

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

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

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Гарант освітньої програми  
Харченко М.О.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2026 року

Завідувач кафедри буріння та геології  
Винников Ю.Л.

«20» 01 \_\_\_\_\_ 2026 року

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему Оптимізація роботи електровідцентрових насосних установок при експлуатації газонасичених свердловин

**Пояснювальна записка**

Керівник

Д.т.н., професор  
кафедри буріння та геології  
Гошовський С.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

К.т.н., доцент кафедри буріння та геології  
О.В. Михайловська

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

К.т.н., доцент кафедри буріння та геології  
М.О. Харченко

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

К.т.н., доцент кафедри буріння та геології  
М.О. Харченко

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Виконавець роботи

студент група 601-НБ

Крутогузенко Максим Дмитрович

студент, ПІБ

підпис, дата

підпис, дата

Дата захисту 21.02.2026р.

Полтава, 2026

Національний університет  
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут: Нафти і газу  
Кафедра: Буріння та геології  
Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр  
Спеціальність: 185 Нафтогазова інженерія та технології  
Освітня програма: Буріння нафтових і газових свердловин

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри буріння та геології

Винников Ю.Л. *Винник*

« 3 » 09 2025 року

**ЗАВДАННЯ**  
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА

**Крутогузенко Максим Дмитрович**

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Оптимізація роботи електровідцентрових насосних установок при експлуатації газонасичених свердловин

2. Керівник роботи проф. кафедри буріння та геології, проф., д.т.н. Гошовський С.В.

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

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

3. Строк подання студентом роботи 11.09.2026р.

4. Вихідні дані до роботи

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

2. Проекти на влаштування свердловин (за необхідності).

3. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності)

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

Анотація

Вступ

1. Аналітичний огляд літературних джерел та сучасного стану досліджуваної проблеми

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

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

Загальні висновки по роботі

Список використаних джерел

Додатки (за необхідності)

6. Перелік графічного матеріалу

Презентація із основними результатами кваліфікаційної роботи

7. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Мухайловська О.В., доц. к.т.н.		
2	Горюшкоєв С.О., доц. к.т.н.		
3	Ларченко М.О., доц. к.т.н.		

8. Дата видачі завдання 3.09.2025

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

Студент

(підпис) Гуртоусзенко М.Д.  
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис) \_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ .....	3
ANOTATION .....	4
ПОЗНАЧЕННЯ, ВИЗНАЧЕННЯ І СКОРОЧЕННЯ.....	5
ВСТУП.....	6
INTRODUCTION.....	8
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ .....	10
1.1 Аналіз науково-технічних джерел.....	10
1.2 Аналіз патентів та свідоцтв на корисну модель.....	16
1.3 Аналітичний огляд інтернет-ресурсу з досліджуваного питання .....	24
1.4 Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження.....	30
РОЗДІЛ 2 аналіз конструкцій погружних Електроцентробіжних насосних установок.....	32
2.1 Загальні відомості про установку електровідцентрового насоса.....	32
2.2 Устаткування свердловин, експлуатованих за допомогою установки електровідцентрового насоса.....	34
2.3 Фактори, що впливають на експлуатацію установку електровідцентрового насоса .....	36
2.4 Аналіз існуючих систем та технологій захисту установки електровідцентрового насоса від шкідливого впливу затрубного газу.....	38
2.5 Висновки до розділу 2 .....	53
РОЗДІЛ 3 рахунок і підбір гирлового ежектора для свердловин, обладнаних електровідцентровими установками .....	55
3.1 Аналіз геологічних даних досліджуваного родовища .....	55
3.2 Алгоритм розрахунку застосування ежекторних систем у комплексі з електровідцентровим насосом .....	58
3.3 Аналіз ефективності застосування ежекторних систем у комплексі з електровідцентровим насосом .....	63

3.4	Висновки до розділу 3 .....	66
	ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ .....	68
	GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK .....	70
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	71

## АНОТАЦІЯ

Крутогузенко М.Д. Оптимізація роботи електровідцентрових насосних установок при експлуатації газонасичених свердловин. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2026.

Роботу присвячено підвищенню ефективності експлуатації нафтових свердловин з установки електроцентробіжного насоса шляхом подолання шкідливого впливу затрубного газу.

У розділі 1 проведено аналіз наукових джерел, патентів та ринкових рішень. Систематизовано переваги струминних насосів, зокрема модульність, стійкість до агресивних середовищ та здатність транспортувати гетерогенні потоки. Встановлено перспективність їх застосування як альтернативи малоефективним традиційним методам.

Розділ 2 містить аналіз роботи установки електроцентробіжного насоса та факторів, що обмежують їх продуктивність. Визначено, що вміст вільного газу понад 25% призводить до різкого зниження напору та зриву подачі. Обґрунтовано доцільність використання газосепараторів, диспергаторів та насосно-ежекторних систем типу «Тандем» для стабілізації роботи.

У розділі 3 розроблено математичну модель та алгоритм розрахунку тандемної системи «ЕЦН-ежектор». Для трьох свердловин підібрано оптимальні геометричні параметри ежекторів (співвідношення діаметрів сопла та камери змішування). Практичне застосування запропонованого методу *confirmed* приріст дебіту нафти на 3.2 т/добу в середньому, а для окремих свердловин – до 7.1 т/добу.

**Ключові слова:** буріння, свердловина, насос, ежектор, затрубний газ, газосепаратор, диспергатор, дебіт свердловини, математична модель.

## ANOTATION

Krutoguzhenko M.D. Optimization of the operation of electric centrifugal pumping units in the exploitation of gas-saturated wells. Master's thesis in the specialty 185 “Oil and Gas Engineering and Technology.” – Poltava; Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic National University. – 2026.

The master's thesis is devoted to improving the efficiency of oil well operation with electric centrifugal pumps by overcoming the harmful effects of tubing gas.

Section 1 analyzes scientific sources, patents, and market solutions. It systematizes the advantages of jet pumps, in particular their modularity, resistance to aggressive environments, and ability to transport heterogeneous flows. It establishes the prospects for their use as an alternative to inefficient traditional methods.

Section 2 contains an analysis of the operation of EPCS and factors limiting their productivity. It has been determined that a free gas content of more than 25% leads to a sharp decrease in pressure and a breakdown in supply. The feasibility of using gas separators, dispersers, and tandem pump-ejector systems to stabilize operation is justified.

Section 3 develops a mathematical model and algorithm for calculating the tandem “ECN-ejector” system. The optimal geometric parameters of the ejectors (the ratio of the nozzle and mixing chamber diameters) are selected for three wells. The practical application of the proposed method confirmed an increase in oil flow rate by an average of 3.2 t/day, and for individual wells – up to 7.1 t/day.

**Keywords:** drilling, well, pump, ejector, tubing gas, gas separator, disperser, well flow rate, mathematical model.

## ПОЗНАЧЕННЯ, ВИЗНАЧЕННЯ І СКОРОЧЕННЯ

**УЕЦН** – установка електровідцентрового насоса (або електроцентробіжного насоса).

**ЕЦН** – електровідцентровий насос (електроцентробіжний насос).

**ЕЦНУ** – електроцентробіжна насосна установка.

**ГРС** – газорідинна суміш.

**ГФ** – газовий фактор.

**НКТ** – насосно-компресорні труби.

**ЗЕД** – занурювальний електродвигун.

**ККД** – коефіцієнт корисної дії.

**МФН** – мультифазний насос.

**ГДН** – газосепаратор-диспергатор.

**АГН** – тип диспергатора (назва конструкції).

**ПАР** – поверхнево-активні речовини.

**СОУ** – стандарт організації України.

**ОВВ** – об'ємний вміст вільного газу (у розрахунках).

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Експлуатація газонасичених свердловин установками електровідцентрових насосів (УЕЦН) супроводжується критичним зниженням ефективності через шкідливий вплив затрубного газу. При газовмісті понад 25% відбувається різка деградація напірних характеристик, зриви подачі та зниження міжремонтного періоду, що призводить до значних втрат видобутку та зростання собівартості. Існуючі технології захисту (поглиблення насоса, підлив рідини) мають низьку ефективність та обмежене застосування. Усупереч цьому, значна частина свердловин в Україні та за її межами експлуатується в умовах високого газового фактору. Це обумовлює актуальність пошуку та розробки нових, більш ефективних методів стабілізації роботи установки електроцентробіжного насоса, спрямованих на активне управління газовим фактором без значних капітальних витрат. Вирішення цієї проблеми дозволить інтенсифікувати видобуток на існуючому фонді свердловин та підвищити економічну ефективність розробки родовищ.

**Метою роботи** є підвищення ефективності експлуатації газонасичених нафтових свердловин, обладнаних установкою електроцентробіжного насоса, шляхом розробки та обґрунтування методу стабілізації їх роботи за рахунок інтеграції з гирловими струминними ежекторами.

### **Задачі дослідження:**

- Провести комплексний аналіз існуючих науково-технічних рішень щодо захисту УЕЦН від впливу затрубного газу та обґрунтувати доцільність використання струминних технологій.
- Дослідити фактори, що впливають на роботу установки електроцентробіжного насоса у газонасичених умовах, та визначити гранично допустимі параметри газовмісту.
- Розробити математичну модель та алгоритм розрахунку режимів роботи тандемної системи «ЕЦН – гирловий ежектор».
- Провести експериментальні розрахунки та визначити оптимальні

геометричні параметри ежектора для конкретних умов свердловин.

– Оцінити технологічну та економічну ефективність запропонованого методу на основі порівняльного аналізу продуктивності свердловин.

**Об'єктом дослідження** є процес експлуатації газонасичених нафтових свердловин з використанням установок електровідцентрових насосів.

**Предметом дослідження** є методи та засоби стабілізації роботи установки електроцентробіжного насоса шляхом управління газовим фактором за допомогою струминних ежекторних систем.

**Наукова новизна роботи** – удосконалено математичну модель роботи установки електроцентробіжного насоса для умов підвищеного газовмісту шляхом інтеграції гірлового струминного ежектора та розробки алгоритму підбору його оптимальних геометричних параметрів, що дозволило кількісно оцінити ефективність тандемної системи "ЕЦН-ежектор" для конкретних технологічних режимів свердловин..

**Практична цінність роботи** полягає у тому, що результати дослідження можуть бути використані для складання технологічних регламентів експлуатації газонасичених свердловин, що дозволить підвищити рентабельність видобувних підприємств. Розроблена модель може бути інтегрована в програмні комплекси для промислового планування.

**Методи дослідження:** аналіз наукових джерел; порівняльний аналіз; системний підхід; узагальнення; класифікація; техніко-економічне оцінювання; аналіз виробничого досвіду.

**Структура і обсяг роботи.** Магістерська робота складається зі вступу, трьох розділів, висновків та списку використаних джерел. Робота викладена на 74 сторінках, у тому числі 71 сторінках основного тексту, 16 рисунків, 8 таблиць, 3 сторінок списку використаних джерел.

## INTRODUCTION

**Relevance of the topic.** The operation of gas-saturated wells using electric centrifugal pump units (ECPU) is accompanied by a critical decrease in efficiency due to the harmful effects of tubing gas. When the gas content exceeds 25%, there is a sharp degradation of pressure characteristics, supply failures, and a reduction in the period between repairs, which leads to significant production losses and increased costs. Existing protection technologies (pump deepening, fluid injection) are inefficient and have limited application. Despite this, a significant part of wells in Ukraine and beyond are operated under conditions of high gas factor. This determines the relevance of searching for and developing new, more effective methods of stabilizing the operation of gas-driven pumping stations, aimed at active management of the gas factor without significant capital expenditures. Solving this problem will make it possible to intensify production from existing wells and increase the economic efficiency of field development.

**The aim of the work** is to improve the efficiency of gas-saturated oil wells equipped with UECN by developing and substantiating a method for stabilizing their operation through integration with wellhead jet ejectors.

**Research objectives:**

- Conduct a comprehensive analysis of existing scientific and technical solutions for protecting UECN from the effects of tubing gas and justify the feasibility of using jet technologies.
- Investigate the factors affecting the operation of UECN in gas-saturated conditions and determine the maximum permissible gas content parameters.
- Develop a mathematical model and algorithm for calculating the operating modes of the tandem system “EPC – wellhead ejector.”
- Perform experimental calculations and determine the optimal geometric parameters of the ejector for specific well conditions.

**The object of the study** is the process of operating gas-saturated oil wells using electric centrifugal pump units.

**The subject of the study** is methods and means of stabilizing the operation of ECPs by controlling the gas factor using jet ejector system.

**The scientific novelty of the work** is the improvement of the mathematical model of the operation of an electric centrifugal pump (ECP) for conditions of increased gas content by integrating a wellhead jet ejector and developing an algorithm for selecting its optimal geometric parameters, which made it possible to quantitatively assess the efficiency of the tandem “ECP-ejector” system for specific technological modes of wells.

**The practical value of the work** lies in the fact that the research results can be used to draw up technological regulations for the operation of gas-saturated wells, which will increase the profitability of mining enterprises. The developed model can be integrated into software complexes for industrial planning.

**Research methods:** analysis of scientific sources; comparative analysis; systems approach; generalization; classification; techno-economic evaluation; analysis of operational experience.

**Structure and scope of work.** The master's thesis consists of an introduction, three chapters, conclusions, and a list of references. The work is presented on 74 pages, including 71 pages of main text, 16 figures, 8 tables, and 3 pages of references.

# РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ

## 1.1 Аналіз науково-технічних джерел

Науково-технічна революція ознаменувала перехід людства від ремісничого виробництва до мануфактурного та індустріального, що призвело до масового впровадження машин і механізмів. Серед них ключове місце посідають машини для напірного переміщення рідин та газів. Попри те, що перші пристрої подібного призначення з'явилися ще до нашої ери [3], вони й сьогодні залишаються незамінними у різних галузях промисловості та побуті.

Такі пристрої, які перетворюють підведену зовнішню енергію на механічну енергію рідини, називаються насосами. Сучасна класифікація поділяє насоси на дві основні групи: динамічні та об'ємні. Критерієм поділу служить механізм передачі енергії робочому середовищу.

- У динамічних насосах передача енергії відбувається за рахунок дії масових (інерційних) сил або сил рідинного тертя.
- В об'ємних насосах енергія передається шляхом безпосереднього витіснення рідини з певної порожнини під дією сил тиску.

До динамічних насосів належать широко поширені лопатеві насоси (відцентрові та осьові), в яких переважає дія інерційних сил, а також вихрові та струминні насоси, де енергія передається переважно за рахунок сил тертя.

Струминний насос – це пристрій, призначений для переміщення середовища шляхом змішування струменя робочої (активної) рідини з потоком пасивного середовища, що відсмоктується, з подальшим спільним транспортуванням отриманої суміші [1]. Пасивним середовищем може бути рідина, газ або гідросуміш із твердими чи газоподібними включеннями.

Таким чином, джерелом зовнішньої енергії для струминного насоса є робоча рідина. Для ефективного змішування та транспортування необхідно, щоб

тиск активної рідини перевищував тиск пасивного середовища. Тиск суміші на виході з апарату займає проміжне значення між тисками вхідних потоків.

Струминні насоси класифікують за двома основними ознаками:

1. За родом робочого струменя:
  - Рідинно-струминні (наприклад, водоструминні);
  - Газоструминні;
  - Пароструминні.
2. За видом виконуваної роботи:
  - Ежектори – призначені для відсмоктування та перекачування рідини.
  - Інжектори – працюють за принципом нагнітання рідких речовин.
  - Гідроелеватори – використовуються для перекачування гідросумішей (наприклад, пульпи).

Принцип дії струминного насоса ґрунтується на переміщенні середовища трубопроводом, у який вмонтовано сопло. Конструкція сопла передбачає його звуження, завдяки чому швидкість потоку робочої рідини при проходженні через нього різко збільшується. Це створює зону розрідження, що і забезпечує відсмоктування пасивного середовища.

Схематично робота струминного насоса може бути представлена наступним чином (рис. 1.1).

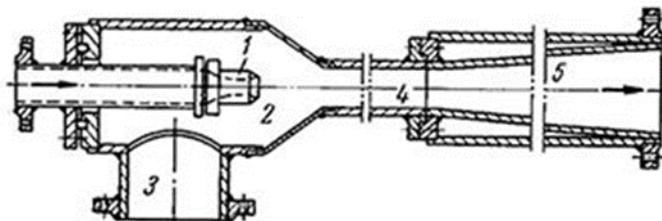


Рисунок 1.1 –Конструкція струминного насоса

Потік рідини проходить через сопло (1), перетин якого по довжині зменшується. Це спричиняє поступове збільшення швидкості потоку та

зростання його кінетичної енергії, яка досягає найвищого значення на виході з сопла в камеру (2). Підвищення кінетичної енергії обумовлює зниження тиску в цій камері. Під дією різниці між атмосферним тиском і тиском у камері (2) рідина піднімається з рівня (3) і потрапляє до камери, де захоплюється високошвидкісним струменем робочої рідини з сопла (1).

Суміш робочої та переміщуваної рідин надходить у камеру змішування (4), а потім у дифузор (5). У камері змішування відбувається обмін імпульсами між робочою та переміщуваною рідинами, тоді як у дифузори протікає процес перетворення кінетичної енергії потоку на потенційну (енергію тиску). З дифузора рідина надходить у напірний трубопровід.

У промисловості поширені два типи струминних апаратів: водоструминні насоси та пароструминні компресори. Робочим середовищем у перших є вода, а в других – пара. Хоч спосіб роботи цих апаратів по суті однаковий, є відмінності в робочому процесі, обумовлені різницею у властивостях рідини та пари.

Дуже часто принципові схеми включення струминних насосів компонуються як послідовне з'єднання декількох агрегатів. У таких випадках насоси конструюють з різними діаметрами сопел, що дозволяє регулювати характеристику потоку, який нагнітається, в робочому діапазоні всієї системи.

Конструкція струминного насоса не включає рухомих частин. Незалежно від призначення, до його складу входять сопло, камера прийому, камера змішування та вихідний дифузор. Різноманітні моделі агрегатів даного типу, залежно від галузі застосування, комплектуються звуженими насадками (соплами) з різними геометричними параметрами. Вибір конкретного сопла в кожному випадку залежить від виду рідини, що перекачується, та її гідравлічних характеристик.

Роботу струминного насоса можна охарактеризувати низкою параметрів, серед яких: робочий напір, корисний напір, витрата робочої рідини, витрата пасивної рідини, витрата на виході з насоса, коефіцієнт корисної дії (ККД) та коефіцієнт інжекції.

Витрату струминного насоса характеризують коефіцієнтом інжекції [4]:

$$i = \frac{m_{\text{п}}}{m_{\text{р}}} = \frac{Q_{\text{п}}}{Q_{\text{р}}}, \quad (1.1)$$

де  $Q_{\text{п}}, Q_{\text{р}}$  – об'ємна витрата, м<sup>3</sup>/с;

$m_{\text{п}}, m_{\text{р}}$  – масові витрати, кг/с.

В основі теорії струминних насосів лежить рівняння механіки – рівняння кількості руху. Рівняння для потоку рідини має такий вигляд:

$$\rho_{\text{р}}c_{\text{р}}Q_{\text{р}} + \rho_{\text{п}}c_{\text{п}}Q_{\text{п}} - \rho_{\text{з}}c_{\text{з}}(Q_{\text{р}} + Q_{\text{п}}) = f_{\text{з}}(p_{\text{з}} - p_{\text{п}}) + F_{\text{тр}}, \quad (1.2)$$

де  $Q_{\text{р}}, Q_{\text{п}}$  – об'ємні витрати робочої та переміщуваної рідини, м<sup>3</sup>/с;

$c_{\text{р}}, c_{\text{п}}, c_{\text{з}}$  – теоретичні швидкості робочої, переміщуваної рідини та їх суміші, м/с;

$\rho_{\text{р}}, \rho_{\text{п}}, \rho_{\text{з}}$  – густина потоків рідини, кг/м<sup>3</sup>;

$p_{\text{з}}, p_{\text{п}}$  – тиск суміші та переміщуваного потоку рідини, Па;

$f_{\text{з}}$  – площа поперечного перерізу камери змішування, м<sup>2</sup>;

$F_{\text{тр}}$  – сила тертя в камері змішування, Н.

Це дає можливість досліджувати робочий процес струминного насоса та визначати оптимальні співвідношення між геометричними розмірами його складових частин. Широке поширення гідроструминних апаратів обумовлене низкою їхніх переваг, серед яких висока самовсмоктуюча здатність і можливість перекачування рідин, газів, газорідинних сумішей та гідросумішей із твердими домішками чи агресивними речовинами; відсутність рухомих деталей, простота пристрою; малі масо-габаритні показники; можливість розміщення у важкодоступних місцях, а також простота регулювання подачі та напору.

Однак струминні насоси мають і суттєві недоліки, до яких насамперед належать відсутність автономного приводу та необхідність використання стороннього джерела напірної рідини; низький коефіцієнт корисної дії (ККД),

який у найкращих конструкціях не перевищує 0,35–0,4; а також супровід роботи марним скиданням великої кількості рідини, використаної в якості робочого середовища.

Більшість недоліків, властивих окремо встановленим лопатевим чи струминним насосам, можуть бути усунені при створенні та використанні установок, де відцентрові та гідроструминні насоси застосовуються спільно. Такі установки володіють комплексом показників, недоступним для окремо взятих насосів, перш за все це стосується розширення функціональних можливостей серійних агрегатів. З іншого боку, створення універсальних установок із струминними та лопатевими насосами дозволяє не лише найбільш повно використати технологічні переваги струминних насосів у частині надійності, простоти виготовлення та конструкції, забезпечення самовсмоктування та можливості перекачування різних середовищ, а й підвищити ККД установки порівняно з ККД окремого струминного насоса.

ККД струминних насосів має природну межу, обумовлену неминучими втратами при змішуванні робочих і перекачуваних потоків. Тому підвищення ККД комбінованих установок може бути досягнуто шляхом розподілу функцій: основну роботу з перекачування рідини або гідросуміші, завдяки вищому ККД, виконує відцентровий насос, тоді як струминний насос залишає за собою специфічні технологічні функції, недоступні для відцентрового, такі як самовсмоктування, придушення кавітації чи перекачування газів і твердих включень.

Вперше струминні насоси почали використовувати в нафтовій промисловості США у 1940-х роках. До 1975 року в свердловинах вже експлуатувалося близько 200 таких насосів із глибиною занурення від 580 до 2900 метрів і подачею рідини від 33 до 160 м<sup>3</sup>/добу. Сьогодні американські компанії застосовують струминні насоси при випробуванні та освоєнні свердловин, видобутку нафти з високим газовим фактором і механічними домішками, експлуатації горизонтальних свердловин, видобутку важких нафт на морських родовищах, а також для очищення свердловин від піщаних пробок.

Наземне обладнання імпортованих струминних установок випускається як для індивідуального, так і для групового приводу і зазвичай включає блок силових насосів, ємності для робочої рідини та гідроциклонний апарат для її очищення від механічних домішок. Сепарація газу від видобутої рідини відбувається або в спеціальній ємності, або в комбінованому резервуарі, який поєднує функції газосепаратора та сховища робочої рідини. У останньому випадку до складу обладнання входить напірний насос для рециркуляції очищеної робочої рідини через гідроциклон. Занурюване обладнання включає стаціонарний або вставний струминний насос, однорядну колонну труб із пакером або дворядний ліфт (рис. 1.2).

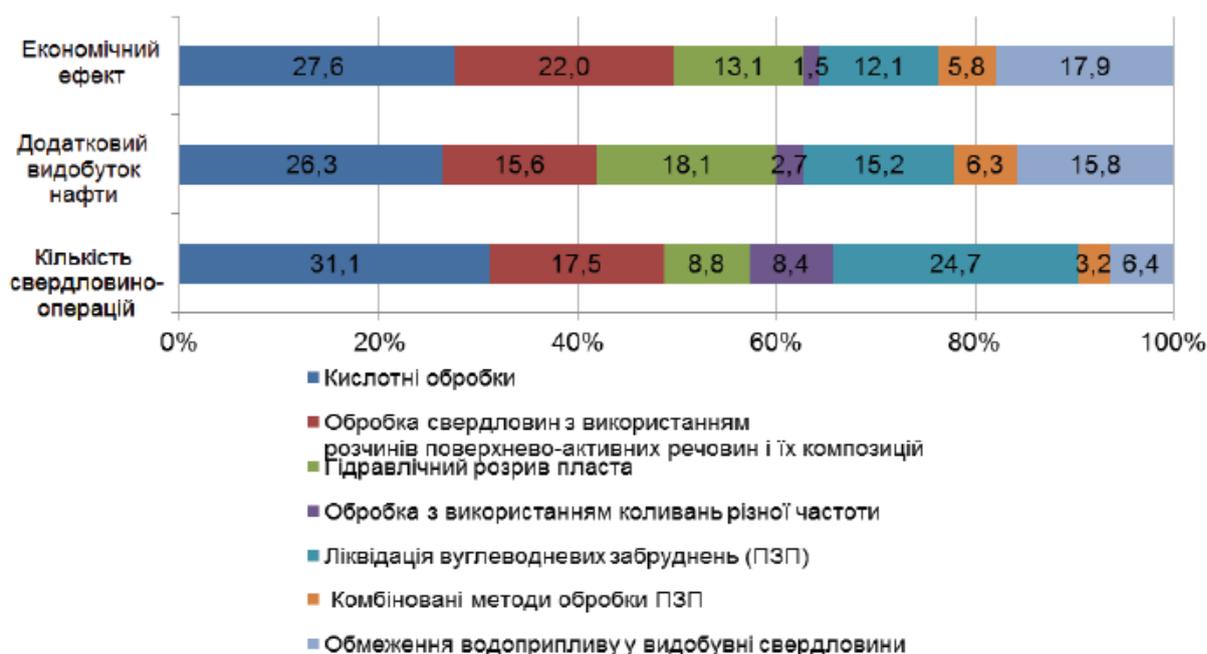


Рисунок 1.2 – Результати впровадження технологій з інтенсифікації видобутку флюїду.

Завдяки здатності працювати в умовах агресивних середовищ струминні насоси знайшли застосування в процесах інтенсифікації нафтовилучення. Суттєвою перевагою є можливість швидкого видалення продуктів реакції після впливу на привибійну зону пласта, що підвищує ефективність кислотних обробок або обробок іншими хімічними реагентами. Згідно з аналізом

ефективності методів інтенсифікації видобутку на нафтових родовищах України станом на 2010 рік, на родовищах ПАТ «Укрнафта» за кількістю свердловино-операцій перше місце посіли кислотні обробки (31,1%), друге – ліквідація вуглеводневих забруднень (24,7%), а третє – обробка свердловин із використанням розчинів ПАР та їх композицій (17,5%).

Інтенсифікація промивання привибійної зони пласта безпосередньо пов'язана з використанням струминних насосів для видалення піщаних пробок. Відповідна технологія була вперше розроблена ще в 1950-х роках.

Окрім того, в 2000-х роках була запропонована технологія застосування струминних насосів для ін'єкції інгібіторів корозії в трубопроводи систем підтримки пластового тиску. Використання саме струминних насосів у цьому випадку зумовлене вимогою забезпечення повної герметичності циркуляційної системи, що передбачено «Правилами безпеки в нафтовій та газовій промисловості при перекачуванні горючих рідин» [2].

## **1.2 Аналіз патентів та свідоцтв на корисну модель**

В основу патенту «Струминний насос зі змінним об'ємом камери змішування» [7] покладено завдання забезпечити максимальну продуктивність при перекачуванні розчинів різної в'язкості та густини в умовах вузького діапазону тисків активного середовища (2-4 атм) та тиску пасивного середовища в 1 атм.

Для вирішення цього завдання запропонована конструкція струминного насоса, яка включає корпус насоса, корпус сопла, корпус дифузора, накидну гайку, пружинні ущільнювальні пристрої та ущільнювальне кільце. Відповідно до корисної моделі, на корпусі рухливо встановлено сопло, переміщення та фіксація якого здійснюються за допомогою нагвинченої накидної гайки. Її торець упирається у виступ на корпусі сопла, а на корпусі насоса розміщено пружину стиску та еластичні ущільнювачі.

На кресленні (рис. 1.3) зображено струминний насос, у якому зазор  $\alpha$  між соплом і дифузором змінюється залежно від фізико-механічних властивостей робочого розчину, що перекачується. Для цього корпус сопла (2), встановлений на корпусі насоса (5), є рухливим. Герметичність конструкції забезпечується еластичними ущільнювачами (4), розташованими між корпусом сопла та корпусом насоса. Крім того, конструкція включає штуцер (6), ущільнювальне кільце (7) та корпус дифузора (8).

Переміщення корпусу сопла всередині корпусу насоса здійснюється за допомогою гайки (1) та пружини (3). При нагвинчуванні гайки на корпус насоса корпус сопла переміщається всередину, стискаючи пружину та зменшуючи зазор  $\alpha$  між дифузором і соплом. При згвинчуванні гайки корпус сопла під дією пружини висувається назовні, збільшуючи цей зазор (рис.1.3).

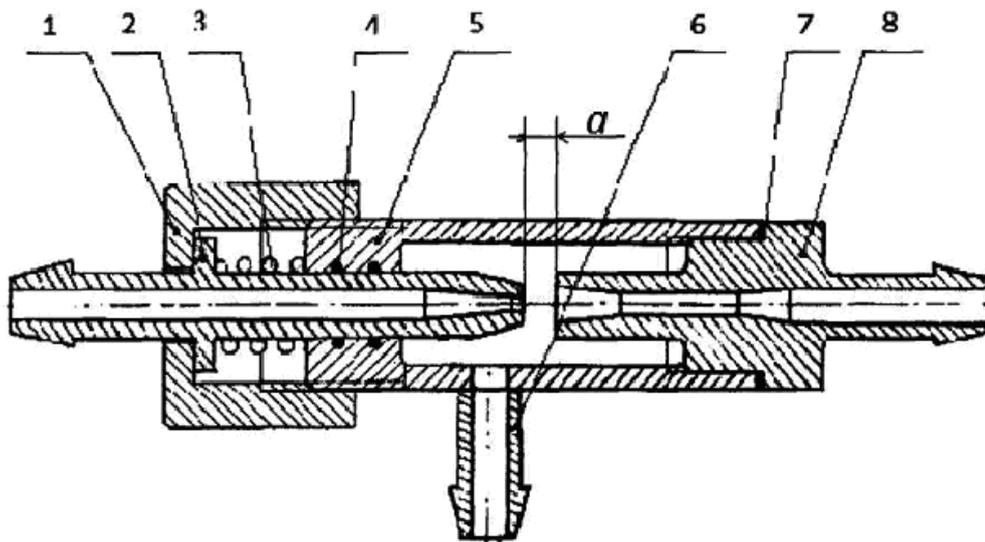


Рисунок 1.3 – Струминний насос із змінним об'ємом камери змішування

- 1 – гайка; 2 – корпус сопла; 3 – пружина; 4 – ущільнення; 5 – корпус насоса;  
6 – штуцер; 7 – ущільнюоче кільце; 8 – корпус дифузору.

Таким чином, шляхом обертання гайки регулюється об'єм камери змішування, що дозволяє оптимізувати її геометрію навіть під час виконання технологічної операції. Це забезпечує досягнення максимальної продуктивності

струминного насоса при роботі з розчинами, що мають різні фізико-механічні та динамічні характеристики.

У патенті «Струминний змішувач» [8] основним завданням є підвищення надійності пристрою та спрощення його конструкції при збереженні функціоналу з регулювання концентрації рідин, що змішуються.

Для вирішення цієї задачі запропоновано конструкцію струминного змішувача, який містить корпус, камеру змішування, конфузور та дифузор. Новизна полягає в тому, що в корпусі розміщена пружина, а конфузор з дифузором встановлені в рухомій втулці, положення якої змінюється в залежності від тиску робочого потоку.

Принцип роботи та конструкція заявленого струминного змішувача пояснюються схемою на рисунку 1.4. Пристрій складається з корпусу (1), камери змішування (2), конфузора (3), дифузора (4), рухомої підпружиненої втулки (5) та пружини (6).

Робота змішувача відбувається наступним чином. Робочий потік рідини надходить через отвір А. Під дією його тиску рухома втулка переміщується, змінюючи взаємне положення отворів Б і В, що регулює подачу інжектрованої рідини. Безпосереднє змішування потоків відбувається в камері змішування (2), після чого отримана суміш спрямовується до дифузора (4).

У вихідному положенні рухома втулка (5) разом із конфузором (3) та дифузором (4) знаходиться в крайньому лівому положенні під дією пружини (6). При подачі робочої рідини через отвір А в робочий корпус (1), вона проходить крізь конфузор (3) і потрапляє до камери розрідження Г. Тиск потоку змушує рухома втулка (5) переміщатися праворуч, у результаті чого отвори Б і В змінюють своє взаємне розташування, регулюючи прохідний переріз для інжектowanego потоку. На виході з конфузора робочий потік створює зону низького тиску в камері розрідження Г. Завдяки цьому перепаду тисків відбувається всмоктування ежектваної рідини в змішувач. У камері змішування (2) два потоки об'єднуються, формуючи результуючий потік.

Така конструкція струминного змішувача забезпечує підвищену надійність роботи, спрощену конструкцію, здатність працювати з агресивними середовищами та можливість регулювання співвідношення рідин, що змішуються.

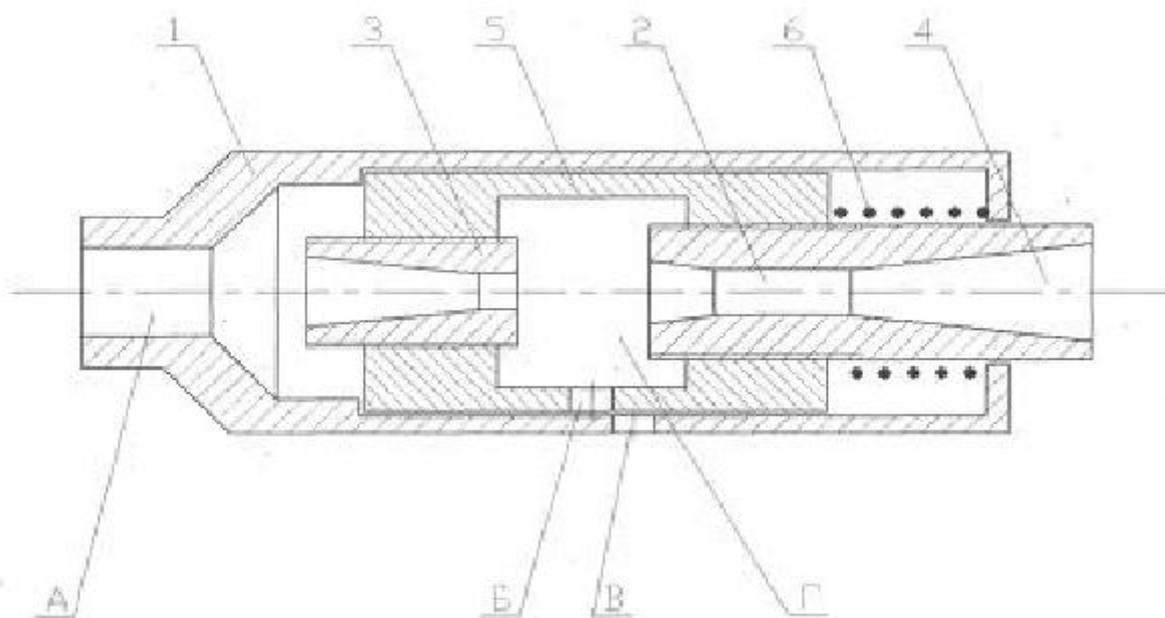


Рисунок 1.4 – Струминний змішувач

1 – корпус насоса; 2 – камера змішувача; 3 – конфузор; 4 – дифузор; 5 – рухома підпружинена втулка; 6 – пружина.

У патенті на корисну модель «Насос струминний» [9] основним завданням є вдосконалення конструкції насоса для транспортування його внутрішньої вставки на поверхню з використанням енергії рідинного потоку, що усуває необхідність застосування спеціальних підйомних установок.

Принцип роботи та конструкція корисної моделі пояснюються кресленнями (рис. 1.5, 1.6). На рис. 1.5 зображено робочий режим насоса, тоді як на рис. 1.6 представлено стан перед підйомом вставки разом із зовнішнім виглядом уловлювача. Конструкція насоса включає корпус (2), закріплений на насосно-компресорних трубах (НКТ) (1), та змінну вставку (3). У корпусі

виконано канал (4), що сполучає підпакерний простір із порожниною вставки (3), де створюється знижений тиск. Нижче за насос встановлено пакер (5).

Робочий цикл насоса відбувається таким чином: рідина під тиском подається через НКТ (1) у вставку (3), де формується зона зниженого тиску. Через канал (4) у цю зону надходить рідина з підпакерного простору, створюючи депресію на пласт. Суміш рідин далі рухається вгору затрубним простором до гирла свердловини.

Для демонтажу вставки (3) з поверхні в НКТ (1) спускають уловлювач (6). Під дією власної ваги та сил інерції він опускається на вставку (3), при цьому цанговий захват (11) розкривається, заходить за виступ вставки та під дією пружини (10) фіксується у закритому положенні. Для підйому через затрубний простір подають рідину під тиском від наземних насосних агрегатів. Завдяки різниці тисків і площі перерізу утворюється підйомна сила, що забезпечує транспортування уловлювача разом із вставкою на поверхню.

Конструктивні особливості уловлювача включають:

- Циліндричну форму з манжетою (8) у верхній частині для зменшення зазору з НКТ та посилення підйомної сили
- Верхнє розташування манжети (8) для центрування та запобігання перекосам під час підйому
- Нижнє розміщення цангового захвату (11) з пружиною стиску (10) для вільного доступу до вставки та надійної фіксації за рахунок сил інерції

Це рішення забезпечує ефективну роботу з мінімальним використанням додаткового обладнання.

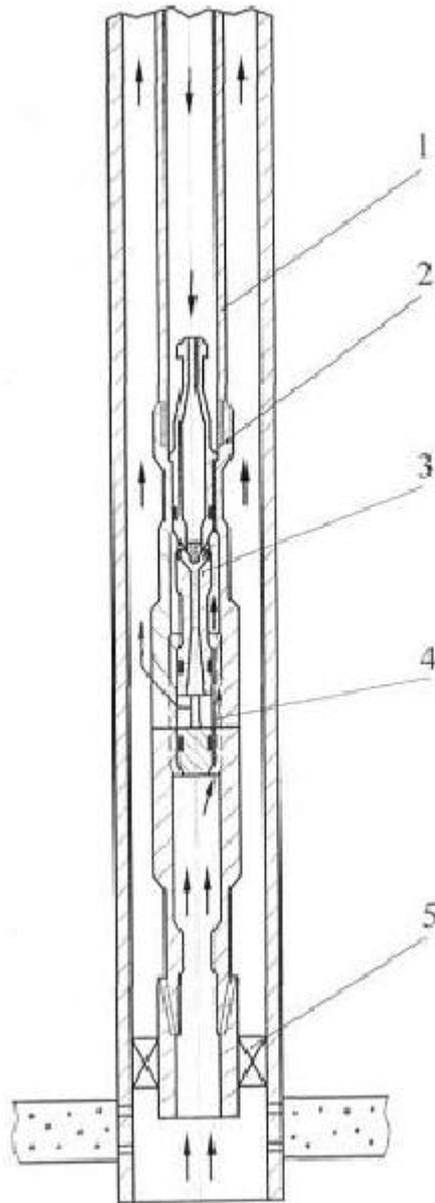


Рисунок 1.5 – Насос струминний у робочому стані  
 1 – труби НКТ; 2 – корпус насоса; 3 – змінна вставка; 4 – канал; 5 – пакер.

Геометричні параметри уловлювача регламентовані співвідношенням діаметра

$$d_v=(0,92\dots0,94)d, \quad (1.4)$$

де  $d_v$  – внутрішній діаметр НКТ.

Таке співвідношення забезпечує мінімальний зазор для вільного спуску та ефективну дію підйомної сили потоку рідини під час підйому. Довжина уловлювача  $L \geq 6d_v$  запобігає його перекосам та заклинюванню в колоні труб.

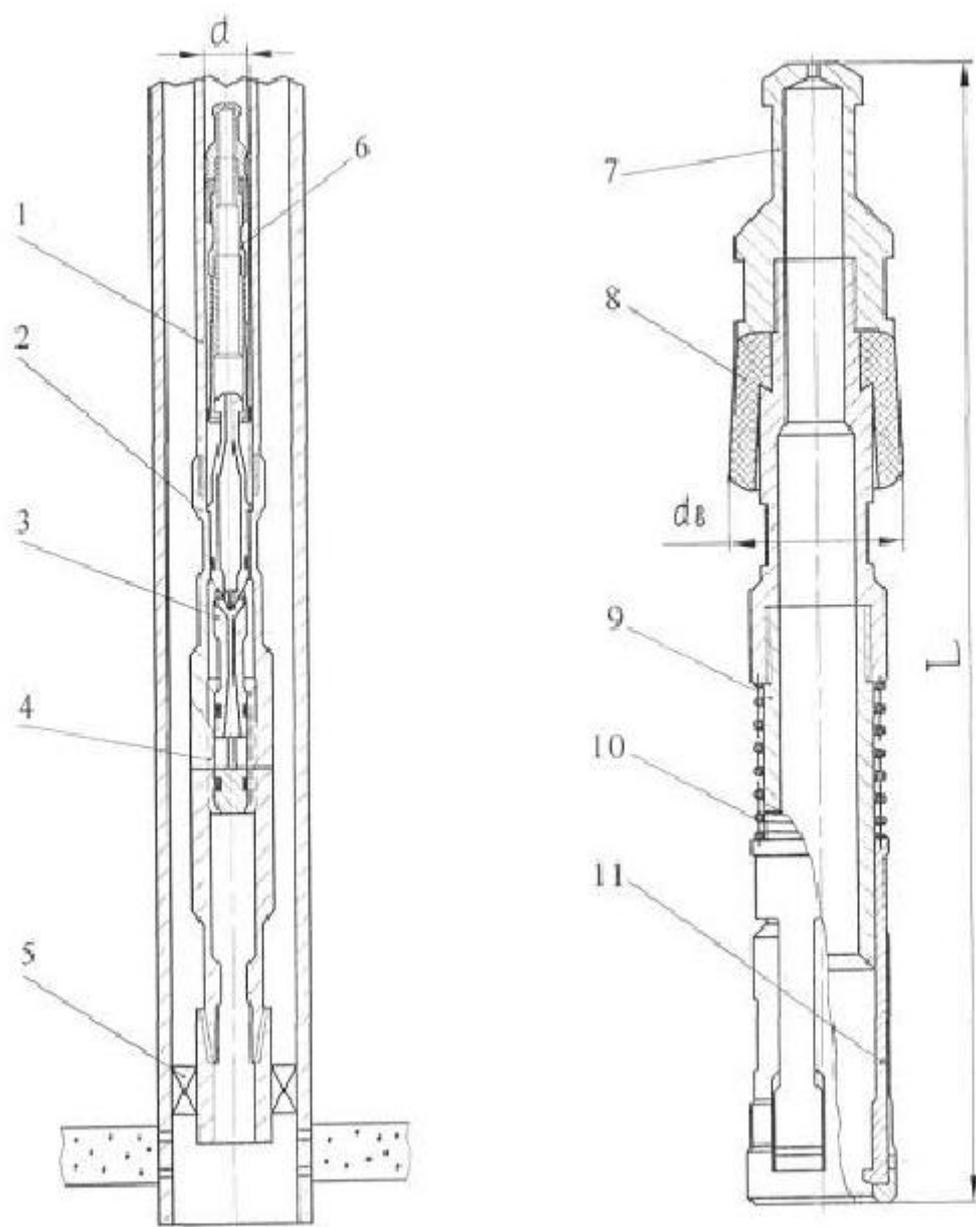


Рисунок 1.6 – Насос струминний з уловлювачем та загальний вигляд уловлювача

1 – труби НКТ; 2 – корпус насоса; 3 – змінна вставка; 4 – канал; 5 – пакер; 6 – уловлювач; 7 – утримувач манжети; 8 – манжета; 9 – корпус уловлювача; 10 – пружина; 11 – цанговий захват.

Використання уловлювача для демонтажу та транспортування вставних вузлів струминного насоса дозволяє відмовитися від застосування спеціальних підйомних установок. Це скорочує матеріальні витрати та тривалість операцій з заміни вставок, підвищуючи рентабельність і продуктивність експлуатаційних робіт.

У патенті «Свердловинна струминна насосна установка» [10] розв'язується задача підвищення коефіцієнта ежекції та загального ККД установки. Для цього запропоновано:

1. Використовувати як робоче середовище газорідинну суміш, яка генерується аератором.
2. Застосувати кільцеве сопло з центральним тілом, що забезпечує формування ділянок розрідження та стиснення потоку.

Установка (рис. 1.7) включає хвостовик з вхідною лійкою, пакер, корпус із системою каналів, а також ежектор з регульованими соплом і камерою змішування. Активне сопло запресоване в корпус, а вихід насоса з'єднаний із затрубним простором. Кільцева конструкція сопла з центральним тілом (наприклад, конусом) забезпечує оптимізацію потоку робочого середовища. Регулювання перерізів сопла та камери змішування дозволяє адаптувати роботу насоса до різних умов експлуатації.

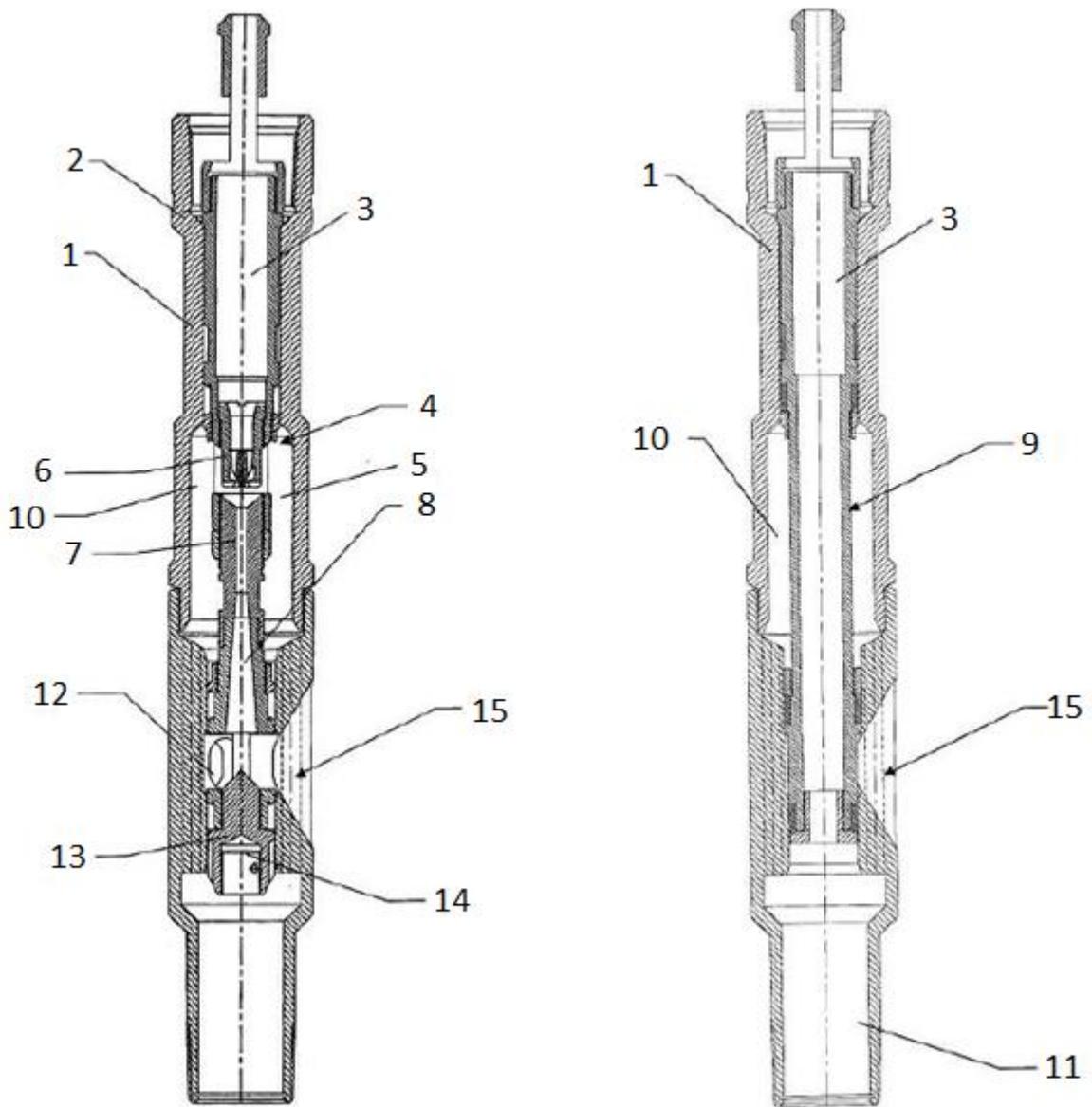


Рисунок 1.7 – Свердловинна струминна насосна установка

1 – корпус насоса; 2 – посадочне місце ежектора; 3 – вихідний канал; 4 – ежектор; 5 – приймальна камера; 6 – сопло; 7 – камера змішування; 8 – дифузор; 9 – блокувальна вставка; 10 – осьовий канал; 11 – вихідний канал; 12 – радіальний канал; 13 – наконечник; 14 – внутрішня різь; 15 – повздожній канал.

### 1.3 Аналітичний огляд інтернет-ресурсу з досліджуваного питання

Висока ефективність ежекційних технологій зумовлює їхнє широке застосування у всьому світі. В Україні дослідження та впровадження цих технологій станом на 2014 рік були зосереджені в ряді наукових і виробничих

установ, зокрема в Івано-Франківському національному університеті нафти і газу, ВАТ СП "Геотест" (м. Івано-Франківськ), а раніше також у Криворізькому гірничому інституті, Полтавському відділенні УкрНДГРІ, Донецькому політехнічному інституті, ВГО "ПівнічУкргеологія" та ЦНДЛ ВО "Укрнафта".

На міжнародній арені ежекційні технології активно використовуються у таких країнах, як Австралія, Венесуела, Індонезія, Канада, Мексика та Сполучені Штати Америки. Серед провідних компаній, що спеціалізуються на цьому обладнанні, - "Боуен", "Вілсон", "Коуб", "Нешнл", "Гіберсон", а також ВР "Америка Продакшн", Union Oil Company of California, Shell Inde та Французький інститут нафти [12].

Світове значення ежекційних технологій підтверджується існуванням спеціалізованих фірм, що виготовляють насосне обладнання для різних галузей. Серед них:

1. Італійська фірма «Calpeda» [13] пропонує струминні насоси для побутового та напівпромислового використання, призначені для підйому води з водоймищ, колодязів та інших ємностей.

2. Німецька компанія «GEA» [14] виробляє рідинні струминні насоси, які знаходять застосування:

- На станціях водопідготовки та каналізаційних очисних спорудах
- Для перекачування та змішування рідин (води, кислот, лугів)
- Для розведення кислот або лугів до заданої концентрації
- Для підготовки сумішей кислотної обробки свердловин

Зовнішній вигляд рідинних струминних насосів від компанії GEA представлений на рисунку 1.8. Універсальність цих насосів дозволяє адаптувати їх для вирішення різноманітних технологічних завдань у промисловості.



Рисунок 1.8 – Рідинні струминні насоси GEA

Український ринок нафтогазових послуг характеризується значною кількістю операторів – згідно з каталогом підприємств [15], у цій галузі функціонує понад 100 компаній, що надають комплексні послуги від буріння та капітального ремонту до перфорації та інтенсифікації видобутку.

Серед вітчизняних підприємств виділяється НВК «ІСКРА», основним профілем якого є розробка та впровадження інноваційних технологій на основі перспективних наукових досліджень. До спектру їхніх нафтогазових послуг належать [16]:

- Перерозподіл потоків продукції
- Імпульсно-хвильові методи впливу
- Гідропіскоструминна перфорація
- Дослідження нагнітальних свердловин
- Хімічна інтенсифікація видобутку

1. «КАРПАТОЛ» – поверхнево-активна речовина для інтенсифікації видобутку та ремедіації, що застосовується для:

- Підвищення ефективності буріння
- Вилучення важких вуглеводнів
- Очищення ґрунтів від нафтозабруднень

- Реабілітації шламових амбарів та резервуарів
- 2. «СОФІР» – піноутворювач із деемульгуючими властивостями для:
  - Розкриття продуктивних пластів
  - Освоєння свердловин з низьким пластовим тиском
  - Промивання піщаних пробок
- 3. «ЕМІР» – комплексний реагент для усунення кольматації, що зменшує набрякання глинистих мінералів та покращує фільтраційні характеристики привибійної зони.

Компанія розробила серію струминних насосів, зокрема установку з патенту [10], які відповідають стандарту СОУ 11.1-00135390-042:2007. Технологічні особливості включають:

- Спеціалізоване програмне забезпечення для управління режимами роботи
- Експрес-оцінку стану привибійної зони пласта
- Моніторинг автономними манометрами-термометрами
- Імпульсно-хвильовий вплив із циклічними депресіями

Технічні характеристики насосів ІТІС:

- Робочий тиск: до 30 МПа
- Приєднання: НКТ 73В
- Частота імпульсів: від 20 Гц
- Амплітуда імпульсів: 0-80 МПа

Конструкція насосів запобігає кавітації та дозволяє ефективно працювати з важкими нафтами в умовах аномально низьких пластових тисків.

JJ Tech (США) спеціалізується на системах штучного підйому, пропонуючи:

- Гідравлічні струминні насоси Selected-Jet
- Концентричні моделі продуктивністю до 600 барелів/добу
- Систему ULTRA-FLOW з мембранними насосами Hydra-Cell

Weatherford реалізує інноваційні рішення, що поєднують перевірені технології з цифровізацією для оптимізації експлуатації свердловин.

Українські розробки демонструють конкурентоспроможність у порівнянні з міжнародними аналогами, особливо в галузі обробки привибійних зон та роботі зі складними гірничо-геологічними умовами.

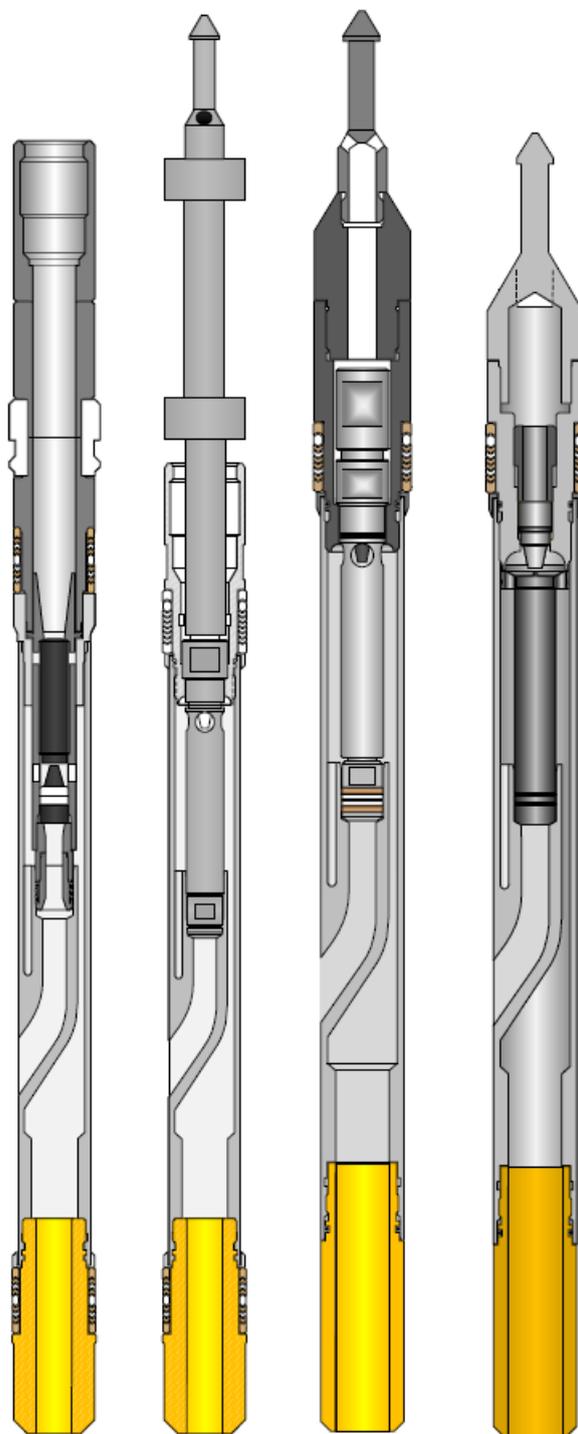


Рисунок 1.9 – Струминні насоси SELECT-JET та SELECT-JET 1P

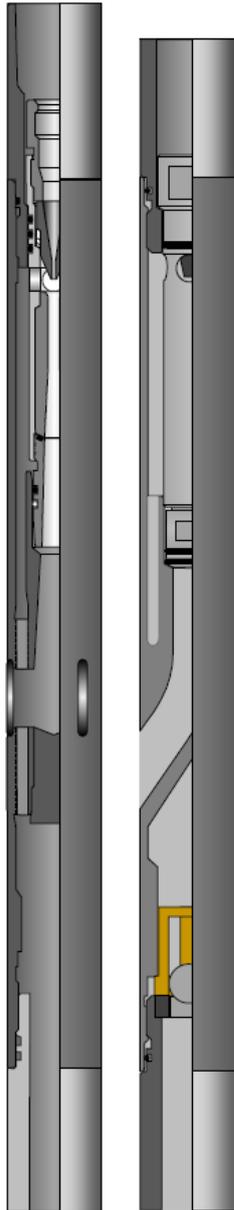


Рисунок 1.10 – Концентричні струминні насоси 1.6 та 2.0

Компанія Weatherford пропонує комплексне рішення з використанням струминних насосних систем, що включає:

1. Довготривалі системи підйому – струминні насоси, що не потребують регулярного обслуговування, забезпечують підвищення продуктивності та економічної ефективності експлуатації.

2. Комбіновані відцентрово-струминні насоси – поєднання переваг двох надійних технологій, що відрізняються простотою в обслуговуванні та високою ефективністю.

3. Поверхневі струминні насоси – дозволяють підтримувати високі початкові дебіти свердловин за рахунок використання енергії пласта, що значно знижує капітальні витрати.

Під час п'ятиденних випробувань в Курдистані (Ірак) компанія продемонструвала видатні результати – досягнуто видобуток на рівні 5000 барелів нафти на день (або 795 м<sup>3</sup>/добу). Для цього було встановлено реверсивний струминний насос моделі 13Е діаметром 3,81 дюйма (96,77 мм) з розсувними дверцятами та Х-замком. Глибина установки насоса становила 1597 футів (487 метрів), що підтверджує можливість ефективної роботи обладнання в умовах значних глибин.

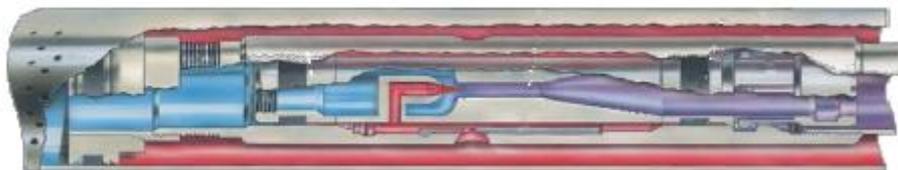


Рисунок 1.11 – Струминний насос 13 Е (Weatherford)

#### **1.4 Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження**

1. В рамках інформаційного забезпечення дисертаційного дослідження здійснено комплексний аналіз наукових публікацій, патентної документації та ринкових пропозицій. Систематизовано вітчизняні та міжнародні технічні рішення в галузі струминних насосів, зокрема проведено порівняльний аналіз конструктивних особливостей та операційних характеристик.

2. Детальне дослідження підтвердило стратегічну перспективність застосування струминних насосів у нафтогазовій галузі. Ключові переваги, що обумовлюють їх конкурентоспроможність, включають: модульний принцип конструкції, спрощену процедуру заміни експлуатаційних вузлів, здатність

транспортування гетерогенних середовищ, гнучке регулювання робочих параметрів, відсутність складних кінематичних систем.

3. Статистичні дані експлуатації свердловин ПАТ "Укрнафта" демонструють домінування хімічних методів інтенсифікації (понад 70% від загального обсягу робіт). Це створює передумови для активізації використання струминних насосів, що володіють: підвищеною корозійною стійкістю, адаптованістю до роботи з агресивними реагентами, можливістю інтеграції у технологічні цикли обробки.

4. Проаналізувавши різні конструкції струминних насосів, встановлено, що підвищення їх ефективності можливе шляхом забезпечення швидкого переходу між режимами видобутку та хімічної інтенсифікації. Більшість існуючих рішень вимагають значних витрат часу й ресурсів на зміну режиму, зокрема через необхідність піднімання НКТ або окремих вставок, що призводить до простоїв у видобутку.

**Метою роботи** є підвищення ефективності експлуатації газонасичених нафтових свердловин, обладнаних УЕЦН, шляхом розробки та обґрунтування методу стабілізації їх роботи за рахунок інтеграції з гирловими струминними ежекторами.

**Задачі дослідження:**

- Провести комплексний аналіз існуючих науково-технічних рішень щодо захисту УЕЦН від впливу затрубного газу та обґрунтувати доцільність використання струминних технологій.
- Дослідити фактори, що впливають на роботу УЕЦН у газонасичених умовах, та визначити гранично допустимі параметри газовмісту.
- Розробити математичну модель та алгоритм розрахунку режимів роботи тандемної системи «ЕЦН – гирловий ежектор».
- Провести експериментальні розрахунки та визначити оптимальні геометричні параметри ежектора для конкретних умов свердловин.
- Оцінити технологічну та економічну ефективність запропонованого методу на основі порівняльного аналізу продуктивності свердловин.

## **РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ КОНСТРУКЦІЙ ПОГРУЖНИХ ЕЛЕКТРОЦЕНТРОБІЖНИХ НАСОСНИХ УСТАНОВОК**

### **2.1 Загальні відомості про установку електровідцентрового насоса**

Установка електроцентробіжного насоса (УЕЦН) або електроцентробіжна насосна установка (ЕЦНУ) – це відцентровий насос, який працює спільно із занурювальним електродвигуном і призначений для перекачування продукції нафтових свердловин. До складу цієї рідини входять нафта, газ і механічні домішки.

Область застосування установок охоплює високодебітні, обводнені, глибокі та похилі свердловини з дебітами від 10 до 1300 м<sup>3</sup>/добу та висотою підйому від 500 до 3500 м. Середній міжремонтний період роботи установок становить 300 діб і більше.

Установки випускаються двох типів – модульні та немодульні. Залежно від складу перекачуваної рідини насоси виготовляються у трьох виконаннях:

- звичайному;
- корозійностійкому;
- підвищеної зносостійкості [7].

Відповідно до максимального поперечного розміру занурювального агрегату установки поділяються на три групи: 5, 5А та 6.

- Група 5 – поперечний габарит 112 мм; застосовується у свердловинах з обсадними колонами, внутрішній діаметр яких не менше 121,7 мм.
- Група 5А – поперечний габарит 124 мм; використовується у свердловинах із внутрішнім діаметром не менше 130 мм.
- Група 6 – поперечний габарит 140,5 мм; застосовується у свердловинах із внутрішнім діаметром не менше 148,3 мм.

Діаметри корпусів занурювальних агрегатів становлять відповідно: для груп 5, 5А та 6 – 92 мм, 103 мм і 114 мм.

УЕЦНМК5А-250-1400, де: У – установка, Е – з приводом від занурювального електродвигуна, Ц – центробіжний, Н – насос, М – модульний, 5А – група насоса, 250 – подача, м<sup>3</sup>/добу, 1400 – напір, м, К – корозійностійке виконання (літера додається перед позначенням групи).

Основним фактором, що впливає на ефективність роботи УЕЦН, є величина газовмісту – показник об'єму розчиненого газу в 1 м<sup>3</sup> пластової нафти. Потрапляння вільного газу разом із нафтою на прийом насоса може спричинити нестабільну роботу обладнання, зниження продуктивності або навіть зрив подачі. Наявність газу негативно впливає на напірну характеристику установки, зміщуючи режим роботи насоса від оптимального [8].

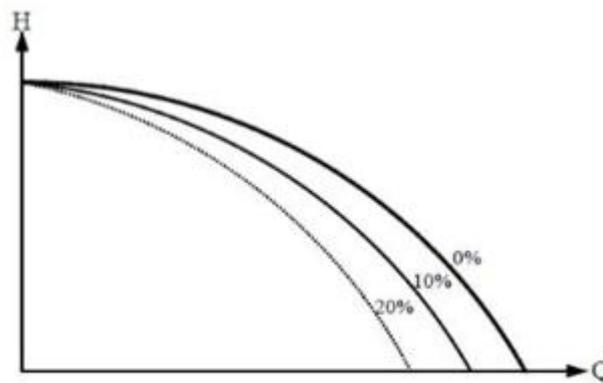


Рисунок 2.1 - Вплив вільного газу на напірну характеристику УЕЦН

Виділяють такі умови застосування установок електроцентробіжних насосів (УЕЦН) залежно від середовища, що перекачується:

- Середовище – пластова рідина, яка являє собою суміш нафти, попутної води та нафтового газу;
- Максимальний вміст попутної води – до 99%;
- Вміст попутного газу на прийомі насоса – не більше 25%, а для установок, обладнаних насосними модулями-газосепараторами – до 55%;
- Максимальний вміст механічних домішок – до 0,1 г/л для звичайного та корозійностійкого виконання, і до 0,5 г/л – для зносостійкого;
- Вміст сірководню – до 0,01 г/л для звичайного та зносостійкого

виконання, і до 1,25 г/л – для корозійностійкого;

- Показник кислотності пластової води (рН) знаходиться в межах 6,0–8,3;
- Максимальна температура перекачуваної рідини – до 90 °С.

## **2.2 Устаткування свердловин, експлуатованих за допомогою установки електровідцентрового насоса**

На сьогоднішній день запропоновано велике кількість різних схем та модифікацій установок ЕЦН. на малюнку 2 представлена одна з найбільш часто зустрічаються на промислі схем обладнання добувної свердловини установкою занурювального електровідцентрового насоса. Установка електровідцентрового насоса включає такі елементи:

- наземне обладнання (трансформаторна підстанція, станція керування, гирлове обладнання свердловини);
- підземне обладнання (занурювальний відцентровий насос, занурювальний електродвигун з гідрозахистом, що спускаються в свердловину на колоні насоснокомпресорних труб, та кабельна лінія);

ПЕЦН – це відцентровий насос, що складається з кількох модуль-секцій, які в свою чергу складаються з безлічі ступенів (напрямних апаратів) і великої кількості робітників коліс, зібраних на валу та ув'язнених у сталевий корпус (трубу).

Для освоєння свердловини з отриманням необхідної норми відбору рідини в оптимальному режимі роботи та отримання найбільшого економічного ефекту індивідуально підбираються необхідні типорозміри та параметри насоса, занурювального електродвигуна з гідрозахистом кабелю, діаметр насосно-компресорних труб і глибина спуску насоса.

Довжина насоса визначається кількістю робочих щаблів, кількість яких визначається основними параметрами насоса – подачею та напором.



Рисунок 2.2 - Будова УЕЦН

Принцип роботи насоса полягає в наступному: рідина, що всмоктується через приймальний модуль, надходить на напрямні апарати (лопаті обертового робочого колеса), під дією яких вона розганяється, набуваючи швидкість і тиск і під дією відцентрової сили, що виникає, через нерухомі канали змінного перерізу апарату направляється до наступного ступеня. Внаслідок створеного розрідження, в звільнене простір знову спрямовується рідина і цикл повторюється [8].

Вхідний модуль призначений для прийому та підведення свердловинної рідини в насос, а також грубого очищення її від механічних домішок. При

відкачуванні свердловинної рідини, із вмістом вільного газу більше, ніж 25% (за обсягом), між вхідним модулем і модулем – секцією встановлюється газосепаратор.

Верхня частина модуля приєднується до секції насоса, а нижня частина протектору, з допомогою підшипників ковзання вала і шпильок. Зворотний клапан служить для запобігання зливу стовпа рідини, що знаходиться в НКТ.

Гідрозахист двигуна представляє собою спеціальне пристрій, що складається з протектора та компенсатора. Вона призначена для:

- захисту влучення пластовий рідини на внутрішні порожнини двигуна;
- компенсації теплового зміни обсягу олії во внутрішньої порожнини двигуна;
- вирівнювання тиску у внутрішній порожнині двигуна з тиском пластової рідини у свердловині;
- запобігання витоків олії при передачі крутять моменту від валу електродвигуна до насоса.

### **2.3 Фактори, що впливають на експлуатацію установку електровідцентрового насоса**

УЕЦН є найпоширенішим нафтовидобувним устаткуванням, ними видобувається близько 80% усієї нафти в Україні. При роботі УЕЦН у свердловинах із ускладненими умовами видобутку великою проблемою є зміна техніко-економічних показників установки в найгірший бік .

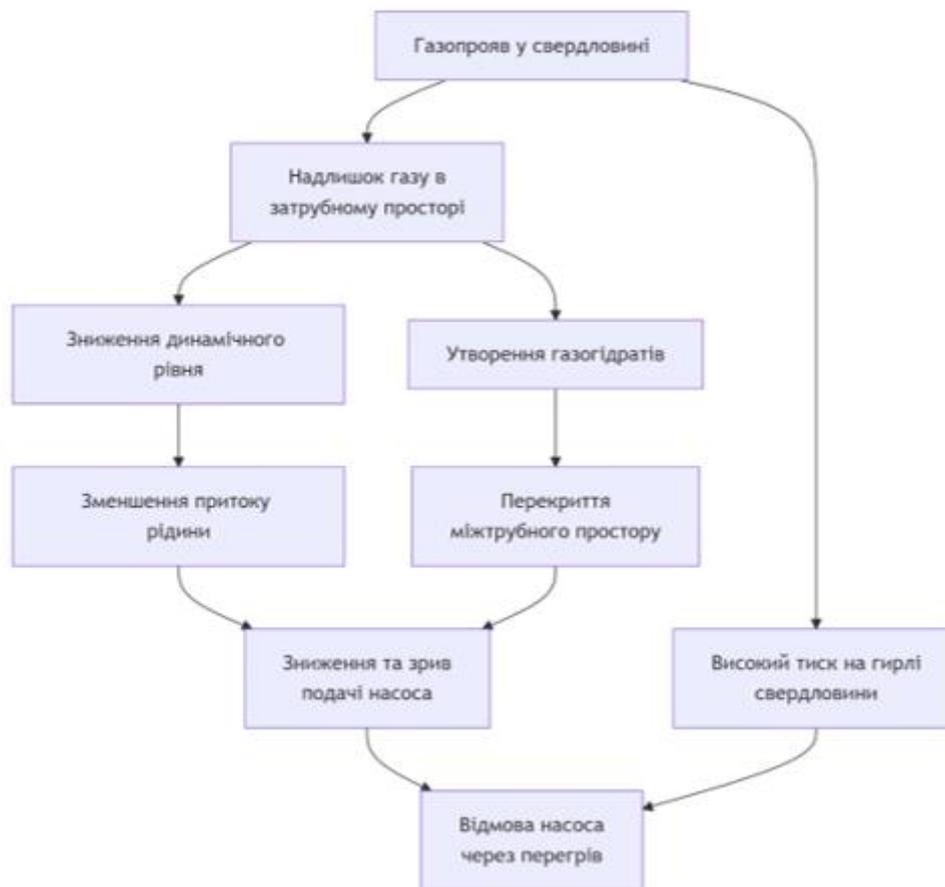


Рисунок 2.3 - Ускладнення, виникаючі при роботі насосного обладнання у свердловинах з високим газовим фактором

Високомінералізовані пластові води є одним із серйозних ускладнень під час експлуатації УЕЦН. Їх поява в рідині, що відкачується, призводить до таких серйозних порушень у роботі насоса, як відкладення солей у його робочих органах і високій корозії обладнання.

Ситуація ускладнюється тим, що ускладнення рідко, коли зустрічаються по окремо. Свердловини, експлуатовані з допомогою УЕЦН, часто мають безліч ускладнень, які погіршують її показники і знижують ефективність роботи насосного агрегату.

Згідно з дослідженнями різних авторів не тільки кількість вільного газу на вході в насос, але і його дисперсність в ГРС надає велике вплив на працездатність ЕЦН. У наукових установках було проведено кілька експериментальних досліджень впливу вільного газу на характеристику занурювальних відцентрових

насосів різних типів на модельних сумішах "вода-повітря", "вода-ПАВ-повітря" з використанням стендової установки [9]. Результати досліджень, отримані під час експерименту, дозволили зробити кілька висновків:

1. При роботі насосів на суміші «вода-повітря» відбувається зниження робочих параметрів насоса: подачі, напору, ККД і потужності;
2. Зниження робочих параметрів насоса залежить від кількості газу, що міститься у свердловинній рідині. При підвищенні газоміст до певної межі може виникати зрив подачі насоса, що призводить до його зупинки;
3. Оптимальна область роботи насоса різко зменшується в міру збільшення кількості газу в газорідинній суміші, що відкачується;

Гафурів О.Г. в своєю роботі провів експериментальне дослідження вплив структури газорідинного потоку на характеристики насос. У результаті їм було визначено, що для збільшення максимального газоутримання на вході в насос до значень  $\Gamma = 0,25$  необхідно збільшити дисперсність газу. Для збільшення дисперсності газової фази можна використовувати диспергатори, що встановлюються на вході насос.

#### **2.4 Аналіз існуючих систем та технологій захисту установки електровідцентрового насоса від шкідливого впливу затрубного газу.**

Добувна рідина є сумішшю різних вуглеводнів і води, в якій розчинені гази. Зі зниженням тиску розчинність газів зменшується і при надходженні ГРС з продуктивного пласта в свердловину з неї починає виділятися газ. Наявність вільного газу на прийомі занурювального насоса знижує її ефективність роботи, оскільки:

- Через наявність вільного газу зменшується обсяг нафти, що видобувається, в ступенях насоса;
- Поділ газу та рідини у поле відцентрових сил знижує натиск щаблі; Для підшипників вільний газ є поганим мастилом;

- Утворені газові каверни в перших робочих шаблях насоса здатні заблокувати потік рідини, що видобувається, може статися зрив подачі;
- Газ має низькою теплоємністю і зниження дебіта здатне призвести до перегріву ПЕД або його згоряння.

Шкідливий вплив вільного газу на УЕЦН вже давно відомий, а так як з допомогою даних занурювальних установок видобувається порядку 80-90% всієї нафти в Західному Сибіру стає актуальним застосування технологій, що забезпечують стабільну роботу даних насосних установок на родовищах, що розробляються, обумовлених високими значеннями газового фактора [10].

Газовий фактор нафт на родовищ, що розробляються, може змінюватися в достатньо широкому діапазоні. Технічні умови експлуатації установок занурювальних відцентрових насосів дозволяють видобувати свердловинну продукцію з допустимим значенням газомістком на вході в насос – 25%. У промислових умовах, залежно від типорозміру насоса, ця величина коливається в межах 5-25 %.

На сьогоднішній день існує кілька способів боротьби з підвищеним вмістом у свердловинах, які експлуатуються за допомогою УЕЦН [11]:

- спуск насосу під динамічний рівень рідини в свердловині;
- підлив дегазованою рідини;
- використання комбінованих насосів (конусних чи ступінчастих);
- встановлення на вхід насосу газосепараторів;
- встановлення диспергаторів на прийомі насос;
- застосування мультифазних насосів;

При збільшенні глибини спуску ЕЦН під динамічний рівень рідини відбувається зростання тиску на прийомі насоса, що в свою чергу призводить до зменшення вмісту газомісту на прийомі насоса. Раніше цей метод активно застосовувався на промислах, але через політики інтенсифікації видобутку нафти, яку в даний час ведуть більшість провідних нафтовидобувних компаній в Україні, пов'язаної зі значним зниженням тисків на вибої, він є неефективним, тому що навіть при значному заглибленні насоса і спуску його до покрівлі пласта

вхідний газ не вдається зменшити до оптимальних величин [12].

Незважаючи на організаційну та технологічну простоту даного методу, його застосування з точки зору економічного ефекту недоцільне, оскільки витрати на спуск обладнання (НКТ, кабель) на глибину, порівнянну з глибиною свердловини, дуже високі і існує безліч обмежень по його застосування.

Сутність даного методу боротьби зі згубним впливом газу на УЕЦН полягає в тому, що в затрубне простір свердловини підливають дегазовану рідину. В результаті об'ємний вміст газу в ГРС на прийомі насос зменшується, що забезпечує більш стабільну його роботу. Були проведено кілька випробувань цього методу в свердловин, обладнаних УЕЦН, де обводненість продукції досягала високих величин – 60-80%. Він показав невелику ефективність, оскільки продуктивність насоса по рідині і нафті змінилася незначно (приріст – 5-8 м<sup>3</sup>/сут і 1-2 м<sup>3</sup>/сут відповідно) [13].

Цей метод не набув широкого поширення внаслідок низки недоліків:

- при підливі дегазованої рідини в затрубний простір збільшується протитиск на пласт (добуткові можливості свердловини не реалізуються повною мірою);
- зниження надійності ПЕД через найгірших умов охолодження;
- додаткові витрати електроенергії через необхідність підйому підливої рідини на поверхню [14].

Конічні насоси зарекомендували себе на нафтогазовидобувних промислах вже досить давно. «Конічний» насос - це насос із пакетів сходів різних типів, кожна призначена для різних подач. У нижньої секції насоса встановлюються щаблі з більшою номінальною подачею, після них у напрямку до гирла розташовані щаблі з меншою номінальною подачею. В ідеальному варіанті конічний насос повинен містити три пакети ступенів різної конструкції. Компонування такого типу насоса наступне: нижня секція – щаблі найбільшої продуктивності, проміжна секція з меншою продуктивністю та верхня секція з ступенями найменшої продуктивності.

Переваги даного типу насосу по порівнянні з серійним ЕЦН:

– більший допустимий газоутримання на вході в насос, т.к. його щаблі в нижній частині, що мають найбільшу продуктивність, здатні пропускати більший обсяг вільного газу;

– менша споживана потужність, а внаслідок цього менша температура ПЕД та більша надійність роботи.

Використання щаблів різної продуктивності в «конічних» насосах забезпечує дотримання вимог експлуатації всіх щаблів в діапазонах робочої частини характеристик, що застосовуються ЕЦН.

Схеми «конічних» насосів в даний час пропонуються різними вітчизняними виробниками та американськими фірмами.

У застосуванні даного методу існує низка суттєвих обмежень:

– позитивний ефект досягається тільки при відносно невеликому газоутриманні на вході насоса;

– труднощі при встановленні через різні діаметральні габарити ступенів;

– трудомісткий розрахунок оптимального «конічного складання», зневажаючи на виробництві веде до низького ефекту від застосування;

– ступені ЕЦН більшої номінальної подачі не завжди відчувають менший вплив вільного газу порівняно зі ступенями меншої продуктивності (вплив газу може бути сильнішим, ніж на звичайний серійний ЕЦН).

Незважаючи на дані недоліки метод застосування «конічної» схеми насоса має деякі перспективи, пов'язані зі створенням насосів спеціальних конструкцій, менш схильних до впливу вільного газу.

Принцип дії газосепаратора ґрунтується на використанні відцентрової сили для видалення вільного газу. Поступає під час роботи газосепаратора газорідинна суміш подається шнеком в сепараційну камеру. У цій камері під впливом відцентрових сил відбувається відокремлення газу від ГРС: більш важка рідина притискається до стінок, легкий газ знаходиться поблизу валу газосепаратора [16]. Надходження дегазованої рідини в насос відбувається по каналам головки сепаратора, газ, що відокремився - в затрубний простір. Дія на прийомі насоса диспергатора полягає в подрібненні газових бульбашок ГРС, що

надходить до отримання однорідної суміші. ГРС подається шнеком у диспергувальний пристрій, що складається з кількох коліс, що обертаються всередині апаратів-розсікачів. Відбувається отримання більш однорідної суміші за рахунок зменшення бульбашок вільного газу, яка надходить нижню секцію насоса за допомогою розсікача лопатки по каналах роздільника.

Якщо застосування газосепараторів або диспергаторів не забезпечує стабільної роботи відцентрового насоса у свердловинах з великим вмістом вільного газу, замість них застосовують газосепаратор- диспергатор. Його дія полягає в відділенні газу від надходить ГРС у газосепараторі, далі дегазована рідина від сепаратора надходить у диспергуючі шаблі. Рідина через проходження диспергатора стає одноріднішою за рахунок подрібнення газових включень. В даний час газосепаратори є більш ефективними передвключеними пристроями при видобуванні нафти, що містить нерозчинний газ [17]. Компанія розробила нову конструкцію газосепаратора, який поєднує в собі покращені характеристики газосепаратора з вихровою камерою та абразивостійкість відцентрового сепаратора з гелікоїдальним шнеком. Особливість відцентрово-вихрового енергоефективного сепаратора полягає в тому, що застосування вихрової камери в даному газосепараторі забезпечує покращену сепараційну характеристику та знижене споживання електроенергії, а гелікоїдальний шнек має змінний крок, лопаті утворюють з віссю обертання. монотонно зменшується від входу до виходу кут, завдяки чому забезпечується більше висока стійкість до гідроабразивному зношуванню та надійність обладнання під час роботи в умовах утримання механічних домішок.

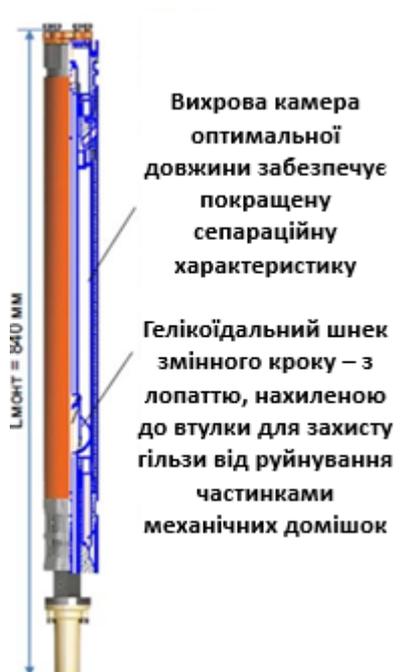


Рисунок 2.4 - Загальний вигляд відцентрово-вихрового енергоефективного газосепаратора



Рисунок 2.5 - Пристрій газостабілізатора

Крім даних додаткових модулів УЕЦН розроблено також газостабілізатор, призначений для подрібнення газових бульбашок ГРС. на валу газостабілізатора послідовно розташовані осьові та лабіринтні щаблі. Рідина, що надходить у передвімкнене пристрій стискається в кожною з осьових щаблів. У

результаті зменшення обсягу газу відбувається збільшення його пружності і підвищує стійкість роботи наступного ступеня. Потім суміш подається в лабіринтні шаблі газостабілізатора, де відбувається інтенсивніше подрібнення газових включень.

В даний час знову спостерігається зростання інтересу до диспергаторів, який пов'язаний з умовами експлуатації ЕЦН, що все більш ускладнюються. Найчастіше газотримання на прийомі насоса таке велике, що навіть найефективніші на сьогоднішній день газосепаратори не можуть забезпечити достатньо повного відділення газу. Очевидно, найкращим рішенням при цьому може стати комбінація газосепаратора та диспергатора. Однак зараз серійно випускаються й окремі модулі – диспергатори, які застосовують із занурювальними насосами без газосепараторів [18].

. У робочих колесах диспергатора АГН є додатковий ряд отворів, що забезпечує циркуляцію деякої кількості рідини між лопатками. Основним плюсом використання даних отворів є зменшення впливу відцентрової сили, що активізує сепарацію газу в насос, що дозволяє відсепарованому газу знову змішуватися з основним потоком і розчинятися у рідині. У кожній крильчатці також встановлені балансні отвори (що зрівнюють тиск).

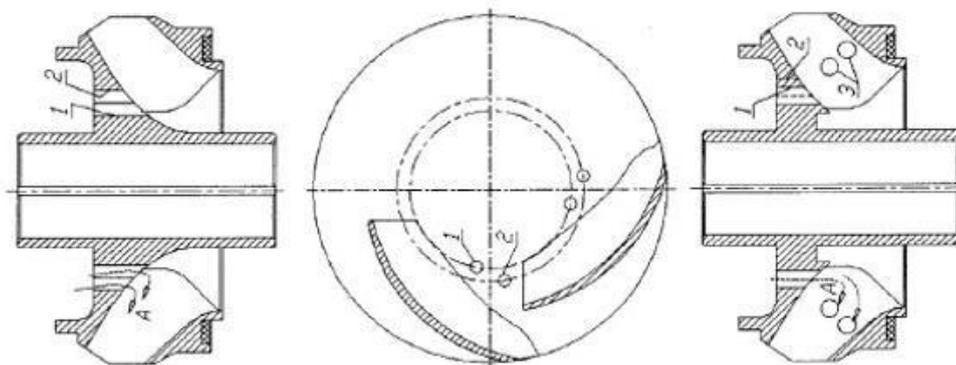


Рисунок 2.6 – Робочі колеса диспергатора типу АГН

Незважаючи на те, що промислові випробування цього типу диспергаторів пройшли успішно, він має деякі недоліки:

- дана конструкція робочих коліс диспергатора призводить до збільшення об'ємних витоків між лопатями, що знижує його ефективність;
- у таких щаблях підйом рідини повинен відбуватися на менших подачах, ніж у аналогічних стандартних щаблях.

Диспергатор АГН може встановлюватися як на стандартний вхідний модуль ЕЦН, так і спільно з газосепаратором (Рис. 7). Вибір буде залежати від кількості вільного газу на прийомі насосу або наявності пакер. Установка диспергатора разом із газосепаратором призводить до стабілізації роботи УЕЦН з скороченням рестартів по причини відключення з недовантаження (скупчення газу). Це покращує продуктивність та надійність установки.

Первинною метою використання диспергаторів є запобігання утворенню газових пробок у насосі, що призводять до його нестійкої роботи і є причиною виходу його з ладу (якщо неправильно встановлена захист насосу). Диспергатор в відмінність від газосепаратора не відокремлює газ, а навпаки «запресовує» його в основний потік рідини, гомогенізуючи структуру рідини.

Переваги використання диспергаторів:

- менша вібрація і пульсація потоку в НКТ;
- використання диспергатора дозволяє експлуатувати ЕЦН із вхідним газомістом до 55%;
- при використанні диспергатора вільний газ не викидається в затрубний простір, а розчиняється в рідині, внаслідок чого він виділяється після проходження всіх щаблів насоса в НКТ, де здійснює додаткову роботу з підйому рідини.

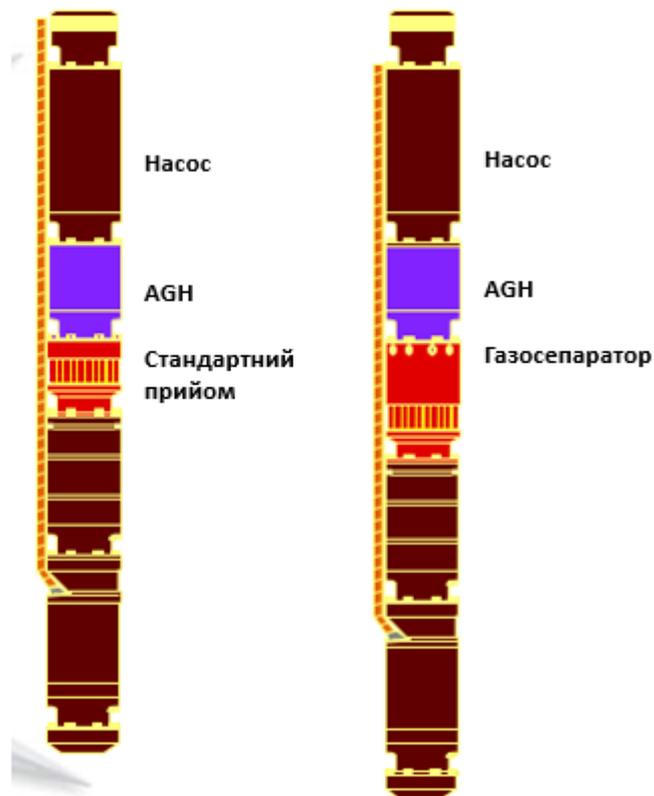


Рисунок 2.7 - Схема установки диспергатора

Диспергатор дозволяє експлуатувати УЕЦН із максимально допустимим зміст вільного газу на вході - 55 %, а при установці його разом з газосепаратором вхідний газозміст може досягати 68% [19].

Працюючи ЕЦН, у процесі перекачування ним свердловинної продукції, виникають відцентрові сили, які відокремлюють газ від рідини. Невеликі бульбашки газу стикаються один з одним і поєднуються у великі за розміром бульбашки, звані газовими кавернами. Газові каверни залишаються у робочих органах насоса, перешкоджаючи його нормальній роботі та погіршуючи робітники Показники. У занурювальних осьових насосах використовуються сходинки спеціальних конструкцій - шнекові сходи, перебувають з робітників коліс - Шнеків і виправляючих апаратів. Відцентрові сили у щаблях таких конструкцій набагато менше, ніж у стандартних щаблях ЕЦН. На рисунку 2.8 представлено робочий ступінь «Посейдон», розробленого компанією Schlumberger. Особливе конструктивне виконання (гелікоїдальний шнек) даного ступеня дозволяє робочим характеристикам насоса погіршуватися меншою

мірою при появі вільного газу в продукції, що перекачується ними [20].

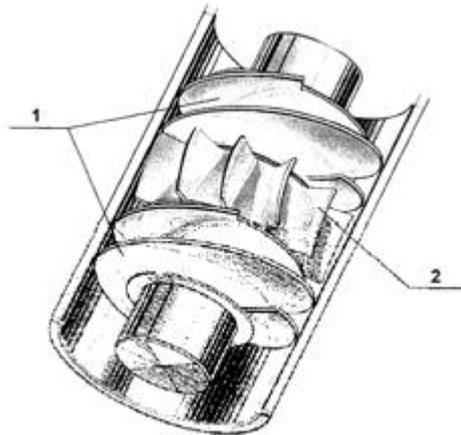


Рисунок 2.8 - Ступінь занурювального МФН «Посейдон»

Занурювальні осьові насоси можуть бути встановлені як у комбінації з газосепаратором, коли газ виділятимуться в затрубний простір, так і разом зі стандартним прийомом ЕЦН, якщо потрібно проходження всього газу через насос.

Тиск, що утворюється в МФН, набагато менше, ніж тиск в ЕЦН. Завдяки цьому стиснення газу в ньому практично не відбувається і весь вільний газ проходить через основний насос, знижуючи тиск, що розвивається ним. Це частково компенсується створюваним газліфт-ефектом газу, що виділяється з нафти в НКТ. Незважаючи на газліфт-ефект, повної компенсації втраченого тиску в основному насосі не відбувається, що потребує додаткового збільшення кількості його щаблів [21].

Завдяки особливою конструкції сходів МФН, він не має ні лівий, ні правої зон нестійкої роботи, до високих концентрацій нерозчиненого газу на вході

На даний момент МФН випускаються різними виробниками: МФОН-5 фірми МФН "Poseidon" компанії REDA. МФН Посейдон справляється з високим газовмістом на прийомі насоса краще, ніж диспергатор (AGH) або газосепаратор, що призводить до посилення напору та приросту в рівні видобутку на свердловині

Мультифазний насос має наступні переваги [22]:

- підвищує продуктивність УЕЦН, за умов високого газоутримання;
- при його використанні, за аналогією з диспергатором, газ не викидається в затрубний простір, а здійснює додаткову роботу, виділяючись у НКТ;
- запобігає утворенню газових пробок у робочих колесах ЕЦН, завдяки особливій конструкції робочих органів;
- стабілізує струмову діаграму ПЕД, забезпечуючи стабільну роботу установки;
- застосовується там, де використання газосепаратора обмежене або неможливе (наявність пакера, похилі та горизонтальні ділянки та ін.).

Нафтова або газова свердловина високого тиску може бути використана для збільшення як видобутку, так і повної видобутку з виснаженої свердловини за допомогою багатофазного ежектора. Цей пристрій не вимагає ніякого живлення і характеризується простою конструкцією, відсутністю рухомих частин і невеликими габаритами в поєднанні з високою ступенем надійності і низькою вартістю. Основні недоліки, пов'язані з застосуванням багатофазних ежекторів пов'язані з відсутністю надійних методів проектування та різким зниженням продуктивності при зміні умов експлуатації [23].

Ежектор або струменевий насос, представляє собою метод штучного підйому, який не потребує жодного живлення та характеризується простою конструктивною конструкцією, відсутністю рухомих частин та невеликими габаритами, що дозволяє легко встановлювати та керувати процедурами під час польових робіт, у поєднанні з високим ступенем надійності та низькою вартістю установки, порівняно з іншими системами форсування.

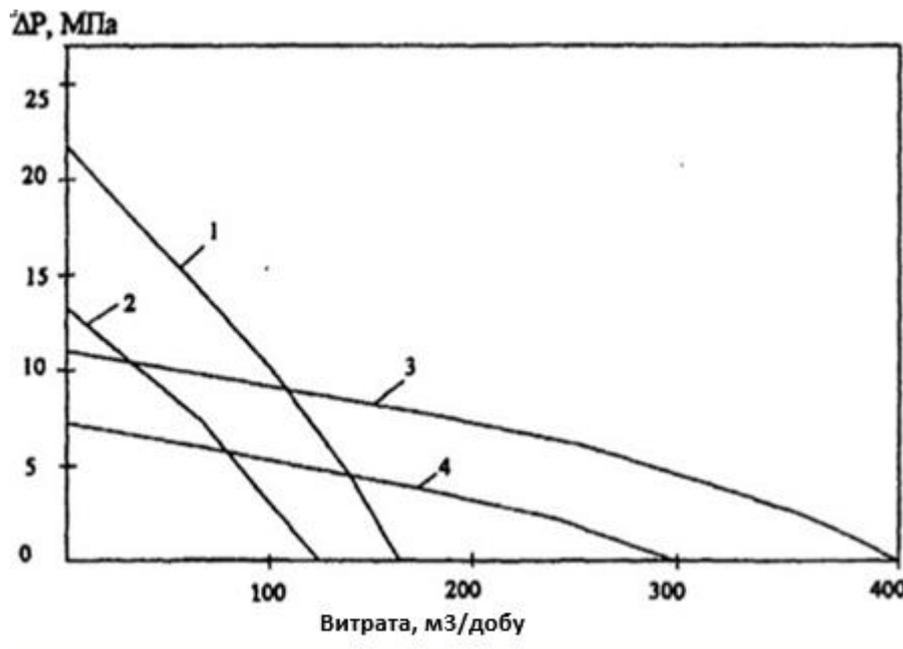


Рисунок 2.9 - Характеристики струминного насоса

З іншого боку, ежектор є низькоєфективним пристроєм: лише невелика частина енергії силової рідини (приблизно 20-30%) фактично передається в рідину низького тиску (проте слід зазначити, що у багатьох випадках ця енергія втрачається через дросельний клапан) [24]. Коли ежектор живиться багатофазними рідинами, виникають значні проблеми моделювання та відсутні встановлені методи для проектування багатофазних ежекторів. Конструктивні проблеми посилюються зміною властивостей рідини в еволюції поля. Щоб упоратися з усіма цими проблемами та продовжити термін служби ежектора, було розроблено вдосконалений багатофазний ежектор для оптимізації деяких основних геометричних параметрів та поліпшення характеристик ежектора за різних умов експлуатації.

Застосування насосно-ежекторних систем рекомендується, якщо використання газосепараторів-диспергаторів не дозволяє знизити вміст вільного газу менше 65% (найчастіше це відбувається при відбійному тиску до тиску насичення менше 0,7) [25]. Дані системи складаються із занурювального насоса, струминного насоса та газосепаратора. Розроблені та заглибні насосно-ежекторні установки, що виготовляються компанією «Новомет», мають такі відмінності: використання диспергатора замість газосепаратора і

використовується особлива конструкція струминного насоса (рис.2.10).



Рисунок 2.10 - Схема ежектора

Закритий затрубний простір і правильне розташування струменевого насоса забезпечує йому високий постійний тиск, а значить і вміст вільного газу на прийомі УЕЦН, забезпечуючи тим самим його стабільну роботу. Ця система має високий ККД. Великі значення пов'язані через ефекту газліфта в НКТ і більшою подачі, у порівнянні з УЕЦН [26]. Технологія "Тандем" призначена для підвищення ефективності роботи системи «пласт-свердловина-відцентровий насос», а також для підвищення її надійність. Занурювальна насосно-ежекторна система «Тандем» складається з 2 основних занурювальних елементів: установки струменевого насоса (УСН), для умов експлуатації свердловин яких підбираються певні параметри, та самої установки відцентрового насоса з увімкненим насосним газосепаратором МН-ГСЛ5. Ця установка називається «Тандем-1».

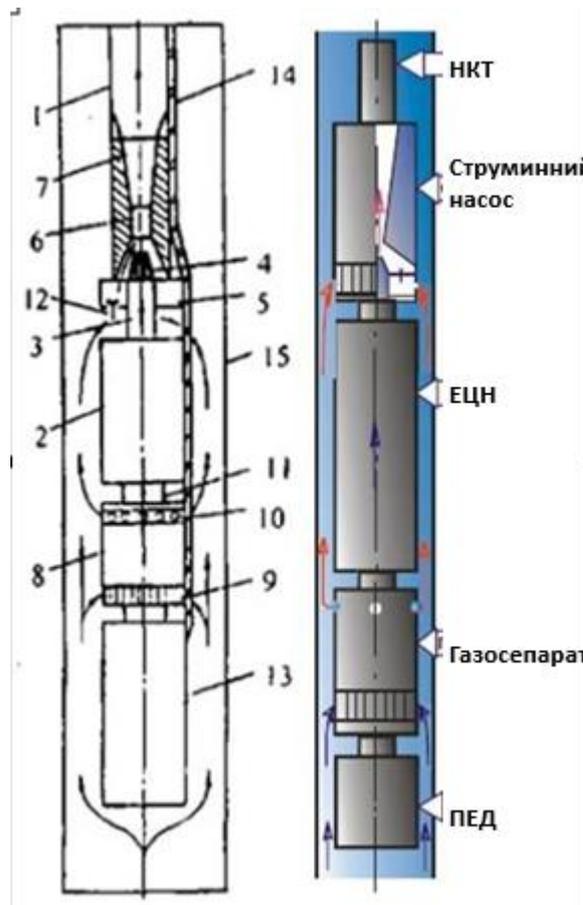


Рисунок 2.11 - Схема технології "Тандем" і установки струминного насоса: 1 – насосно-компресорні труби, 2 – занурювальний насос, 3 – нагнітальний патрубок, 4 - сопло струминного апарату, 5 - приймальна камера струминного апарату, 6 – камера змішування, 7 – дифузор, 8 – газосепаратор, 9 – вхідне вікно газосепаратора, 10 – канали відведення газосепаратора, 11 – вхідний рідинний патрубок газосепаратора, 13 – ПЕД, 14 – кабель.

При роботі насосно-ежекторної установки рідина, що видобувається, надходить в кільцевий простір навколо пристрою. Частина цієї рідини попадає у вхідне вікно газосепаратора. У газосепараторі відбувається сепарація ГРС на газову та рідку фази. Відсепарований газ викидається в затрубний простір, а дегазована рідина через патрубок рідини надходить в секції насоса. Інша частина ГРС, що пройшла газосепаратор, надходить по затрубному простору в приймальну камеру струминного насоса через встановлений зворотний клапан. Одночасно в цей же час струменевий насос потрапляє відсепарований передвключеним пристроєм газ. Рідина, що нагнітається відцентровим насосом,

рухається по нагнітальний патрубку в сопло установки струминного насосу. Там, рідина, стікаючи з нього, захоплює ГРС, що перекачується, з приймальної камери струминного апарату в камеру змішування. Далі з камери змішування рідина, що видобувається, рухається в дифузор, а звідти по насосно-компресорних труб надходить на поверхню.

У «Тандем-1» відстань між ежектором із соплом струменевого апарату та відцентровим насосом не перевищувала кількох десятків метрів. Ця установка показала стійку роботу при високих значеннях газового фактора та обводненості продукції. Дана установка була впроваджена на п'яти свердловинах родовища, що характеризується високими значеннями газового фактора (у середньому близько  $200 \text{ м}^3 / \text{т}$ ), обводненість продукції становила 90-98%.

Надалі була запропонована установка «Тандем-2», що відрізняється від попередньої установки наявністю більш ефективного газосепаратора-диспергатора типу ГДН та наявністю діафрагмового сопла в ежекторі. Використання такого сопла найбільш сприятливо для роботи з газорідним потоком і дозволяє збільшити відстань між відцентровим насосом та ежектором. Була розроблена установка «Тандем -3» для збільшення ККД системи «свердловина-пласт-занурювальна установка» при низьких вибірних тисках. Особливість даної установки складається в тому, що ежектор розташовується вище за динамічний рівень і відкачує попутний газ із затрубного простору в колону НКТ [27]. Така система дозволяє експлуатувати свердловини при закритому затрубному просторі, тим самим дозволяючи відмовитися від використання на гирло перепускних клапанів. Так у свердловині з газовим фактором  $186 \text{ м}^3 / \text{м}^3$  вдалося досягти приросту в дебіті на 11т/добу (з 13 т/добу до 24 т/добу), була зменшена обводненість видобувної продукції. Для розширення функціональних можливостей тандемної системи була розроблена насосно-ежекторна установка «Тандем-4», обладнана ежектором, що спускається та витягається за допомогою набору інструментів, що застосовується при зміні газліфтних клапанів та при ловильних роботах.

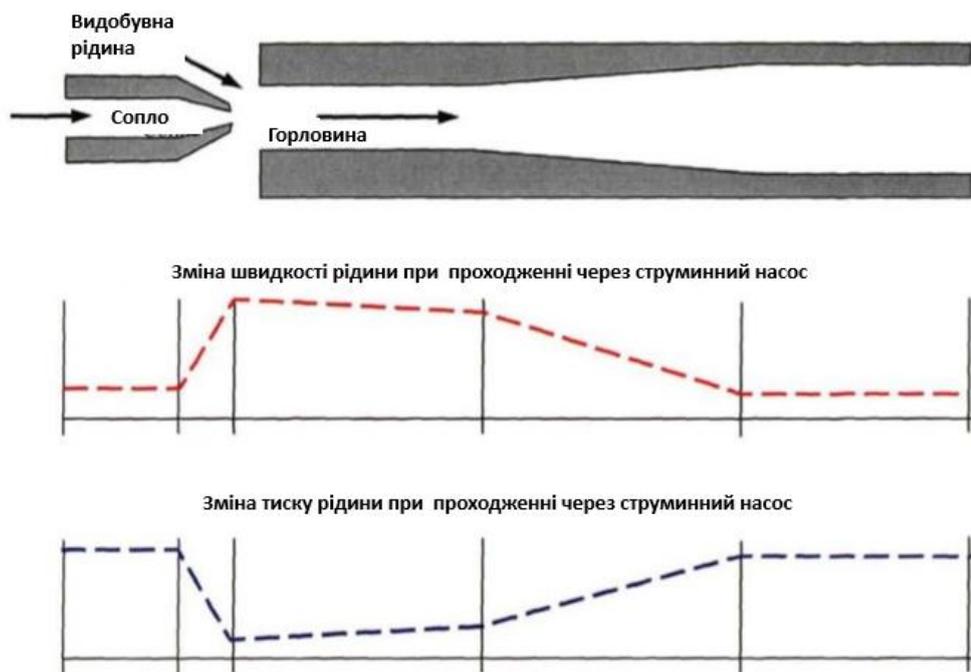


Рисунок 2.12. - Реалізація в роботі струминного насосу

## 2.5 Висновки до розділу 2

1. Область застосування ЕЦНУ охоплює свердловини з дуже широким діапазоном дебітів – від 10 до 1300 м<sup>3</sup>/добу. При цьому середній міжремонтний період роботи цих установок є досить тривалим і становить не менше 300 діб, що свідчить про їхню надійність за нормальних умов експлуатації.

2. Ключовим фактором, що обмежує ефективність роботи ЕЦН, є вільний газ. Без використання газосепаратора його вміст на прийомі насоса не повинен перевищувати 25%, а з ним – може сягати 55%. Експериментальні дослідження підтверджують, що при перевищенні газовмісту понад 0,25 відбувається різке зниження напору та подачі, що може призвести до зриву роботи насоса.

3. Експлуатаційні характеристики ЕЦН суттєво залежать від якості перекачуваної рідини. Так, вміст механічних домішок обмежений 0,1 г/л для стандартних установок, а для роботи в середовищі з сірководнем його концентрація не повинна перевищувати 0,01 г/л, що вимагає використання спеціального корозійностійкого виконання для підвищення стійкості

обладнання.

4. Аналіз існуючих технологій захисту виявив, що традиційні методи, такі як заглиблення насоса або підлив дегазованої рідини, мають низьку ефективність та економічну недоцільність. Наприклад, підлив рідини дає незначний приріст дебіту – лише 5-8 м<sup>3</sup>/добу по рідині, при цьому створюючи додаткові експлуатаційні проблеми.

5. Найбільш перспективними є спеціальні пристрої, що встановлюються перед насосом. Газосепаратори дозволяють відокремлювати газ, а диспергатори – гомогенізувати потік, подрібнюючи газові бульбашки, що дозволяє експлуатувати ЕЦН при вхідному газовмісті до 55%. Крім того, комбінація цих пристроїв забезпечує максимальну стабільність роботи.

6. Застосування диспергаторів має додаткову перевагу, оскільки вони не видаляють газ, а розчиняють його в рідині. Це дозволяє використати енергію газу для додаткового підйому рідини вже в колоні НКТ, підвищуючи загальну енергоефективність системи видобутку.

7. Для експлуатації у найскладніших умовах з вмістом газу понад 65% найефективнішими є насосно-ежекторні системи типу «Тандем». Наприклад, застосування установки «Тандем-3» на свердловині з газовим фактором 186 м<sup>3</sup>/т дозволило збільшити дебіт з 13 т/добу до 24 т/добу, демонструючи високу практичну ефективність.

8. Мультифазні насоси (МФН), такі як «Посейдон», є перспективним рішенням, оскільки їхня особлива конструкція ступенів запобігає утворенню газових пробок і дозволяє стабільно працювати з високим газовмістом. Ця технологія перевершує за ефективністю окремі диспергатори чи газосепаратори, забезпечуючи приріст видобутку за рахунок стабілізації роботи.

## РОЗДІЛ 3 РАХУНОК І ПІДБІР ГИРЛОВОГО ЕЖЕКТОРА ДЛЯ СВЕРДЛОВИН, ОБЛАДНАНИХ ЕЛЕКТРОВІДЦЕНТРОВИМИ УСТАНОВКАМИ

### 3.1 Аналіз геологічних даних досліджуваного родовища

Для оцінки ефективності пасивної технології підвищення частотної рідини розглянемо схему, представлену на рисунку 3.1.

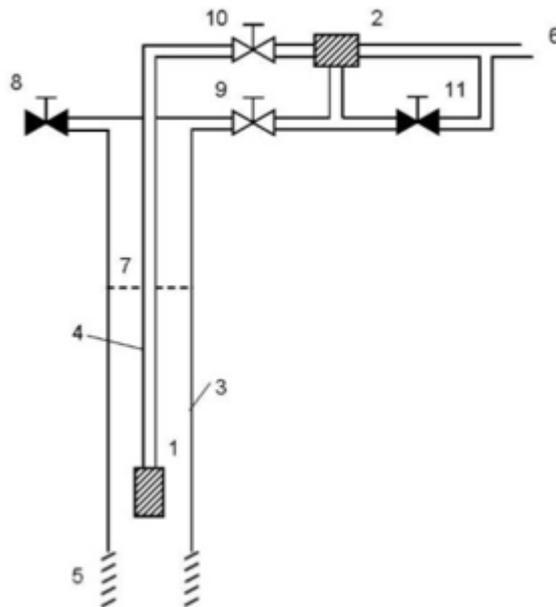


Рисунок 3.1. Схема тандемної установки:

1 - насос, 2 - ежектор, 3 - експлуатаційна колона, 4 - НКТ, 5 - перфорація, 6 - лінія, 7 - динамічний рівень, 8, 9, 10, 11 – засувки

Пластова рідина разом із нафтовим газом (ПНГ) піднімається до прийомного отвору насоса. На вході в відцентровий електронасос (ЕЦН) вільний газ відділяється та відводиться в затрубний простір свердловини. Рідина, що містить залишковий невідокремлений газ, проходить через насос і транспортується до гирла свердловини, потрапляючи на вхід струминного насоса.

У ежекторі рідина проходить крізь сопло малого діаметра, що призводить до утворення зони зниженого тиску в прийомній камері струминного насоса.

Якщо тиск газу в затрубному просторі перевищує тиск у прийомній камері, газ ежектується разом з рідиною в напірний трубопровід.

Під час цього процесу:

1. Тиск газу в затрубному просторі поступово знижується до рівня тиску в рідинному струмені на виході з сопла
2. Динамічний рівень рідини в затрубному просторі підвищується

Ключові технологічні переваги:

- Ефективна сепарація газу на вході в ЕЦН
- Автоматична регуляція газового фактора
- Стабілізація роботи насосного обладнання
- Зниження ймовірності газозаключення

Необхідно виконати порівняльний аналіз динамічного рівня свердловин за двох умов:

1. При стандартній експлуатації без використання ежектора
2. При застосуванні ежекторної технології

На основі отриманих даних слід визначити приріст дебіту рідини, досягнутий шляхом підвищення частоти живлення ЕЦН з урахуванням розрахункового динамічного рівня.

Для кількісної оцінки збільшення дебіту нафти за рахунок зниження тиску в затрубному просторі було використано виробничі дані трьох свердловин, що експлуатуються з ЕЦН. Всі технологічні параметри, застосовані при проведенні розрахунків, систематизовані в таблиці 1.

Дослідження дозволить кількісно оцінити ефективність застосування ежектора для:

- Зниження динамічного рівня
- Підвищення продуктивності свердловин
- Оптимізації роботи ЕЦН шляхом збільшення частоти обертання

**Таблиця 3.1 – Вихідні дані для розрахунків свердловин з ЕЦН**

Номер свердловини	№1	№2	№3
$D_{ек}$ , мм	152	152	152
$D_{НКТ}$ , мм	73	73	73
$H_{ВД}$ , м	2391	2389	2442
$У_{дл}$ , м	161	0,2	147
$H_{сп}$ , м	1887	2300	2304
$P_{буф}$ , атм	30	26	30
$P_{лін}$ , атм	30	26	30
$P_{пл}$ , атм	230	87	192
$P_{затр}$ , атм	30	26	30
ОБВ, %	76	47	30
$P_{нас}$ , атм	48,3	48,3	192
ГФ, м <sup>3</sup> /т	19	19	15
$T_{пл}$ , град	40	40	40
$\mu_{н}$ , сПз	5,50	5,5	15
$\rho_{н}$ , г/см <sup>3</sup>	0,910	0,858	0,866
$K_{пр}$ , м <sup>3</sup> /добу/атм	0,518	2,597	1,658
$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /добу	72	126	250
$H, v$	2450	2350	2250
$F$ , Гц	47	53	50
$P_{пр}$ , атм	46	30	30

Завдання зводиться до певного порядку виконання розрахунків: перепад тиску в обсадній колоні, насосі, колоні НКТ, ежекторі, затрубному просторі та розрахунку кількості газу, що знаходиться в затрубному просторі свердловини.

Розрахунки вироблялися в програмною середовищі Mathcad.

### 3.2 Алгоритм розрахунку застосування ежекторних систем у комплексі з електровідцентровим насосом

Алгоритм розрахунку параметрів тандемної установки виглядає так:

1) У загальному випадку початкове значення дебіта рідини можна взяти довільним, але в наших розрахунках задається значення дебіту рідини, що дорівнює  $Q_{ж}$ :

$$Q_j = K_{pr} * (P_{pl} - P_{nas}) \quad (3.1)$$

де:  $Q_j$  – вихідний дебіт рідини, м<sup>3</sup>/добу.

$K_{pr}$  – Коефіцієнт продуктивності свердловини, (м<sup>3</sup>/добу)/атм.

$P_{pl}$  – Пластовий тиск, атм.

$P_{nas}$  – Тиск на прийомі насоса (на вибої), атм.

2) Визначення тиску на вибої свердловини ( $P_{zab}$ ):  
З формули (1) виражається  $P_{nas}$ , який у даному контексті еквівалентний  $P_{zab}$ .

$$P_{zab} = P_{pl} - (Q_j / K_{pr}) \quad (3.2)$$

3) Розрахунок тиску на прийомі насоса ( $P_{pr}$ ):  
Тиск на вибої ( $P_{zab}$ ) дорівнює тиску на прийомі насоса ( $P_{pr}$ ) плюс втрати тиску в обсадній колоні ( $\Delta P$ ).

$$P_{zab} = P_{pr} + \Delta P \quad (3.3)$$

де:  $\Delta P$  – перепад тиску в обсадній колоні (за даними:  $\Delta P = 20$  атм).

4) Формула для прямого розрахунку  $P_{pr}$ :  
З рівняння (3) виводиться формула для тиску на прийомі насоса.

$$P_{pr} = P_{zab} - \Delta P \quad (3.4)$$

Тепер знаходимо температуру на прийомі ЕЦН за формулою Гіматудінова:

$$T_{pl} = \frac{(H_{вд} - H_{зр})(0.0034 + 0.79 + (T_{pl} - 3)) \cdot \cos(\alpha)}{(H_{вд} \cdot \cos(\alpha) - 23)} - \frac{Q_j^j}{10} \quad (3.5)$$

де  $\alpha$  - кут нахилу свердловини до вертикалі.

За відомих значень тиску та температури на прийомі насоса, а також фізико-хімічних властивостей нафти ( $P_{нас}$ , газовий фактор  $\Gamma\Phi$ , густина нафти  $\rho_n$ ), визначаються два ключові параметри:

1. Газовміст нафти ( $\Gamma$ ) – об'ємна частка вільного газу в рідині на вході в насос.
2. Коефіцієнт об'ємного розширення газу ( $B_r$ ) – показує, як змінюється об'єм газу при переході від умов на прийомі насоса до стандартних умов.

Для знайдених значень тиску і температури на прийомі насоса з відомих властивостей нафти ( $P_{заст}$ ,  $\Gamma\Phi$ ,  $\rho_n$ ) можна визначити газовміст у нафті  $\Gamma$  і коефіцієнт об'ємного розширення газу  $B_r$ . Тоді дебіт неспарованого газу на прийомі насоса буде рівний:

$$Q_{дпр} := (1 - 0,01 \cdot OBV) \cdot Q_j \cdot (\Gamma\Phi - \Gamma) \cdot B_r \cdot (1 - K_{сеп}) \quad (3.6)$$

Доля вільного газу на прийомі насоса:

$$\varphi_{пр} := \frac{Q_{дпр}}{Q_{дпр} + Q_j} \quad (3.7)$$

- 5) Далі визначаємо витрату газу, сепарованого в затрубний простір свердловини:

$$Q_{всеп} := (1 - 0,01 \cdot OBV) \cdot Q_j \cdot (\Gamma\Phi - \Gamma) \cdot B_r \cdot K_{сеп} \dots \quad (3.8)$$

- б) Знаходимо тиск на виході насоса за рекуррентною формулою:

$$P_{\text{вік}} := P_{\text{пр}} + \rho_{\text{см}} \cdot g \cdot H \cdot \chi - \frac{F}{F_0} \dots \quad (3.9)$$

де  $F_0 = 50$  Гц – номінальна частота обертання.

Щільність суміші в насосі визначаємо за формулою:

$$\rho_{\text{см}} := (1 - \varphi) \cdot 0,01 \cdot OBV + (1 - 0,01 \cdot OBV) \cdot \frac{\rho_{\text{н}}}{B_{\text{н}}} \quad (3.10)$$

де  $B_{\text{н}}$  – об'ємний коефіцієнт розширення нафти,

$\varphi$  – доля газу в насосі, рівна полусумі долі газу на прийомі і виході насоса:

$\varphi_{\text{пр}}$  і  $\varphi_{\text{вих}}$ .

$\chi$  – коефіцієнт деградації напору насоса.

Для ЕЦН визначимо:

$$\chi_{\text{сп}} := \chi_{\text{г}} \cdot z_{\text{н}} \cdot \chi \cdot \text{доп.} \quad (3.11)$$

Емпіричний коефіцієнт  $\chi_{\text{г}}$  характеризує зниження напірних характеристик електровідцентрового насоса при наявності вільного газу в перекачуваній рідині. Він залежить від об'ємної долі газу  $\varphi_0$  на вході насоса і визначається квадратичною залежністю:

$$\chi_{\text{г}} := -\varphi_0^2 + 0,6 \cdot \varphi + 1 \dots \quad (3.12)$$

Коефіцієнт  $\chi_{\text{н}}$  враховує комплексний вплив газорідинної суміші на роботу насоса та визначається за експериментально встановленою залежністю:

$$\chi_{\text{н}} := 1 - \exp \left[ -0,0338 \left[ 20,96 \cdot \frac{N \cdot Q_j \cdot g}{\rho_{\text{см}} \cdot (P_{\text{вік}} - P_{\text{пр}})} \right]^{-0,368} \right] \dots \quad (3.13)$$

де:  $N$  – потужність насоса, кВт

$Q_j$  – дебіт рідини, м<sup>3</sup>/добу

$g$  – прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>

$\rho_{см}$  – щільність суміші, кг/м<sup>3</sup>

$P_{вік}$  – тиск на виході насоса, МПа

$P_{пр}$  – тиск на прийомі насоса, МПа

В'язкість газорідинної суміші в насосі визначається як зважена сума в'язкостей газової та рідкої фаз з урахуванням об'ємного вмісту вільного газу:

$$\mu_{см} := 0,01 \cdot OBV \cdot \mu_v + (1 - 0,01 \cdot OBV) \cdot \mu_v \quad .. (3.14)$$

де:  $OBV$  – об'ємний вміст вільного газу, %;

$\mu_v$  – в'язкість відповідної фази, Па·с

Температура рідини на виході електровідцентрового насоса підвищується за рахунок перетворення механічної енергії в теплову через втрати в насосі, двигуні та кабелі:

$$T_{вік} := T_{пр} + \frac{86400 \cdot N \cdot \eta_{каб} \cdot (1 - \eta_{дв} \cdot \eta_{нас})}{C_{см} \cdot \rho_{см} \cdot Q_j} \quad .. (3.16)$$

де:  $T_{пр}$  – температура на прийомі насоса, °С

$N$  – споживана потужність, кВт

$\eta_{каб}$  – ККД електрокабелю

$\eta_{дв}$  – ККД електродвигуна

$\eta_{нас}$  – ККД насоса

$C_{см}$  – питома теплоємність суміші, Дж/(кг·°С)

$\rho_{см}$  – щільність суміші, кг/м<sup>3</sup>

$Q_j$  – дебіт, м<sup>3</sup>/добу

Потужність, що споживається електровідцентровою насосною установкою, визначається з урахуванням перепаду тисків, дебіту та сумарних втрат енергії:

$$N := \frac{(P_{вік} - P_{пр}) \cdot Q_j}{864 \cdot \eta_{каб} \cdot \eta_{нас} \cdot \eta_{дв}} \quad .. (3.17)$$

$\eta_{\text{дв}} = 0,85$  – ККД заглибного електродвигуна;

Коефіцієнт корисної дії ЕЦН залежить від дебіту рідини і визначається емпіричною залежністю:

$$\eta_{\text{нас}} := 0,8 - \frac{18}{Q_j + 20} \dots \quad (3.18)$$

Коефіцієнт корисної дії електрокабелю враховує втрати електричної енергії на активному опорі провідників і залежить від глибини підвісу насоса:

$$\eta_{\text{каб}} := 1 - \frac{0,05 \cdot H_{\text{зр}}}{2000} \dots \quad (3.19)$$

$H_{\text{зр}}$  – глибина підвісу насоса (динамічний рівень), м

Коефіцієнт  $0,05/2000 = 2,5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^{-1}$  – питомі втрати на одиницю довжини кабелю

$C_{\text{див}} = 0,01 * \text{ОБВ} * 4200 + (1 - 0,01 * \text{ОБВ}) * 2100$  – питома теплоємність водонафтової суміші.

7) за формулі визначається тиск на буфері  $P_{\text{буф}}$ , який береться як тиск робочої рідини для струминного насоса.

$$P_{\text{буф}} := P_{\text{вик}} + \Delta P \quad (3.20)$$

де  $P_{\text{вик}}$  і  $T_{\text{вик}}$  - тиск і температура рідини на викиді ЕЦН.

Температура рідини на буфері обчислюється за такою формулою:

$$T_{\text{буф}} := T_{\text{вик}} - \frac{H_{\text{сп}} [0,0034 + 0,79 (T_{\text{пл}} - 3)] \cos \alpha (H_{\text{вд}} \cos \alpha - 25)}{10 Q_j} \quad (3.21)$$

8) Для відомих тиску та температури газорідинної суміші на буфері та витрати газу в затрубному просторі за методикою розрахунку струминного насоса [28] визначаються тиск та температура газорідинної суміші на виході з ежектора  $P_{\text{еж}}$  і  $T_{\text{еж}}$  та тиск у приймальній камері струминного насоса  $P_{\text{затр}}$ .

9) В ідеальному випадку (якщо дебіт рідини  $Q_{\text{ж}}$  підібраний правильно) тиск на виході з ежектора  $P_{\text{еж}}$  повинно в точності збігтися з лінійним

тиском  $P_{\text{лін}}$ . Якщо виявляється, що  $P_{\text{еж}} < P_{\text{лін}}$ , то слід зменшити дебіт рідини і повернутися до кроку 2, якщо виконується нерівність  $P_{\text{еж}} > P_{\text{лін}}$ , то, навпаки, збільшити і повернутися до кроку 2. Обчислення продовжуються до тих пір, поки різниця між значеннями  $P_{\text{еж}}$  і  $P_{\text{лін}}$  по абсолютній величині залишається більше заданої похибки обчислень.

Після того, коли буде виконуватись рівність  $P_{\text{еж}} = P_{\text{лін}}$ , знайдені значення дебіту рідини та тисків можна використовувати для знаходження шуканих величин.

Далі виконуємо розрахунки для заданої частоти ЕЦН вже з вмонтованим струминним насос. Робочі параметри ежектора залежать від його діаметра сопла та камери змішування.

### **3.3 Аналіз ефективності застосування ежекторних систем у комплексі з електровідцентровим насосом**

Для оцінки ефективності застосування струминних насосів (ежекторів) у складі установок електровідцентрових насосів (УЕЦН) було проведено серію розрахунків для трьох типових свердловин нафтового родовища. Дослідження виконувалось у два етапи:

Етап 1: Розрахунки при поточній (номінальній) частоті живлення ЕЦН, що становить приблизно 50 Гц.

Етап 2: Розрахунки при підвищеній частоті живлення ЕЦН ( $F = 60$  Гц), що дозволяє оцінити потенціал збільшення продуктивності системи.

Основною умовою коректної роботи ежекторної системи є забезпечення рівності тисків на виході ежектора та в лінії нафтозбору:  $P_{\text{еж}} = P_{\text{лін}}$ . Це забезпечує стабільний відбір продукції без створення додаткових гідравлічних опорів у системі.

У роботі досліджувались три типи ежекторів, що відрізняються геометричними параметрами проточної частини:

Ежектор типу А: діаметр сопла  $d_c = 3$  мм, діаметр камери змішування  $d_k = 10$  мм (коефіцієнт ежекції  $\mu \approx 0,09$ )

Ежектор типу Б: діаметр сопла  $d_c = 5$  мм, діаметр камери змішування  $d_k = 10$  мм (коефіцієнт ежекції  $\mu \approx 0,25$ )

Ежектор типу В: діаметр сопла  $d_c = 8$  мм, діаметр камери змішування  $d_k = 16$  мм (коефіцієнт ежекції  $\mu \approx 0,64$ )

Вибір геометричних параметрів ежектора визначається характеристиками свердловини, зокрема обводненістю продукції, продуктивністю та необхідним зануренням насоса під динамічний рівень.

У таблиці 3.2 наведено результати значень для вибраних свердловин при різних характеристиках струминного насос. При яких виконувалася необхідна умова  $P_{\text{еж}} = P_{\text{лін}}$ . Також розраховані параметри до застосування ежектора.

Таблиця 3.2. Результати розрахунків свердловин з ЕЦН та ежекторів для поточної частоти ЕЦН

Номер свердловини	№1	№2	№3
Без ежектора			
$Q_{\text{ж}}, \text{ м}^3/\text{добу}$	72	126	250
$P_{\text{затр}}, \text{ атм}$	30	26	30
$H_{\text{сп}} - H_{\text{дин}}, \text{ м}$	198	51	1
$d_3 = 3 \text{ мм}$			
$Q_{\text{ж}}, \text{ м}^3/\text{добу}$	49,1	-	-
$P_{\text{затр}}, \text{ атм}$	24,5	-	-
$H_{\text{сп}} - H_{\text{дин}}, \text{ м}$	818	-	-
$d_3 = 5 \text{ мм}$			
$Q_{\text{ж}}, \text{ м}^3/\text{добу}$	68,1	77,2	-
$P_{\text{затр}}, \text{ атм}$	26,5	21,3	-
$H_{\text{сп}} - H_{\text{дин}}, \text{ м}$	336	336	-
$d_3 = 8 \text{ мм}$			
$Q_{\text{ж}}, \text{ м}^3/\text{добу}$	-	117,2	233,5
$P_{\text{затр}}, \text{ атм}$	-	24,5	24,2
$H_{\text{сп}} - H_{\text{дин}}, \text{ м}$	-	114	180

Далі змінили частоту ЕЦН, де  $F = 60$  Гц. Результати, що виходять, представлені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3. Результати розрахунків свердловин з ЕЦН та ежекторів для збільшеної частоти ЕЦН

Номер свердловини	№1	№2	№3
Без ежектора			
$Q_{ж}, \text{м}^3/\text{добу}$	72	125,8	250
$Q_{н}, \text{т}/\text{добу}$	15,7	57,2	151,5
$d_3 = 3 \text{ мм}$			
$Q_{ж}, \text{м}^3/\text{добу}$	66,9	-	-
$Q_{н}, \text{т}/\text{добу}$	14,6	-	-
$d_3 = 5 \text{ мм}$			
$Q_{ж}, \text{м}^3/\text{добу}$	74,2	141,4	-
$Q_{н}, \text{т}/\text{добу}$	16,2	64,3	-
$d_3 = 8 \text{ мм}$			
$Q_{ж}, \text{м}^3/\text{добу}$	-	129,9	260,4
$Q_{н}, \text{т}/\text{добу}$	-	59	157,9

Згідно з даними розрахунків на всіх свердловинах спостерігається приріст дебіту рідини та нафти: у середньому  $6,8 \text{ м}^3/\text{добу}$  та  $3,2 \text{ т}/\text{добу}$  відповідно. При цьому найбільший приріст дебіту нафти виходить по свердловинах. №1 ( $7,1 \text{ т}/\text{добу}$ ) і №2 ( $6,4 \text{ т}/\text{добу}$ ). Таким чином, встановлення ежектора на викидній лінії свердловин, обладнаних УЕЦН дозволяє отримати відчутний приріст дебіту нафти при збереженні занурення під динамічний рівень.

Детальний аналіз приросту продуктивності виконано у табличній формі (табл. 3.4) та представлено на графіку (рис. 3.2). Як видно з графіка, підвищення

частоти до 60 Гц у комбінації з ежектором забезпечує приріст дебіту на 3-12%. Найбільший ефект спостерігається на свердловині №2.

Таблиця 3.4 – Порівняльний аналіз приросту продуктивності при застосуванні ежекторів

Свердловина	Тип ежектора	$\Delta Q_p$ , м <sup>3</sup> /добу	$\Delta Q_p$ , %	$\Delta Q_n$ , т/добу	$\Delta Q_n$ , %
№1	dc = 5 мм	+2,2	+3,1	+0,5	+3,2
№2	dc = 5 мм	+15,6	+12,4	+7,1	+12,4
№2	dc = 8 мм	+4,1	+3,3	+1,8	+3,1
№3	dc = 8 мм	+10,4	+4,2	+6,4	+4,2
Середнє значення	-	+8,1	+5,8	+4,0	+5,7

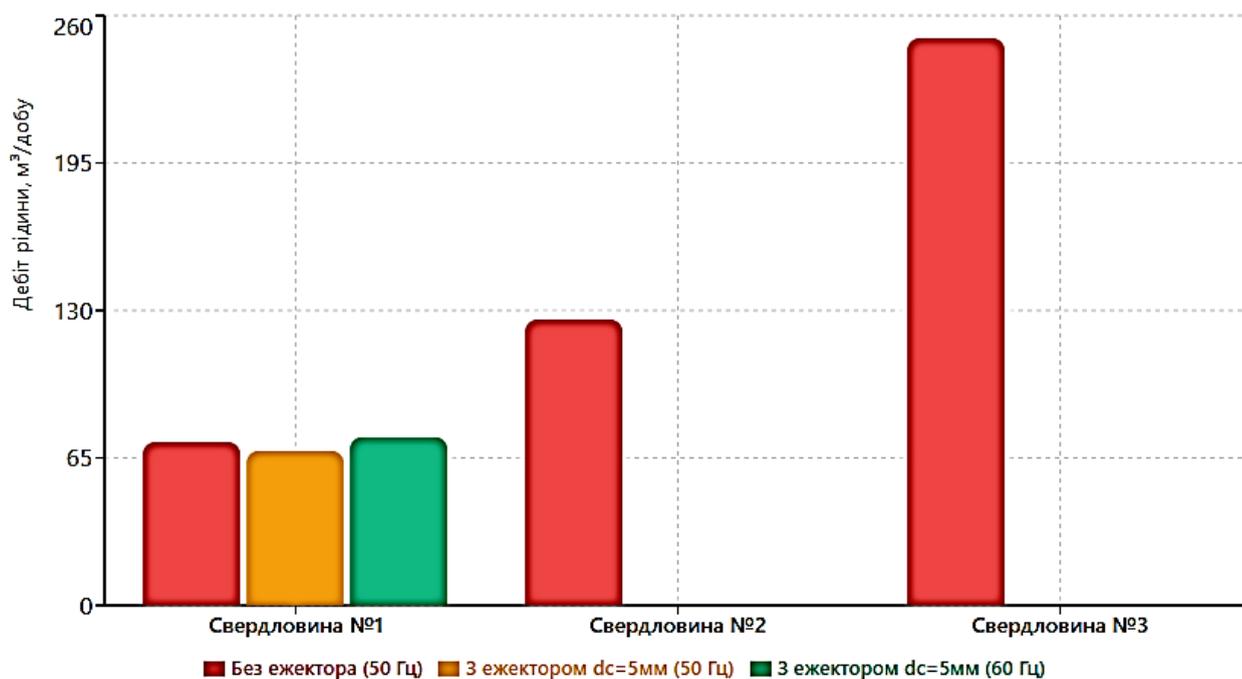


Рисунок 3.2 – Порівняння дебіту рідини при різних конфігураціях.

### 3.4 Висновки до розділу 3

1. Запропонована математична модель та алгоритм розрахунку

дозволяють комплексно оцінити роботу тандемної установки (ЕЦН + ежектор) та ітераційно підібрати оптимальний дебіт рідини, за якого тиск на виході з ежектора зрівнюється з лінійним тиском. Це забезпечує стабільну роботу системи та максимізацію продуктивності свердловини.

2 Ключовим елементом моделі є врахування впливу вільного газу на роботу ЕЦН через емпіричний коефіцієнт деградації напору, який може знижувати ефективність насоса на 40% і більше в залежності від газовмісту. Використання ежектора дозволяє активне відведення газу з затрубного простору, підвищуючи тиск на прийомі насоса та стабілізуючи його роботу.

3 Розрахунки, проведені для трьох типорозмірів ежектора (3/10 мм, 5/10 мм, 8/16 мм), демонструють, що правильний підбір геометрії струминного апарату є вирішальним для досягнення максимального ефекту від технології, оскільки саме ці параметри безпосередньо визначають продуктивність системи та ступінь розрідження в приймальній камері.

4 Застосування ежектора в комбінації зі збільшенням частоти живлення ЕЦН до 60 Гц забезпечує стабільний приріст видобутку. Для досліджуваних свердловин середній приріст становить 6.8 м<sup>3</sup>/добу по рідині та 3.2 т/добу по нафті, що підтверджує високу ефективність даної технології.

5 Ефективність системи суттєво залежить від правильного підбору ежектора під конкретні умови свердловини. Для свердловини №1 найкращий результат забезпечив ежектор із соплом 5 мм, дозволивши збільшити дебіт нафти на 7.1 т/добу, тоді як для свердловини №2 оптимальним виявився ежектор з соплом 8 мм.

6 Технологія дозволяє отримати значний приріст видобутку без зміни глибини спуску насоса, оскільки ежектор активне відводить газ із затрубного простору, знижуючи тиск і підвищуючи динамічний рівень. Це робить метод особливо привабливим для експлуатації свердловин із високим газовим фактором.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу науково-технічну задачу підвищення ефективності експлуатації нафтових свердловин, обладнаних установками електроцентробіжних насосів за допомогою встановлення струминних ежекторних систем.

1. Високий вміст вільного газу є ключовою проблемою, що обмежує ефективність роботи установок електроцентробіжних насосів (ЕЦН). Традиційні методи боротьби з цим явищем мають низьку ефективність, що обумовлює необхідність впровадження нових технічних рішень, серед яких перспективними є струминні насоси (ежектори).

2. Комбінована система «ЕЦН + ежектор» («тандем») є високоєфективним рішенням для експлуатації свердловин з підвищеним газовмістом. Вона забезпечує стабілізацію роботи насоса за рахунок активного відведення газу з затрубного простору, що дозволяє збільшити дебіт без зміни глибини спуску обладнання.

3. Максимальна ефективність системи досягається за рахунок індивідуального підбору геометрії ежектора (діаметра сопла та камери змішування) під конкретні умови кожної свердловини, що підтверджується різними оптимальними типами ежекторів для досліджуваних свердловин.

4. Експериментальні розрахунки підтверджують високу ефективність технології: застосування ежектора у комбінації з підвищенням частоти живлення ЕЦН забезпечує стабільний приріст видобутку в середньому на 6.8 м<sup>3</sup>/добу по рідині та 3.2 т/добу по нафті.

5. Впровадження тандемної системи дозволяє досягти значного зростання дебіту нафти - від 7.1 т/добу на свердловині №1 до 6.4 т/добу на свердловині №2, що забезпечує швидкий термін окупності обладнання та збільшення рентабельності експлуатації свердловин.

6. Застосування ежектора дозволяє знизити тиск у затрубному просторі в середньому на 15-20% (з 26-30 атм до 21-26 атм залежно від типу

ежектора), що забезпечує підвищення динамічного рівня на 100-800 м і створює умови для стабілізації роботи обладнання.

## **GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK**

The work solves an important scientific and technical problem of increasing the efficiency of oil wells equipped with electric centrifugal pump units by installing jet ejector systems.

1. High free gas content is a key problem that limits the efficiency of electric centrifugal pump (ECP) installations. Traditional methods of combating this phenomenon are not very effective, which necessitates the introduction of new technical solutions, among which jet pumps (ejectors) are promising.

2. The combined “ECP + ejector” (“tandem”) system is a highly effective solution for operating wells with high gas content. It stabilizes pump operation by actively removing gas from the annular space, which allows for increased flow rate without changing the depth of the equipment.

3. The maximum efficiency of the system is achieved by individually selecting the ejector geometry (nozzle diameter and mixing chamber) for the specific conditions of each well, which is confirmed by various optimal types of ejectors for the wells under study.

4. Experimental calculations confirm the high efficiency of the technology: the use of an ejector in combination with an increase in the frequency of ECU feeding provides a stable increase in production by an average of 6.8 m<sup>3</sup>/day for liquid and 3.2 t/day for oil.

5. The introduction of a tandem system allows for a significant increase in oil flow rate - from 7.1 t/day at well No. 1 to 6.4 t/day at well No. 2, which ensures a quick return on investment in equipment and increases the profitability of well operation.

6. The use of an ejector reduces the pressure in the annular space by an average of 15-20% (from 26-30 atm to 21-26 atm, depending on the type of ejector), which increases the dynamic level by 100-800 m and creates conditions for stabilizing the operation of the equipment.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 587 с.
2. Буріння свердловин: навч. посіб. / Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаєв; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 292 с.
3. Винников Ю.Л. Методологія науково-дослідних робіт: конспект лекцій для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології. Ступінь вищої освіти – магістр / Ю.Л. Винников. – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2022 – 70 с.
4. Дем'яненко І.І. Проблеми і оптимізація нафтогазопошукових і розвідувальних робіт на об'єктах Дніпровсько–Донецької западини / І.І. Дем'яненко. – Чернігів: ЦНТЕІ, 2004. – 220 с.
5. Деякі аспекти впровадження сучасних технологій буріння глибоких нафтових і газових свердловин // Мінеральні ресурси України. – 2020. – №11 (35). – С. 23-29.
6. До оцінки первинного розкриття продуктивних горизонтів на родовищах України / М.А. Мислюк, І.М. Ковбасюк, В.М. Стасенко, М.В. Гунда // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – №6. – С. 17 – 19.
7. До питання визначення відкритої пористості порід за допомогою газоволюметричного методу / М.Ю. Нестеренко, Я.А. Пилип, В.В. Іванов, Ю.М. Віхоть // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – №2. – С. 17 – 20.
8. Колісніченко Е.В. Бурові промивальні рідини: конспект лекцій / Е.В. Колісніченко. – Суми: СумДУ, 2013. – 76 с.
9. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин: підручник / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2009. – 366 с.
10. Машини та обладнання для буріння нафтових та газових свердловин // НТУ "ХП". – Харків, 2020.
11. Модернізація обладнання для очищення бурових розчинів // Academic Journal "Industrial Machine Building". – 2022.

12. Нестеренко М.Ю. До питання визначення відкритої пористості порід за допомогою газоволюметричного методу / М.Ю. Нестеренко, Я.А. Пилип, В.В. Іванов, Ю.М. Віхоть // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – №2. – С. 17 – 20.
13. Новітні методи розкриття та освоєння пластів з аномально низькими пластовими тисками / О.О.Іванків, В.М.Світлицький, М.М. Яворський, А.А.Писаренко // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2007. – №2(16). – С. 48 – 53.
14. Політучий О.І. Буріння нафтових і газових свердловин: навч. посібник / О.І. Політучий. – Полтава: НУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2021. – 170 с.
15. Промивальні рідини в бурінні: Підручник для студентів спеціальностей 184 «Гірництво» та 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Є.А. Коровяка, Ю.Л. Винников, А.О. Ігнатов, О.В. Матяш, В.О. Расцветаєв; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка», 4-те вид., доп. – Дніпро : Журфонд, 2023. – 420 с.
16. Світлицький В.М. Сучасні проблеми розкриття та збереження продуктивних характеристик пластів / В.М. Світлицький, О.О. Іванків, Є.В. Вішнікін // Нафтова і газова промисловість. – 2006. – №6. – С. 16 – 18.
17. Сенюшкович М.В. Первинне розкриття та випробування продуктивних пластів: конспект лекцій / М.В. Сенюшкович – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 267 с.
18. Сучасна техніка світового рівня в Україні // Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – 2022.
19. Технологія і техніка буріння / В.С. Войтенко, В.Г. Вітрик, Р.С. Яремійчук, Я.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
20. Тренди ринку бурових послуг в Україні: аналіз та прогнози 2023-2028 // 1kbk.com.ua. – 2023.
21. Удосконалення електрообладнання бурових установок // Збірник наукових праць ПолтНТУ. – 2020.
22. Abraham W. Khaemba, Dennis M. Onchiri, BHA and drilling parameters design for deviation control in directional wells-menengai experience. Proceedings of

the 6th African Rift Geothermal Conference (2016), p.8

23. Advances in Mechanical Drilling Systems // Wiley, 2018.
24. Briaud J.-L. Geotechnical Engineering: Unsaturated and Saturated Soils / J.-L. Briaud. Wiley. – 2013. – 1024 p.
25. Handbook of Pneumatic Conveying Engineering / D. Mills, M. G. Jones, V. K. Agarwal. – Marcel Dekker Inc., 2004. – 676 p.
26. Improving Big Data Centers Energy Efficiency: Traffic-Based Model / Springer Nature, 2019.
27. Innovations in Drilling Fluids Technology // SPE Journal, 2020.
28. Jiaxiang Xia, Changxue Yang, Xingzhong Wang, Key technologies for well drilling and completion in ultra-deep sour gas reservoirs, Yuanba Gasfield, Sichuan Basin. Natural Gas Industry B 3 (2016), pp. 607-613
29. Like Everest, but Inland: China Drills Asia's Deepest Oil Well // regnum.ru, 2019.
30. Mixture Formation in Internal Combustion Engines / C. Baumgarten. – Berlin: Springer-Verlag, 2006. – 294 p.
31. Myslyuk M.A., Modeling of phenomena and processes in the oil and gas industry. – Ivano-Frankivsk: Ekor, 1999. – 496 p.
32. Pneumatic Conveying of Solids. A Theoretical and Practical Approach / G. E. Klinzing et al. – Springer, 2010. – 561 p.
33. Schaaf, S., Pafitis, D., and Guichemerre, E. 2000. Application of the point the bit rotary steerable system in Directional drilling Prototype Well-Bore profiles. Presented at the SPE/AAPG Western Regional Meeting, Long Beach, California, and 19-22 June. SPE-62519-MS.
34. Wang Haige, Ge Yunhua, Shi Lin, Technologies in deep and ultra-deep well drilling: Present status, challenges and future trends in the 13th Five-Year Plan period (2016-2020). Natural Gas Industry B 4 (2017), pp. 319-326