

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 185 Нафтогазова інженерії та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант освітньої програми

Харченко М.О.

«20» 01 2026 року

Завідувач кафедри буріння та геології

Винников Ю.Л.

«20» 01 2026 року

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Підвищення надійності плашкового превентора шляхом модернізації його корпусу для експлуатації за екстремальних температурних режимів

Пояснювальна записка

Керівник

К.т.н., доцент

кафедри буріння та геології

Матяш О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата

Виконавець роботи

студент група 601НБ

Матвієнко Олександр Сергійович

студент, ПІБ

підпис, дата,

Консультант за 1 розділом

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

О.В. Матяш

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

К.т.н., ст. викл. кафедри буріння та геології

М.О. Рибалко

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

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

М.О. Харченко

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту

21.01.2026 р.
Полтава, 2026

Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Д.

« 3 » 09 Висес 2025 року

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА

Матвієнко Олександр Сергійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Підвищення надійності плашкового превентора шляхом модернізації його корпусу для експлуатації за екстремальних температурних режимів

2. Керівник роботи доц. кафедри буріння та геології, доц., к.т.н. Матяш О.В

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

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

3. Строк подання студентом роботи 21.08.2025р.

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	К.Т.Н., доц. Матісеє О.В.		
2	К.Т.Н., ст. викр. Рубалко М.О.		
3	К.Т.Н., доц. Карзенко М.О.		

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)

Матісеє О.В.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Матісеє О.В.
(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	3
ANOTATION	4
ВСТУП	5
INTRODUCTION.....	8
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ	11
1.1 Аналіз причин переходу гірничотехнічних порушень у відкриті фонтани ..	11
1.2 Еволюція причин виникнення відкритих фонтанів та грифонів: від конструктивних недоліків до технологічних порушень	12
1.3 Класифікація причин виникнення відкритих фонтанів при експлуатації свердловин та аналіз методів ліквідації	17
1.4 Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження	22
РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ КОНСТРУКЦІЇ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ХАРАКТЕРИСТИК КОМПЛЕКСУ ПРОТИВИКИДОВОГО ОБЛАДНАННЯ.	23
2.1 Призначення та склад комплексу противикидового обладнання	23
2.2 Вибір схеми обв'язки гирла свердловини противикидним обладнанням при будівництві свердловин	24
2.3 Плашкові превентори: конструкція, функціонування та класифікація	27
2.4 Висновки до розділу 2	36
РОЗДІЛ 3 РОЗРАХУНОК ТА КОНСТРУКТИВНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВУЗЛІВ ПРОТИФОНТАННОГО ОБЛАДНАННЯ.....	38
3.1 Розрахунок вузлів і деталей плашкового превентора	38
3.2 Модернізація корпусу плашкового превенторв ППГ-230х35 для забезпечення надійності роботи в умовах екстремальних температур.....	46
3.3 Порівняльний аналіз міцності основних вузлів превентора ППГ-230х35	50
3.4 Превентори універсальні гідрокеровані	56
3.5 Висновки по розділу 3	61

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	63
GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK	64
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	65

АНОТАЦІЯ

Матвієнко О.С. Підвищення надійності плашкового превентора шляхом модернізації його корпусу для експлуатації за екстремальних температурних режимів. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2025.

Робота присвячена підвищенню надійності плашкового превентора шляхом модернізації його корпусу для експлуатації за екстремальних температурних режимів.

У першому розділі проведено аналіз причин виникнення відкритих фонтанів. Встановлено, що основними причинами аварій є: конструктивні недоліки (20% випадків), відхилення від проектних рішень (30%), неналежний стан противикидового обладнання (25%), людський фактор (15%) та технологічні порушення (10%).

У другому розділі проаналізовано призначення, склад та схеми обв'язки противикидового обладнання (ПВО). Детально досліджено плашкові превентори: їх конструкцію, функціонування та класифікацію. Виявлено критичний конструктивний недолік – ефект виштовхувальної сили при тисках понад 35 МПа, що обмежує ефективність стандартного обладнання

Третій розділ описує комплексний розрахунок міцності основних вузлів превентора ППГ-230x35. Виявлено нерівномірність використання міцності матеріалів та критичний вузол – кришку гідроциліндра (коефіцієнт запасу 1,33), що не відповідає нормам. Запропоновано та обґрунтовано модернізацію корпусу превентора для експлуатації при екстремально низьких температурах шляхом встановлення розбірної парової сорочки. Проведено порівняльний аналіз міцності вузлів та визначено залежність напружень від робочого тиску.

Ключові слова: свердловина, фонтанування, газонафтоводопрояви, аварія, тиск, превентор, глушіння свердловин, противикидове обладнання, геологічні фактори, міцність.

ANOTATION

Matvienko O.S. Improving the reliability of a float preventer by modernizing its body for operation under extreme temperature conditions. Master's thesis in the specialty 185 “Oil and Gas Engineering and Technology.” – Poltava; Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic National University. – 2025.

The work is devoted to improving the reliability of a poppet preventer by modernizing its body for operation under extreme temperature conditions.

The first chapter analyzes the causes of open blowouts. It has been established that the main causes of accidents are: design flaws (20% of cases), deviations from design solutions (30%), improper condition of blowout preventers (25%), human factor (15%), and technological violations (10%).

The second chapter analyzes the purpose, composition, and connection diagrams of blowout preventer equipment (BPE). Flat preventers are studied in detail: their design, operation, and classification. A critical design flaw has been identified—the effect of thrust force at pressures above 35 MPa, which limits the effectiveness of standard equipment.

The third section describes a comprehensive strength calculation for the main components of the PPG-230x35 preventer. It reveals uneven use of material strength and a critical component – the hydraulic cylinder cover (safety factor 1.33), which does not comply with standards. The modernization of the preventer body for operation at extremely low temperatures by installing a removable steam jacket is proposed and justified. A comparative analysis of the strength of components was carried out and the dependence of stresses on working pressure was determined.

Keywords: well, gushing, gas-oil-water manifestations, accident, pressure, preventer, well killing, blowout prevention equipment, geological factors, strength.

ВСТУП

Актуальність дослідження. Основними напрямками розвитку паливно-енергетичного комплексу України є підвищення темпів та ефективності економічного зростання з урахуванням прискорення науково-технічного прогресу, технічне переоснащення й реконструкція виробництва, модернізація обладнання, інтенсивне використання виробничого потенціалу та вдосконалення системи управління.

Одним із ключових завдань галузі є забезпечення стабільного видобутку нафти, природного газу та газового конденсату. Це досягається шляхом розвитку бурових технологій і введення в експлуатацію нових нафтогазових родовищ, зокрема тих, що залягають на значних глибинах. Особливу увагу приділяють бурінню свердловин на глибину понад 4000 метрів з метою залучення до розробки глибокозалягаючих покладів.

Збільшення обсягів видобутку вуглеводнів тісно пов'язане з освоєнням нових родовищ і продуктивних горизонтів, відкриття яких безпосередньо залежить від рівня технічної досконалості та надійності бурових технологій. Практика показує, що під час буріння до проектних глибин зростає вплив гідродинамічних, фізико-хімічних та механічних процесів, які відбуваються у стовбурі свердловини та значною мірою впливають на стан системи «свердловина – пласт».

Наслідком цього можуть бути різноманітні ускладнення й аварійні ситуації. Серед них особливу небезпеку становлять нафтові та газові фонтани, які періодично виникають у процесі буріння й експлуатації свердловин. Такі аварії не лише створюють загрозу життю персоналу, але й призводять до значних економічних збитків та екологічних наслідків.

Саме тому питання запобігання викидам та фонтанам, а також ефективне використання спеціального противикидного й протифонтанного обладнання є надзвичайно актуальними. Забезпечення надійного контролю за тиском у

свердловині та своєчасне реагування на нештатні ситуації мають вирішальне значення для безпечного та ефективного ведення бурових робіт.

Мета дослідження – розроблення науково-практичних заходів щодо удосконалення конструкції та експлуатації противикидового обладнання.

Для досягнення поставленої мети у роботі вирішуються наступні **завдання**:

- Провести аналіз існуючих причин виникнення відкритих фонтанів та грифонів на основі даних про аварійність у буровій галузі.

- Дослідити сучасний стан, призначення, склад, конструкцію та експлуатаційні характеристики комплексу противикидового обладнання, зокрема плашкових превенторів.

- Виконати комплексний розрахунок міцності основних вузлів плашкового превентора (ППГ-230х35) для оцінки їх надійності.

- Провести порівняльний аналіз міцнісних характеристик вузлів превентора з метою виявлення найбільш навантажених та "слабих" ланок конструкції.

- Розробити та конструктивно обґрунтувати заходи щодо модернізації превентора для забезпечення його надійної роботи в умовах екстремально низьких температур.

Об'єкт дослідження – процес запобігання та ліквідації фонтанування при будівництві та експлуатації свердловин на нафту і газ.

Предмет дослідження – сучасні методи та технічні засоби (противикидове обладнання, зокрема плашкові превентори), спрямовані на запобігання та ліквідацію фонтанування.

Наукова новизна:

- 1 Отримано нові кількісні залежності напруженого стану основних вузлів превентора від робочого тиску в свердловині.

- 2 Удосконалено конструкцію розбірної парової сорочки превентора для експлуатації в умовах низьких температур.

Практична цінність:

1 Обґрунтовано можливість зменшення товщини плашок на 18% для економії матеріалів превенторів.

2 Розроблено конструкцію парової сорочки для модернізації існуючого обладнання превенторів.

Методи дослідження

- методи теорії міцності матеріалів і опору матеріалів для оцінки напружень і деформацій;
- параметричний аналіз впливу робочого тиску на міцність і працездатність елементів конструкції;
- порівняльний аналіз отриманих результатів із нормативними вимогами та допустимими напруженнями для матеріалів обладнання.

Структура і обсяг роботи. Магістерська робота складається зі вступу, трьох розділів, висновків та списку використаних джерел. Робота викладена на сторінках, у тому числі 68 сторінках основного тексту, 18 рисунків, 12 таблиць, сторінок списку використаних джерел.

INTRODUCTION

The relevance of the study. The main directions of development of Ukraine's fuel and energy complex are to increase the pace and efficiency of economic growth, taking into account the acceleration of scientific and technological progress, technical re-equipment and reconstruction of production, modernization of equipment, intensive use of production potential, and improvement of the management system.

One of the key tasks of the industry is to ensure stable production of oil, natural gas, and gas condensate. This is achieved through the development of drilling technologies and the commissioning of new oil and gas fields, including those located at significant depths. Particular attention is paid to drilling wells to a depth of more than 4,000 meters in order to develop deep-lying deposits.

Increasing hydrocarbon production is closely linked to the development of new fields and productive horizons, the discovery of which directly depends on the level of technical sophistication and reliability of drilling technologies. Practice shows that during drilling to design depths, the influence of hydrodynamic, physicochemical, and mechanical processes occurring in the wellbore increases and significantly affects the state of the “well-formation” system.

This can result in various complications and emergency situations. Among them, oil and gas fountains, which periodically occur during the drilling and operation of wells, pose a particular danger. Such accidents not only threaten the lives of personnel, but also lead to significant economic losses and environmental consequences.

That is why the issues of preventing blowouts and fountains, as well as the effective use of special blowout prevention and blowout control equipment, are extremely relevant. Ensuring reliable control of pressure in the well and timely response to abnormal situations are crucial for safe and efficient drilling operations.

The purpose of the study is to develop scientific and practical measures to improve the design and operation of blowout prevention equipment.

To achieve this **goal**, the following tasks are addressed in the study:

- Analyze the existing causes of open blowouts and gullheads based on

accident data in the drilling industry.

- To investigate the current state, purpose, composition, design, and operational characteristics of blowout preventer equipment, in particular flat preventers.

- To perform a comprehensive strength calculation of the main components of the flat preventer (PPG-230x35) to assess their reliability.

- Conduct a comparative analysis of the strength characteristics of the preventer components in order to identify the most loaded and “weak” links in the structure.

- Develop and constructively justify measures to modernize the preventer to ensure its reliable operation in extremely low temperatures.

The object of the study is the process of preventing and eliminating blowouts during the construction and operation of oil and gas wells.

The subject of the study is modern methods and technical means (anti-blowout equipment, in particular flat preventers) aimed at preventing and eliminating blowouts.

Scientific Novelty

1. A comprehensive strength analysis of the main components of the PPG-230×35 blowout preventer was carried out, and quantitative relationships between the operating pressure and the stress state of its structural elements were established.

2. The design of a detachable steam jacket for operation under low-temperature conditions was improved.

Practical Significance

1. The feasibility of reducing the thickness of the ram blocks by 18% in order to save materials in blowout preventer manufacturing was substantiated.

2. A steam jacket design was developed for the modernization of existing blowout preventer equipment.

Research Methods

- methods of the theory of strength of materials and mechanics of materials for evaluating stresses and deformations;

- parametric analysis of the influence of operating pressure on the strength and serviceability of structural elements;
- comparative analysis of the obtained results with regulatory requirements and allowable stresses for equipment materials.

Structure and scope of work. The master's thesis consists of an introduction, three chapters, conclusions and a list of references. The work is presented on 77 pages, including 74 pages of the main text, 10 figures, 7 tables, 3 pages of the list of references.

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

1.1 Аналіз причин переходу гірничотехнічних порушень у відкриті фонтани

Перетворення гірничотехнічних порушень (проявів) у неконтрольовані відкриті фонтани є результатом комплексу технологічних, технічних та людських факторів. Аналіз аварійних ситуацій дозволяє виокремити наступні ключові причини:

1. Проектно-конструктивні недоліки. Одною з першопричин є невідповідність конструкції свердловини реальним гірничо-геологічним умовам, зокрема, недооцінка пластових тисків або міцності порід. Це призводить до недостатньої довжини або глибини спуску обсадних колон, що створює канали для міграції флюїдів. Критичним також є відхилення фактичної конструкції від проекту, таке як невідповідність діаметрів стовбура чи невірна цементация колон, що руйнує розрахункову герметизацію стовбура.

2. Неналежний стан та експлуатація противикидового обладнання (ПВО). Надійність системи запобігання викидам безпосередньо залежить від правильного монтажу та діагностики ПВО. Порушення при встановленні, несвоєчасне технічне обслуговування, зокрема, недостатнє опресування, а також відмови апаратури управління (наприклад, роз'єднувачів) значно знижують готовність системи до аварійного закриття гирла.

3. Технологічні та операційні помилки. До найпоширеніших помилок під час буріння належать:

Неправильний вибір густини бурового розчину, що призводить до недостатнього гідростатичного тиску на пласт і некомпенсованого викиду.

Несвоєчасне виявлення ознак прояву (збільшення вибирання розчину, зміна його властивостей), що зменшує час на запобіжні дії.

Порушення технології ліквідації прояву, такі як невірне маневрування

тисками при регулюванні свердловини методом «директор» або закриття превентора без контролю за тиском, що може спричинити розвиток фонтану.

4. Організаційно-людський фактор. Відсутність регулярних тренувань бурових команд з відпрацювання дій при проявах, недостатня кваліфікація персоналу та несвоєчасне прийняття рішень істотно підвищують ризик переходу локального прояву у масштабну аварію.

Таким чином, основним шляхом запобігання відкритим фонтанам є комплексний підхід, що поєднує вдосконалення методів проектування, суворий контроль за дотриманням технології буріння, регулярну діагностику ПВО та постійне підвищення кваліфікації персоналу..

1.2 Еволюція причин виникнення відкритих фонтанів та грифонів: від конструктивних недоліків до технологічних порушень

Аналіз історичного досвіду галузі показує чітку еволюцію причин виникнення найнебезпечніших аварій – відкритих фонтанів та грифонів. Усе це дозволяє виділити два чітких історичних етапи, що характеризуються різними провідними факторами ризику.

Перший етап (до середини 1960-х років): переважання конструктивних недоліків.

– На ранніх стадіях розвитку бурових робіт основним джерелом аварій були помилки в проектних рішеннях та недоліки в конструкції свердловин. Статистичний аналіз конкретних випадків того періоду виокремлює наступні ключові проблеми:

– Недостатня глибина спуску кондуктора без перекриття зон можливих розривів стінок (12 випадків) або поглинаючих зон (13 випадків), що не ізолювало верхні частини розрізу від потужних нижніх пластів.

– Неякісне цементування кондуктора та проміжних технічних колон (14 випадків), що призводило до перетоків флюїдів між пластами поза колоною.

– Недостатня висота підйому цементного розчину за колонами (8

випадків), що залишало неізольовані інтервали.

– Негерметичність різьбових з'єднань обсадних колон (5 випадків).

Як ілюстрація, на рисунку 1.1 зображено типовий випадок із застосуванням короткого кондуктора. У разі витіснення бурового розчину газом під пластовим тиском, відбувається руйнування найслабшої ділянки стінки свердловини (наприклад, глинистої кірки). Це призводить до перетікання газу у вищезалягаючі горизонти з нижчим тиском. Подальший розвиток аварії за сценарієм, показаним на рисунку 1.2, включає розвиток тріщин та переток газу через структурні свердловини, що ліквідовані без належної ізоляції, з подальшим виходом на поверхню у вигляді грифонів.

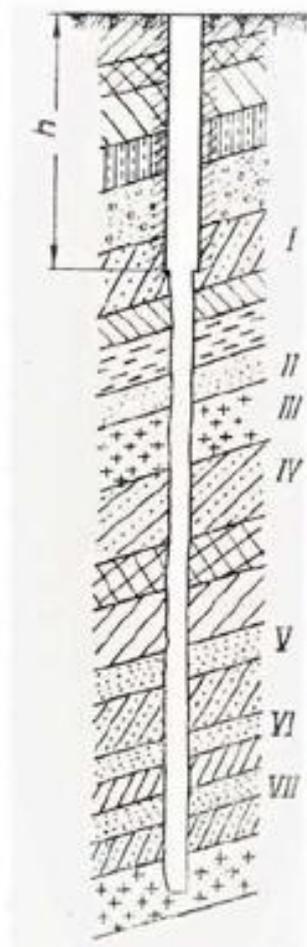


Рисунок 1.1 – Схематичний розріз свердловини з коротким кондуктором
I – глина щільна; II – пісковик; III – вапняк; IV – глина піщана; V та VI –
водоносні пісковики; VII – газонасичені пісковики

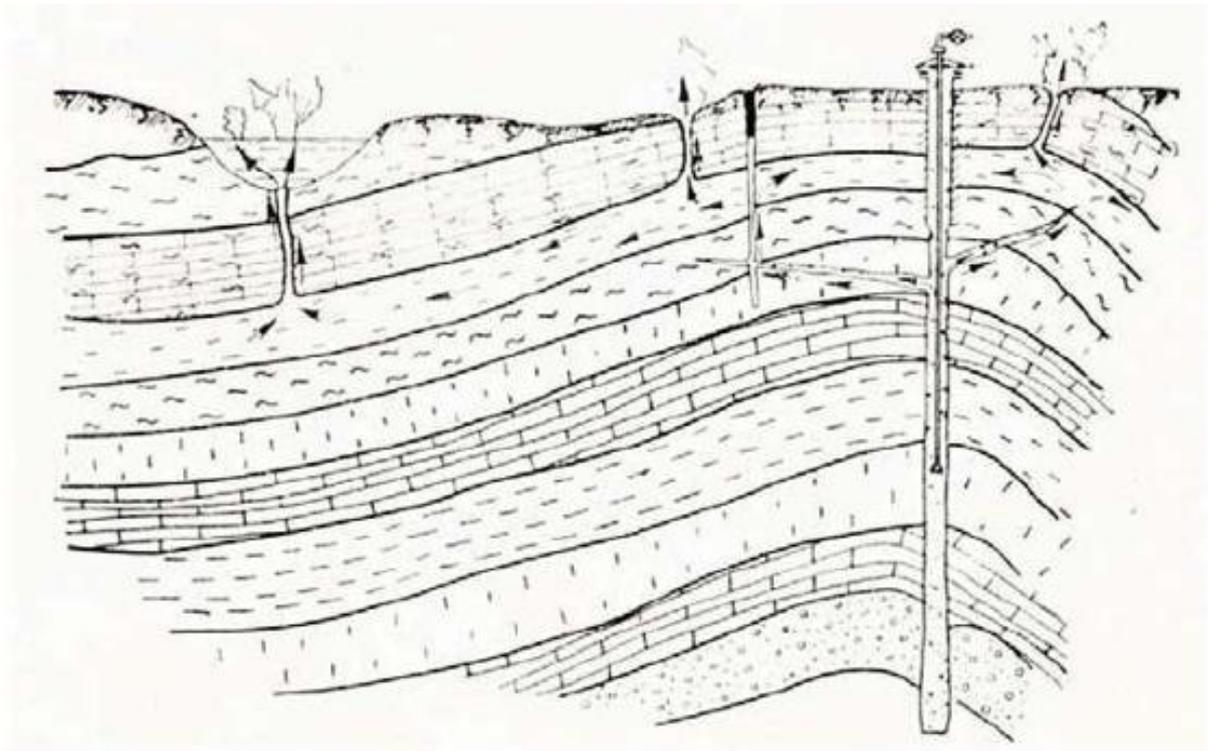


Рисунок 1.2 – Принципова схема виникнення грифонів при прориві газу із свердловини з коротким редуктором

Конкретні приклади аварій першого етапу:

Свердловина № 120 Рудки. Через рік експлуатації стався розрив експлуатаційної колони на глибині 208 м, що спричинило масове утворення грифонів і фонтанування сусідньої свердловини. Кореневі причини: застосування експлуатаційної колони, що не відповідала за тиском (випробувана на 8,0 МПа за необхідних 13,15 МПа), недостатня глибина спуску кондуктора та низька якість цементування. Ліквідація тривала 89 діб.

Свердловина № 26 Рудки. Під час буріння на глибині 1501 м виник відкритий фонтан. Кореневі причини: порушення правил фонтанної безпеки, несвоєчасна герметизація гирла та, що характерно для того періоду, – недостатня глибина спуску кондуктора. Аварію ліквідували за 20 діб.

Другий етап (з середини 1960-х років до тепер): домінування технологічних порушень.

Із вдосконаленням методів проектування та нормування основним джерелом ризику стали не самі конструкції, а порушення технологічних процесів

їх реалізації. На перший план вийшли:

- Порушення технології підготовки ствола свердловини перед спуском колони.
- Недотримання регламенту спуску та цементування обсадних колон.
- Помилки в підборі та контролю властивостей бурових та тампонажних розчинів.

Подальший аналіз аварійних ситуацій на родовищах України підтверджує та деталізує встановлені раніше закономірності. Низка випадків демонструє системність проблем, пов'язаних із порушенням технології.

Аналіз аварій на Шебелинському родовищі (Свердловини № 1, № 6, № 7, № 28, № 123)

На цій групі свердловин чітко простежується комплекс характерних причин:

- Недостатня густина бурового розчину, що не забезпечувала необхідного гідростатичного тиску для контролю пластового флюїду.
- Неглибоке цементування та неякісна ізоляція кондукторів, що призводило до перетоків газу в верхні горизонти по затрубному простору.
- Недостатня глибина спуску кондуктора та відсутність проміжної технічної колони (свердловина № 123), що не дозволяло ізолювати продуктивні пласти від зон з нижчим тиском.

Для ліквідації наслідків застосовувалися як стандартні методи (закачування глинистих та цементних розчинів), так і складніші технології, такі як буріння похило-скерованих свердловин для активного втручання в аварійний стовбур.

Катастрофічні наслідки технологічних порушень (Свердловина № 105 Угерська)

Цей випадок є яскравим прикладом того, як порушення базових операційних процедур призводить до катастрофічних наслідків. Простой свердловини протягом 7 діб без промивання на глибині 1037 м призвів до:

- 1 Газопрояву через зниження тиску в стовбурі.

2 Руйнування стовбура та обвалу породи.

3 Утворення котловану, який поглинув бурову вежу.

Ліквідація такої масштабної аварії потребувала 365 діб, що підкреслює експоненційне зростання витрат із збільшенням складності аварійної ситуації.

На основі проведеного аналізу можна систематизувати основні причини виникнення відкритих фонтанів та грифонів у дві групи:

1. Технологічні та конструктивні порушення:

Неправильний вибір конструкції свердловини: застосування експлуатаційних колон, нездатних витримати проектні тиски.

Недостатня глибина спуску кондукторів, що не забезпечує перекриття зон поглинання та можливих розривів.

Неякісне цементування обсадних колон, що призводить до втрати герметичності та перетоків флюїдів.

Порушення технології промивання та підготовки стовбура до спуску колон.

2. Організаційні порушення та використання неякісного обладнання:

Недотримання плану робіт: відсутність проміжних промивань, недостатній контроль ваги обсадної колони.

Використання несертифікованого обладнання: застосування зворотних клапанів та перевідників, виготовлених з порушенням технічних умов, що не проходили випробувань на міцність і герметичність.

Представлені аварійні випадки наочно демонструють, що переважна більшість аварій є наслідком не поодиноких помилок, а системного порушення технологічної дисципліни на всіх етапах – від проектування та вибору обладнання до безпосереднього виконання бурових операцій. Це підкреслює критичну важливість суворого дотримання регламентів, якості матеріалів та кваліфікації персоналу для запобігання техногенним катастрофам із серйозними екологічними та економічними наслідками.

1.3 Класифікація причин виникнення відкритих фонтанів при експлуатації свердловин та аналіз методів ліквідації

Найбільш систематизованим підходом до класифікації причин виникнення відкритих фонтанів під час експлуатації свердловин є методика запропонована вченими ще у 70 роки ХХ століття. Вона охоплює три фундаментальні групи причин:

1. Руйнування або пошкодження гирлового обладнання

Ця група об'єднує причини, пов'язані з механічним пошкодженням або функціональною відмовою гирлової арматури:

Механічні пошкодження: наслідки зовнішніх впливів, таких як наїзд техніки, штормові умови на морських платформах, падіння обладнання, зсуви ґрунту.

Корозійне руйнування: втрата міцності матеріалів під впливом агресивних середовищ (сірководень, вуглекислий газ, мінералізовані пластові води).

Техногенні та умисні пошкодження: вибухи на супутніх об'єктах, бойові дії, несанкціоноване втручання з метою викрадення продукції.

2. Вихід з ладу конструктивних елементів свердловини

Аварії цієї категорії спричинені порушенням цілісності стовбура свердловини:

Втрата герметичності експлуатаційної колони: корозія, розгерметизація різьбових з'єднань, механічне пошкодження.

Розгерметизація міжколонного простору: недостатня якість цементування, корозія технічних колон.

Внутрішньосвердловинні вибухи.

3. Порушення технології проведення робіт

Ця група включає аварії, спричинені людським фактором під час технічного обслуговування:

Відступи від регламенту капітального ремонту.

Помилки при перфорації продуктивного пласта.

Порушення технології освоєння та глибинних досліджень.

Аналіз конкретного аварійного випадку: Сverdловина №91 (Ельдарово, Чеченська Республіка)

Конструкція свердловини:

Кондуктор 426 мм – 159 м

Технічна колона 340 мм – 1950 м

Експлуатаційна колона 178/168 мм – 4132 м

Перебіг аварії:

Пряме влучення ракети під час бойових дій призвело до:

Миттєвої розгерметизації фонтанної арматури АФ 6-65/50×70

Займання та тривалого фонтанування нафти

Утворення шлакового налипання на гирлі

На рисунку 1.3 представлена типова конструкція фонтанної свердловини, що включає систему обсадних колон та гирлове обладнання. Подібна конфігурація була реалізована і в аварійній свердловині №91, де експлуатаційна колона складалася з труб двох діаметрів (178 мм та 168 мм), що характерно для глибоких свердловин з різними експлуатаційними умовами по стовбуру.

Етапи ліквідації:

- 1 Локалізація забруднення: спорудження амбарів (2000 м³) та траншей для збору нафти.
- 2 Підготовка майданчика: зрізка схилу для забезпечення доступу техніки.
- 3 Розчистка гирла: механічне видалення шлакових відкладень.
- 4 Ліквідація фонтану: послідовне відстрілювання пошкодженої арматури.

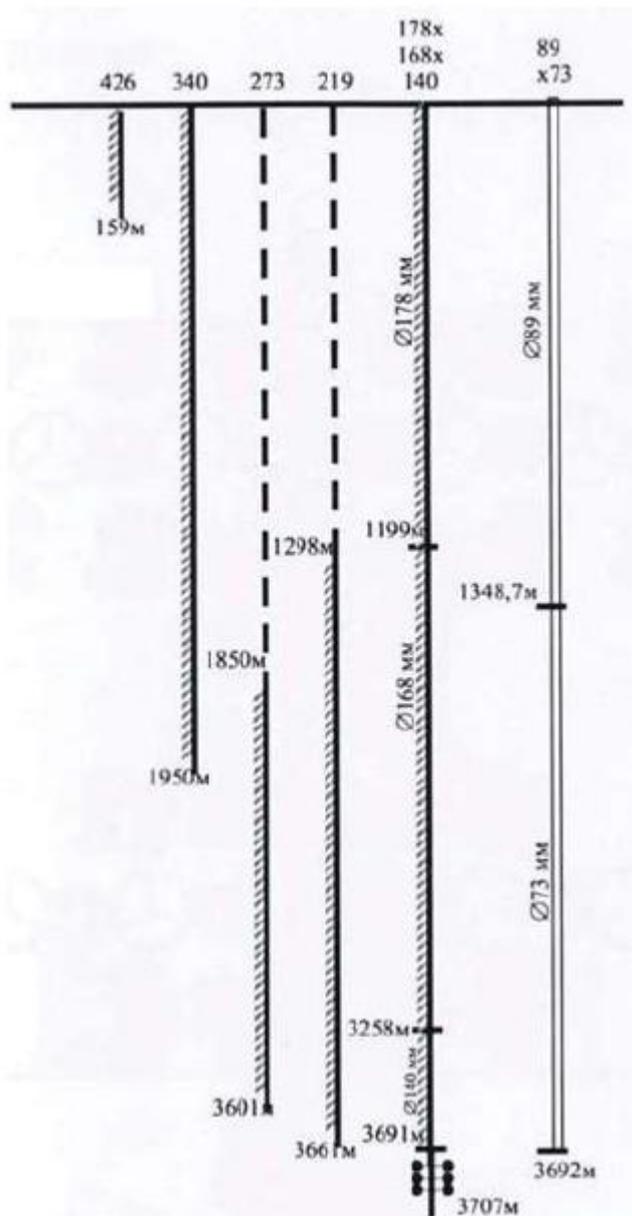


Рисунок 1.3 – Конструкція нафтогазової свердловини

На рисунку 1.4 детально показано схему розташування елементів гирлового обладнання, що зазнали руйнування. Ця схема включає засувки різних типорозмірів (65×70, 50×70), кран високого тиску 3-КМ, фланець-перехідник, трубну головку та хрестовину фонтанної арматури. Саме через пошкоджені з'єднання цих елементів відбувався неконтрольований викид нафти після ракетного обстрілу.

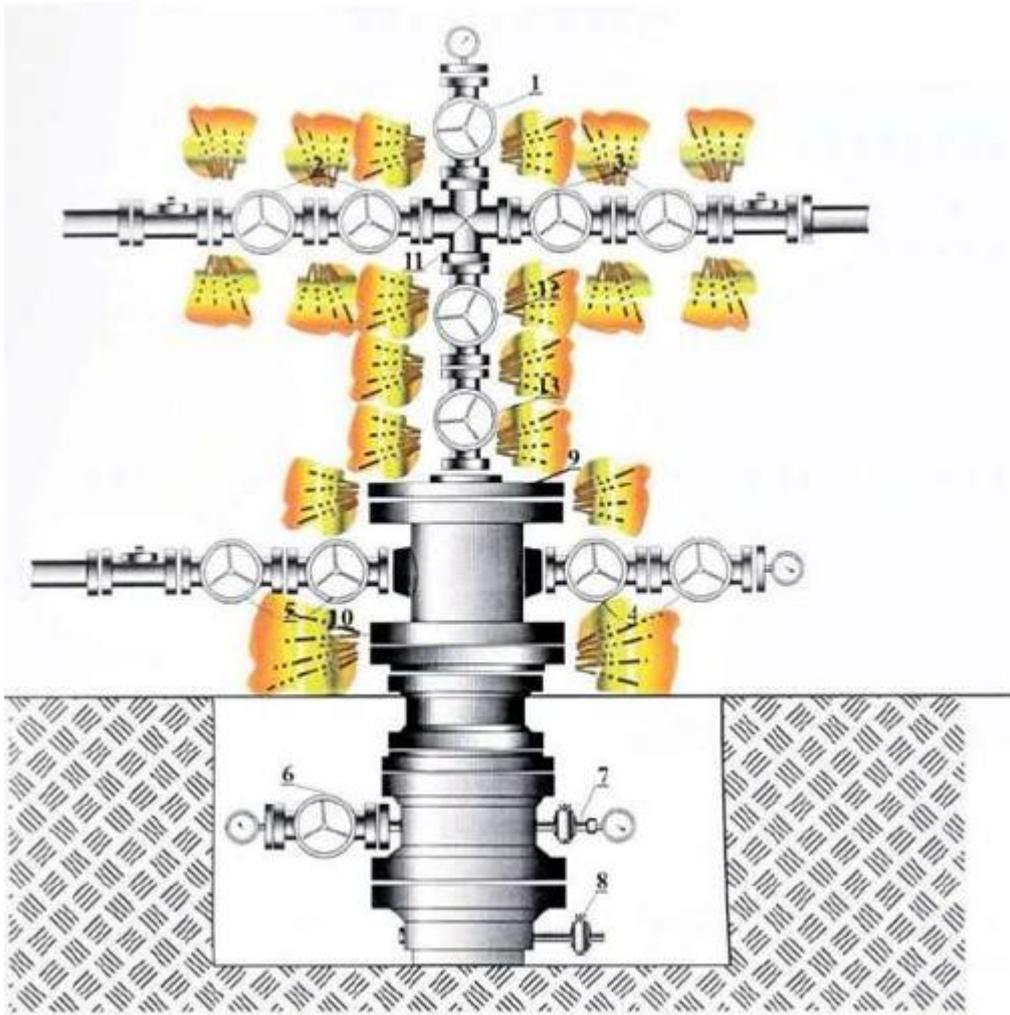


Рисунок 1.4 – Місця пропусків нафти

1,2,3,12,13 – засувки 65x70; 4,5,6 – засувки 50x70; 7,8 – кран ВТ 3-КМ; 9 – фланець до трубної головки – 65x70 -180x70; 10 – головка 180x70 – 280x70; 11 – хрестовина ялинки ФА

На рисунку 1.5 відображено процес відстрілювання пошкодженої гирлової арматури за допомогою танкової гармати - нетрадиційний, але ефективний метод, застосований в умовах бойових дій для зменшення інтенсивності фонтанування. Послідовність відстрілювання (засувка 1 → хрестовина 11 з засувками 2 і 3 → засувки 12 і 13 → засувки 4 і 5) була ретельно спланована для поетапного зниження тиску в системі.

На рисунку 1.6 представлена детальна схема послідовності відстрілювання елементів гирлового обладнання, що дозволяє візуалізувати стратегію ліквідації

фонтану. Такий підхід дозволив поетапно зменшити інтенсивність фонтанування та створити умови для подальшого повного заглушення свердловини.



Рисунок 1.5 – Стан гирла свердловини під час відкритого фонтанування



Рисунок 1.6 – Відстрілювання обгорілого обладнання із танкової гармати.

1.4 Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження

1 Конструктивні недоліки свердловин продовжують залишатися однією з найбільш значимих причин аварійності. Встановлено, що 20% випадків відкритих фонтанів пов'язані з недостатньою глибиною спуску кондуктора та неякісним цементуванням, що не забезпечує ізоляцію продуктивних пластів. Це підтверджує необхідність удосконалення методів проектування свердловин з урахуванням реальних гірничо-геологічних умов.

2 Відхилення від проектних рішень призводять до 30% аварійних ситуацій. Найкритичнішими є порушення технології цементування (14 документально підтверджених випадків) та невідповідність діаметрів стовбура, що знижує розрахункову міцність конструкції та герметичність колон.

3 Неналежний стан противикидового обладнання обумовлює 25% аварій. Дослідження виявило системні проблеми монтажу та обслуговування ОП, що знижують його готовність до аварійного закриття. Це вказує на потребу впровадження сучасних систем моніторингу технічного стану обладнання.

4 Людський фактор залишається критичним елементом безпеки. Затримка герметизації свердловини через недостатню кваліфікацію персоналу спричиняє 15% аварій, що актуалізує потребу в розробці комплексної системи навчання та тренувань бурових команд.

5 Технологічні порушення при управлінні параметрами бурового розчину та тиском становлять 10% від усіх аварій. Це вимагає впровадження автоматизованих систем контролю та управління буровим процесом у реальному часі.

РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ КОНСТРУКЦІЇ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ХАРАКТЕРИСТИК КОМПЛЕКСУ ПРОТИВИКИДОВОГО ОБЛАДНАННЯ.

2.1 Призначення та склад комплексу противиکیدового обладнання

Обладнання противикидове (ОП) призначене для герметизації гирла нафтових, газових та газонафтових свердловин при гірничотехнічних порушеннях, таких як прояви, викиди та відкриті фонтани, що виникають у процесі їх будівництва, експлуатації та ремонту.

Основні функції ОП:

- 1 Герметизація гирла свердловини як за наявності всередині бурильних або обсадних труб, так і при їх відсутності.
- 2 Забезпечення можливості проведення циркуляції промивальної рідини для глушіння свердловини зі створенням протитиску на пласт.
- 3 Забезпечення операцій з бурильним інструментом: його переміщення («ходіння»), обертання («провертання») та розвантаження на плашки превентора.

Конструктивний склад комплексу ОП включає:

- Стволова частина (гирлова арматура): до складу якої входять колонна головка, маніфольд (хрестовина) із запірними засувками, блок превенторів, надпревенторна котушка (роторний превентор) та роз'ємний жолоб.
- Маніфольд розподільний: із лініями дроселювання (для плавного регулювання тиску) та глушіння (для подачі промивальної рідини).
- Система управління: гідравлічна або пневмогідравлічна система для дистанційного керування превенторами та засувками.

Додаткове обладнання та вимоги:

За вимогою замовника, комплекс ОП може доповнюватися сепаратором для очищення викинутого флюїду або трапно-факельною установкою для його спалювання.

Конструкція повинна забезпечувати можливість розміщення замкового з'єднання бурової колони між плашками двох плашкових превенторів, що є критично важливим для безпечного tripping pipe (спуско-підйомних операцій).

ОП має бути виконане у вигляді блоків або модулів, зручних для транспортування, монтажу та експлуатації. Допускається конструктивне об'єднання складових частин (наприклад, здвоєні превентори; плашковий превентор, поєднаний з маніфольдом у одному корпусі з бічними відводами), за умови, що таке об'єднання не порушує типову схему роботи та не погіршує експлуатаційні характеристики обладнання.

Міцність корпусних деталей ОП, що сприймають тиск свердловинного середовища, повинна забезпечувати можливість їх опресування пробним тиском, який перевищує робочий тиск (зазвичай у 1,5 рази).

Для буріння в умовах корозійного середовища, на морських платформах або при розробці особливо відповідальних свердловин, комплекс ОП в обов'язковому порядку має включати півплашковий превентор, здатний повністю перерізати бурильну трубу та герметизувати свердловину [13].

2.2 Вибір схеми обв'язки гирла свердловини противиکیدним обладнанням при будівництві свердловин

Вибір типу противиکیدного устаткування під час будівництва свердловин проводиться залежно від конкретних гірничо-геологічних умов і ще на стадії проектування з урахуванням можливості виконання технологічних операцій під час ліквідації ГН ОП. Типові схеми встановлення та обв'язки гирла противиکیدним обладнанням (стволова частина, блоки глушення та дроселювання) на різних етапах будівництва свердловин (буріння з-під кондуктора, технічних колон) розробляються та затверджуються технічним керівником бурової організації на основі встановлених вимог "Правил безпеки". При цьому керуються такими положеннями.

Відповідно до вимог стандарту передбачено десять типових схем

обв'язування гирла свердловини противиکیدним обладнанням. Противиکیدове обладнання має таке умовне позначення:

Устаткування ОП 5-230/80×35 К₂ розшифровується наступним чином:

ОП 5 - обладнання противиکیدове по схемою № 5;

230 - умовний прохід превенторного блоку, мм;

80 - умовний прохід маніфольду, мм;

35 - робочий тиск, МПа (350) $\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$);

К₂ - для свердловини із вмістом СО₂ і Н₂ до 6%.

Найпоширенішою схемою обв'язування є схема № 5 (рис. 2.1).

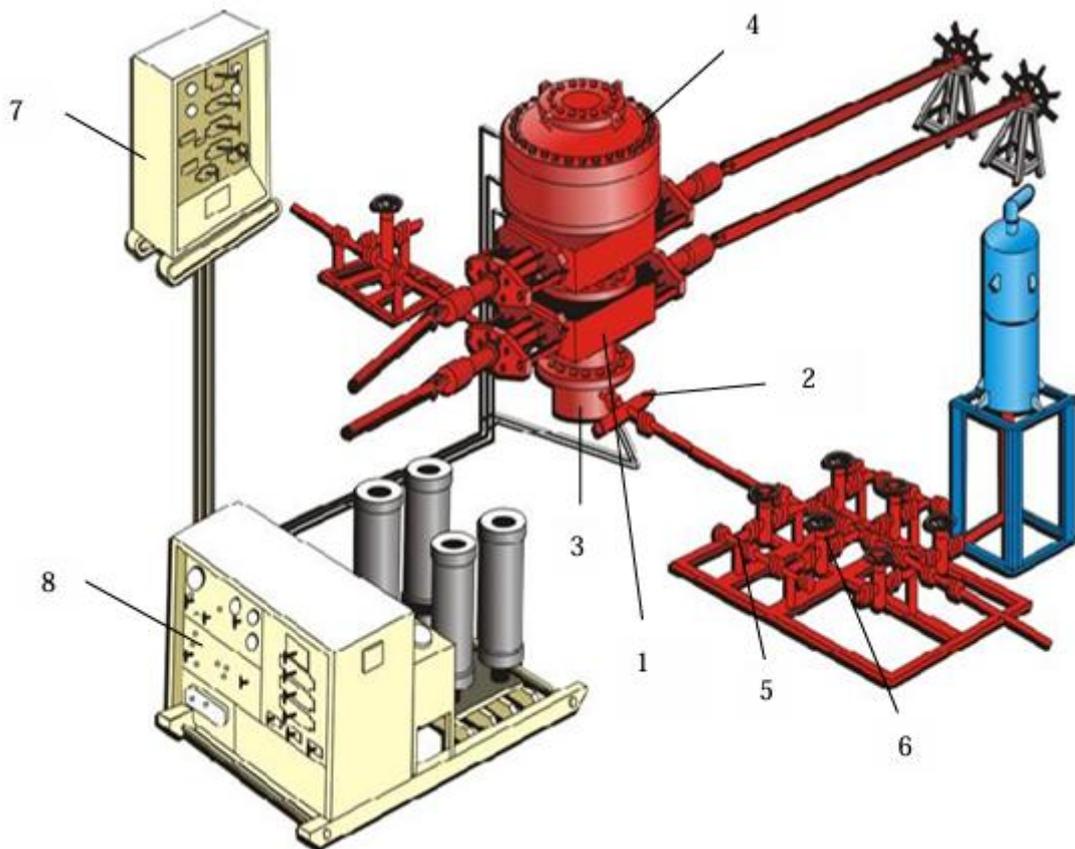


Рисунок 2.1 - Загальна схема № 5 для монтажу противиکیدного обладнання

На рисунку 2.1 зображено такі позиції противиکیدного обладнання: 1-плашковий превентор; 2 -засувка з гідравлічним керуванням; 3 - гирлова хрестовина; 4 кільцевий превентор; 5- дросель регульований з ручним

керуванням; 6-засувка з ручним керуванням; 7-допоміжний пульт; 8 станція гідроприводу.

При розтині свердловиною вивченого розрізу, представленого нафтовими або водяними (з розчиненим газом) пластами з нормальним пластовим тиском, після спуску кондуктора або проміжної колони на гирлі встановлюється превенторна установка, що забезпечує герметизацію свердловини при спущеною колоні труб або без них (два плашкових превентора - верхній з трубними плашками, нижній - з глухими або універсальний "кільцевий" превентор).

Якщо при будівництві свердловини передбачається розтин газових, нафтових або водяних горизонтів з аномально високим пластовим тиском, то встановлюються три або чотири превентори, у тому числі один універсальний. Необхідність установки превентора зі зрізуючими плашками при очікуваному надлишковому тиску на гирлі свердловини нижче 350 кгс/см^2 (35 МПа) і об'ємному вмісті сірководню до 6% визначається організацією за погодженням з територіальними органами Держгіртехнагляду, проникність, дебіт та ін.). І тут за основу беруться типові схеми обв'язки гирла.

Якщо при бурінні передбачається розтин пластів з аномально високими пластовими тисками та об'ємним вмістом сірководню більше 6 %, а також з наявністю сірководню до 6% та надлишковим тиском на гирлі більше 350 кгс/см^2 (35) МПа), використання технології спуску і підйому труб при надлишковий тиск герметизованого гирла при ліквідації ГН ОП, а також на всіх морських свердловинах на гирлі встановлюються чотири превентори, у тому числі один превентор зі зрізаючими плашками та один універсальний.

Обв'язка гирла свердловини здійснюється за типовими схемами, а у разі відступу складається фактична схема. Всі відступи в обв'язці гирла свердловин, що буряться (поворот викидної лінії до блоку глушення, зміна кількості превенторів, вилучення з схеми кільцевого превентора, зміна довжини викидних ліній маніфольду та ін.) допускаються за спеціальним дозволом територіальних органів Держгіртехнагляду України при поданні організацією вичерпного обґрунтування, погодженого з протифонтанною службою.

Фактичні схеми складаються у кількох примірниках, одне із яких передається у воєнізований загін. На фактичній схемі вказуються габаритні та монтажні розміри вузлів противикидного обладнання, у специфікації наводяться з'єднувальні розміри вузлів. Крім фактичною схеми складається також відомість на змонтоване обладнання, в якій міститься вся необхідна інформація про гирло свердловини та змонтоване на ньому противикидове обладнання.[15]

2.3 Плашкові превентори: конструкція, функціонування та класифікація

Плашкові превентори (ПП) є ключовим елементом противикидового обладнання, призначеним для аварійної та оперативної герметизації гирла свердловини під час будівництва та ремонту при виникненні гірничотехнічних порушень, таких як прояви, викиди або відкриті фонтани. Принцип їх дії базується на перекритті свердловинного простору за допомогою парних робочих органів – плашок.

Основним класифікаційним ознакою плашкових превенторів є тип обладнання, що знаходиться в свердловині. Для герметизації гирла за наявності всередині бурильних або обсадних труб використовуються трубні плашки, профіль яких відповідає діаметру конкретного типу труби. У разі відсутності труб у свердловині герметизація здійснюється глухими плашками, які повністю перекривають отвір.

За способом приведення в дію розрізняють превентори з ручним та гідравлічним приводом. Гідравлічні плашкові превентори є основним типом, що застосовується при будівництві свердловин, оскільки забезпечують дистанційне та швидке (за 5–10 секунд) закриття гирла з пульта управління, що є критично важливим в аварійній ситуації.

Після герметизації гирла гідравлічний плашковий превентор надає операторову низку функціональних можливостей. За наявності труб у свердловині та при контрольованому тиску в свердловині, допускається обертання (провертання) та вертикальне переміщення (ходіння) бурильної

колони. Це можливо на гладкій ділянці труби між муфтами, оскільки плашки не можуть ефективно герметизувати зону зі змінним діаметром. У разі необхідності, колона може бути розвантажена на плашки, які утримують її від викиду навіть при зростанні тиску в свердловині. При установці в комплексі двох плашкових превенторів відкривається можливість проведення операцій шлюзування, що дозволяє піднімати або спускати інструмент через загерметизоване гирло. Окремі моделі превенторів, оснащені зрізними плашками, здатні повністю перерізати бурильну колону та герметизувати свердловину в умовах екстремального тиску.

Таким чином, гідравлічні плашкові превентори забезпечують комплексне рішення для контролю свердловини, поєднуючи функції аварійного запобіжника та інструменту для проведення складних технологічних операцій. Основні технічні характеристики гідравлічних плашкових превенторів наведено в таблиці 2.1.

При капітальному ремонті свердловин широкого поширення набув превентор плашковий гідрокерований ППГ – 156 × 320 представлений рисунку 2.2 (здвоєний варіант).

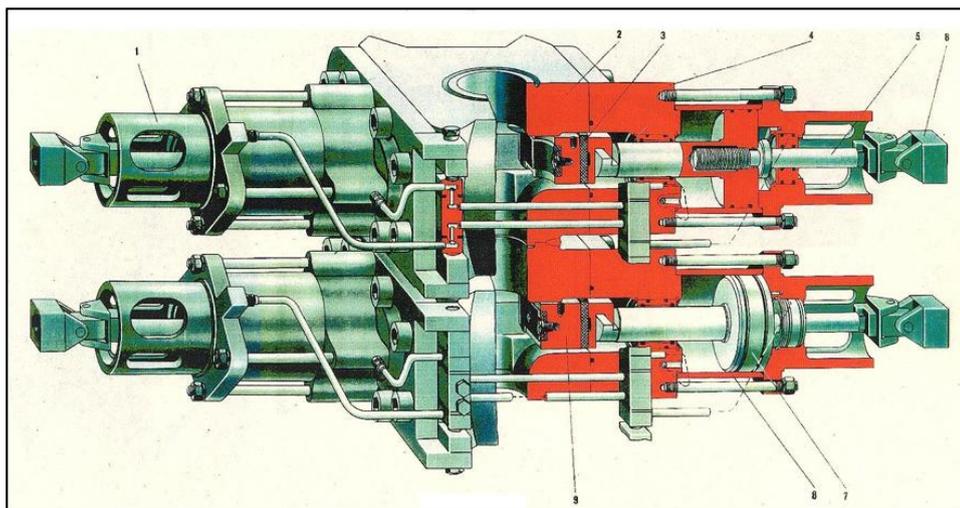


Рисунок 2.2 – Превентор плашковий гідрокерований ППГ – 156 × 320

Превентор плашковий складається з 3-х основних частин: корпуси 2, відкидний кришки 4 з гідроциліндром і 2-х плашок 3.

Таблиця 2.1 - Технічні характеристики плашкових превенторів

№ пп	Найменування параметрів/ Типорозмір/ ПП	156×32	180×35	230×35	230×70	280×35	350×35	425×21	520×1 4	350×35
1	Діаметр прохідного отвори, мм	156	180	230	230	280	350	425	520	350
2	Умовний прохід маніфольда, мм	80	80	80	80	80	80	80	80	80
3	Робоче тиск, МПа	32	35	35	70	35	35	21	14	35
4	Максимальна температура робочого середовища, С	150	150	150	150	150	150	150	150	150
5	Тип основного приводу	дистанційний гідравлічний								
6	Робоче тиск у системі гідрокерування, МПа	10	10	10	10	10	10	10	10	14
7	Умовний діаметр труб, ущільнюваних ПП, мм	33 - 114	33 - 127	33 - 168	33 - 168	48 - 194	60 - 273	60 - 340	60 - 426	73 - 273
8	Максимально умовний діаметр труб, пропускаються з підвіскою, мм	102	127	146	146	194	273	340	426	273
9	Діаметр гідроциліндрів, мм	260	200	200	200	200	250	250	250	-
10	Хід поршня, мм		190			190	190	190	190	
11	Об'єм порожнини циліндра на закриття, л	5,4	6,6	7,9	9,5	10,6	11,8	13,8	17,4	18,7
12	Об'єм порожнини циліндра на відкриття, л	4,6	5,9	6,2	7,2	9,2	10,4	12,0	15,0	16,4
13	Кількість оборотів гвинта			13	13					
14	Кількість циклів "закр. - відкр." на трубі при $P_{св} = P_{раб}$		125	125	125	100	100	100	100	$P_{св} = 1 ат м$ 546 / 78
15	Умовна довжина походження, м	-	300	300	300	300	300	300	300	550 - $P_{св} = 10$ 15000 - $P_{св} = 7$
16	Пробний тиск, МПа	64	70	70	105	70	70	31,5	21	70
17	Габарити: довжина ширина висота, мм	1785 620 290	1740 645 360	2085 670 310	2630 790 405	2550 885 480	3250 895 550	3840 930 410	4180 1050 420	-
18	Маса, кг	640	900	900	1500	1740	1700	1766	2100	-

Корпус превентора коробчастої конструкції виготовляється в даний час, як правило, методом лиття з наступним куванням. Корпус у вертикальній площині має циліндричний отвір, а в горизонтальній – прямокутний отвір, у "кишенях" якого розміщуються плашки. У внутрішній порожнині корпусу, у верхній частині, є спеціально оброблена кільцева поверхня, яка забезпечує герметизацію між корпусом і верхньої частини плашки (при закритті останньої). Сама ж плашка рухається по напрямних ребрах, які забезпечують зазор між корпусом превентора та нижньою частиною плашки.

На зовнішній поверхні корпуси (верхній і нижній площинах) навколо вертикального отвору є канавка під кільце ущільнювача і глухі отвори з різьбленням під шпильки, які дозволяють кріпити корпус превентора на хрестовину, а зверху монтувати фланцеву катушку.

До корпусу за допомогою болтів кріпляться бічні (відкидні) кришки 4 з гідроциліндрами, які встановлюються шарнірних з'єднаннях. Шарнірні з'єднання дозволяють подавати гідравлічну рідину камери відкриття або закриття гідроциліндрів 8. У гідроциліндрах розміщуються поршня зі штоками 7, які "Г" - образним захопленням з'єднуються з плашками (трубними 3 або глухими 9). Плашка трубна представлений на рисунку 3. Плашка глуха представлена на рисунку 2.4.

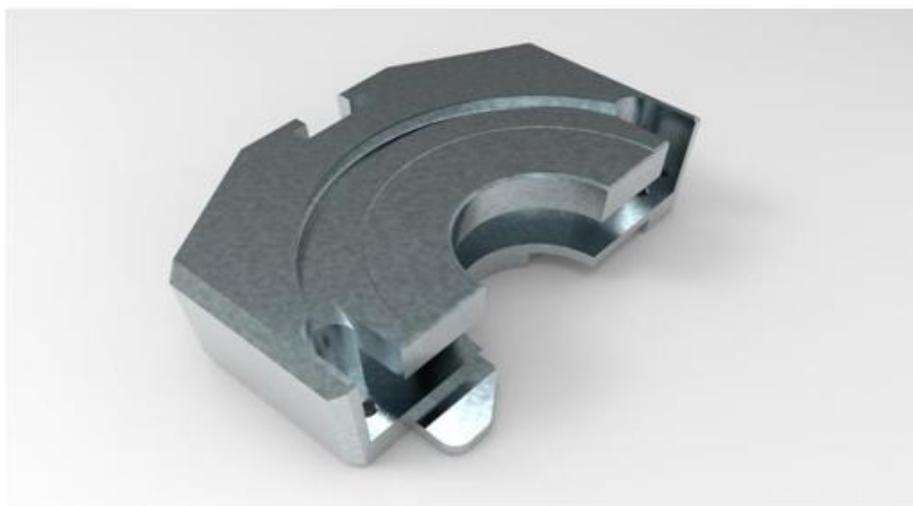


Рисунок 2.3 – Плашка трубна

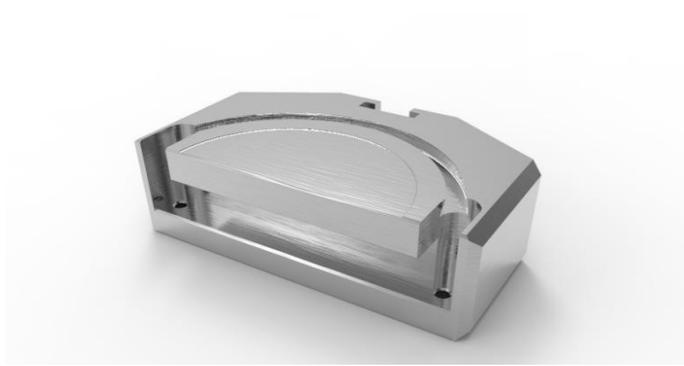


Рисунок 2.4 - Плашка глуха

Після монтажу плашкового превентора на гирлі свердловини, в камери відкриття подається тиск, що дорівнює тиску в гідросистемі, поршня розведені в крайні положення і плашки знаходяться в "кишенях" корпусу, звільняючи центральне отвір корпусу для проведення спускопідйомних або інших технологічних операцій у свердловині. При переведенні відповідної рукоятки маслорозподільника на основному (або допоміжному) пульті гідросистеми в положення "закрито", гідравлічна рідина надходить в камеру закриття та під дією тиску поршні, а разом з ними і плашки, будуть переміщатися у бік зближення. Перекриваючи при цьому переріз свердловини глухими плашками (за відсутності труб) або перекриють затрубний простір трубними плашками (за наявності труб). Для того, щоб знову відкрити превентор, рукоятку маслорозподільника переводять у положення "відкрито" і гідравлічна рідина, надійшовши в камеру відкриття, розсуне поршня з плашками в сторони, звільнивши центральний отвір корпусу превентора.

У разі відсутності тиску в гідравлічній системі в плашкових превенторах гідрокерованих передбачений механічний привід, який виконаний у вигляді натискного гвинта 5 повернутого в глухий отвір отвір поршня зі штоком 7. Гладка частина натискного гвинта встановлюється в підшипник ковзання, ущільнюється манжетами і шарнірним з'єднанням зв'язується з карданом зі штурвалом. Обертаючи штурвал, зазвичай, за годинниковою стрілкою, превентор закривається, т.к. обертальний рух натискного гвинта перетворюється на поступальне переміщення поршня.

При користуванні ручним приводом превенторів ППГ необхідно пам'ятати про дві особливості. Перша полягає в тому, що ручним приводом можна лише закрити превентор. При обертанні штурвалів на відкриття натискний гвинт зробить "холостий хід", а плашки залишаться в закритому положенні, і відкрити їх можна буде, тільки використовуючи гідравлічну систему. Друга особливість полягає в тому, що перед обертанням штурвалів на закриття спочатку необхідно перевести відповідну ручку маслорозподільника на основному пульті гідравлічної системи в положення "закрито". Це дозволить з'єднати порожнину "відкриття" з атмосферним тиском і при обертанні штурвалів поршень видавить олію з камери відкриття масляний бак.[14]

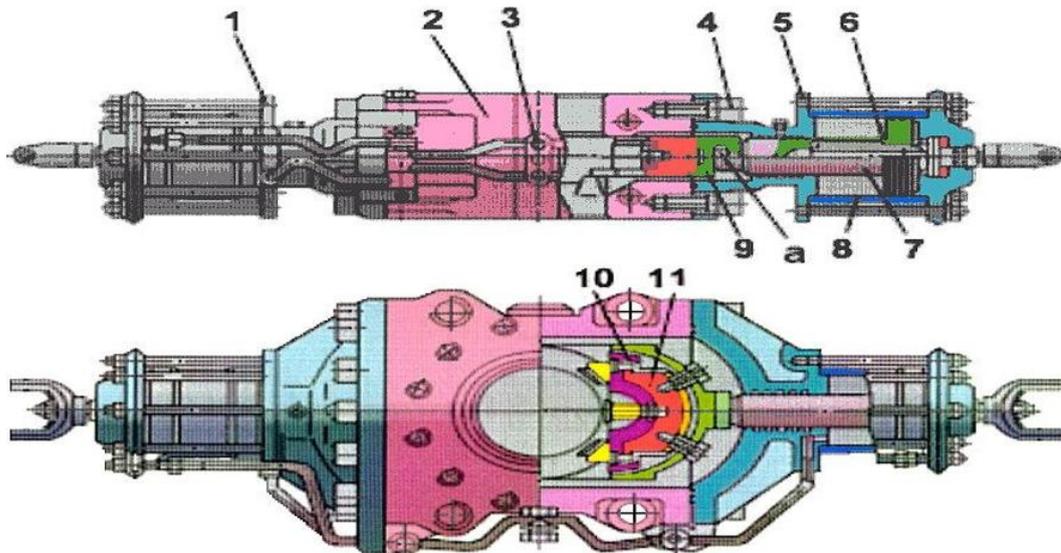


Рисунок 2.5 - Плашковий превентор ППГ 230x35.

1, 5 – гідроциліндри; 2 – корпус; 3 – колектор; 4 – болт; 6 – поршень; 7 – шток; а – Г-подібний виступ; 8 – гідроциліндр; 9 – корпус плашки превентора; 10 – ущільнення; 11 – змінна вкладка.

Превентор плашковий гідравлічний ППГ призначений для герметизації гирла нафтогазової свердловини під час будівельних, ремонтних робіт, а також надзвичайних ситуацій. Монтаж здійснюється на гирлі свердловини. Превентор ППГ виключає викид паливної сировини в атмосферу, її запалення та забруднення навколишнього середовища. Згідно з інструкцією є обов'язковим до

встановлення на свердловині під час бурових робіт. Плашки превентора ППГ на гідравлічному управлінні дозволяють перекривати свердловину в тому випадку, якщо в свердловину спущені бурильні труби. діаметру бурильних труб.

Конструкція ручного приводу превентора плашкового гідрокерованого ППГ – 230 × 35 дозволяє дистанційно (візуально) визначити місцезнаходження плашок та яким приводом закрито превентор - гідравлікою або механічно (рис. 2.6). Це забезпечується тим, що до поршню 8 кріпиться порожнистий шток 16.

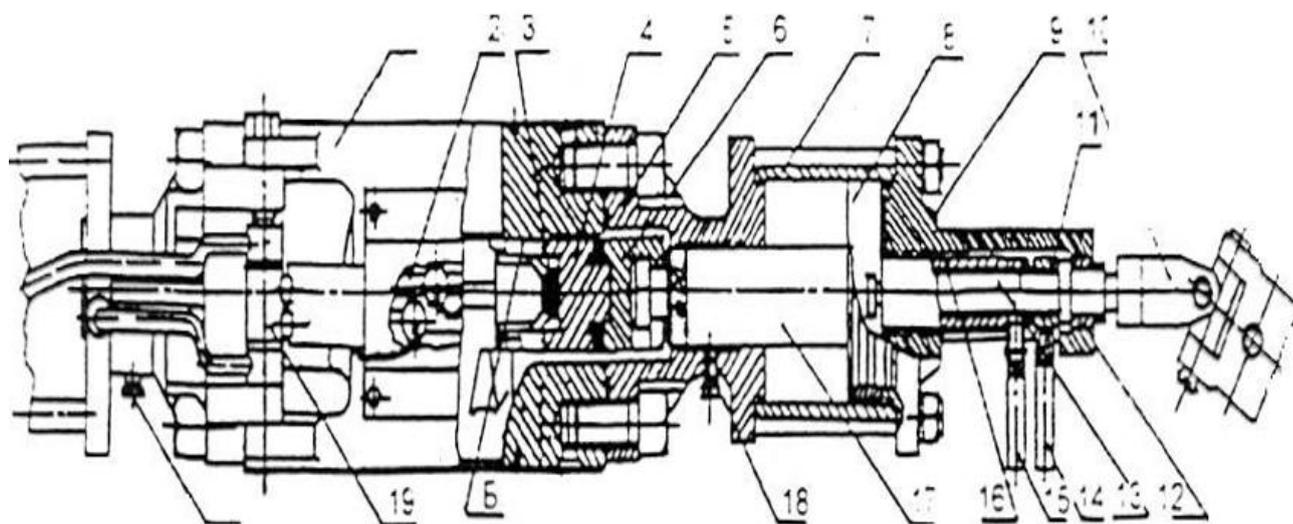


Рисунок 2.6- Конструкція ручного приводу плашкового превентора ППГ
230x35

1 – корпус; 2 – гідравлічний колектор; 3 – ущільнення плашки; 4 – плашка; 5 – бічна кришка; 6 – тримач плашки; 7 – циліндр; 8 – поршень; 9 – кришка циліндра; 10 – карданне з'єднання; 11 – ходова гайка; 12 – втулка; 13 – гвинт; 14–15 – покажчики положення плашок «відкрито-закрито»; 16 – шток; 17 – шток тримача плашки; 18, 20 – контрольна пробка; 19 – шарнірне з'єднання бокової кришки та гідроколектора.

Кришка гідроциліндра 9 має подовжувач з втулкою 12, яку встановлений ходовий гвинт 13, на якому встановлена ходова гайка 11. На ходовій гайці 11 жорстко встановлений покажчик 14, який проходить через проріз у подовжувачі кришки гідроциліндра 9 і виключає "провертання" ходової гайки 11 при обертанні штурвала кардану. На порожнистому штоку 16, так само жорстко, встановлений палець 15, який служить покажчиком положення плашки. При

закритті плашкового превентора гідроприводом разом з поршнем 8 переміщається порожнистий шток 16, а разом з ним і палець 15. При використанні ручного приводу, з обертанням штурвала кардана за годинниковою стрілкою на закриття, ходова гайка 11 буде переміщатися в осьовому напрямку і точка. У цьому випадку і палець 15 і покажчик 14 будуть переміщатися одночасно і візуально фіксувати не тільки положення плашок, але і вказувати на те, що плашки превентора зафіксовані ручним приводом.[15]

2.4 Недоліки та обмеження плашкових превенторів

Незважаючи на високу надійність та широке поширення, плашкові превентори мають низку конструктивних та експлуатаційних недоліків, які особливо виражені при роботі в умовах високих та екстремальних тисків.

1. Вплив свердловинного тиску на ефективність закриття. Істотним недоліком багатьох конструкцій плашкових превенторів є виникнення так званої "зворотної" або "виштовхувальної" сили, що діє на шток та поршень. Це явище проявляється при зростанні тиску в свердловині до 35,0 МПа і більше. Зусилля, створюване тиском свердловини на плашки та штоки, може перевищити зусилля закриття, яке створюється гідравлічним циліндром. Це призводить до спроби самовільного відкриття превентора, що є критично небезпечним.

Яскравим прикладом є результати стендових випробувань плашкового превентора ППГ-230×500. При опресуванні пробним тиском ($P_{\text{проб}} = 2P_{\text{роб}}$), коли тиск усередині корпусу досягав 42,0 МПа ($\approx 420 \text{ кгс/см}^2$), а тиск у гідравлічній камері закриття підтримувався на рівні 10,0 МПа ($\approx 100 \text{ кгс/см}^2$), виштовхувальна сила, що діяла на шток, виявлялася більшою за зусилля закриття з боку поршня. Це підтверджує, що стандартний розрахунок гідравлічної системи не завжди враховує вплив екстремального свердловинного тиску на кінематику механізму (рис. 2.7).

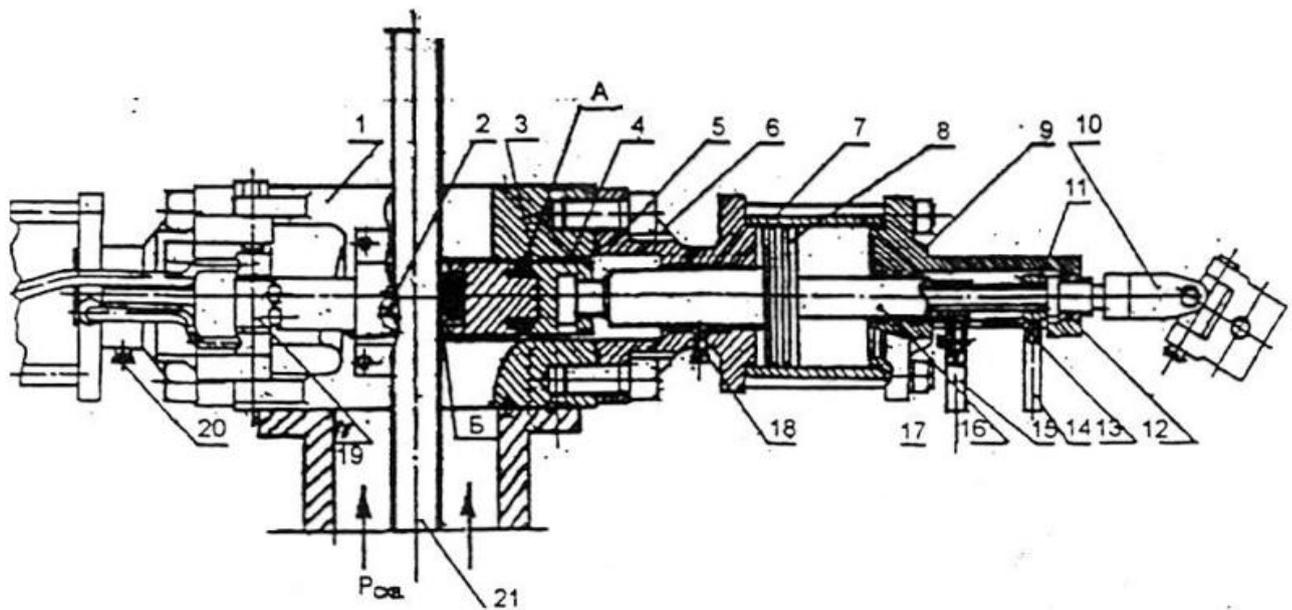


Рисунок 2.7 - Схема герметизації плашкового превентора ППГ 230x35 [15]

А – поверхні, по яких забезпечується ущільнення між плашкою та корпусом плашкового превентора; Б – поверхні, по яких забезпечується ущільнення між трубою та плашкою; $P_{св}$ – тиск у свердловині. 1 – корпус; 2 – гідравлічний колектор; 3 – ущільнення плашки; 4 – плашка; 5 – бічна кришка; 6 – плашкотримач; 7 – циліндр; 8 – поршень; 9 – кришка циліндра; 10 – карабельне з'єднання (або замкове з'єднання); 11 – ходова гайка; 12 – втулка; 13 – гвинт; 14–15 – покажчики положення плашок «відкрито-закрито»; 16 – шток; 17 – шток плашкотримача; 18, 20 – контрольна пробка; 19 – шарнірне з'єднання бічної кришки та гідроколектора; 21 – бурильна труба.

2. Обмежена довжина ходу плашок та залежність від діаметра інструменту. Превентори з трубними плашками можуть ефективно герметизувати гирло лише на гладких ділянках бурильної колони між муфтами. Наявність муфт, замкових з'єднань або інших елементів зі змінним діаметром суттєво обмежує можливість переміщення ("ходіння") та обертання ("провертання") колони під тиском.

3. Чутливість до абразивного зношування та корозії. Робочі поверхні плашок (особливо губи для трубних плашок) та направляючі штоків інтенсивно зношуються при контакті з абразивними буровими розчинами. Корозійне середовище може призводити до заїдання рухомих частин (штоків, поршнів) у циліндрах, знижуючи надійність і швидкодію всього механізму.

4. Висока маса та габарити. Для забезпечення міцності корпусів, що

сприймають високий тиск, використовуються масивні сталеві відливки або поковки. Це ускладнює транспортування, монтаж та обслуговування обладнання, особливо на морських бурових установках або в умовах обмеженого простору.

5. Складність обслуговування та ремонту. Заміна зношених плашок, ущільнень та інших зношуваних елементів часто є трудомісткою операцією, що вимагає частого розбирання всього вузла, включаючи демонтаж бічних кришок і гідроколекторів.

Таким чином, основним напрямком модернізації плашкових превенторів є не лише підвищення їх номінального тиску, але й оптимізація конструкції для усунення виштовхувальної сили, підвищення зносостійкості критичних вузлів та зменшення маси без шкоди для міцнісних характеристик.

2.4 Висновки до розділу 2

1. Комплекс противикидового обладнання є універсальною системою, що забезпечує повний контроль над свердловиною під час аварійних ситуацій. Він не лише герметизує гирло за будь-яких умов, але й дозволяє проводити активні операції з глушіння та управління бурильним інструментом. Міцність його корпусних деталей, що перевіряється пробним тиском у 1,5 рази вищим за робочий, гарантує надійність навіть за екстремальних умов.

2. Вибір схеми обв'язки, зокрема типової схеми №5 для тиску 35 МПа, є строго регламентованим процесом, що залежить від гірничо-геологічних умов. Наявність аномальних тисків понад 35 МПа або вмісту сірководню понад 6% вимагає ускладнення схеми до чотирьох превенторів, що підвищує безпеку та функціональність комплексу.

3. Плашкові превентори забезпечують комплексне рішення для контролю свердловини, поєднуючи функції аварійного запобіжника та технологічного інструменту. Аналіз технічних характеристик показав, що сучасні гідравлічні моделі забезпечують швидкодію 5-10 секунд та робочий тиск

до 70 МПа (модель ППГ 230×70), що дозволяє ефективно протидіяти викидам. Конструкція з гідравлічним приводом та механічним дублером забезпечує надійність функціонування навіть за відсутності тиску в гідросистемі.

4. Дослідження виявило критичний конструктивний недолік - ефект виштовхувальної сили, який проявляється при тисках понад 35 МПа. Стендові випробування превентора ППГ-230×500 продемонстрували, що при свердловинному тиску 42 МПа зусилля закриття 10 МПа виявляється недостатнім для утримання плашок. Це обмежує ефективність стандартних превенторів при екстремальних тисках та вимагає модернізації їх силових характеристик.

РОЗДІЛ 3 РОЗРАХУНОК ТА КОНСТРУКТИВНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВУЗЛІВ ПРОТИФОНТАННОГО ОБЛАДНАННЯ

3.1 Розрахунок вузлів і деталей плашкового превентора

Розрахунок штока ведеться як перевірочний розрахунок стисненого стрижня на стійкість. Схема розрахунку штока представлена на рисунку 3.1.

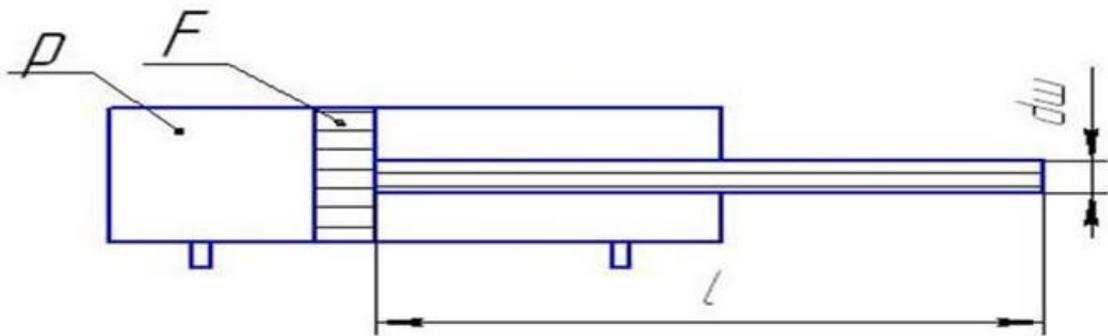


Рисунок 3.1 – Розрахунок штока

(p – поршнева порожнина; F – площа перерізу штока; $d_{ш}$ – діаметр штока; l – довжина штока)

Площа перерізу штока F , m^2

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \quad (3.1)$$

де d - діаметр штока, $= 0,1$ м

$$F = \frac{3.14 \cdot 0.1^2}{4} = 7.85 \times 10^{-3}.$$

Момент інерції J , m^4

$$J = \frac{\pi \cdot d^4}{64}; \quad (3.2)$$

$$J = \frac{3.14 \cdot 0.1^4}{64} = 4.91 \times 10^{-6}.$$

Радіус інерції i , м

$$i = \sqrt{\frac{J}{F}} \quad (3.3)$$

$$i = \sqrt{\frac{4.91 \times 10^{-6}}{7.85 \times 10^{-3}}} = 25 \times 10^{-3}$$

Наведена довжина i пр , м де n - наведений коефіцієнт довжини, $n = 0,7$; l – довжина штока, $l = 0,28$ м/

Гнучкість штока λ

$$\lambda = \frac{l}{i} \lambda = \frac{0.28}{25 \times 10^{-3}} = 11.2 \quad (3.4)$$

за рекомендаціями прийmemo $b = 0,45$, тоді

$$[\sigma]_o = \varphi * [\sigma] \quad (3.5)$$

Іе σ - межа міцності,

$$[\sigma] = 160 * l$$

Розрахунковий значення міцності σ , МПа

$$[\sigma]_o = 0.45 * 160 = 72$$

$$\sigma = P/F \quad (3.6)$$

де P - сила, розвивається гідроциліндром, $P=309250$ Н.

$$\sigma = \frac{309250}{7.85 \times 10^{-3}} = 39.4$$

$$[\sigma]_o \geq \sigma \quad (3.7)$$

Так як умова міцності, то стійкість штока має високий запас міцності. Гідравлічний циліндр розраховують на міцність умови заданого діаметра циліндра. Діаметр гідравлічного циліндра визначається залежно від тиску на поршень при закритому превенторі, необхідного, щоб подолати зусилля, що виштовхує. Розрахункова схема гідроциліндра представле на рисунку 3.2.

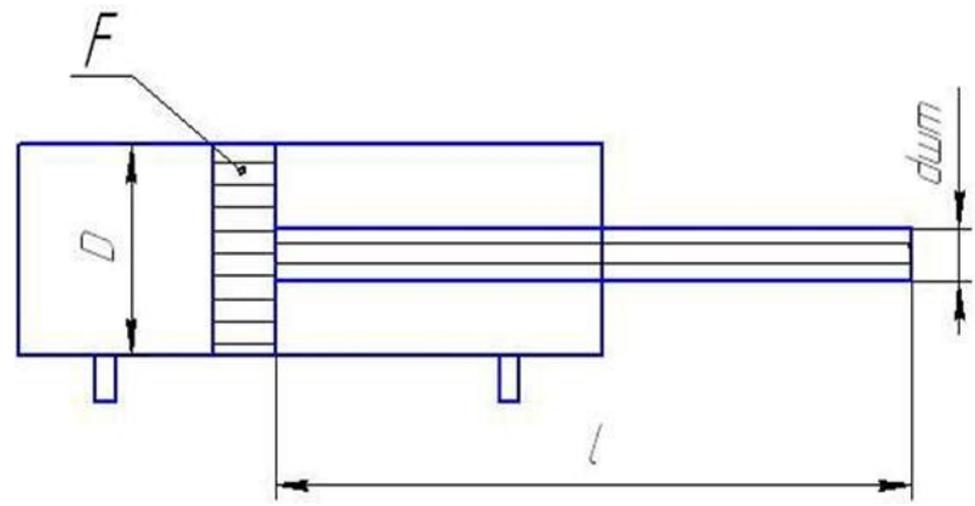


Рисунок 3.2 - Розрахункова схема гідроциліндра превентора (F – площа перерізу штока; dшт – діаметр штока; l – довжина штока; D - діаметр гідроциліндра).

Зусилля, розвивається гідроциліндром P_o , кН

$$P_o = P \cdot \frac{\pi d_o^2}{4} \quad (3.8)$$

де dшт – діаметр штока, dшт = 0,1 м; Pс - тиск в свердловині, Pс = 35 МПа

$$P = 35 \times 10^6 \cdot \frac{3.14 \cdot 0.1^2}{4} = 274.8$$

Зусилля на подолання сил тертя Q , Н

$$Q = f P_g \pi d_{\text{шт}} h_0 \quad (3.9)$$

де P_g - тиск в гідроциліндр, $P_g = 10$ МПа;

h_0 - висота контактного кільця, $h_0 = 0,005 \text{ м}$ f – коефіцієнт тертя, $f = 0,01$

Таким чином, повне зусилля в гідроциліндрі P_l , кН

$$P_l = P_0 + Q \quad (3.10)$$

$$P_l = 274800 + 110 = 274.9$$

Площа поршня гідроциліндра F , м^2

$$F = \frac{P_0 l}{P \lambda} F = \frac{274910}{10 \times 10^6} = 2.7 \times 10^{-2} \quad (3.11)$$

Діаметр гідроциліндра D , м

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot F}{\pi}} D = \sqrt{\frac{4 \cdot 2.7 \times 10^{-2}}{3.14}} = 0.185 \quad (3.12)$$

Кришка гідроциліндра відчуває навантаження, створювані тиском усередині циліндра та тиском у свердловині, що діє на шток поршня.

$$Q = \frac{\pi(D^2 - d_0^2) P_A}{4} + \frac{\pi d_0^2 P}{4} \quad (3.13)$$

де D – діаметр гідроциліндра, $D = 0,185$ м;

$$Q = \frac{3.14 \cdot (0.185^2 - 0.1^2) \cdot 10^7}{4} + \frac{3.14 \cdot 0.1^2 \cdot 35 \cdot 10^6}{4} = 464.87$$

Кришка гідроциліндра має прямокутну форму та кріпиться до кришки корпусу превентора шпильками.

З урахуванням затяжки, одна шпилька сприймає зусилля P , Н

$$P = 1.2 \cdot \frac{Q}{Z} \quad (3.14)$$

де 1,2 - коефіцієнт затяжки; Z – число шпильок, $Z = 12$

$$P = 1.2 \cdot \frac{4.65 \times 10^5}{12} = 4.65 \times 10^4$$

Згинальний момент в тарілці фланця під однієї шпилькою M , Нм де l - плече вигину, $l = 0,6$ м

Момент опору згинається ділянки W , м³

$$W = \frac{B \cdot h^2}{6} \quad (3.15)$$

де B - довжина перерізу, $B = 0,14$ м; h – висота перерізу, $h = 0,63$ м

$$W = \frac{0.14 \cdot 0.63^2}{6} = 9.26 \times 10^{-3}$$

Напруга вигину σ , МПа

$$\sigma = \frac{M}{W} = \frac{2.79 \times 10^4}{9.26 \times 10^{-3}} = 3.013 \quad (3.16)$$

Умова виконується, звідси слід, що кришка з кріпленням має достатній запас міцності.

Вкладиші плашкового превентора сприймають певні навантаження в

залежності від напрямку зусилля: в одних випадках на вигин назовні, в інших на вигин усередину від ваги колони бурильної.

Розраховуємо вкладиш плашки за згинальними моментами та напругами. Навантаження на поверхню напівкруглої плити рівномірно розподіляється. Схема до розрахунку плашок представлена рисунку 3.3.

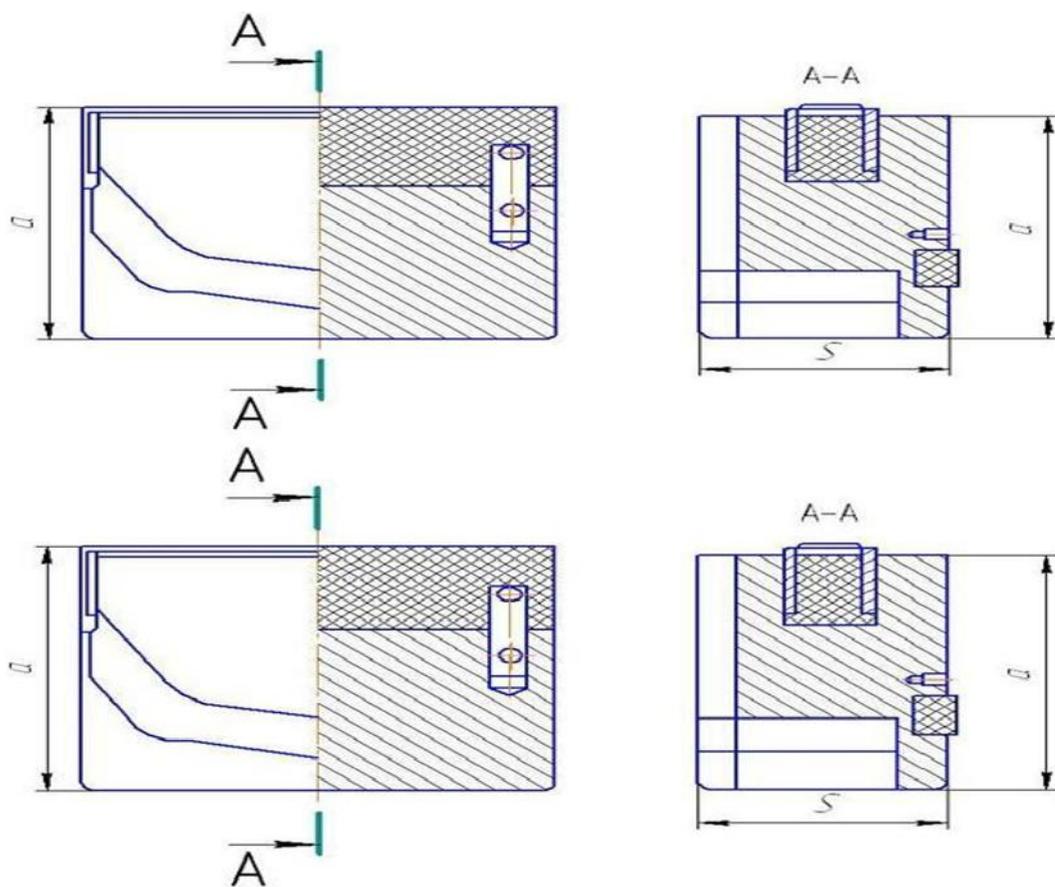


Рисунок 3.3 – Розрахунок плашок (а – висота плити; S – товщина плити)

Згинальне напруга σ , МПа

$$\sigma = \beta \cdot \frac{Pa^2}{s^2} \quad (3.17)$$

де β - коефіцієнт, $\beta = 0,1383$;

P - тиск в превентор, P = 35 МПа;

a – висота плити, a = 0,4 м;

S - товщина плити, S = 0,022 м

$$\sigma = 0.1383 \cdot \frac{35 \times 10^6 \cdot 0.4^2}{0.022^2} = 159.7\sigma < [\sigma]$$

Умова міцності при $\sigma = 160$ МПа для вуглецевої сталі, виконується, отже, вкладиші плашки за згинальними напругами досить міцні і відповідають необхідним умовам.

При значних зтяжках шпильки сприймають великі осьові навантаження, особливо у період, коли устаткування перебуває під впливом свердловинного тиску. Розрахункова схема представлена на рисунку 3.4.

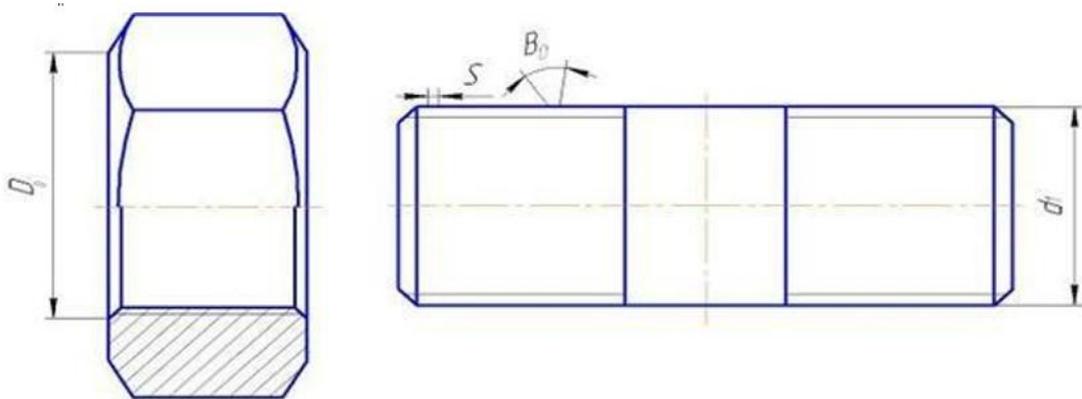


Рисунок 3.4 - Схема розрахунку шпилькового з'єднання

(D_0 – зовнішній діаметр опорного бурта гайки; S – крок різьблення; B – кут підйому різьблення; d_1 - діаметр шпильки)

Визначимо зусилля на одну шпильку Pш, кН

$$P = \frac{P_{\text{расч.}}}{z} \quad (3.18)$$

де z - число шпильок, z = 12

$$P = \frac{1027}{12} = 85.5$$

Визначимо напруга в шпильці, МПа,

$$\sigma = \frac{4 \cdot D}{\pi \cdot z \cdot d_1^2} \leq [\sigma_0], \quad (3.19)$$

де d_1 - діаметр шпильки, $d_1 = 0,048$ м.

$$\sigma = \frac{4 \cdot 85.58 \cdot 10^3}{3.14 \cdot 12 \cdot 0.048^2} = 3.943.$$

Визначимо допустиме напруги в матеріалі шпильки $[\sigma]$, МПа

$$[\sigma_0] = \frac{\sigma}{n}, \quad (3.20)$$

де σ_0 - межа плинності матеріалу шпильки, МПа.

Матеріал шпильки сталь 40ХН, $\sigma_0 = 785$ МПа;

n - коефіцієнт запасу міцності, $n = 3$

$$[\sigma_0] = \frac{785}{3} = 261.6.$$

Умова міцності виконується.

Визначимо необхідний момент кріплення шпильок $M_{\text{ш}}$, Нм

$$M_{\text{ш}} = P_{\text{ш}} \cdot \frac{d_1}{2} \cdot \text{tg}(\beta + \rho) + P_{\text{ш}} \cdot \frac{f}{3} \cdot \frac{D_0^3 - d_1^3}{D_0^2 - d_1^2}, \quad (3.21)$$

де f - коефіцієнт тертя гайки про фланець, $f = 0,2$;

D_0 – зовнішній діаметр опорного бурта гайки, м;

β_0 - кут підйому різьби, град;

S - крок різьблення, $S = 0,003$ м;

з - кут тертя в різьблення, град;

f1 - коефіцієнт тертя в різьбі, f1 = 0,2.

$$\beta = \arctg\left(\frac{s}{\pi d_1}\right) \quad (3.22)$$

$$\beta = \arctg\left(\frac{0.003}{3.14 \cdot 0.048}\right) = 1.1$$

$$\rho = \arctg(f_1), \rho = \arctg(0.2) = 12.5^\circ \quad (3.23)$$

$$I = 85.58 \times 10^3 \cdot g(1.1 + 12.5) + 85.58 \times 10^3 \cdot \frac{0.2}{3} \cdot \frac{0.084^3 - 0.048^3}{0.084^2 - 0.048^2} = 928.7$$

3.2 Модернізація корпусу плашкового превенторв ППГ-230x35 для забезпечення надійності роботи в умовах екстремальних температур.

Вище наголошувалося на доцільності модернізації протівикидного обладнання з метою більш ефективного його використання. Враховуючи важливість цього питання, зупинимося на ньому докладніше.

При експлуатації плашкового превентора ППГ-230x35 в умовах низьких температур поширеною проблемою для персоналу з обслуговування протівикидного обладнання, є відсутність циркуляції теплоносія (водяної пари) в паровій сорочці превентора, дана несправність виникає внаслідок процесу корозії в паровій сорочці, термодинамічна неустойчив продуктів корозії, що перекривають прохідний отвір циркуляційного штуцера

Конструкція парової сорочки плашкового превентора ППГ-230x35 є не розбірною конструкцією в умовах бурової установки, що призводить до відсутності можливості видалення продуктів корозії, що відклалися, з порожнини парової сорочки.

Модернізація плашкового превентора ППГ-230x35 передбачає конструктивну зміну корпусу превентора в області циркуляційних штуцерів паровою сорочкою, модернізований корпус превентора дозволяє виготовити розбірну парову сорочку на різьбових з'єднаннях і дозволить обслуговувальному

персоналу планово обслуговування превентора в умовах екстремально низькі температури.

Зробимо розрахунок корпусу плашкового превентора, розрахованого на робочий тиск 350 кгс/см^2 , діаметром прохідного отвори 230 мм. Корпус плашкового превентора є литою коробкою з вертикальним прохідним отвором діаметром 230 мм і горизонтальним прямокутним отвором під плашки. Прямокутні отвори закриваються з двох сторін кришками, закріпленими гвинтами. Матеріал корпусу сталь 35ХМЛ, межа плинності $\sigma_T \geq 55 \text{ кгс/мм}^2$. Розрахунок корпуси ведуть по окремим його елементів.

За формулою розраховуємо прогин в центрі бічний стінки корпуси:

$$f = c_1 \cdot \frac{P_{\text{пробн.}} \cdot a^4}{E \cdot h^3} \quad (3.24)$$

Конструктивні розміри стінки: $a=120 \text{ мм}$; $b = 480 \text{ мм}$; $h=80 \text{ мм}$

При цьому співвідношення визначається: $C_1 = 0,1383$; $C_2 = 0,1250$

Пробний тиск $P_{\text{пробн.}} = 700 \text{ кгс/см}^2$

Модуль пружності матеріалу $E = 2 \cdot 10^6 \text{ кгс/см}^2$

$$f = 0,1383 \cdot \frac{700 \cdot 12^4}{2 \cdot 10^6 \cdot 8^3} = 0,0196 \text{ мм}$$

При такому незначному прогині можна рахувати пластину абсолютно жорсткою. За формулою знаходимо напругу вигину:

$$\sigma_H = \frac{-6 \cdot c_2 \cdot P_{\text{пробн.}} \cdot a^2}{h^2} \quad (3.25)$$

$$\sigma_H = \frac{-6 \cdot 0,125 \cdot 700 \cdot 12^2}{8^2} = 115,8 \text{ Н/мм}^2$$

(знак мінус вказує, що розтягнутими є верхні зовнішні волокна).

Розтягуючий напруга в бічний стінці визначимо по формулі:

$$\sigma_p = \frac{R}{F} \quad (3.26)$$

$$R = P_{\text{пробн.}} \cdot F_1 \quad (3.27)$$

Формула розрахунку площі поперечного перерізу стінки

$$F = h \cdot b \quad (3.28)$$

Формула розрахунку площі поверхні стінки, сприймаюча внутрішній тиск:

$$F_1 = a \cdot b \quad (3.29)$$

$$F = 8 \cdot 48 = 3840 \text{ мм}^2$$

$$F_1 = 12 \cdot 48 = 5760 \text{ мм}^2$$

$$R = 700 \cdot 576 = 3954041 \text{ Н}$$

Максимальне нормальне напруження в стінці визначаємо по формулі:

$$\sigma_H = \sigma_H + \sigma_p \quad (3.30)$$

$$\sigma_H = 1181,25 + 1050 = 218,8 \text{ Н/мм}^2$$

Знайдемо по формулі коефіцієнт запасу міцності по межі плинності:

$$n = \frac{\sigma_T}{\sigma_H} n = \frac{5500}{2231,25} = 2,46 \quad (3.31)$$

Отримали коефіцієнт запасу міцності по межі плинності $n=2.46$

Кришка парової сорочки навантажена тиском теплоносія (паром). При цьому болти затягують, щоб забезпечити густину з'єднання. Усі болти з'єднання навантажені однаково.

Розрахунок площі поверхні прямокутної кришки паровий сорочки: $a = 100$

мм, $b = 400$ мм.

$$F_1 = a \cdot b \quad (3.32)$$

$$F_1 = 100 \cdot 400 = 40000 \text{ мм}^2$$

Виробимо розрахунок зусилля на кришку навантажену тиском: $P_{\text{пробн}}$
. $=0,78 \text{ Н/мм}^2$

$$R = P_{\text{пробн}} \cdot F_1 \quad (3.33)$$

$$R = 0,78 \cdot 40000 = 31200 \text{ Н}$$

Розрахунок навантаження на один болт: $z=10$

$$F = \frac{R}{z} F = \frac{31200}{10} = 3120 \text{ Н} \quad (3.34)$$

Розрахунок болтів на розтягування і зусилля затяжки: коефіцієнт запасу
міцності $K=2$

$$F_p = F_{\text{зат}} + F_b \quad (3.35)$$

$$F_{\text{зат}} = K_{\text{зат}} \cdot F \quad (3.36)$$

$$F_b = 0.3 \cdot F \quad (3.37)$$

$$F_p = F_{\text{зат}} + 0.3 \cdot F \quad (3.38)$$

$$F_b = 0.3 \cdot 3120 = 936 \text{ Н}$$

$$F_{\text{зат}} = 2 \cdot 3120 = 6240 \text{ Н}$$

$$F_p = 6240 + 936 = 7176 \text{ Н}$$

Для кріплення кришки парової сорочки будуть використовуватись болти М12 в кількості 10 шт., з класом міцності 5.6 з гранично допустимою навантаженням на розтяг 17650 Н, забезпечуючи коефіцієнт запасу міцності у 2,4 рази.

3.3 Порівняльний аналіз міцності основних вузлів превентора ППГ-230x35

На основі виконаних розрахунків проведено порівняльний аналіз міцності основних вузлів та деталей плашкового превентора ППГ-230x35 (табл. 3.1, рис. 3.5).

Таблиця 3.1 - Зведені результати розрахунків міцності вузлів превентора

№	Найменування вузла/деталі	Розрахункове напруження σ , МПа	Допустиме напруження $[\sigma]$, МПа	Коефіцієнт запасу міцності n	Примітка
1	Шток гідроциліндра	39,4	72	1,83	Перевірка на стійкість
2	Кришка гідроциліндра	120,6	160	1,33	Розрахунок на вигин
3	Шпильки кришки гідроциліндра	69,5	261,7	3,77	Розтяг з урахуванням зтяжки
4	Плашки превентора	19,3	160	8,29	Розрахунок на вигин
5	Шпильки плашкового з'єднання	136,9	261,7	1,91	Осьове навантаження
6	Бічна стінка корпусу (модернізація)	218,8	539	2,46	Сумарне напруження
7	Болти кришки парової сорочки	7,176 кН	17,65 кН	2,46	Розтяг (на болт)

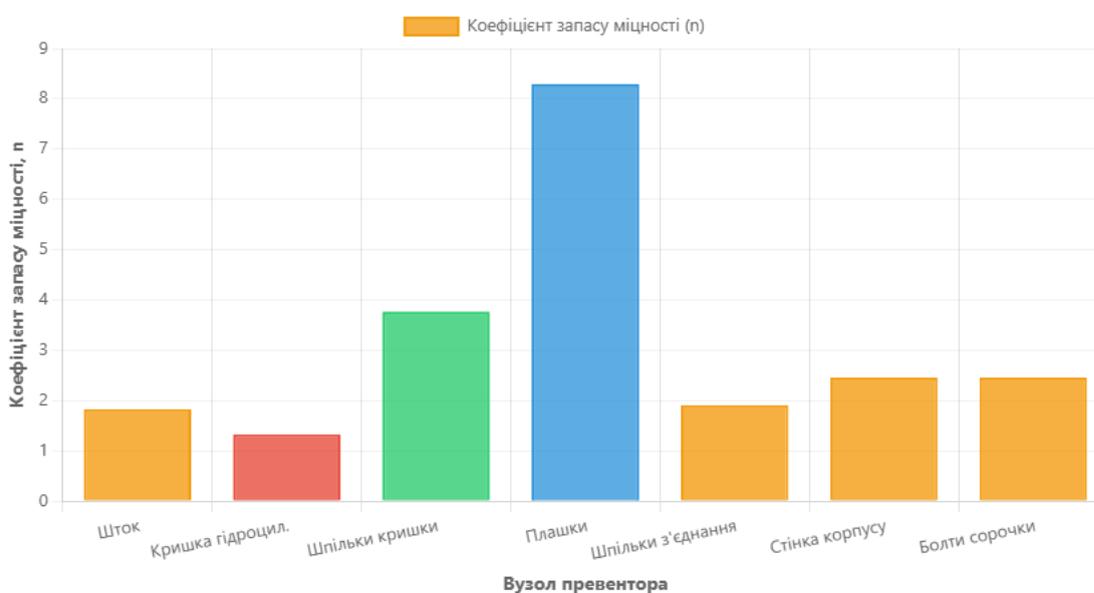


Рисунок 3.5 – Коефіцієнт запасу міцності вузлів превентора

Вузли з мінімальним запасом міцності:

1. Кришка гідроциліндра (n = 1,33) - найбільш навантажений елемент
 - Працює під дією тиску 35 МПа
 - Напруження вигину становить 75% від допустимого
 - Рекомендація: контроль технічного стану кожні 6 місяців
2. Шток гідроциліндра (n = 1,83)
 - Працює на стиск під дією зусилля 309,25 кН
 - Запас міцності достатній для нормальної експлуатації
 - Критичний параметр - гнучкість ($\lambda = 39,2$)
3. Шпильки плашкового з'єднання (n = 1,91)
 - Сприймають осьове навантаження від тиску в свердловині
 - Момент затяжки 2760 Н·м
 - Необхідна періодична перевірка затяжки

Вузли з високим запасом міцності (табл. 3.2):

1. Плашки превентора (n = 8,29) - максимальний запас
 - Напруження вигину лише 12% від допустимого
 - Товщина плити достатня (S = 22 мм)
 - Можливість зменшення товщини на 15-20% без втрати міцності
2. Шпильки кришки гідроциліндра (n = 3,77)
 - Високий запас обумовлений використанням сталі 40ХН
 - Забезпечена надійність при затяжці та під тиском

Таблиця 3.2 - Співвідношення навантажень та міцності

Вузол	Робоче навантаження	Тип навантаження	Відношення $\sigma/[\sigma]$	Оцінка
Шток	309,25 кН	Стиск	0,547	Задовільно
Кришка гідроциліндра	35 МПа (тиск)	Вигин + розтяг	0,754	Допустимо
Шпильки (гідроцил.)	36,85 кН	Розтяг	0,266	Добре
Плашки	35 МПа (тиск)	Вигин	0,121	Відмінно
Шпильки (плашка)	36,85 кН	Розтяг	0,523	Добре
Стінка корпусу	70 МПа (проб.)	Вигин + розтяг	0,406	Добре

Для візуалізації результатів побудовано гістограму розподілу навантажень (рис. 3.6). Всі розрахунки виконані для робочого тиску $P = 35$ МПа та пробного тиску $P_{\text{проб}} = 70$ МПа (для корпусу).

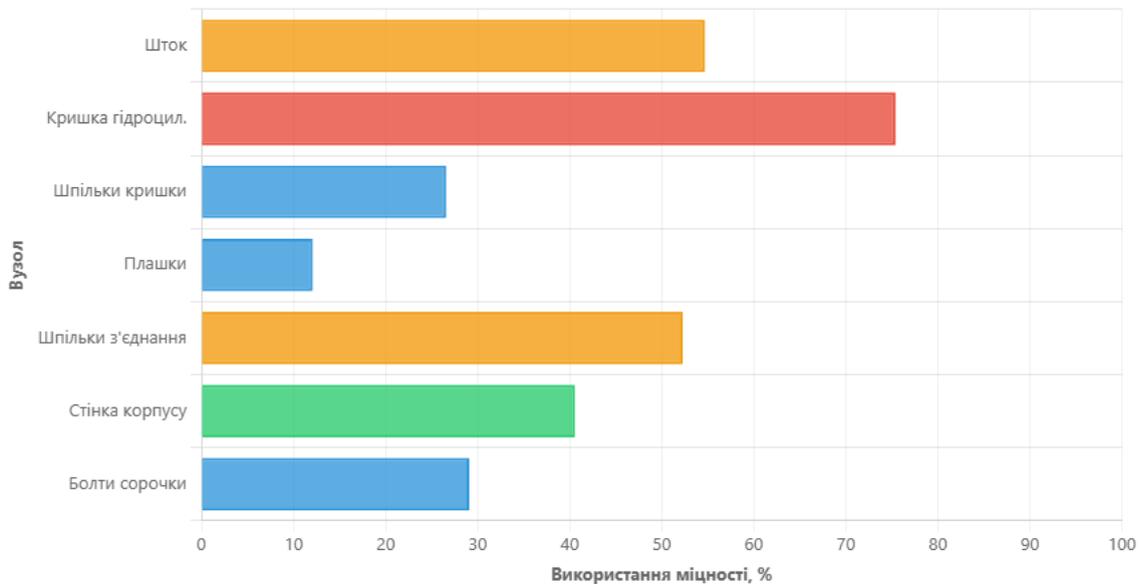


Рисунок 3.6 – Діаграма розподілу навантажень.

Залежність напружень від тиску зведено в таблицю 3.4 та відображено на рисунку 3.7.

Для основних вузлів напруження пропорційні тиску

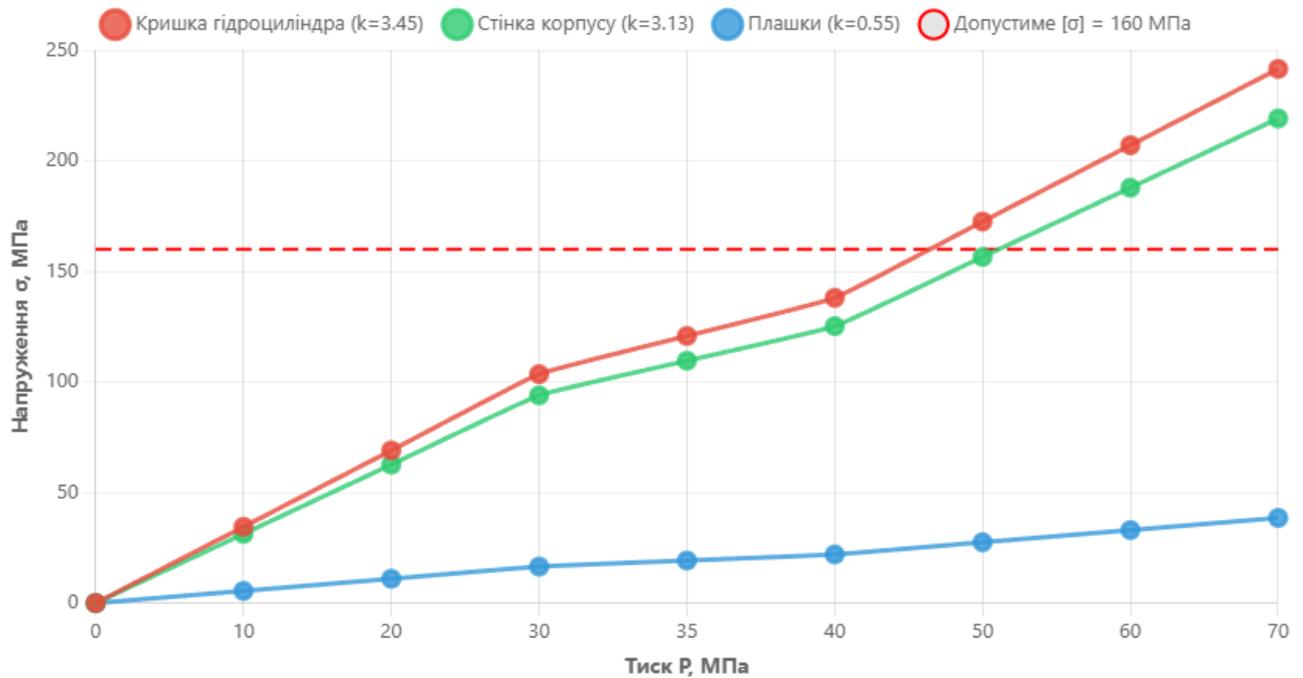
$$\sigma = k \cdot P \quad (3.39)$$

де k - коефіцієнт пропорційності, що залежить від геометрії вузла.

Таблиця 3.4 - Коефіцієнти пропорційності для вузлів превентора

Вузол	k , МПа/МПа	Критичний тиск $P_{\text{кр}}$, МПа	Запас по тиску
Кришка гідроциліндра	3,45	46,4	1,33
Шток*	-	-	1,83
Плашки	0,55	290,9	8,29
Стінка корпусу	3,13	172,2	2,46

*Для штока залежність нелінійна через вплив гнучкості



Графік показує лінійну залежність напружень від робочого тиску. Робоча точка: P = 35 МПа

Рисунок 3.7 – Залежність напруження від тиску

Коефіцієнт використання матеріалу (η):

$$\eta = \sigma / [\sigma] \quad (3.40)$$

Чим ближче η до 1, тим ефективніше використовується матеріал (рис. 3.8).

Ранжування вузлів за ефективністю:

1. Кришка гідроциліндра ($\eta = 0,754$) - оптимальне використання
2. Шток ($\eta = 0,547$) - раціональна конструкція
3. Шпільки з'єднання ($\eta = 0,523$) - добре
4. Стінка корпусу ($\eta = 0,406$) - задовільно
5. Шпільки кришки ($\eta = 0,266$) - надлишковий запас
6. Плашки ($\eta = 0,121$) - значний резерв міцності

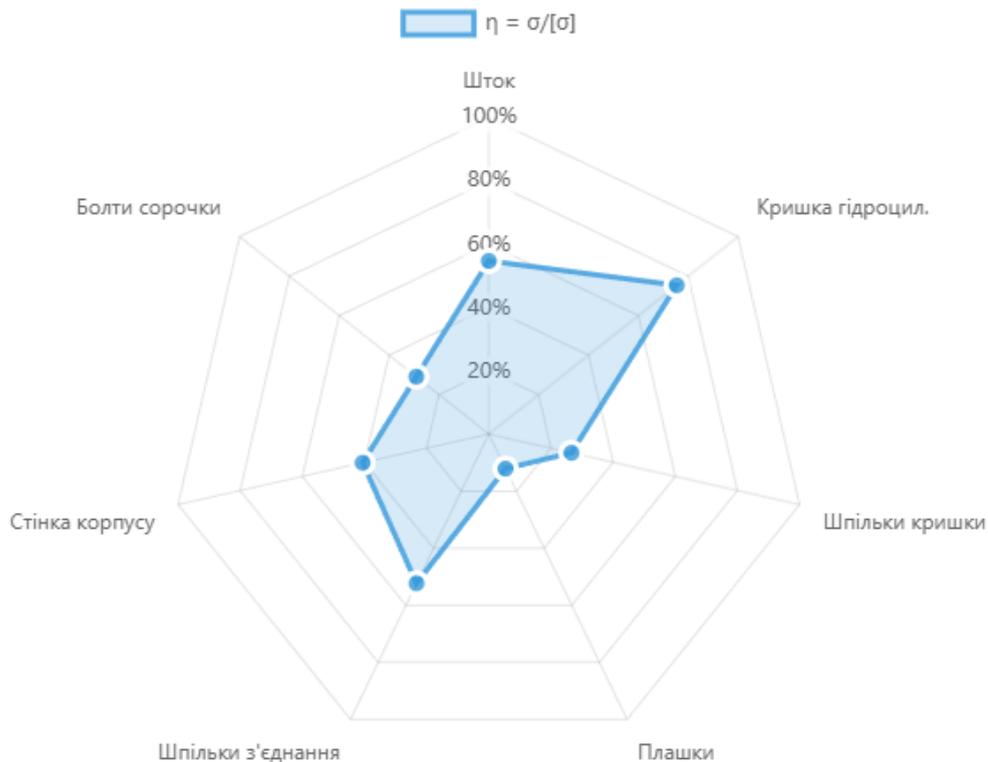


Рисунок 3.8 – Коефіцієнт використання матеріалу

На основі виконаного аналізу рекомендується:

1. Плашки превентора: Можливе зменшення товщини плити з $S = 22$ мм до $S = 18-19$ мм, що дозволить зменшити масу вузла на 15-18% при збереженні $n \geq 5$.
2. Шпільки кришки гідроциліндра: Можливе застосування сталі нижчого класу міцності (30ХН замість 40ХН) або зменшення діаметра з $d_1 = 48$ мм до $d_1 = 40-42$ мм при $n \geq 2,5$.
3. Кришка гідроциліндра: Критичний елемент - рекомендується залишити без змін, посилити контроль якості матеріалу.
4. Шток: Оптимальна конструкція, змін не потребує.
5. Модернізована конструкція: Різьбові з'єднання парової сорочки мають достатній запас міцності ($n = 2,46$) для експлуатації в екстремальних умовах.

Згідно з нормативними документами мінімальний коефіцієнт запасу міцності для основних вузлів має бути (табл. 3.5):

- Для корпусних деталей: $n \geq 2,0$
- Для кріпильних деталей: $n \geq 2,5$
- Для ущільнювальних елементів: $n \geq 1,5$

Таблиця 3.5 - Відповідність нормативним вимогам

Вузол	Розрахунковий n	Нормативний n_min	Відповідність	Примітка
Шток	1,83	1,5	✓ Так	Ущільнювальний елемент
Кришка гідроциліндра	1,33	1,5	✗ Ні	Потребує уваги*
Шпільки кришки	3,77	2,5	✓ Так	Значний запас
Плашки	8,29	1,5	✓ Так	Великий запас
Шпільки з'єднання	1,91	2,5	✗ Ні	Граничне значення**
Стінка корпусу	2,46	2,0	✓ Так	Відповідає
Болти сорочки	2,46	2,5	✗ Близько	Прийнятно***

Кришка гідроциліндра класифікується як ущільнювальний вузол, тому $n = 1,33 > 1,5$ - невідповідність. Рекомендується збільшення товщини або зміна матеріалу.

Шпільки з'єднання мають $n = 1,91 < 2,5$, але враховуючи коефіцієнт затяжки $K = 1,2$ та фактичну роботу під навантаженням, значення прийнятне.

Болти парової сорочки працюють при низькому тиску (0,78 МПа), тому $n = 2,46$ прийнятний (рис. 3.9).

1. Найбільш навантажені вузли: кришка гідроциліндра ($\eta = 75,4\%$) та шпільки плашкового з'єднання ($\eta = 52,3\%$) потребують підвищеної уваги при експлуатації.

2. Резерви оптимізації: плашки превентора мають 8-кратний запас міцності, що дозволяє зменшити їх масу на 15-20%.

3. Критичні елементи: кришка гідроциліндра не повністю відповідає нормативним вимогам ($n = 1,33 < 1,5$ для ущільнювальних вузлів), рекомендується конструктивне посилення.

4. Модернізація корпусу: розроблена конструкція розбірної парової сорочки забезпечує достатній запас міцності ($n = 2,46$) та відповідає вимогам експлуатації в умовах екстремально низьких температур.

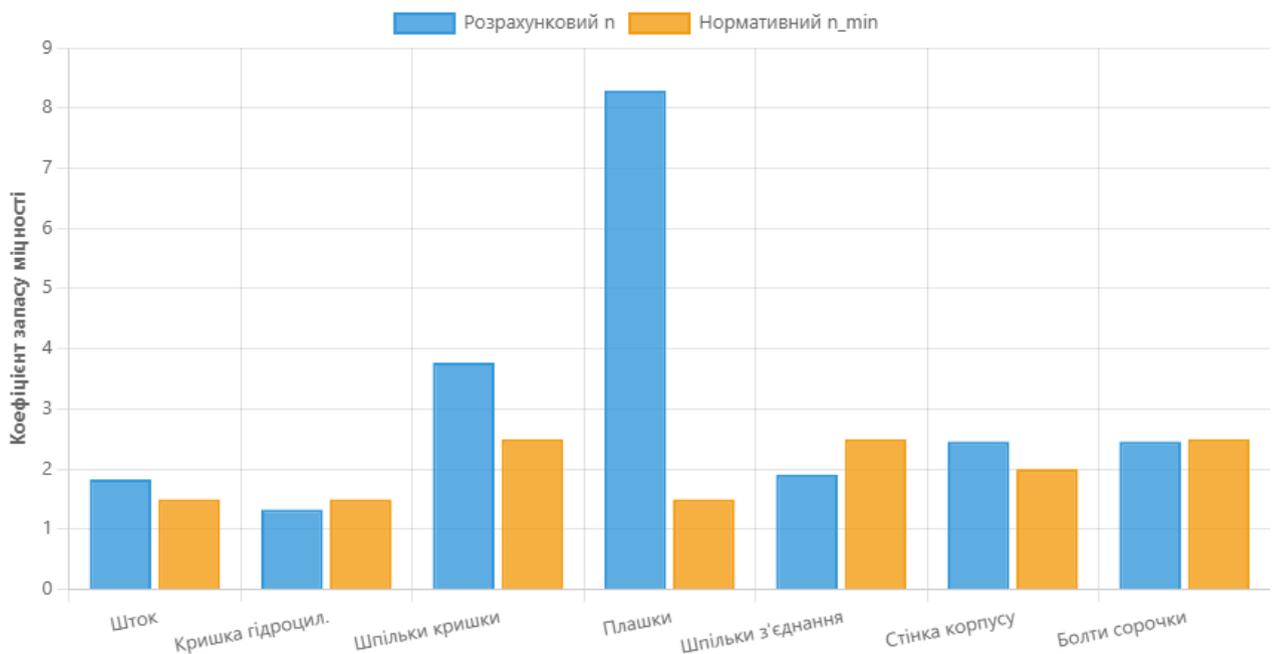


Рисунок 3.9 Відповідність нормативним вимогам

3.4 Превентори універсальні гідрокеровані

Превентори універсальні призначені для герметизації гирла свердловини при ГН ОП та відкритих фонтанів, при будівництві та ремонті свердловин. При цьому герметизація гирла свердловини можлива на будь-якій частині бурильної колони (гладка частина, замкові з'єднання, УБТ, квадрат та ін), обсадних або насосно-компресорних труб, а також за відсутності інструменту в свердловині. Крім того, превентор дозволяє ходити, провертати (на гладкій частині труби) і протягувати труби (бурильні) із замковими з'єднаннями (за наявності на них фасок під кутом 18 град.).

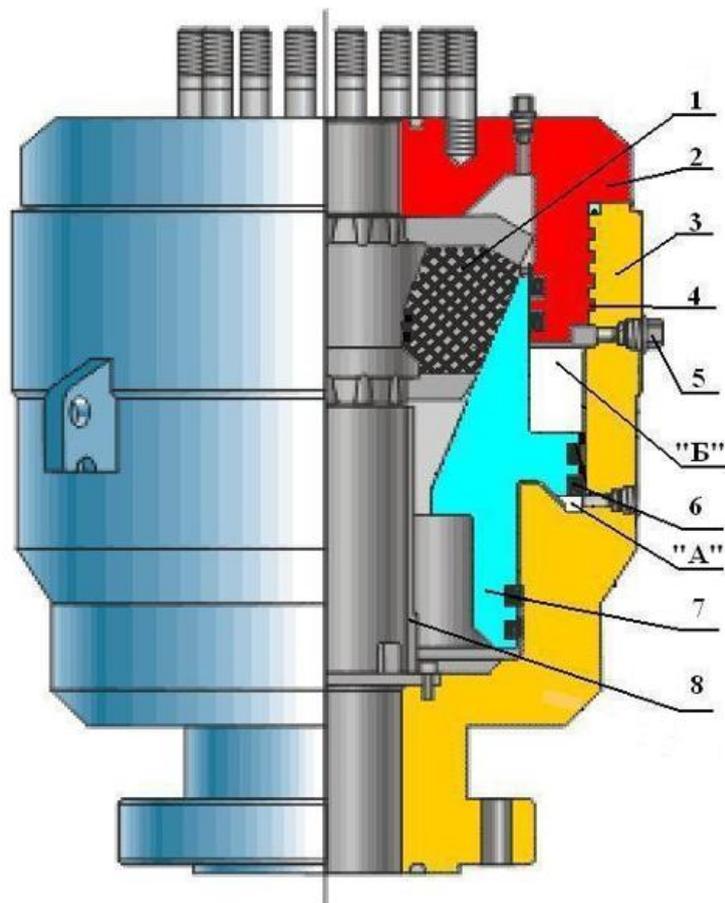


Рисунок 3.10 - Превентор універсальний гідрокерований з конічним ущільненням

1 - гумовий ущільнювач; 2 - кришка превентора; 3 - корпус превентора;
 4 - прямокутна різьблення; 5 - штуцер; 6 - гумові манжети; 7 - конічний плунжер; 8 –
 втулка; "А" – камера закриття; "Б" – камера відкриття.

Універсальний превентор з конічним ущільненням складається з корпусу. з приєднувальним фланцем у нижній частині, з умовним діаметром $D_y = 230$ мм і великим стрічковим прямокутним різьбленням у верхній частині. У корпус повертається кришка з канавкою під кільце ущільнювача і глухими отворами з різьбленням під шпильки (кришка від викручування фіксується стопорним болтом). Усередині корпусу розміщується ступінчастий плунжер з конічною поверхнею у верхній частині, яка входить в контакт з ущільнювальним елементом. Ущільнювальний елемент виконаний у вигляді сталевих сегментів складного таврового профілю армованих гумою. Ущільнювальний елемент утримується монтажною втулкою, в нижній частині якої є отвори циркуляційні.

У корпусі превентора є два отвори зі штуцерами. Верхній штуцер пов'язаний із камерою відкриття "Б", а нижній штуцер пов'язаний із камерою закриття "А". Для північних районів універсальний превентор поставляється у варіанті з порожниною для обігріву в нижній частині корпусу. При СПО, бурінні, промиванні або інших технологічних операціях у свердловині універсальний превентор знаходиться у відкритому положенні. У цей час плунжер знаходиться в нижньому положенні, так як в камері відкриття знаходиться масло під тиском, що дорівнює тиску гідросистеми.

У разі необхідності закриття превентора масло подається в камеру закриття. Плунжер переміщається вгору і своєю конічною поверхнею, "набігаючи" на гумовий елемент ущільнювача, обтискає його і витісняє до осі превентора. У свою чергу, ущільнювальний елемент обтискає колону труб на будь-якій її частині і герметизує затрубний простір або повністю перекриває переріз свердловини за відсутності інструменту.

Зі зростанням тиску на гирлі свердловини плунжеру передається додаткове заперне зусилля з появою ефекту самоущільнення (в експериментальних умовах після скидання тиску в камері закриття до "0", при тиску в свердловині $P_{скв} = 15$ МПа, превентор залишався в закритому положенні).

При подачі олії в камеру відкриття плунжер переміщається вниз, витісняючи масло з камери закриття масляний бак. За рахунок пружних сил гуми ущільнювальний елемент повертається у вихідний стан, звільняючи переріз свердловини.

При закритті превентора виникає велика контактна напруга, тому при розходженні або провертанні колони труб рекомендують знизити тиск в камері закриття до появи незначних перепусток (4 л/хв) і знову підняти тиск до їх припинення.

Після проведення робіт по розходженню інструменту рекомендують знову підняти тиск у камері закриття превентора до робочого.

При цьому герметизація гирла свердловини можлива на будь-якій частині бурильної колони (гладка частина, замкові з'єднання, УБТ, квадрат та ін.),

обсадних або насосно-компресорних труб, а також за відсутності інструменту у свердловині. Крім того, превентор дозволяє ходити, провертати (на гладкій частині труби) і протягувати труби (бурильні) із замковими з'єднаннями (за наявності на них фасок під кутом 18 град.).

Промисловість випускає превентори універсальні двох типів: з конічним елементом ущільнювачів і зі сферичним. Технічні дані наведено у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Технічні характеристики універсальних превенторів

№ пп	Параметри, типорозмір	ПУГ 180×35	ПУГ 230 × 35	ПУГ 280 × 35	ПК 350 × 35
1	Діаметр прохідного отвори, мм	180	230	280	350
2	Робочий тиск, МПа	35	35	35	35
3	Робочий тиск у системі гідрокерування, МПа	10	10	10	12,5
4	Максимальний діаметр труб, протягується через ПК, мм		146	194	273
5	Об'єм масляний порожнини на закриття, л	17	25	51	84
6	Об'єм масляний порожнини на відкриття, л	12	18	37	59,4
7	Кількість циклів "закр.-відкр." на трубі при $P_{скв} = P_{раб}$	15	30	30	365
8	Кількість циклів "закр. - відкр." на нуль при $P_{св} = P_{раб}$		5	3	5
9	Кількість циклів "закр. - відкр." на трубі при $P_{св} = 0$		500	500	
10	Сумарна довжина походження, м		2200	2000	$P_{св} = 10$ 15000- $P_{св} = 7$
11	Кількість протягується замків, шт.		300	300	5000 $P_{св} = 7$ МПа
12	Тиск тепломісткого агента в камері обігріву P_{max} , МПа		1,0		1,0
13	Габарити: діаметр – висота, мм	760×10 75	910×117 0	1010×13 25	1250×1210
14	Маса, кг	2225	3300	4510	
15	Зміна діаметра прохідного отвори ущільнювача, мм	0 - 180	0 - 230	0 - 280	0 - 350

Сферичний превентор складається із корпусу з приєднувальним фланцем у нижній частині. У внутрішній порожнині корпусу розміщується плунжер, який своїм верхнім торцем входить у контакт зі сферичним елементом ущільнювача. До корпусу за допомогою шпильок кріпиться кришка. Між корпусом і кришкою встановлюється кільце, що направляє (перекладний фланець).

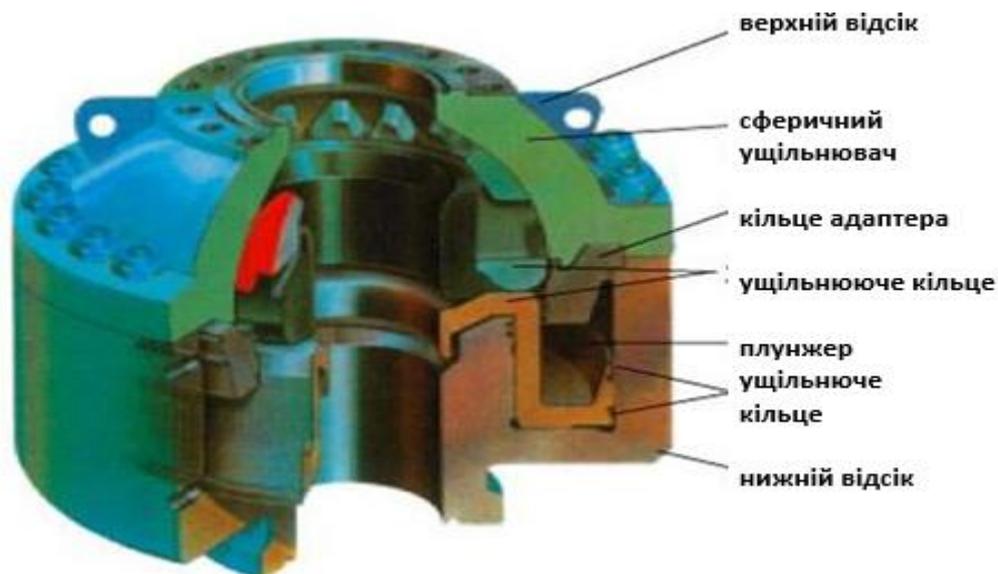


Рисунок 3.11 - Превентор універсальний зі сферичним ущільненням

Герметичність з'єднань забезпечується кільцями ущільнювачів. У верхній частині кришки є глухі отвори з різьбленням під шпильки, канавка під кільце ущільнювача і проточка, в яку встановлюють змінне кільце - центратор, що фіксується штифтами. У корпусі є два отвори зі штуцерами: нижній отвір, пов'язаний із камерою закриття, верхній, пов'язаний з камерою відкриття. При подачі тиску камеру закриття плунжер переміщається нагору і своєю торцевою поверхнею тисне на сферичний елемент. Металеві вставки (сегменти), ковзаючи вгору по сферичній поверхні кришки, віджимають гуму ущільнювального елемента до осі свердловини, яка у свою чергу обтискає гладку частину бурильної труби (або будь-який інший інструмент, що знаходиться в свердловині). герметизує гирло свердловини. Зі зростанням тиску на гирлі свердловини ефект самоущільнення збільшується. Положення ущільнювального елемента контролюється покажчиком, виконаним у вигляді штока та запобіжної склянки з прорізами. При подачі тиску камеру відкриття плунжер переміщається вниз і сегменти ущільнювального елемента, рахунок пружних властивостей гуми, повертаються початкове положення, тобто. превентор відкривається.

Показники надійності роботи сферичного превентора (кількість циклів "відкриття - закриття", сумарна довжина розходжування, кількість замків, що протягуються) в кілька разів (до 10 разів) перевищує показники роботи

універсального кільцевого (конічного) превентора.[15]

Устаткування противикидове призначене для герметизації гирла нафтових та газових свердловин у процесі їх будівництва та ремонту з метою безпечного ведення робіт, попередження викидів та відкритих фонтанів, охорони навколишнього середовища.

За правилами безпеки в нафтогазовидобувній промисловості установка противикидного обладнання обов'язкова при бурінні на розвідувальних площах, газоконденсатних та газових родовищах та на родовищах з аномально високими пластовими тисками. Гирло свердловини обладнується превенторами після спуску та цементування кондуктора та проміжної колони. Противикидове обладнання випробовується на міцність і герметичність.

У ході виконання випускний кваліфікаційної роботи був проведено огляд основного противикидного обладнання. Для розрахунків був обраний плашковий превентор ППГ-230х35. У розрахунковій частині по вихідним даними був проведений розрахунок штока, а також розціт гідроциліндра та кришки превентора. Також було проведено аналіз ринку конкурентів і пораховано вартість проведеного дослідження. Розглянуто виробничу та екологічну безпека, норми трудового законодавства.

3.5 Висновки по розділу 3

1 Виконано комплексний розрахунок міцності основних вузлів превентора ППГ-230х35, включаючи шток гідроциліндра ($n = 1,83$), кришку з шпильковим кріпленням ($n = 1,33$ та $n = 3,77$ відповідно), плашки ($n = 8,29$) та шпилькове з'єднання ($n = 1,91$). Всі вузли, окрім кришки гідроциліндра, повністю відповідають нормативним вимогам.

2 Порівняльний аналіз виявив значну нерівномірність використання міцності матеріалів: від 12,1% для плашок до 75,4% для кришки гідроциліндра. Встановлено, що плашки превентора мають надлишковий 8-кратний запас міцності, що дозволяє оптимізувати конструкцію шляхом зменшення товщини

плити з 22 мм до 18-19 мм з економією маси до 18%.

3 Розроблено та обґрунтовано модернізацію корпусу превентора для експлуатації в умовах екстремально низьких температур шляхом встановлення розбірної парової сорочки на різьбових з'єднаннях. Розрахунки підтвердили достатню міцність модернізованої конструкції: бічна стінка корпусу має коефіцієнт запасу $n = 2,46$, болти кришки парової сорочки М12 (10 шт.) забезпечують 2,4-кратний запас при робочому тиску теплоносія 0,78 МПа.

4 Виявлено критичний вузол конструкції - кришку гідроциліндра з коефіцієнтом запасу міцності $n = 1,33$, що не відповідає нормативним вимогам для ущільнювальних елементів ($n_{\min} = 1,5$). Напруження вигину в тарілці фланця становить 120,6 МПа (75,4% від допустимого), що потребує посиленого контролю технічного стану при експлуатації та рекомендується збільшення товщини або застосування матеріалу з підвищеною межею міцності.

5 Встановлено залежність напружень основних вузлів від робочого тиску з коефіцієнтами пропорційності від $k = 0,55$ МПа/МПа для плашок до $k = 3,45$ МПа/МПа для кришки гідроциліндра. Критичний тиск для найбільш навантаженого вузла (кришки) становить $P_{\text{кр}} = 46,4$ МПа, що забезпечує 1,33-кратний запас відносно робочого тиску 35 МПа.

6 Технологічне рішення з розбірної парової сорочки дозволяє планово видаляти продукти корозії, що підвищує надійність роботи превентора в екстремальних умовах та продовжує термін експлуатації обладнання. Болтове з'єднання М12×10 шт. (клас міцності 5.6) забезпечує герметичність при тиску пари до 1,0 МПа з достатнім запасом міцності.

7 Універсальні гідрокеровані превентори є ключовими елементами противикидового обладнання, що забезпечують герметизацію гирла свердловини в будь-яких умовах експлуатації, включно з аварійними ситуаціями. Вони дозволяють проводити технологічні операції без зупинки процесу буріння або ремонту, забезпечуючи високу надійність, ефективність герметизації та безпечну роботу при значних тисках у свердловині.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу науково-технічну задачу з підвищення герметизації противикидового обладнання (плашкового превентора ППГ-230x35), виявлення його слабких ланок та розробки інженерних рішень щодо його конструктивної оптимізації та модернізації для експлуатації в екстремальних умовах.

1. Основним фактором виникнення фонтанів є не окрема причина, а комплекс технологічних, конструктивних та людських факторів, серед яких найкритичнішими є відхилення від проектних рішень (30% випадків) та неналежний стан противикидового обладнання (25%).

2. Дослідження плашкових превенторів підтвердило їх ключову роль у системі безпеки, але виявило конструктивний недолік - ефект виштовхувальної сили при тисках понад 35 МПа, що обмежує ефективність стандартного обладнання в екстремальних умовах.

3. Результати розрахунків міцності превентора ППГ-230x35 показали нерівномірність навантаження вузлів: від 8-кратного запасу міцності плашок до недостатнього запасу кришки гідроциліндра ($n=1,33$), що потребує посиленого контролю.

4. Удосконалення конструкції показало можливість зменшення товщини плашок на 18% без втрати міцності, що забезпечить економію матеріалів та зниження собівартості без компромісів у безпеці.

5. Розроблена модернізація у вигляді розбірної парової сорочки дозволяє ефективно експлуатувати обладнання в умовах екстремально низьких температур та продовжити його ресурс шляхом планового видалення продуктів корозії.

6. Запропоновані технічні рішення створюють основу для розроблення оновлених нормативних документів та вдосконалення системи навчання бурових спеціалістів, спрямованих на профілактику найбільш поширених причин аварій.

GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK

The work solves an important scientific and technical problem of increasing the reliability of blowout preventers through a comprehensive analysis of the strength characteristics of the PPG-230x35 blowout preventer, identifying its weak links, and developing engineering solutions for its structural optimization and modernization for operation in extreme conditions.

1. Analysis of the causes of accidents revealed that the main factor in the occurrence of blowouts is not a single cause, but a combination of technological, design, and human factors, among which the most critical are deviations from design decisions (30% of cases) and the improper condition of blowout preventers (25%).

2. Research on flat preventers confirmed their key role in the safety system, but revealed a design flaw – the effect of thrust force at pressures above 35 MPa, which limits the effectiveness of standard equipment in extreme conditions.

3. The results of strength calculations for the PPG-230x35 preventer showed uneven loading of components: from an 8-fold safety margin for the plates to an insufficient safety margin for the hydraulic cylinder cover ($n=1.33$), which requires enhanced control.

4. Optimization of the design showed the possibility of reducing the thickness of the dies by 18% without loss of strength, which will ensure savings in materials and reduce costs without compromising safety.

5. The developed modernization in the form of a removable steam jacket allows for the effective operation of equipment in extremely low temperatures and extends its service life through the planned removal of corrosion products.

6. The proposed technical solutions create the basis for the development of updated regulatory documents and the improvement of the training system for drilling specialists, aimed at preventing the most common causes of accidents.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 587 с.
2. Буріння свердловин: навч. посіб. / Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаєв; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 292 с.
3. Вайсберг Г.Л. Фонтанна безпека. Запитання, відповіді / Г.Л. Вайсберг, Д.В. Римчук. – Х.: УЦЕБОПнафтогаз, 2002. – 474 с.
4. 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.
5. Гошовський С.В. Ефективність сучасних технологій вторинного розкриття продуктивних горизонтів і шляхи її підвищення / С.В. Гошовський, Ю.І. Войтенко, П.О. Сорокін // Нафтова і газова промисловість. – 2013. – №2. – С. 12 – 15.
6. Дем'яненко І.І. Проблеми і оптимізація нафтогазопошукових і розвідувальних робіт на об'єктах Дніпровсько–Донецької западини / І.І. Дем'яненко. – Чернігів: ЦНТЕІ, 2004. – 220 с.
7. До оцінки первинного розкриття продуктивних горизонтів на родовищах України / М.А. Мислюк, І.М. Ковбасюк, В.М. Стасенко, М.В. Гунда // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – №6. – С. 17 – 19.
8. До питання визначення відкритої пористості порід за допомогою газоволюметричного методу / М.Ю. Нестеренко, Я.А. Пилип, В.В. Іванов, Ю.М. Віхоть // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – №2. – С. 17 – 20.
9. Інструкція з організування безпечного ведення робіт під час ліквідування газонафтоводопроявлення та відкритих нафтових і газових фонтанів. НАК «Нафтогаз України». Київ. 2006.
10. Катеринчук П.О. Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин /

П.О. Катеринчук, Д.В. Римчук, С.В. Цибулько, О.Л. Шундрик – Х.: Пром-Арт, 2018. – 608 с.

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

12. Нестеренко М.Ю. До питання визначення відкритої пористості порід за допомогою газоволюметричного методу / М.Ю. Нестеренко, Я.А. Пилип, В.В. Іванов, Ю.М. Віхоть // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – №2. – С. 17 – 20.

13. Новітні методи розкриття та освоєння пластів з аномально низькими пластовими тисками / О.О.Іванків, В.М.Світлицький, М.М. Яворський, А.А.Писаренко // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2007. – №2(16). – С. 48 – 53.

14. Орловський В. М. Бурове і технологічне обладнання/ В.М. Орловський, В. С. Білецький, В. Г. Вітрик, В. І. Сіренко - Львів, Новий Світ – 2000, 2021. – 358 с.

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

16. Правила безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України, - Х: Форт, 2008, - 188 с.

17. 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.

18. Рудий М.І. Кислотне діяння на нафтогазовий пласт: у 2 кн. / М.І. Рудий, С.М. Рудий, С.В. Наследніков. – Івано-Франківськ: «Галицька друкарня плюс». – Кн.1. – 2011. – 482 с.; Кн.2. – 2011. – 576 с.

19. Свердловини на нафту і газ. Попередження газонафтоводопроявів і відкритих фонтанів під час спорудження і капітального ремонту свердловин. СОУ 09.1–300197750 – 245: 2015 [Чинний від 16.01.2016] – К.: ПАТ

«Укргазвидобування», 2016. – 88 с.

20. Свердловини на нафту та газ розрахунок обсадних колон СОУ 11.2 – 30019775 – 030:2013 [Чинний від 17.03.2014] ПАТ«Укргазвидобування», 2014.–135с.

21. Світлицький В.М. Сучасні проблеми розкриття та збереження продуктивних характеристик пластів / В.М. Світлицький, О.О. Іванків, Є.В. Вішнікін // Нафтова і газова промисловість. – 2006. – №6. – С. 16 – 18.

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

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

24. Фик І.М. Облаштування газових та нафтових фонтанних свердловин при експлуатації. Частина перша. Колонні обв'язки: [Підруч. для студ. вищ. навч. закл.] / І.М. Фик, Д.В. Римчук. – Х.: ТО Ексклюзив, 2014. – 299 с.

25. Фик І.М. Облаштування газових та нафтових фонтанних свердловин при експлуатації. Частина друга. Фонтанні арматури: [Підруч. для студ. вищ. навч. закл.] / І.М. Фик, Д.В. Римчук, Б.Б. Синюк – Х.: ТО Ексклюзив, 2015. – 405 с

26. Abraham W. Khaemba, Dennis M. Onchiri, BHA and drilling parameters design for deviation control in directional wells-menengai experience. Proceedings of the 6th African Rift Geothermal Conference (2016), p.8

27. Schaaf, S., Pafitis, D., and Guichemerre, E. 2000. Application of the point the bit rotary steerable system in Directional drilling Prototype Well-Bore profiles. Presented at the SPE/AAPG Western Regional Meeting, Long Beach, California, and 19-22 June. SPE-62519-MS.

28. Wang Haige, Ge Yunhua, Shi Lin, Technologies in deep and ultra-deep well drilling: Present status, challenges and future trends in the 13th Five-Year Plan period (2016-2020). Natural Gas Industry B 4 (2017), pp. 319-326