

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.

«19» 01 2026 року

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

«19» 01 2026 року

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Дослідження факторів, що зумовлюють передчасні відмови електровідцентрових насосних установок

Пояснювальна записка

Керівник

д.т.н., зав.

кафедри буріння та геології

Винников Ю.Л.

посада, наук. ступінь, ПІБ

Винн.

підпис, дата

Виконавець роботи

студент група 601-НБ

Руденко Микола Вадимович

студент, ПІБ

підпис, дата,

Консультант за 1 розділом

К.т.н., доц. кафедри буріння та геології

А.М. Ягольник

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

К.т.н., доц. кафедри буріння та геології

О.В. Матяш

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

К.т.н., доц. кафедри буріння та геології

О.В. Матяш

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 20.01.2026р

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
Освітня програма: технологій
Буріння нафтових і газових свердловин

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

Ю.Л. Винников
«3» 09 2025 року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА

Руденко Микола Вадимович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Дослідження факторів, що зумовлюють передчасні відмови електровідцентрових насосних установок

2. Керівник роботи д.т.н., проф. зав. кафедри буріння та геології Винников Ю.Л.

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

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

3. Строк подання студентом роботи 20.01.2026р.

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

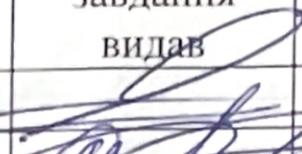
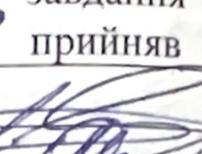
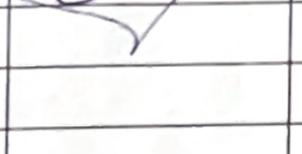
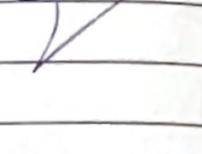
Список використаних джерел

Додатки (за необхідності)

6. Перелік графічного матеріалу

Презентація із основними результатами кваліфікаційної роботи

7. Консультанти розділів роботи

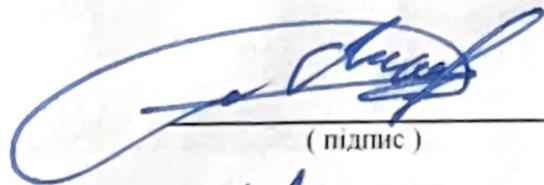
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Ягольнич А.М., к.р.н. Зоч.		
2	Мабяш О.В., к.р.н. Зоч.		
3	Мабяш О.В., к.р.н. Зоч.		

8. Дата видачі завдання 3.09.2025р

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

Студент


(підпис)

Рученко М.В.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Веніска О.Л.
(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	4
ANOTATION	5
Позначення, визначення і скорочення	6
ВСТУП.....	7
INTRODUCTION.....	10
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ	13
1.1 Загальні відомості про електровідцентрові насосні установки.....	13
1.2 Складові частини установки електровідцентрових насосів	16
1.3 Параметри, що характеризують режими функціонування установки електровідцентрових насосів	18
1.4 Структура автоматизації установки електровідцентрових насосів	19
1.4 Несправності, що виникають в режимах функціонування установки електровідцентрових насосів	21
1.5 Переваги і недоліки установки електровідцентрових насосів	22
1.6 Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження.....	26
РОЗДІЛ 2 Аналіз роботи свердловин, обладнаних установками електровідцентрових насосів	28
2.1 Опис та загальна схема установки занурювального електровідцентрового насоса.....	28
2.2 Ефективність роботи фонду свердловин обладнаних установками електровідцентрового насоса на родовищі.....	35
2.3 Методика розрахунку міжремонтного періоду свердловини	37
2.4 Висновки до розділу 2	42
РОЗДІЛ 3 Підвищення ефективності роботи установок електровідцентрових насосів.....	44
3.1 Аналіз причин відмов установок електровідцентрових насосів на родовищі	44
3.2 Заходи по збільшення міжремонтного періоду насоса	48

3.3 Принцип роботи і технологія спуску ФС в свердловину.....	51
3.4 Порівняльний аналіз міжремонтного періоду насоса	52
3.5 Приклад розрахунків при підборі установки електровідцентрового насоса до свердловини	54
3.6 Розрахунок параметрів електровідцентрової установки.....	58
3.7 Висновки до розділу 3	61
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	63
GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK	65
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	67

АНОТАЦІЯ

Руденко М.В. Дослідження факторів, що зумовлюють передчасні відмови електровідцентрових насосних установок. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2026.

Роботу присвячено вирішенню актуальної задачі підвищення ефективності та надійності експлуатації установок електровідцентрових насосів.

У першому розділі проведено аналітичний огляд літературних джерел. Розглянуто загальні відомості, конструкцію та складові частини установок електровідцентрових насосів. Проаналізовано параметри, що характеризують режими функціонування установок, структуру їх автоматизації, типові несправності, а також переваги і недоліки даного типу обладнання.

У другому розділі виконано аналіз роботи фонду свердловин, обладнаних установок електровідцентрових насосів, на конкретному родовищі. Встановлено, що, незважаючи на меншу частку у фонді (48%), установки електровідцентрових насосів забезпечують 79% видобутку нафти. Досліджено ефективність роботи свердловин і запропоновано методику розрахунку ключового показника надійності – міжремонтного періоду.

У третьому розділі розроблено заходи щодо підвищення ефективності роботи установок електровідцентрових насосів. Проведено аналіз основних причин відмов установок та обґрунтовано технологічні рішення для їх усунення, зокрема впровадження фільтрувального пакера типу ФС для ізоляції інтервалів після гідророзриву пласта.

Ключові слова: буріння, свердловина, буровий електровідцентровий насос, нафта, міжремонтний період, відмова, гідророзрив пласта, фільтр-пакер.

ANOTATION

Rudenko M.V. Investigation of factors causing premature failures of electric submersible pump units. Master's qualification thesis in specialty 185 "Oil and Gas Engineering and Technologies." – Poltava; National University "Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic." – 2026.

The thesis is devoted to solving an urgent problem of improving the efficiency and reliability of operation of electric submersible pump (ESP) units.

The first chapter provides an analytical review of literature sources. General information, design features, and main components of electric submersible pump units are considered. The parameters characterizing the operating modes of the units, the structure of their automation systems, typical failures, as well as the advantages and disadvantages of this type of equipment are analyzed.

The second chapter analyzes the operation of the well stock equipped with electric submersible pump units at a specific field. It was established that, despite their smaller share in the well stock (48%), electric submersible pump units provide 79% of oil production. The performance efficiency of wells was investigated, and a methodology for calculating a key reliability indicator—the mean time between failures (MTBF)—was proposed.

The third chapter develops measures aimed at improving the operational efficiency of electric submersible pump units. An analysis of the main causes of unit failures was carried out, and technological solutions for their elimination were substantiated, in particular the implementation of an FS-type filter packer to isolate intervals after hydraulic fracturing of the reservoir.

Keywords: drilling, well, electric submersible pump, oil, mean time between failures, failure, hydraulic fracturing, filter packer.

ПОЗНАЧЕННЯ, ВИЗНАЧЕННЯ І СКОРОЧЕННЯ

АСПО – апаратура свердловинного підземного обладнання;

АСУТП – автоматизована система управління технологічними процесами;

ГРП – гідророзрив пласта;

Д-105 – забійний двигун (тип Д-105);

ЕЦН – електровідцентровий насос;

ККД – коефіцієнт корисної дії;

МРП – міжремонтний період;

НКТ – насосно-компресорні труби;

ПАЗ – протиаварійний захист;

ПЕД – підземний (занурювальний) електродвигун;

ПЗП – привибійна зона пласта;

ПЛК – програмований логічний контролер;

ТКРС – технологічно-капітальний ремонт свердловини;

УГІВ – установка глибинної ізоляції води;

УЕВН – установка електровідцентрового насоса;

ФС – фільтр свердловинний (тип ФС);

ЦДНГ – центральна дільниця нафтовидобутку (цех видобутку нафти і газу);

ШГН – штанговий глибинний насос;

ЗПОМ-Ф – пакер механічний типу ЗПОМ-Ф.

ВСТУП

Актуальність теми. Електровідцентрові насосні установки є ключовим елементом сучасного нафтовидобутку, забезпечуючи високу продуктивність свердловин і суттєву частку загального дебіту родовищ. Незважаючи на переваги, такі як компактність, автоматизація та здатність працювати при високих дебітах, вони залишаються одним із найбільш вразливих вузлів видобувної інфраструктури. Передчасні відмови електровідцентрових насосних установок призводять до значних економічних втрат, зниження міжремонтного періоду свердловин та зменшення ефективності фонду обладнання.

Актуальність дослідження зумовлена необхідністю виявлення та систематизації факторів, що спричиняють передчасні відмови насосних установок, зокрема впливу механічних домішок, вільного газу, особливостей конструкції свердловин та режимів експлуатації. Розробка заходів щодо підвищення надійності роботи електровідцентрових насосних установок дозволяє оптимізувати міжремонтні періоди, зменшити витрати на обслуговування та забезпечити стабільний видобуток нафти.

Таким чином, дослідження факторів передчасних відмов електровідцентрових насосних установок є важливим напрямом для підвищення ефективності видобувних підприємств, забезпечення безперебійної роботи свердловин та впровадження сучасних технологій управління насосними установками.

Мета роботи – підвищення ефективності та безвідмовної експлуатації установок електровідцентрових насосів шляхом аналізу причин їх відмов та розроблення заходів щодо збільшення міжремонтного періоду свердловин.

Основні завдання дослідження:

- Проаналізувати конструктивні особливості, переваги та недоліки електровідцентрових насосних установок.
- Дослідити ефективність роботи фонду свердловин, обладнаних електровідцентрових насосних установок, на конкретному родовищі.

- Визначити основні причини відмов електровідцентрових насосних установок та проаналізувати методи розрахунку міжремонтного періоду.
- Розробити та обґрунтувати заходи щодо підвищення міжремонтного періоду, зокрема шляхом впровадження фільтрувального обладнання.
- Провести розрахунки для підбору оптимальних параметрів електровідцентрових насосних установок до конкретних умов експлуатації.

Об'єкт дослідження – це процес експлуатації установок електровідцентрових насосів на нафтових родовищах.

Предмет дослідження – це фактори, що впливають на надійність та міжремонтний період установок електровідцентрових насосів, та заходи щодо їх підвищення.

Наукова новизна роботи – отримано подальшого розвитку аналіз причин відмов електровідцентрових насосних установок на родовищі, зокрема встановлено критичний вплив механічних домішок (пропанту після гідророзриву пласта) та підвищеної кривизни стовбура свердловин; доведено ефективність застосування пакера-фільтра типу свердловинного вільтра після проведення гідророзриву пласта, що забезпечує збільшення міжремонтний період у середньому в 4 рази.

Практичне значення роботи:

- запропоновано конкретні технологічні рішення (використання пакерів типу ЗПОМ-Ф та фільтрів типу ФС для ізоляції інтервалів та запобігання виносу пропанту, що дозволяє значно продовжити термін безаварійної роботи УЕВН;
- удосконалено методику підбору електровідцентрових насосних установок до конкретних умов експлуатації шляхом комплексного розрахунку параметрів насоса та електродвигуна з урахуванням глибини спуску, дебіту та властивостей рідини.
- впровадження результатів дослідження дозволить знизити експлуатаційні витрати, зменшити кількість ремонтів та підвищити стабільність видобутку нафти на родовищі.

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. Загальний обсяг роботи – 67 сторінок, у тому числі 64 сторінки основного тексту, 15 рисунків, 8 таблиць та 42 джерела у списку використаних джерел.

INTRODUCTION

Relevance of the topic. Electric centrifugal pumping units (ECPUs) are a key element of modern oil production, ensuring high well productivity and a significant share of the total field output. Despite advantages such as compactness, automation, and the ability to operate at high flow rates, they remain one of the most vulnerable components of the production infrastructure. Premature failures of ECPs lead to significant economic losses, a reduction in the between-repair period of wells, and a decrease in the efficiency of the equipment fund.

The relevance of the study is determined by the need to identify and systematize the factors that cause premature failures of pumping units, in particular the influence of mechanical impurities, free gas, well design features, and operating modes. The development of measures to improve the reliability of electric submersible pumps allows for the optimization of maintenance intervals, reduction of maintenance costs, and ensuring stable oil production.

Thus, the study of factors causing premature failure of electric submersible pumps is an important direction for improving the efficiency of production enterprises, ensuring uninterrupted operation of wells, and introducing modern technologies for managing pumping units.

The purpose of the work is to improve the efficiency and reliability of electric centrifugal pump units by analyzing the causes of their failures and developing measures to increase the inter-repair period of wells.

Main objectives of the study:

- To analyze the design features, advantages, and disadvantages of electric submersible pump (ESP) units.
- To investigate the operational efficiency of the well stock equipped with electric submersible pump units at a specific field.
- To identify the main causes of failures of electric submersible pump units and to analyze methods for calculating the mean time between repairs.

- To develop and substantiate measures aimed at increasing the mean time between repairs, in particular through the implementation of filtering equipment.
- To perform calculations for selecting optimal parameters of electric submersible pump units for specific operating conditions.

Object of the research – the process of operating electric submersible pump units at oil fields.

Subject of the research – factors affecting the reliability and mean time between repairs of electric submersible pump units, as well as measures for improving them.

Scientific novelty of the work – the analysis of the causes of failures of electric submersible pump units at the field has been further developed; in particular, the critical influence of mechanical impurities (proppant after hydraulic fracturing) and increased wellbore curvature has been established. The effectiveness of applying a downhole filter packer after hydraulic fracturing has been proven, ensuring an average fourfold increase in the mean time between repairs.

Practical significance of the work:

- specific technological solutions (use of ZPOM-F type packers and FS-type filters) have been proposed for interval isolation and prevention of proppant backflow, which makes it possible to significantly extend the trouble-free operating life of ESP units;
- the methodology for selecting electric submersible pump units for specific operating conditions has been improved through a comprehensive calculation of pump and motor parameters, taking into account setting depth, production rate, and fluid properties;
- implementation of the research results will reduce operating costs, decrease the number of repairs, and increase the stability of oil production at the field.

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 total volume of the work is 67 pages, including 64 pages of main text, 15 figures, 8 tables, and 42 references in the list of references.

РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Загальні відомості про електровідцентрові насосні установки

За допомогою електровідцентрових насосних установок (рис. 1.1) видобувається приблизно 80% свердловинного продукту. УЕВН для видобутку нафти складається із зануреного агрегату (електронасоса), що спускається у свердловину на насосних трубах, спеціального кабелю живлення та станції автоматичного керування.

Електронасос є агрегатом, що складається зі спеціального зануреного маслонаповненого електродвигуна змінного струму, протектора, що захищає електродвигун від проникнення в нього довколишньої рідини, та відцентрового багатоступеневого насоса.

Насоси цього типу є багатоступеневими з послідовним з'єднанням робочих коліс. При цьому подача залишається незмінною, рівною подачі одного робочого колеса, а напір насоса збільшується прямо пропорційно кількості робочих коліс і дорівнює сумі напорів, що розвиваються кожним робочим колесом окремо. Рідина надходить у насос через приймальну сітку, розташовану в нижній частині. Сітка забезпечує фільтрацію пластової рідини. Насос подає рідину зі свердловини в насосно-компресорні труби.

Корпуси електродвигуна, протектора та насоса з'єднані між собою за допомогою фланців. Вали мають шліцьові з'єднання. У зібраному агрегаті електродвигун розташований унизу, над ним протектор, а над протектором насос.

Електронасос спускається у свердловину на насосно-компресорних трубах і підвішується на підвісній шайбі без додаткового кріплення у свердловині. Живлення двигуна електроенергією здійснюється по плоскому спеціальному нафтостійкому трижильному кабелю в гнучкій стрічковій броні, який проходить через підвісну шайбу та кріпиться до насосних труб металевими поясами.

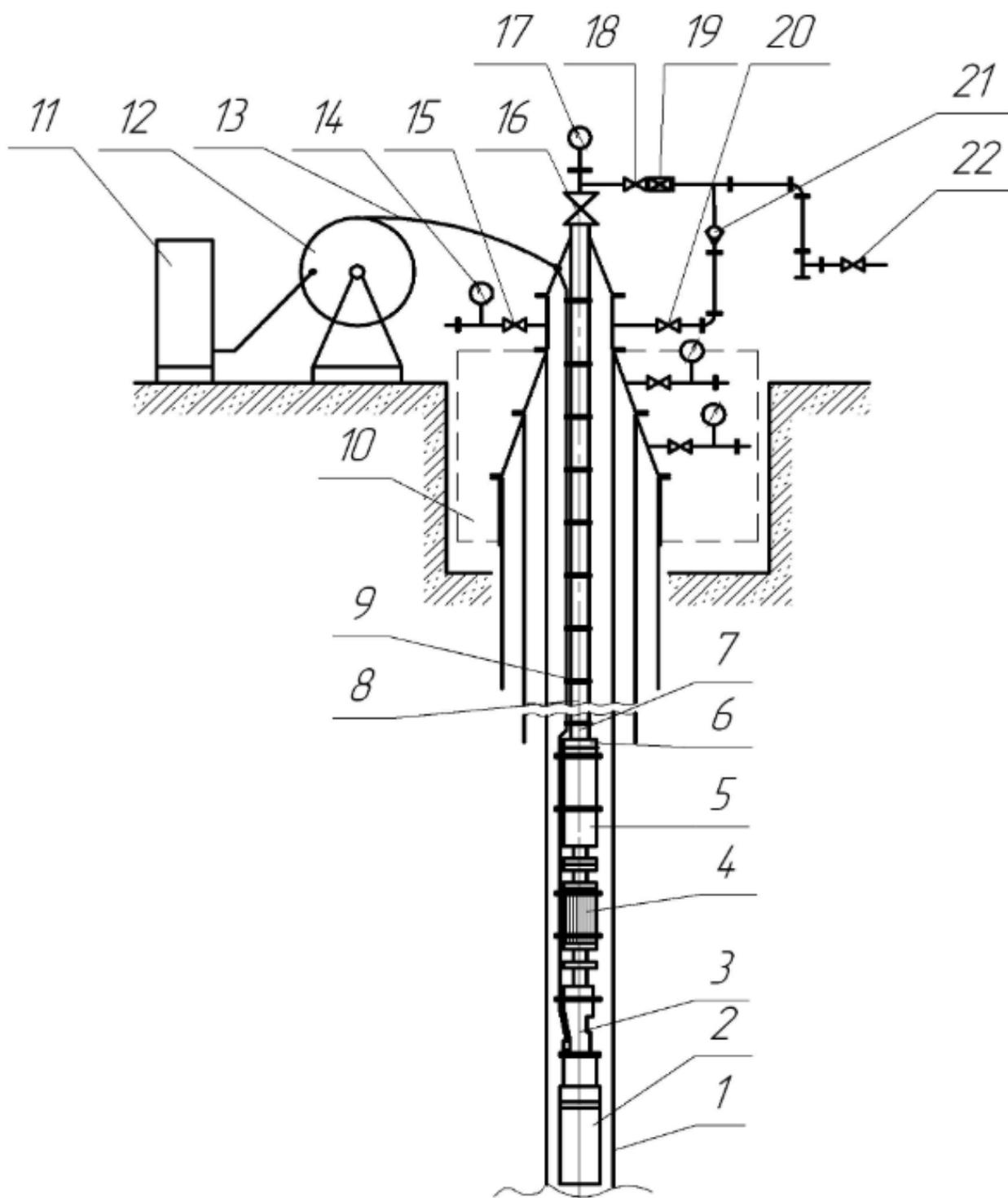


Рисунок 1.1 – Схема установки електровідцентрового насоса

1 – експлуатаційна колона, 2 – компенсатор, 3 – електродвигун, 4 – протектор, 5 – відцентровий насос, 6 – зворотний клапан, 7 – зливний клапан, 8 – колона насосно-компресорних труб, 9 – пояс кріплення кабелю, 10 – колонна обв'язки, 11 – станція керування і трансформатор, 12 – бара-бан, 13 – кабель, 14,17 – манометр, 15,16,18,20,22 – запірні пристрої, 19 – регулювальний пристрій, 21 – зворотний клапан

Свердловини, обладнані установками занурених відцентрових електронасосів, вигідно відрізняються від свердловин, обладнаних глибинно-насосними установками. На поверхні немає механізмів з рухомими частинами, відсутні громіздкі верстати-гойдалки і масивні фундаменти, необхідні для їх установки. Свердловину можна вводити в експлуатацію одразу після буріння в будь-який період року без великих витрат часу та коштів на спорудження фундаментів та монтаж важкого обладнання.

Колона НКТ обладнується зворотним та зливним клапанами. Зворотний клапан має запірний елемент (сідло-куля, конус-тарілка). Призначення зворотного клапана – зберігати рідину в колоні НКТ під час зупинок, що дозволяє не витрачати час на заповнення труб при кожній зупинці насоса. Крім того, полегшується запуск установки. Запуск відбувається при заповненій рідиною НКТ, тобто при великому напорі. Цей напір можна ще більше збільшити, закривши на гирлі викидну засувку. При великих напорах та мінімальних подачах відцентровий насос споживає меншу приводну потужність. Тому полегшується пусковий режим електродвигуна, особливо при великих глибинах підвіски.

Наявність зворотного клапана ускладнює підйом насосних труб, оскільки при підйомі і розгвинчуванні труб рідина, що утримується в них клапаном, розливаючись, потраплятиме на містки, інструмент, одяг працівників, різко погіршуючи умови роботи і збільшуючи небезпеку для них. До того ж присутність рідини істотно збільшує вагу колони, яку піднімають. Зливний клапан дозволяє спорожнити колону труб від рідини перед підйомом агрегату зі свердловини. Коли рідина з'являється в останній піднятій трубі, у колону труб скидається ломик, який ламає збивний ніпель клапана. Рідина через отвір, що утворився, переливається з труб у свердловину.

Особливості конструкції елементів установки, умови їх експлуатації в агресивному середовищі, при підвищеній температурі, необхідність тривалої роботи без огляду та профілактичних ремонтів постійно ставили перед розробниками низку складних завдань. При їх вирішенні, найчастіше з активною

участю експлуатуючих організацій, було створено ефективні, високонапірні ступені насоса, знайдено матеріали та технологічні прийоми виготовлення валів значної довжини при малих діаметрах, точних прямолінійних корпусів. Найбільш широко останнім часом велися роботи з удосконалення вузлів електрообладнання установок, які мають найменшу надійність та довговічність при нормальних умовах експлуатації. Досвід такої експлуатації показав, що до 80% усіх підземних ремонтів спричинено виходом з ладу електродвигуна, гідрозахисту та кабелю..

1.2 Складові частини установки електровідцентрових насосів

До складу установки електровідцентрового насоса (УЕВН) відповідно до рисунка 2 входять:

1. Занурений асинхронний електродвигун (ПЕД)

Занурений асинхронний маслonaповнений електродвигун з діаметром корпусу 103, 117, 123, 130 мм та потужністю від 16 до 250 кВт.

Призначення: Слугує приводом електровідцентрового насоса.

Виконання: Електродвигуни виготовляються як в односекційному, так і в двосекційному виконанні.

2. Гідрозахист (Протектор)

Гідрозахист (протектор) однокорпусного або двокорпусного типу.

Призначення: Захищає внутрішню порожнину зануреного електродвигуна від потрапляння до неї пластової рідини, а також компенсує теплове розширення оливи та її витрату.

Спеціальне виконання: Існує варіант протектора "з посиленням вузлом п'яти" для комплектування насосів без власних осьових п'ят. У такому разі осьове навантаження від вала насоса сприймається осьовою п'ятою протектора.

3. Вхідний модуль / Приймальний пристрій

Вхідний модуль.

Сучасна тенденція: Наразі відбувається перехід до комплектування УЕВН

без окремого вхідного модуля.

Конструктивне рішення: Забір рідини відбувається через приймальний пристрій, який інтегровано в протектор. Конструктивно приймальний пристрій виконано як верхня головка протектора з отворами для забору пластової рідини та захисною сіткою.

4. Занурений електровідцентровий насос (ЕВН)

Занурений електровідцентровий насос.

Одноопорне виконання: Для експлуатації у звичайних умовах. Робочі ступені виготовляються із сірого чавуну.

Двоопорне виконання: Для експлуатації у складних умовах, включно з високим вмістом механічних домішок та агресивністю середовища. Робочі ступені виконані зі спеціального нікельвмісного чавуну марки «нірезист».

5. Кабельний подовжувач та основний кабель

Кабельний подовжувач з муфтою кабельного введення.

Призначення: Призначений для з'єднання з основним кабелем кабельної лінії, що подає напругу живлення від наземного обладнання до зануреного електродвигуна.

Особливості: Кабельний подовжувач, порівняно з основним кабелем, зазнає більших теплових навантажень, тому його, як правило, підбирають у стійкішому виконанні, ніж основний кабель.

Основні виконання кабельного подовжувача за температурою:

- На 120 °С (пластмасова ізоляція кабелю з блоксополімеру пропілену з етиленом, композиції поліпропілену тощо).
- На 230 °С (гумова ізоляція типу ЕПДМ – етилен-пропілен-дієновомономерний каучук, у свинцевій оболонці).

6. Наземне обладнання

Станція керування.

Призначення: Призначена для керування роботою занурювальної установки та її захисту від нештатних режимів роботи разом із зануреним електродвигуном.

Трансформатор.

Призначення: Перетворює напругу промислової мережі до величини, що забезпечує оптимальну напругу на вході електродвигуна з урахуванням втрат напруги в кабелі.

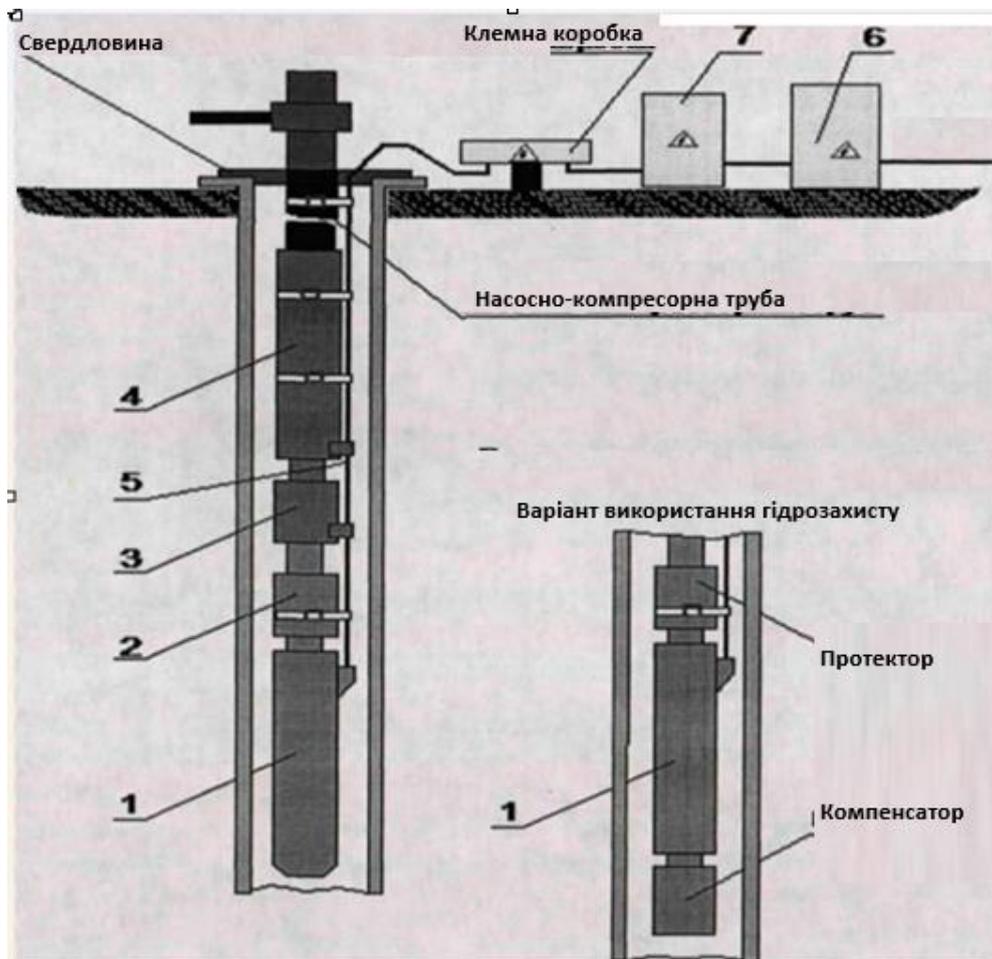


Рисунок 1.2 - Встановлення занурювального відцентрового насосу

1.3 Параметри, що характеризують режими функціонування установки електровідцентрових насосів

Електровідцентрова насосна установка (УЕВН) є складним електромеханічним (мехатронним) об'єктом, функціонування якого описується великою кількістю взаємозалежних змінних. За даними різних джерел, кількість параметрів, що характеризують стан і роботу УЕВН, сягає близько 130 показників.

Для системного аналізу та подальшої діагностики прийнято об'єднувати ці параметри у логічні групи відповідно до їхньої фізичної природи та призначення (табл. 1.1).

Таблиця 1.1 – Групи параметрів УЕВН

Група параметрів	Опис та приклади
Електротехнічні параметри	Характеризують роботу електричного обладнання (двигун, кабель, станція керування). Наприклад: напруга, струм, частота, потужність, опір ізоляції.
Технологічні параметри	Описують режим роботи установки та якість видобутку. Наприклад: дебіт (подача) рідини, тиск на гирлі, тиск на прийомі насоса, вміст води в продукції, вміст газу.
Механічні параметри	Стосуються стану вузлів зануреного агрегату. Наприклад: температура масла в протекторі, вібрація, температура обмотки двигуна, осьове навантаження на п'яту.
Параметри свердловини та пласта	Характеризують середовище експлуатації УЕВН. Наприклад: температура пластової рідини, тиск пласта, глибина занурення насоса, обводненість.
Параметри установки (технічні)	Основні характеристики самого обладнання. Наприклад: тип і модель насоса та двигуна, діаметр, довжина та марка кабелю.

Оперативні параметри – це показники, які мають тенденцію змінювати своє значення у режимі реального часу під час роботи установки. Для оцінки відхилень та діагностики їх поділяють на такі категорії:

1. Номінальні значення (проектні).
2. Режимні значення (оптимальні).
3. Поточні свідчення (фактичні).

1.4 Структура автоматизації установки електровідцентрових насосів

На нафтових промислах нині перебувають у експлуатації кілька десятків типорозмірів вітчизняних та імпорتنих занурювальних відцентрових електронасосів із двигунами занурювального типу. За допомогою цих насосів одержують понад 70% загальної кількості нафти, здобутої механізованим

способом. Розроблено та знаходиться в експлуатації широкий ряд обладнання для автоматизації управління установками ЕЦН: СУ, тиристорні станції плавного пуску, вихідні фільтри, системи занурювальної телеметрії тощо.

СУ кущів свердловин (кущова телемеханіка) призначена для керування загальнокущовим обладнанням видобутку нафти на кущі.

Система автоматизації ЕЦН складається з наступних основних компонентів:

- первинні засоби автоматизації (датчики, вимірювальні перетворювачі, пристрої місцевого контролю, виконавчі пристрої);
- обладнання з локальними системами автоматизації (СУ «ЕЦН- 8»);
- загальнокущова СУ; основне призначення: збір та первинна обробка інформації; реалізація алгоритмів автоматичного регулювання, програмно-логічного управління, захисту та блокування; обмін даними з вищим рівнем та реалізація команд вищого рівня; для передачі інформації використовують виділені для цього лінії зв'язку (провідні та кабельні), радіоканали, оптичні тощо;
- багатофункціональний АРМ оператора (ДП);
- сервер бази даних.

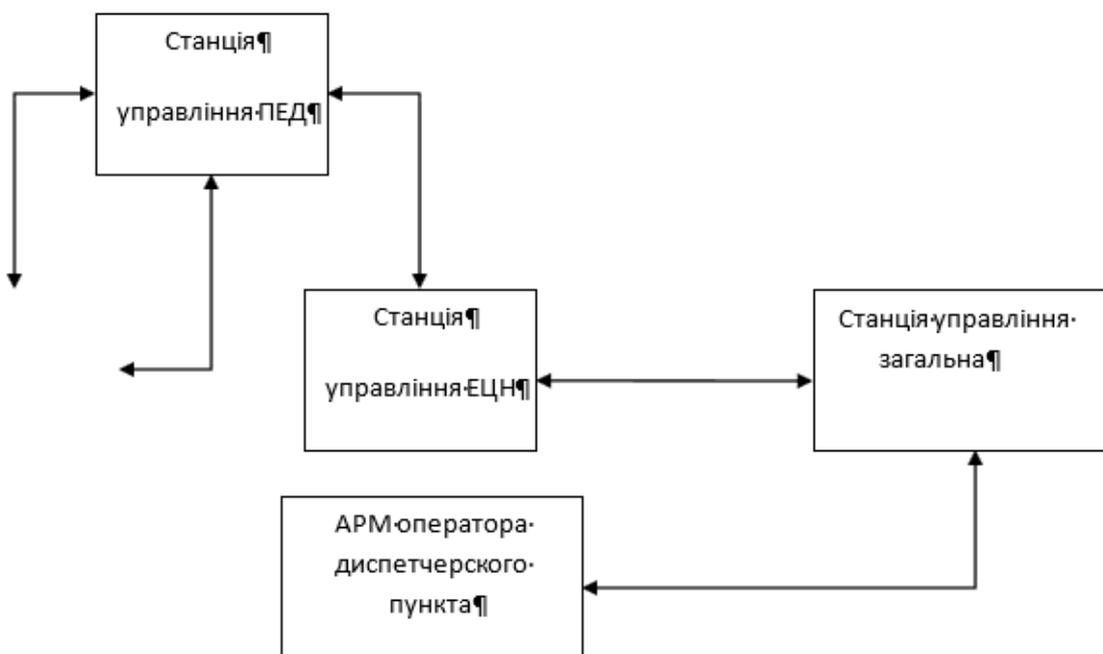


Рисунок 1.3 - Структурна схема автоматизації ЕЦН

1.4 Несправності, що виникають в режимах функціонування установки електровідцентрових насосів

УЕВН є складним мехатронним об'єктом, найбільш вразливим до несправностей у порівнянні з іншими мехатронними об'єктами нафтогазовидобувної галузі.

У випадку під несправністю розуміється стан технічного об'єкта (елемента), характеризується його нездатністю (обмеженою здатністю) виконувати необхідну функцію, виключаючи періоди профілактичного технічного обслуговування чи інші планово - попереджувальні дії.

Відмова - повне припинення виконання необхідної функції технічним об'єктом (елементом).

Щодо УЕВН несправністю називається стан даного мехатронного об'єкта, у якому даний об'єкт виконує необхідну функцію (витягу продукції) обмежено або виконує взагалі (настає відмова).

Таблиця 1.2 - Групи несправностей УЕВН

№ з/п	Найменування групи несправностей УЕЦН
1	Зниження подачі
2	Негерметичність НКТ
3	Робота на зриві подачі
4	Нестабільна подання електроенергії
5	Відкладення АСПО
6	Заклинювання УЕЦН
7	Зниження опору ізоляції
8	Злам валу
9	Зниження приплив

Несправності, які у роботі УЕЦН, як і параметри, що характеризують функціонування УЕЦН, діляться на групи. У деяких джерелах [1] виділяють такі групи несправностей, що призводять до відмов УЕВН.

1.5 Переваги і недоліки установки електровідцентрових насосів

Завдяки мінімальним вимогам до обладнання на гирлі, електричні відцентрові насоси (ЕЦН) можуть бути затребуваними для застосування на майданчиках з обмеженою робочою площею, наприклад, на морських платформах, якщо витрати на підйом рідини не є обмежуючим фактором. Їх також використовують на родовищах, де немає доступного газу для систем газліфту.

ЕЦН є одним із найбільш високодебітних методів механізованої експлуатації. Вони мають перевагу над іншими високодебітними методами, оскільки можуть створювати більш високу депресію на пласт і підвищити його продуктивність у випадках, коли вдається вирішити проблеми газу чи виносу піску. Діаметр обсадної колони також не є вирішальним для відкачування таких великих обсягів.

Із зростанням обсягів заводнення відкачування декількох тисяч барелів рідини на добу стає традиційним для підвищення ефективності витіснення флюїду з пласта. Цю систему легко автоматизувати, і вона може працювати в періодичному або безперервному режимі, причому безперервне відкачування є кращим для збільшення терміну служби. Для неглибоких свердловин капітальні витрати є відносно невисокими.

Однак ЕЦН мають низку недоліків. Основною проблемою є обмежений термін служби. Насос належить до високошвидкісних відцентрових типів і може бути пошкоджений абразивними матеріалами, твердою фазою або уламками. Утворення окалини або мінеральних відкладень також може перешкоджати роботі ЕЦН. Економічна ефективність ЕЦН значною мірою залежить від вартості електроенергії, що є особливо критичним у віддалених регіонах. Система не має широкої експлуатаційної гнучкості. Оскільки всі основні компоненти розташовані в привибійній зоні, для усунення будь-якої несправності або заміни компонента потрібно витягувати всю установку.

Якщо у потоці присутній високий вміст газу, вживають заходів для його відділення та скидання в обсадну колону до потрапляння в насос. Засмоктування великих обсягів вільного газу може спричинити нестійку роботу, механічне зношування та перегрів. На морських платформах, де за правилами потрібно використовувати пакер, газ відкачується разом із рідиною. У таких умовах застосовують спеціальні насоси, здатні створювати первинний напір на вході.

Система протиаварійного захисту (ПАЗ) ЕЦН – це автоматичний захист, що базується на засобах обчислювальної техніки, програмованих логічних контролерах (ПЛК) та керованих ними виконавчих механізмах. Такі системи використовуються на промислових підприємствах із небезпечними виробничими процесами, а їхня основна мета – запобігти виникненню аварійної ситуації.

Структуру системи ПАЗ можна поділити на три рівні:

1. Діагностика: контрольно-вимірювальні прилади та аналізатори, що фіксують фактори розвитку аварії.
2. Обробка даних: контролери та інші засоби обробки отриманої інформації.
3. Виконавчі механізми: електроприводи, пневмоприводи арматури, вимикачі тощо.

Теоретично помилкова команда від контрольно-вимірювального приладу або людський фактор можуть призвести до хибного спрацьовування системи, що, у найкращому випадку, викличе вихід з ладу дорогого обладнання, а в найгіршому – аварію із загрозою для життя персоналу. Щоб уникнути цього, системи ПАЗ зазвичай інтегровані в АСУТП, що дозволяє мінімізувати помилкові спрацьовування без шкоди для безпеки. Сьогодні наявність систем ПАЗ є обов'язковою вимогою для небезпечних виробничих об'єктів.

Занурювальні ЕЦН є потужними джерелами коливань тиску. Під час їхнього включення та вимкнення виникають значні гідравлічні удари, а при прориві газу з пласта вони можуть у 2-3 рази перевищувати робочий тиск. Інтенсивні динамічні навантаження, спричинені гідродами та вібрацією через

дисбаланс ротора, призводять до руйнування насосно-компресорних труб (НКТ) та виходу з ладу насоса. Як наслідок, підприємства зазнають значних економічних втрат, завдають шкоди навколишньому середовищу через витіки рідини, а багато свердловин зі складним профілем стають непридатними для подальшої експлуатації.

Використання стабілізаторів тиску для занурювальних ЕЦН дозволяє зменшити динамічні навантаження на НКТ до 5 разів, а отже, і кількість їхніх розривів із полумкою насоса.

Для підприємств, що експлуатують вибухо- та пожежонебезпечні об'єкти, де можливі аварії із викидами небезпечних речовин чи вибухами, обов'язковим є розроблення Плану локалізації та ліквідації аварійних ситуацій (ПЛЛА). Його мета:

- Визначити можливі сценарії виникнення та розвитку аварій.
- Оцінити готовність організації до ліквідації аварій.
- Запланувати дії персоналу та аварійно-рятувальних служб.
- Розробити заходи для підвищення протиаварійного захисту.
- Визначити достатність заходів щодо запобігання аваріям.

Розглянута система автоматизації ЕЦН передбачає такі захисти та сигналізації:

- Аварійна зупинка ЕЦН з локальної системи управління або оператором.
- Пожежа на майданчику свердловини.
- Аварійна загазованість.
- Несправність допоміжних систем.
- Мінімальний та максимальний тиск на вході та виході насоса.
- Мінімальна та максимальна температура на вході та виході насоса.
- Максимальний тиск та температура мастила електродвигуна (ПЕД).
- Максимальна осьова та радіальна віброшвидкість ПЕД.
- Пошкодження в регулюючих пристроях.
- Зміна опору ізоляції ПЕД.
- Вимірювання вібрації ПЕД.

- Контроль цілісності кабелів та напруги живлення.

Залежно від параметра, за яким спрацьовує захист, система може виконувати:

- Одночасне відключення всіх елементів установки ЕЦН (УЕЦН).
- Почергове відключення елементів УЕЦН.
- Часткове відключення окремих елементів УЕЦН.

Надійність систем безпеки небезпечних промислових об'єктів повністю залежить від стану електронних та програмованих електронних систем ПАЗ. Ці системи повинні зберігати працездатність навіть у разі відмови інших функцій АСУТП свердловини. Головні завдання ПАЗ:

- Запобігання аваріям та мінімізація їх наслідків.
- Блокування навмисного чи ненавмисного втручання в технологічний процес.

Для деяких захистів передбачено затримку між виявленням аварійного сигналу та захисним відключенням.

Обладнання ЕЦН знаходиться під безперервним контролем низки технічних параметрів, аварійні значення яких вимагають негайного відключення та блокування установки. Залежно від умов, може виконуватися:

- Відключення електродвигуна.
- Закриття або відкриття клапанів чи засувки.
- Відключення допоміжних систем.
- Включення світлової та звукової сигналізації.

Алгоритм функцій ПАЗ полягає в реалізації наступної умови: при виході технологічних параметрів за допустимі межі має проводитися попередження, відключення відповідного елемента чи всієї установки ЕЦН, а також реєстрація послідовності подій.

Вхідною інформацією для ПАЗ є сигнали від первинних вимірювальних перетворювачів, що надходять на програмовані контролери, а також цифрові дані про допустимі граничні значення цих параметрів, що задаються оператором

з пульта. Вихідною інформацією є сукупність керуючих сигналів, що надсилаються контролерами на виконавчі органи систем захисту.

1.6 Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження

1. Електровідцентрові насосні установки (УЕВН) є основним технологічним рішенням для видобутку нафти, забезпечуючи приблизно 80% дебіту свердловин. Їх ключовою перевагою є компактність та відсутність громіздкого наземного обладнання, що дозволяє швидко і економічно вводити свердловини в експлуатацію. Незважаючи на високу ефективність, основним викликом залишається надійність електрообладнання, на частку якого припадає до 80% усіх підземних ремонтів.

2. Установка електровідцентрового насоса є складною технологічною системою, що поєднує занурене обладнання (електродвигун, гідрозахист, насос) та наземне керування. Конструкція кожного компонента, від матеріалів робочих коліс до виконання кабелю, оптимізована для роботи в екстремальних умовах свердловини. Сучасні тенденції спрямовані на інтеграцію вузлів, підвищення їх стійкості до агресивних середовищ та механічних навантажень для забезпечення максимальної довговічності та ефективності.

3. Робота УЕВН характеризується величезною кількістю взаємопов'язаних параметрів (близько 130), що утворюють складну багаторівневу систему. Для ефективного моніторингу та діагностики ці параметри систематизують у логічні групи: електротехнічні, технологічні, механічні та ін. Ключовим для аналізу є розрізнення номінальних, режимних та поточних значень оперативних параметрів, що дозволяє оцінювати стан системи в реальному часі та виявляти відхилення.

4. Структура автоматизації ЕЦН є багаторівневою та інтегрованою системою, що поєднує засоби місцевого контролю, кущові системи управління та централізований диспетчерський пункт. Ця архітектура забезпечує збір даних, реалізацію складних алгоритмів управління, захисту та діагностики. Однак,

незважаючи на високий рівень автоматизації, УЕВН залишається найбільш вразливим мехатронним об'єктом у видобутку нафти, схильним до широкого спектру несправностей, що класифікуються за типами та можуть призводити як до часткового погіршення роботи, так і до повної відмови.

5. Електровідцентрові насоси (ЕЦН) мають суттєві переваги, такі як високий дебіт, компактність гирлового обладнання, здатність створювати значну депресію на пласт та легкість автоматизації, що робить їх ключовим рішенням для інтенсифікації видобутку. Однак, ці переваги нерозривно пов'язані з серйозними недоліками, серед яких обмежений термін служби, вразливість до абразивного зношування, чутливість до вмісту газу, високі експлуатаційні витрати та складність ремонту через необхідність підйому всієї установки.

Мета роботи – підвищення ефективності та безвідмовної експлуатації установок електровідцентрових насосів шляхом аналізу причин їх відмов та розроблення заходів щодо збільшення міжремонтного періоду свердловин.

Основні завдання дослідження:

- Проаналізувати конструктивні особливості, переваги та недоліки електровідцентрових насосних установок.
- Дослідити ефективність роботи фонду свердловин, обладнаних електровідцентрових насосних установок, на конкретному родовищі.
- Визначити основні причини відмов електровідцентрових насосних установок та проаналізувати методи розрахунку міжремонтного періоду.
- Розробити та обґрунтувати заходи щодо підвищення міжремонтного періоду, зокрема шляхом впровадження фільтрувального обладнання.
- Провести розрахунки для підбору оптимальних параметрів електровідцентрових насосних установок до конкретних умов експлуатації.

РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ РОБОТИ СВЕРДЛОВИН, ОБЛАДНАНИХ УСТАНОВКАМИ ЕЛЕКТРОВІДЦЕНТРОВИХ НАСОСІВ

2.1 Опис та загальна схема установки занурювального електровідцентрового насоса

На досліджуваному родовищі в даний момент часу, механізований фонд свердловин, що діє, за способами експлуатації ділиться на експлуатацію установками електровідцентрових насосів - 48% і експлуатацію штанговими глибинними насосами - 52% (рис. 2.1). Верстат-гойдалка, це дуже поширений, але далеко не найефективніший спосіб видобутку нафти. Найбільш ефективним способом механізованого видобутку нафти є видобуток за допомогою установок електровідцентрових насосів (УЕВН). На УЕВН припадає основна частка продукції, що видобувається на досліджуваному родовищі.

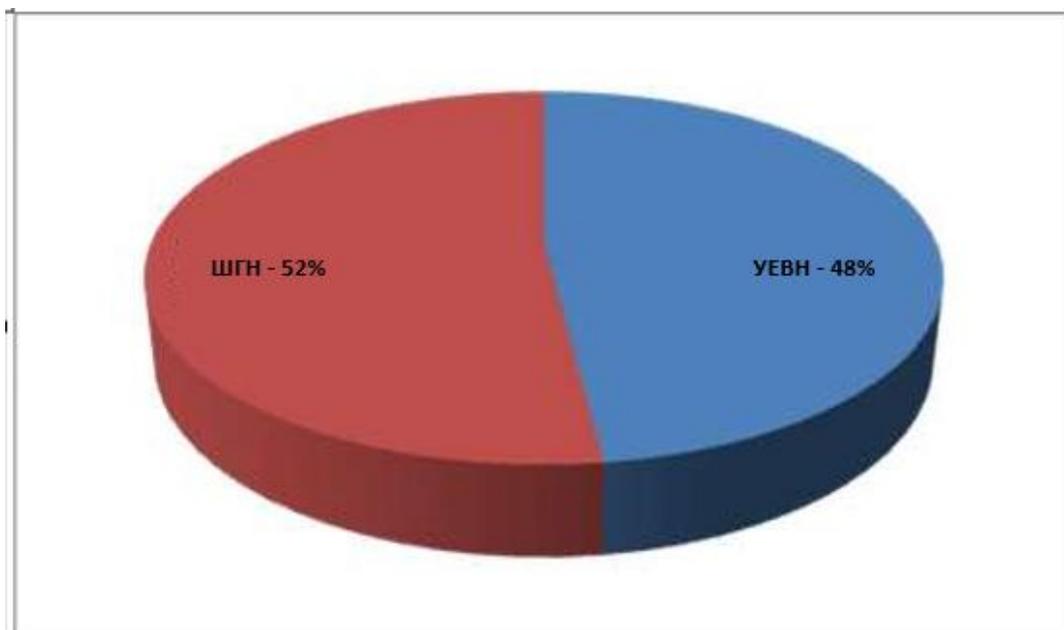


Рисунок 2.1 - Розподіл фонду свердловин за способами експлуатації

Видобуток нафти з допомогою УЕВН складає- 79%, а видобуток нафти за допомогою ШГН-21% (рис. 2.2). Звідси виходить, що видобуток нафти за допомогою УЕВН перевищує видобуток нафти за допомогою ШГН у 3,7 рази [1].

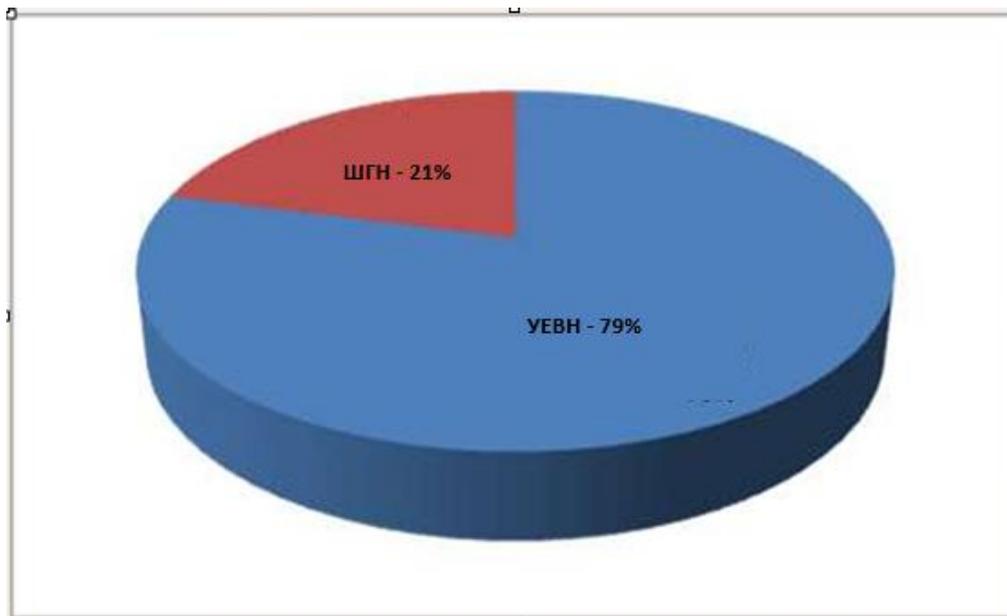


Рисунок 3.2 - Видобуток нафти по способам експлуатації

Для видобутку нафти у високодебітних свердловинах з дебітом 10-1300 м³/сут і висотою підйому (натиском) від 500 до 2000 м широко застосовують безштангові насоси - занурювальні електричні відцентрові насоси. Установки випускаються двох видів – модульні та немодульні; трьох виконань: звичайне, корозіостійке та підвищеної зносостійкості. Для ЕЦН характерний великий міжремонтний період роботи, він сягає 320 діб та більше.

Наземне обладнання ЕЦН відрізняється простотою і не потребує влаштування фундаментів та інших споруд. Тому ЕЦН можна монтувати за короткий термін. Оскільки відцентровий насос із приводом знаходяться у свердловині, то обслуговування свердловин спрощується.

УЦЕН спускається в свердловину під розрахунковий динамічний рівень зазвичай не менше 300 м. Рідина подається по НКТ, до зовнішньої сторони яких прикріплені електрокабель. У насосному агрегаті між самим насосом та електродвигуном є проміжна ланка, яка називається протектором або гідрозахистом (рис. 2.3).

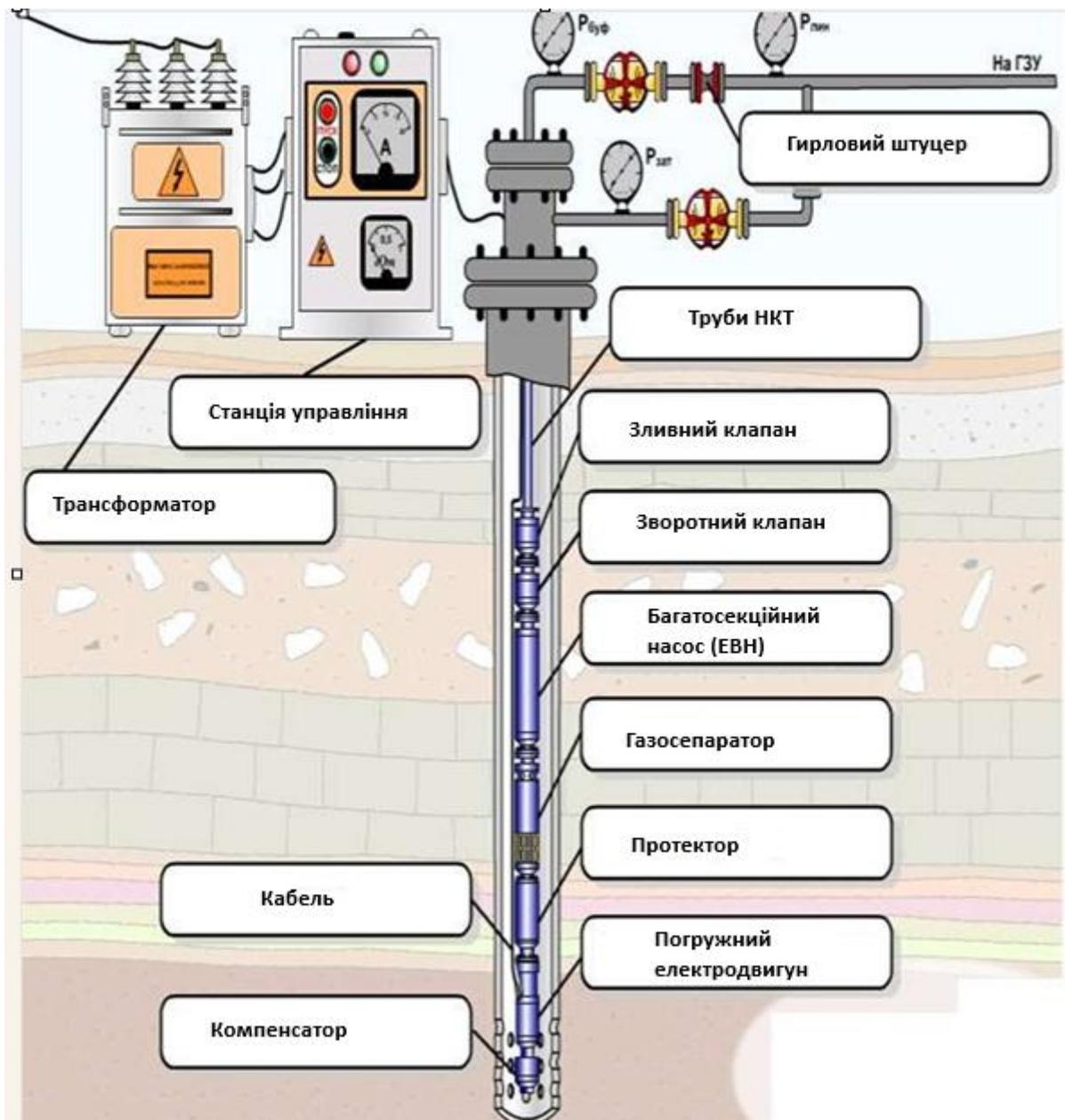


Рисунок 2.3- Встановлення електровідцентрового насосу

Складається УЕВН із трьох основних частин: занурювального відцентрового насоса, занурювального електродвигуна та гідрозахисту електродвигуна.

Занурювальні відцентрові електронасоси (ПЦЕН) - це багатоступінчасті відцентрові насоси з числом ступенів в одному блоці до 120, що приводяться в обертання занурювальним електродвигуном спеціальної конструкції (ПЕД). ПЦЕН складається з вхідного модуля, модуля секції (модулів секцій), модуля-головки, зворотного та спускного клапанів. Допускається зменшення числа

модулів-секцій у насос при відповідному укомплектуванні занурювального агрегату двигуном необхідної потужності.

При допомоги шпильок модуль верхнім кінцем приєднується до модулю-секції. Нижній кінець вхідного модуля приєднується до гідрозахисту двигуна. Приводом занурювальних відцентрових насосів служить спеціальний маслозаповнений асинхронний занурювальний електродвигун трифазного змінного струму з короткозамкненим ротором вертикального виконання. типу ПЕД.

Двигун заповнюється спеціальним малов'язким, високою діелектричною міцністю маслом, службовцем для охолодження та змащення. Для занурювальних електродвигунів напруга становить 380-2300 В, сила номінального струму 24,5-86 А при частоті 50 Гц, частота обертання ротора до 3000 об/хв, температура навколишнього середовища +50-90 ° С.

Гідрозахист призначена для запобігання проникнення пластової рідини у внутрішню порожнину електродвигуна, компенсації об'єму олії у внутрішній порожнині, від температури електродвигуна та передачі крутного моменту від валу електродвигуна до валу насоса.

Гідрозахист складається з протектора та компенсатора. Гідрозахист випускають звичайного та корозійно-стійкого виконання. Основним типом гідрозахисту для комплектації ПЕД прийнято гідрозахист відкритого типу. Гідрозахист відкритого типу вимагає застосування спеціальної бар'єрної рідини щільністю до 21 г/см³, що має фізико-хімічні властивості пластової рідини та олії.

Підведення електроенергії до електродвигуна установки занурювального насоса здійснюється через кабельну лінію, що складається з живильного кабелю та муфти кабельного введення для зчленування з електродвигуном.

Електронасоси застосовуються для експлуатації свердловин:

- нафтових з високим змістом парафіну;
- малодебітних з низьким рівнем рідини;
- малодебітних з водонапірним режимом;

- високодебітних;
- сильнообводнених, де для видобутку певної кількості нафти необхідно відбирати велику кількість води;
- глибоких, для рентабельної експлуатації, яких потрібні насоси великої потужності;
- похилих свердловин;
- з високим газомістом;
- з змістом солей в видобувається рідині.

Однак ефективність роботи значно знижується за наявності в рідині вільного газу, що відкачується.

Характеристика роботи насоса різко знижується вже за 1-2% вмісту газу (за обсягом). Методами боротьби з попаданням газу в насос є:

- збільшення занурення насосу під динамічний рівень;
- встановлення різного виду газосепараторів нижче прийому насос.

Усі види насосів мають паспортну характеристику як кривих залежностей $H(Q)$ (напір, подача), $\eta(Q)$ (коефіцієнт корисної дії, подача), $N(Q)$ (споживана потужність, подача). Зазвичай ці характеристики даються в діапазоні робочих значень витрат або дещо більшому інтервалі (рис. 2.4).

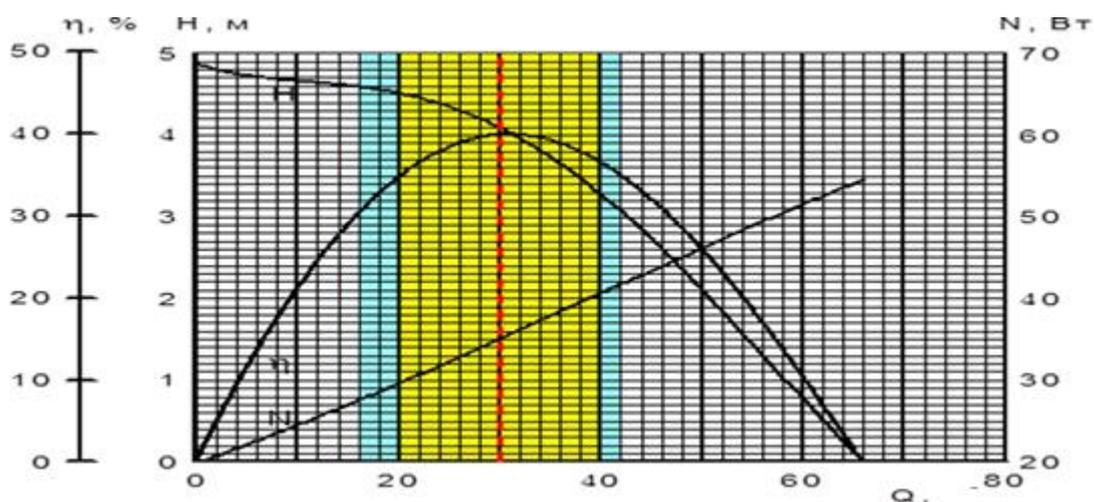


Рисунок 2.4 – Типова характеристика занурювального відцентрового електронасосу.

Будь-який відцентровий насос, у тому числі і ПЦЕН, може працювати при закритій засувці ($Q=0$, $H=\max$) та за відсутності протитиску на викиді ($Q=Q_{\max}$, $H=0$). Корисна робота насоса пропорційна подачі на напір, на цих двох точках вона дорівнюватиме нулю.

При певному співвідношенні Q та H , обумовленими мінімальними внутрішніми втратами, досягає максимального значення, що дорівнює приблизно 0,5-0,6. Подача та натиск відповідні максимальному коефіцієнту корисної дії називаються оптимальними.

Залежність (Q) біля свого максимуму змінюється плавно, тому допускається робота ПЦЕН при режимах, що відрізняються від оптимального в той чи інший бік деяку величину. Межі цих відхилень залежать від конкретної характеристики ПЦЕН повинні відповідати зниженню ККД насоса на 3-5%. Це зумовлює цілу сферу роботи ПЦЕН, яка називається рекомендованою областю.

Працює ЕЦН в такий спосіб. Електрострум із промислової сітки через трансформатор і станцію управління надходить по кабелю в електродвигун і наводить його в дію. Електродвигун обертає вал відцентрового насосу.

Рідина всмоктується через фільтр відцентровим насосом та нагнітається на поверхню по насосним (підйомним) труб. Щоб рідина при зупинці відцентрового насоса не йшла з підйомних труб у свердловину, трубах над насосом поміщають зворотний клапан. Крім того, в трубах встановлюють зливальний клапан, який відкривають перед підйомом ЕЦН зі свердловини, щоб рідина злилася з труб у свердловину.

Залежно від поперечного розміру занурювального агрегату УЕВН ділять на три умовні групи: 5; 5А і 6 з діаметрами відповідно 93; 103; 114 мм, призначені для експлуатаційних колон відповідно не менше 121,7; 130; 144,3мм. Розшифрування умовних позначень установок наведено на прикладі У2ЕЦННІ6-350-1100. Тут: У - встановлення; 2 – номер модифікації; Е - із приводом від занурювального електродвигуна; Ц – відцентровий; Н – насос; І – підвищеної зносостійкості (підвищеної корозійної стійкості); 6 (5; 5А) - група установки; 350 - подача насоса в оптимальному режимі води м³/сут; 1100 - напір, що

розвивається насосом у метрах водяного стовпа. Приклад шифру установок-УЕВНМК5-125-1300 означає: УЕВНМК - установка електровідцентрового насоса модульного та корозійно-стійкого виконання; 5 - група насос; 125 - подача, м³/добу; 1300 розвивається натиск.

Серійно УЕВН, що випускаються, мають довжину від 15,5 до 39,2 м і масу від 626 до 2541 кг залежно від числа модулів (секцій) та їх параметрів.

Пластова рідина - суміш нафти, попутною води і нафтового газу - має такі характеристики:

- максимальне зміст попутною води - 99%;
- водневий показник попутною води рН - 6,0-8,5 ;
- максимальна щільність рідини - 1400 кг/м³ ;
- максимальна кінематична в'язкість однофазний рідини, при якою забезпечується робота насоса без зміни напору та ККД – 1 мм² /с;
- максимальна масова концентрація твердих частинок - 0,1 г/л;
- мікро твердість частинок не більше 5 балів по Моос;
- максимальне зміст вільного газу на прийомі насосу - 25%;
- при використанні газосепаратора зміст вільного газу у пластовій рідині в зоні підвіски насоса допустимо до 55% за обсягом;
- максимальна концентрація сірководню для насосів звичайного виконання – 0,01 г/л;
- для насосів корозійно-стійкого виконання - 1,25 г/л;
- максимальна температура - 90 ° С;

Свердловини, в яких експлуатуються установки, повинні відповідати таким умовам:

- мінімальний внутрішній діаметр свердловини для кожного типорозміру насоса згідно технічного опису на модуль секції та двигуни;
- максимальний темп набору кривизни ствола свердловини - 3 ° на 10м;
- максимальний гідростатичний тиск у зоні підвіски установки - 250

кгс/см² ;

– в зоні роботи установки відхилення ствола свердловини від вертикалі має бути не більше 40 ° [4].

2.2 Ефективність роботи фонду свердловин обладнаних установками електровідцентрового насоса на родовищі

Для оцінки ефективності роботи фонду свердловин обладнаних УЕВН на родовищі за даними технологічних режимів на 01.01.12 року були проаналізовані коефіцієнти подачі та типорозміри насосних установок.

Коефіцієнт подачі насосних установок показує, на скільки правильно встановлення електровідцентрового насосу підібрана до свердловини, характеризує роботу насоса та визначається ставленням фактичного дебіту насоса до оптимального дебіту $K_n = Q_{\text{факт.}} / Q_{\text{нас.опт.}}$.

За отриманими коефіцієнтами подачі УЕВН була побудована діаграма (рис. 2.5) для всього діючого фонду свердловин обладнаних УЕВН. Оптимальний режим роботи УЕВН має відповідати коефіцієнт подачі дорівнює від 0,8 до 1,2.

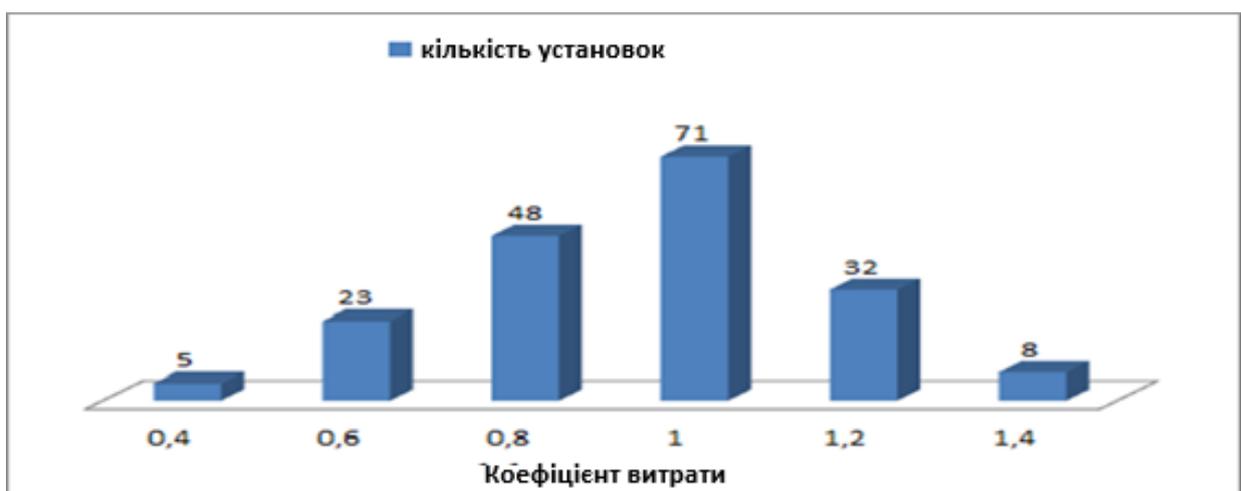


Рисунок 2.5 – Розподіл фонду свердловин за коефіцієнтами витрати

На діаграмі показано розподіл свердловин по коефіцієнтах подачі: 82% - 151 свердловини працюють в оптимальному режимі і лише 18% - 36 свердловини працюють з коефіцієнтами, які не відповідають оптимальному режиму. З вище сказаного, можна дійти невтішного висновку, що переважна більшість фонду свердловин підібрано правильно і експлуатується ефективно.

Видається доцільним розглянути, з яких типорозмірів УЕВН складається експлуатаційний фонд. Для цього побудуємо діаграму розподілу фонду свердловин за типорозмірами.

На рисунку 2.6 показано, що з усього фонду свердловин обладнаних установками електровідцентрових насосів за кількістю переважають установки типорозмірів: УЕВН 50 – 52 шт., УЕВН 400 – 26 шт., потім УЕВН 80 – 24шт.

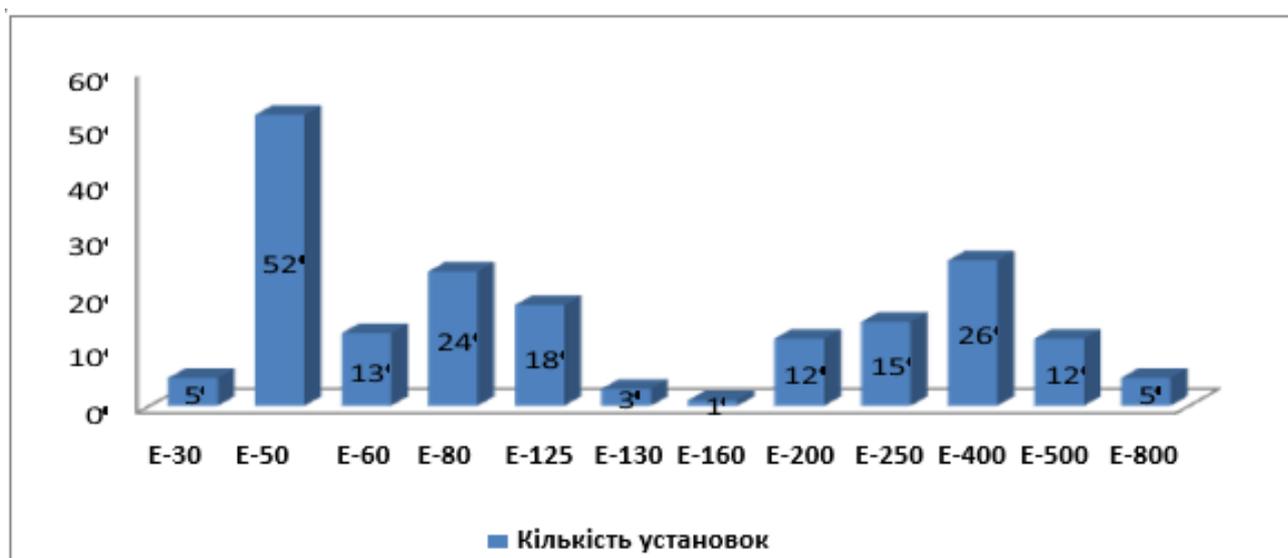


Рисунок 2.6 - Розподіл фонду свердловин по типорозмірам

Виходячи з відсоткового співвідношення розподілу типорозмірів глибинно-насосного обладнання, виходить що, в основному використовують УЕВН 50 - 27%, а також УЕВН 400 - 14%, потім вже йдуть УЕВН 80 - 13% (рис. 2.7). Більшість фонду з родовища експлуатується даними типорозмірами УЕВН [1].

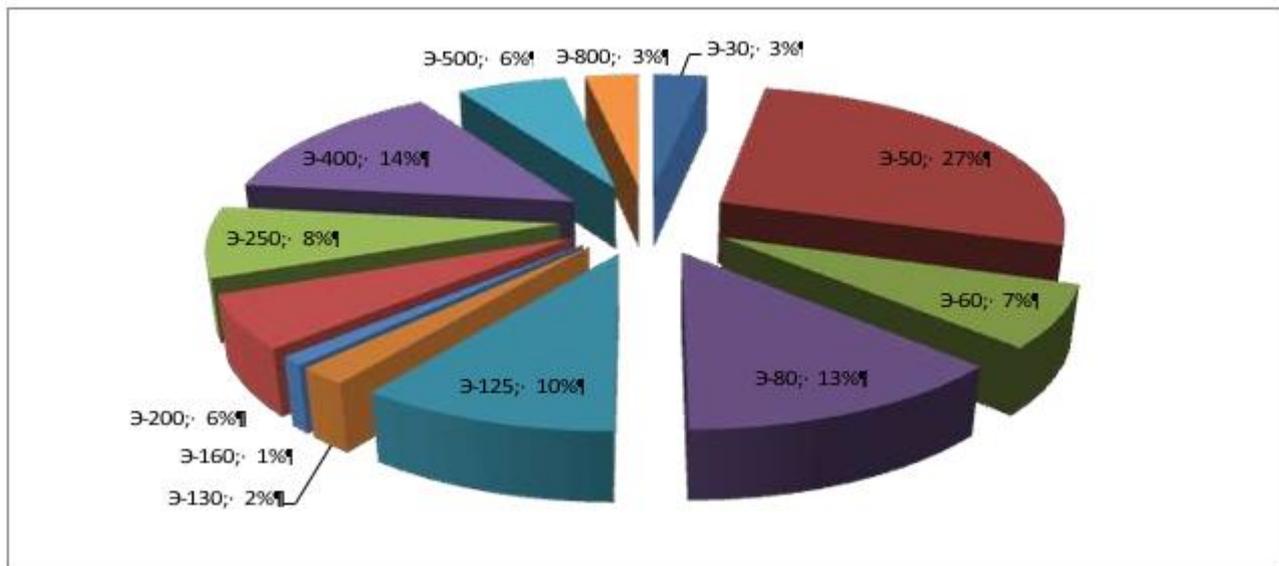


Рисунок 2.7 – Розподіл за типорозмірами фонду УЕВН у відсотковому співвідношенні.

2.3 Методика розрахунку міжремонтного періоду свердловини

Міжремонтним періодом роботи свердловини слід вважати тривалість часу в календарній добі між двома послідовними ремонтами.

Справжня методика призначена для розрахунку міжремонтного періоду роботи свердловин.

а) Розрахунок МРП провадиться за звітні періоди: квартал, півріччя, дев'ять місяців, рік.

б) МРП розраховується для всього пробуреного фонду свердловин, окремо з нафтових, нагнітальних, газових свердловин, а також для свердловин з різними видами експлуатації (ШГН, ЕЦН, газліфт, фонтан).

в) Розрахунок МРП проводиться у разі формулі:

$$\text{МРП} = T / Ч, \quad (2.1)$$

де Т - календарне кількість діб за розрахунковий період,

Ч – частота ремонту за розрахунковий період.

г) Розрахунок частоти ремонту за розрахунковий період проводиться у разі формулі:

$$Ч=P/Ф, \quad (2.2)$$

де Р- кількість ремонтів за розрахунковий період,

Ф- середньоарифметичний фонд свердловин початку і поклада край розрахункового періоду $Ф=(Фн+Фк)/2$

д) До кількості ремонтів за розрахунковий період включаються всі ремонти, проведені на фонді свердловин за розрахунковий період, за винятком освоєння свердловин із буріння, виведення свердловин із консервації.

е) Ремонти, пов'язані з переведенням свердловин з одного способу експлуатації на інший, з однієї категорії в іншу (наприклад, нафтові в нагнітальні, ШГН на ЕЦН), а також ремонти з консервації та ліквідації свердловин належать до попередньої категорії.

При розрахунку частоти ремонту за розрахунковий період приймається наступний фонд свердловин:

Для розрахунку МРП по всьому фонду свердловин:

-весь пробурений фонд свердловин крім освоєваних і які очікують освоєння після буріння, ліквідованих і законсервованих свердловин.

Для розрахунку МРП по нафтовому фонду:

-Весь експлуатаційний нафтовий фонд без свердловин, що освоюються і очікують освоєння буріння.

Для розрахунку МРП по видам експлуатації нафтового фонду:

-Весь експлуатаційний нафтовий фонд з даним видом обладнання без свердловин, що освоюються і очікують освоєння після буріння.

Для розрахунку МРП нагнітального фонду:

-все нагнітальні свердловини Для МРП газового фонду:

-Весь експлуатаційний газовий фонд без свердловин, що освоюються і очікують освоєння після буріння і законсервованих свердловин [5].

Виробництво на свердловинах робіт з гідравлічного розриву пласта (ГРП) спричиняє зниження міжремонтного періоду свердловин (МРП). Це видно з рисунку 2.8 в порівнянні з рисунком 2.9, де ГРП на свердловинах не проводилося. Зниження МРП пояснюється тим, що при проведенні ГРП відбувається велике винесення проппанта рисунок 2.10, частина з якого потрапляє на прийом насоса, що призводить до засмічення робочих органів насоса, заклинювання насоса, перегорання кабелю та виходу насоса з ладу.

З роками на свердловинах, де було проведено ГРП, міжремонтний період зростає. Якщо у 2009 році він становив 87 діб, то у 2011 році МРП зріс до 131 доби. Проте все ще не відповідає гарантійному терміну 180 діб. Зростання МРП пояснюється тим, що у свердловинах, де проводилося ГРП, використовують технологію ретельного промивання свердловини, обробляють ПЗП гідровакуумними жолонками. Застосовують вибійні двигуни Д-105 (106; 85) для знищення щільної кірки проппанта.

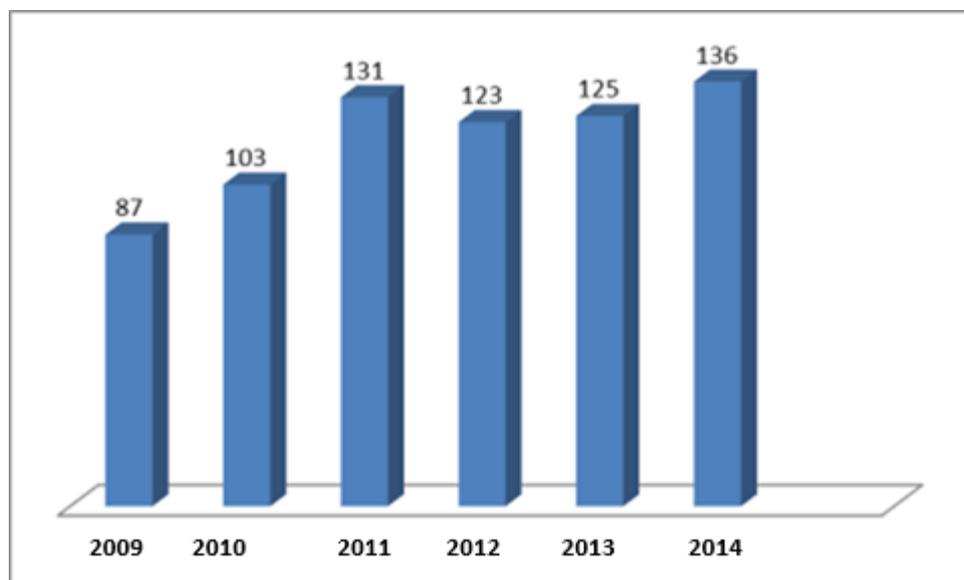


Рисунок 2.8 – Динаміка міжремонтного періоду УЕВН після ГРП щодо років на досліджуваному родовище на добу

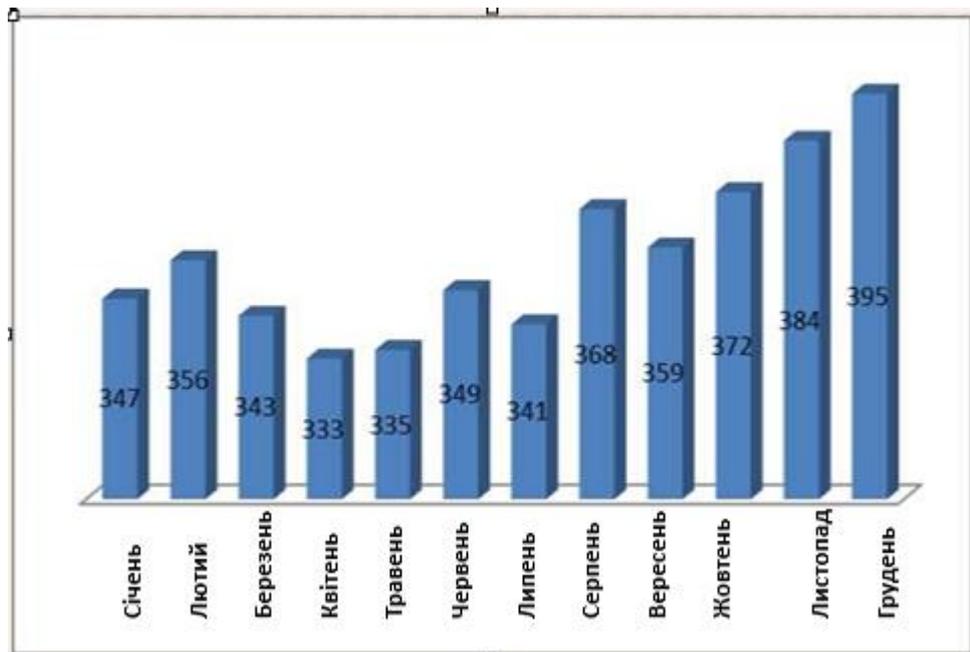


Рисунок 2.9 – Динаміка міжремонтного періоду УЕВН за рік на досліджуваному родовищі на добу

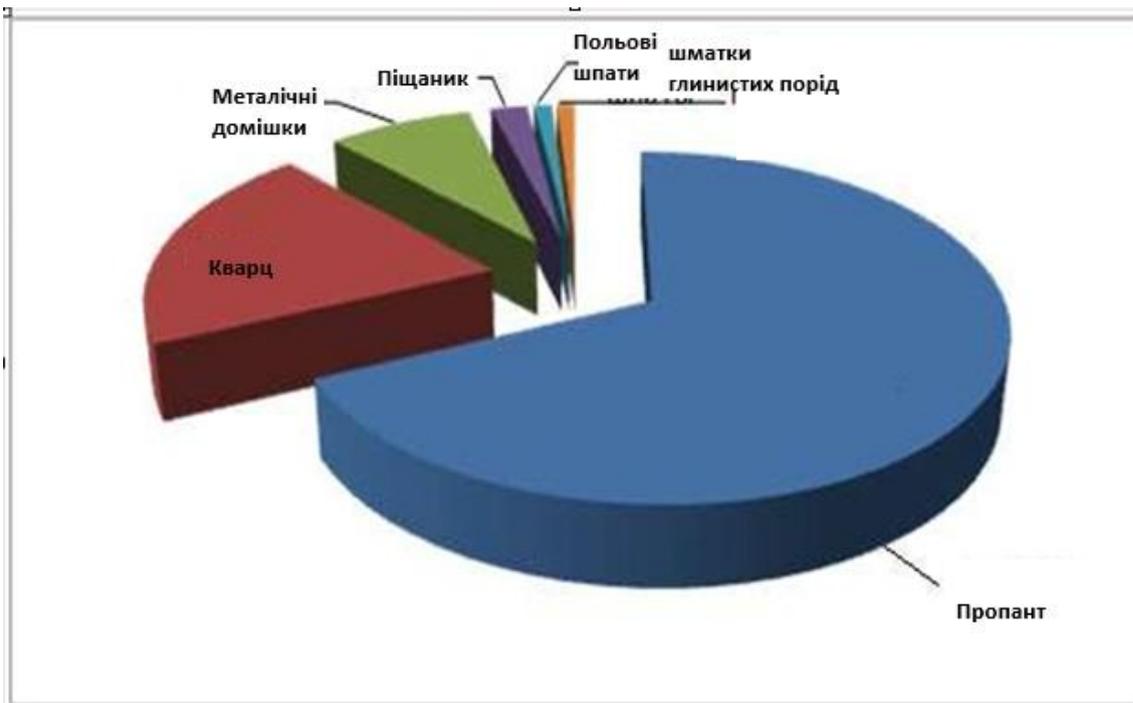


Рисунок 2.10 – Мінералогічний склад механічних домішок із свердловин після ГРП

Також слід зазначити, що фахівцями ЦДНГ ведеться ретельний підбір обладнання та оптимізація режимів роботи його експлуатації. Крім того,

останніми роками при капітальному ремонті свердловин намагаються впроваджувати нове обладнання (ЕЦН, НКТ, пакер-фільтри ФС та інше обладнання).

Одним з найбільш ефективних методів зниження собівартості нафти, що видобувається, є зменшення втрат видобутку від простою свердловин і витрат на поточний ремонт за рахунок збільшення напрацювання на відмову глибиннонасосного обладнання. Напрацювання на відмову як характеризує технічний рівень оснащення свердловин, а й відбиває експлуатаційні показники роботи устаткування. Згідно з міжнародним стандартом напрацювання на відмову відображає повну тривалість напрацювання об'єкта з моменту його першого введення в працездатний стан до відмови або з моменту його відновлення до наступного відмови (відмовою вважається втрата об'єктом здатності виконувати необхідну функцію). Для глибиннонасосного обладнання відмовою вважається будь-яка несправність, що спричинила заміну свердловинного обладнання або його частини на працездатний комплект. На рисунку 3.11 показано динаміку напрацювання на відмову УЕВН на родовищі за рік. У середньому за рік напрацювання на відмову становить 224 доби [1].

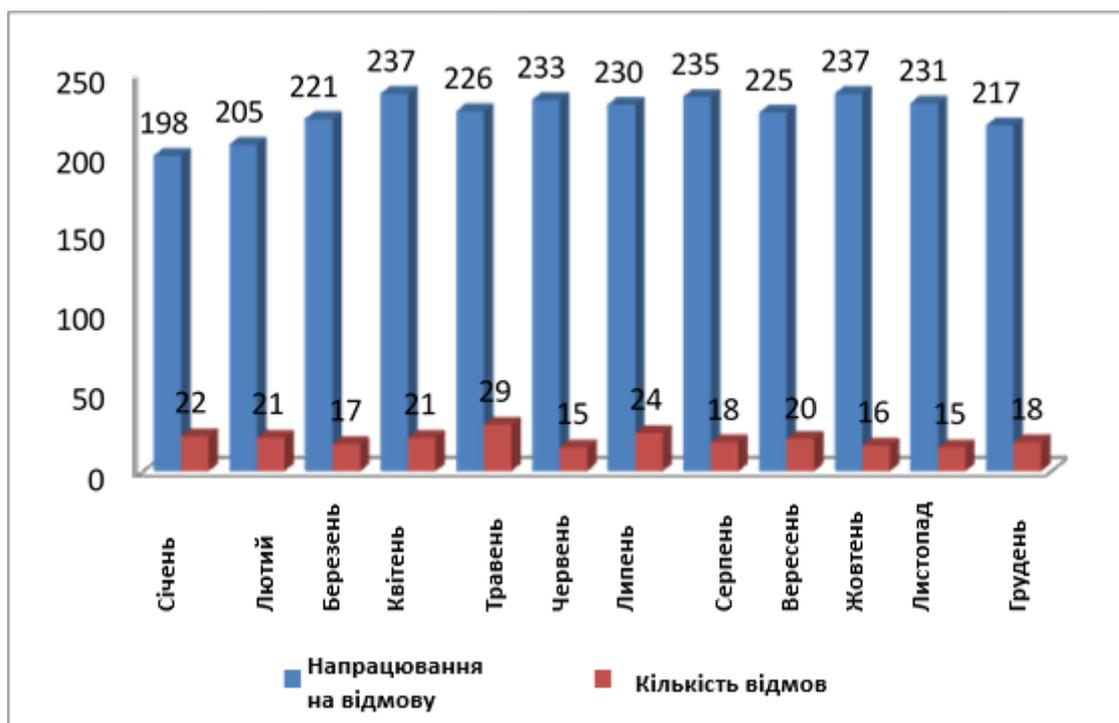


Рисунок 2.11 - Напрацювання на відмова УЕВН за 2012 рік

Для того щоб напрацювання на відмова підвищувалася необхідно:

а) На першому етапі вибирати глибинно-насосне обладнання з найбільшою кількістю однотипних причин відмов.

б) Розробляти заходи, створені задля зниження числа відмов з цієї причини.

в) Розширити статистичну інформаційну базу, що характеризує поточний стан експлуатаційного фонду глибиннонасосного обладнання та свердловин, причини відмов, заходи, що проводяться.

г) Підвищувати кваліфікацію обслуговуючого персоналу.

Практика показує, що для визначення ефективності заходів, що розробляються, має бути досліджено понад 50 % відмов УЕВН.

2.4 Висновки до розділу 2

1 На досліджуваному родовищі установки електровідцентрових насосів (УЕВН), незважаючи на меншу частку у фонді свердловин (48%), є основним драйвером видобутку, забезпечуючи 79% видобутої нафти. Це підтверджує їхню високу ефективність і продуктивність у порівнянні з штанговими глибинними насосами (ШГН), оскільки вони перевищують останні за видобутком у 3,7 рази. УЕВН є ключовим рішенням для високодебітних свердловин через свою здатність забезпечувати значні подачі та напори.

2 Конструкція УЕВН є модульною та адаптивною, що дозволяє комплектувати установки для різних умов експлуатації, включаючи свердловини з високим вмістом газу, води та абразивних домішок. Незважаючи на універсальність, критичним фактором для стабільної роботи залишається боротьба з вільним газом на прийомі насоса, для чого застосовуються методи глибшого занурення та газосепаратори.

3 Аналіз ефективності фонду свердловин, обладнаних УЕВН, показав високу якість підбору обладнання: 82% свердловин (151 шт.) працюють в оптимальному режимі (коефіцієнт подачі 0,8-1,2). Це свідчить про правильну

експлуатацію та ефективну роботу переважної більшості установок. Структура фонду за типорозмірами виявила, що найпоширенішими є установки УЕВН 50 (27%), УЕВН 400 (14%) та УЕВН 80 (13%), що формує основу експлуатаційного фонду родовища.

4 Міжремонтний період (МРП) свердловин є ключовим показником надійності, який розраховується як відношення календарного часу до частоти ремонтів. На родовищі спостерігається критичний вплив гідророзриву пласта (ГРП) на зниження МРП через винесення пропанту та пошкодження насосів, хоча впровадження технологій промивання та нового обладнання дозволяє поступово його збільшувати. Середнє напрацювання на відмову УЕВН становить 224 доби, а для його підвищення необхідний системний підхід, що включає аналіз причин відмов, розширення статистичної бази та підвищення кваліфікації персоналу.

РОЗДІЛ 3 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ УСТАНОВОК ЕЛЕКТРОВІДЦЕНТРОВИХ НАСОСІВ

3.1 Аналіз причин відмов установок електровідцентрових насосів на родовищі

Досліджуване нафтове родовище перебуває на пізній, завершальній стадії розробки, що характеризується високою обводненістю свердловин та утворенням різних відкладень у свердловинах і глибинно-насосному устаткуванні. У процесі експлуатації фонд свердловин старіє, дебіти зменшуються, а кількість ремонтів зростає. Старіння свердловин і погіршення геолого-технологічних умов їх експлуатації призводять до втрат у видобутку нафти через простой в очікуванні ремонту та під час його проведення.

У таких умовах одним з основних способів підвищення ефективності експлуатації свердловин є збільшення їх міжремонтного періоду (МРП), насамперед свердловин, оснащених УЕВН, на які припадає основна частка продукції, що видобувається.

Дослідження та визначення причин відмов піддаються УЕВН, які не відпрацювали гарантійний термін - 180 діб. При цьому прийнято таку класифікацію ремонтів свердловин:

- Затягнений ремонт - УЕВН не запускалася в роботу після монтажу.
- Повторний ремонт - УЕВН не відпрацювала 2 діб після першого запуску.
- Передчасний ремонт - УЕВН не відпрацювала від 2 до 30 діб.
- Передчасний ремонт - УЕВН не відпрацювала від 30 до 180 діб.

Устаткування УЕВН, провисіла в свердловині після відмови більше трьох місяців, комісією не розглядаються.

Причини відмов установок, які відпрацювали понад 180 діб (табл. 3.1), при необхідності визначається напрацювання окремих вузлів чи деталей, проводяться необхідні дослідні заходи [1].

Таблиця 3.1 - Причини відмов УЕВН на родовищі за рік

Причини виходу з ладу	Кількість, %
1. Механічні домішки	28
2. Безконтрольна експлуатація	11
3. Організаційна причина	8
4. Підвищена кривизна	15
5. Механічні пошкодження кабелю	8
6. Неякісний висновок на режим роботи	3
7. Брак ремонту гідрозахисту	5
8. Не герметичність НКТ	10
9. Брак ремонту ЕЦН	2
10. Брак СПО	3
11. Солевідкладення	5
12. Брак ремонту ПЕД	2

У всіх випадках визначається технічний стан УЕВН, що надійшла зі свердловини, заповнюється ремонтний журнал та експлуатаційний паспорт піднятої установки. У разі виходу з ладу вузла УЕВН його технічний стан обов'язково потрібно співвіднести з режимом експлуатації та іншими свердловинними умовами. Немає потреби особливо зупинятися на тому, що першопричину відмови УЕВН часто можна визначити ще до спуску цією установки в свердловину: виходячи з якості ремонту і монтажу на підприємства, що здійснює прокат ЕПУ, дотримання необхідних умов підбору УЕВН, підготовки самої свердловини до спуску.

Провівши аналіз по передчасним відмовам УЕВН на родовищі, розглянемо три основні причини виходу з ладу установки ЕЦН (рис. 3.1).

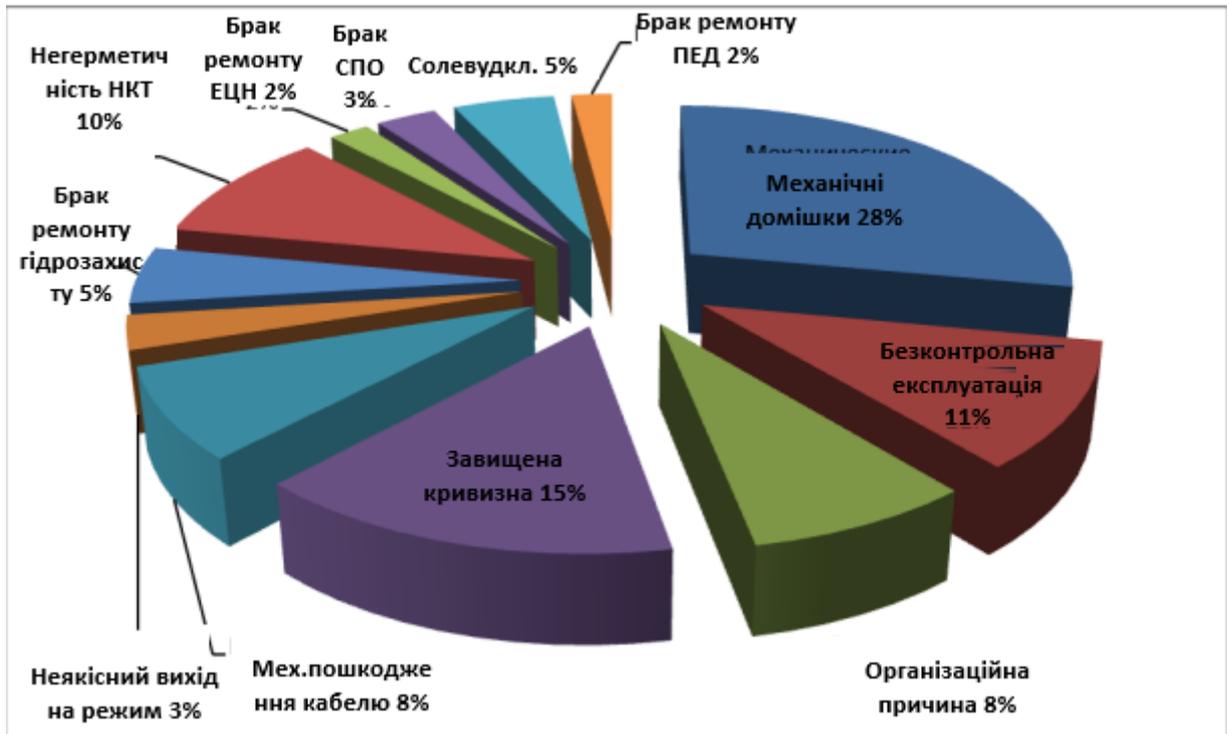


Рисунок 3.1 – Причини передчасних відмов УЕВН на родовищі

Найчастішою причиною виходу з ладу установки ЕЦН є засмічення насосів частинками механічних домішок (28%), до складу яких входять частинки порід продуктивного пласта, продукти корозії свердловинного обладнання, відкладення неорганічних солей та твердих вуглеводнів. В результаті попадання в установку механічних домішок відбувається часткове або повне знос робочих коліс насоса.

Також механічні домішки (пісок, сіль, бруд) осідають у насосних установках внаслідок неякісного приготування промивної рідини. розчинному вузлі, якщо зміст механічних домішок в сольовому розчині перевищує ГДК. Гранично допустима концентрація за останніми нормативними документами має перевищувати 20 мг/л. Надмірне відкладення механічних домішок у насосній установці призводить до заклинювання робочих коліс або їх зносу. При запуску такого насоса збільшується ймовірність виходу з ладу установки - його злам.

На рисунку 3.2 показані робочі органи насосів, у яких проточна частина засмічена піском та іншими компонентами.



Рисунок 3.2 - Засмічення робочих органів механічними домішками

Найбільш ефективний метод боротьби з механічними домішками - установка спеціальних фільтрів, а також встановлення пісочних яків на прийомі насоса, що призводить до сепарації піску від рідини.

Підвищена кривизна свердловин (15%).

На рисунку 3.3 представлені робочі органи ЕЦН з характерним одностороннім зношуванням, що свідчить про роботу установки в кривій ділянці свердловини. Слід зазначити, що одностороннє зношування призводить до неможливості подальшого використання робочих органів ЕЦН як ремонтний фонд.

В цьому випадку доцільно застосовувати зносостійкі насоси, двоопорні конструкції, а також не допускати за регламентом, щоб насос працював в ділянці з підвищеною кривизною.

Безконтрольна експлуатація (11%). Оператори ЦДНГ не завжди встигають проконтролювати роботу ЕЦН, вчасно не знімаються показники манометрів, не часто беруть проби рідини, не завжди перевіряють стан струмових навантажень, при зламаних засувках не відбивається рівень рідини в свердловинах.

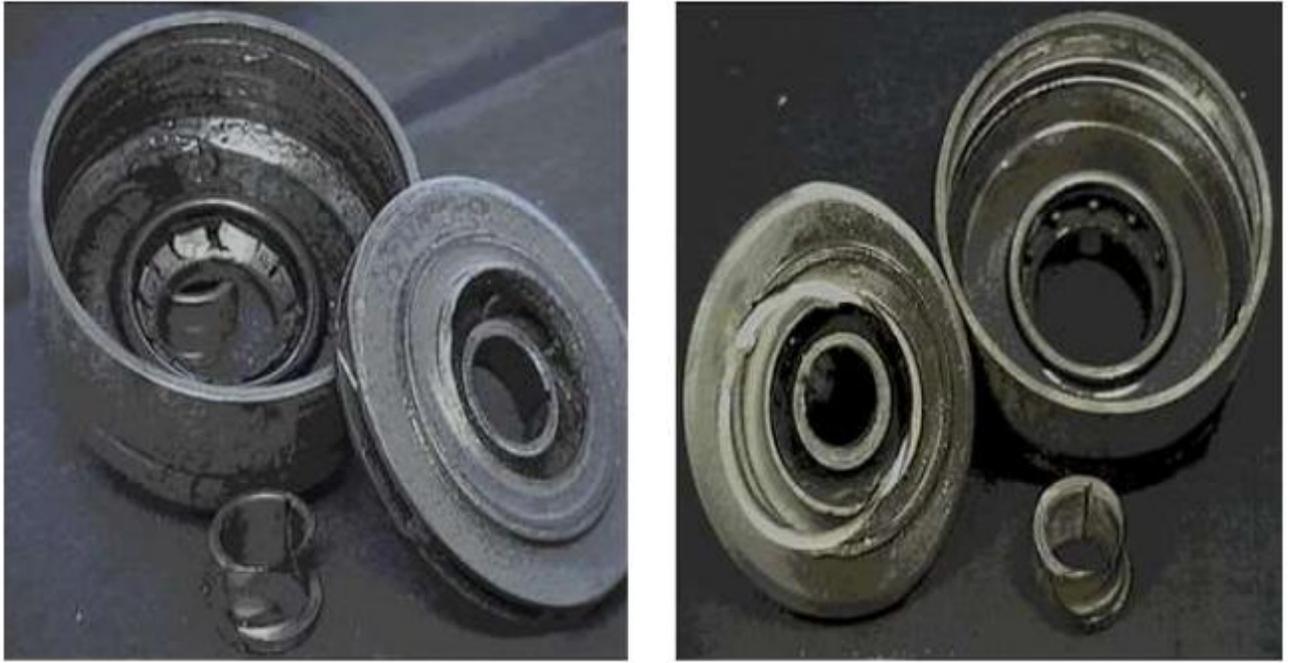


Рисунок 3.3 - Односторонній знос робочих органів

3.2 Заходи по збільшення міжремонтного періоду насоса

Представники нафтових компаній не раз заявляли про велику кількість відмов УЕВН на свердловин, де проводився гідророзрив пласта. В УЕВН знаходять залишки пропанта - штучного матеріалу, що розклинює, тому якість послуг з ГРП ставилася під сумнів.

У ряді випадків на одній і тій же свердловині УЕВН виходила з ладу кілька разів. Як показали лабораторні дослідження, причиною відмов УЕВН було потрапляння твердих частинок внаслідок винесення механічних домішок із пласта. Середній час напрацювання УЕВН до першої відмови від 1 до 9 діб після монтажу та спуску в свердловину (установки жертви). Спуск «насоса жертви», як показує практика - це втрачений час, видобуток, додаткові витрати на постановку бригад ТКРС для ремонту даної свердловини та не гарантованого позитивного ефекту після ремонту та виведення свердловини на режим.

З метою збільшення МРП на свердловинах після ГРП та скорочення витрат на ремонт свердловин бригадами ТКРС та обладнання постійно впроваджує у виробництво нові технології захисту обладнання працюючого у свердловинах

від виносу механічних домішок із пласта. Варто коротко зупинитися на технології ремонту ТКРС з даним обладнанням, безпосередньо про обладнання та модифікації різних виробників.

а) Пакер механічний типу ЗПОМ-Ф, (фіксований пакер), (рис. 3.4), призначений для герметичного роз'єднання інтервалів стовбура обсадної колони та використовується:

- для установки свердловинного фільтра при експлуатації глибинних насосів.
- для перевірки герметичності обсадної колони.
- для ізоляції експлуатаційної колони труб від впливу робочого середовища у процесі експлуатації свердловини.
- для проведення технологічних операцій, здійснення яких вимагає надлишкового тиску над пакером.



Рисунок 3.4 - Пакер механічний типу ЗПОМ-Ф

Технічна характеристика:

- Максимальний перепад тиску 70Мпа
- Діаметр прохідного отвори 51мм
- Осьове зусилля для посадки пакера 8- 12тс
- Приєднувальна різьблення по 73мм
- Максимальна температура робочої середовища 100С

б) Фільтр свердловинний Свердловинний фільтр типу ФС (рис. 3.5), призначений для запобігання виносу піску та інших механічних домішок у процесі експлуатації свердловин з нестійкими колекторами. Необхідність зовнішньої гравійний відсипання визначається гранулометричним складом піску

пласта-колектора, умовами експлуатації, конструкцією вибою свердловини.

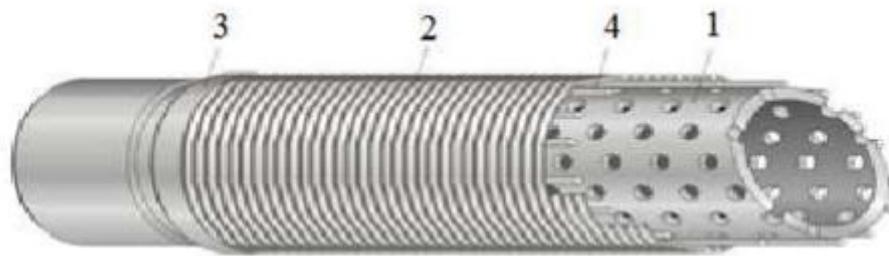


Рисунок 3.5 - Фільтр свердловинний ФС

Фільтри складаються з наступних основних елементів: перфорованої труби-каркаса - 1, фільтруючого елемента - 2, муфти - 3, та кілець - 4. Фільтруючий елемент виготовлений з нержавіючого дроту трикутного перерізу шляхом намотування на опорні ребра. Застосування контактної зварювання забезпечує надійне міцне з'єднання дроту з ребрами, а також незмінну величину міжвіткового зазору в процесі експлуатації фільтра. Фільтруючий елемент зафіксований на трубі-каркасі кільцями [7].

Свердловинні фільтри є надійним засобом проти виносу піску, що виготовляються з умовним діаметром труби 73-168 мм, довжиною до 10 м, величиною щілини від 0,1 мм до 1,0 мм між витками фільтруючого елемента.

Технологія ремонту свердловини та обладнання, що використовується практично не відрізняються, але є відмінності у підборі пакера для відсікання експлуатаційної колони та способах посадки та вилучення. Фільтри ФС відрізняються за модифікацією, кількістю секцій та відстанню між фільтруючими елементами.

Після проведення ГРП на свердловині бригада ТКРС виконує цілий комплекс робіт з очищення та підготовки стовбура свердловини, ПЗП, інтервалу перфорації для використання даного обладнання. Виробляють відбивку вибою геофізичною партією ТОВ «» або ТОВ «», при необхідності здійснює спуск обладнання для очищення вибою, а у разі утруднення проходки у вигляді появи «кірки» пропанта проводиться спуск забійного двигуна Д-105. У разі

поглинання пластом промивної рідини та можливого прихоплення інструменту у свердловині використовується УГІВ або піщаний насос.

3.3 Принцип роботи і технологія спуску ФС в свердловину

Фільтр кріпиться на пакер. Пакер запобігає проходження не фільтрованої рідини між корпусом фільтра та експлуатаційною колоною. Завдяки вільному поперечно-осьовому кріпленню ущільнювальної манжети на пакері, герметизація можлива за будь-якого відхилення фільтра в експлуатаційній колоні (рис. 3.6).

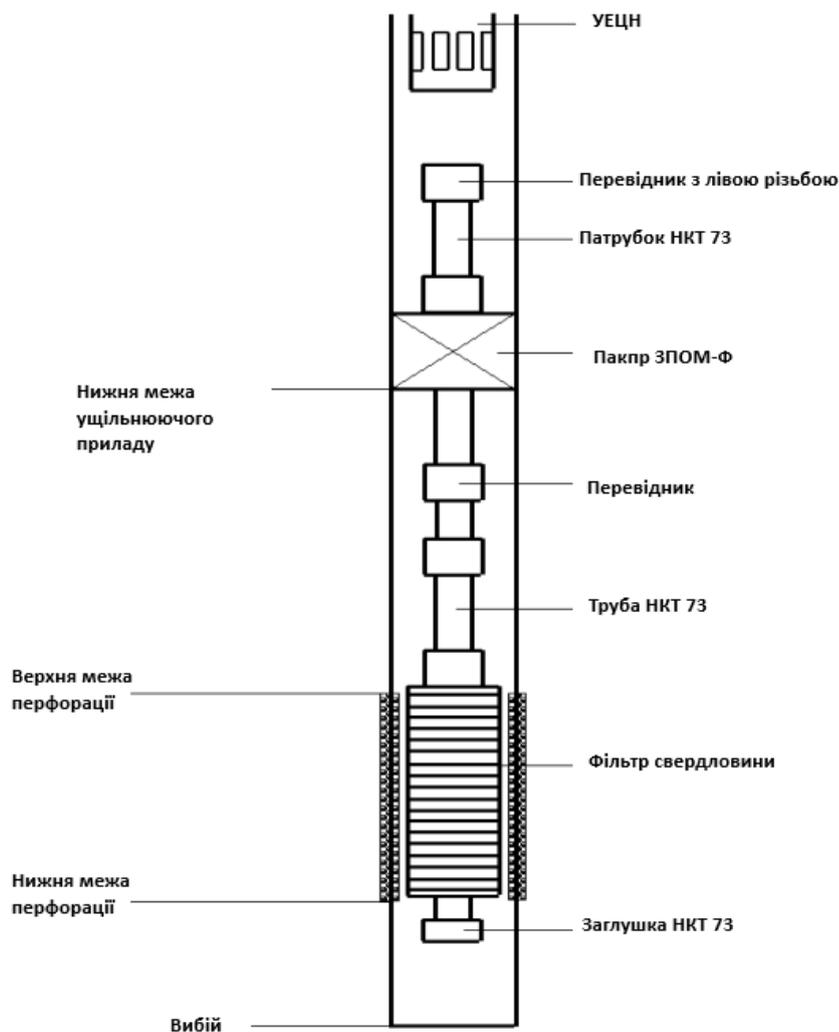


Рисунок 3.6 - Схема установки свердловинного фільтра

Фільтр працює в такий спосіб. Пластова рідина, проходячи через отвори в корпусі секції фільтра, фільтрується сіткою і проходячи через отвори у верхньому патрубку пакера надходять на прийом насоса.

ФС спускається в свердловину разом із пакером у транспортному положенні до заданою глибини. Прив'язка пакера здійснюється таким чином, щоб фільтр знаходився в зоні перфорації, а пакер був над ній. Швидкість спуску не має перевищувати 0,25 м/с. При досягненні заданої глибини пакерування проводиться підйом НКТ не менше ніж на 0,8 метра. Потім пакер прикладається осьове навантаження 8-12 тс вниз від ваги НКТ, яка через муфту передається на манжети пакера. Вони деформують та ущільнюють міжтрубний простір свердловини. Таким чином, після зняття осьового навантаження донизу (при від'єднанні колони НКТ) пакер залишається в робочому положенні. Піднімається колона НКТ і свердловину спускається насос [8].

Для технології характерно наступне: використовується однокалонний гідростатичний пакер з подвійним захопленням (моделі «ГНН»). Пакер моделі «ГНН» та роз'єднувач колони фільтр працює наступним чином. Пластова рідина, проходячи через отвори в корпусі секції фільтра, фільтрується сіткою і проходячи через отвори у верхньому патрубку пакера надходять на прийом насоса.

3.4 Порівняльний аналіз міжремонтного періоду насоса

Для порівняльного аналізу ефективності установки пакера - фільтра ФС та установки пакера-фільтра після ГРП на С родовищі були проведені дослідження на ряді свердловин (рисунок 3.7,3.8). До проведення ГРП ці свердловини перебували у фонді, що часто ремонтується, в середньому за рік на них виконувалося більше 6 ремонтів ТКРС різної складності з обробкою ПЗП та очищенням вибою свердловини до поточного. Винос механічних частинок із вибою свердловини не зменшувався, а дебіт відповідно почав знижуватися. Після проведення ГРП на цих свердловинах МРП із застосуванням фільтра-

пакера ФС в середньому збільшилося в 4 рази і лише на одній залишився на колишньому рівні.

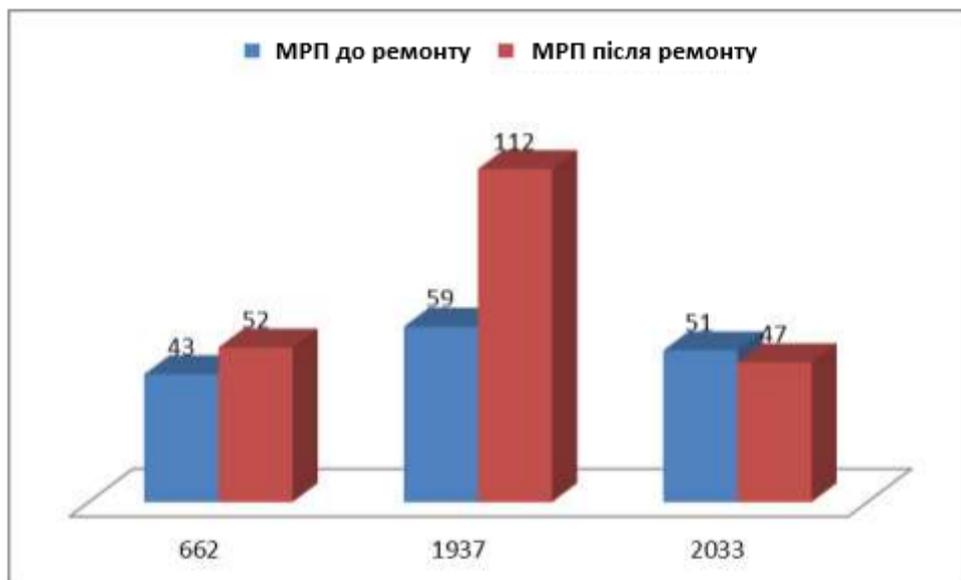


Рисунок 3.7 - Напрацювання свердловин на відмова

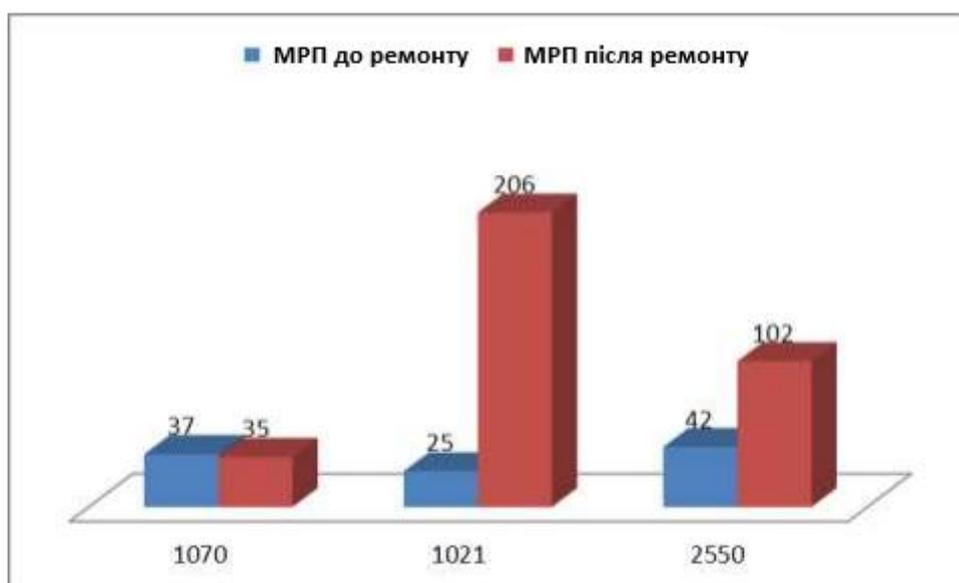


Рисунок 3.8 - Напрацювання свердловин на відмова з застосуванням фільтра
ФС

З усього вище сказаного було зроблено висновок:

- Дані фільтри працюють ефективніше в умовах виносу пропанту (збільшується MRП)

- Недоцільно використовувати їх при виносі породи пласта (пісок, і тощо)
Фільтри, що спускаються за технологією збільшують МРП на свердловинах, але належного ефекту не отримано через збільшену відстань між дротиками фільтруючого елемента.

3.5 Приклад розрахунків при підборі установки електровідцентрового насоса до свердловини

а) Вибір насосно-компресорних труб

Діаметр насосно-компресорних труб (НКТ) визначається їх пропускною здатністю та можливістю спільного розміщення у свердловині труб з муфтами, насосу та кабелю. Вибирається діаметр НКТ з дебіту свердловини виходячи з умови, що середня швидкість потоку в трубах повинна бути в межах $V_{cp} = 1,2 \div 1,6$ м/с, причому менше значення береться для малих дебітів. Виходячи з цього визначають площу внутрішнього каналу НКТ, m^2 ,

$$F_{BH} = \frac{Q}{86400 \cdot V_{cp}} \quad (3.1)$$

i внутрішній діаметр, см,

$$d_{BH} = \sqrt{\frac{F_{BH} \cdot 10^{-4}}{0,785}} \quad (3.2)$$

де Q - дебіт свердловини, m^3 /добу;

V_{cp} – обрана величина середньої швидкості.

Виходячи з найближчого внутрішнього діаметра вибирається стандартний діаметр НКТ. Якщо різниця виходить суттєвою, то коригується V_{cp} .

$$V_{cp} = \frac{Q}{86400 \cdot F_{BH}}, \quad (3.3)$$

де $F_{вн}$ - площа внутрішнього каналу обраних стандартних НКТ.

б) Визначення необхідного напору ЕЦН

Необхідний напір визначається з рівняння умовної характеристики свердловини:

$$H_c = h_{ст} + \Delta h + h_{тр} + h_{г} + h_c, \quad (3.4)$$

де $h_{ст}$ - статичний рівень рідини в свердловині, м; Δh - депресія, м; $h_{тр}$ - втрати натиску на тертя у трубах; $h_{г}$ - різниця геодезичних відміток сепаратора та гирла свердловини; h_c - втрати напору у сепараторі.

Депресія визначається за показником ступеня рівняння припливу, що дорівнює одиниці:

$$\Delta h = \frac{Q \cdot 10^6}{K \cdot \rho_{ж} \cdot g} \quad (3.5)$$

де Q - коефіцієнт продуктивності свердловини, м³/добу · МПа;

$\rho_{ж}$ - щільність рідини, кг/м³; $g = 9,81$ м/с².

Втрати напору на тертя в трубах, м, визначаються за формулі

$$h_{тр} = \lambda \cdot \frac{(L+l) \cdot V_{ср}^2}{d_{ВН} \cdot 2 \cdot g}, \quad (3.6)$$

де L глибина спуску насоса, м,

$$L = h_{ст} + \Delta h + h; \quad (3.7)$$

h - глибина занурення насоса під динамічний рівень;

l - Відстань від свердловини до сепаратора, м;

λ - коефіцієнт гідравлічного опору,

Коефіцієнт λ визначають в залежності від числа Re та відносної гладкості труб K_s :

$$Re = \frac{V_{cp} \cdot d_{BH}}{\nu}, \quad (3.8)$$

де ν - кінематична в'язкість рідини, м²/с ;

$$K_s = \frac{d_{BH}}{2 \cdot \Delta}, \quad (3.9)$$

де Δ - шорсткість стінок труб, що приймається для незабруднених відкладеннями солей та парафіну труб рівною 0,1 мм.

Спосібом визначення λ є обчислення її за кількістю Рейнольдса, незалежно від шорсткості:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad \text{якщо } Re < 2300 \quad (3.10)$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \quad \text{якщо } Re > 2300 \quad (3.11)$$

Втрати напору на подолання тиску в сепараторі

$$h_c = \frac{P_c}{\rho_p \cdot g}, \quad (3.12)$$

де P_c - надмірний тиск в сепараторі.

Підставляючи обчислені значення Δh , h_{tr} і h_c і наперед задані $h_{ст}$ і h_g формулу (3.3), знайдемо величину необхідного напору даної свердловини.

в) Вибір відцентрового насосу

Підбір насоса для заданої подачі, необхідного напору та діаметра експлуатаційної колони свердловини проводять за характеристиками занурювальних відцентрових насосів. При цьому необхідно мати на увазі, що

відповідно до характеристики ЕЦН напір насоса збільшується при зменшенні подачі, а ККД має яскраво виражений максимум.

Враховуючи, що характеристики ЕЦН побудовані для води, слід змінити табличні значення напору відповідно до густини реальної рідини за співвідношенням

$$H_{\text{ж}} = H_{\text{в}} \cdot \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{ж}}}, \quad (3.13)$$

де $H_{\text{в}}$ – табличне значення напору ЕЦН; $\rho_{\text{в}}$ - щільність прісної води; $\rho_{\text{ж}}$ - щільність реальної рідини,

Для врахування в'язкості реальної рідини (понад 0,03 - 0,04 см²/с) та перерахунку характеристики ЕЦН слід скористатися відомими методиками перерахунку, наприклад.

Для суміщення характеристик свердловини та насоса застосовують два способи.

1. На викиді зі свердловини встановлюють штуцер, на подолання додаткового опору якого витрачають надлишковий натиск насоса $\Delta H = H - H_{\text{с}}$. Однак, цей спосіб простий, але не економічний, тому що знижує ККД насоса та установки загалом.

2. Другий спосіб передбачає розбирання насоса та зняття зайвих щаблів. Цей спосіб трудомісткий, але найбільш економічний, оскільки ККД насоса не змінюється.

Число ступенів, яке потрібно зняти з насоса для отримання необхідного напору, дорівнює:

$$\Delta Z = \left[1 - \frac{H_{\text{с}}}{H} \right] \cdot Z, \quad (3.14)$$

де H - напір насоса за його характеристикою, що відповідає дебіту свердловини; $H_{\text{с}}$ - необхідний напір свердловини; Z - число щаблів насоса.

Вибір електродвигуна

Необхідну (корисну) потужність двигуна, кВт, визначають за формулою

$$N_{\Pi} = \frac{Q \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_{\text{с}}}{86400 \cdot 1000 \cdot \eta_{\text{н}}} = \frac{Q \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot H_{\text{с}}}{86400 \cdot 102 \cdot \eta_{\text{н}}}, \quad (3.15)$$

де $\eta_{\text{н}}$ - ККД насоса по його робітником характеристиці, $\rho_{\text{ж}}$ - Найбільша щільність рідини, що відкачується.

Враховуючи, що ККД передачі від двигуна до насоса (через протектор) становить $0,92 \div 0,95$ (підшипники ковзання), визначимо необхідну потужність двигуна:

$$N_{\text{н}} = \frac{N_{\Pi}}{0,92}. \quad (3.16)$$

3.6 Розрахунок параметрів електровідцентрової установки

Розрахувати необхідний напір ЕЦН, вибрати насос та електродвигун для заданих умов свердловини.

Дано:

зовнішній діаметр експлуатаційної колони – 140 мм;

глибина свердловини - 2000 м;

дебіт рідини $Q = 120 \text{ м}^3 / \text{сут}$; статичний рівень $h_{\text{ст}} = 850 \text{ м}$;

коефіцієнт продуктивності свердловини $D_0 = 60 \text{ м}^3 / (\text{добу} \cdot \text{МПа})$;

глибина занурення під динамічний рівень $h = 40 \text{ м}$;

кінематична в'язкість рідини $= 2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{с}$;

перевищення рівня рідини в сепараторі над гирлом $h_{\text{г}} = 15 \text{ м}$;

надлишковий тиск у сепараторі $P_{\text{с}} = 0,2 \text{ МПа}$;

відстань від гирла до сепаратора $l = 60 \text{ м}$; щільність видобувається рідини $\rho_{\text{ж}} = 880 \text{ кг/м}^3$.

Рішення:

Визначаємо площа внутрішнього каналу НКТ по формулі (3.1) при $V_{cp} = 1,3$ м/с:

$$F_{BH} = \frac{120 \cdot 10^6}{86400 \cdot 130} = 10,68 \text{ см}^2$$

Внутрішній діаметр по формулі (5.2)

$$d_{BH} = \sqrt{\frac{10,68}{0,785}} = 3,69 \text{ см} = 37 \text{ мм}$$

Найближчий більший d_{BH} мають НКТ діаметром 48 мм ($d_{BH} = 40$ мм).

Скоригуємо обране значення $V_{cp} = 130$ см/с:

$$V_{cp} = \frac{120 \cdot 10^6}{86400 \cdot 0,785 \cdot 4^2} = 110,6 \frac{\text{см}}{\text{с}}$$

При виборі НКТ при дебіті 120 м³/сут і ККД = 0,96 також отримаємо НКТ діаметром 48 мм. Депресія за формулою (4.4) дорівнюватиме

$$\Delta h = \frac{120 \cdot 10^6}{60 \cdot 880 \cdot 9,81} = 232 \text{ м}$$

Число Рейнольдса по формулі (4.7)

$$Re = \frac{1,106 \cdot 0,04}{2 \cdot 10^{-6}} = 22120$$

Відносна гладкість труб по формулі (4.8)

$$K_s = \frac{0,04}{2 \cdot 0,1 \cdot 10^{-3}} = 200$$

за графіку, знаходимо $\lambda = 0,03$.

Визначимо λ по формулі (4.10) для порівнянь.

$$\lambda = \frac{0,3164}{22120^{0,25}} = 0,025$$

Глибина спуску насосу по формулі (4.6)

$$L = 850 + 232 + 40 = 1112 \text{ м}$$

Втрати на тертя в трубах по формулі (4.5)

$$h_{тр} = 0,03 \cdot \frac{(1122 + 60) \cdot 1,106^2}{0,04 \cdot 2 \cdot 9,81} = 55,3 \text{ м}$$

Втрати напору в сепараторі по формулі (4.11)

$$h_c = \frac{0,2 \cdot 10^6}{880 \cdot 9,81} = 23,2 \text{ м}$$

Величина необхідного напору (формула (3.3))

$$H_c = 850 + 232 + 55,3 + 15 + 23,2 = 1175,5 \text{ м}$$

Для отримання дебіта $Q = 120 \text{ м}^3 / \text{сут}$ і напору $H_c = 1176 \text{ м}$ обираємо ЕЦН5-130-1200 з числом сходів 282, враховуючи, що експлуатаційна колона у нас діаметром 140 мм.

З отриманої робочої області показники знайдемо, що з дебіті $120 \text{ м}^3 / \text{добу}$ напір ЕЦН у воді становитиме 1250 м.

за співвідношенню (4.12) знайдемо натиск насоса на реальною рідини, якщо за умовою $\rho_{ж} = 880 \text{ кг/м}^3$;

$$H_{ж} = 1250 \cdot \frac{1000}{880} = 1420 \text{ м}$$

Так як в'язкість рідини не перевищує 3, то перерахунок в'язкості рідини не потрібно.

Для суміщення характеристик насоса та свердловини визначимо за формулою (4.12а) число шаблів, яке потрібно зняти з насоса:

$$\Delta Z = \left[1 - \frac{1176}{1420} \right] \cdot 282 = 48,0$$

Отже, насос повинен мати 234 ступені, замість знятих встановлюються проставки. Натиск одного ступеня складе 5,03 м.

При встановленні штуцера на викиді зі свердловини ми поєднуємо напори ЕЦН і свердловини, але зменшуємо подачу ЕЦН одночасно зменшуючи його ККД.

Корисна потужність електродвигуна (формула (4.13))

$$N_{п} = \frac{120 \cdot 880 \cdot 1176}{86400 \cdot 102 \cdot 0,57} = 24,7 \text{ кВт}$$

де 0,57 - ККД насос. Необхідна потужність двигуна

$$N_{н} = \frac{24,7}{0,94} = 26,3 \text{ кВт}$$

Найближчий типорозмір це ПЕД 28 - 103 з ККД 0,73, напруга 850, сила струму 34,7 А, $\cos\alpha = 0,75$, температура навколишнього середовища до 70°C. Цьому двигуну відповідає гідрозахист П92, ПК92, П92Д [9].

3.7 Висновки до розділу 3

1 Основними факторами передчасних відмов УЕВН є механічні домішки, підвищена кривизна свердловин і недостатній контроль за роботою насосного обладнання. Для підвищення надійності роботи УЕВН необхідно вдосконалити систему експлуатаційного моніторингу, покращити якість підготовки свердловин і впроваджувати конструкції насосів зі зносостійкими матеріалами.

2 Для підвищення міжремонтного періоду (МРП) після проведення гідророзриву пласта необхідно мінімізувати потрапляння механічних домішок у свердловинне обладнання. Використання механічних пакерів типу ЗПОМ-Ф та свердловинних фільтрів типу ФС дозволяє ефективно ізолювати інтервали, запобігти виносу піску та продовжити термін безаварійної роботи УЕВН.

3 Впровадження вдосконалених технологій ремонту та очищення свердловин, а також раціональний підбір пакерів і фільтруючого обладнання сприяють зменшенню кількості відмов насосних установок і забезпечують стабільний видобуток нафти при зниженні витрат на ремонтно-експлуатаційні роботи.

4 Застосування пакера-фільтра типу ФС після проведення гідророзриву пласта (ГРП) забезпечило збільшення міжремонтного періоду (МРП) у середньому в 4 рази, що свідчить про ефективність технології в умовах виносу пропанту та підвищення надійності роботи свердловин. Використання фільтрів недоцільне у випадках виносу породи пласта (піску), оскільки збільшена відстань між дротиками фільтруючого елемента знижує їхню ефективність, не забезпечуючи необхідного ступеня очищення та стабільності роботи свердловини.

5 У процесі підбору УЕВН визначено оптимальні параметри насосно-компресорних труб, необхідний напір і продуктивність відцентрового насоса, що забезпечують стабільну роботу свердловини при заданому дебіті та мінімальні гідравлічні втрати. Проведені розрахунки підтвердили, що раціональний вибір насоса й електродвигуна з урахуванням густини, в'язкості рідини та глибини спуску дозволяє підвищити ефективність експлуатації УЕВН і збільшити міжремонтний період свердловини.

6 У результаті розрахунку встановлено, що для заданих параметрів свердловини (глибина 2000 м, дебіт 120 м³/добу) необхідний напір електровідцентрового насоса становить 1176 м. Для забезпечення таких умов обрано насос ЕЦН5-130-1200 з кількістю ступенів 234 після оптимізації, а також електродвигун ПЕД-28-103 потужністю 26,3 кВт, що забезпечує ефективну роботу установки та стабільний режим експлуатації свердловини.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу науково-технічну задачу підвищення ефективності та ремонтпридатності роботи свердловин, обладнаних установками електровідцентрових насосів.

1 Установки електровідцентрових насосів (УЕВН) залишаються найбільш ефективним і технологічно гнучким способом механізованого видобутку нафти, забезпечуючи до 80% загального дебіту свердловин. Вони поєднують високу продуктивність із компактністю та можливістю глибокої автоматизації, що визначає їхню провідну роль у сучасних системах видобутку.

2 Аналіз конструкції та принципу роботи УЕВН показав, що ефективність і надійність установки значною мірою залежать від правильного вибору насосно-компресорного обладнання, електродвигуна та глибини спуску. Оптимальне поєднання цих параметрів дозволяє мінімізувати гідравлічні втрати й стабілізувати роботу свердловини в заданому режимі.

3 Дослідження фонду свердловин родовища засвідчило високу ефективність експлуатації УЕВН: 82% свердловин працюють у оптимальних режимах, а їхня частка у видобутку перевищує 79%, що свідчить про правильний підбір насосного обладнання. Ключовими проблемами залишаються абразивне зношування та вплив гідророзриву пласта (ГРП) на скорочення міжремонтного періоду (МРП).

4 Основними причинами відмов УЕВН є наявність механічних домішок, кривизна стовбура свердловин, а також недостатній контроль режимів експлуатації. Встановлено, що впровадження вдосконалених систем моніторингу, а також використання насосів зі зносостійкими матеріалами дозволяє істотно знизити частоту відмов і збільшити тривалість безаварійної роботи.

5 Використання фільтрувального пакера типу ФС після проведення ГРП продемонструвало підвищення МРП у середньому у 4 рази. Це підтвердило доцільність застосування технології в умовах виносу пропанту та забруднення

свердловин, забезпечуючи стабільність дебіту й зниження експлуатаційних витрат.

6 Розрахункові дослідження показали, що для заданих параметрів свердловини (глибина 2000 м, дебіт 120 м³/добу) оптимальним є насос ЕЦН5-130-1200 (234 ступені) з електродвигуном ПЕД-28-103 потужністю 26,3 кВт. Такий вибір забезпечує необхідний напір (1176 м), ефективну роботу установки та збільшення міжремонтного періоду.

GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK

The work solves an important scientific and technical problem of increasing the efficiency and reliability of wells equipped with electric centrifugal pump units (ECPUs).

1 Electrocentrifugal pump units (ECPUs) remain the most efficient and technologically flexible method of mechanized oil production, providing up to 80% of the total well flow rate. They combine high productivity with compactness and the possibility of deep automation, which determines their leading role in modern production systems.

2 Analysis of the design and operating principle of ECPUs has shown that the efficiency and reliability of the unit largely depend on the correct choice of pump and compressor equipment, electric motor, and depth of descent. The optimal combination of these parameters minimizes hydraulic losses and stabilizes the well's operation in a given mode.

3 A study of the field's well stock has confirmed the high efficiency of the UEVN: 82% of wells operate in optimal modes, and their share in production exceeds 79%, which indicates the correct selection of pumping equipment. The key problems remain abrasive wear and the impact of hydraulic fracturing (HF) on the reduction of the inter-repair period (IRP).

4 The main causes of ESP failures are the presence of mechanical impurities, wellbore curvature, and insufficient control of operating modes. It has been established that the introduction of improved monitoring systems, as well as the use of pumps made of wear-resistant materials, can significantly reduce the frequency of failures and increase the duration of trouble-free operation.

5 The use of an FS-type filter packer after hydraulic fracturing demonstrated an average increase in MRP by 4 times. This confirmed the feasibility of using the technology in conditions of proppant carryover and well contamination, ensuring stable flow rates and reduced operating costs.

6 Calculations showed that for the given well parameters (depth 2000 m, flow rate 120 m³/day), the optimal pump is the ECN5-130-1200 (234 stages) with a PED-28-103 electric motor with a power of 26.3 kW. This choice provides the necessary head (1176 m), efficient operation of the unit, and an increase in the period between repairs.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Білецький В.С. Основи нафтогазової інженерії: підруч. для студ. спец. 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Білецький В.С., Орловський В.М., Вітрик В.Г.; НТУ «ХП», ХНУМГ ім. О.М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
2. Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 587 с.
3. Буріння свердловин: Довідник у 5 т. Т.1: Загальні відомості. Бурові установки. Обладнання та інструменти. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 367 с.
4. 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.
5. 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.
6. Войтенко В., Вітрик В. Технологія і техніка буріння. – Київ: Центр Європи, 2012. – 708 с.
7. Гошовський, С.В. Промивальні рідини в бурінні [Текст]: навч. посібник / С.В. Гошовський, М.А. Дудля, І.І. Мартиненко. – К.: УкрНДГРІ, 2008. – 453 с.
8. Дудля, М.А. Аварії при бурінні свердловин [Текст]: підручник / М.А. Дудля, Янь Тайнін, О.Я. Третьяк – Д.: Національний гірничий університет, 2005. – 288 с.
9. Дудля, М.А. Попередження та ліквідація аварій при бурінні [Текст]: навч. посібник / М.А. Дудля, С. Стричек, І.Р. Островський – 2-е вид., перероб. і доп. – Д.: ПП «Ліра ЛТД», 2007. – 328 с.
10. Дудля, М.А. Промивальні рідини в бурінні [Текст] : підруч. для студ. вищ. навч. закл. / М. А. Дудля ; Держ. вищ. навч. закл. "Нац. гірн. ун-т". - Вид. 3-

те, допов. - Д. : НГУ, 2011. - 542 с

11. Дудля, М.А. Техніка та технологія буріння гідрогеологічних свердловин [Текст]: підручник / М.А. Дудля, Г.О. Садовенко– Д.: Національний гірничий університет, 2007. – 399 с.

12. Загибайло, Г.Т. Промивка свердловин [Текст] / Г.Т. Загибайло, С.М. Башлик. – К.: Знання України, 2006. – 200 с.

13. Колтюбінг в нафтогазовидобуванні: довід. – навч. посіб./ М.М. Поліник, В.М. Ясюк, Р.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2014. – 342 с.

14. Коровяка Є.А. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія. / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». - Дніпро: 2020. - 164 с

15. Коцкулич Я.С. Бурові промивальні рідини: Підручник / Я.С. Коцкулич, М.І. Оринчак, М.М. Оринчак. – Івано-Франківськ: Факел, 2008. – 500 с.

16. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.

17. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин: підручник / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2009. – 366 с.

18. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин: Довідник у 5 т. Т.2: Промивання свердловин. Відробка доліт. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 303 с.

19. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин: Довідник у 5 т. Т.3: Вертикальне та скероване буріння. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 294 с.

20. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика. Монографія / А.І. Булатов, Ю.Д. Качмар, О.В. Савенок, Р.С. Яремійчук. – Львів, Сполом, 2018. – 476 с.

21. Павличенко А.В. Гідрогазодинамічні процеси при спорудженні та експлуатації свердловин. Монографія. А.В. Павличенко, Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов, О.М. Давиденко; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т

"Дніпровська політехніка". - Дніпро: НТУ "ДП", 2021. – 201 с.

22. Політучий О.І. Буріння нафтових і газових свердловин: навч. посібник / О.І. Політучий. – Полтава: НУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2021. – 170 с.

23. 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.

24. Римчук Д.В. Обладнання для буріння свердловин і видобутку нафти і газу: [Навчальний посібник] / Д.В. Римчук, В.В. Пономаренко, О.Л. Шудрик – Х.: ХНАДУ, 2019. – 252 с. – Режим доступу: http://library.kpi.kharkov.ua/files/new_postupleniya/obdbsv.pdf

25. Різничук, А. І., Бейзик, О. С., Витвицький, І. І., Павлишин, Л. В., Стецюк, Р. Б., & Волошин, Ю. Д. . (2021). Технічне та технологічне забезпечення запобігання руйнуванню стінок свердловини. Енергетика нафти та газу , (1 (35), 25–38. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2021-1\(35\)-25-38](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2021-1(35)-25-38).

26. Сенюшкович М.В. Первинне розкриття та випробування продуктивних пластів: конспект лекцій / М.В. Сенюшкович – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 267 с.

27. Технологія і техніка буріння / В.С. Войтенко, В.Г. Вітрик, Р.С. Яремійчук, Я.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.

28. Технологія і техніка буріння. Узагальнююча довідникова книга / В.С. Войтенко, В.Г. Вітрик, Р.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708с.

29. Austin E.H. Drilling engineering handbook. Springer Science & Business Media, 2012. 300 p.

30. Bourgoyne A.T., Millheim, K.K., Chenevert, M.E., Young, F.S. Applied Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers, 2014. 1707 p.

31. Caenn R., Darley H.C.H., Gray G.R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. Gulf Professional Publishing; 6th edition, 2011. 720

p.

32. Chudyk, I. I., Femiak, Ya. M., Orynychak, M. I., Sudakov, A. K., & Riznychuk, A. I. (2021). New methods for preventing crumbling and collapse of the borehole walls. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (4), 17–22. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2021-4/017>. www.scopus.com.

33. Coiled Tubing BHA Orienteer for Directional and Horizontal Drilling / Technology update. – Sperry Sun. – 1995. – Winter. – 127 p.

34. Drilling and operation of oil and gas wells in difficult conditions : monograph / O.O. Aziukovskyi, Ye.A. Koroviaka, A.O. Ihnatov; Ministry of Education and Science of Ukraine, Dnipro University of Technology. – Dnipro: Zhurfond, 2023. – 159 p.

35. Guan Z., Chen T., Liao H. Theory and Technology of Drilling Engineering. Springer; 1st edition, 2020. 789 p.

36. Hossain M.E., Al-Majed A.A. Fundamentals of Sustainable Drilling Engineering. Wiley-Scrivener; 1st edition, 2015. 786 p.

37. Hossain M.E., Islam M.R. (2020). Drilling Engineering: Towards Achieving Total Sustainability (Sustainable Oil and Gas Development Series). Gulf Professional Publishing; 1st edition, 2020. 800 p.

38. Hossain M.E., Islam M.R. Drilling Engineering Problems and Solutions: A Field Guide for Engineers and Students. Wiley-Scrivener, 2018. 642 p.

39. Jeffery W.H. Deep Well Drilling: The Principles and Practices of Deep Well Drilling, and a Hand Book of Useful Information for the Well Driller. Palala Press, 2018. 538 p.

40. Lopez J.C., Lopez J.E., Javier F. Drilling and blasting of rocks. CRC Press T y d F c s, 2017. 408 p.

41. Mitchell R.F., Miska S.Z. Fundamentals of Drilling Engineering (Spe Textbook Series). Society of Petroleum Engineers, 2010. 696 p.

42. Ochrona środowiska w aspekcie źródeł energii [Text] / N. Dudla, W. Gorecki, G. Piwniak i inni. – Kraków: Wyd. Tow. Geosynoptyków GEOS, 1996. – 261

s