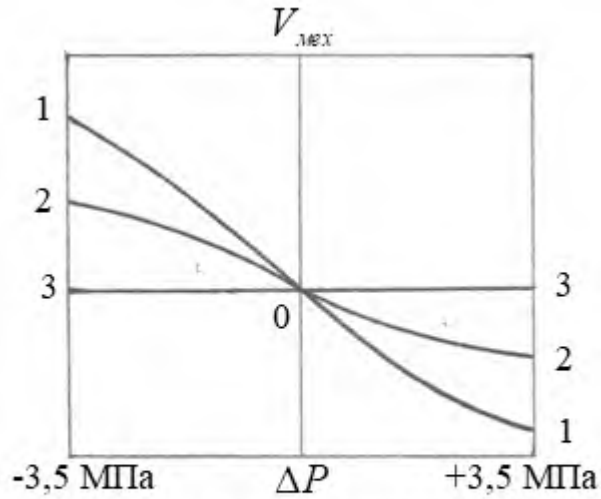


Рисунок 1.4 – Характерні області зміни механічної швидкості

Область А відзначається прямопропорційним зв’язком між механічною швидкістю буріння та навантаженням долота. В області В має місце втомний характер зміни фізичних властивостей породи. Область С характеризується об’ємним руйнуванням породи.

За механізмом впливу величини диференціального тиску на механічну швидкість можна також виділити три групи (рисунок 1.5). Максимальний вплив на механічну швидкість буріння виявляється для гірських порід із незначною проникністю. Другу групу складають піщані та мулисті сланці. Для порід з високою

проникністю механічна швидкість буріння не залежить від величини навантаження на долото[5].



1 - сланці з нульовою проникністю
2 - піщані та мулисті сланці
3 - породи з високою проникністю

Рисунок 1.5 – Особливості руйнування гірської породи

Характерним є той факт, що при зростанні від'ємного тиску на вибій механічна швидкість буріння також зростає.

Зменшення швидкості буріння відбувається і при зростанні густини промивального розчину (рисунок 1.6).

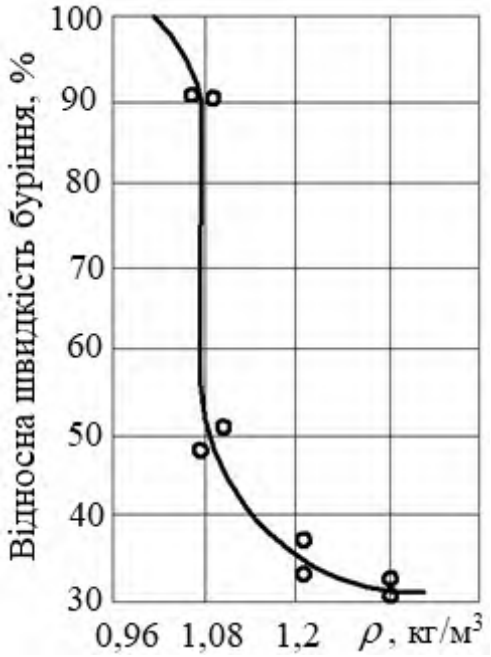


Рисунок 1.6 – Вплив щільності бурового розчину на швидкість поглиблення свердловин

Відповідно до наведеної залежності зростання густини промивального розчину викликає збільшення гідростичного та гідродинамічного тиску на вибій, внаслідок чого зменшується механічна швидкість буріння.

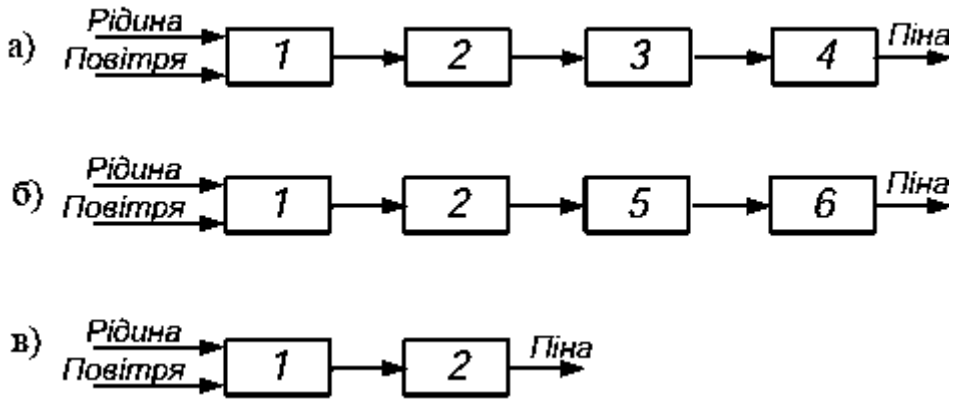
1.2 Обладнання для зниження густини промивального розчину при бурінні

Основними негативними на слідками використання промивальної рідини, яка створює значну репресію на продуктивний пласт, є [5], [6]:

– погіршення фільтраційної характеристики колекторів та подальше зниження продуктивності свердловини;

– збільшення терміну освоєння свердловини, а в деяких випадках неможливість отримання припливів та достовірної оцінки наявності вуглеводнів у пласті.

В роботі [7] проведено аналіз проектних даних по 129 свердловинах БУ “Укрбургаз” і ОАО “Укрнафта”. На основі виконаної оцінки впливу гідравлічних особливостей первинного розкриття інтервалів продуктивних горизонтів на стан фільтраційної характеристики пластів рекомендується для спорудження свердловин з АНПТ використовувати промивальні рідини меншої густини (інвертно-емульсійні). Отримання пін у виробничих умовах здійснюється в спеціальних піногенеруючих пристроях за рахунок інтенсивного сумісного диспергування піноутворюючої рідини і повітря (газу) [5].



1 – камера змішування; 2, 4 – сітка; 3 – легкий сипкий матеріал; 5 – отвори трубки; 6 – перфорована трубка

Рисунок 1.7 – Конструктивне виконання пристроїв для утворення піни

Структурні схеми таких піногенеруючих пристроїв зображені на рисунку 1.7 [5].

Утворення газорідинної суміші в пристрої для насичення рідини газом [6] відбувається при утворенні кавітаційної каверни, яка сприяє введенню в рідину газового потоку, перемішування й диспергування компонентів суміші(рисунок 1.8) [5]. Структурна схема даного пристрою зображена на рисунку 1.8 [5].

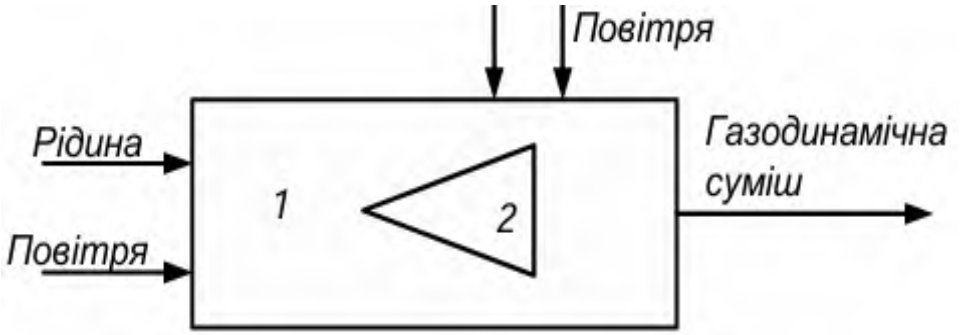
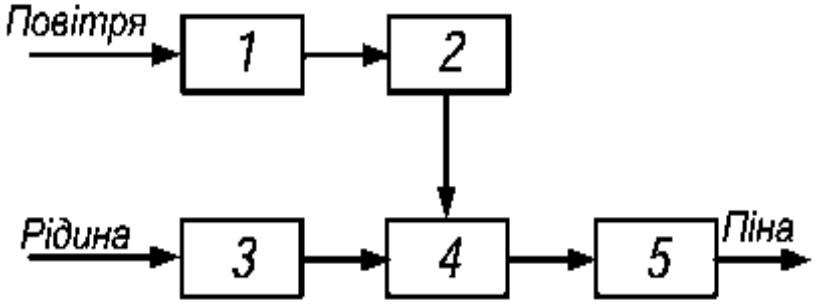


Рисунок 1.8 – Конструкція пристрою для аерації

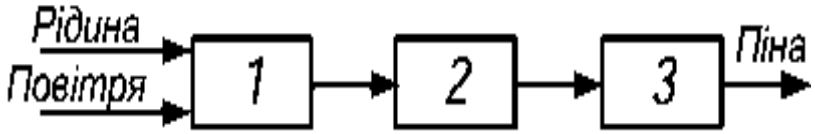
Структурна схема піногенеруючого пристрою зображена на рисунку 1.9 [5].



1 – циліндрична вставка; 2 – отвори дифузора; 3 – ежекторна вставка; 4 – камера змішування; 5 – сітки

Рисунок 1.9 –Конструкція пристрою з ежектором

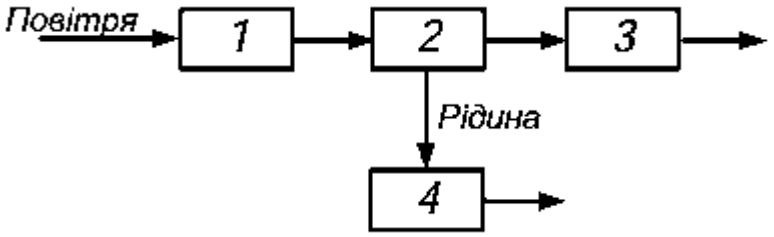
Структурна схема піногенеруючого пристрою з граткою та камерою диспергування зображена на рисунку 1.10 [5].



1 – форсунка; 2 – камера диспергування; 3 – гратка

Рисунок 1.10 – Структурна схема піногенеруючого пристрою з граткою

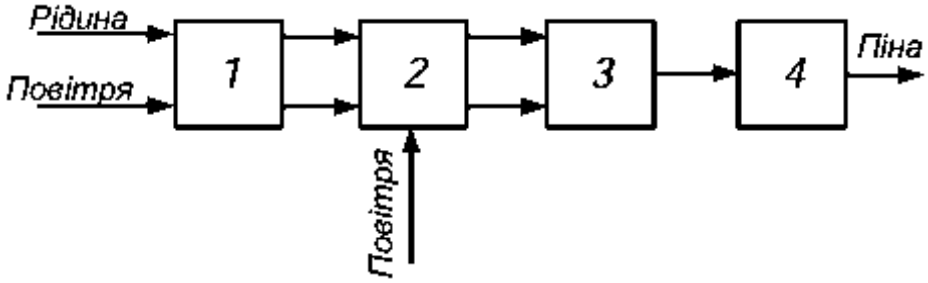
Для отримання пін високого тиску створено піногенеруючий пристрій [8], який дає змогу отримувати на виході високоструктуровані піни потрібних параметрів (рисунок 1.11) [5], [8].



1 – ежектор; 2 – вихрова камера; 3 – калібруючі гратки; 4 – відвідний канал

Рисунок 1.11 – Структурна схема піногенеруючого пристрою для освоєння свердловин

Провівши аналіз, можна дійти висновку, що для проектованого піногенеруючого пристрою необхідно підібрати іншу структурну схему (рисунок 1.12) [5].



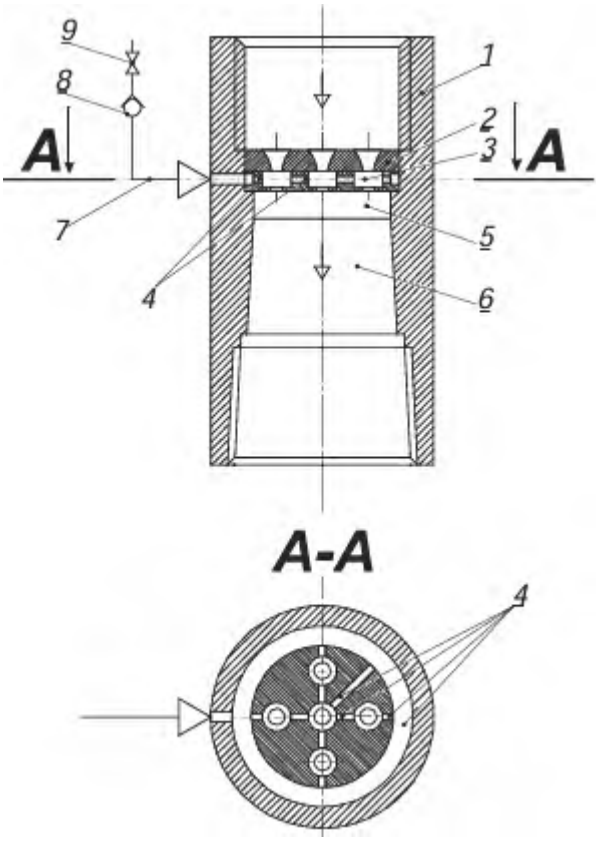
1 – багатосоплова вставка; 2 – камера попереднього змішування; 3 – камера кінцевого змішування; 4 – дифузор

Рисунок 1.12 – Структурна схема проектованого піногенеруючого пристрою

При великих подачах рідини доцільно застосовувати багатосопловий пристрій (рисунок 1.13) [5].

Піна в бурінні – агрегативно нестійка дисперсна система, у якій бульбашки газу відокремлені тонкими рідинними прошарками, що у вигляді плівок утворюють безперервну фазу (дисперсне середовище). Основну частину об’єму піни (60 – 96 %) складає газоподібна фаза. Для отримання піни в системі «рідина-газ» необхідна присутність третього компонента – піноутворювача. Теоретичні, експериментальні та промислові дослідження дають підстави стверджувати, що використання пін може значно інтенсифікувати процес буріння, підвищити якість розкривання продуктивних пластів, покращити деякі технологічні процеси при видобуванні нафти

і газу. Структурно-механічні властивості пін (в'язкість, динамічна напруга зсуву), великий діапазон зміни питомої ваги, пружні властивості, ізолююча здатність бульбашок піни характеризують її як особливу промивальну суміш, яка забезпечує високу якість виконання різних технологічних процесів у бурінні та нафтогазовидобуванні [9].



1– корпус; 2 – сопла; 3 – камери ежекційні попереднього змішування; 4 – камери для повітря чи газу; 5 – камера кінцевого змішування; 6 – дифузор; 7 – штуцер; 8 – зворотній клапан; 9 – запірнорегулюючий елемент

Рисунок 1.13 – Піногенеруючий пристрій [5]

Найбільш поширеним способом утворення піни є диспергаційний, який базується на інтенсивному переміщуванні піноутворюючого розчину та повітря, а саме: дію рухомих пристроїв - перемішуючих мішалок - на рідину в атмосфері газу (цей спосіб низькоефективний, тому рідко використовується); пропускання струменя газу через шар рідини (в барботажних або аераційних установках); ежектування повітря рухомим струменем рідини (в піногенеруючих пристроях). Основними факторами, які значною мірою впливають на ефективність роботи піногенеруючих

пристроїв, є зміна швидкості, тиску, температури та траєкторії руху потоків рідини і повітря [9].

Для подачі великих об’ємів піни у глибоких свердловинах використовуватимуться багатосоплові піногенераторуючі пристрої. Порівнюючи характеристики піногенеруючих пристроїв різних типів можна дати рекомендацію, що для створення моделі п’ятисоплового піногенеруючого пристрою необхідно використовувати камери змішування із конічною вхідною частиною, різними довжинами камер змішування та довжиною циліндричної частини камери змішування рівною 1–1,5 її діаметра. Піногенеруючі пристрої з можливістю заміни сопел різних діаметрів в межах 4–6 мм будуть високоефективними для певних конкретних умов їх застосування. Довжину циліндричної частини сопла рекомендується прийняти рівною 1–2 її діаметра [9].

Проаналізуємо робочий процес утворення піни, що відбувається в одному з каналів піноутворювального пристрою. Аналіз було проведено на основі спрощеної схеми ежекторного пристрою та розрахункової моделі розподілу статичного тиску вздовж довжини пристрою (рисунок 1.14) [10].

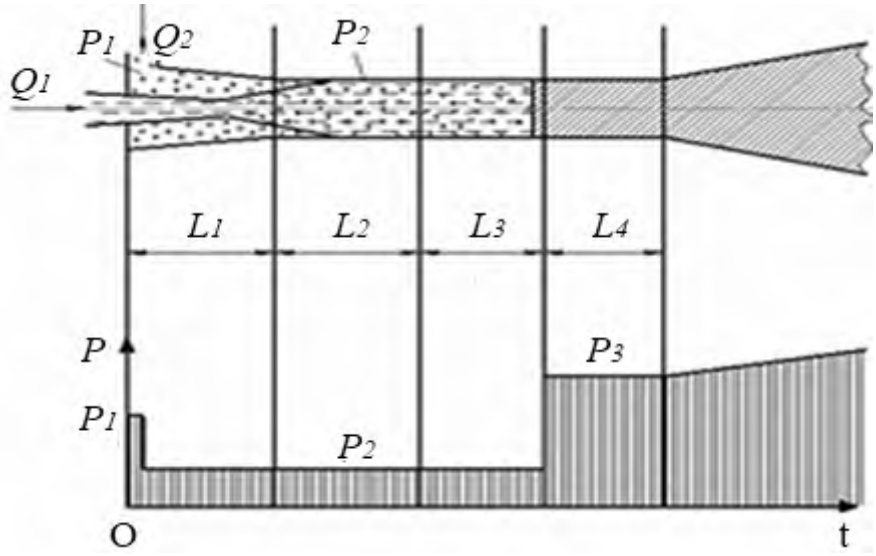


Рисунок 1.14 – Схеми ежекційного пристрою та розподіл статичного тиску вздовж його довжини: Q_1 та Q_2 – об'ємні втрати рідини та повітря відповідно; P_1, P_2 та P_3 – статичні тиски поблизу сопла до та після ударної хвилі відповідно; L_1, L_2, L_3, L_4 – перерізи ежекційного пристрою

На початковій ділянці довжиною L_1 відбуваються окремі потоки рідинної та газової фази. Однак поступово, через турбулентні поперечні імпульси швидкості, які викликають розсіювання рідини в поперечному напрямку та аерацію повітряного струменя, газоємність зменшується біля стінки, збільшуючись вздовж осі, і в кінці ділянки вони досягають рівності між собою, що доводить про утворення однорідного потоку повітря та крапель. Тут починається ділянка довжиною L_2. Утворення однорідного потоку повітря та крапель відбувається вздовж цього поля. Третя ділянка довжиною L_3 починається із завершення формування однорідної повітряно-крапельної суміші. В кінці ділянки спостерігається стрибок консолідації, при цьому повітряно-крапельна суміш перетворюється на рідино-бульбашкову суміш з повітряними бульбашками приблизно однакового діаметра, розділеними шарами рідини. Стрибок консолідації характеризується різким збільшенням тиску. У четвертій секції, яка починається після пропуску консолідації, суміш рухається у вигляді двофазного гомогенного потоку піни з бульбашок (пінного розчину) [10].

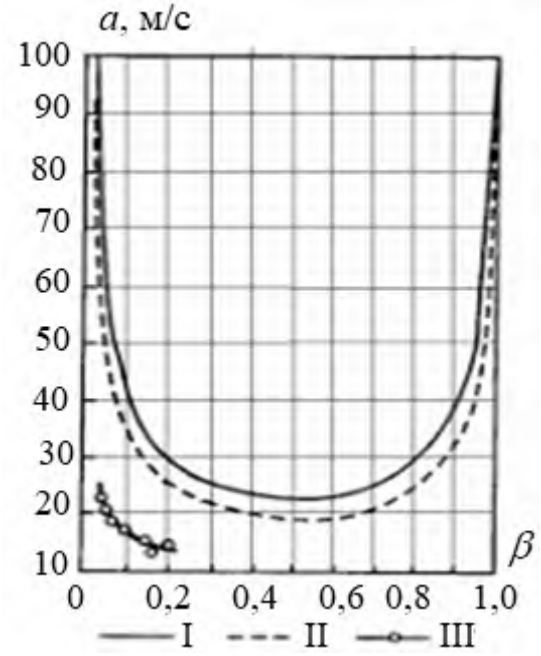
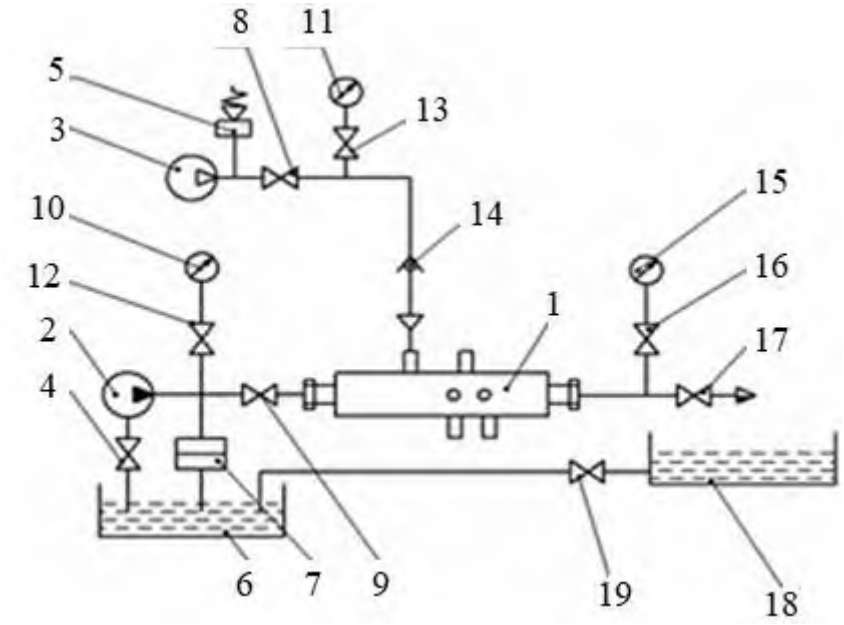


Рисунок 1.15 – Швидкість звуку у розчині води та повітря:
I – розрахункові значення під час адіабатичного процесу; II – розрахункові значення під час ізотермічного процесу; III – експериментальні значення для малих дисперсних розчинів

Для початку процесу консолідації швидкість потоку повітряних крапель має бути вищою за швидкість звуку в ньому. Чим нижчі числа Маха, тим вищою буде енергія робочого потоку для утворення пінного розчину; тобто швидкість руху потоку наближається до швидкості звуку потоку перед скіпом консолідації. Швидкість звуку розраховується за відомими формулами або за допомогою графіка залежності швидкості звуку у водному та повітряному розчині від вмісту в ньому газу (рисунок 1.15) [10].



1 – піноутворювальний пристрій; 2 – насос; 3 – ком пресор; 4 – запірний елемент всмоктувальної лінії; 5 – запобіжний клапан повітряної лінії; 6 – чаша з рідиною; 7 – запобіжний клапан нагрівальної лінії; 8 – запірний елемент пові-тряної лінії; 9, 17, 19 – клапани; 10, 11, 15 – манометри; 12, 13, 16 – запірна арматура; 14 – зворотний клапан; 18 – чаша піноутворювача

Рисунок 1.16 – Схема експериментальної установки для дослідження піноутворювального пристрою в лабораторних умовах

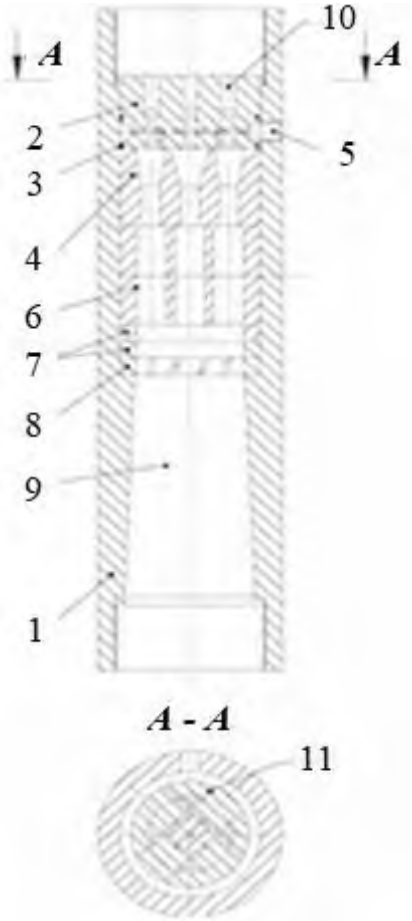
Конструкція розробленого пристрою дозволяє змінювати довжину змішувальної камери шляхом встановлення різної кількості дифузійних дисків та розпірних кілець загального дифузора в його оболонку. Також використовуються змінні форсунки змінного діаметра. Для досліджень у лабораторії була розроблена схема експериментальної установки (рисунок 1.16) [11].

Ця схема працює наступним чином: для промивання свердловини піною потрібно відкрити запірні елементи 8, 9 та 17. Потім потрібно запустити насос 2 та компресор 3, а після цього вести спостереження за показниками датчиків 10, 11 та 15. При цьому потрібно відкрити 12, 13 та 16. Рідина та повітря проходять через піноутворювальний пристрій 1, створюючи піну, яка подається в чашу його накопичувача, після чого виконується випробування піни. У процесі експериментальних досліджень допускається зміна тиску та об'єму подачі рідини та газу (повітря) [11].

Якщо після зупинки насоса 2 та компресора 3 необхідно змінити параметри в піноутворювальному пристрої, потрібно зменшити тиск у системі (контроль здійснюється за показниками датчиків 10, 11, 15). Після підтвердження відсутності тиску в системі, потрібно встановити піноутворювальний пристрій 1. Розібравши пристрій, можна змінити вставки сопел та встановити сопла інших діаметрів, а також змінити довжину змішувальної камери та дифузора вздовж осі. Під час проведення дослідження найважливішими параметрами для вимірювання були тиск та подача газу та рідини на вході піноутворювального пристрою, та тиск та подача піни на виході з пристрою. Результати такі. На основі лабораторних та експериментальних досліджень отримано залежність тиску піноутворювального розчину на виході та продуктивності піноутворювача [11].

Під час промислових досліджень ми вимірювали подачу та тиск рідини та повітря на вході, а також подачу та тиск піни на виході з піногенеруючого пристрою. Зменшення вмісту поверхнево-активних речовин (сульфанолу) до 25 % не вплинуло на якість створеної піни. Для розширення режимів роботи піногенеруючого пристрою можна змінити діаметр сопла, довжину змішувальної камери, включаючи довжину дифузора, та, за необхідності, вивести з ладу одне або кілька сопел. Піна, отримана за допомогою піногенеруючого пристрою, зберігає необхідні властивості на шляху від пристрою до виходу свердловини глибиною майже 4700 м. Результати промислових досліджень піногенеруючого пристрою ДГД-100х25-5 представлені у звітах про промислові дослідження на свердловинах № 201

Гадяцького району та № 172 Котелевської площі. Під час промислових досліджень було підтверджено високу ефективність роботи піногенеруючого пристрою ДГУ-100х25-5. Результати досліджень були зафіксовані на науково-виробничій нараді в ЦЛР «Техкомплектсервіс», де було рекомендовано розробити технічну документацію на виробництво піногенеруючих пристроїв ДГУ-100х25-5 та впровадити їх на підприємствах нафтогазової галузі [11].



1 – корпус; 2 – змішувач рідини та повітря; 3 – ущільнювальні кільця; 4 – гільза; 5 – канал для подачі повітря; 6 – розпірні кільця; 7 – затискні кільця; 8 – закручувач піносуміші; 9 – загальний дифузор; 10 – вертикальні отвори для подачі рідини; 11 – горизонтальні отвори для подачі повітря; 12 – вертикальні отвори для подачі повітря

Рисунок 1.17 – Удосконалений піногенератор ПГП-100х25-5 [12]

Найбільш раціональним піноутворювальним пристроєм є багатофорсунковий піноутворювальний пристрій, такий як ПГП-100х25-5. Модернізований піногенератор складається з циліндричного корпусу 1, в якому розміщено змішувач

рідини та повітря 2 з ущільнювальними кільцями 3, втулки 4 з камерами попереднього змішування, канал подачі повітря 5, розпірні кільця 6 з окремими паралельними дифузорами, затискні кільця 7, закручувач піносуміші 8 з напрямними лопатями, загальний дифузор 9 з турбулентною камерою змішування. У змішувачі рідини та повітря є вертикальні отвори для подачі рідини 10 та горизонтальні 11, з'єднані з вертикальними отворами для подачі повітря 12 ((рисунок 1.17) [12].

Піногенератор для насичення рідини повітрям з подальшим спіненням працює наступним чином. Рідина потрапляє в корпус 1 пристрою, а потім через отвори 10 змішувача рідини та повітря 2 – до камери попереднього змішування 4. Стиснене повітря одночасно подається до змішувача через канал 5 у корпусі 1 та отвори 11 та 12 змішувача рідини та повітря 2. Після виходу зі змішувача повітря також потрапляє до камер попереднього змішування 4, де в робочій зоні змішування створюються поля розвиненої турбулентності. У змішувальних камерах розпірних кілець 6 та затискних кілець 7 відбувається інтенсивна турбулізація струменів, змішування повітря з розчином та утворення піни. Далі суміш проходить через твістер пінної суміші 8, що сприяє якісному змішуванню та утворенню пінної суміші в змішувальній камері розташованій у дифузорі 9, де рідина рухається в турбулентному режимі та фіксується ефект насичення рідини повітрям та піноутворення [12].

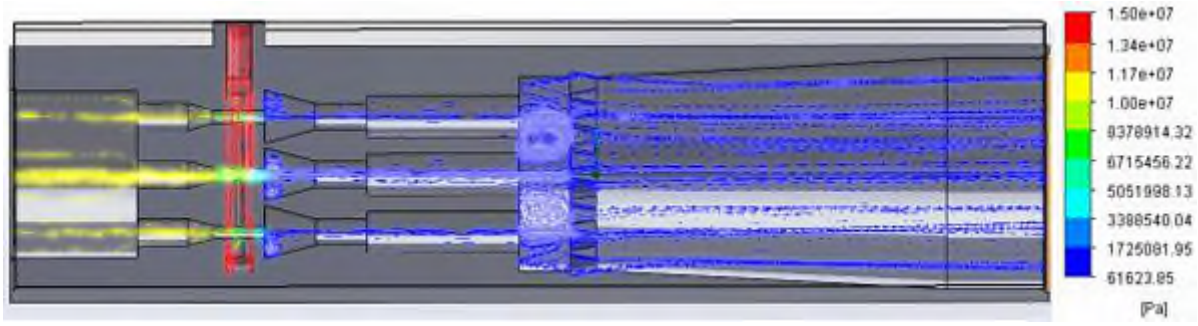


Рисунок 1.18 – Моделювання поля тиску в поздовжньому перерізі піногенератора

Для вивчення процесу піноутворення було проведено комп'ютерні дослідження, оскільки з їх використанням можна краще дослідити процеси, що відбуваються під час руху потоків рідини, газу та газорідинної суміші вздовж піногенератора порівняно з експериментальними дослідженнями (рисунок 1.18). Для

дослідження було застосовано програмне забезпечення FlowSimulation (США), яке є прикладним модулем SolidWorks, що дозволяє змінювати вхідні параметри рідини та повітря в широких межах та надає об'єктивну інформацію про необхідний параметр у будь-якій точці піногенератора. Ця програма використовує метод скінченних об'ємів та нестаціонарні рівняння Нав'є-Стокса та теплопередачі для числового розв'язання задач. Дискретизація рівнянь здійснюється в консервативній формі, часткові похідні апроксимуються з другим порядком точності, похідні за часом – за неявною схемою Ейлера першого порядку. Аналіз графічних залежностей розподілу тиску в поздовжньому перерізі піногенератора показує, що з удосконаленням камери змішування тиск у підвідній трубі зменшується до 7,5 МПа, а тиск на виході з пристрою становить 10 МПа [12].

1.3 Обладнання для буріння свердловин за заданим тиском

Буріння нафтогазових свердловин в пористих і нестійких породах пов’язане із значними складнощами, а саме [13]:

− велике поглинання бурового розчину, навіть до катастрофічного, та пов’язані з цим значні витрати на постачання хімічних реагентів, для приготування бурового розчину, спуску проміжних колон, тампонажних робіт, тощо;

− розмивання буровим розчином нестійких порід, що не дозволяє отримати якісний керн для геологічних досліджень;

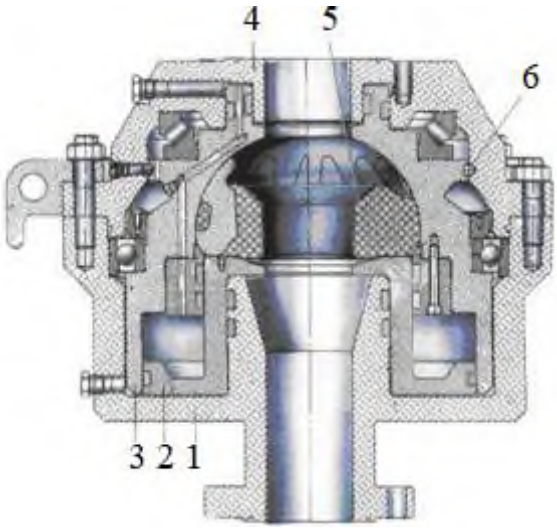
− виникнення в процесі буріння свердловин ускладнень, пов’язаних з розмиванням стінок свердловин, каверноутвореннями, накопиченням на вибої шламу, прихопленням і заклинюванням бурового інструменту та інше;

− при розкриванні нафтогазоносних горизонтів можливе закупорювання буровим розчином продуктивного пласта і неотримання очікуваного ефекту.

Запобігти цим ускладненням можна тільки шляхом буріння свердловин із заданим вибійним тиском, при цьому широко використовуючи буровий розчин із газоріднинних сумішей.

При розкритті та освоєнні продуктивних горизонтів продуктивність свердловини зростає в 1,5 – 2 рази з одночасним скороченням термінів освоєння в 4 – 5 разів [13], [14].

Прикладом обертового превентора є зображений на рисунку 1.11 універсальний обертовий превентор виробництва фірми Shafer (рисунок 1.19) [13].



1 – корпус; 2 – поршень; 3 – опора; 4 – кришка; 5 – ушільнення; 6 – кульковий замок

Рисунок 1.19 – Превентор універсальний обертовий виробництва фірми Shaffer

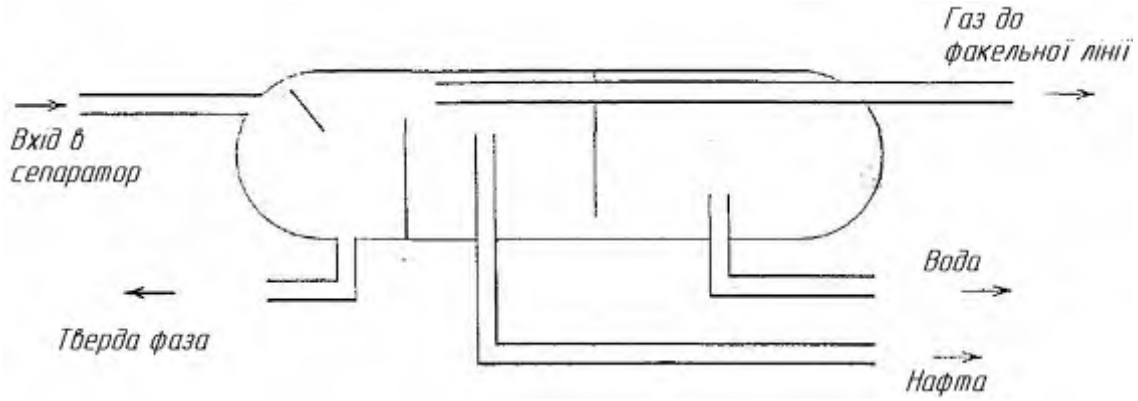
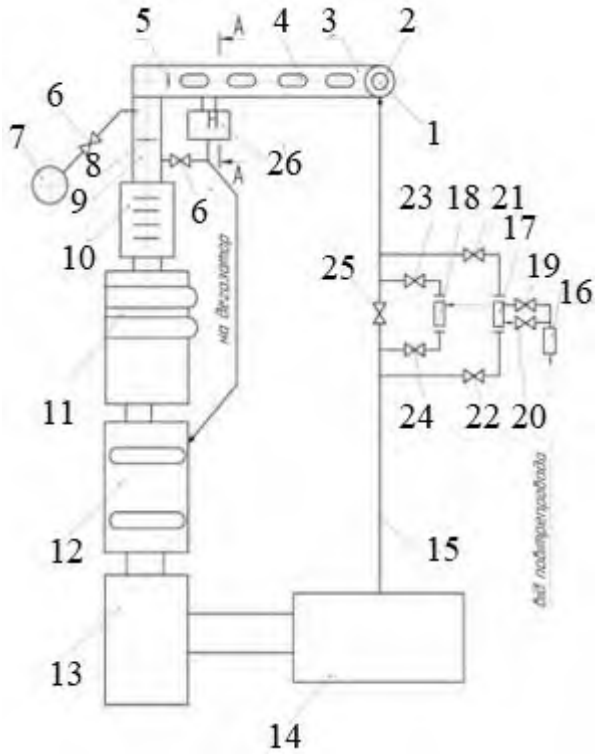


Рисунок 1.20 – Схема стандартного чотирьохфазного сепаратора

При використанні для збалансованого буріння аерованих розчинів до складу бурового комплексу обов’язково включають системи розділення фаз (сепаратори). Зокрема до складу бурового комплексу може входити чотирьохфазний газосепаратор (рисунок 1.20) [13].

Для можливості найбільш раціонального використання піногенеруючого устаткування передбачена схема обв’язки циркуляційної системи при бурінні з промиванням свердловини піною (рисунок 1.21) [13].



1 – свердловина; 2 – герметизатор устя; 3 – закритий жолоб; 4 – люк; 5 – шибер; 6, 19-25 – засувка; 7 – доливна ємність; 8 – поворотна заслінка; 9 – відкритий жолоб; 10 – бункер-шламовловлювач; 11 – блок очищення; 12 – дегазатор; 13 – приймальний резервуар; 14 – насосний агрегат; 15 – маніфольд; 16 – компресор; 17, 18 – піногенеруючий пристрій; 26 – вакуумний насос

Рисунок 1.21 – Схема обв’язки циркуляційної системи при бурінні з промиванням свердловини піною

Наведена інформація дозволяє зробити наступні висновки [13]:

1. Буріння свердловин із заданим вибійним тиском є перспективним для нафтогазової галузі, тому є доцільним вдосконалювати технологію і технологічне устаткування.

2. Комплекс противикидного обладнання потребує значного конструктивного удосконалення з метою забезпечення сприятливих умов для високоефективного проведення всіх необхідних операцій в процесі будівництва нафтогазової

свердловини. А саме все дане обладнання має бути високонадійним і давати змогу без ускладнень проводити спуско-підіймальні операції.

3. Не належному рівні ведеться контроль за нерівномірною подачею (пульсацією) бурового розчину у свердловину, що негативно впливає на вибій і стінки свердловини.

4. Системи розділення фаз існуючі сепаратори бажано модернізувати. Використання вихрових елементів дасть змогу при менших габаритах збільшити продуктивність та покращити якісні показники сепарації.

5. Схеми обв’язки циркуляційної системи для буріння свердловин із заданим вибійним тиском доцільно оснастити засобами для контролю та оперативної зміни тиску на вибої. При цьому всьому циркуляційну систему необхідно оснастити постійно діючою автоматизованою контрольно-керуючою, а при необхідності блокуючою системою.

2 СИСТЕМАТИЗАЦІЯ КОНСТРУКЦІЙ НАДДОЛОТНИХ ЕЖЕКТОРНИХ КОМПОНОВОК

Розглянемо конструкції пристроїв для буріння свердловин, до складу яких входять струминні насоси.

Ежекторний насос для відбору керна

Технологія буріння безперервного кернового відбивання з порожнистим перфоратором DTH та зворотною циркуляцією успішно застосовується для буріння свердловин. Під час її застосування буріння зі зворотною циркуляцією іноді не працює в порушеному пласті або за умов утворення витоків. Труднощі з відбором проб є ще однією проблемою. Долото зі зворотною циркуляцією є ключовим фактором у формуванні зворотної циркуляції. Для покращення ефекту зворотної циркуляції в цій статті пропонується встановити вторинний інжекторний пристрій у центральному отворі початкового долота зі зворотною циркуляцією. Інжекторний пристрій, що використовується для порожнистого долота зі зворотною циркуляцією DTH, - це газовий інжектор, розроблений за принципом закачування газу. Виходячи з принципу конструкції інжектора та фактичної конструкції долота зі зворотною циркуляцією DTH, нижнє сопло долота використовується як інжекторне сопло та додається щілина для дифузії тиску, таким чином формується багатосоплова інжекторна структура в нижній частині долота. Вторинний інжекторний пристрій може ефективно покращити ефект зворотної циркуляції технології буріння з порожнистою свердловиною (DTH). Вплив чотирьох структурних параметрів, а саме діаметра отвору вторинного інжектора d, діаметра центрального отвору D, кута отвору інжектора θ та відстані h від отвору інжектора до дна долота зі зворотною циркуляцією, на коефіцієнт інжектора n було досліджено за допомогою обчислювального гідродинамічного моделювання (CFD) для визначення розміру структури. Результати CFD були перевірені експериментальним методом. Результати показали, що ефект зворотної циркуляції змінювався зі змінами структурних параметрів пристрою вторинного інжектора d, D, θ та h. Поєднання структурних параметрів дозволило долоту досягти найкращого ефекту зворотної циркуляції. Враховуючи

вплив чотирьох параметрів, d=11 мм, D=44 мм, θ=30° та h=180 мм були більш раціональними параметрами. Крім того, були проведені лабораторні експерименти для перевірки результатів CFD-моделювання. Результати моделювання, які показали зміну n з різними структурними параметрами, були порівняні з результатами експериментальних випробувань. Порівняння показало похибку менше 15% між обома результатами, що додатково підтверджує раціональність структурних параметрів [15].

Ежекторний насос для відбору керна (рисунок 2.1) входить до складу колонкового набору.

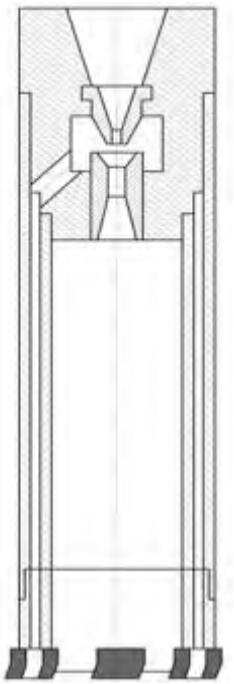


Рисунок 2.1 – Ежекторний насос для відбору керна

Сучасні конструкції колонкових наборів відрізняються використанням одинарних та подвійних колонкових труб. Струминний насос колонкового набору дозволяє підвищити ефективність відбору керна при колонковому бурінні. Струминний насос включений до колонкового набору за схемою ежекційної системи нагнітального типу. Струминний насос включений за послідовною схемою. При використанні даної конструкції у привибійній зоні створюється додатковий замкнений контур циркуляції промивального розчину. Підсмоктування промивального розчину здійснюється по кільцевому каналу утвореному внутрішньою та зовнішньою

концентричними трубами. У нижній частині пристрою розміщена бурова коронка. Використання колонкових наборів з струминним насосом розпочато у 70-х роках минулого століття. Такі конструкції широко застосовувались у пошуковому бурінні у тому числі і в Україні. Зокрема значний досвід експлуатації такої техніки накопичений у Житомирській геологорозвідувальній експедиції [15].

Бурове долото із всмоктувальним промиванням

Бурове долото із всмоктувальним промиванням (рисунок 2.2) замість звичайної нагнітальної промивки реалізує всмоктувальне промивання вибою.

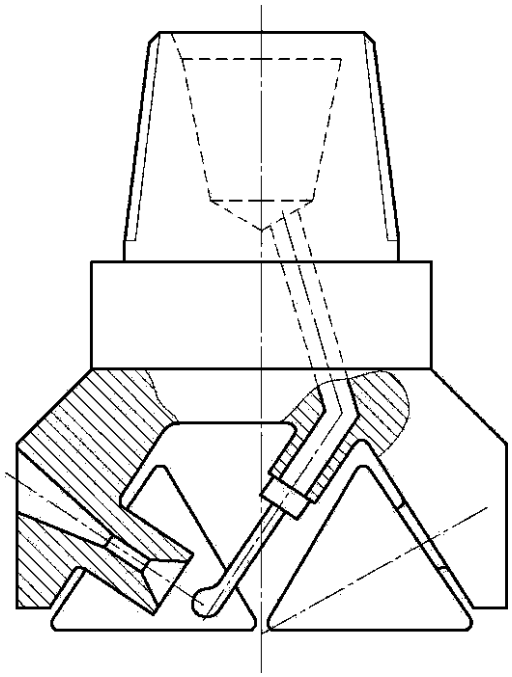


Рисунок 2.2 – Бурове долото із всмоктувальним промиванням

Промивальний розчин спрямований не на вибій, а в проточну частину долотного струминного насоса у вигляді циліндричної камери змішування та дифузорної частини. Частина промивального розчину, що виходить з дифузора у наддолотну область прямує до устя свердловини, а частина повертається на вибій та створює зворотний контур циркуляції. Внаслідок всмоктувального промивання буровий шлам разом з промивальним розчином надходить в проточну частину струминного насоса у наддолотну область звідки транспортується до устя каналом міжтрубного простору [15].

Приведена конструкція долотного струминного насоса не містить традиційної приймальної камери, функції якої виконує простір між шарошками долота.

Пристрій для зниження тиску на вибої

Пристрій для зниження тиску реалізує всмоктувальне промивання вибою (рисунок 2.3).

Після надходження по бурильній колоні промивальний розчин відхиляється від осі свердловини та рухається в напрямку до робочої насадки.

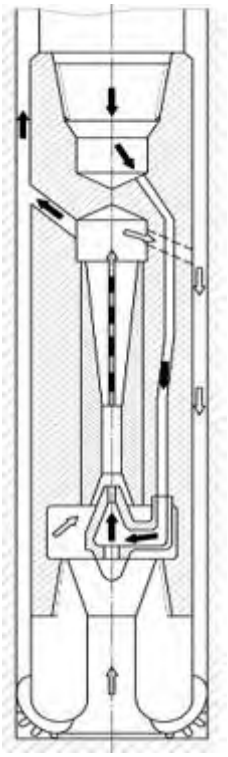


Рисунок 2.3 – Пристрій для зниження тиску на вибої

Після виходу з робочої насадки промивальний розчин рухається у висхідному напрямку, а в приймальній камері насоса утворюється область низького тиску. Внаслідок позитивної різниці тиску в приймальну камеру надходить промивальний розчин з вибою свердловини. Змішаний потік після виходу з дифузора виходить у міжтрубний простір, після чого частина потоку рухається до устя, а частина – до вибою. При проходженні низхідного потоку по кільцевому зазору між пристроєм та стінкою свердловини внаслідок значного гідравлічного опору кільцевої щілини на вибої утворюється зона низького тиску. Крім ширини кільцевої щілини величина зниження тиску на вибої залежить також від осьових габаритів пристрою та значенням витрати потоку, що рухається до вибою. Від'ємний тиск на вибої

сприяє покращенню умов руйнування гірської породи, підвищує стійкість долота та механічну швидкість буріння.

Пристрій для буріння нагнітального типу

Пристрій для буріння нагнітального типу (рисунок 2.4) дозволяє підвищити витрату на вибої свердловини за незмінної витрати промивального розчину та продуктивності бурового насоса.

Потік промивального розчину, що надходить з вибою свердловини внаслідок розрідження у приймальній камері приєднує додаткову кількість робочої рідини.

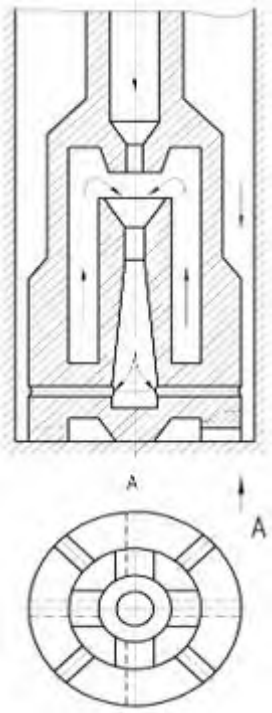


Рисунок 2.4 – Пристрій для буріння нагнітального типу

Витрата змішаного потоку визначається сумою витрат робочого та всмоктуваного потоку. Інтенсифікація режиму промивання вибою підвищує ефективність його очищення, що дає змогу покращити техніко-економічні показники буріння.

Наддолотна ежекційна система для буріння свердловин

Наддолотна ежекційна система для буріння свердловин відрізняється наявністю рухомого ущільнення, яке відокремлює наддолотну область та вибій свердловини від міжтрубного простору (рисунок 2.5). В корпусі пристрою виконані паралельні осьові канали в яких рухаються зустрічні потоки: низхідний потік надходить на вибій, а висхідний – транспортує на поверхню вибурену гірську породу. До

складу пристрою входять серійні долота шарошкового типу. Пристрій не містить загальноприйняту конструкцію струминного насоса. Роль струминного насоса відіграє ежекційна насадка, яка створює у каналі з висхідним потоком область низького тиску, що дозволяє підсмоктувати додаткову кількість промивального розчину та утворювати привибійний контур циркуляції. Відсутність дифузора не дозволяє створювати ежекційній насадці значне значення напору. Така конструкція ежекційної системи відзначається малим значенням ККД [16].

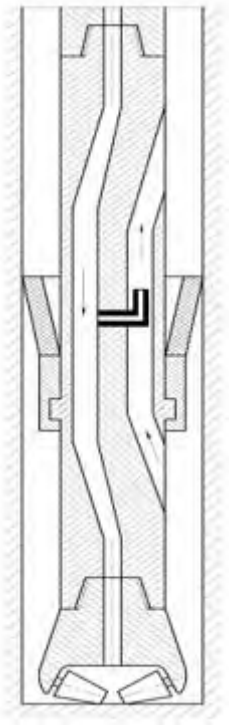


Рисунок 2.5 – Наддолотна ежекційна система для буріння свердловин

Рухоме ущільнення дозволяє герметизувати привибійну область свердловини в процесі низхідного переміщення компоновки під час буріння.

Пристрій для буріння при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини [16]

Ствол 9 свердловини обладнаний експлуатаційною обсадною колоною 5, яка відокремлює зовнішній кільцевий простір 10 від землі 6. Пакер 7 проходить до з'єднання з експлуатаційною обсадною колоною 5. Внутрішня обсадна колона 8 концентрична з експлуатаційною обсадною колоною 5 і має діаметр менший, ніж у неї. Внутрішня обсадна колона 8 проходить вниз від поверхні і прикріплена до пакера. Внутрішня обсадна колона 8 та експлуатаційна обсадна колона 5 утворюють

зовнішній кільцевий простір 10, який тягнеться до поверхні і на вибої закритий пакером 7. У зовнішньому кільцевому просторі 10 міститься робоча рідина 1, яка подається із поверхні (рисунок 2.6) [16].

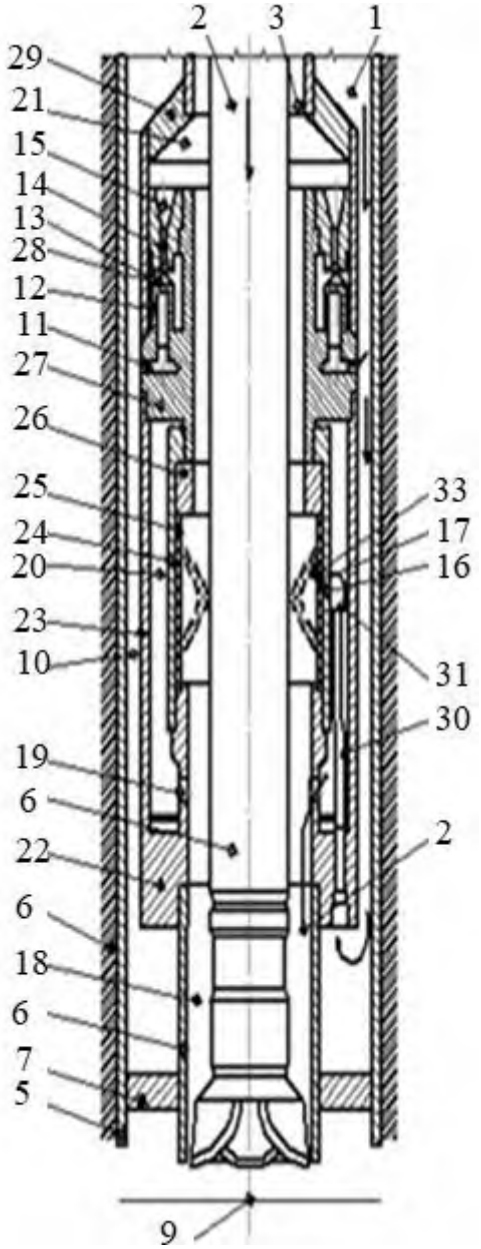


Рисунок 2.6 – Пристрій для буріння при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини [16]

У внутрішній обсадній колоні встановлена бурильна колона 4, так що утворюється внутрішній кільцевий простір 18 між бурильною колоною 4 і внутрішньою обсадною колоною 8. Буровий розчин 2 проходить з поверхні по бурильній колоні 4 до вибою ствола 9 свердловини і потім проходить вгору через кільцеву область між бурильною колоною 4 та експлуа таційною обсадною колоною 5. Коли буровий

розчин досягає пакера 7, він проходить вгору через внутрішній кільцевий простір 18. Можливе зворотне проходження потоку бурового розчину 2 вздовж бурильної колони 4 по внутрішньому кільцевому простору 18 [16].

Вибійне бурове обладнання прикріплене до внутрішньої обсадної колони 8 і розташоване над пакером 7. Використовуваний струминний насос має сопло, горловину і дифузор, який передає енергію від робочої рідини до бурового розчину і пластового флюїду для штучного підйому та видалення бурового розчину і пластового флюїду зі свердловини. При цьому зменшується гідростатичний тиск стовпа отриманої суміші в кільцевому просторі між концентричною колоною обсадних труб і бурильною колоною вище струминного насоса. Корпус 22 з впускним отвором для бурового розчину нагвинчений на внутрішню обсадну колону 8 і проходить вгору від неї. Корпус 22 з впускним отвором для бурового розчину має приблизно такий же внутрішній діаметр, як і колона 8, так що при необхідності буровий розчин 2 може продовжувати проходити вгору до поверхні через внутрішній кільцевий простір 18. Крім того, корпус 22 містить впускний отвір 19 для бурового розчину, що є вікном у корпусі 22 і дозволяє буровому розчину 2 про ходити в камеру 20 для бурового розчину. Камера 20 для бурового розчину являє собою кі льцеву область, яка дозволяє бурового розчину проходити від впускного отвору 19 до насосної камери 13 [16].

3 РОЗРОБЛЕННЯ КОНСТРУКЦІЇ ЕЖЕКЦІЙНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ БУРІННЯ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

3.1 Загальні принципи і методи конструювання нафтогазопромислового обладнання

В процесі проектування машин та обладнання широко використовують методи уніфікації і стандартизації. Останні дають можливість суттєво підвищувати ефективність процесу проектування, скоротити терміни розроблення і освоєння продукції, зменшити її собівартість, забезпечити простоту експлуатації та ремонту [17].

Уніфікація – це багаторазове використання в конструкції одних і тих же елементів, що дає можливість зменшити номенклатуру деталей. Уніфікація – комплексне і широке поняття. Залежно від того, яка технічна сутність вкладається в поняття уніфікації, останню класифікують на зовнішню і внутрішню, уніфікацію конструктивних елементів, уніфікацію марок і сортаментів конструкційних матеріалів, типорозмірів кріпильних деталей тощо [17].

Зовнішня уніфікація – це використання в проектованій конструкції деталей та вузлів з інших машин і обладнання даного або суміжного заводів. Крім зазначених вище позитивних наслідків уніфікації, залучення деталей і вузлів з інших машин і обладнання має ще одну перевагу: дає можливість використати в розроблюваній конструкції вже перевірені досвідом експлуатації деталі та вузли [17].

Рівень зовнішньої уніфікації деталей виробу оцінюється коефіцієнтом зовнішньої уніфікації. Внутрішня уніфікація – це багаторазове використання в конструкції виробу одних і тих же деталей. Уніфікація конструктивних елементів – це багаторазове використання у конструкції одних і тих же типорозмірів конструктивних елементів: різьб, шпоночних пазів, канавок, отворів та інших. Рівень уніфікації конструктивних елементів оцінюють диференційно, тобто окремо для кожної групи конструктивних елементів. Стандартизація – це використання в конструкції виробу купованих деталей і вузлів, які регламентовані стандартами (підшипники,

шпонки, маслянки індивідуального змащування, ущільнення та інші вузли і деталі) [7].

Види конструювання [18]:

1. Технічне конструювання.

2. Художнє конструювання.

Технічне конструювання (інженерне конструювання) – створення конструкції виробу, його наочного зображення згідно до розробленого проекту за ескізом, кресленням або технічним описом [18].

Художнє конструювання – створення художнього образу виробу засобами побудови форми предмету, підбору колірного вирішення та виду оздоблення. У виробництві процес проектування виробів як правило поділяється на чотири стадії [18]:

I. Формулювання завдання. Визначення вимог, яким повинна відповідати конструкція в експлуатації. Ці вимоги оформляють як технічне завдання, в якому вказують призначення і область застосування об’єкту.

II. Розробка ескізного проекту. Виконання дизайнером кількох ескізних замальовок майбутнього виробу.

III. Технічний проект. Документ має конкретизовану технічну характеристику виробу і пояснюючу записку з розрахунками і найважливішими показниками виробу. Під час розробки технічного проекту виконуються розрахунки, наприклад, на міцність, визначається форма і основні розміри вузлів і деталей.

IV. Робоче проектування. Виконуються робочі і складальні креслення деталей.

Для виконання проектів пропонується поділяти його на чотири етапи [18]:

I етап – підготовчий. Визначення завдань проекту.

II етап – конструкторський. Розробка конструкції виробу.

III етап – технологічний. Виготовлення спроектованого виробу відповідно до ескізу або креслення.

IV етап – заключний. Випробування об’єкту праці, оформлення і захист проекту.

У процесі проектування застосовують такі види графічної документації: ескіз, технічний опис, макет, креслення, шаблони [18].

До найбільш важливих видів технічної творчості фахівців відносять: проєктування, конструювання, раціоналізація, винахідництво. В основі всіх цих видів діяльності лежить творчий процес. Діяльність конструктора спрямована на те, щоб у загальній структурі розроблюваного механізму (його конструкції) кожен окремо взятий вузол чи деталь мали своє чітке призначення, займали визначене для них місце. Конструювання можна вважати діяльністю, яка спрямована на те, щоб, з’єднавши деталі і частини в необхідній послідовності, у конкретній комбінації, отримати відповідно конкретний ефект, функцію: будь-якого типу рух, переміщення, піднімання вантажу, виконання тієї чи іншої механічної роботи». Тобто, надзвичайно важливе значення має забезпечення вдалого робочого поєднання головних частин і вузлів об’єкта, налагодження між ними конструктивних зв’язків. Частину цих творчих завдань конструктор вирішує під час формування конструкторського задуму та його ескізної перевірки (розроблення ескізного проєкту). Але остаточне, «графічне закріплення» частин, вузлів і деталей у реальному механізмі, узгодження їх роботи і багато інших дій відбувається у процесі конструювання об’єкту. Всі кресленики конструктор виконує на основі ескізного проєкту, створюючи технічний та робочий проєкти. До складу технічного проєкту входить складальне креслення (тобто, загального вигляду об’єкта), а робочого — всіх відповідальних деталей. У технічному проєкті виразно проявляється загальна конструкція виробу та його головних вузлів, визнача ється конструктивні форми всіх деталей. На етапі конструювання виробу (об’єкта) виготовляється його макет (геометрично подібна модель). Зазначений вище ескізний варіант компоновки виробу в цілому не дає повного уявлення про майбутній пристрій. Об’ємний реальний макет (модель) дає можливість уявити геометричну форму об’єкту, його пропорцій, основні розміри складальних вузлів, частин і деталей, кольорове оформлення. Він дозволяє виявити

допущені раніше помилки, оцінити його функціональні, технічні та естетичні якості. На цьому ж етапі виготовляється також фізично подібна модель пристрою. Вона необхідна для проведення розрахунків: на міцність, жорсткість, зносостійкість, теплового і динамічного розрахунків тощо [19].

При проектуванні і конструюванні машин будь-якого функціонального призначення найбільш важливим фактором є економічний і його необхідно обов'язково ураховувати. Цей фактор враховується для всього комплексу техніко-економічних та експлуатаційних показників, при цьому важливо звертати особливу увагу на їх відносні значення. Будь-яка машина проходить три стадії її існування: проектування, виготовлення на підприємстві та експлуатація на виробництві. Зниження вартості проектування та виготовлення машини є комплексним завданням: конструкторським і виробничим. Головне конструкторське завдання полягає в тому, щоб забезпечити високий потенціал розвитку машини. Це дозволить виготовляти одну і ту ж модель машини тривалий час при найбільш можливому масштабі випуску. Велике значення має зменшення кількості типорозмірів машин, що можна досягти раціональним вибором типажу та її параметрів. На вартість машини значно впливає уніфікація і стандартизація агрегатів, вузлів, деталей. Важливо забезпечити технологічність конструкції. Під технологічністю розуміють сукупність ознак, які забезпечують най більш економічне, швидке і продуктивне виготовлення машин з використанням прогресивних методів обробки при одночасному підвищенні якості, точності і взаємозамінності частин. До цього поняття входять також ознаки складання виробу, зручного та економічного ремонту. Технологічність залежить від масштабу і типу виробництва. Необхідно відзначити, що вартість проектування та виготовлення машини не є головною частиною загальних витрат на її створення та експлуатацію. Головним показником, який необхідно при цьому забезпечити, є економічний ефект, що визначається корисною віддачею машини і сумою експлуатаційних витрат за весь період існування машини. Корисна віддача виражається вартістю продукції або корисної роботи, яку виконує машина за

одиницю часу. Корисна віддача залежить від продуктивності машин, тобто від кількості операцій, які вона виконує за одиницю часу, і від вартості операцій [20].

Головними способами підвищення продуктивності машин є [20]:

1) збільшення кількості операцій, які виконуються машиною над певним виробом одночасно;

2) збільшення кількості виробів, які обробляються машиною одночасно;

3) скорочення тривалості технологічного циклу виготовлення виробу;

4) автоматизація технологічного процесу.

При створенні машин рекомендується притримуватися наступних правил [21]:

– націлювати конструкторські задачі на збільшення економічного ефекту, який визначається в першу чергу корисною віддачею машини, її довговічність і вартість експлуатаційних витрат за весь термін використання машини;

– добиватися максимального підвищення корисної віддачі, збільшення продуктивності машин і об’єму операцій, що ними виконуються;

– добиватися всебічного зниження витрат на експлуатацію машин зменшенням енергоспоживання, вартості обслуговування і ремонту;

– максимально збільшувати ступінь автоматизації машин з метою підвищення продуктивності, покращення якості продукції і скорочення витрат на працю;

– всебічно збільшувати довговічність машин, як засіб підвищення фактичної чисельності машинного парку і їх сумарної корисної віддачі;

– упереджувати технічне старіння машин, забезпечуючи їх довгостроковість і передбачати резерви розвитку і послідовного удосконалення;

– закладати в машину передумови інтенсифікації використання в експлуатації підвищенням їх універсальності і надійності;

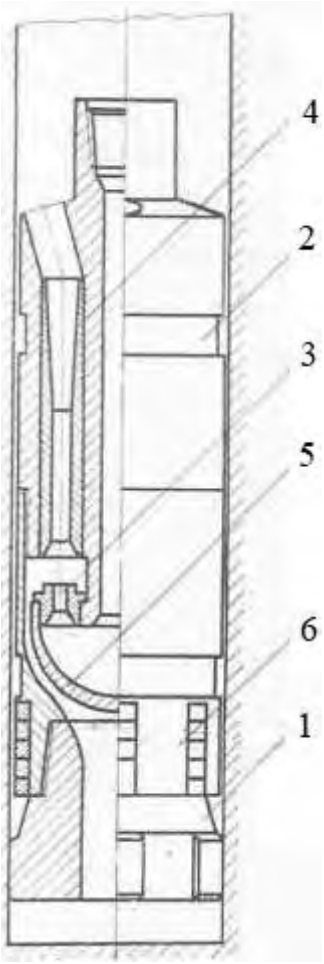
– передбачати можливість створення похідних машин з максимальним використанням конструктивних елементів базової машини;

– прагнути до скорочення числа типорозмірів машин, добиватися задоволення потреб народного господарства мінімальним числом моделей через раціональний вибір їх параметрів і підвищення експлуатаційної гнучкості;
– прагнути до задоволення потреб народного господарства мінімальним випуском машин шляхом збільшення корисної віддачі і довговічності машин;
– конструювати машини з розрахунком на безремонтну експлуатацію з повним усуненням капітальних ремонтів і з заміною відновлювальних ремонтів комплектацією машин з змінними вузлами;
– запобігати виконання поверхонь тертя безпосередньо на корпусі деталей; для полегшення ремонту поверхні тертя виконувати на окремих деталях, що легко замінюються;
– послідовно витримувати принцип агрегатності; конструювати вузли у вигляді незалежних агрегатів, які встановлюються на машину в зібраному вигляді;
– виключити підбір і підгонку деталей при складанні; забезпечити повну взаємозамінність деталей.

3.2 Опис конструкції та принципу роботи пристрою для буріння свердловин

Принципова схема ежекційного пристрою для буріння свердловин приведена на рисунку 3.1. Пристрій для буріння свердловин входить до складу компоновки низу бурильної колони та під’єднується до бурильних труб за допомогою різьбового з’єднання. Пристрій може застосовуватись як для роторного так і турбінного буріння. Основними складовими пристрою є породоруйнівний інструмент; зовнішня оболонка пристрою; активна насадка; елемент розширення потоку; розділювальний елемент та перехідник. Породоруйнівний інструмент у вигляді бурової коронки призначений для руйнування гірської породи, зовнішня оболонка пристрою (корпус) включає у своїй порожнині гідравлічні елементи пристрою, активна насадка перетворює потенційну енергію робочого (активного) потоку у кінетичну енергію руху промивального розчину. Висока швидкість руху промивального розчину на виході з сопла викликає утворення області низького тиску, яка створює

позитивний перепад тиску та можливість підсмоктування пасивного потоку промивального розчину. Елемент розширення потоку здійснює зворотне перетворення кінетичної енергії змішуваних потоків у потенціальну енергію потоку, що прямує до устя свердловин [21].

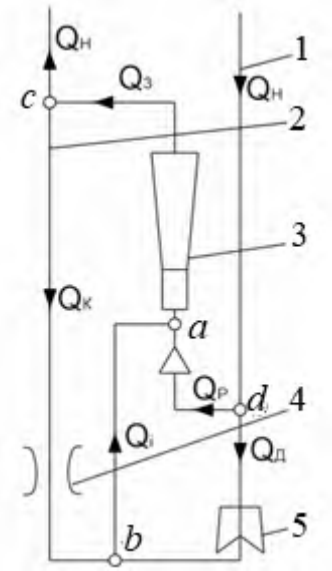


1 – породоруйнівний інструмент; 2 – зовнішня оболонка пристрою; 3 – активна насадка; 4 – елемент розширення потоку; 5 – розділювальний елемент; 6 – перехідник

Рисунок 3.1 – Принципова схема пристрою для буріння свердловин

Розділювальний елемент відокремлює області низького (в приймальній камері струминного насоса) та високого (в лінії підведення робочого потоку) тиску промивального розчину. Перехідник призначений для під'єднання породоруйнівного інструменту до корпусу пристрою. Нижня циліндрична зовнішня частина пристрою містить твердосплавні елементи-калібратори, які здійснюють безпосередній контакт з гірською породою та забезпечують заданий діаметр свердловини [21].

Проаналізуємо характер розподілу потоків в гідравлічній системі пристрою (рисунок 3.2). Потік промивального розчину, який створює буровий насос, надходить по лінії підведення робочого потоку з витратою $Q_н$. У привибійній зоні (точка *d*) частина потоку промивального розчину прямує на робочу насадку струминного насоса, а частина – прямує до вибою та надходить в порожнину породоруйнівного елемента. Потік промивального розчину з витратою $Q_р$ приводить в дію струминний насос [21].



1 – лінія підведення робочого потоку; 2 – лінія відведення робочого потоку; 3 – ежекційний апарат; 4 – твердосплавні елементи розширювача свердловини; 5 – породоруйнівний інструмент

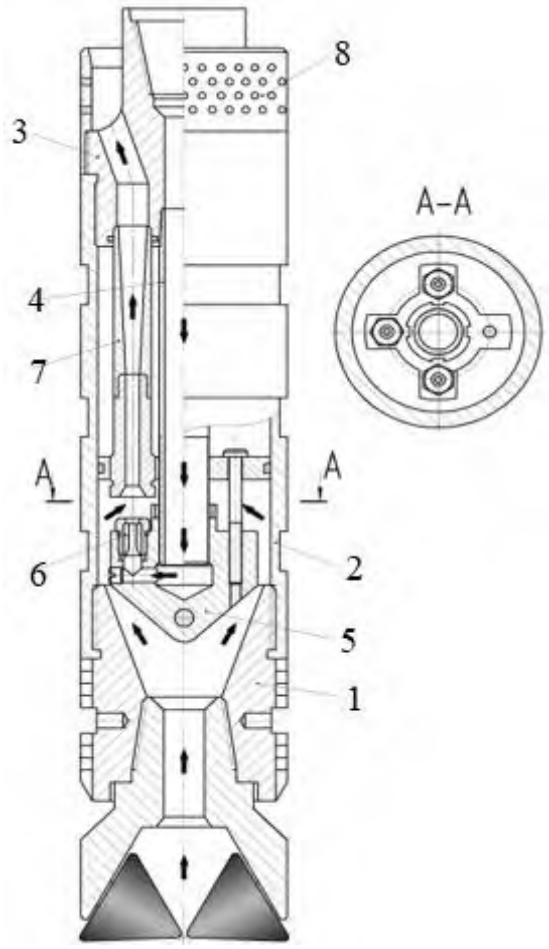
Рисунок 3.2 – Схема розподілу потоків промивального розчину в гідравлічній частині пристрою

В приймальній камері струминного насоса відбувається з'єднання робочого потоку та потоку, який всмоктується струминним насосом, після чого змішаний потік через камеру вирівнювання швидкостей та розширювальний елемент надходить в кільцевий міжтрубний простір.

Після виходу в кільцевий канал міжтрубного простору частина потоку рухається в напрямку до вибою, а частина по лінії відведення робочого потоку прямує до устя свердловини. Потік промивального розчину, який рухається в напрямку до

вибою проходить через кільцеву щілину утворену калібрувальними елементами та стінками свердловини. Зважаючи на значні гідравлічні втрати в кільцевій щілині у наддолотній області та на вибої відбувається зниження тиску. При цьому покращуються умови роботи породоруйнівного інструмента на вибої, зростає проходження долота та механічна швидкість буріння [21].

На рисунку 3.3 приведена конструкція наддолотного ежекторного пристрою.



1 – калібратор; 2 – корпус; 3 – обойма; 4 – центральний патрубок; 5 – вузол розподілу потоків; 6 – ежекційні пристрої; 7 – розширювачі струминних насосів; 8 – сітковий патрубок

Рисунок 3.3 – Конструкція наддолотного ежекторного пристрою

Основними елементами пристрою є калібратор; корпус; обойма; центральний патрубок; вузол розподілу потоків; ежекційні пристрої; розширювачі струминних насосів; сітковий патрубок.

Розглянемо особливості конструкцій окремих елементів наддолотного ежекторного пристрою.

Корпус пристрою виготовлений з труби довжиною 508 мм, зовнішним діаметром 195 мм та внутрішнім діаметром 170 мм. Матеріал корпуса – сталь 40 ХН. Внутрішні поверхні корпуса з обох боків містять метричну різьбу, а на його зовнішній поверхні виконані з проточки на глибину 6 мм довжиною 40 мм (рисунок 3.4).

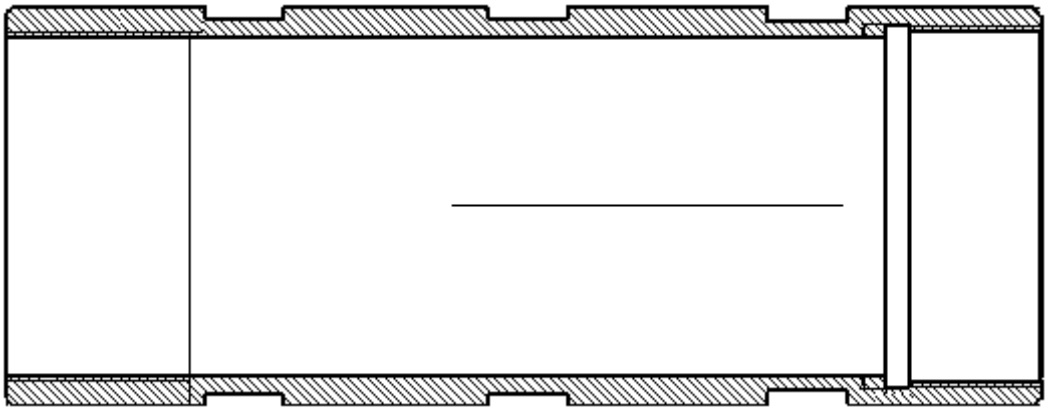


Рисунок 3.4 – Корпус наддолотного ежекторного пристрою

Чистота обробки внутрішньої поверхні корпуса – $R_a \approx 0{,}63$.

Головка калібратора (рисунок 3.5) має вигляд втулки діаметром 168 мм довжиною 220 мм з наскрізним отвором утвореним конічними каналами.

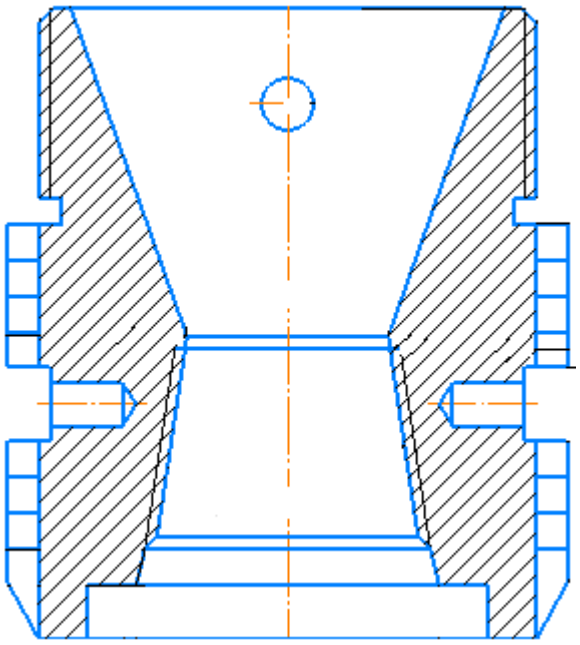


Рисунок 3.5 – Головка калібратора

Зовнішня поверхня деталі має твердосплавні елементи, які контактують з гірською породою. Головка калібратора виготовлена з сталі 65 Г2С. Зовнішня поверхня деталі у верхній частині має різьбу, за допомогою якої з'єднується з корпусом пристрою. Внутрішня поверхня деталі у нижній частині містить конічну різьбу З-117, за допомогою якої приєднується долото.

Дифузор (розширювач) виготовлений з сталі У8, має довжину 87 мм, зовнішний діаметр 18 мм та внутрішній мінімальний діаметр 6,8 мм. Внутрішня поверхня деталі виконана конічною з кутом розширення 8° (рисунок 3.6) [21].

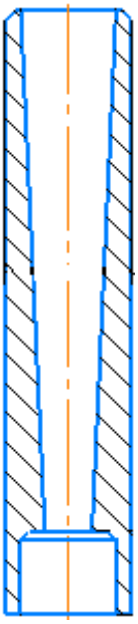


Рисунок 3.6 – Дифузор

Внутрішня конічна поверхня дифузора піддається впливу абразивних часток. Для запобігання передчасному зношуванню внутрішня конічна поверхня дифузора піддається цементуванню.

Робоча насадка (сопло) виконана з твердого сплаву АП-БМ02.001-01 у вигляді втулки з наскрізним отвором довжиною 32 мм з зовнішнім діаметром 17 мм та внутрішнім мінімальним діаметром 6,8 мм (рисунок 3.7). Насадка призначена для перетворення потенціальної енергії тиску робочого потоку в його кінетичну енергію. Вораховуючи закон збереження енергії зростання швидкості потоку зумовлює зниження гідродинамічного тиску. Дана залежність є зворотною. Низьке

значення тиску на виході з робочої насадки дозволяє підсмоктувати інжектований потік, величина якого визначається діючою різницею тисків.

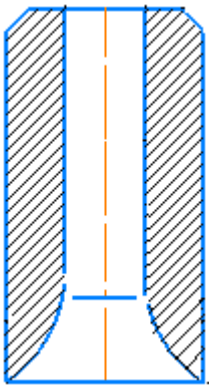


Рисунок 3.7 – Робоча насадка

Вхід в нижню частину насадки виконаний у вигляді конфузора з криволінійною твірною. Виготовлення насадки з твердого сплаву дає змогу підвищити ресурс її роботи в умовах значних швидкостей руху гідроабразивної суміші.

Вузол розподілу потоків (рисунок 3.8) розміщений в нижній часьтині пристрою та має вигляд втулки з «глухим» осьовим отвором з ріьбою М46 мм та наскрізним отвором з різьбою М 12 мм.

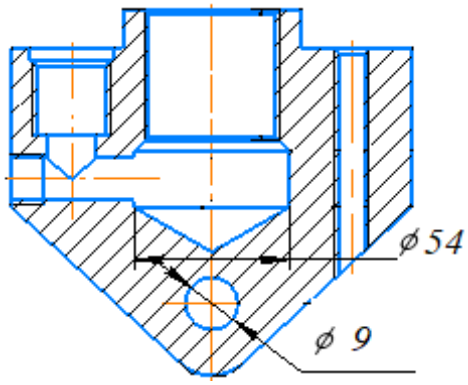


Рисунок 3.8 – Вузол розподілу потоків

Сепаратор (сітковий патрубок) (рисунок 3.9) має вигляд тонкостінної втулки довжиною 128 мм з внутрішньою різьбою діаметром 196 мм в нижній частині. Крім того деталь містить «глухий» отвір осьовий з різьбою М 26 мм та радіальний отвір з різьбою М 16 мм. Нижня частина деталі має наскрізний радіальний отвір діаметром 9 мм для полегшення виконання складальних операцій. Сепаратор виготовлений з сталі 45. У верхній частині деталі просвердлено 90 радіальних отворів

діаметром 7 мм для запобігання засмічування проточної частини струминних насосів уламками бурового шламу.

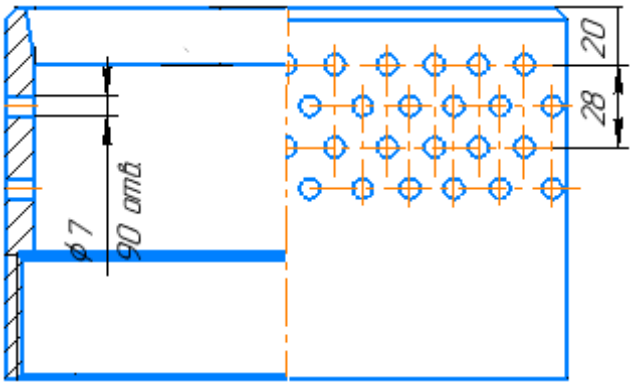


Рисунок 3.9 – Сепаратор

Кількість та діаметр отворів у верхній частині сепаратора може змінюватись залежно від умов експлуатації..

Деталь труба має зовнішній діаметр 48 мм, внутрішній діаметр – 36 мм та довжину 362 мм (рисунок 3.10).

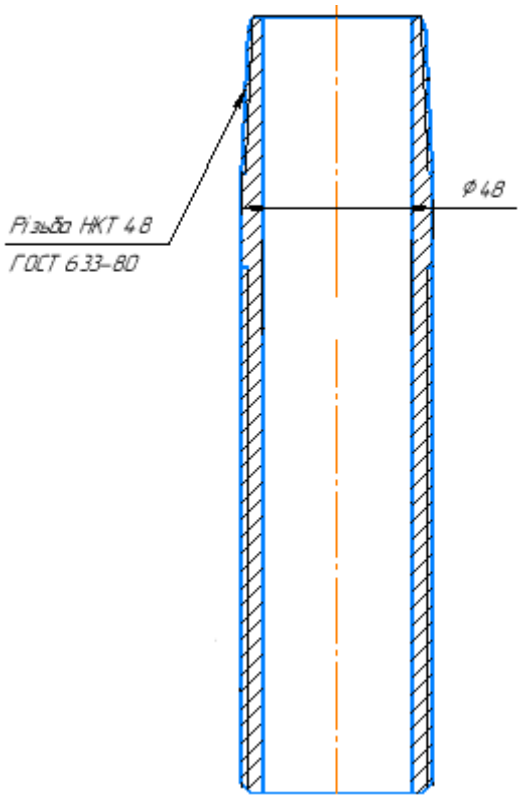


Рисунок 3.10 – Труба

У верхній та нижній частині деталі виконана зовнішня різьба М 46 мм. Деталь труба виготовлена з сталі 40 ХН. Для виготовлення даної деталі може використовуватись трубна заготовка.

Хвостовик (рисунок 3.11) – одна з найскладніших деталей пристрою.

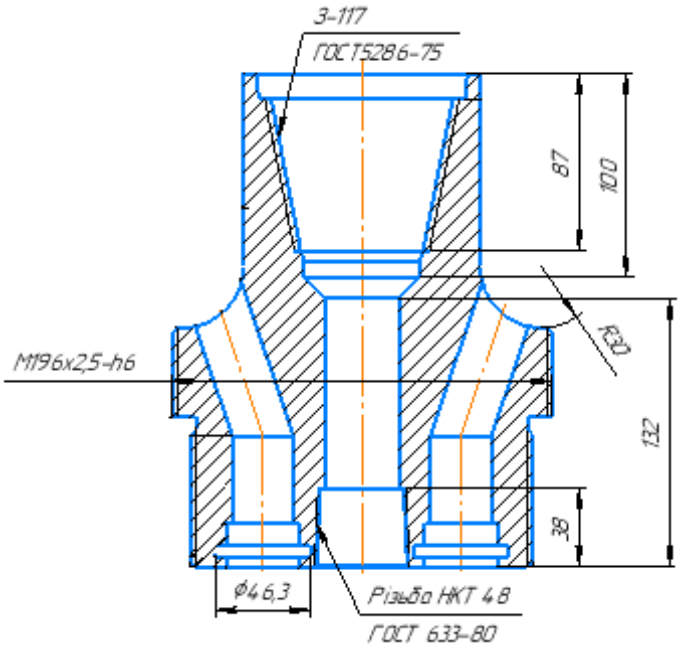


Рисунок 3.11 – Хвостовик

Хвостовик має загальну осьову довжину 240 мм. У верхній частині виконана конічна різьба З-117, у нижній – різьба НКТ 48. Зовнішня поверхня деталі має різьбу М196 мм. Деталь виготовлена з сталі 65Г2С.

4 РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ РОБОТИ СТРУМИННОГО НАСОСА

4.1 Характеристики струминних апаратів

Струминні апарати як прилади, в яких відбувається обмін енергією між двома потоками за рахунок змішання з утворенням результуючого потоку без участі механічних частин, отримали досить широке розповсюдження практично у всіх галузях промисловості й техніки. Їхньою принциповою особливістю є підвищення тиску потоку, що перекачується або ежектується, без безпосередніх витрат механічної енергії при винятковій простоті конструкції. Принципова схема струминного насоса показана на рисунку 4.1 [22].

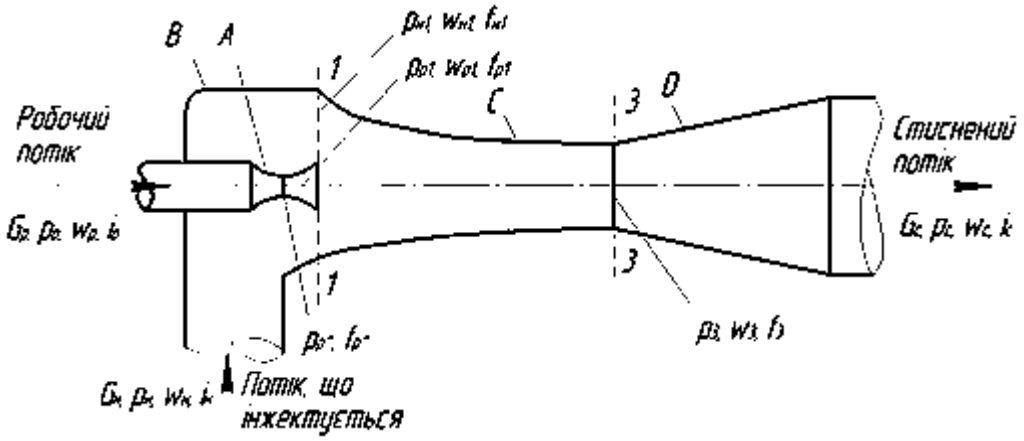


Рисунок 4.1 – Схема струминного насоса: A – робоче сопло; B – прийомна камера; C – камера змішання; D – дифузор

На рисунку 4.1 використаються позначення: G – масова витрата; p – тиск; w – швидкість; f – площа прохідного перетину; i – ентальпія. У струминних насосах, навіть ідеалізованих (тобто без втрат на тертя), основними витратами енергії є втрати на удар, тобто витрати (дисипації) частини корисної енергії потоків, оскільки основною особливістю є вирівнювання швидкостей потоків, що змішуються [22].

Другим основним недоліком струминних нагнітачів, що працюють на газах, тобто ежекторів є досить низький тиск суміші на виході з нагнітача, внаслідок того, що їх характеристики обмежені особливостями надзвукових потоків. Підвищення напірності струминних газових ежекторів може бути досягнуто тільки за рахунок

підвищення щільності (тиску), що також необхідно створити окремими засобами (компресорами). При цьому знижується ККД, а отже зростає вартість перекачування. При тисках у промисловості 14 0,6…1 МПа, струминні ежектори створюють малі напори, що не перевищують 0,2 МПа. Основним і найважливішим недоліком вихрових ежекторів і насосів є дуже низький ККД, що обмежує їхнє застосування в промисловості. До переваг можна віднести властиві всім струминним пристроям і насосам високі показники надійності й довговічності та малу металоємність, а також зниження, у порівнянні зі струминними насосами прямоточного типу, осьових габаритних розмірів [22].

У струминних насосах, що називаються також інжекторами, ежекторами чи гідроелеваторами, потік корисної подачі Q_o рухається і отримує енергію завдяки змішуванню з робочим потоком Q_p що має більшу енергію [23].

Повна подача на виході з насоса становить [23]

$$Q_2 = Q_1 + Q_0 \tag{4.1}$$

Енергія цього потоку більша за енергію потоку корисної подачі, але менша енергії робочого потоку біля входу в насос. Струминний насос складається із робочого сопла 3 з підводом робочого потоку 2, камери змішування 5, дифузора 6 і підво дом потоку корисної подачі 1 з вхідним кільцевим соплом 4 камери змішування. Режим роботи струминного насоса характеризується чотирма, приведеними нижче, показниками (їх вирази приведено для найпростішого і широко розповсюдженого випадку, коли густини змішуваних потоків однакові. Робочий напір, що тратиться в насосі дорівнює різниці напорів робочого потоку на вході в насос (переріз в-в) і на виході з нього (переріз с-с). Корисний напір, створений насосом рівний різниці напорів рідини, що подається насосом споживачу (переріз с-с) і на вході у нього (переріз а-а) [23].

Типові схеми установок струминних насосів показані на рисунках 4.2 і 4.3 [24].

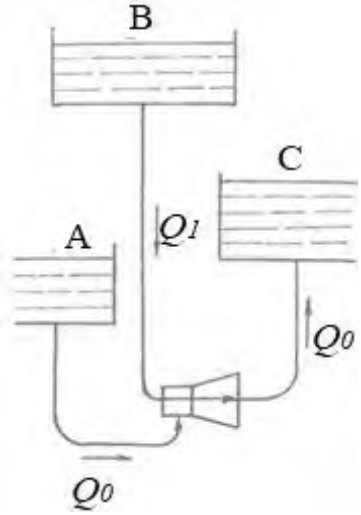


Рисунок 4.2 – Схема установки струминного насоса [23]

Схема (рисунка 4.2) показує систему змішування чи відкачування рідини з важкодоступного джерела А [23].

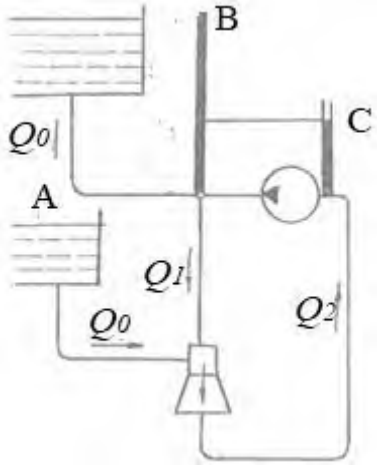


Рисунок 4.3 – Схема бустерної установки із струминним насосом [24]

На рисунку 4.3 подана струминна бустерна система, тобто установка з лопатевим чи об’ємним насосом, на вході в який струминний насос створює підпір Н необхідний для забезпечення безкавітаційної роботи основного насоса. Для цього частина подачі Q_1 основного насоса підводиться до робочого сопла струминного насоса. Невисокі значення ККД струминних насосів викликані значними втратами енергії під час робочого процесу, які можна поділити на два види [23].

1. Втрати у камері змішування, які складаються, по-перше, з енергії розсіювання при вихроутворенні і супроводжуються передачею енергії від робочого потоку до того, що підводиться до установки, і, по- друге, з втрат на тертя рідини об стінки камери [23].

2. Втрати в елементах насоса, що підводять і відводять рідину. До них відносяться втрати у дифузорі при збільшенні тиску шляхом перетворення швидкісного напору на виході із камери до значення, сприятливого для руху рідини по трубопроводах за установкою; втрати у робочому соплі [23].

4.2 Основні розрахункові залежності

В процесі багаторічного досвіду застосування ежекційних систем встановлено, що максимальна відповідність експериментальних та теоретичних показників роботи струминного насоса забезпечується при залученні для проведення порівняльного аналізу математичної моделі Соколова-Зінгера. Система рівнянь Соколова-Зінгера отримана з застосуванням закону збереження імпульсів руху рідини в характерних перерізах струминного насоса і має вигляд [24]

$$h = \frac{\Delta p_з}{\Delta p_p} = \varphi_1^2 \frac{f_{p1}}{f_з}\left[2\varphi_2 + \left(2\varphi_2 - \frac{1}{\varphi_4^2}\right)\frac{V_i}{V_p}\frac{f_{p1}}{f_{i2}}i^2 - \left(2-\varphi_3^2\right)\frac{V_з}{V_p}\frac{f_{p1}}{f_з}(1+i)^2\right]; \quad (4.2)$$

$$h = \frac{\Delta p_з}{\Delta p_p} = \varphi_1^2 \frac{f_{p1}}{f_з}\left[2\varphi_2\left(\frac{f_{p1}}{f_{p2}} + \frac{V_i}{V_p}\frac{f_{p1}}{f_{i2}}i^2\right) - \left(2-\varphi_3^2\right)\frac{V_з}{V_p}\frac{f_{p1}}{f_з}(1+i)^2\right] - \frac{\Delta p_к}{\Delta p_p}; \quad (4.3)$$

$$\frac{\Delta p_к}{\Delta p_p} = \frac{\frac{\varphi_1^2}{\varphi_4^2}\frac{V_i}{V_p}i^2}{\left(\frac{f_з}{f_p} - 1\Big/\sqrt{1+\Delta p_к/\Delta p_p}\right)^2}; \quad (4.4)$$

$$\frac{f_{p1}}{f_{p2}} = \sqrt{1+\frac{\Delta p_к}{\Delta p_p}}; \quad (4.5)$$

$$\frac{f_{p1}}{f_{i2}} = \frac{1}{\frac{f_з}{f_{p1}} - \frac{f_{p2}}{f_{p1}}}, \quad (4.6)$$

де h – відносний напір струминного насоса;

$\Delta p_з$ – різниця тисків змішаного та інжектованого потоків;

Δp_p – різниця тисків робочого та інжектованого потоків;

$\Delta p_к$ – втрати тиску в інжектованому потоці на шляху до вхідного перерізу камери змішування;

$f_з$ – площа перерізу циліндричної камери змішування;

f_{p1}, f_{p2} – площа робочого потоку у вихідному перерізі робочої насадки та у вхідному перерізі камери змішування;

f_{i2} – площа інжектованого потоку у вхідному перерізі камери змішування;

$\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3, \varphi_4$ – коефіцієнти швидкостей в характерних перерізах струминного насоса;

i – коефіцієнт інжекції струминного насоса та піногенеруючого пристрою;

V_i, V_p, $V_з$ – питома вага відповідно інжектованого, робочого та змішаного потоків.

Рівняння (4.2) використовується у випадку $f_з / f_{p1} > 4{,}0$, а рівняння (4.3) – для високонапірних насосів, що мають співвідношення площ перерізів $f_з / f_{p1} \le 4{,}0$. Рівняння (4.3) системи (4.3) – (4.6) є основним, а наступні рівняння визначають зниження відносного напору струминного насоса та піногенеруючого пристрою внаслідок зменшення тиску інжектованого потоку на шляху до вхідного перерізу камери змішування. Введення в рівняння складової, яка враховує зниження тиску інжектованого потоку дозволяє підвищити точність теоретичного визначення відносного напору. Суттєвим недоліком методики Соколова-Зінгера є відсутність в основному рівнянні складової, яка визначає відстань між робочою насадкою та камерою змішування, що зменшує точність теоретичного визначення напору струминного насоса та піногенеруючого пристрою та ускладнює проектування конструкції його проточної частини [24].

Розрахунок режиму роботи струминного насоса передбачає також необхідність залучення до розрахункових процедур математичного опису характеристики гідравлічної системи. Для побудови аналітичної моделі опису характеристики гідравлічної системи необхідно визначити величину гідродинамічних тисків в окремих точках ежекційної системи.

$$P_p = \Delta P_{рн} + \rho g H_н + \Delta P_{зп}; \quad (4.7)$$

$$P_З = \Delta P_{зп} + \rho g H_н; \quad (4.8)$$

$$P_i = P_З - \Delta P_к - \Delta P_д, \quad (4.9)$$

де $P_р, P_з, P_i$ – гідродинамічні тиски перед робочої насадкою, на виході з дифузору та на вході у приймальну камеру;

$\Delta P_{рн}$ – втрати тиску у робочій насадці;

$\Delta P_д$ – гідравлічний опір насадок долота втрати тиску в насадках породоруйнівного інструмента;

ρ – щільність робочої рідини;

$H_н$ – глибина свердловини;

$\Delta P_{зп}$ – гідравлічний опір в кільцевому каналі на шляху до устя свердловини;

ΔP_i – гідравлічний опір у всмоктувальній лінії.

Відносний напір знаходимо за формулою

$$h = \frac{P_З - P_i}{P_р - P_i} = \frac{1}{1 + \dfrac{\Delta P_{рн}}{\Delta P_д + \Delta P_к}} \quad (4.10)$$

Втрати тиску в елементах ежекційної системи визначаються очевидними співвідношеннями

$$\Delta P_{рн} = \frac{\rho Q_р^2}{2\mu_р^2 f_р^2}; \quad (4.11)$$

$$\Delta P_д = \frac{\rho Q_р^2 i^2}{2\mu_д^2 f_д^2}; \quad (4.12)$$

$$\Delta P_к = \frac{\rho Q_н^2 i^2}{2\mu_к^2 f_к^2}, \quad (4.13)$$

де $\mu_р$, $\mu_д$, $\mu_к$ – співвідношення ідеальних та теоретичних витрат робочої насадки, промивального отвору долота та кільцевої щілини калібратора;

$f_р$, $f_д$, $f_к$ – площі геометричних перерізів потоку на виході з сопла, у промивальних отворах долота та в мінімальному перерізі, який утворений зовнішнім корпусом струминного насоса та стінкою свердловини;

$Q_р, Q_з, Q_і$ – витрати потоку в робочій насадці, в міжтрубному просторі та у всмоктувальній лінії.

4.3 Визначення робочої точки струминно-насосної установки

Характеристику гідравлічної системи визначаємо для таких умов:

– подача бурового насоса: 27 л/с;

– діаметр робочої насадки: $d_р$=11 мм;

– густина бурового розчину: ρ=1100 кг/м^3;

– співвідношення ідеальних та теоретичних витрат робочої насадки: $\mu_р$ =0,95;

– діаметр насадок долота: $d_д$=10 мм;

– кількість насадок долота N=3;

– діаметр свердловини $D_с$=222,3 мм;

– діаметр калібратора $D_к$=220 мм;

Розраховуємо втрати в робочій насадці струминного насоса компоновки низу бурильної колони

$$\Delta P_{рн} = \frac{8 \times 1100 \times 0,009^2}{0,95^2 \times 3,14^2 \times 0,011^4} = 5471299 Па = 5,471 МПа$$

В процесі визначення втрат в робочій насадці враховуємо, що витрата робочого потоку становить одну третину продуктивності бурового насоса.

Розраховуємо сумарні втрати в насадках долота (для випадку використання 3-х насадок)

$$\Delta P_д = \frac{8 \times 1100 \times 0,027^2 i^2}{0,95^2 \times 9 \times 3,14^2 \times 0,01^4} = 8010529 i^2 Па = 8,011 i^2 МПа$$

Розраховуємо гідравлічні втрати в щілині калібратора пристрою для буріння свердловин

$$\Delta P_к = \frac{8 \times 1100 \times 0,027^2 i^2}{0,95^2 \times 3,14^2 \left(0,2223^2 - 0,22^2\right)^2} = 0,696649 \times 10^6 i^2$$

Розраховуємо гідравлічну характеристику струминного насоса

$$h = \frac{1}{1 + \frac{\Delta P_{рн}}{\Delta P_{рн} + \Delta P_д + \Delta P_i}} = \frac{1}{1 + \frac{5,471 \times 10^6}{8,011 \times 10^6 i^2 + 0,697 \times 10^6 i^2}} = \frac{1}{1 + \frac{0,628}{i^2}}$$

$$i = 0,2; h = \frac{1}{1 + \frac{0,628}{i^2}} = \frac{1}{1 + \frac{0,628}{0,2^2}} = 0,06;$$

$$i = 0,3; h = \frac{1}{1 + \frac{0,628}{i^2}} = \frac{1}{1 + \frac{0,628}{0,3^2}} = 0,125;$$

$$i = 0,4; h = \frac{1}{1 + \frac{0,628}{i^2}} = \frac{1}{1 + \frac{0,628}{0,4^2}} = 0,203;$$

$$i = 0,5; h = \frac{1}{1 + \frac{0,628}{i^2}} = \frac{1}{1 + \frac{0,628}{0,5^2}} = 0,285;$$

$$i = 0,6; h = \frac{1}{1 + \frac{0,628}{i^2}} = \frac{1}{1 + \frac{0,628}{0,6^2}} = 0,364$$

Режим роботи струминного насоса визначаємо графічним шляхом. Будуємо в єдиних координатах характеристики струминного насоса та його гідравлічної системи (рисунок 4.4).

За точкою перетину характеристик насоса та його гідравлічної системи визначаємо режимні параметри насосної установки: h=0,3; i=0,53.

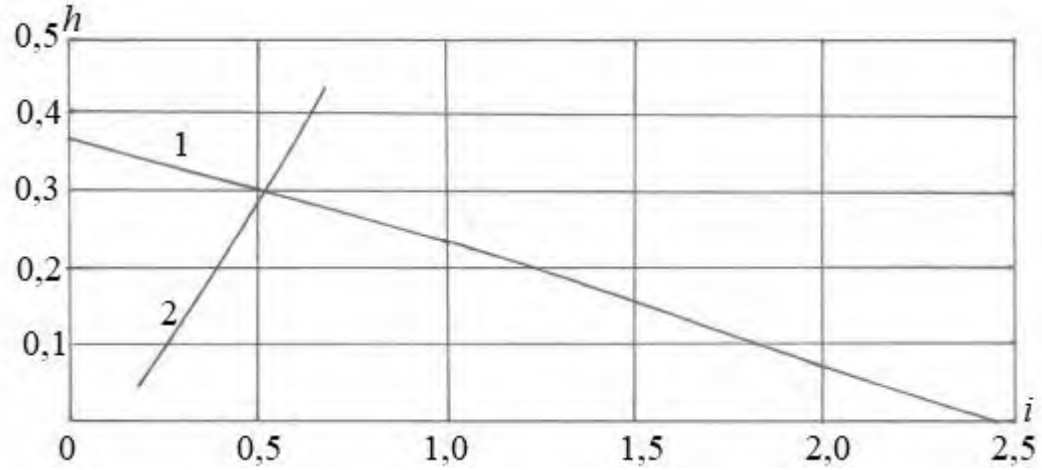


Рисунок 4.4 – Визначення робочої точки струминного насоса: 1 – характеристика насоса; 2 – характеристика гідравлічної системи

Тоді сумарна витрата інжектованого потоку становитиме

$Q_i = Q_p i = 0,027 \times 0,53 = 0,01431 м^3/с$.

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ ПРИСТРОЮ

Техніко-економічне обгрунтування використання пристрою розроблено відповідно до «Методики визначення економічної ефективності витрат на наукові дослідження і розробки та їх впровадження у виробництво» затвердженої Міністерством економіки та з питань європейської інтеграції України та Міністерством фінансів України [25]. Методика визначення ефективності витрат на наукові дослідження і розробки та їх впровадження призначена для визначення ефективності прикладних науково-технічних розробок як потенційних інновацій на всіх стадіях їх життєвого циклу - наукових досліджень, проектно-конструкторських розробок, створення дослідних зразків, їх випробування та впровадження у виробництво. Результати визначення ефективності НДДКР мають використовуватися для вирішення таких завдань [25]:

– вибору основних напрямів досліджень і розробок та прогнозів ефективності від їх здійснення;

– відбору проектів і завдань для включення в науково-технічні програми, у тому числі - міждержавні, державні, міжгалузеві, галузеві, регіональні, міжрегіональні та програми розвитку окремих підприємств;

– формування інноваційних програм та проектів, визначення масштабів використання завершених розробок у виробництві;

– раціонального розподілу ресурсів за етапами життєвого циклу науково-дослідних і науково-конструкторських робіт (далі - НДДКР);

– визначення фактичної економічної ефективності використання науково-технічних розробок у виробництві, у тому числі їх впливу на соціально-економічний стан виробничих суб'єктів та економіку країни;

– оцінки діяльності науково-дослідних і проектних організацій.

Економічний ефект полягає в отриманні економічних результатів від науково-технічних розробок як в цілому для народного господарства, так і для кожного виробничого суб'єкта. Економічна ефективність проектів науково-технічних

розробок за відповідною системою показників має відображати інтереси економіки країни в цілому, а також регіонів, галузей, організацій і підприємств, що беруть участь у реалізації технологічних нововведень [25]. Оцінка ефективності науково-дослідних і науково-технічних робіт має велике економічне значення в суспільстві, оскільки підвищення ефективності науки є одним із головних чинників зростання продуктивності й економії усієї суспільної праці [26].

Умови та техніко-економічні показники буріння прийняті з використанням промислового досвіду експлуатації наддолотних ежекторних пристроїв. В процесі визначення економічного ефекту враховано, що експлуатація наддолотного ежекторного пристрою дозволяє збільшити проходження долота та механічну швидкість буріння і зменшити тривалість спуско-піднімальних операції. Збільшення проходження долота та механічної швидкості буріння пов'язане із зменшенням величини диференціального тиску в свердловині викликаним використанням в компоновці низу бурильної колони струминного насоса. Збільшення проходження долота та механічної швидкості буріння у свою чергу зменшило кількість необхідного для буріння заданого інтервалу доліт, що зумовило зменшення кількості спуско-підіймальних операцій. Використання наддолотного ежекторного пристрою проаналізовано на прикладі турбінного буріння, тип приводу бурової установки – двигуни внутрішнього згорання. Результати розрахунку техніко-економічного ефекти приведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Розрахунок техніко-економічної ефективності використання в наддолотній компоновці свердловинного струминного насоса

Основні показники	**Базова компоновка**	**Струминний насос**
Спосіб буріння	турбінний	
Вид приводу	Двигун внутрішнього згорання	
Глибина свердловини, м	1981	
Інтервал буріння,	874-1981	
Потужність інтервалу, м	1107	

Продовження таблиці 5.1

Основні показники	**Базова компоно-вка**	**Струминний насос**
Вартість 1 м проходки труб, ум.од.	24	131,4
Проходження долота, м	16,8	29,7
Механічна швидкість буріння м/год	5	7,6
Тривалість одного спуско-під-йому, год	2,76	2,76
Оптова ціна долота, ум. од.	121	
Ціна струминного насоса, ум.од.		320
Ресурс струминного насоса, год		100
Річний об’єм використання, шт		12
Проходження в інтервалі, м	1107	
Кількість доліт, шт	1107/16,8=66	1107/29,7=37
Час механічного буріння, год	1107/5,9=187,6	1107/7,1=155,9
Час спуско-піднімальних операцій	2,76×66=182,2	2,76×37=102,1
Підсумок часу, год.	369,8	258
Економія часу		111,8
Розрахунок швидкості буріння		
а) календарний час буріння , год	2,43×720=1749,6	1749,6-111,8=1637,8
б) станко-місяці буріння, ст.м.	1981:814,4=2,43	1637,8:720=2,27
в) швидкість буріння, м/(ст. міс.)	814,4	1981:2,27=872,7
г) підвищення швидкості буріння після використання нової техніки, м/(ст. міс.)	872,7-814,4=58,3	

Продовження таблиці 5.1

Основні показники	**Базова компоновка**	**Струминний насос**
Вартість години роботи бурової установки за витратами залежними від часу при середній по району 641м/ст. міс , ум. од./год	62,89	
Різниця в швидкостях , м/ст. міс.	814,4-641=173,4	872,7-641=231,7
Вартість години роботи бурової установки за витратами залежними від часу, скоректована за швидкістю буріння, ум. од./год	62,89×1,029=64,7	62,89×1,039=65,3
Розрахунок вартості одного метра проходження		
Витрати, величина яких вимірюється після використання нової техніки а) вартість доліт, ум. од. б) механічне буріння, ум. од. в) спуско-піднімальні операції, ум. од. г) вартість струминного насоса	 66×121=7986 64,7×187,6=12137,7 64,7×182,2=11788,3	 37×121=4477 65,3×155,9=10180,3 65,3×102,1=6667,1 (320/100)×155,9=498,9
Разом змінних витрат, ум. од.	**31,912**	**21823,3**
Всього витрат на інтервал буріння, ум. од.	131.4×1107=145459	113547.8×21823.3= 135371,1
Величина яких не змінюється від застосування нової технології, ум.од.	145459,8-31912=113547,8	113547,8

Продовження таблиці 5.1

Основні показники	**Базова компоновка**	**Струминний насос**
Вартість 1м проходження, ум. од.	131.4	135371,1:1107=122,3
Розрахунок річного економічного ефекту		
Економія витрат на 1м проходження ум. од./м	131,4-122,3=9,1	
Економія витрат на інтервал буріння, ум. од.	9,1×1107=10073,7	
Річний економічний ефект, ум. од.	10073,7×12=120884,4	

Значний економічний ефект, отриманий при використанні ежекторної наддолотної компоновки свідчить про перспективність її використанні в процесі первинного розкриття продуктивного горизонту.

ВИСНОВКИ

Проведені дослідження дозволили сформулювати наступні висновки:

1. В процесі аналізу сучасного стану застосування обладнання для зниження тиску в свердловині встановлено, що буріння в умовах зменшеного тиску на вибій дає змогу підвищити механічну швидкість буріння та проходження долота. Збереження природної проникності продуктивного горизонту забезпечує підвищення ефективності подальшої експлуатації свердловин.

2. Систематизовані конструкції наддолотних ежекторних компоновок, що дозволило удосконалити принципову схему їх застосування при первинному розкритті продуктивного горизонту.

3. Розроблена конструкція ежекційної системи для підвищення ефективності буріння нафтогазових свердловин у вигляді паралельного з'єднання струминних насосів всмоктувального типу.

4. Визначений режим роботи струминного насоса на основі встановлення положення робочої точки насосної установки. Режимні параметри роботи ежекційної системи та координати робочої точки отримані у вигляді значень коефіцієнта інжекції та відносного напору струминного насоса.

5. Обгрунтовано техніко-економічну ефективність використання наддолотної ежекторної компоновки у вигляді визначення економії витрат на 1м проходження, економії витрат на інтервал буріння та річного економічного ефекту.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Рубель В.П., Матяш О.В., Сліченко Р.О. Сучасний стан технологій первинного розкриття продуктивних пластів. Академічна й університетська наука: результати та перспективи : зб. наук. пр. XVII Міжнар. наук.–практ. конф., 12 – 13 груд. 2024 р. Полтава: Нац. ун–т ім. Ю. Кондратюка, 2024. С. 459–463.

2. Rubel V., & Slichenko R. Selection of the optimal formulation of the biopolymer system for the stimulation of productive formations. Technology Audit and Production Reserves. 2024. Vol. 5(1(79). P. 57–61. https://doi.org/10.15587/2706 5448.2024.314230

3. Salati M.A., Khazai J., Tahmuri A.M., Samadi A., Taghizadeh A., Taghizadeh M. et al. Agarose-Based Biomaterials: Opportunities and Challenges in Cartilage Tissue Engineering. 2020. Vol. 1150. https://doi.org/10.3390/polym12051150.

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

5. Савик В.М., Лях М.М., Вакалюк В.М., Солоничний Я.В. Аналіз і раціоналізація конструкції піногенеруючого устаткування або пристрою. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2012. № 3(44). С. 63–69.

6. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Буріння нафтових і газових свердловин. Коломия: ВПТ "Вік", 1999. 504 с.

7. Мислюк М.А., Ковбасюк І.М., Стасенко В.М., Гунда М.В. До оцінки первинного розкриття горизонтів на родовищах України. Нафтова і газова промисловість. 2005. № 6. С.17–19.

8. Розробка та впровадження комплексу технологічних заходів для закінчування свердловин в умовах гранулярних колекторів з АНПТ в Західному регіоні та Криму: Заключний звіт про науково-дослідну роботу за договором №16/03 з НАК "Надра України". Полтава, 2003.

9. Савик В.М. Оцінка впливу геометричних параметрів на ефективність роботи піногенеруючого пристрою. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2012. № 2(43). С. 173-188.

10. Liakh M.M., Savyk V.M. , Molchanov P.O. Improving the efficiency of foamgenerating devices of pump-circulative systems of drilling sets. Науковий вісник НГУ. 2016. № 3. С. 16–23.

11. Liakh M.M., Savyk V.M. , Molchanov P.O. Experimental and industrial research on foamgenerating devices. Науковий вісник НГУ, 2017, № 5. С. 17–23.

12. Kaliuzhnyi A., Molchanov P., Savyk V., Yaremiychuk R. Determining foaming regularities enabled by a five-nozzle foam generator for drilling technologies under conditions of abnormally low pressures. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. 2022. 4/1(118). P. 72–79. https://doi.org/10.15587/1729-4061.2022.262506.

13. Лях М.М., Концур І.Ф., Михайлюк В.В., Дейнега Р.О., Канівець М.В. Аналіз технічних засобів для буріння свердловин із заданим вибійним тиском. Міжнародний мультидисциплінарний науковий журнал «ΛΌГОΣ. Мистецтво наукової думки». 2019. №5. С. 39–43.

14. Коцкулич Я.С., Тищенко О.В. Закінчування свердловин: підручник для студентів вищ. навч. закладів проф. спрямування «Буріння». К. : Інтерпрес ЛТД, 2004. 366 с.

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

16. Савик В.М., Молчанов П.О., Лях М.М. Використання вибійного бурового обладнання для буріння нафтових свердловин при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини. Нафтогазова інженерія. 2017. № 2. С. 81–88.

17. Костриба І.В. Основи конструювання нафтогазового обладнання. Навчаль-ний посібник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2007. 196 с.

18. Кондратюк С.Ю. Основи конструювання. Посібник. Черкаси: КНЗ «ЧОІПОПП ЧОР», 2018. 38 с.

19. Тарара А.М. Проєктування і конструювання об’єктів техніки: навчальний посібник. К. : КОНВІ ПРІНТ, 2019. 144 с.

20. Рудь Ю.С. Основи конструювання машин: Підручник для студентів інженерно-технічних спеціальностей вищих навчальних закладів. 2-е вид., пере-робл. Кривий Ріг: Видавець ФО-П Чернявський Д.О., 2015. 492 с.

21. Яцун В.В., Горпинченко О.В., Яцун В.В. Технічні основи створення машин: навчальний посібник.(видання 2-ге, доповнене і перероблене). Кропив-ницький: Видавець Лисенко В.Ф. 2025. 229 с.

22. Сьомін Д.О., Роговий А.С. Вихорокамерні нагнітачі: монографія. Харків: ФОП Мезіна В.В., 2017. 204 с.

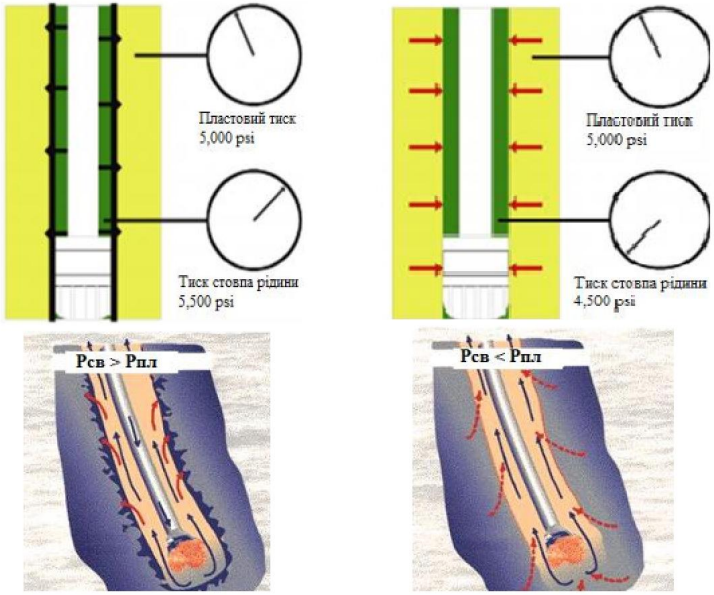
23. Кулінченко В.Р. Гідравліка, гідравлічні машини і гідропривід: Підручник. Київ: Фірма «ІНКОС», Центр навчальної літератури, 2006. 616 с.

24. Паневник Д.О. Підвищення ефективності використання наддолотних струминних насосів: дис. ... доктора філософії (PhD): 05.05.12 / Паневник Денис Олександрович. Івано-Франківськ, 2020. 228 с.

25. Методики визначення економічної ефективності витрат на наукові дослідження і розробки та їх впровадження у виробництво. Міністерство економіки та з питань європейської інтеграції України, Міністерство фінансів України: наказ № 218/446 від 25.09.2001, м. Київ, 15 с.

26. Карпов В.А., Корольова Т.С., Підгорний А.З. Методи оцінки ефективності науково дослідних робіт. Одеса: ОДЕУ, ротапринт, 2005 р. 19 с. https://dspace.oneu.edu.ua/server/api/core/bitstreams/d08aeb2e-b9a9-433f-a9a2-a37144b7801d/content.

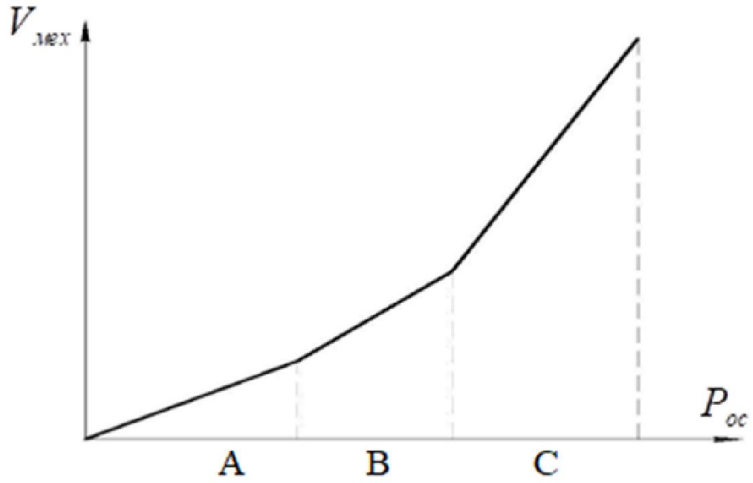
Буріння на репресії та депресії



Традиційне буріння

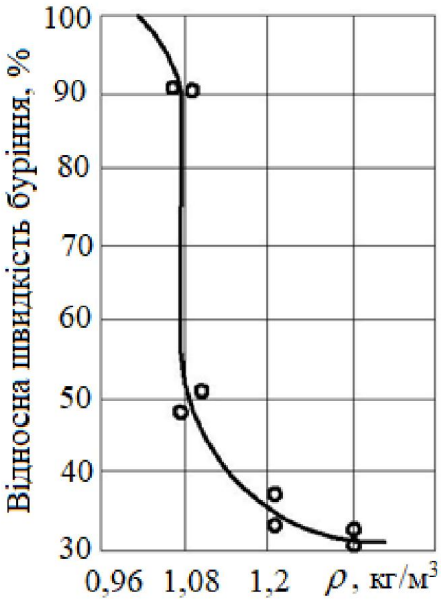
Буріння на депресії

Характерні області зміни механічної швидкості

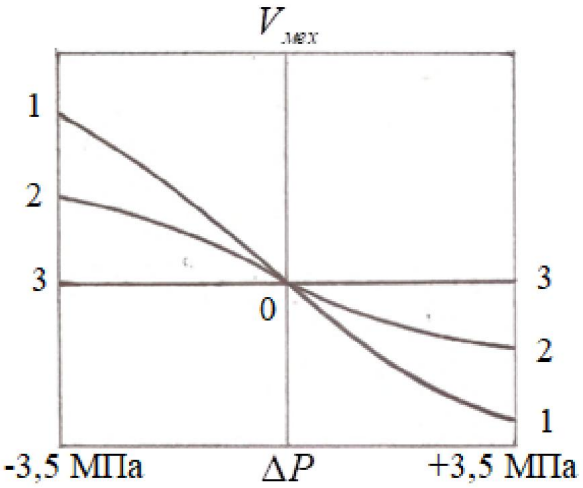


Область А - лінійна залежність від навантаження долота
Область В- руйнування породи має втомний характер
Область С - об`ємне руйнування породи

Вплив щільності бурового розчину на швидкість поглиблення свердловин



Особливості руйнування гірської породи

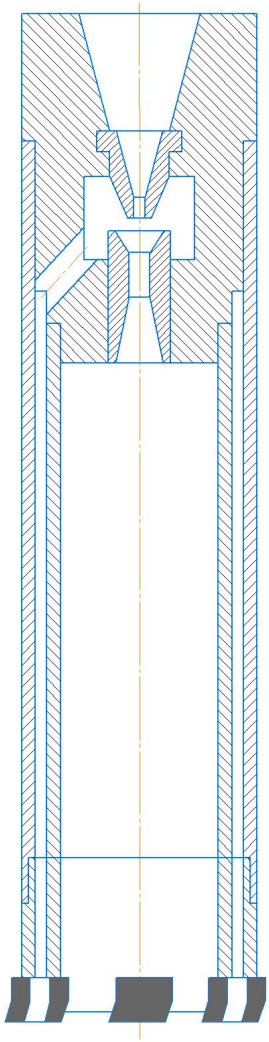


1- сланці з нульовою проникністю;
2 - піщані та мулисті фланці;
3- породи з високою проникністю

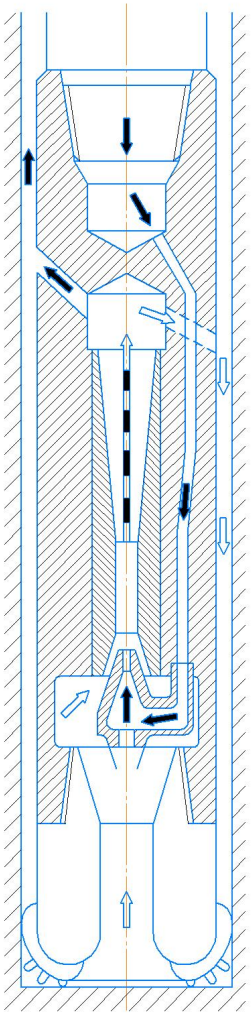
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	БР.ГМІ-68.00.00.000 С1		
Разраб.		Чиж			Умови роботи обладнання в свердловині	Лит.	Масса	Масштаб
Пров.		Почаєвник				Н		–
Т.контр.		Почаєвник				Лист		Листов 1
Реценз.						ІФНТУНГ ГМІ-22-1		
Н.контр.		Почаєвник						
Утв.		Федорович						

Копировал

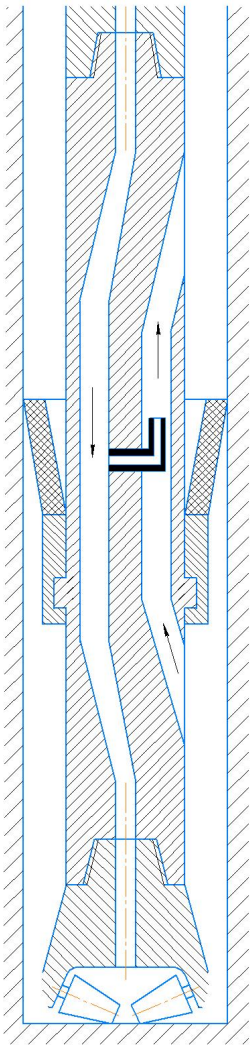
Формат А1



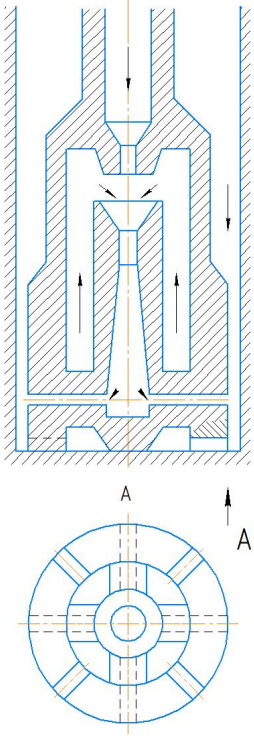
Колонковий снаряд



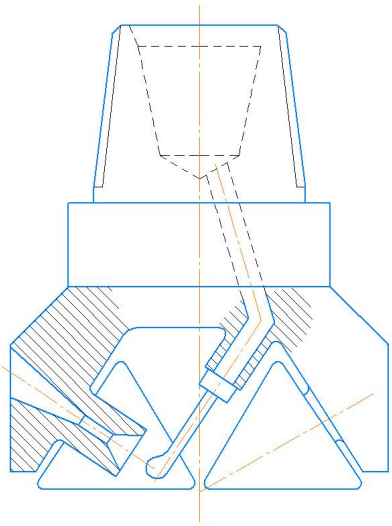
Декомпресійний буровий снаряд



Наддолотний пристрій для роторного буріння

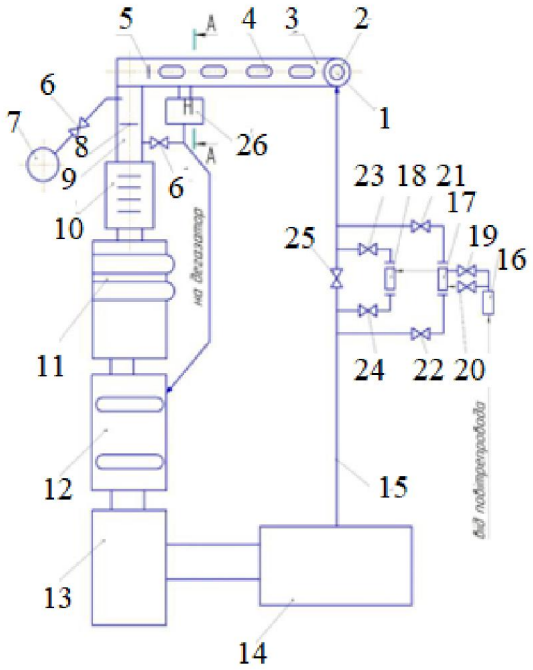


Пристрій для буріння Французького інституту нафти

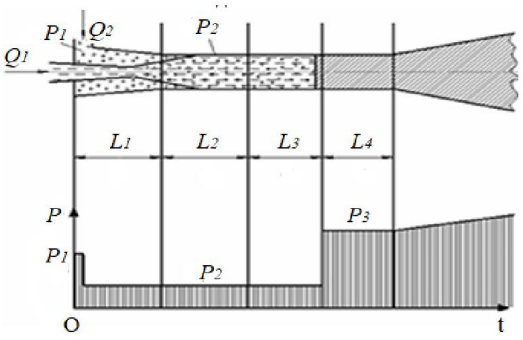


Бурове долото з струминними насосами

Схема обв`язки циркуляційної системи при бурінні з промиванням свердло-вини піною

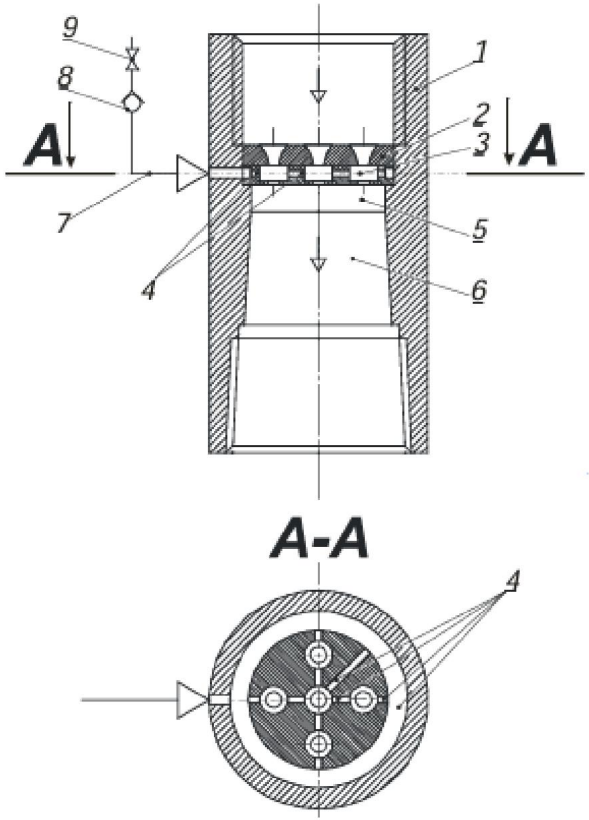


Схеми ежекційного пристрою та розподіл статичного тиску вздовж його довжини



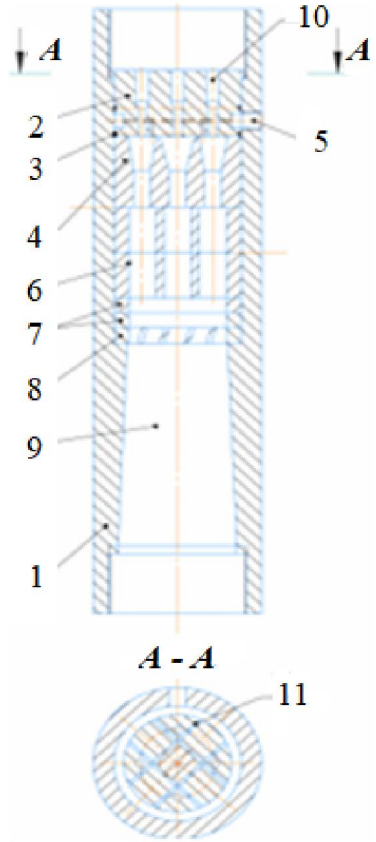
Q_1 та Q_2 - об'ємні втрати рідини та повітря відповідно;
P_1, P_2 та P_3 - статичні тиски поблизу сопла до та після ударної хвилі відповідно;
L_1, L_2, L_3, L_4 - перерізи ежекційного пристрою

Піногенеруючий пристрій



1- корпус; 2 - сопла; 3 - к амери ежекційні попереднього змішування;
4 - камери для повітря чи газу;
5 - камера кінцевого змішування;
6 - дифузор; 7 - штуцер; 8 - зворотній клапан;
9 - запірнорегулюючий елемент

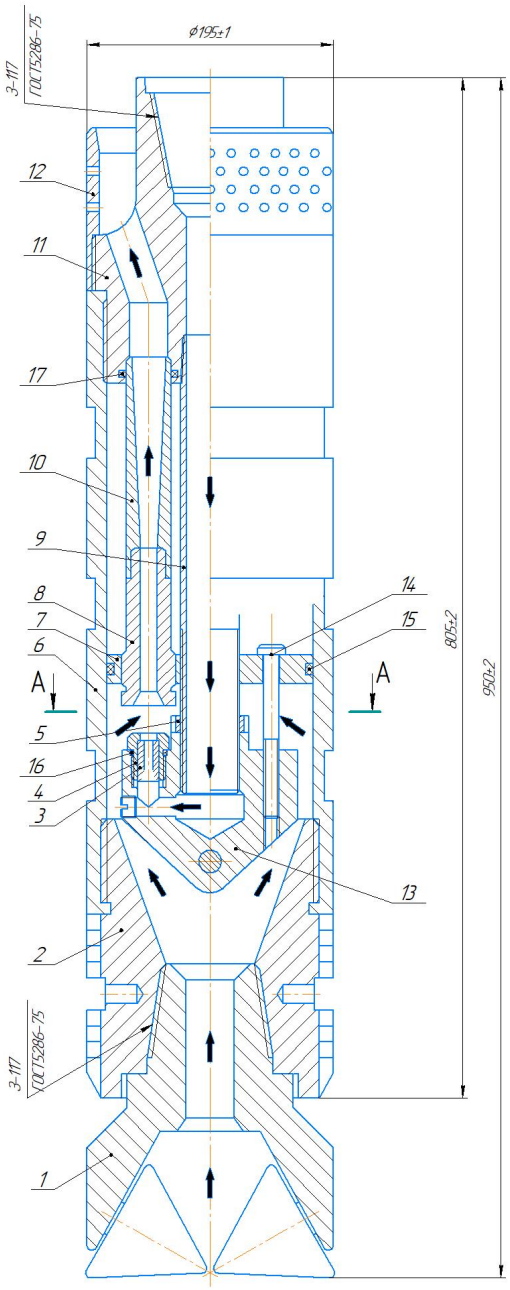
Удосконалений піногенератор ПГП-100х25-5

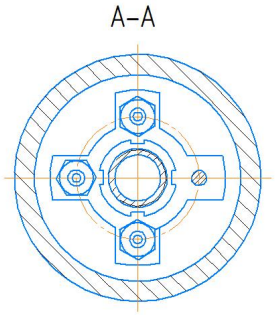


1- корпус; 2 - змішувач рідини та повітря;
3 - ущільнювальні кільця; 4 - гільза;
5 - канал для подачі повітря; 6 - розпірні кільця;
7 - затискні кільця; 8 - закручувач піносуміші;
9 - загальний дифузор;
10 - вертикальні отвори для подачі рідини;
11 - горизонтальні отвори для подачі повітря;
12 - вертикальні отвори для подачі повітря

								БР.ГМІ-68.00.00.000 СЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					
Разраб.		Чих			Аналіз обладнання для операції промивального розчину		Лит.	Масса	Масштаб
Пров.		Почаєнюк							–
Т.контр.		Почаєнюк					Н		
Реценз.							Лист	Листов 1	
Н.контр.		Почаєнюк						ІФНТУНГ ГМІ-22-1	
Утв.		Федорович							
Копировал					Формат А1				

Перв. примен. | Справ. № | Подп. и дата | Инв. № дубл. | Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл.





Технічна характеристика

1. Номінальний діаметр, мм	–	195
2. Максимальний робочий тиск, МПа	–	30
3. Допустиме осьове навантаження, кН	–	380
4. Максимальна робоча температура, °С	–	120°

Технічні вимоги

1. Розміри для довідок.
2. Маркувати шрифтом 6-Пр3 за ГОСТ 26.008-86 наступне:
   а) назва підприємства-виробника;
   б) умовне позначення пристрою і номер ТУ;
   в) номер пристрою за системою нумерації виробника.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	БР.ГМІ-68.00.00.000 СК
Разраб.		Чик			Пристрій для буріння свердловин
Пров.		Почепник			
Т.контр.		Почепник			
Рецензз.					
Н.контр.		Почепник			
Утв.		Федорович			

Лит.	Масса	Масштаб
Н	63,5	1:2
Лист	Листов 1	

ІФНТУНГ ГМІ-22-1

Копировал

Формат А1

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

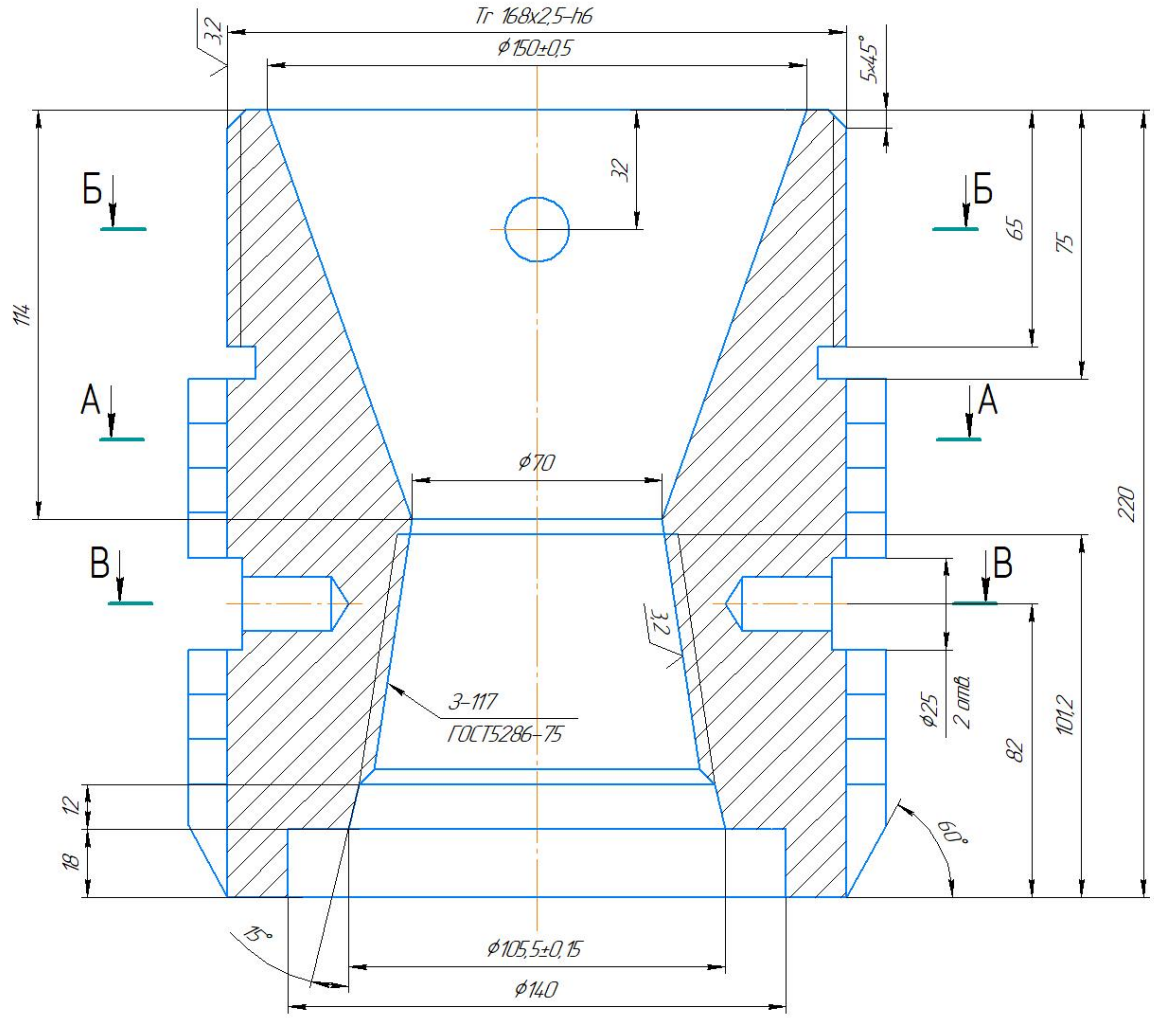
Инв. № дубл.

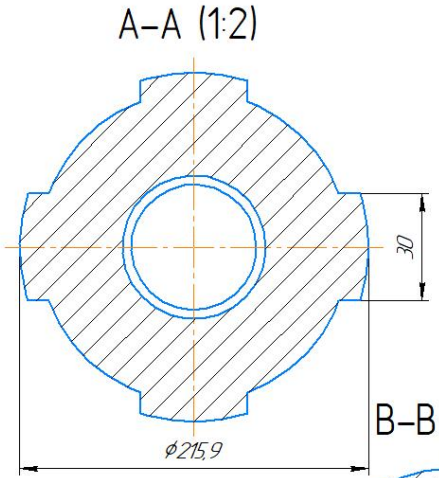
Взам. инв. №

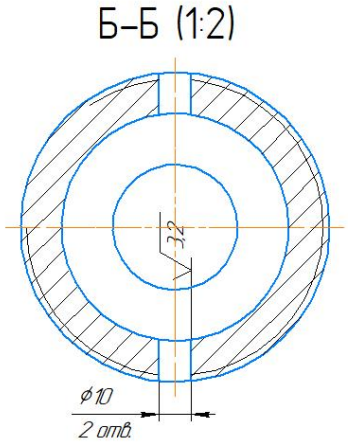
Подп. и дата

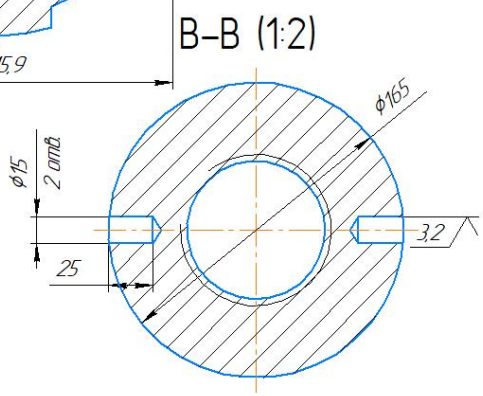
Инв. № подл.

12,5 (√)









1. Клеймити чи таврувати шрифтом висотою 2,38.
2. Невказані радіуси скруглень 0,3 мм.
3. Невказані граничні відхилення розмірів: h14,; H14, ☐IT14/2.

					БР.ГМІ-68.00.00.002		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Разраб.		Чиж			Головка-калібратор	Лит.	Масса / Масштаб
Пров.		Паневник				Н	8,35 / 1:1
Т.контр.		Паневник				Лист	Листов 1
Реценз.							
Н.контр.		Паневник			Сталь 65Г2С ГОСТ 2590-2006	ІФНТУНГ ГМІ-22-1	
Утв.		Федорович					

Копировал

Формат А2

Перв. примен.

Справ. №

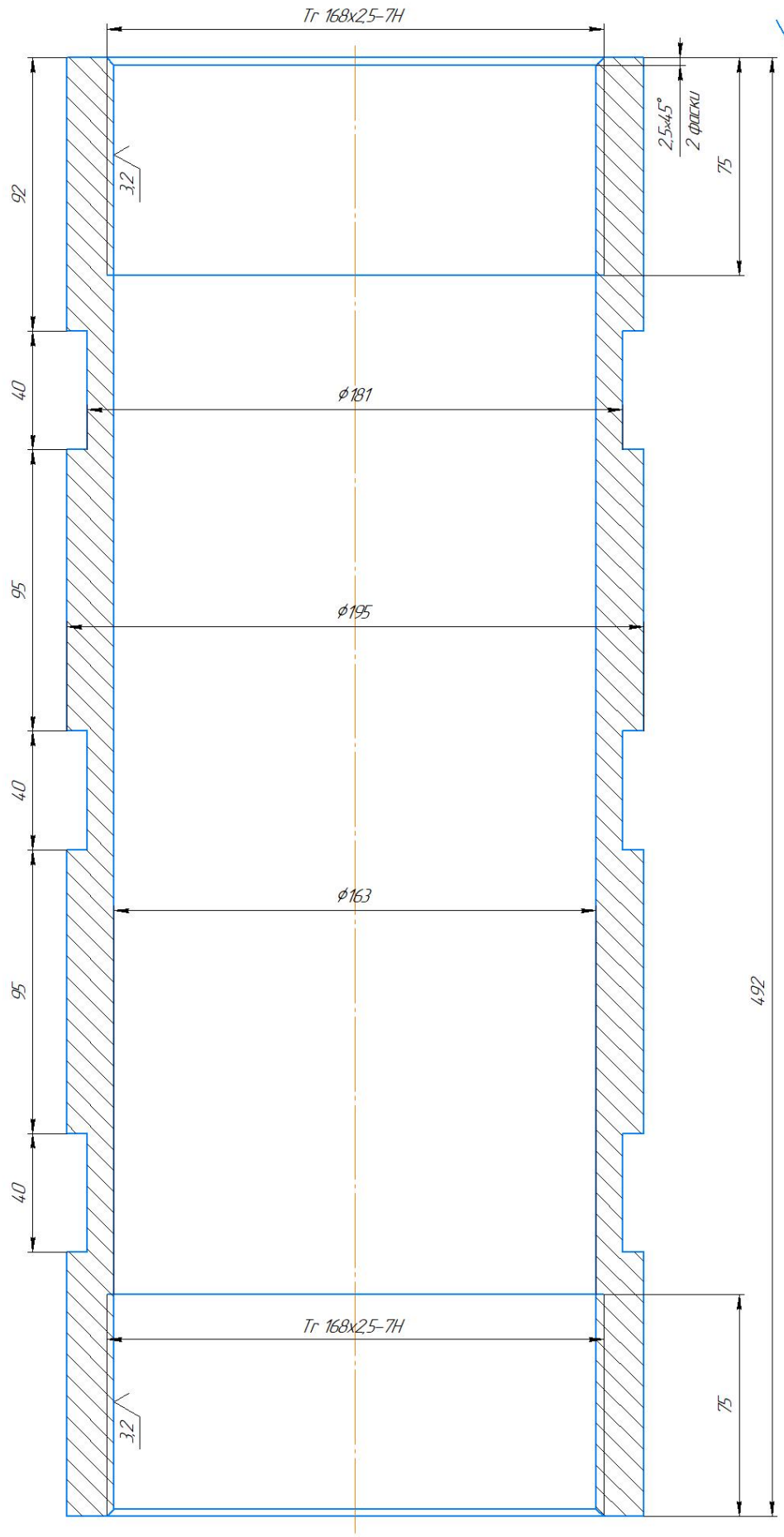
Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



БР.ГМІ–68.00.00.006

1. Клеймити чи таврувати шрифтом висотою 2,38.
2. Невказані радіуси скруглень 0,3 мм.
3. Невказані граничні відхилення розмірів: h14,; H14,; IT14,/2.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Чиж		
Пров.		Паневник		
Т.контр.		Паневник		
Реценз.				
Н.контр.		Паневник		
Утв.		Федорович		

БР.ГМІ–68.00.00.006

Корпус

Лит.	Масса	Масштаб
Н	7,82	1:1

Лист	Листов 1

Сталь 65Г2С ГОСТ 2590–2006

ІФНТУНГ
ГМІ–22–1

Копировал

Формат А2

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

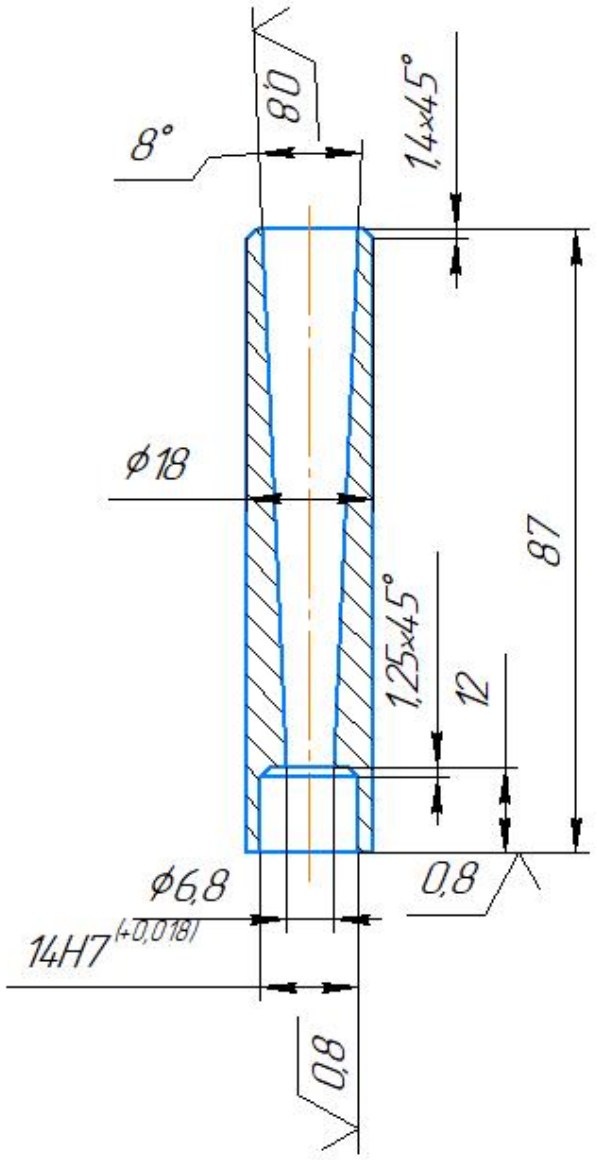
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

БР.ГМІ-68.00.00.010

(√)



1. Невказані радіуси скруглень 0,2 мм.
2. Невказані граничні відхилення розмірів: h14; H14; IT14/2.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Чиж		
Пров.		Паневник		
Т.контр.		Паневник		
Рецензия				
Н.контр.		Паневник		
Утв.		Федорович		

БР.ГМІ-68.00.00.010

Дифузор

Сталь У8 ГОСТ 1435-99

Лит.	Масса	Масштаб
Н	0,92	1:1
Лист	Листов 1	

ІФНТУНГ
ГМІ-22-1

Копировал

Формат А4

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

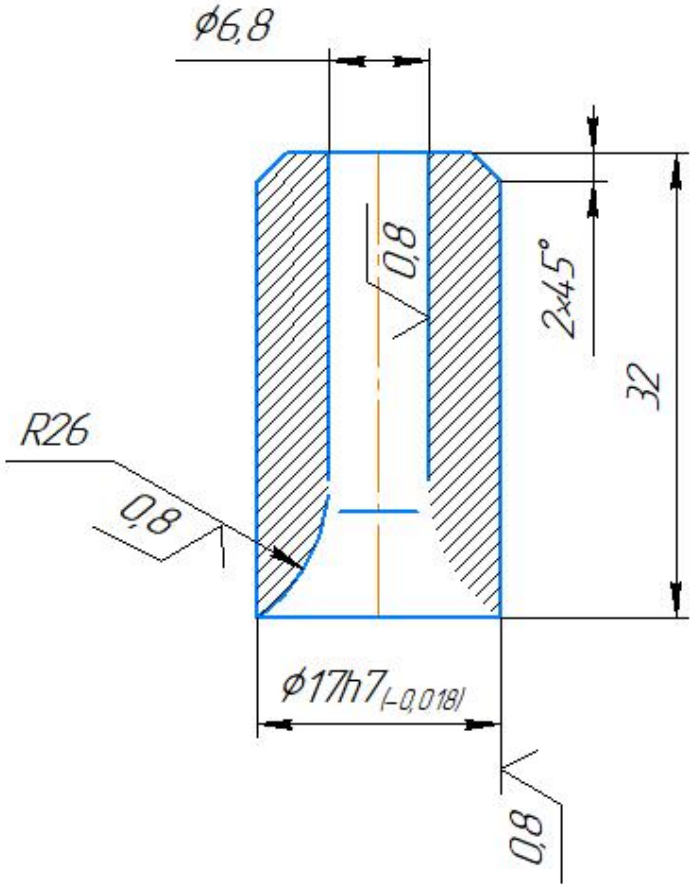
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

БР.ГМІ-68.00.00.003

(√)



1. Невказані радіуси скруглень 0,2 мм.
2. Невказані граничні відхилення розмірів: h14; H14; IT14/2.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Чиж		
Пров.		Паневник		
Т.контр.		Паневник		
Рецензия				
Н.контр.		Паневник		
Утв.		Федорович		

БР.ГМІ-68.00.00.003

Насадка

Лит.	Масса	Масштаб
Н	0,21	2:1
Лист	Листов 1	

Заготовка – Насадка твердосплавна АП-БМ02.001-01

ІФНТУНГ ГМІ-22-1

Копировал

Формат А4

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

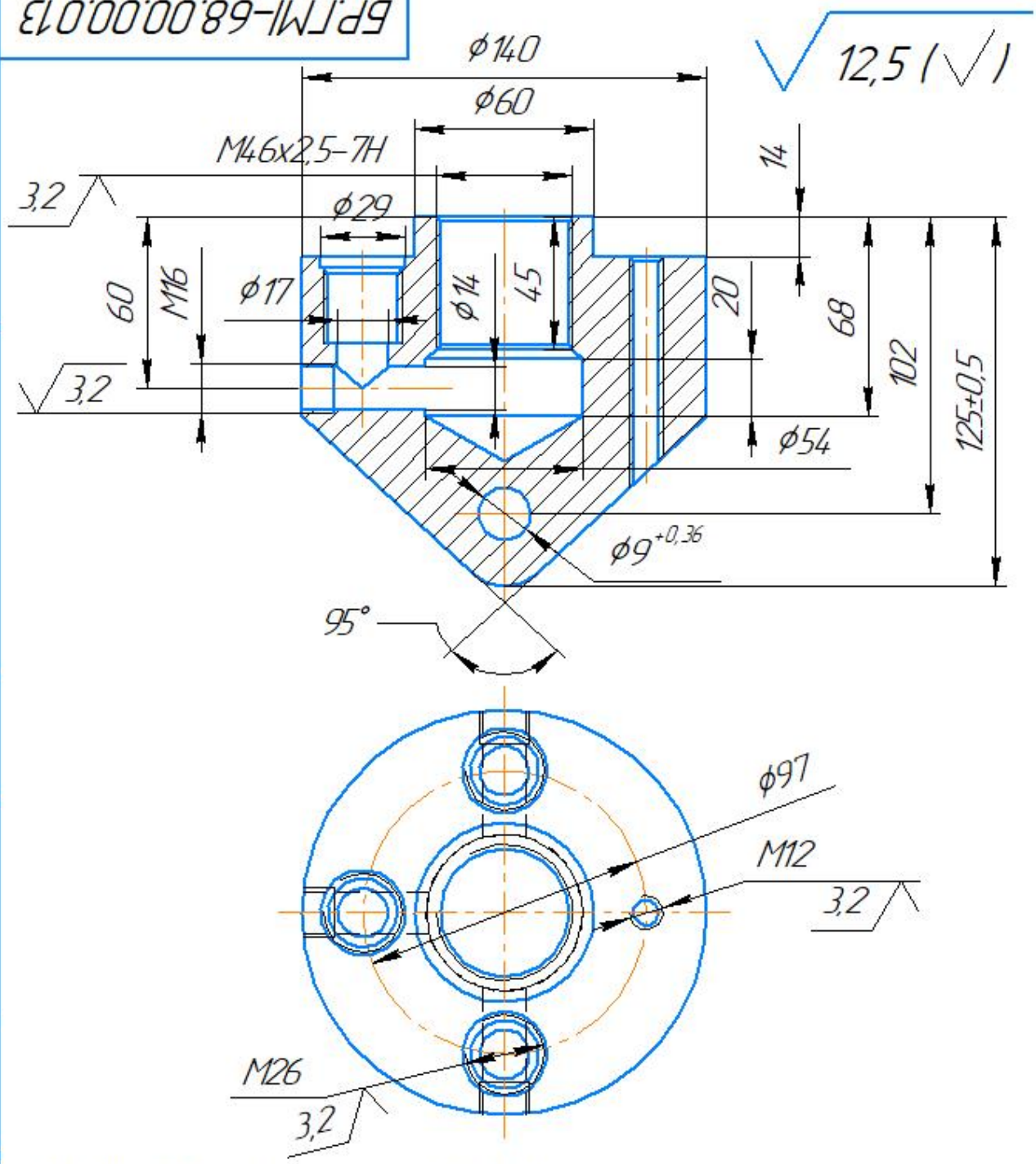
Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

БР.ГМІ-68.00.00.013



1. Невказані радіуси скруглень 0,5 мм.
2. Невказані граничні відхилення розмірів: h14; H14; IT14/2.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Чиж		
Пров.		Паневник		
Т.контр.		Паневник		
Рецензия				
Н.контр.		Паневник		
Утв.		Федорович		

БР.ГМІ-68.00.00.013

Розподілювач

Лит.	Масса	Масштаб
Н		1:2

Лист	Листов 1

Сталь 40ХН ГОСТ 2590-2006

ІФНТУНГ
ГМІ-22-1

Копировал

Формат А4

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

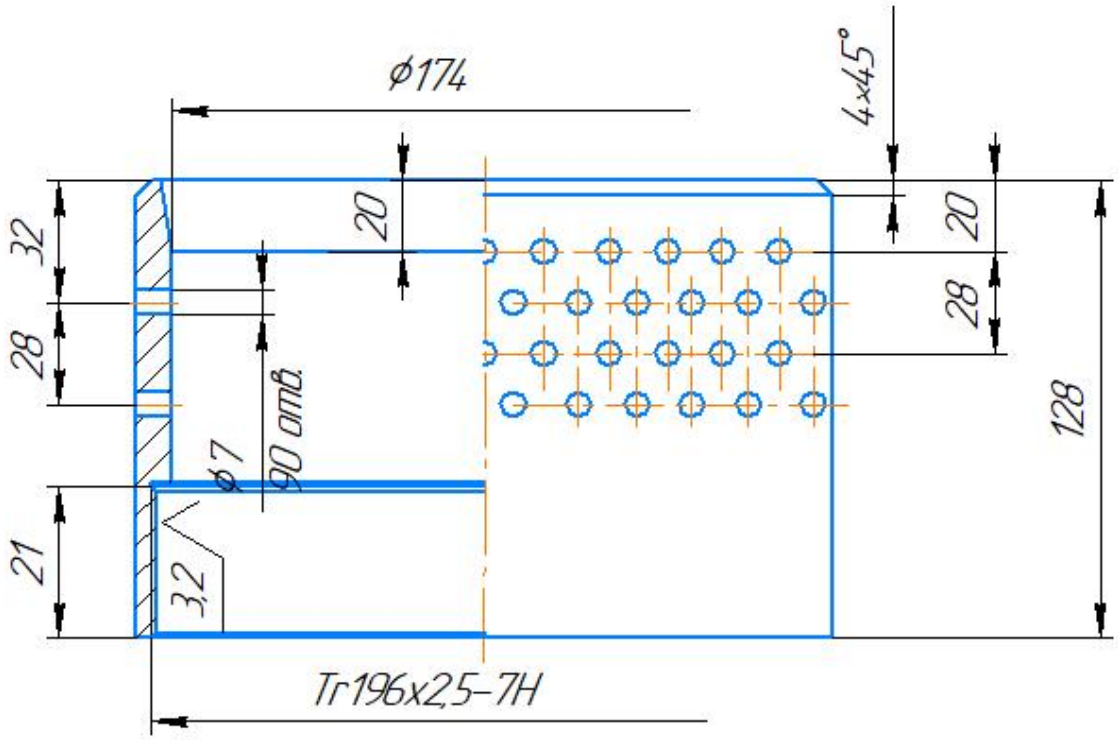
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

БР.ГМІ-68.00.00.012

12,5 (√)



1. Невказані радіуси скруглень 0,5 мм.
2. Невказані граничні відхилення розмірів: h14; H14; IT14/2.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Чиж		
Пров.		Паневник		
Т.контр.		Паневник		
Рецензия				
Н.контр.		Паневник		
Утв.		Федорович		

БР.ГМІ-68.00.00.012

Сепаратор

Сталь 45 ГОСТ 1050-88

Лит.	Масса	Масштаб
Н	1,83	1:2
Лист	Листов 1	

ІФНТУНГ
ГМІ-22-1

Копировал

Формат А4

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

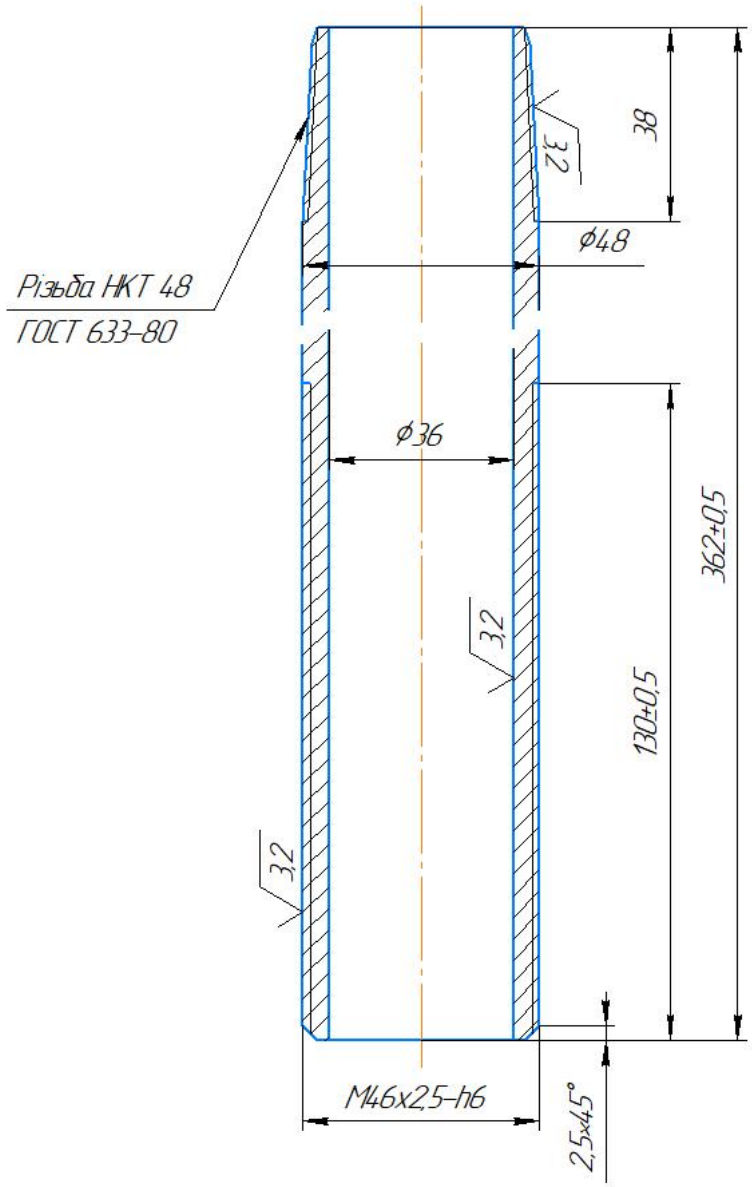
Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

12,5 (√)



1. Невказані радіуси скруглень 0,3 мм.
2. Невказані граничні відхилення розмірів: h14,; H14,; IT14/2.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Чиж		
Пров.		Паневник		
Т.контр.		Паневник		
Реценз.				
Н.контр.		Паневник		
Утв.		Федорович		

БР.ГМІ-68.00.00.009

Труба

Лит.	Масса	Масштаб
Н	3,93	1:1

Лист	Листов 1

Сталь 40ХН ГОСТ 2590-2006

ІФНТУНГ
ГМІ-22-1

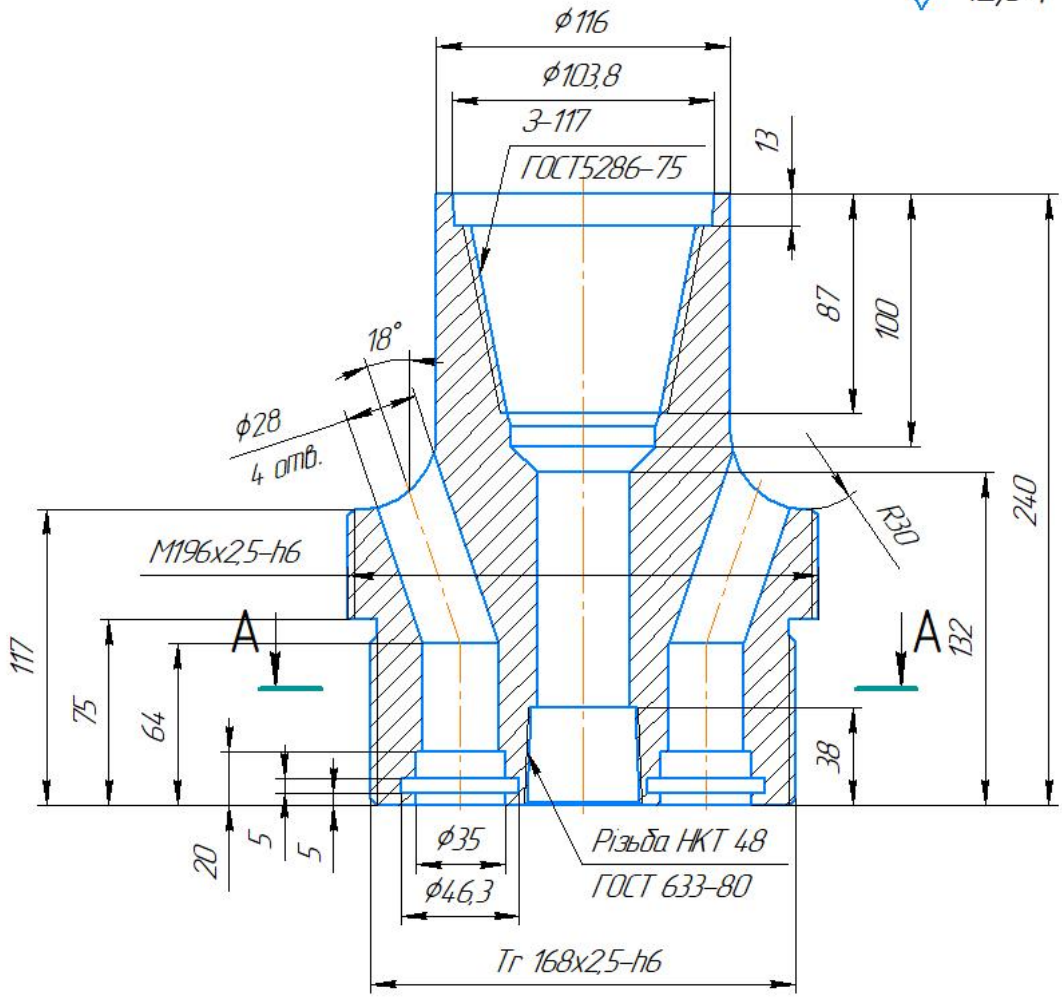
Копировал

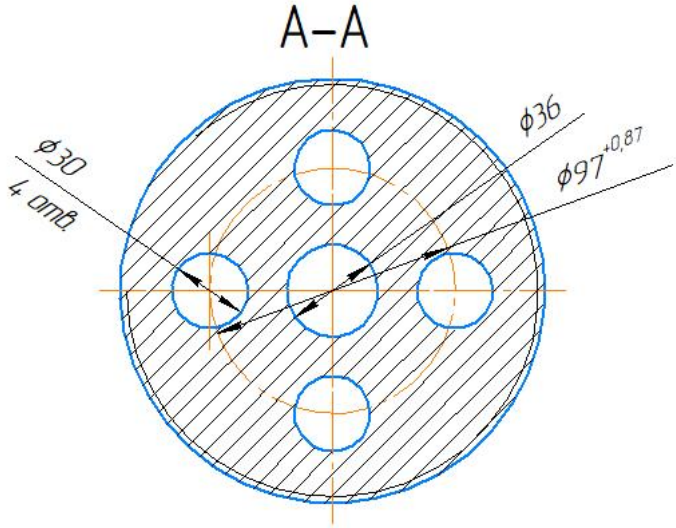
Формат А3

Перв. примен.
Справ. №
Подп. и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

БР.ГМІ-68.00.00.011

12,5 (√)





1. Невказані радіуси скруглень 0,3 мм.
2. Невказані граничні відхилення розмірів: h14,; H14,; IT14/2.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Чиж		
Пров.		Паневник		
Т.контр.		Паневник		
Реценз.				
Н.контр.		Паневник		
Утв.		Федорович		

БР.ГМІ-68.00.00.011

Хвостовик

Лит.	Масса	Масштаб
Н	4,76	1:2

Лист | Листов 1

Сталь 65Г2С ГОСТ 2590-2006

ІФНТУНГ
ГМІ-22-1

Копировал

Формат А3

Перв. примен.
Справ. №
Подп. и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.