

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет міського господарства
імені О. М. Бекетова
Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної
інфраструктури
Кафедра нафтогазової інженерії і технологій

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи
освітньо-кваліфікаційного рівня «бакалавр»

на тему: **«Технологічне обґрунтування процесів інтенсифікації
видобутку та ремонту свердловин із використанням
колтюбінгових установок на виснажених родовищах»**

Виконав: студент 4 курсу групи НІТ 2022-2
спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія
та технології

Сетежев Юрій Володимирович

Керівник: проф. Редько І.О.

Рецензент: доц. Ткаченко Р.Б.

ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
Харків – 2026

Харківський національний університет міського господарства ім. О.М. Бекетова
Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної інфраструктури
Кафедра: *Нафтогазової інженерії і технологій*
Освітньо-кваліфікаційний рівень: перший (бакалаврський)
Спеціальність *185 – Нафтогазова інженерія та технології*
Освітня програма: *«Нафтогазова інженерія та технології»*

ЗАТВЕРДЖУЮ:

в.о. зав. кафедрою Нафтогазової
інженерії і технологій

Ткаченко Р.Б.



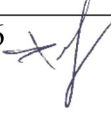
« 25 » травня 2026 р.

З А В Д А Н Н Я

на кваліфікаційну роботу бакалавра Сетежева Юрія Володимировича

- Тема роботи:** «Технологічне обґрунтування процесів інтенсифікації видобутку та ремонту свердловин із використанням колтюбінгових установок на виснажених родовищах».
керівник роботи: проф. Редько І.О.,
затверджені наказом по університету від « 22 » травня 2026 р. № 440-03.
- Строк подання студентом закінченої роботи 17 червня 2026 р.
- Вихідні дані до роботи: відомості про поточний стан розробки виснажених нафтогазових родовищ, технічні характеристики колтюбінгових установок та їх вузлів, нормативні документи на проведення підземного ремонту свердловин, параметри робочих циркуляційних агентів та хімічних розчинників, технологічні схеми обв'язки гирлового обладнання.
- Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік підлягаючих розробці питань):
Сучасний стан розробки та особливості експлуатації свердловин на виснажених родовищах.
Призначення, класифікація та конструктивні особливості колтюбінгових установок.
Технологічний регламент монтажу обладнання КТУ на гирлі свердловини.
Технологічні процеси гідродинамічного, механічного та хімічного очищення стовбура і вибою свердловин.
Хіміко-гідродинамічні методи інтенсифікації припливу та азотного освоєння.
Спеціальні внутрішньосвердловинні, ловильні операції та каротажу на гнучких трубах.
Перспективи застосування КТУ для буріння бічних стовбурів та постійної експлуатації свердловин.
Порівняльний аналіз технологічної ефективності КТУ та традиційних агрегатів ПРС.
Інженерно-технологічні розрахунки процесів колтюбінгового сервісу та оцінка їх ефективності.
Охорона праці, промислова безпека під тиском та техніка безпеки при роботі з КТУ.
- Перелік графічного матеріалу (з точним визначенням обов'язкових креслень):
Схема компоновання та обв'язки гирлового обладнання колтюбінгової установки.

Консультанти розділів роботи:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Технологічна частина	проф. Редько І.О.	25.05.2026 	09.06.2026 
Охорона праці та техніка безпеки	доц. Абракітов В.Е.	25.05.2026 	15.06.2026 

6. Дата видачі завдання 25 травня 2026 р.

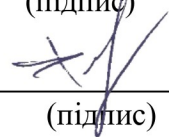
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Найменування етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Одержання завдання на проектування	25.05.2026	
2.	Аналіз проектних матеріалів і вихідних даних	25.05.2026	
3.	Пошук та збір інформації за темою	26.05–12.06.26	
4.	Аналіз сучасного стану родовищ та проблем інтенсифікації видобутку	26.05–27.05.26	
5.	Призначення, класифікація та конструктивні особливості КТУ	28.05–29.05.26	
6.	Монтаж обладнання КТУ на гирлі свердловини	30.05–31.05.26	
7.	Технологічні процеси очищення стовбура та вибою свердловин	01.06–02.06.26	
8.	Хіміко-гідродинамічні методи інтенсифікації припливу та освоєння	03.06–04.06.26	
9.	Проведення спеціальних внутрішнесвердловинних та ловильних робіт	05.06–06.06.26	
10.	Перспективи застосування КТУ для буріння бічних стовбурів та постійної експлуатації свердловин	07.06–08.06.26	
11.	Порівняльний аналіз технологічної ефективності КТУ та традиційних агрегатів ПРС	09.06–10.06.26	
12.	Інженерно-технологічні розрахунки процесів колтюбінгового сервісу та оцінка їх ефективності	11.06–12.06.26	
13.	Розробка заходів з охорони праці та техніки безпеки	13.06.2026	
14.	Виконання графічної частини роботи	14.06.2026	
15.	Перевірка та редагування роботи	15.06.2026	
16.	Рецензування кваліфікаційної роботи	16.06.2026	
17.	Здача закінченої кваліфікаційної роботи в ДЕК	17.06.2026	

Студент


(підпис) (Сетежев Ю.В.)

Керівник роботи


(підпис) (Редько І.О.)

Реферат

Кваліфікаційна робота складається з 91 с., 9 таблиць, 52 рисунків, 2 графічних креслень, 30 джерел;

Ключові слова: колтюбінгова установка, гнучка труба, інтенсифікація видобутку, виснажене родовище, низький пластовий тиск, промивка вибою, соляно-кислотна обробка, азотне освоєння, свердловина, ефективність.

Мета роботи полягає у технологічному обґрунтуванні та оцінці ефективності застосування колтюбінгових установок для проведення операцій з інтенсифікації видобутку вуглеводнів на родовищах, що перебувають на пізній стадії розробки, з метою відновлення продуктивності свердловин без їхнього глушіння в умовах низьких пластових тисків.

Основний зміст роботи полягає в розгляді ефективності та безпеки експлуатації свердловинного фонду на пізній стадії розробки родовищ шляхом обґрунтування та впровадження колтюбінгових технологій.

У роботі виконано комплексний аналіз сучасного стану розробки виснажених покладів, що характеризуються падінням пластового тиску й обводненням, а також детально розглянуто призначення, класифікацію та конструктивні особливості вузлів колтюбінгових комплексів, окремо винесено регламент їх монтажу на гірлі свердловини під тиском.

Проведено ретельний аналіз технологічних процесів очищення вибою від піщаних, гідратних й асфальтосмолистопарафінових пробок, проведення селективних кислотних обробок, азотного освоєння свердловин, робіт в похилих стовбурах свердловин та інших свердловинних операцій. Також складено порівняльний технологічний аналіз використання колтюбінгу та традиційних агрегатів з підземного ремонту свердловин, щодо їх переваг та недоліків.

В інженерно-розрахунковій частині проекту виконано покрокове гідродинамічне обґрунтування переходу на гнучкі ліфтові колони малого діаметра на основі критичної швидкості винесення рідини, розраховано конструктивну міцність гнучкої труби на розтяг для безпечної ліквідації прихоплень, а також визначено сумарні гідравлічні опори тертя при нагнітанні розчинів. Техніко-економічна оцінка проекту, виконана на основі актуальних ринкових показників нафтогазового сервісу України, підтвердила високу рентабельність операцій з використанням колтюбінгових технологій за рахунок скорочення часу ремонту та мінімізації втрат газу.

Заключний розділ роботи присвячено розробці заходів з охорони праці, техніки безпеки, аналізу небезпечних факторів, алгоритмам ліквідації газонафтоводяних проявів за допомогою противикидного обладнання, а також екологічним аспектам збору та утилізації хімічних відходів виробництва.

Основні умовні позначення

АСПВ – асфальтосмолопарафінові відкладення;

БП – блок превенторів;

ГКР – газоконденсатне родовище;

ГНКТ – гнучкі насосно-компресорні труби;

ГПП – гідропіскоструминна перфорація;

ГРП – гідророзрив пласта;

ГТ – гнучкі труби;

КГТ – колона гнучких труб;

КНБК – компоновка низу бурильної колони;

КРС – капітальний ремонт свердловини;

КТУ – колтюбінгова установка;

НКТ – насосно-компресорні труби;

ПАР – поверхнево-активні речовини;

ПВО – противикидне обладнання;

ПГД – промислові-геофізичні дослідження;

ПЗП – приви́бійна зона пласта;

ППГ – превентор плашковий гідравлічний;

ППУ – промислові паромеханічні установки;

ПРС – підземний ремонт свердловини;

СКО – соляно-кислотна обробка;

СПО – спуско-підйомні операції;

ТГА – транспортна газороздільна азотна станція;

ФА – фонтанна арматура;

ШВТ – шланги високого тиску;

MWD – з англ. Measurement While Drilling — вимірювання в процесі буріння;

PDC – з англ. Polycrystalline Diamond Compact — полікристалічний алмазний композит;

Зміст

Вступ	7
1 Аналіз умов експлуатації виснажених родовищ та технологій використання колтюрінгових установок	9
1.1 Сучасний стан розробки виснажених родовищ та проблеми інтенсифікації видобутку.....	9
1.2 Призначення, класифікація та конструктивні особливості КТУ.....	13
1.3 Монтаж обладнання КТУ на гирлі свердловини.....	25
2 Технологічне обґрунтування процесів інтенсифікації видобутку та ремонту свердловин з використанням колтюрінгової установки	34
2.1 Технологічні процеси очищення стовбура та вибою свердловин.....	34
2.2 Хіміко-гідродинамічні методи інтенсифікації припливу та освоєння.....	41
2.3 Проведення спеціальних внутрішньосвердловинних та ловильних робіт.....	46
2.4 Перспективи застосування КТУ для буріння бічних стовбурів та постійної експлуатації свердловин.....	55
2.5 Порівняльний аналіз технологічної ефективності КТУ та традиційних підйомних агрегатів ПРС.....	61
3 Інженерно-технологічні розрахунки процесів колтюрінгового сервісу та оцінка їх ефективності	67
3.1 Розрахунок критичної швидкості винесення рідини при впровадженні гнучких ліфтових колон малого діаметра.....	67
3.2 Розрахунок допустимих осьових навантажень та міцності гнучкої труби на розтяг.....	70
3.3 Розрахунок гідравлічних опорів та втрат тиску при закачуванні технологічної рідини через гнучку трубну колону.....	72
3.4 Техніко-економічна оцінка ефективності впровадження колтюрінгових технологій.....	74
4 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	77
4.1 Аналіз потенційних небезпечних та шкідливих виробничих факторів при експлуатації колтюрінгових установок.....	77
4.2 Технічні та організаційні заходи безпеки при монтажі КТУ і проведенні операцій під тиском.....	79
4.3 Техніка безпеки та охорона навколишнього середовища при поводженні з хімічними реагентами, азотом і відходами виробництва.....	80
4.4 Пожежна безпека на майданчику свердловини та заходи ліквідації аварійних ситуацій.....	82
Загальні висновки	84
Графічні креслення	87
Список використаних джерел	89

Вступ

Сучасний етап розвитку нафтогазової галузі України характеризується тим, що більшість основних родовищ вуглеводнів перебувають на пізній, завершальній стадії розробки, яка супроводжується значним виснаженням природної енергії пластів, падінням пластових тисків, інтенсивним обводненням продуктивних горизонтів, руйнуванням колекторів із винесенням піску та утворенням стійких асфальтосмолопарафінових відкладень.

У таких умовах традиційні методи капітального та поточного ремонту свердловин із використанням стандартних насосно-компресорних труб та глушінням свердловин важкими технологічними розчинами стають неефективними, а часто й шкідливими. Нагнітання рідини глушіння у пласти з низьким тиском призводить до глибокого поглинання фільтрату в привибійну зону, незворотного забруднення пористого середовища, зниження фазової проникності для газу чи нафти та тривалого, ускладненого процесу подальшого освоєння. Саме тому виникає гостра потреба у впровадженні та технологічному обґрунтуванні методів без глушіння для проведення внутрішньосвердловинних операцій, серед яких найбільш прогресивним та гнучким інструментом є застосування колтюрінгових установок.

Використання безперервної гнучкої труби дозволяє виконувати широкий спектр робіт під тиском без герметизації всього стовбура важкими розчинами, що забезпечує збереження природних колекторських властивостей пласта, суттєво скорочує тривалість ремонтного циклу та мінімізує екологічні ризики. З огляду на це, розробка та обґрунтування технологічних рішень щодо проведення інтенсифікації видобутку на базі колтюрінгових комплексів є високо актуальним науково-практичним завданням для вітчизняного нафтогазового комплексу.

Економічний та організаційний складник актуальності цієї теми також є визначальним для сучасних нафтогазовидобувних підприємств, що функціонують в умовах ринкової конкуренції та обмежених капітальних інвестицій. Мобільність колтюрінгових комплексів, швидкість їх розгортання та монтажу на кушових майданчиках або поодиноких свердловинах дозволяють скоротити загальний час проведення ремонтних робіт у кілька разів порівняно зі стаціонарними вишками. Скорочення часу безпосереднього перебування свердловини в ремонті автоматично мінімізує втрати від недоотриманого видобутку вуглеводнів, що є важливим чинником для родовищ із низькими дебітами, де кожен день простою суттєво погіршує загальні фінансові показники проекту. Крім того, мінімальна кількість обслуговочного персоналу, відсутність потреби у збиранні та розбиранні тисяч метрів нарізних труб вручну, а також автоматизація більшості процесів керування інжектором значно

підвищують рівень промислової безпеки, зменшуючи ймовірність виробничого травматизму та аварійності на об'єкті.

Екологічний фактор також виступає суттєвим аргументом на користь актуальності технологічного обґрунтування колтюрбінгових установок (КТУ). Робота на виснажених родовищах часто ускладнюється їх географічним розташуванням поблизу природоохоронних зон або населених пунктів, де вимоги до екологічності виробництва є максимально суворими. Оскільки колтюрбінгові операції проводяться через закриту, герметичну систему герметизаторів та превенторів, мінімізується ризик відкритих фонтанувань, розливів технологічних рідин, витоків попутного газу чи хімічних реагентів на денну поверхню. Це дозволяє підтримувати високий рівень екологічної безпеки та мінімізувати шкідливий вплив на атмосферне повітря, ґрунти та підземні водоносні горизонти.

Отже, технологічне обґрунтування застосування колтюрбінгових установок для інтенсифікації видобутку на виснажених родовищах є не просто пошуком альтернативного інженерного рішення, а стратегічно необхідним кроком для продовження життєвого циклу стародондових свердловин та підвищення коефіцієнту вилучення вуглеводнів з надр. Це міст між традиційною інженерією, яка вичерпала свої можливості в умовах низьких пластових тисків, та сучасними наукомісткими, високотехнологічними методами керування продуктивністю колекторів. Дослідження геометричних, гідравлічних та міцнісних параметрів взаємодії гнучкої труби зі свердловинним середовищем дозволить сформувати надійну базу для проектування безпечних та високоефективних технологічних операцій, здатних повернути в експлуатацію значні обсяги залишкових запасів нафти і газу, забезпечуючи енергетичну стабільність та підвищення технологічного потенціалу нафтогазової галузі.

1 Аналіз умов експлуатації виснажених родовищ та технологій використання колтюрінгових установок

В даному розділі детально проаналізовані специфіки експлуатації свердловинного фонду на пізній стадії розробки нафтогазових родовищ України, що характеризується значним падінням пластового тиску та прогресуючим обводненням покладів.

У розділі наведено детальну класифікацію, призначення та конструктивні особливості сучасних колтюрінгових комплексів та їх ключових вузлів. Особливу увагу приділено інженерно-технологічному регламенту вишкомонтажних робіт, правилам обв'язки маніфольдів та центрування обладнання на усті свердловини, що є основою для безпечного та ефективного проведення сервісних операцій під тиском без глушіння.

1.1 Сучасний стан розробки виснажених родовищ та проблеми інтенсифікації видобутку

Етап завершальної або пізньої стадії розробки нафтогазових родовищ є одним із найбільш складних і капіталомістких періодів у всьому життєвому циклі експлуатації підземних джерел вуглеводнів. На сучасному етапі розвитку паливно-енергетичного комплексу переважна більшість великих родовищ як в Україні, так і у світовій практиці, вже пройшли пік свого максимального видобутку (рис. 1.1, 1.2) і характеризуються значним ступенем виснаження первинних запасів, який нерідко сягає понад 70 або 80 % [1, 2].

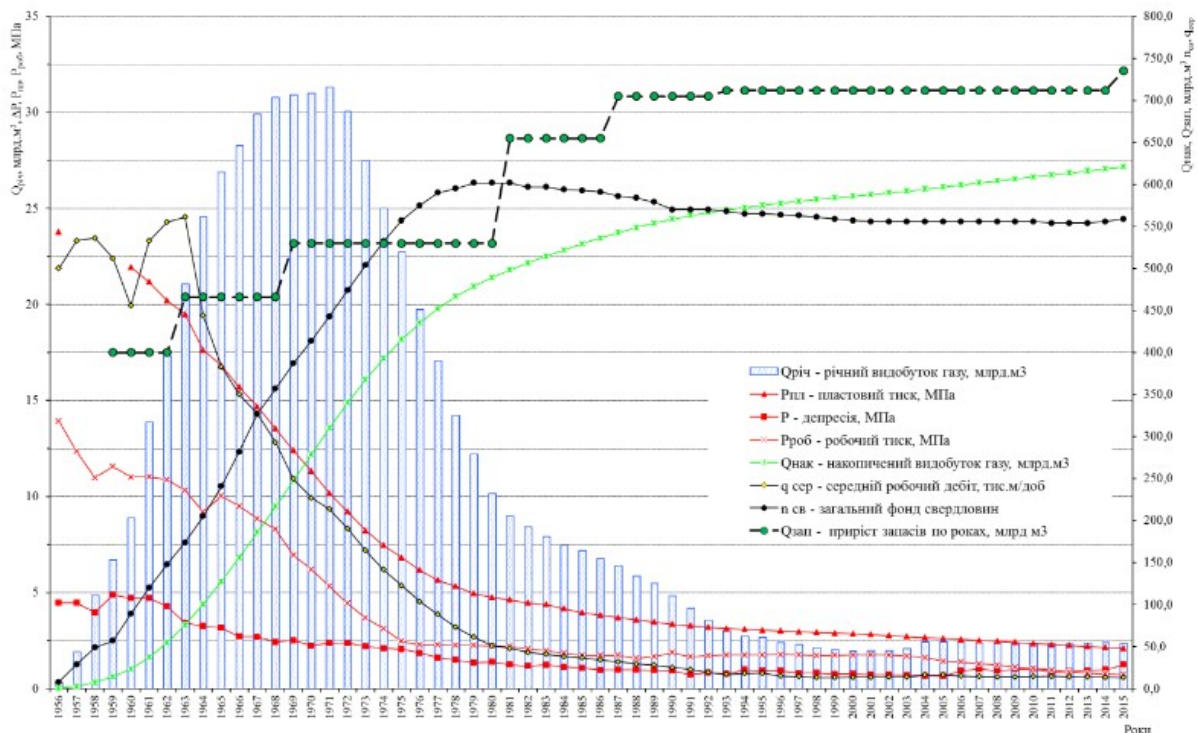


Рисунок 1.1 – Динаміка основних показників розробляння Шебелинського ГКР за 1956 – 2015 рр. [1]

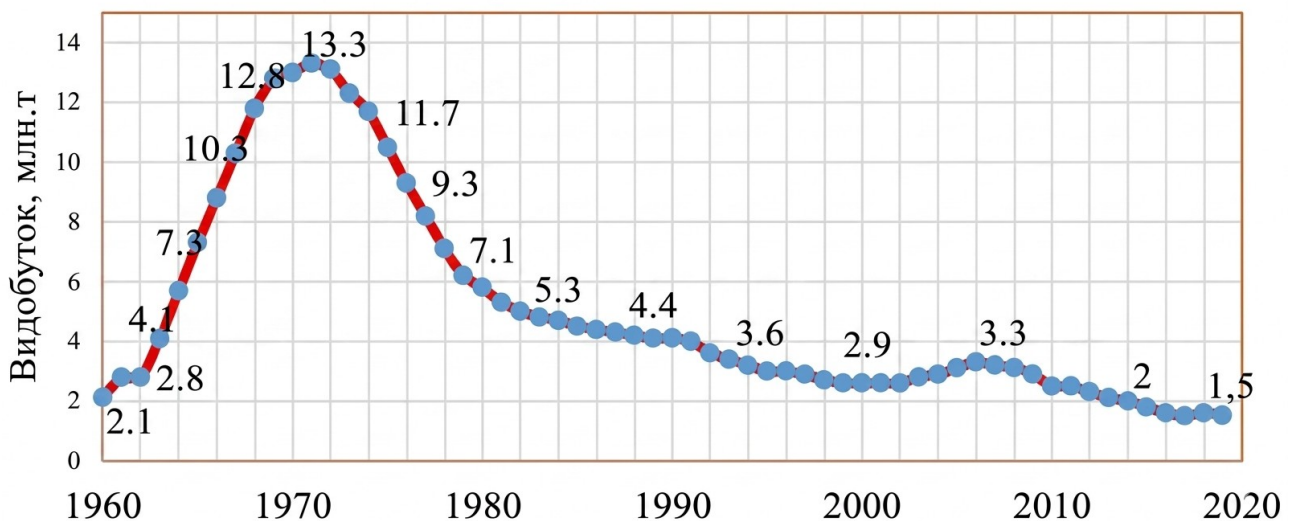


Рисунок 1.2 – Профіль видобутку нафти в Україні [2]

Головною відмінною рисою таких об'єктів є прогресуюче падіння пластового тиску, яке супроводжується стрімким зниженням природної енергії пласта, руйнуванням структури порів колектора та суттєвим погіршенням фільтраційно-ємнісних властивостей привибійної зони. В умовах, коли пластовий тиск падає нижче гідростатичного, або навіть наближається до критичних мінімальних значень, процеси фільтрації нафти, газу та конденсату в пористому середовищі зазнають докорінних змін, що створює серйозні перешкоди для стабільної експлуатації свердловинного фонду та вимагає постійного пошуку нових інженерних рішень.

Однією з ключових проблем експлуатації свердловин на виснажених родовищах є масове та прогресуюче обводнення продукції. У міру вилучення основних обсягів вуглеводнів, пластова або підшовна вода внаслідок виникнення депресійних лійок починає активно прориватися до інтервалів перфорації, утворюючи конуси обводнення. Поява вільної води у стовбурі свердловини призводить до різкого збільшення густини газорідинної або нафтоводяної суміші, що значно підвищує загальний гідростатичний тиск стовпа рідини на вибій [3].

Для газових та газоконденсатних свердловин цей процес часто стає критичним: через зниження пластової енергії швидкості висхідного газового потоку стає недостатньо для винесення краплинної рідини на поверхню. Як наслідок, рідина накопичується на вибої, створюючи додатковий протитиск на пласт, що призводить до так званого процесу самоглушіння свердловин, суттєвого зменшення їхнього дебіту або повної зупинки видобутку [4].

Нафтові свердловини в аналогічних умовах страждають від утворення стійких, високодисперсних водонафтових емульсій, які мають аномально високу в'язкість, що створює колосальні гідравлічні опори під час руху флюїду

по колоні насосно-компресорних труб та вимагає додаткових витрат енергії на їх підйом і подальше розділення на промислових установках підготовки [3].

Паралельно з обводненням, виснаження родовищ супроводжується інтенсивними процесами руйнування слабозцементованих колекторів у привибійній зоні. Через зниження пластового тиску та збільшення ефективного тиску з боку вищерозміщених порід, скелет пласта починає зазнавати деформацій. Це призводить до розтріскування та кришення породи, внаслідок чого під час руху флюїду у свердловину починає масово виноситися дрібнодисперсний пісок, глина та шлам. Накопичуючись на вибої, ці механічні домішки утворюють щільні піщано-глинисті пробки, які фізично перекривають зони перфораційного сполучення стовбура з пластом, блокуючи рух вуглеводнів. Окрім цього, винесення піску спричиняє сильний абразивний знос підземного обладнання, колон НКТ, пакерних систем та гирлової арматури, створюючи передумови для виникнення серйозних аварійних ситуацій та техногенних катастроф [5].

Нафтові родовища на пізній стадії розробки також стикаються із масовим випаданням в осад асфальтосмолопарафінових відкладень, сульфатів та карбонатів кальцію. Зміна термодинамічних умов, а саме падіння тиску та температури нижче точок насичення чи початку кристалізації, провокує активне заростання внутрішніх стінок труб та порів пласта твердими органічними та мінеральними сполуками, що звужує прохідний переріз і зводить нанівець ефективність гідродинамічного зв'язку системи "пласт-свердловина" [3].

За таких деструктивних умов виникає гостра потреба у проведенні регулярних операцій з інтенсифікації видобутку та капітального ремонту свердловин для відновлення їхньої продуктивності. Проте традиційні методи інтенсифікації та ремонту, розроблені для умов високих або нормальних пластових тисків, на виснажених родовищах демонструють низьку ефективність або взагалі призводять до зворотного, негативного результату.

Головна проблема полягає в класичній технології проведення підземних робіт, яка вимагає попереднього глушіння свердловини шляхом закачування спеціального технологічного розчину високої густини для забезпечення умов безпеки та недопущення відкритих фонтанів. Коли такий важкий розчин глушіння (навіть на водній або сольовій основі) потрапляє у свердловину з виснаженим пластом, де пластовий тиск є мінімальним, створюється величезна гідродинамічна репресія. Під дією цієї репресії розчин глушіння починає інтенсивно і безконтрольно поглинатися пластом, фільтруючись глибоко в пористе середовище.

Процес поглинання технологічних рідин пластом низького тиску викликає комплексне і часто незворотне забруднення привибійної зони.

По-перше, дрібні тверді частинки та хімічні реагенти, що містяться в розчині, механічно кольматують і забивають порові канали, звужуючи їхні радіуси та блокуючи шляхи руху природного газу чи нафти.

По-друге, проникнення чужорідної води в пласт викликає набухання глинистих мінералів, які присутні в цементі породи-колектора, що призводить до різкого зниження абсолютної проникності пласта.

По-третє, на межі розділу фаз між пластовою нафтою (чи конденсатом) і закачаним розчином утворюються стійкі емульсії та мікрогелі, які створюють додатковий капілярний опір.

Коли ремонтні роботи завершуються, і виникає необхідність викликати приплив та запустити свердловину в роботу, низької пластової енергії виснаженого колектора виявляється недостатньо подолати ці капілярні бар'єри та витиснути важку рідину глушіння назад. Свердловина глушиться та її освоєння затягується на тижні, вимагаючи використання дорогих компресорних установок, а кінцевий дебіт після такого ремонту часто виявляється значно меншим, ніж був до його початку.

Таким чином, головне протиріччя сучасної інженерії на виснажених родовищах полягає в тому, що свердловини потребують постійного очищення вибоїв, проведення кислотних обробок та дренування, але сам процес підготовки до цих робіт через глушіння знищує колекторські властивості пласта. Традиційні методи хімічного впливу, такі як стандартні соляно-кислотні обробки, що закачуються через гирло по всьому стовбуру, також втрачають сенс, оскільки через високу неоднорідність виснаженого пласта вся кислота йде у найбільш проникні, вже обводнені та вироблені інтервали, тоді як низькопроникні пропластки із залишками активних запасів залишаються незадіяними.

Подібна ситуація вимагає повного перегляду технологічних підходів та впровадження технологій без глушіння для внутрішньо-свердловинних робіт під тиском. Застосування мобільних довгомірних гнучких труб у поєднанні зі спеціалізованим гирловим обладнанням та полегшеними циркуляційними агентами (азот, піни, аеровані розчини) дозволяє вирішити цей комплекс проблем, забезпечуючи точковий ефект інтенсифікації, повне збереження первинних властивостей виснаженого пласта та мінімізацію витрат часу й матеріальних ресурсів.

1.2 Призначення, класифікація та конструктивні особливості КТУ

Колтбінгові установки (рис 1.3) є складними багатокомпонентними мобільними комплексами нафтогазопромислового обладнання, призначеними для виконання широкого спектра технологічних, ремонтних та дослідницьких операцій усередині нафтових, газових та нагнітальних свердловин без їх попереднього глушіння та під постійним гирловим тиском [6].

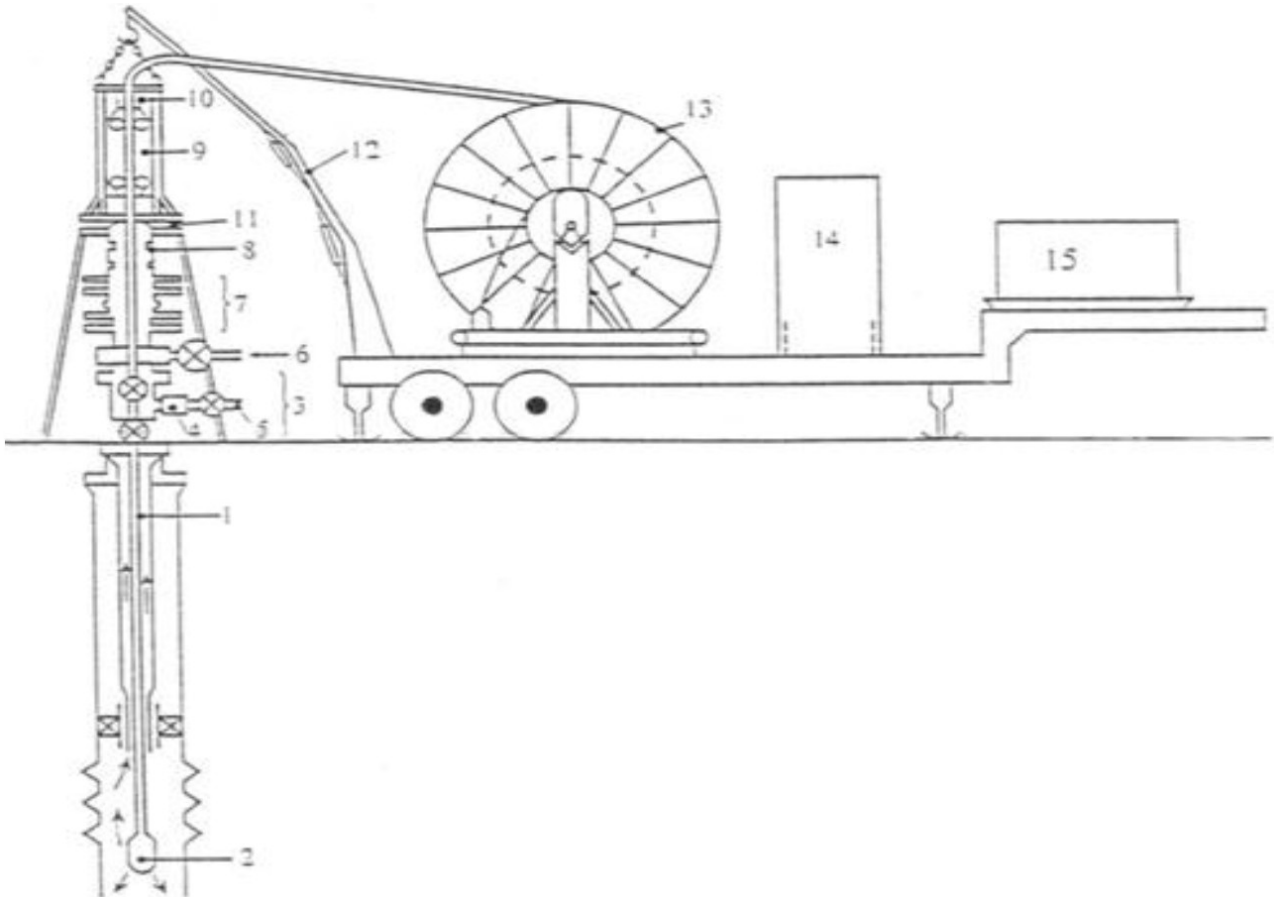


Рисунок 1.3 – Типова схема наземної установки для капітального ремонту свердловин із застосуванням гнучких труб [6]:

1 - гнучкі труби; 2 - циркуляційний перевідник; 3 - колонна головки; 4 - дросель на експлуатаційному відводі; 5 - відводна лінія; 6 - циркуляційний трійник; 7 - противикидне обладнання з 4-ма плашковими превенторами; 8 - сальникова коробка; 9 - інжекторна голівка; 10 - випрямляючий пристрій; 11 - індикатор ваги; 12 - кран інжектора; 13 - барабан з гнучкими трубами; 14 - кабіна управління; 15 - енергетичний блок

Перші спроби створення колтбінгової установки, з використанням довгомірної гнучкої труби, здійснено на початку 1960-х років. Спочатку роботи велися в напрямку створення установок капітального ремонту в діючих свердловинах невеликої глибини без їх глушіння [7].

На відміну від традиційних методів підземного ремонту, де робочий інструмент збирається з окремих різьбових з'єднань або труб насосно-

компресорного асортименту, базовою технологічною концепцією колтюбінгу є використання довгомірної безперервної гнучкої сталеві труби (ГТ). Ця труба намотується на спеціальний транспортний барабан великого діаметра (рис. 1.4) і спускається у свердловину за допомогою спеціального гідропривідного механізму — інжектора (рис. 1.5).



Рисунок 1.4 – Комплект гнучкої труби для колтюбінгової установки [7]

Сучасне призначення КТУ охоплює не лише відновлювальні роботи, такі як очищення вибоїв від піщано-глинистих пробок, солей чи асфальтосмолопарафінових відкладень, але й складні операції з хімічної інтенсифікації, освоєння свердловин інертними газами, проведення селективної ізоляції водоприпливів, гідророзриву пласта, механічного каротажу і навіть буріння бічних стовбурів на виснажених покладах [6].

Сучасний світовий та вітчизняний парк колтюбінгової техніки класифікується за декількома основними техніко-конструктивними ознаками, серед яких визначальними є вантажопідйомність інжектора, тягове зусилля, максимальна довжина і зовнішній діаметр гнучкої труби (табл. 1.1), а також тип транспортної бази. За загальною класифікацією та потужністю КТУ поділяють на три основні класи: легкий, середній та важкий [8].



Рисунок 1.5 – Інжектор для спуску і підйому ГТ з інструментом у свердловину

Комплекси легкого класу зазвичай орієнтовані на роботу з гнучкими трубами малих діаметрів від 19,1 до 31,8 мм (0,75–1,25 дюйма) і застосовуються для геофізичних досліджень, каротажу, шаблонування стовбура або проведення легких хімічних обробок на невеликих глибинах.

Комплекси середнього класу є найбільш універсальними та поширеними на промислах; вони працюють з трубами діаметром від 31,8 до 44,5 мм (1,25–1,75 дюйма) із тяговим зусиллям інжектора до 30–45 т, що дозволяє виконувати більшість операцій із промивання та інтенсифікації на глибинах до 5000 м і більше.

Важкий клас колтюбінгових установок комплектується гнучкими трубами великих діаметрів — від 44,5 до 88,9 мм і більше (1,75–3,5 дюйма), володіє потужними інжекторами з тягою від 45–60 т і призначений для глибоких чи похило-скерованих свердловин, а також для проведення операцій великого

об'єму, таких як багатостадійний гідророзрив пласта, колтбінгове буріння або експлуатації як постійних ліфтових колон.

Таблиця 1.1 – Основні характеристики безмуфтових довгомірних труб [6]

Найменування параметру	Одиниця виміру	Мінімум	Максимум
Умовний діаметр труби	мм	25	89
Товщина стінки	мм	2	5,2
Внутрішній тиск, при якому напруга в тілі труби досягає межі текучості	МПа	44,1	168,2
Напруга розтягування, при якому напруга в тілі труби досягає межі текучості	кН	160	350
Випробувальний тиск	МПа	35,3	103,4
Тиск зминання	МПа	17,4	147,7
Границя напруги при скручуванні	Нм	560	9600
Довжина труб на барабані	м	1600	6500

За типом монтажу установки поділяються на самохідні (на базі багатовісних автомобільних шасі високої прохідності KRAZ, MAN, Kenworth Mercedes-Benz або Peterbilt, рис. 1.6), причіпні (на напівпричепках-трейлерах) та блочні (модульні системи, які транспортуються окремими блоками і збираються безпосередньо на платформі морських бурових споруд чи у важкодоступній місцевості) [8].



Рисунок 1.6 – Канадська колтбінгова установка на базі повнопривідного важкого шасі Kenworth [7]

Конструктивні особливості колтюбінгової установки базуються на чіткій та злагодженій взаємодії п'яти ключових вузлів, які інтегровані в єдину гідродинамічну та механічну систему під керуванням оператора.

Першим і найбільш металомістким вузлом є барабанний збірник (котушка з гнучкою трубою, рис. 1.7). Барабан оснащений автономним гідравлічним приводом, який забезпечує постійний натяг труби під час її змотування або намотування, запобігаючи деформації чи миттєвому розпусканню витків. На валу барабана обов'язково монтується високонапірний обертовий вертлюг, який дозволяє безперервно закачувати технологічні рідини, кислоти або гази під високим тиском усередину гнучкої труби безпосередньо під час її руху в стовбурі свердловини. Для правильного, пошарового укладання труби барабан забезпечений автоматичним трубоукладачем, який рухається паралельно осі обертання і синхронізований із кроком намотування [8].

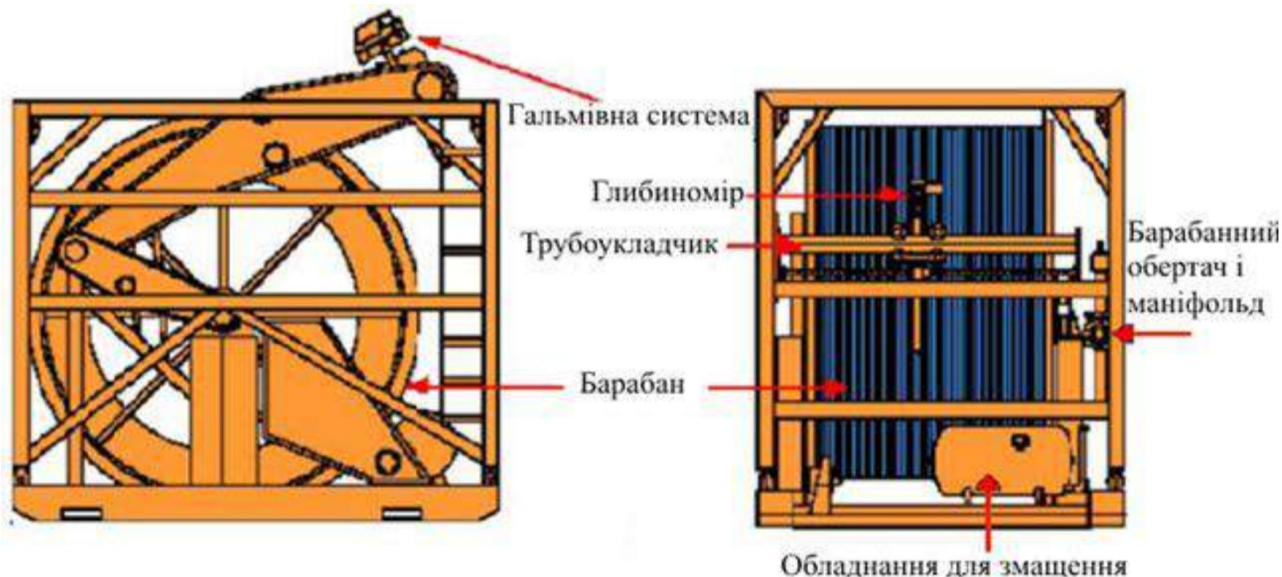


Рисунок 1.7 – Основні компоненти барабана для намотування ГТ [8]

Другим, конструктивно найважливішим елементом КТУ є інжектор (рис. 1.8) — механізм, який безпосередньо здійснює заштовхування гнучкої труби у свердловину проти дії внутрішнього гирлового тиску або її контрольоване утримання й підйом під дією власної ваги колони. Усі інжектори, що використовуються в даний час, мають гідравлічний привід з двома або чотирма двигунами. Двигуни зазвичай синхронізовані за допомогою редуктора, розташованого у верхній частині головки. Конструкція інжектора базується на роботі двох зустрічно-обертових безкінечних ланцюгових конвеєрів, на ланках яких закріплені спеціальні змінні затискні плашки, профіль яких точно відповідає радіусу зовнішнього діаметра застосовуваної труби. Гідравлічні циліндри інжектора притискають ланцюги один до одного із точно розрахованим зусиллям, створюючи необхідну силу тертя для утримання сталевих труби без її механічного зминання чи проковзування [8].

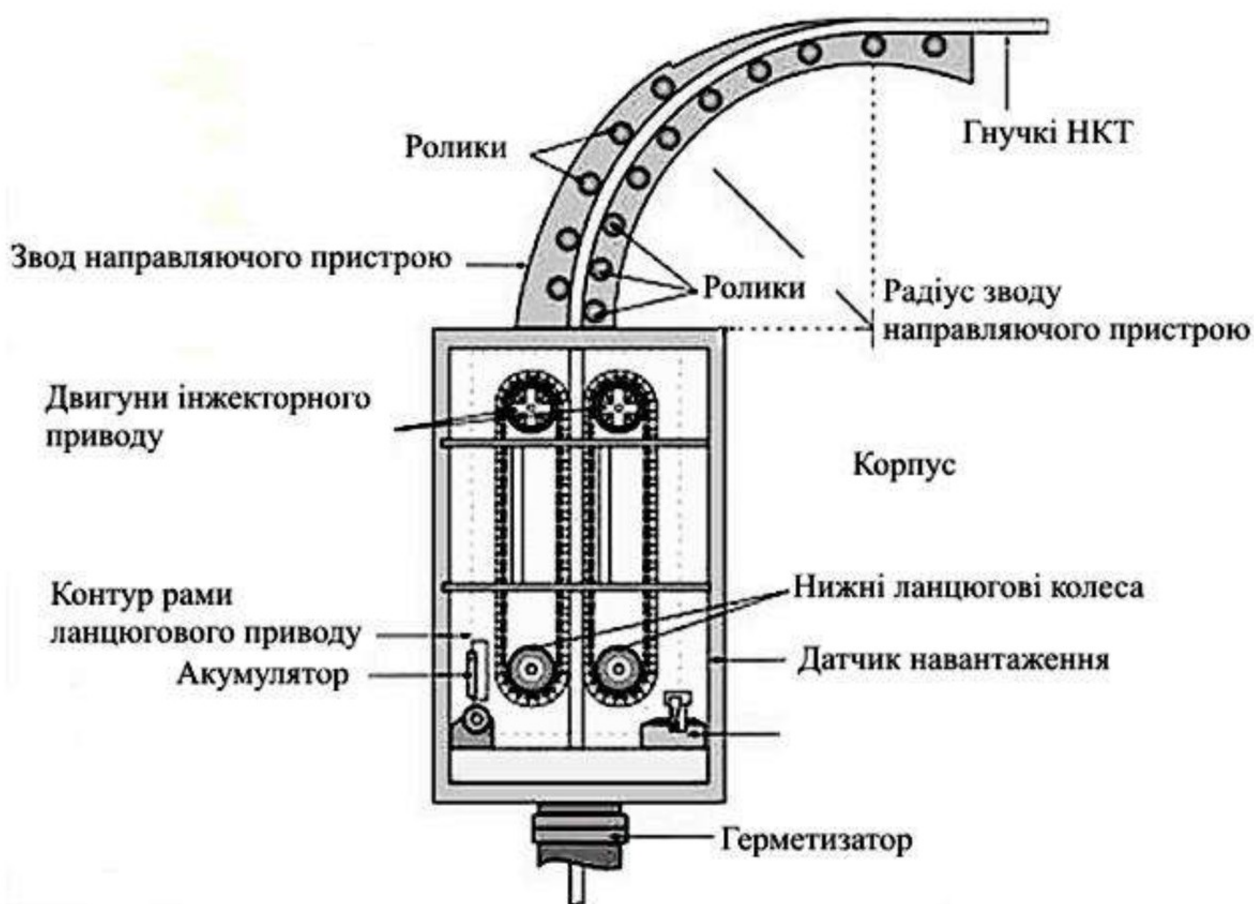


Рисунок 1.8 – Інжекторна головка з прямою дугою [8]

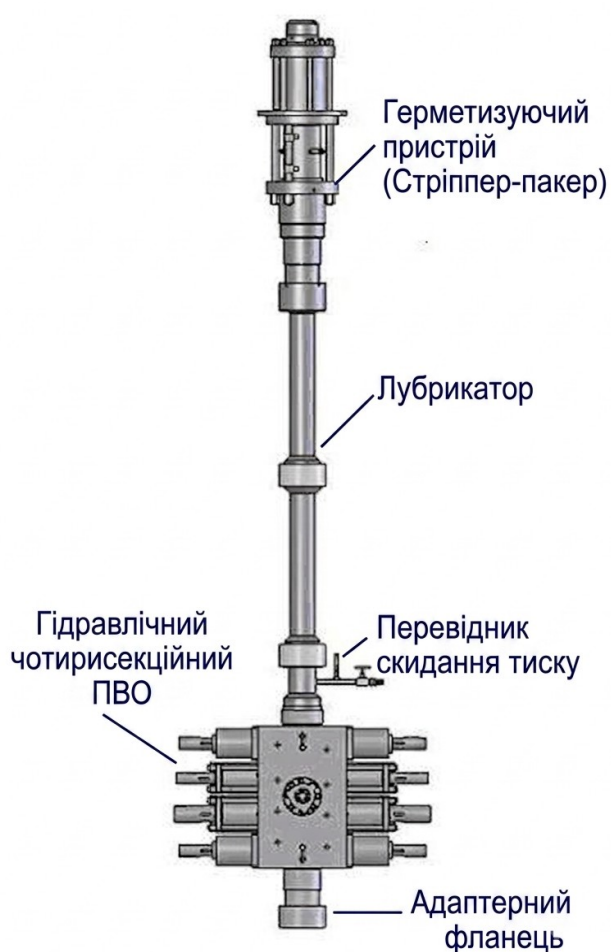
Над інжектором встановлюється пряма дуга (жолоб, гусак, гузек, сектор, арка; рис 1.8) зі строго вивіреним радіусом кривизни (табл. 1.2), яка плавно перенаправляє трубу з транспортного барабана у вертикальну вісь свердловини, мінімізуючи виникаючі пластичні деформації та втому металу [8].

Таблиця 1.2 – Порівняльні розміри направляючих дуг з рекомендованими значеннями їх радіусів і кривизни [8]

Рекомендовані значення радіусів направляючих дуг		
Зовнішній діаметр ГТ, дюйми	Типовий радіус сердечника барабана, см	Типові радіуси направляючого сектора, см
0,750	61	122
1,000	51 – 76	122 – 137
1,250	63 – 91	122 – 183
1,500	76 – 102	122 – 183
1,750	89 – 122	183 – 244
2,000	102 – 122	183 – 244
2,375	122 – 137	229 – 305
2,875	137 – 147	229 – 305
3,500	165 – 178	229 – 305

Третім найважливішим конструктивним блоком КТУ є комплекс противикидного обладнання (ПВО) та гирлового шлюзування, який забезпечує повну герметизацію свердловини на всіх етапах проведення робіт під тиском. Комплекс ПВО складається з вузла превенторів, герметизатора гнучкої труби (стриппера) та лубрикаторної системи [8].

Лубрикатор (рис. 1.9) являє собою високоміцну вертикальну металеву трубу (або набір секцій), яка монтується безпосередньо над превентором і служить своєрідним герметичним шлюзовим відсіком. Основне конструктивне призначення лубрикатора полягає у безпечному розміщенні та вирівнюванні



тиску при спуску або підйомі елементів свердловинного компонування, жорсткого інструменту, перфаторів чи каротажних приладів, які не можуть гнутися і деформуватися як труба. Довжина лубрикаторної секції підбирається таким чином, щоб уся свердловинна компоновка повністю містилася всередині неї між стриппером і верхньою засувкою фонтанної арматури. Лубрикатор також обладнаний спеціальною системою скидання та вирівнювання тиску (маніфольдною обв'язкою), що дозволяє вирівняти тиск між свердловиною та шлюзовою камерою перед початком робіт або безпечно стравити газ і залишки рідини у дренажну лінію після витягування інструменту з вибою [3].

Рисунок 1.9 – Гирлове обладнання свердловини при використанні КТУ

Стриппер встановлюється безпосередньо у верхній частині лубрикатора або під інжектором і за допомогою гідралічно стиснутих еластомірних ущільнювальних елементів забезпечує динамічну герметизацію навколо рухомої гнучкої труби, не дозволяючи свердловинному флюїду прориватися на поверхню [9].

Нижче лубрикатора монтується багатосекційний (зазвичай чотирьохплашковий) превентор (рис. 1.10), який виконує захисні функції у випадку аварійних ситуацій. Він містить глухі плашки (рис 1.11) для повного перекриття стовбура за відсутності труби, трубні плашки для фіксації труби,

зрізні плашки, здатні в критичний момент перебити сталеву трубу та перекрити гирло, а також затискні плашки для утримання колони від падіння на вибій [10].

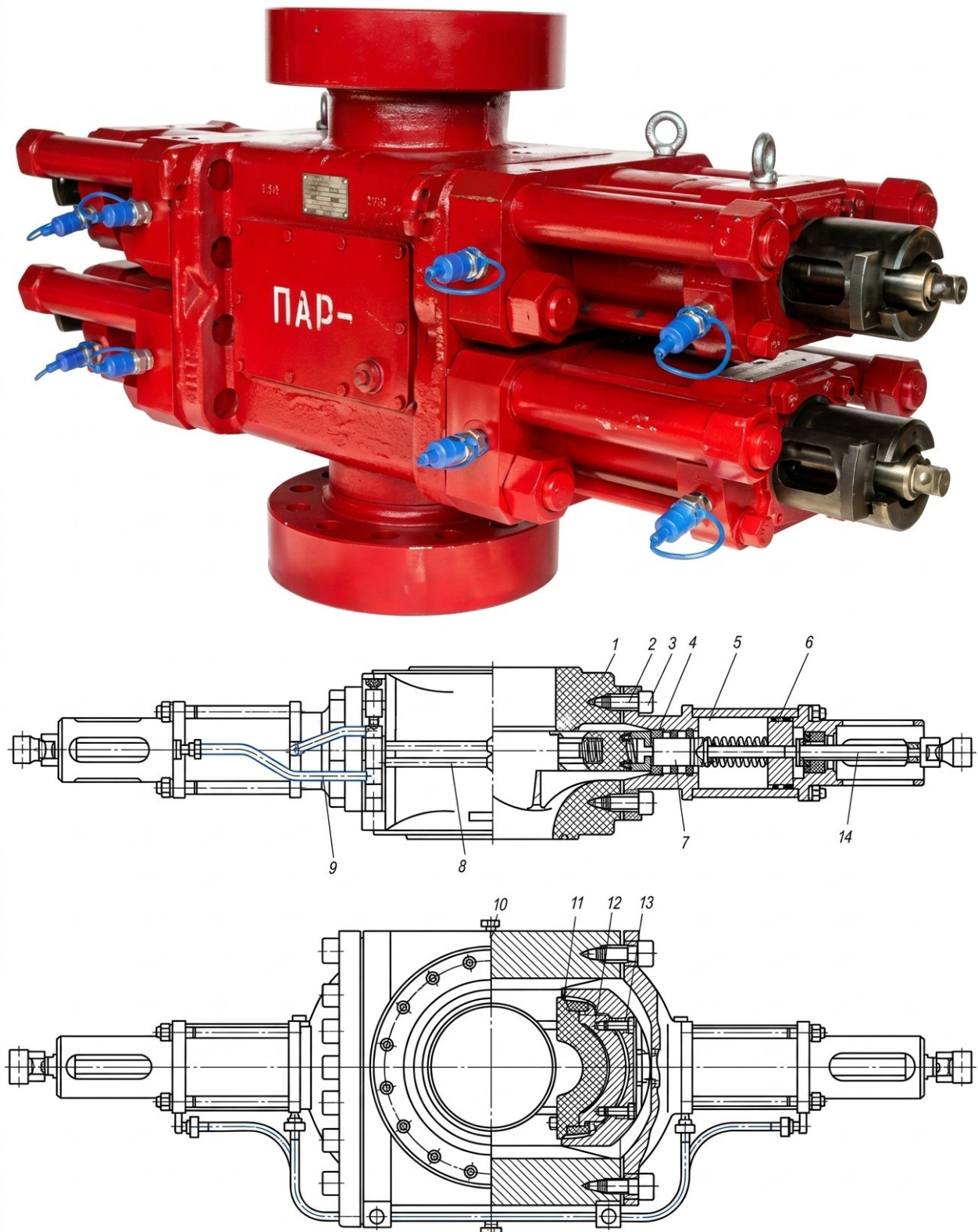


Рисунок 1.10 – Пристрій плашкового превентора ППГ [10]

1 – корпус; 2 – шпилька; 3 – гайка; 4 – кришка; 5 – гідроциліндр; 6 – поршень;
7 – шток; 8, 9 – сталеві трубки обв'язки гідроциліндрів з поворотним ніпельним пристроєм; 10 – колектор; 11 – ущільнення плашки; 12 – вкладиш плашки; 13 – корпус плашки; 14 – шліцевий вал

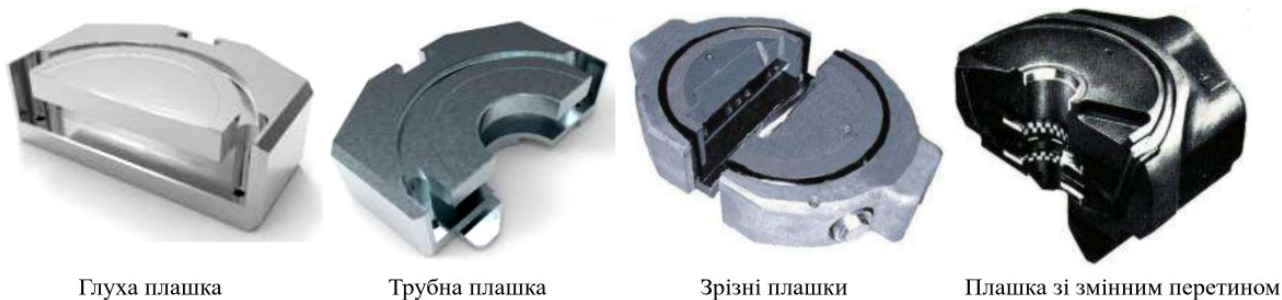


Рисунок 1.11 – Типи плашок [8, 10]

Четвертим компонентом системи виступає кабіна керування (рис. 1.12), яка є аналітичним та командним центром усього комплексу. Сучасні кабіни мають високий рівень ергономічності, клімат-контроль та броньоване скління для захисту оператора. Всередині розташовані джойстики керування гідросистемами барабана та інжектора, а також цифрові та аналогові системи комп'ютерного моніторингу. Спеціалізоване програмне забезпечення в реальному часі реєструє глибину спуску, швидкість руху, вагу колони на гаку, тиск в затрубному просторі та всередині гнучкої труби. Найважливішою функцією системи автоматизації є постійний математичний розрахунок накопиченої втоми металу гнучкої труби за циклами "згинання-розгинання" та моделювання сил тертя у свердловині для запобігання втрати поздовжньої стійкості (спірального чи синусоїдального зминання труби всередині експлуатаційної колони) [11].



Рисунок 1.12 – Панель приладів керування технологічним процесом колтюбінгової установки [7]

П'ятим елементом є силова дизель-гідравлічна установка (рис. 1.13), яка забезпечує високий тиск робочої рідини для всіх гідромоторів, циліндрів та приводів елементів КТУ [11].



Рисунок 1.13 – Дизель-гідравлічна установка

Щодо особливості конструкції самої гнучкої труби є те, що вона виготовляється із високоміцних низьколегованих, маловуглецевих та нержавіючих сталей методом безперервного зварювання з мінімальною кількістю поперечних швів. Міцність труб із низьколегованих сталей вище маловуглецевих на 40 % (межа плинності 690–760 МПа) за збереження пластичних властивостей. Гнучкі труби можуть виготовлятися із змінним внутрішнім діаметром, її стінка часто має конічний (ступінчастий) профіль, де товщина металу збільшується ближче до верхньої частини колони, що дозволяє оптимізувати вагу труби та підвищити її міцнісні характеристики при роботі на виснажених свердловинах великої глибини, що дозволяє збільшити максимальну глибину спуску колтюбінгу і підвищити надійність при проведенні робіт на глибоких свердловинах. Труби, виготовлені за такою технологією, мають постійний зовнішній діаметр, але змінну товщину стінки – чим ближче до осердя барабана, тим товщі стінка і менше внутрішній діаметр. Таким чином, при збільшенні глибини і, як наслідок, навантажень, вага сприймається більш міцною секцією труби [12].

Згідно джерела [9], станом на початок ХХІ ст. монополія в області розробки і виготовлення колтюбінгового обладнання належить в основному американським і канадським компаніям. Вони можуть бути розподілені на чотири групи:

1. Великі багатoproфiльнi корпорацiї i компанії з розгалуженою структурою i багаторiчним досвiдом серiйного виробництва нафтогазового обладнання i колтiюбiнгових установок. Вони мають повний цикл власного виробництва устаткування i займають лiдируюче мiсце на мiжнародному ринку виробникiв i постачальникiв. До них належать: Hydra Rig (у складi National Oilwell-Varco), США. Ця компанiя має «повне» власне виробництво i є свiтовим лiдером за обсягом виробництва i продажiв.

2. Середнi компанії, що мають стiйке положення i перспективу розвитку, також мають «повне» власне виробництво i виступаючi на рiгiональних ринках постачання обладнання вiд свого iменi. До них можна вiднести: Hydraco Industries, Канада, Hydraulic Power Technology Texas, США, Crown Energy Technologies, Канада.

3. Середнi компанії, здатнi виробляти установки практично повнiстю на базi свого виробництва, але виробляють їх основнi пiдсистеми пiд своїм фiрмовим знаком. Потужностi цих компанiй дозволяють розгорнути повний цикл виготовлення агрегатiв. До них можна вiднести: Pump And Coiled Tubing (у складi MXROS Inc.), США, Aggreko Special Equipment Productions, Нiдерланди.

4. Маленькi компанії, що виробляють окремi пiдсистеми i агрегати для колтiюбiнгових установок i часто виступають пiд iм'ям фiрми-замовника.

Аналіз сучасного ринку спеціалізованого нафтогазопромислового обладнання дозволяє стверджувати, що провідні виробники техніки прагнуть максимально уніфікувати вузли колтiюбiнгових комплексiв, створюючи при цьому чiткi параметричнi ряди та модифікацiї пiд конкретнi гiрничо-геологiчнi та логістичнi умови промислiв. Оскiльки виснаженi родовища часто характеризуються рiзними глибинами залягання пластiв (вiд неглибоких горизонтiв до глибоких похило-скерованих свердловин) та рiзним станом пiд'їзних шляхiв, вибiр конкретної серiї установки є визначальним чинником економiчної рентабельностi ремонту. На практицi технічнi класи КТУ матерiалізуються у конкретних конструктивних лiнiйках та серiйних модифікацiях, кожна з яких має чiтко окреслену технологiчну межу застосування. Яскравим прикладом такої системної диференцiацiї технічних можливостей є модельний ряд мобiльних комплексiв, якi детально розглянуто в лiтературних джерелах, зокрема [3]:

Мобiльнi колтiюбiнговi установки модифікацiї M10 є базовими у типорозмiрному ряду колтiюбiнгових установок iз тяговим зусиллям iнжектора до 120 кН. Ця установка може працювати з трубами дiаметром вiд 19,5 мм iз довжиною до 3000 м та з трубами дiаметром до 38,1 мм iз довжиною вiд 1600 до 2400 м; можливе використання гнучкої труби дiаметром 44,45 мм довжиною

до 1800 м. Оптимальним для цього устаткування є застосування гнучкої труби діаметром до 38,1 мм довжиною до 2400 м.

Мобільна установка серії M1002 є "найлегшою" в типорозмірному ряді і призначена для роботи з трубою діаметром до 38,1 мм при глибинах до 1500 м.

У колтюбінгових установках серії M1003, розрахованих на роботу з гнучкою трубою діаметром до 44,45 мм, підвісне обладнання змонтовано на напівпричепі, а установка модифікації M1001 конструктивно оптимізована і має зменшені габаритні розміри і масу.

Мобільна колтюбінгова установка серії M20 змонтована на повнопривідному шасі з формулою коліс 8x8; призначена для роботи в регіонах із нерозвинутою дорожньою інфраструктурою і має тягове зусилля інжектора 240 кН. Найбільш оптимальним є застосування гнучкої труби діаметром 38,1 мм довжиною до 4000 м, хоч технічні характеристики дають змогу застосовувати труби діаметром до 44,45 мм довжиною до 3100 м.

В установках модифікацій M2001 і M2002 підвісне обладнання розміщено на нерозривній зв'язці "тягач+напівпричіп" (рис. 1.14).

Колтюбінгові установки серії M40 розраховані на роботу з гнучкою трубою діаметром до 73 мм і можуть використовуватись для буріння нових свердловин та повторного розкриття пластів. Найбільшу технічну і економічну ефективність установка забезпечує при бурінні додаткових похилих і горизонтальних стовбурів в існуючих свердловинах

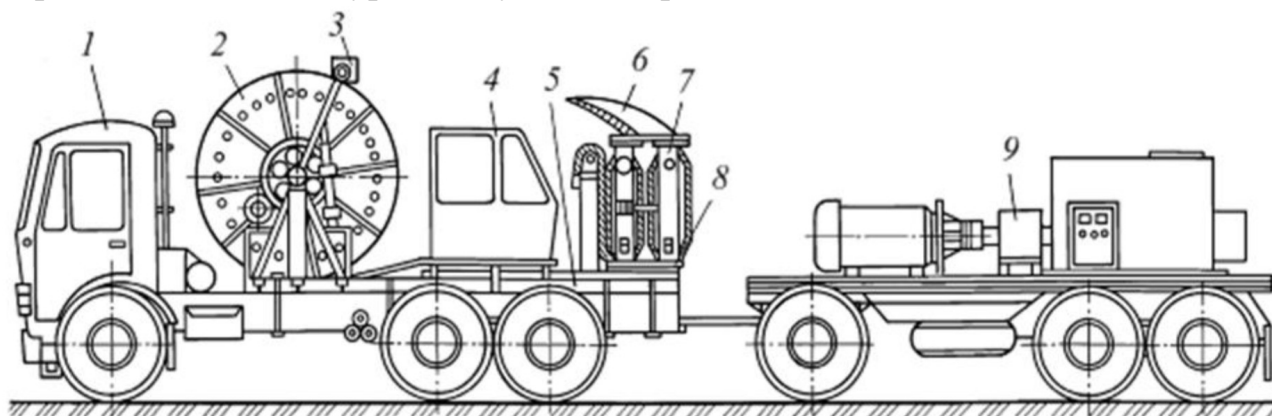


Рисунок 1.14 – Агрегат для капітального та підземного ремонту свердловин із застосуванням гнучких труб на нерозривній зв'язці "тягач+напівпричіп" [3]

1 – кабіна водія; 2 – барабан із колоною гнучких труб; 3 – укладальник КГТ; 4 – кабіна оператора; 5 – рама агрегату; 6 – напрямна дуга; 7 – транспортер; 8 – механізм встановлення транспортера в робоче положення; 9 – насос для нагнітання технологічної рідини

Відповідно, наявність широкого параметричного ряду установок — від легких мобільних серій типу M1002 до важких важковагових комплексів серії

М40 — дозволяє точно підходити до вибору обладнання залежно від конкретних умов промислу.

Таким чином, розгляд призначення, класифікації та конструктивних особливостей колтюбінгової техніки свідчить про високу інженерну гнучкість та універсальність цієї технології підземного ремонту свердловин. Наявність у структурі комплексів КТУ таких високотехнологічних вузлів, як ланцюгові інжектори, автоматизовані барабанні збірники, надійні системи противикидного обладнання та герметичні лубрикаторні камери, забезпечує можливість безпечного і безперервного ведення робіт під тиском. Це створює надійну базу для реалізації безглушійних технологій інтенсифікації, що є ключовим фактором збереження природних властивостей пласта.

1.3 Монтаж обладнання КТУ на гирлі свердловини

Процес монтажу та обв'язки КТУ на гирлі свердловини є відповідальним етапом підготовчих робіт (рис. 1.15), від якості та точності виконання якого безпосередньо залежить промислова безпека всього персоналу, герметичність гирлової системи та кінцева ефективність запланованої технологічної операції. Оскільки роботи з використанням КТУ проводяться на діючих свердловинах під тиском і без їх попереднього глушіння, процес монтажу регламентується суворими інженерними інструкціями та правилами безпеки у нафтогазовидобувній промисловості.

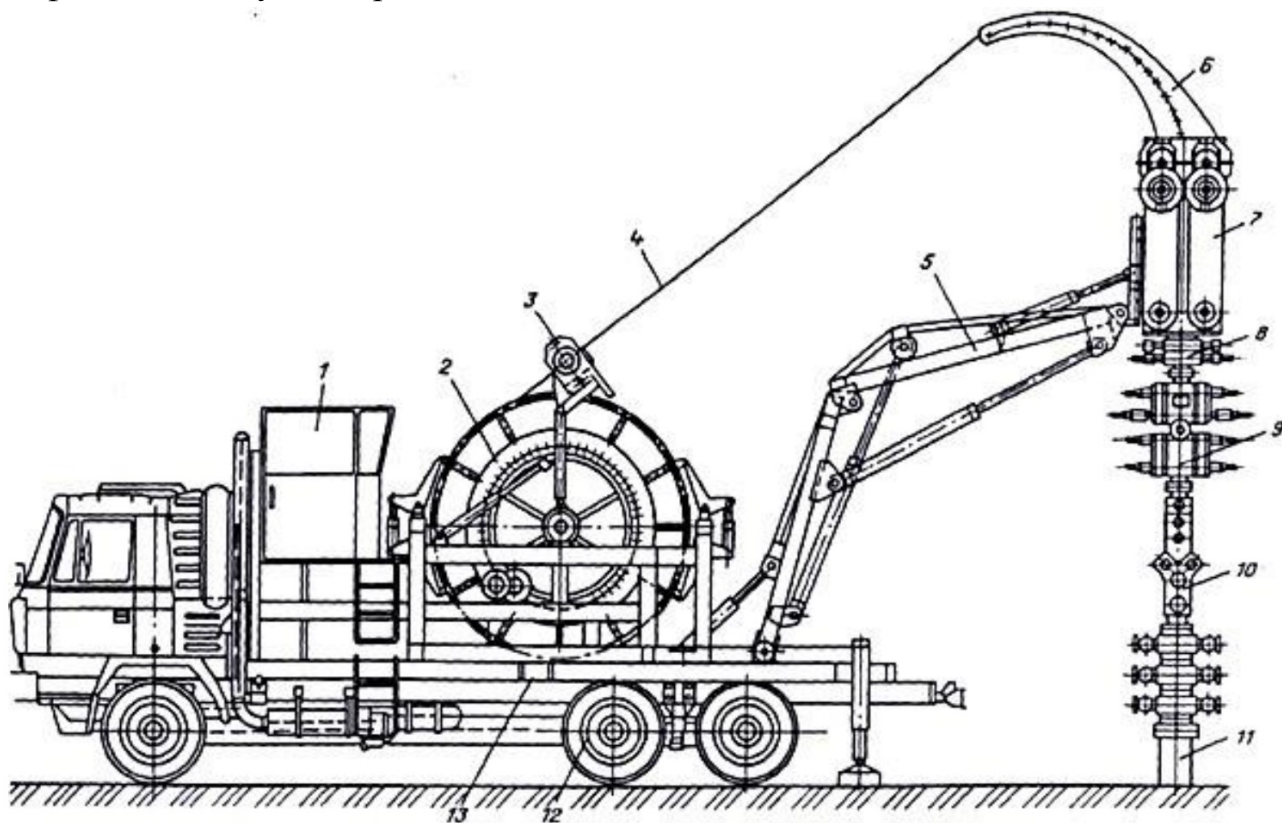


Рисунок 1.15 – Компоновка колтюбінгової установки в робочому положенні [9]

1 – кабіна керування; 2 – катушка (барабан, лебідка,) із колоною гнучких труб КГТ і вертлюгом; 3 – укладальник КГТ, лічильник довжини труб, система змащування труб; 4 – КГТ; 5 – опора (основа для інжектора); 6 – направляючий жолоб (напрямна дуга, сектор, арка, гусак, гузнек); 7 – інжектор колтюбінговий (транспортёр КГТ, штовхач) із давачем індикатора ваги; 8 – лубрикатор (гирловий герметизатор чи стрип-пакер), сальник-очищувач; 9 – блок превенторів (БП); 10 – Фонтанна арматура (ФА); 11 – гирло свердловини; 12 – шасі; 13 – рама

Весь комплекс монтажних робіт умовно поділяється на кілька послідовних етапів: підготовка робочого майданчика, розстановка мобільної техніки, збирання і центрування гирлового обладнання, підключення гідравлічних і технологічних ліній, а також фінальне гідровипробування змонтованої системи на герметичність.

На початковому етапі проводиться ретельна інженерна підготовка території навколо гирла свердловини. Робочий майданчик повинен бути очищений від сторонніх предметів, спланований і, за потреби, укріплений залізобетонними плитами або спеціальними настилами для забезпечення стійкості важкої спецтехніки, оскільки сумарна вага навантаженого колтюбінгового підйомника може перевищувати 30–40 т. Особлива увага приділяється стану фонтанної арматури свердловини: проводиться її зовнішній огляд, перевірка працездатності корінних і центральних засувки, а також контроль тиску в трубному та затрубному просторах [13].

Після цього здійснюється розміщення техніки (рис. 1.16) з урахуванням рози вітрів, вимог пожежної безпеки та забезпечення максимальної видимості для оператора КТУ. Головний підйомник (шасі з барабаном і кабіною) встановлюється на відстані від 15–25 м від гирла свердловини таким чином, щоб поздовжня вісь транспортної бази збігалася з лінією намотування труби, а кабіна керування забезпечувала оператору прямий і безперешкодний огляд усього гирлового простору та інжектора. Додаткова техніка — азотно-компресорний комплекс, насосний агрегат та маніфольдна автоцистерна — розміщуються на безпечній відстані, зазвичай не ближче 25 м від гирла та з підвітряного боку [13].

Найбільш складним і трудомістким етапом є безпосередній монтаж гирлового та противикидного обладнання, який виконується за допомогою допоміжного автомобільного крана або гідравлічної стріли-маніпулятора колтюбінгової установки. На першому кроці на верхній фланець фонтанної арматури або адаптерну катушку встановлюється блок превенторів. Перед фіксацією фланцевих з'єднань обов'язково проводиться очищення ущільнювальних канавок і заміна металевих кілець типу API. Болтові з'єднання

фланців зтягаються хрестоподібним методом за допомогою гідравлічних динамометричних ключів із чітко регламентованим зусиллям, щоб унеможливити перекося та мікрощілини [8].



Рисунок 1.16 – Розміщення техніки та обладнання на робочому майданчику під час проведення операцій з КТУ

Далі здійснюється збирання лубрикатора разом з інжектором та підготовка внутрішньо-свердловинного компонування інструменту. Гнучка труба заздалегідь протягується крізь інжектор та стриппер-герметизатор, після чого її кінець з'єднується з кінцевим конектором вибійного компонування. Оскільки стриппер-герметизатор конструктивно монтується безпосередньо під інжектором, секції лубрикатора встановлюються до нижньої частини стриппера, надійно ховаючи вибійне компонування всередині [14].

Після завершення збирання вся вертикальна компоновка (інжектор разом зі стриппером, лубрикатором та вибійним інструментом усередині) підіймається краном і встановлюється на гирло свердловини, жорстко стикуючи нижній кінець лубрикатора з блоком превенторів. Далі вся вертикальна збірка остаточно центрується над гирлом свердловини і жорстко фіксується за допомогою системи розчалок або телескопічних опор стріли КТУ (рис. 1.15).

Важливою умовою на цьому етапі є забезпечення максимально чіткої вертикальної співвісності між центром інжектора, стриппером, лубрикатором і віссю свердловини. Навіть мінімальне відхилення від вертикалі або перекося конструкції може призвести до виникнення нерівномірних бічних навантажень на гнучку трубу під час її руху, що викличе прискорене зношування

ушільнювальних елементів стриппера, стирання плашок інжектора (рис. 1.17) та може спровокувати небезпечну деформацію або вигин труби під інжектором під час роботи під тиском (рис. 1.18) [14].

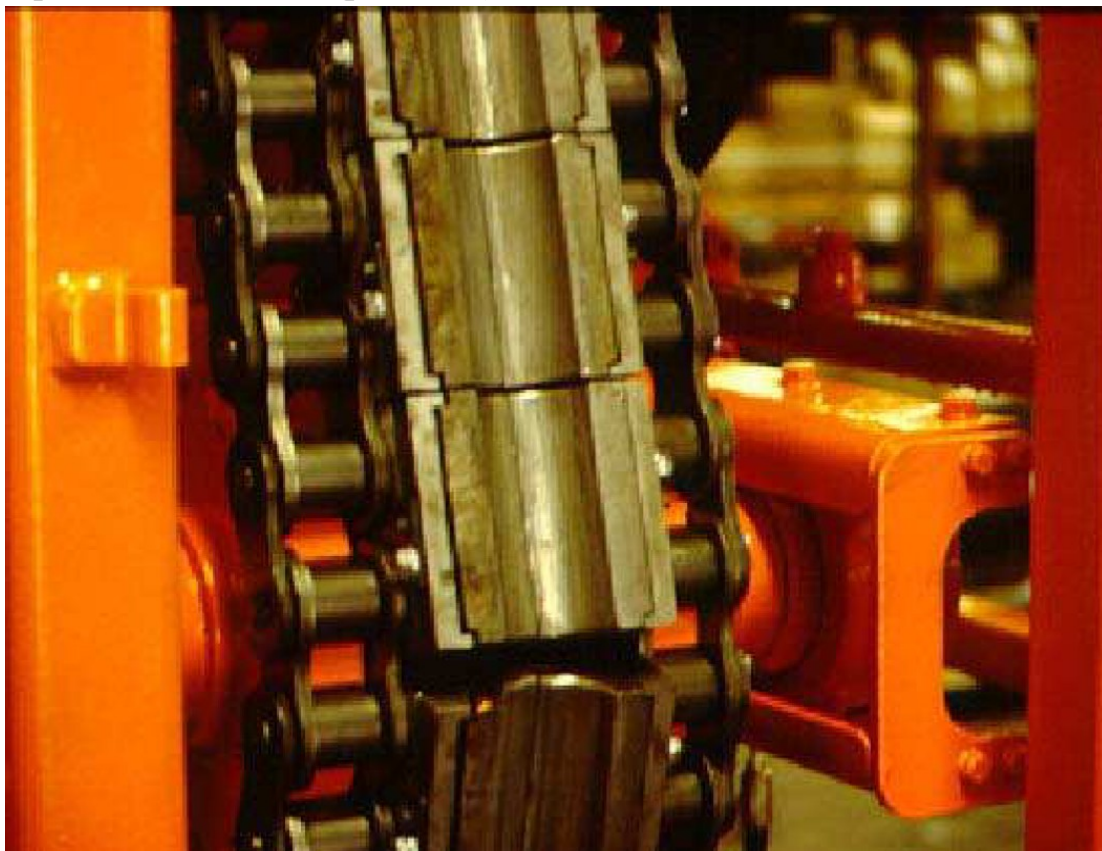


Рисунок 1.17 – Затискні плашки (сухарі) ланцюгового приводу інжектора [14]

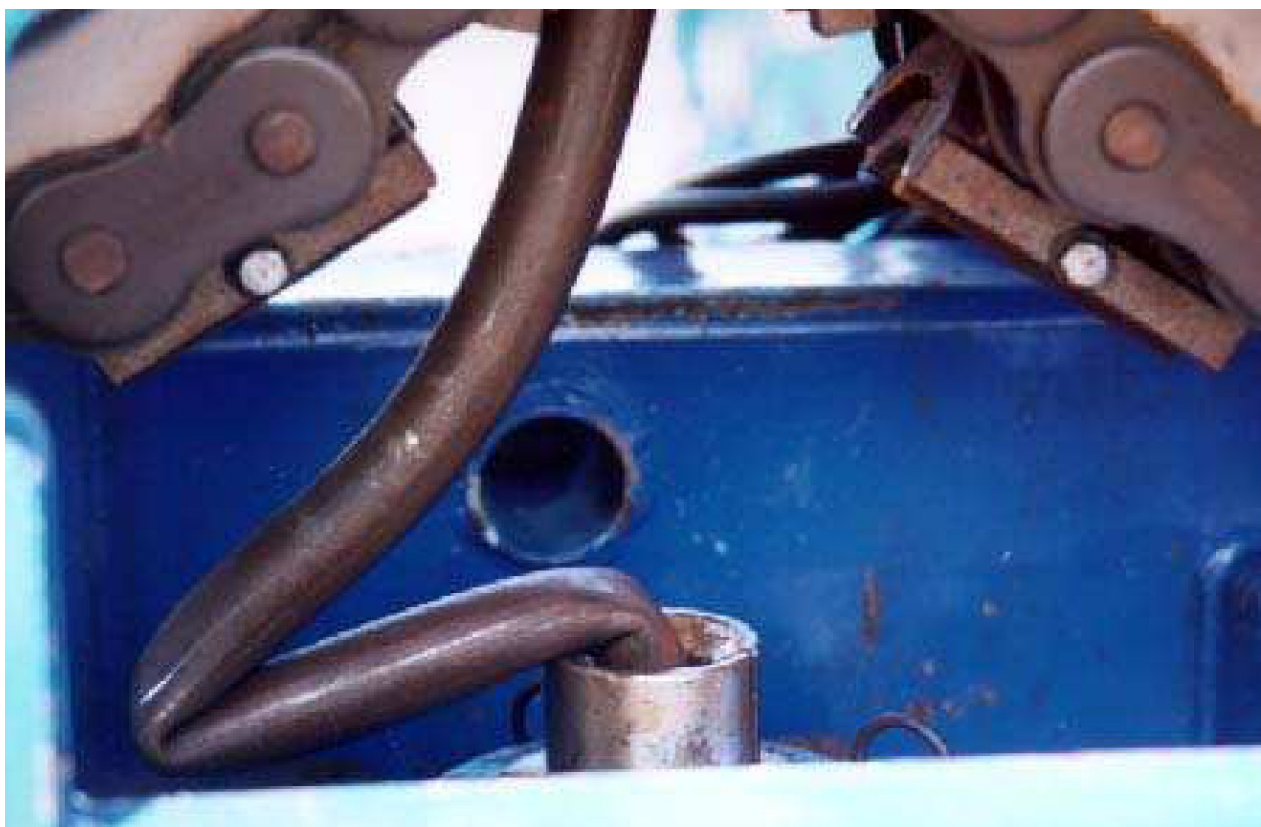


Рисунок 1.18 – Вигин гнучкої труби під інжектором [14]

Після завершення механічного збирання гирлового комплексу виконується обв'язка технологічних маніфольдів та підключення ліній керування (рис. 1.19). Від силового масляного агрегату до кабіни оператора, інжектора, барабана, стриппера та превенторів прокладаються шланги високого тиску (ШВТ) гідравлічних систем керування. Усі гідравлічні лінії маркуються для запобігання помилкам при підключенні та ретельно перевіряються на відсутність перекручувань чи заломів. Паралельно з цим збирається маніфольдна лінія високого тиску для закачування технологічних рідин чи газів. Вона з'єднує нагнітальний блок насосного агрегату або азотного компресора з високонапірним обертовим вертлюгом на валу барабана КТУ [13].

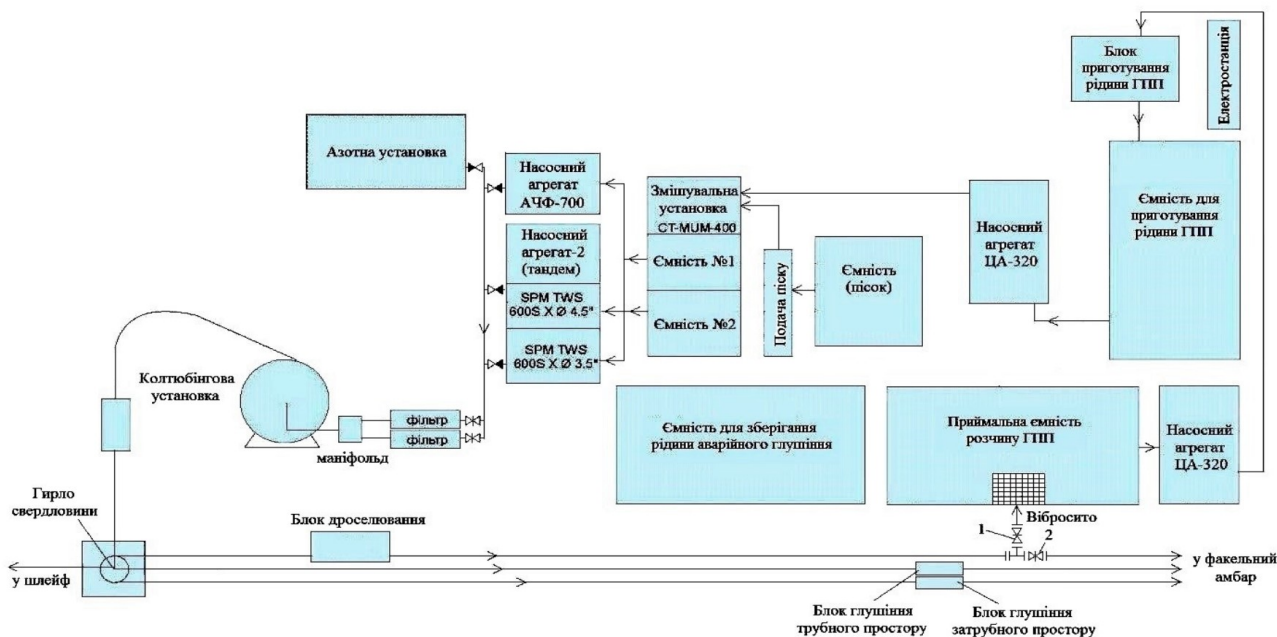


Рисунок 1.19 – Схема розміщення та обв'язки технологічного обладнання при ГПП [15]

Також монтується зворотна (викидна) лінія від затрубного простору свердловини через блок засувки арматури до мірних ємностей, блоку дроселювання або сепараційної установки для прийому відпрацьованого флюїду під час промивання вибою. Всі лінії маніфольда збираються за допомогою швидких рознімних з'єднань і надійно фіксуються до землі сталевими якорями чи страхувальними тросами на випадок гідравлічного удару.

Заключним і обов'язковим етапом монтажних робіт є проведення гідровипробувань усієї змонтованої системи (рис. 1.20) на міцність та герметичність. Випробування проводяться за допомогою промислового опресувального насоса високого тиску або цементувального агрегату шляхом закачування технічної води (або незамерзаючої рідини в зимовий період). Перевірка здійснюється у два етапи. Спочатку на герметичність тестується маніфольдна лінія нагнітання від насоса до вертлюга барабана — на тиск, що на 25 або 50 % перевищує максимальний очікуваний робочий тиск під час операції

згідно з технологічним регламентом. Другим етапом проводиться випробування гирлового обладнання ПВО, лубрикатора та стриппера при закритих плашках превентора і закритій корінній засувці свердловини, тиск же приймається рівним очікуваному максимальному тиску на гирлі з його перевищенням на 25 % [13].

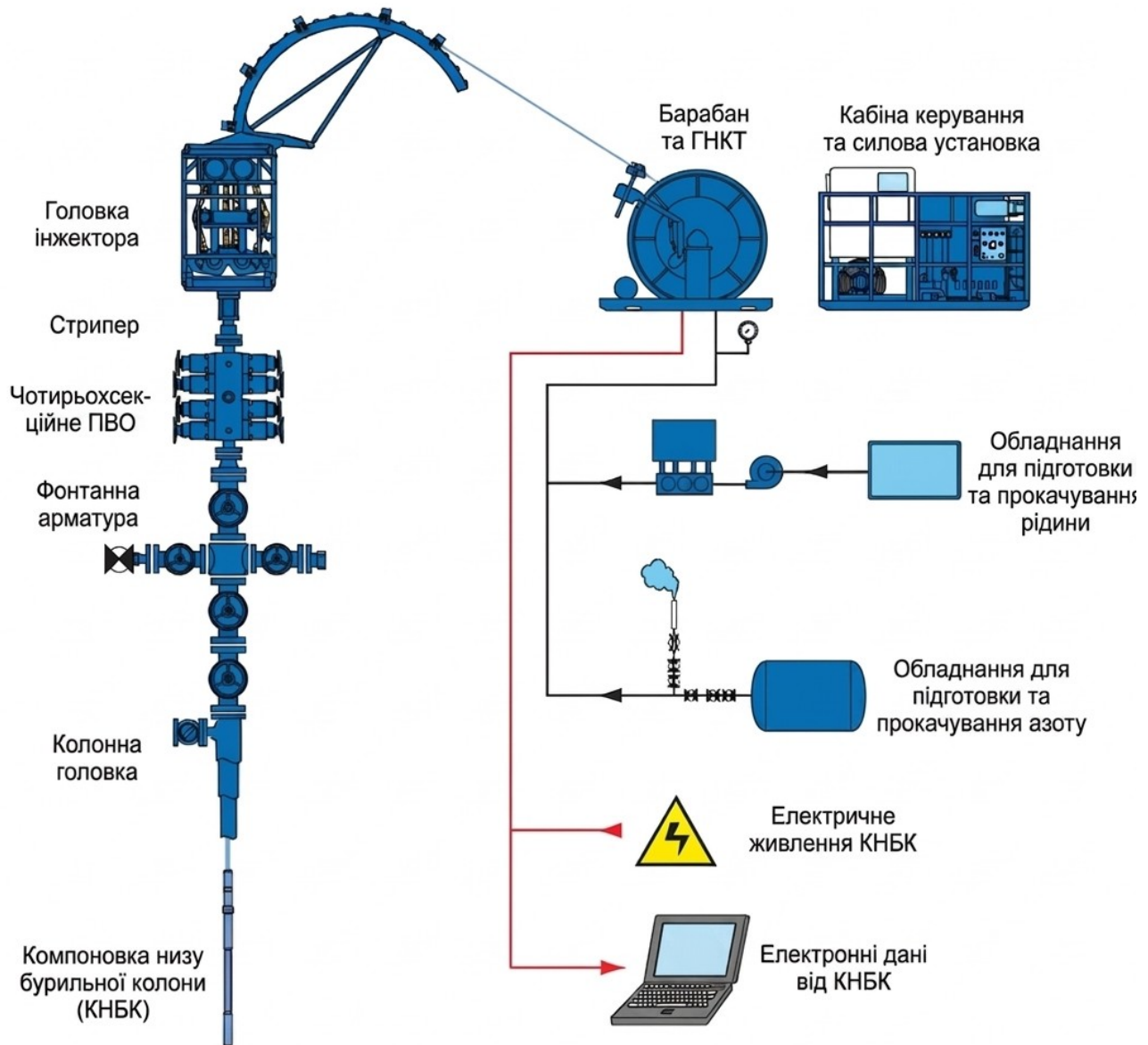


Рисунок 1.20 – Схема основних компонентів обладнання з операцій КТУ [14]

Тиск випробування витримується протягом визначеного часу (зазвичай 10–15 хвилин), при цьому за показаннями манометрів високої точності контролюється відсутність падіння тиску, а також проводиться візуальний огляд усіх фланцевих, різьбових та гідравлічних з'єднань на наявність пропусків. Тільки після підписання акта про успішне проведення гідровипробувань та перевірки спрацювання всіх плашок ПВО з кабіни керування в тестовому режимі монтаж вважається завершеним, а установка — готовою до початку внутрішньо-свердловинних робіт під тиском [13].

Незважаючи на те, що базовий алгоритм розгортання та центрування колтюрінгового комплексу на майданчику свердловин залишається незмінним, конкретний вид запланованої внутрішньо-свердловинної операції вносить суттєві корективи та специфічні поправки у процес монтажу та обв'язки обладнання.

Ключовою змінною, яка безпосередньо впливає на конфігурацію гирлової збірки, є склад і габаритні розміри внутрішньо-свердловинного компонування інструменту, що спускається на кінці гнучкої труби. Якщо для проведення стандартного очищення вибою від піщаних пробок чи промивки АСПВ використовується коротке і легке внутрішньо-свердловинне обладнання (насадка, насадка-гідромонітор, зворотний і роз'єднувальний клапани, рис. 1.21, 1.22), то висота лубрикаторної системи є мінімальною, а сам процес монтажу займає найменше часу.



Рис. 1.21 – Зворотний клапан [16]

1 – перевідник; 2 – куля; 3 – сідло;

4 – пружина; 5 – втулка опорна; 6 – корпус

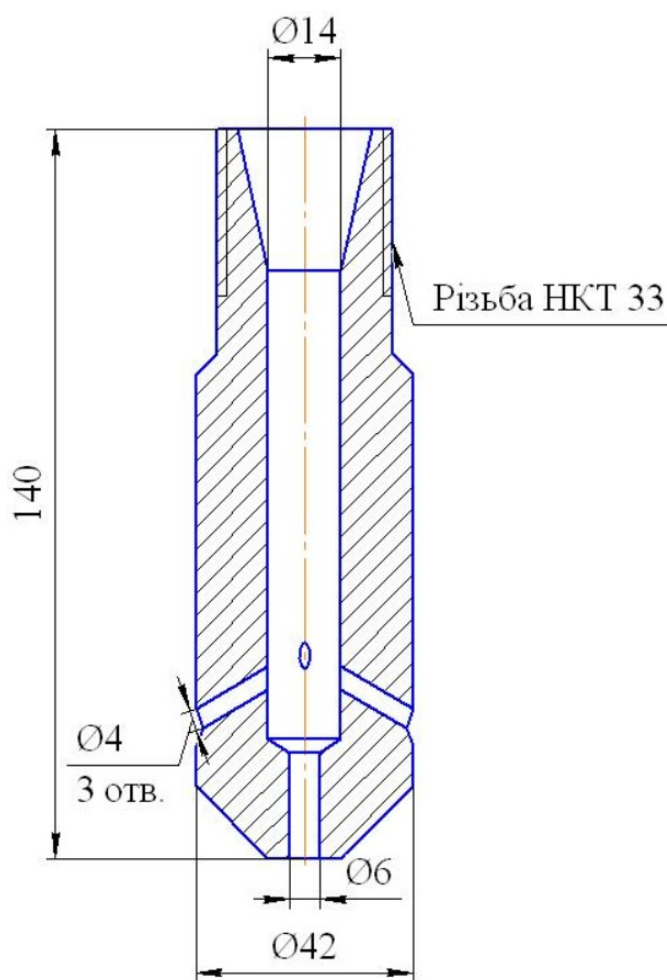


Рис. 1.22 – Насадка-гідромонітор [16]

Проте, при переході до складніших операцій, таких як селективна СКО або встановлення цементних мостів, виникає потреба у додатковому монтажі корозійностійких технологічних ліній, підключенні блоків хімводопідготовки та

обов'язковому встановленні на валу барабана спеціальних ущільнень вертлюга, розрахованих на тривалу роботу в агресивних хімічних середовищах [13].

Найбільш радикальних змін процес монтажу зазнає при підготовці КТУ до проведення операцій з інтенсифікації методом гідророзриву пласта (ГРП), перфорації під тиском або виконання ловильних робіт. Для реалізації технології ГРП через гнучку трубу стандартний однострипперний герметизатор замінюється на посилену систему з двома послідовно встановленими стрипперами, що диктується підвищеними робочими тисками та високою абразивністю пропантової суміші. Маніфольдна обв'язка в такому разі збирається виключно із високоміцних сталевих труб великого діаметра, що додатково кріпляться анкерними розпірками через високий ризик виникнення вібрацій та гідродинамічних ударів [9].

При монтажі обладнання для перфорації або складних ловильних робіт головною проблемою стає значна довжина збірки інструменту (рис. 1.23), яка може складатися з багатосекційних кумулятивних перфораторів або каскаду ловильних інструментів (овершотів, мітчиків, павуків) і сягати від 10 до 25 м. У таких умовах стандартної висоти підйому стріли КТУ стає недостатньо, тому процес монтажу вимагає залучення важких допоміжних телескопічних кранів, а сама лубрикаторна вежа збирається з кількох додаткових нарощувальних секцій, що потребує встановлення дворівневої системи штормових розчалок для забезпечення стійкості конструкції під дією вітрових навантажень [4].



Рисунок 1.23 – Кумулятивний перфоратор

Окрему специфіку має монтаж колтубінгового комплексу для проведення азотного освоєння або буріння бічних стовбурів на виснажених родовищах.

Обв'язка системи для виклику припливу азотом вимагає обов'язкової інтеграції в єдину схему газифікаційної установки та кріогенного танка-контейнера з рідким азотом. При цьому кріогенні лінії від контейнера до насоса газифікатора потребують спеціальної теплоізоляції, а вся система — встановлення клапанів автоматичного скидання тиску на випадок перевищення критичних термодинамічних параметрів [17].

Койлтюбінгове буріння, своєю чергою, суттєво змінює архітектуру гірлового простору. Через значну вагу та висоту бурового КНБК і необхідність постійного керування траєкторією стовбура, замість стандартної щогли підйомника КТУ часто застосовують спеціальні стаціонарні монтажні щогли (вежі) або посилені опорні рами, які забезпечують жорстку фіксацію інжектора. При цьому, оскільки гнучка труба принципово не може обертатися навколо своєї осі, орієнтування вибійного двигуна в просторі здійснюється безпосередньо у свердловині за допомогою спеціальних вибійних орієнтаторів (КНБК з MWD-системами). Крім того, технологічна обв'язка на поверхні доповнюється складною циркуляційною системою очищення та регенерації бурового розчину (віброситами, центрифугами та дегазаторами) для ефективного винесення шламу, що перетворює звичайний майданчик КТУ на повноцінний буровий комплекс [3].

Підводячи підсумок, можна стверджувати, що якісний та правильний монтаж обладнання койлтюбінгової установки на гірлі свердловини є базовою передумовою для успішного проведення будь-якої технологічної операції. Суворе дотримання вертикальної співвісності інжектора, лубрикатора та фонтанної арматури, а також надійна фіксація конструкції за допомогою розчалок дозволяють мінімізувати механічні навантаження на гнучку трубу та запобігти її передчасному зносу чи деформації. Усі етапи від підготовки свердловинного майданчика до монтажу високотискових маніфольдних ліній вимагають високої точності виконання, злагодженої роботи обслуговчого персоналу та повного контролю за станом ущільнювальних елементів.

Проведення фінальних гідровипробувань гірлового комплексу та ліній нагнітання є головним інструментом контролю герметичності системи перед початком безпосереднього спуску інструменту. Оскільки технологія койлтюбінгу орієнтована на роботу на виснажених родовищах під природним тиском без глушіння пластів, саме надійність змонтованого противикидного обладнання та лубрикаторних секцій виступає гарантом промислової та екологічної безпеки. Завершення монтажних робіт із позитивним результатом опресовування дозволяє звести до мінімуму ризику виникнення аварійних ситуацій і створює технологічну основу для переходу до безпосереднього виконання свердловинних операцій з інтенсифікації видобутку.

2 Технологічне обґрунтування процесів інтенсифікації видобутку та ремонту свердловин з використанням колтюрінгової установки

У розділі технологічного обґрунтування процесів інтенсифікації та ремонту детально розглянуто комплексний спектр сучасних внутрішньо-свердловинних операцій, що реалізуються за допомогою технологій гнучких труб і спрямовані на відновлення та підтримку продуктивності свердловинного фонду в умовах завершальної стадії розробки родовищ.

Аналіз охоплює технологічні цикли очищення стовбурів від механічних та органічних відкладень, хіміко-гідродинамічні методи впливу на колектори, а також проведення спеціальних ловильних, ізоляційних та перфораційних робіт без зниження гирлового тиску. Окрему увагу приділено передовим напрямкам буріння бічних стовбурів та використання довгомірних труб як постійних ліфтових колон для боротьби із самоглушінням.

Фінальним етапом розділу виступає узагальнюючий порівняльний аналіз технологічних і якісних показників КТУ порівняно з традиційними ремонтними агрегатами, що дозволяє сформувати фундаментальну базу для інженерних розрахунків та довести високу ефективність методів без глушіння для відновлення дебітів на виснажених покладах.

2.1 Технологічні процеси очищення стовбура та вибою свердловин

Технологічні процеси очищення внутрішньої порожнини експлуатаційної колони, НКТ та вибою свердловин від різноманітних відкладень є найбільш поширеними та затребуваними операціями із застосуванням колтюрінгових установок на виснажених родовищах. Прогресуюче накопичення у привибійній зоні піщано-глинистих пробок, дрібнодисперсного шламу, продуктів руйнування пласта-колектора, а також звуження прохідного перерізу труб внаслідок випадання АСПВ, солей та газових гідратів створюють колосальний додатковий опір руху флюїду (рис. 2.1, 2.2). У багатьох випадках це може призвести до повного припинення припливу вуглеводнів.

Проведення відновлювальних робіт за допомогою КТУ в умовах низьких пластових тисків вимагає суворого дотримання спеціальних гідродинамічних режимів, правильного підбору циркуляційних агентів (табл. 2.1), вибійних насадок (рис. 2.3, 2.4) або руйнівного інструменту (фрезера, долота або спеціальної механічної щітки/скребка, рис. 2.5, 2.6.), оскільки головним завданням є повне винесення сміття та шламу на поверхню без створення надлишкового тиску (репресії) на виснажений пласт.



Рисунок 2.1 – Відклади солей в НКТ і на обладнанні свердловин [18]



Рисунок 2.2 – Відклади парафінів в НКТ [18]

Процес очищення вибою від піщано-глинистих пробок (рис. 2.7) за допомогою гнучких труб базується на створенні високошвидкісного висхідного потоку рідини або газорідинної суміші в кільцевому просторі між зовнішньою стінкою ГТ та внутрішньою стінкою експлуатаційної колони НКТ. Головна

технологічна особливість при роботі на виснаженому колекторі полягає у неможливості використання стандартної технічної води або глинистих розчинів через ризик їх миттєвого поглинання пластом та подальшої колюматції пор. Тому як промивальні агенти застосовують полегшені та штучно газовані системи: аеровані рідини, двофазні суміші (рідина-азот) або трифазні стабілізовані піни низької густини [6].

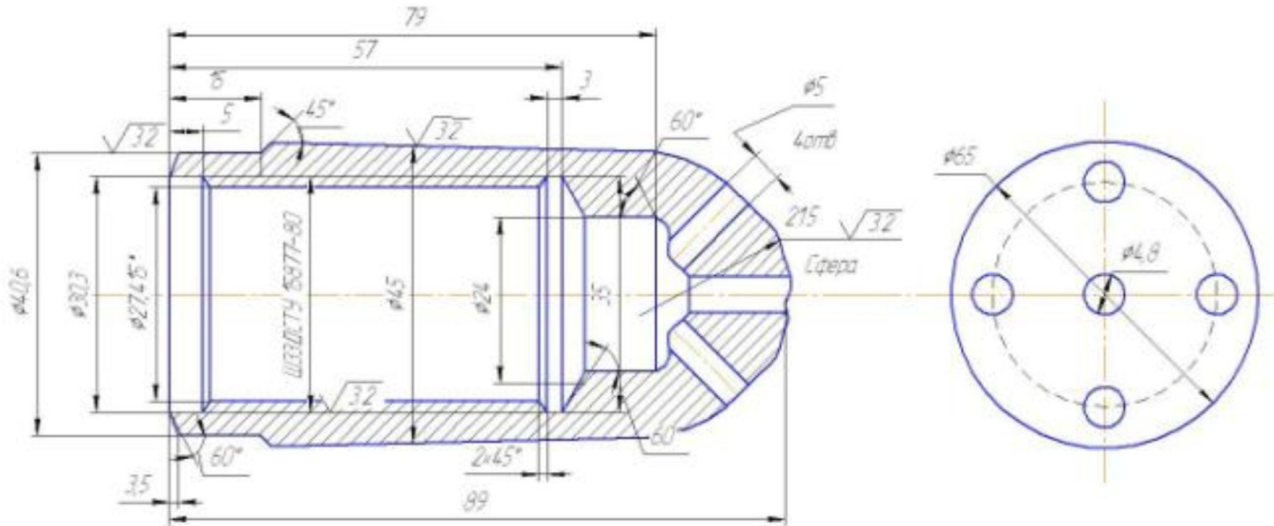


Рисунок 2.3 – Насадка з чотирма промивальним отворами [6]

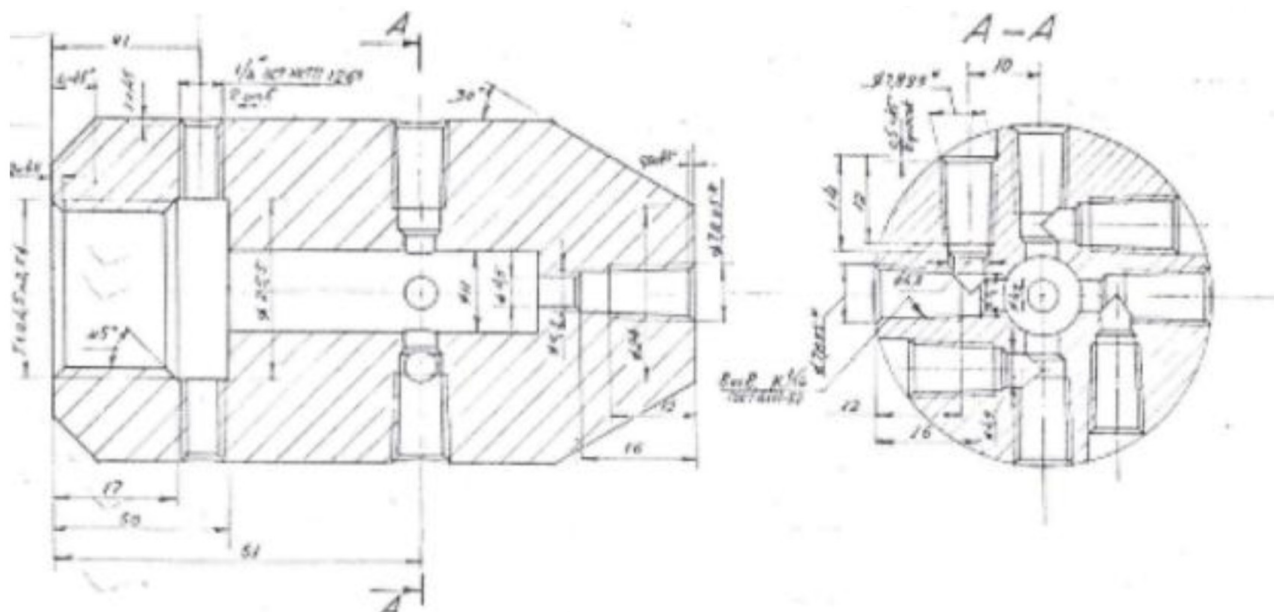


Рисунок 2.4 – Роторна насадка [6]

Спуск гнучкої труби у свердловину здійснюється безперервно з одночасним прокачуванням циркуляційного агента. При наближенні до покрівлі піщаної пробки швидкість спуску знижують до мінімальної (0,05–0,15 м/с) для контрольованого руйнування осаду. Промивальний агент через вибійну насадку під високим тиском виходить у зону пробки, переводить механічні частинки у зважений стан (флюїдизує їх) і виносить по кільцевому простору на поверхню.

Завдяки безперервності процесу та відсутності зупинок на нарощування труб (як це відбувається при використанні традиційних агрегатів підземного ремонту), зменшується ризик осадження зваженого піску назад і прихоплення інструменту, що забезпечує високу якість очищення за один спуско-підйомний цикл.

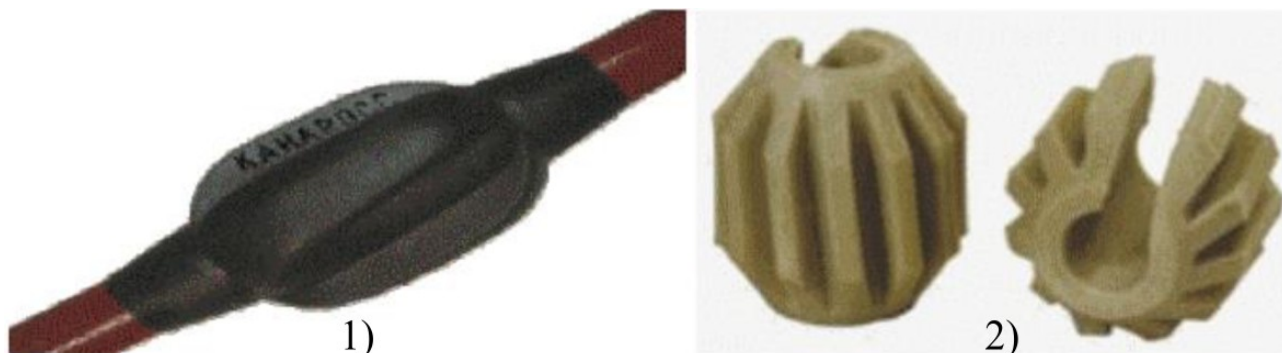


Рисунок 2.5 – Скребки [19]

1) нерухомі скребки «Канарос»; 2) скребки-центратори
Альметівського заводу «Радіоприлад»



Рисунок 2.6 – PDC долота [8, 20]

У випадках, коли відкладення на вибої або стінках труб представлені щільними, спресованими мінеральними солями або застарілими парафіновими пробками, простої гідродинамічної промивки виявляється недостатньо, і виникає потреба у застосуванні механічного очищення. Механічна руйнація реалізується шляхом інтеграції до нижнього кінця гнучкої труби спеціального вибійного компонування, яке складається з низькообертового гідромотора (вибійного двигуна, рис. 2.8) та руйнівного інструменту.

Оскільки сама гнучка труба не може обертатися навколо своєї осі, обертальний момент на долото передається виключно за рахунок гідравлічної енергії промивальної рідини, яка прокачується через внутрішню порожнину труби та приводить у дію ротор гідромотора. Гідромотор забезпечує стабільну частоту обертання долота, яке механічно сколює, подрібнює та розбурює тверду кірку солей або парафіно-гідратних відкладень. Робота ведеться з жорстким контролем осьового навантаження за показниками індикатора ваги в кабіні

оператора колтюбінгової установки, щоб запобігти заклинюванню долота або вигину колони гнучких труб. Розбурена дрібнодисперсна крихта солей та шлам миттєво підхоплюються висхідним потоком промивального флюїду та транспортуються на поверхню, не встигаючи поглинутися виснаженим пластом [21].

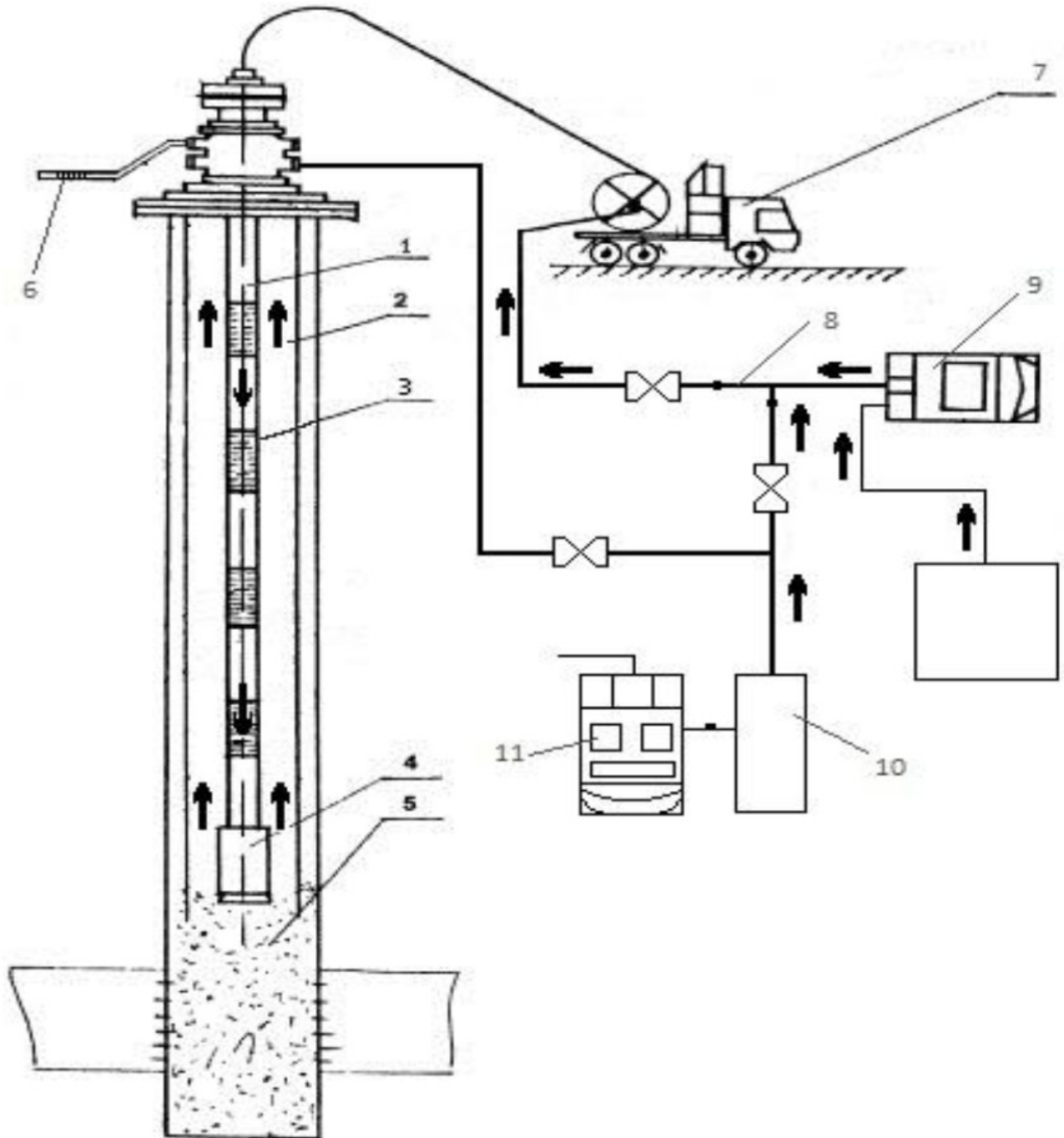


Рисунок 2.7 – Схема обв'язки гирла свердловини при промиванні піщано-глинистих пробок [6]

- 1 – газ; 2 – піна; 3 – газ; 4 – гідроударний пристрій; 5 – піщано-глиниста пробка;
6 – факельна лінія; 7 – колтюбінгова установка; 8 – трійник;
9 – насосний агрегат; 10 – сепаратор; 11 – бустерна установка.

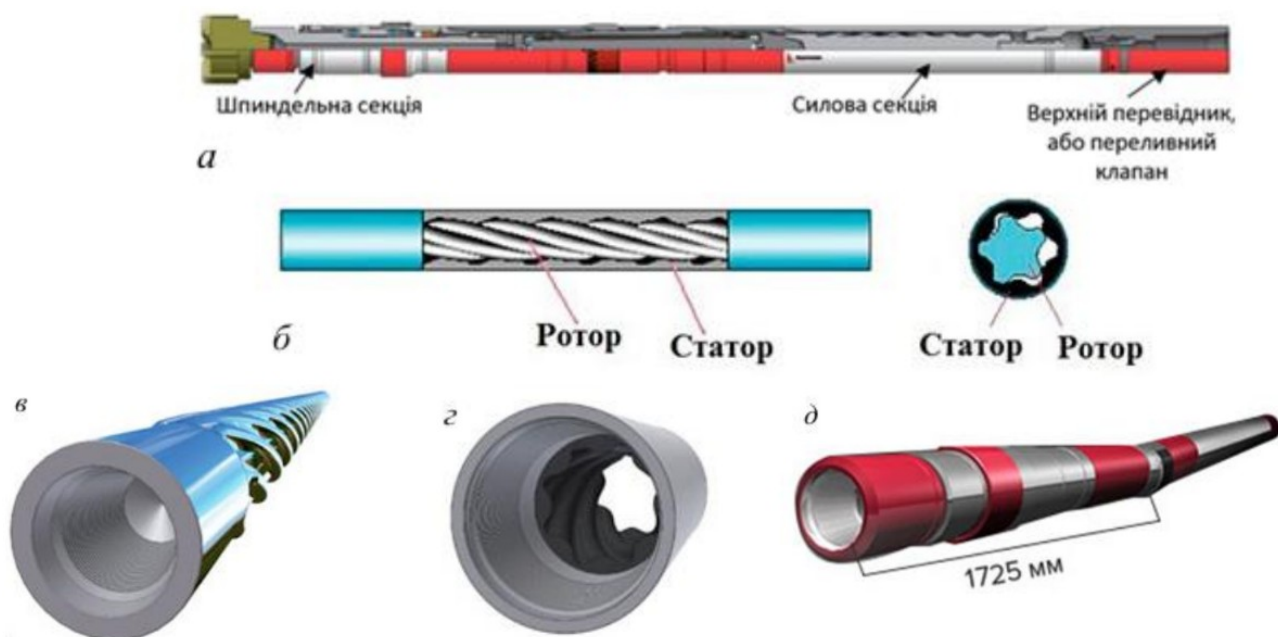


Рисунок 2.8 – Типова конструкція гвинтового вибійного двигуна [9]

а – загальний вигляд гвинтового вибійного двигуна;

б, в, г – ротор і статор; д – шпиндель

Таблиця 2.1 – Технологічні критерії вибору типових циркуляційних агентів для очищення свердловин

Тип циркуляційного агента	Густина системи, г/см ³	Особливості використання	Основна сфера застосування
Технічна вода / сольові розчини	1,00 – 1,18	Високий вплив на виснажений пласт, не рекомендується при низьких пластових тисках	Для свердловин із нормальними пластовими тисками
Аерована рідина (вода + азот)	0,40 – 0,80	Контрольований вплив на пласт, низький ризик поглинання	Вимивання легких пробок, очищення стовбура від шламу
Двофазні стабілізовані піни	0,15 – 0,35	Висока ефективність винесення шламу. Мінімальний вплив на пласт, відсутність репресії	Очищення глибоких вибоїв від піщаних пробок при критично низьких пластових тисках
Гарячий конденсат / нафта	0,75 – 0,85	Термічне розплавлення парафінів та кристалогідратів	Очищення від АСПВ та стійких гідратних кірок
Вуглеводневі розчинники (толуол, суміші ПАР)	0,70 – 0,90	Фізико-хімічне руйнування та розчинення парафінових ланцюгів	Ліквідація важких АСПВ

Видалення АСПВ та сольових кірок із внутрішніх стінок ліфтових колон часто вимагає поєднання механічного, теплового або хімічного впливу. Гнучка труба дозволяє ефективно реалізувати технологію гідромоніторного очищення, паротеплової та хімічної обробки. Процес очищення може відбуватися шляхом закачування через гнучку трубу вуглеводневих розчинників (ароматизованих нафтових фракцій, толуолу, бутилацетату або спеціальних композитних сумішей) безпосередньо в зону парафінової пробки. Хімічний розчинник руйнує міжмолекулярні зв'язки в структурі асфальтенових комплексів, розчиняє парафінові ланцюги та переводить тверді органічні відкладення у рухомий рідкий стан [9].

Для цього на кінці ГТ монтуються спеціальні реактивно-турбінні або роторні вибійні насадки, які мають бокові та зворотні сопла. Під час прокачування через трубу циркуляційну рідину з високим тиском, струмені рідини з великою кінетичною енергією б'ють по стінках колони, зрізаючи тверді парафінові та сольові нарости. Реактивна сила зворотних сопел додатково штовхає гнучку трубу вниз, полегшуючи її просування через звужені ділянки стовбура [9].

Для ліквідації стійких гідратних пробок або важких смолистих кірок у КТУ подається перегріта пара, гаряча нафта або хімічний розчинник від пересувних промислових паромеханічних установок (ППУ, рис. 2.9). Висока температура миттєво розплавляє парафіни та руйнує кристалічну ґратку гідратів, а розплавлена маса підхоплюється висхідним потоком і виводиться через гирловий маніфольд у мірні ємності [19].



Рисунок 2.9 – Парова пересувна установка [19]

Успішність операцій з очищення стовбура безпосередньо залежить від точного інженерного розрахунку критичної швидкості висхідного потоку, яка

повинна бути більшою за швидкість осадження (гравітаційного падіння) твердих частинок піску чи шламів в конкретному типі промивального флюїду. Якщо швидкість в кільцевому просторі буде недостатньою, пісок почне накопичуватися над вибійною насадкою, що призведе до аварійного прихоплення гнучкої труби.

Контроль за процесом руйнування пробок здійснюється оператором у реальному часі за показаннями індикатора ваги в кабіні КТУ: момент контакту з пробкою відзначається плавним зменшенням ваги інструменту на гаку (виникненням опору вибою), що служить сигналом для коригування швидкості спуску ГТ та оптимізації витрати нагнітальних насосів для забезпечення повного та безперервного винесення шламів із замкнутого свердловинного простору.

2.2 Хіміко-гідродинамічні методи інтенсифікації припливу та освоєння

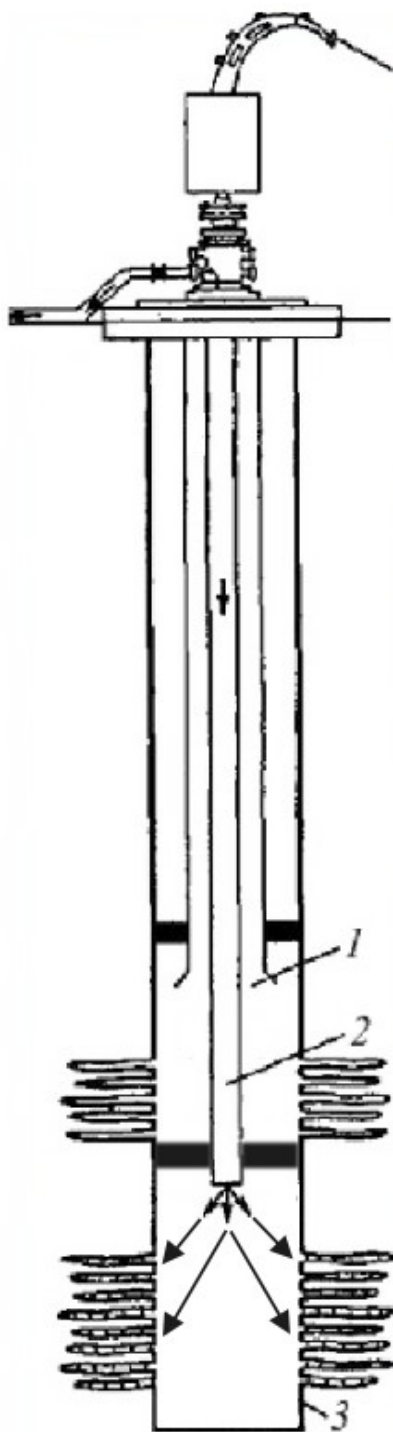
Хіміко-гідродинамічні методи впливу на привибійну зону пласта (ПЗП) та процеси наступного виклику припливу флюїду становлять основу комплексу робіт із відновлення продуктивності свердловин на виснажених родовищах. На пізній стадії розробки, коли природна енергія колектора практично вичерпана, стандартні методи стимуляції часто виявляються неефективними або технологічно небезпечними через ризик незворотного обводнення чи руйнування породи.

Застосування колтубінгових установок дозволяє реалізувати три взаємопов'язані високотехнологічні операції — селективну соляно-кислотну обробку, освоєння з використанням азотно-компресорних комплексів та локальний гідророзрив пласта (табл. 2.2). Головною технологічною перевагою інтеграції КТУ в ці процеси є можливість точкового, керованого вибору інтервалу впливу, проведення робіт у динамічному режимі та виключення необхідності глушіння виснаженого пласта важкими технологічними розчинами (усунення репресії на пласт).

Технологія селективної СКО через гнучку трубу (рис. 2.10) кардинально відрізняється від традиційних обробок методом продавлювання, які закачуються з поверхні по всьому стовбуру свердловини. В умовах високої неоднорідності виснаженого пласта звичайна обробка призводить до того, що вся кислота йде в найбільш проникні, вже вироблені або сильно обводнені пласти, не зачіпаючи низькопроникні пропластки із залишками активних запасів. Колтубінг вирішує цю проблему шляхом точкової доставки хімічного реагенту безпосередньо до цільового інтервалу перфорації [22].

Для кислотної обробки свердловин найчастіше використовують соляну кислоту (HCl) у концентрації 12–15 % (для карбонатних пластів) або її суміш із

плавиковою кислотою (для теригенних, піщаних пластів), які ефективно розчиняють породу та забруднення в порах. Щоб захистити металеві труби та обладнання від руйнування, до кислотного розчину обов'язково додають інгібітори корозії, а для кращого проникнення та запобігання утворенню емульсій — інтенсифікатори (ПАР), взаємні розчинники та стабілізатори заліза. У селективних технологіях із КТУ цей хімічний комплекс часто доповнюють гелями-відхилювачами або газованим азотом для створення піни, що допомагає спрямувати кислоту суворо в цільовий інтервал [4].

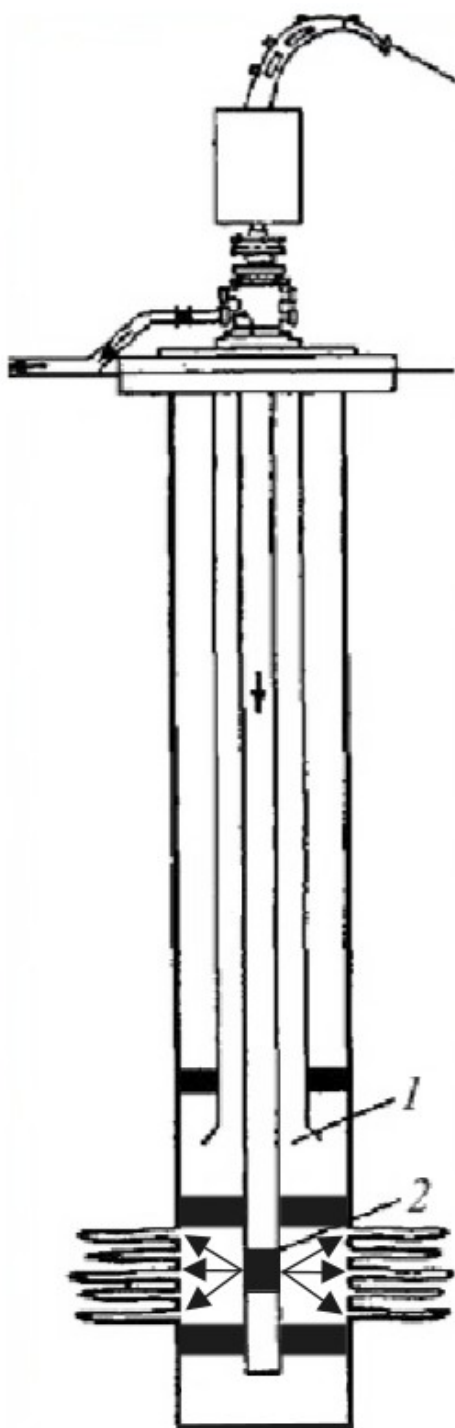


Для цього гнучка труба із вибійним пакером та спеціальною гідромоніторною насадкою спускається на задану глибину. Процес закачування соляно-кислотного розчину (або глинокислоти для теригенних колекторів) проводиться при постійному контролі тиску. Кислота вступає в реакцію з карбонатними складовими породи або забруднюючими мінеральними солями, розчиняючи їх і створюючи розгалужену мережу нових мікроканалів фільтрації. При цьому можливість безперервного переміщення ГТ під час закачування дозволяє рівномірно обробити весь розріз продуктивного пласта зверху вниз.

При закачуванні і протискуванні кислоти викидна засувка на арматурі колони ліфтових труб має бути закрыта. Це забезпечує проникнення кислоти крізь перфораційні отвори в пласт. Процес закачування і протискування проводять при максимально можливій подачі рідини. Під час протискування рідини необхідно дотримуватись умови, щоб тиск у зоні перфорації не перевищував тиск гідророзриву пласта. Одразу після закінчення хімічної реакції, відкривають викидну засувку на арматурі та відпрацьований, агресивний розчин кислоти і продукти нейтралізації миттєво вимиваються по затрубному простору на поверхню струменем полегшеної рідини або оперативно вилучається під час наступного етапу освоєння за допомогою азотно-компресорного комплексу, що виключає тривалий руйнівний вплив кислотних залишків на експлуатаційну колону та цементний камінь [3].

Рисунок 2.10 – Схема проведення селективної СКО з використанням КГТ

1 – затрубний простір, під час нагнітання перекритий пакером та засувкою на гирлі; 2 – подача кислотного розчину до інтервалу обробки через гнучку трубу; 3 – Оброблюваний пласт (нижній об'єкт перфорації), в який під тиском нагнітається соляно-кислотний розчин



Для ділянок виснажених родовищ із низькими фільтраційними властивостями, де проста кислотна обробка не дає бажаного результату, технологічним рішенням є проведення локального гідророзриву пласта через КТУ (рис. 2.11). Ця операція вимагає спускання на кінці гнучкої труби спеціального компонування, що складається з двох послідовно розташованих пакерних елементів (селективного пакера, рис. 2.12), які ізолюють конкретний інтервал перфорації.

Після точної посадки пакерів через внутрішню порожнину ГТ високопотужними насосними агрегатами починається закачування рідини-носія на гелевій основі під тиском, що перевищує тиск розриву породи. У ізольованому інтервалі виникає тріщина гідророзриву, в яку відразу ж подається суспензія пропанту (штучних високоміцних гранул або фракціонованого піску) для закріплення стінок тріщини від змикання. Використання гнучкої труби для ГРП дозволяє уникнути масштабного впливу на всю довжину фільтра, захищає вище- та нижчезалягаючі обводнені пласти від випадкового прориву тріщини в напрямку водяних горизонтів і вимагає значно менших об'ємів хімреагентів та пропанту, що робить операцію високоефективною та економічно виправданою саме в умовах обмежених ресурсів виснажених родовищ [4].

Рисунок 2.11 – Схема проведення локального ГРП з використанням КГТ

1 – затрубний простір; 2 – вибійне компонування КГТ (нагнітальний клапан)

Одразу після завершення СКО або ГРП, а також після класичних операцій з капітального ремонту свердловин, виникає важливе завдання виклику припливу флюїду (освоєння свердловини), яке на виснажених покладах є

надзвичайно ускладненим через низький пластовий тиск. Використання КТУ в поєднанні з азотно-компресорними комплексами (рис. 2.13) є найбільш ефективним інженерним рішенням цієї проблеми. Технологічний процес базується на плавному, контрольованому зниженні гідростатичного тиску стовпа рідини на вибій шляхом його газифікації інертним газом — азотом.

Гнучка труба спускається у свердловину, і через неї починається подача газоподібного азоту високого тиску. Потрапляючи в затрубний простір, азот

перетворює рідину на легку газорідну суміш (аеровану систему), густина якої в кілька разів менша за густину води. У міру винесення цієї суміші на поверхню гідростатичний тиск на пласт починає плавно падати, створюючи необхідну керовану депресію. Процес азотування проводиться циклічно або безперервно з поступовим заглибленням гнучкої труби до самого вибою. Це дозволяє уникнути різких динамічних ударів та депресійних зривів, які могли б спровокувати масове руйнування слабого виснаженого колектора чи масштабний винос піску. Свердловина запускається в роботу максимально м'яко, а інертні властивості азоту повністю виключають ризик утворення вибухонебезпечних сумішей при контакті з пластовими вуглеводнями [22].

Ефективність описаних хіміко-гідродинамічних методів суттєво підвищується за умови інтеграції в КТУ внутрішньотрубних геофізичних комплексів (наприклад, на оптичному волокні або кабелі). Це дозволяє в режимі реального часу контролювати точність встановлення пакерів, термобаричні параметри в зоні реакції СКО та динаміку депресії під час азотування.

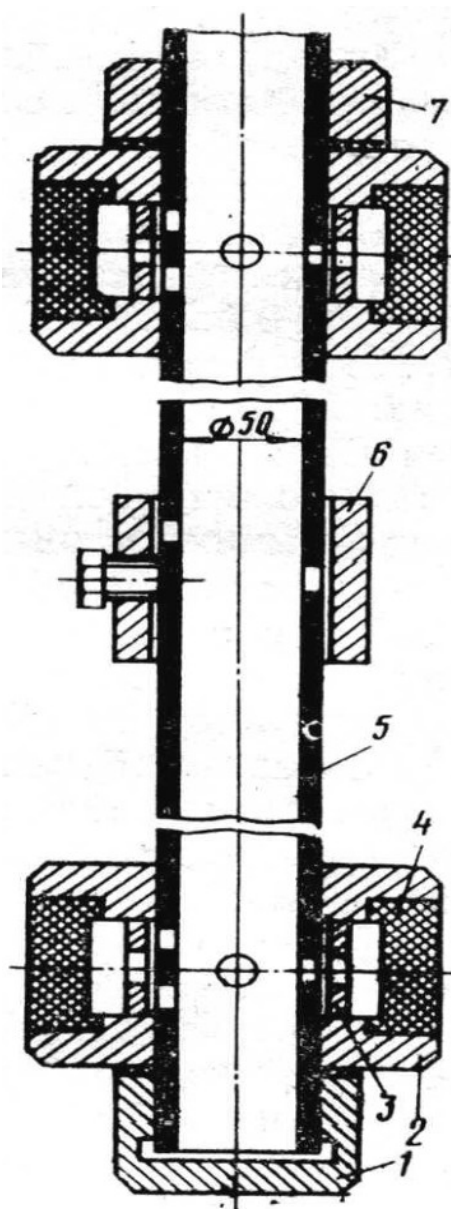


Рис. 2.12 – Схема з двох послідовно розташованих пакерних елементів [23]

1 – нижня стопорна гайка; 2 – фланець; 3 – центруюче кільце; 4 – гумова кругова манжета; 5 – порожнистий стовбур; 6 – дросельна втулка; 7 – верхня стопорна гайка



Рисунок 2.13 – Азотна компресорна станція ТГА

Таблиця 2.2 – Характеристика методів інтенсифікації припливу із застосуванням КТУ

Технологічний параметр / Метод	Селективна СКО	Локальний ГРП	Азотне освоєння
Основний чинник впливу	Хімічне розчинення солей та породи, збільшення пористості	Механічне створення високопровідних тріщин у пласті	Гідродинамічне зниження тиску стовпа рідини (депресія через аерування флюїду)
Робоче середовище (флюїд)	Розчини HCl (12–15 %), взаємодіючі кислотні композиції, ПАР, інгібітори корозії	Лінійні гелі-носії, закріплювач (пропант дрібних фракцій), або кислотні розчини	Газоподібний інертний азот (N ₂)
Характерні робочі тиски, МПа	15 – 35	45 – 70 (обмежено міцністю КТУ)	15 – 30 (залежно від глибини та гідростатики)
Головний ефект для виснажених пластів	Точкове очищення фільтра та привибійної зони без руйнування обводнених зон	Залучення в розробку ізольованих низькопроникних зон	Безпечний, м'який виклик припливу без руйнування та забруднення колектора і пласта

2.3 Проведення спеціальних внутрішньосвердловинних та ловильних робіт

Проведення спеціальних ремонтних, ізоляційних та ловильних операцій в експлуатаційних колонах діючого свердловинного фонду становить один із найбільш складних та технологічно відповідальних етапів капітального ремонту в умовах виснажених родовищ. Головна особливість виконання таких робіт на пізній стадії розробки полягає в необхідності ліквідації серйозних експлуатаційних аварій, відновлення герметичності стовбура або проведення вторинного розкриття пластів безпосередньо під тиском, повністю виключаючи закачування агресивних чи важких розчинів глушіння, які можуть безповоротно забруднити ПЗП.

Традиційні підходи з використанням стандартного верстата КРС (рис. 2.14) у цих умовах часто є неефективними через високу капіталомісткість, тривалість монтажу та загрозу остаточного блокування залишків пластової енергії. Застосування колтюбінгових установок дозволяє з високою інженерною точністю реалізувати комплекс спеціальних операцій, який охоплює селективне встановлення цементних мостів, проведення вторинного перфорування під тиском, складні ловильні роботи з видалення сторонніх предметів, а також геофізичне супроводження та каротаж у складних геометріях стовбура.



Рисунок 2.14 – Самохідна бурова установка для капітального ремонту свердловин компанії Prospering international Inc. (PIINC) [8]

Технологія встановлення цементних мостів (рис. 2.15) та проведення ізоляційних робіт за допомогою гнучких труб спрямована переважно на обмеження водоприпливу, відсікання нижніх обводнених горизонтів або ліквідацію заколонних перетоків, що є типовою проблемою для виснажених покладів. Процес починається з ретельного промивання цільового інтервалу та точного позиціонування нижнього кінця КГТ. На відміну від стандартного методу, коли великі об'єми тампонажного розчину продавлюються через увесь стовбур, ГНКТ забезпечують точкову, селективну доставку цементного розчину безпосередньо в зону ізоляції (рис. 2.16). При цьому використовуються спеціальні полегшені тампонажні суміші з низькою водовіддачею та контрольованим часом загустіння, що запобігає руйнуванню порів колектора [22].

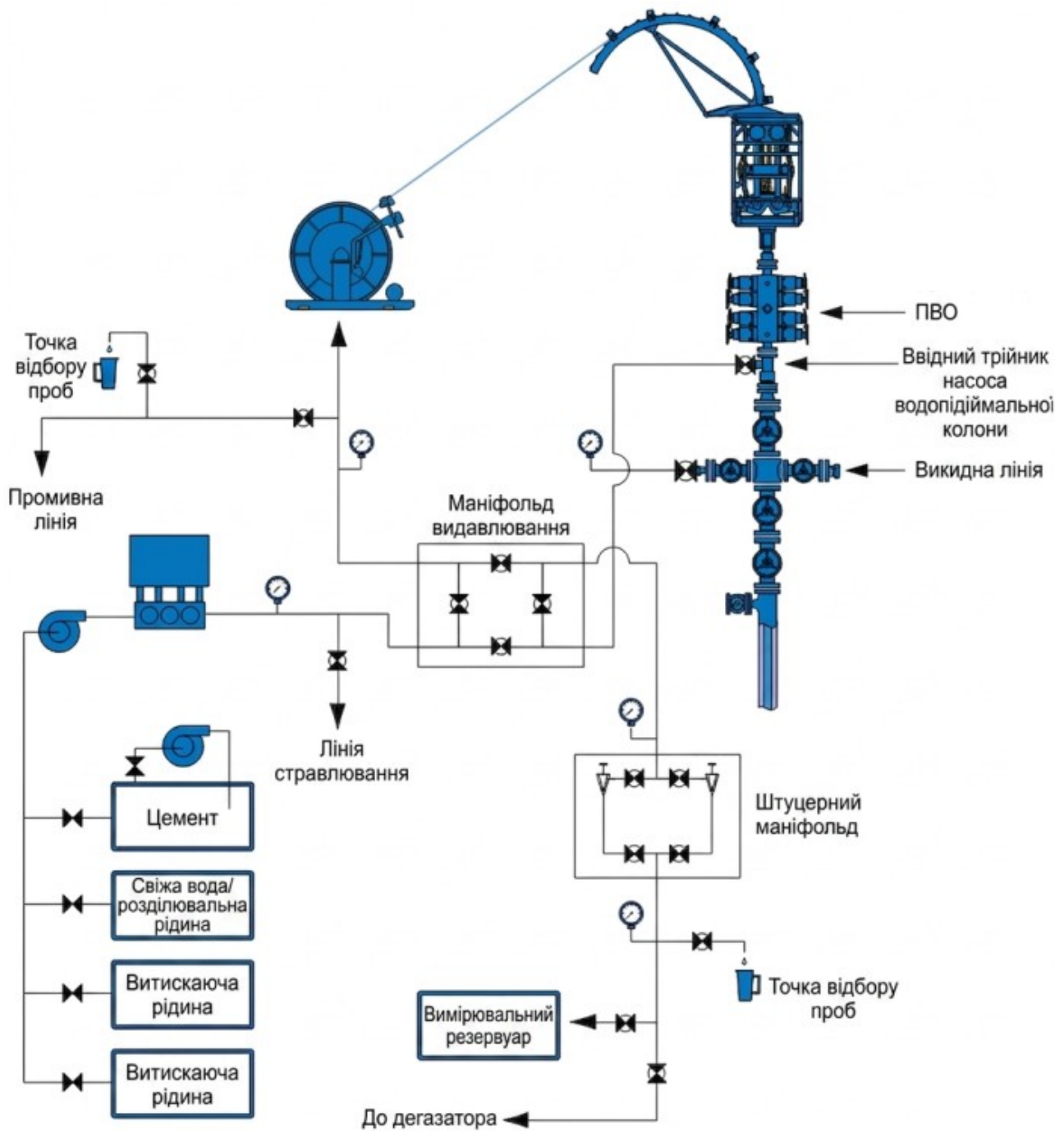


Рисунок 2.15 – Типова конфігурація обладнання для тампонажних робіт [14]

Розрахована порція цементного розчину прокачується через внутрішню порожнину гнучкої труби (рис. 2.17), після чого інструмент плавно піднімається вище очікуваного рівня заливки зі швидкістю, яка строго узгоджується з реологічними властивостями суміші. Завдяки безперервному контролю ваги інструменту та тиску нагнітання в кабіні оператора, мінімізується ризик прихоплення гнучкої труби тампонажним матеріалом, а надлишки цементу зрізаються та вимиваються прямою циркуляцією флюїду через гідромоніторні або роторні насадки на безпечній висоті після завершення продавлювання [14].

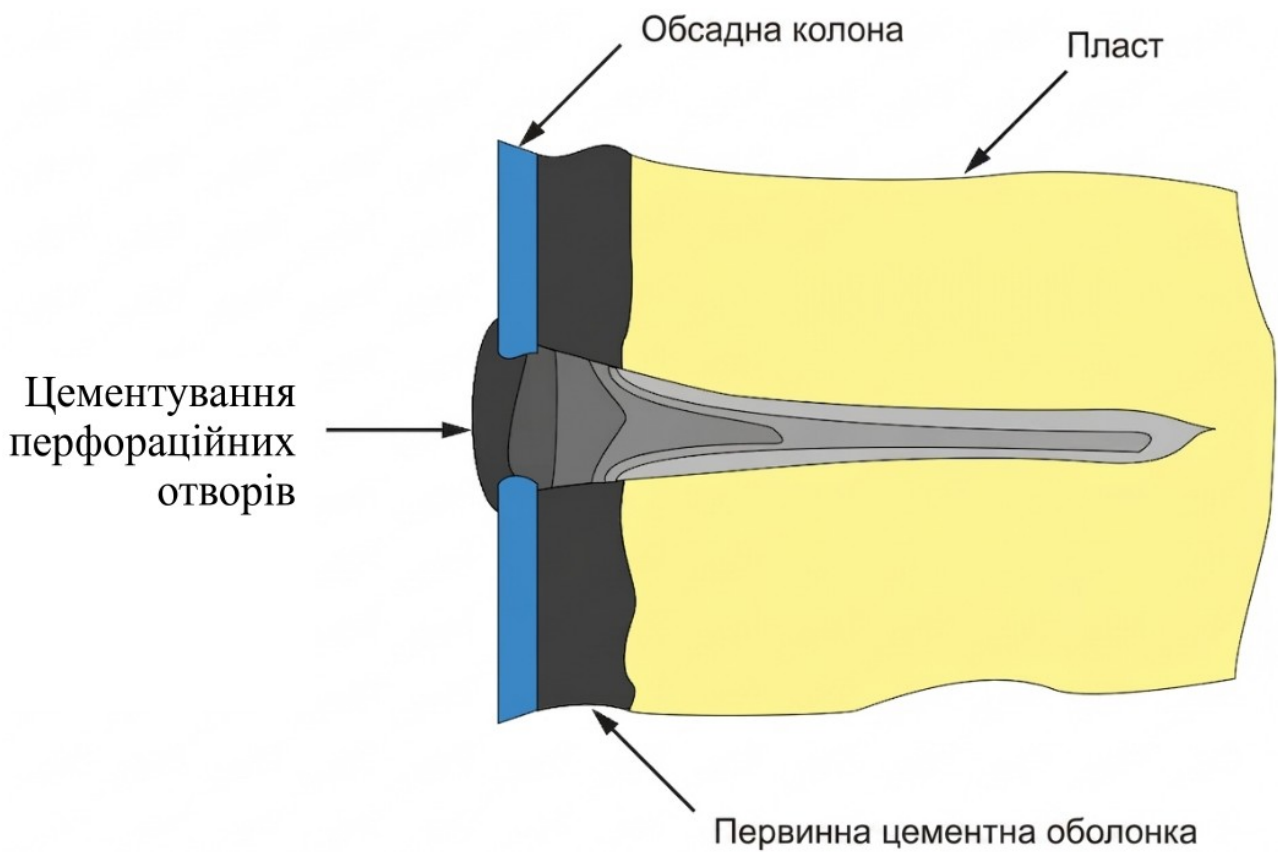


Рисунок 2.16 – Схема цементування [14]

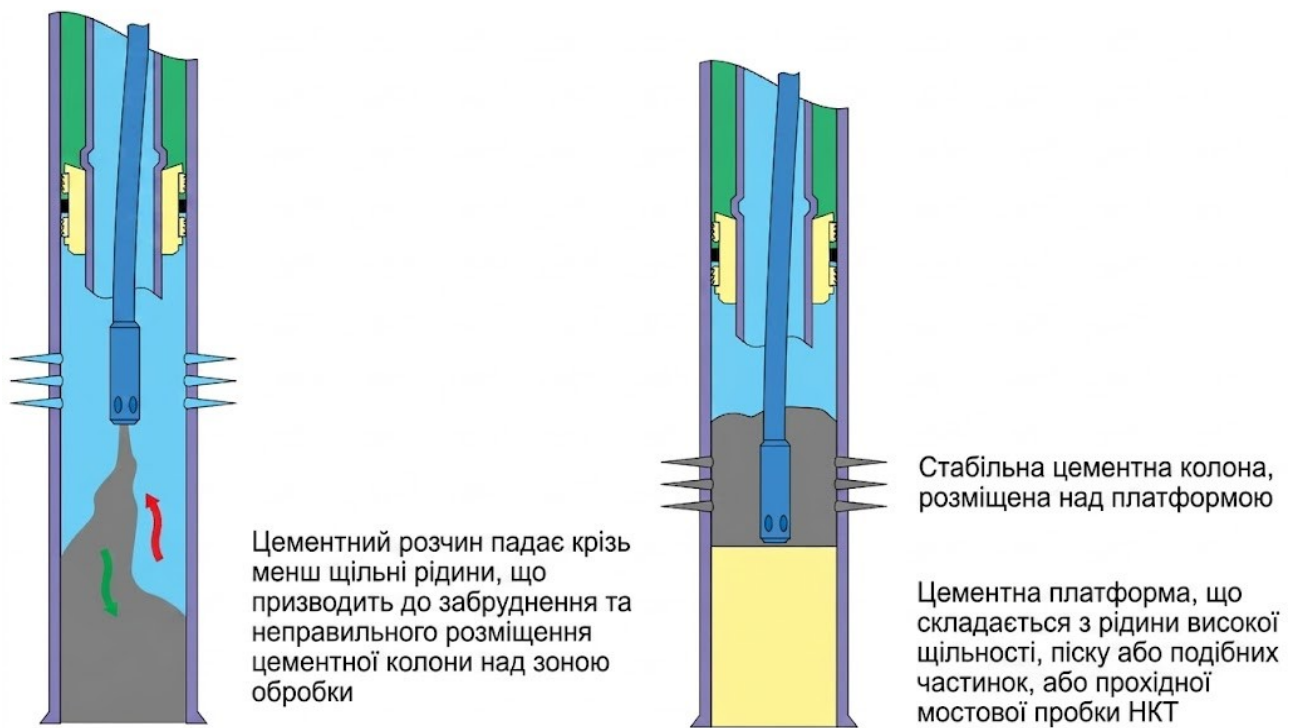
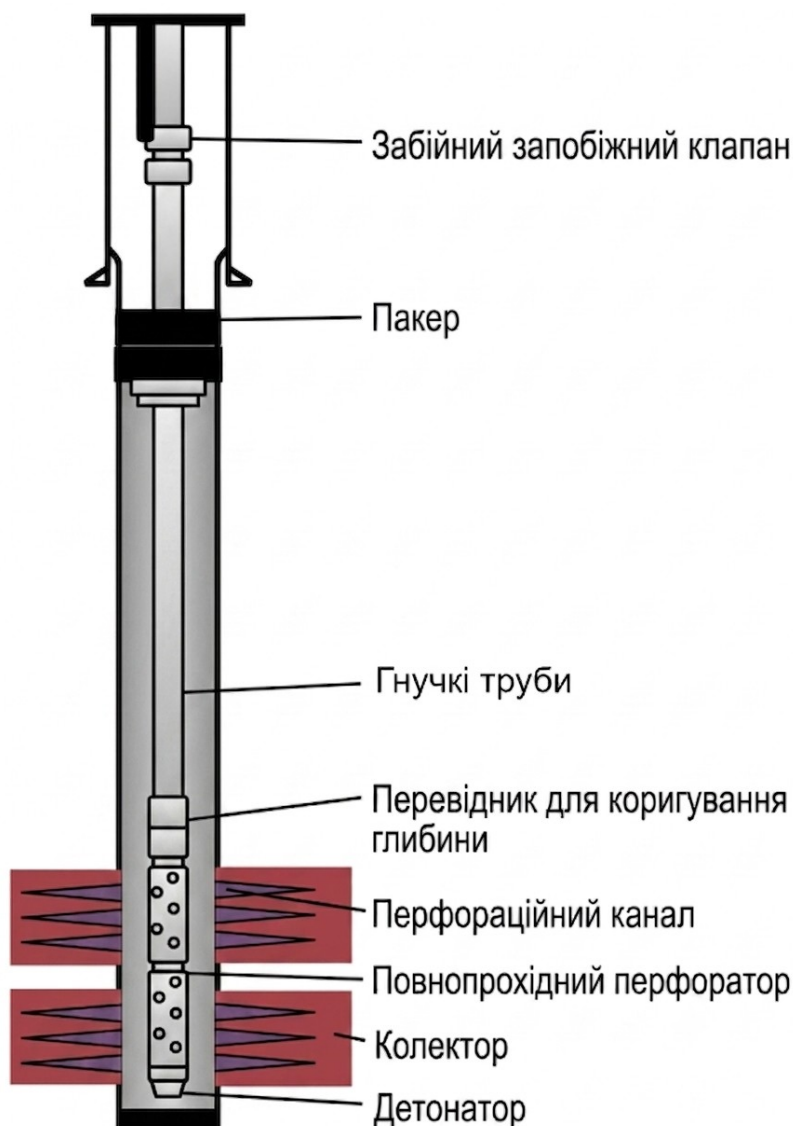


Рисунок 2.17 – Розміщення цементу з утримувальною платформою (штучним вибоєм) та без неї з використанням КГТ [14]

Проведення вторинного розкриття продуктивних пластів методом кумулятивної перфорації на гнучких трубах під тиском (рис 2.18) є незамінним інструментом для інтенсифікації видобутку на родовищах із низьким пластовим



тиском. Головна перевага полягає в можливості створення перфораційних каналів (рис. 2.19) в умовах заданої, керованої депресії на пласт. Спуск каскаду кумулятивних перфраторів великої довжини та маси здійснюється через герметичні секції гирлового лубрикатора та превенторний блок під тиском (без глушіння свердловини). Оскільки жорсткість ГТ дозволяє проштовхувати важке вибійне компонування, перфратори успішно доставляються у сильновикривлені та горизонтальні ділянки стовбура, де використання стандартного геофізичного кабелю є фізично неможливим через сили тертя.

Рисунок 2.18 – Схема проведення кумулятивної перфорації на КГТ

Ініціювання підриву кумулятивних зарядів виконується гідравлічним способом — шляхом створення імпульсу надлишкового тиску всередині ГТ для руйнування спеціальної розривної мембрани вибійної головки, або активацією за допомогою скидної кулі. У момент підриву зарядів пластовий флюїд відразу починає фільтруватися у свердловину, очищуючи нові створені канали від продуктів вибуху, оскільки пластовий тиск у цей момент перевищує тиск у стовбурі свердловини, що гарантує максимальне значення коефіцієнта продуктивності [4].

Окремим, високоефективним напрямком вторинного розкриття пластів є технологія гідропіскоструминної перфорації (рис. 2.20). На відміну від кумулятивного методу, який супроводжується потужним вибуховим та ударним

навантаженням, здатним повністю зруйнувати старий і крихкий цементний камінь за експлуатаційною колоною виснаженої свердловини, гідропікоструминний метод є більш механічно безпечним для стовбура свердловини.

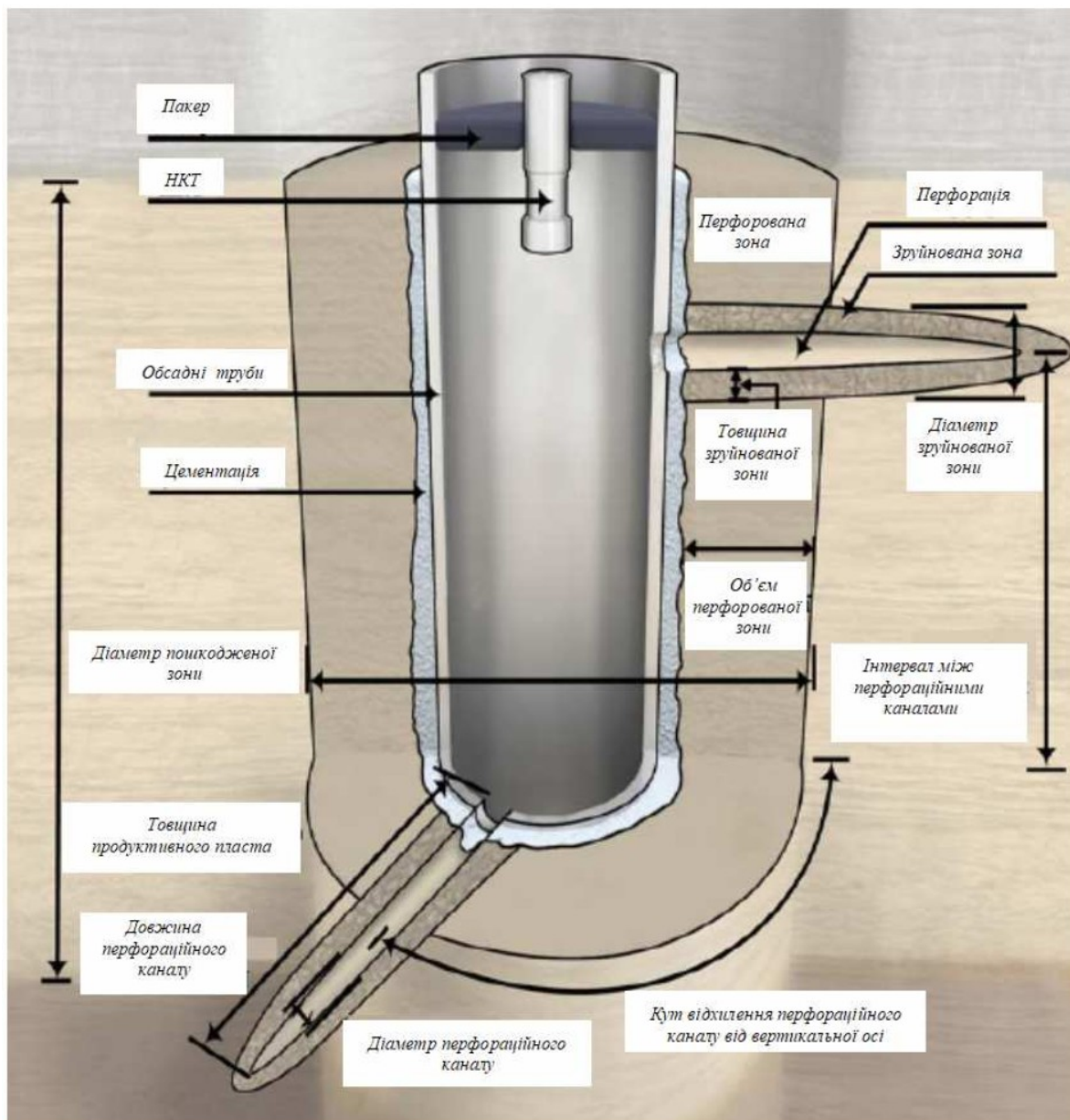


Рисунок 2.19 – Схема свердловини з перфорованою привибійною зоною [24]

Технологічний процес базується на використанні кінетичної енергії високошвидкісного струменя абразивної суміші, яка під високим тиском спрямовується на внутрішню стінку колони. Для реалізації цієї операції до нижнього кінця ГТ приєднується спеціальний вибійний гідроабразивний перфатор (рис. 2.21), оснащений соплами з надміцного карбіду вольфраму або карбіду бору, орієнтованими перпендикулярно до осі стовбура свердловини. Позиціонування перфатора на заданій глибині залягання продуктивного пропластка здійснюється за допомогою гідравлічного локатора муфт із високою точністю [15].

Після точного позиціонування вибійного компонування та герметизації гирла, поверхневі насосні агрегати колтубінгового комплексу починають нагнітати через внутрішню порожнину ГТ робочу рідину-носій (водний розчин полімерів або полегшену суспензію з додаванням поверхнево-активних

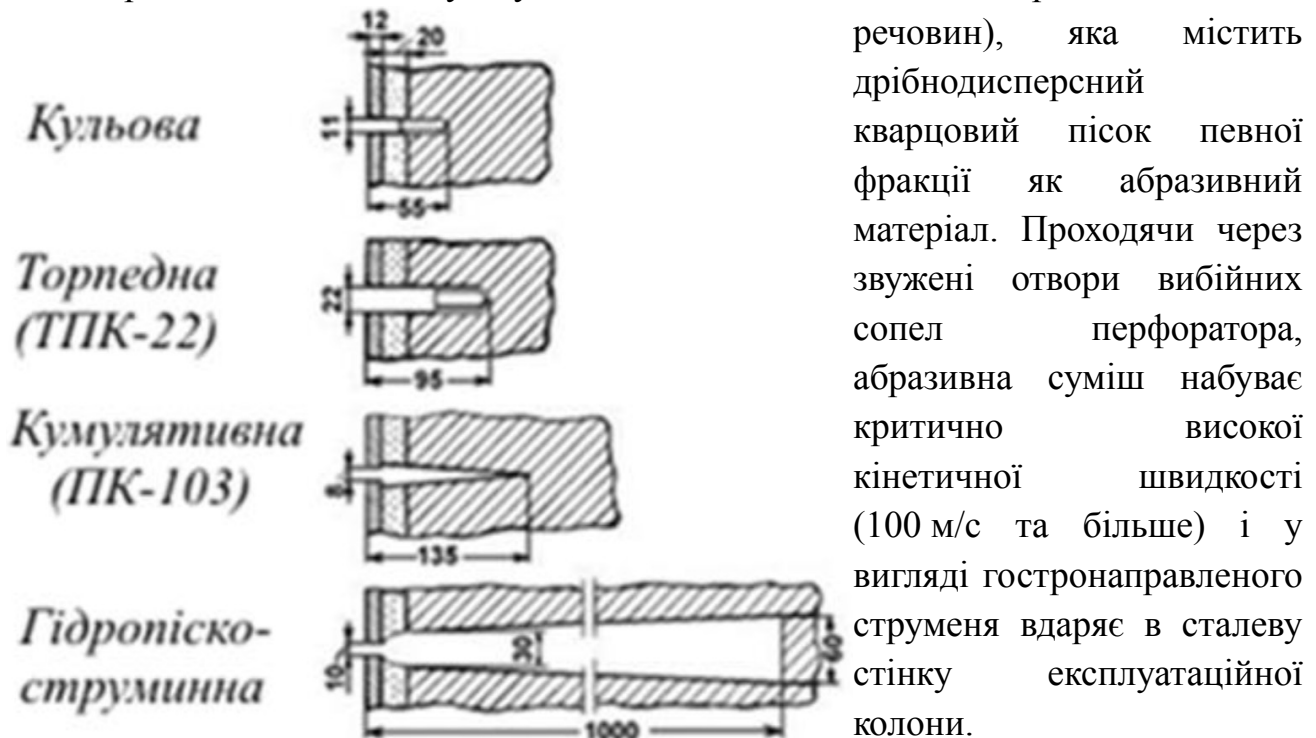


Рисунок 2.20 – Види перфорації обсадних колон [4]

Протягом проміжку часу (зазвичай від 15 до 45 хвилин на один інтервал) піщано-рідинний струмінь послідовно прорізає тіло сталеві труби, руйнує кільце цементного каменю та вимиває глибокий канал у самій породі продуктивного пласта (рис. 2.22). Завдяки безперервному винесенню відпрацьованого піску та часток зруйнованої породи по кільцевому простору на поверхню, утворюються чисті, високопровідні канали з великою площею фільтрації, що в рази перевищують параметри стандартних кумулятивних отворів і не мають спресованого вибухом зонування (скін-фактора) [4].

Головна перевага застосування гідропіскоструминної перфорації саме на ГТ полягає в можливості створення щілинних або багатоярусних каналів за один спуско-підйомний цикл без потреби витягування інструменту для перезаряджання, оскільки оператор може плавно переміщати гнучку трубу по вертикалі безпосередньо під час прокачування абразиву. Це дозволяє здійснювати селективне попластове розкриття низькопроникних колекторів та створювати ідеальні умови для подальшого проведення локального гідророзриву пласта.

Окрім того, оскільки процес відбувається в умовах повної герметизації гирла під тиском, виключається будь-який деструктивний гідростатичний вплив на виснажений пласт, що дозволяє відразу після завершення вимивання перфораційних щілин безперервно перейти до фази азотного освоєння та запуску свердловини в експлуатацію.

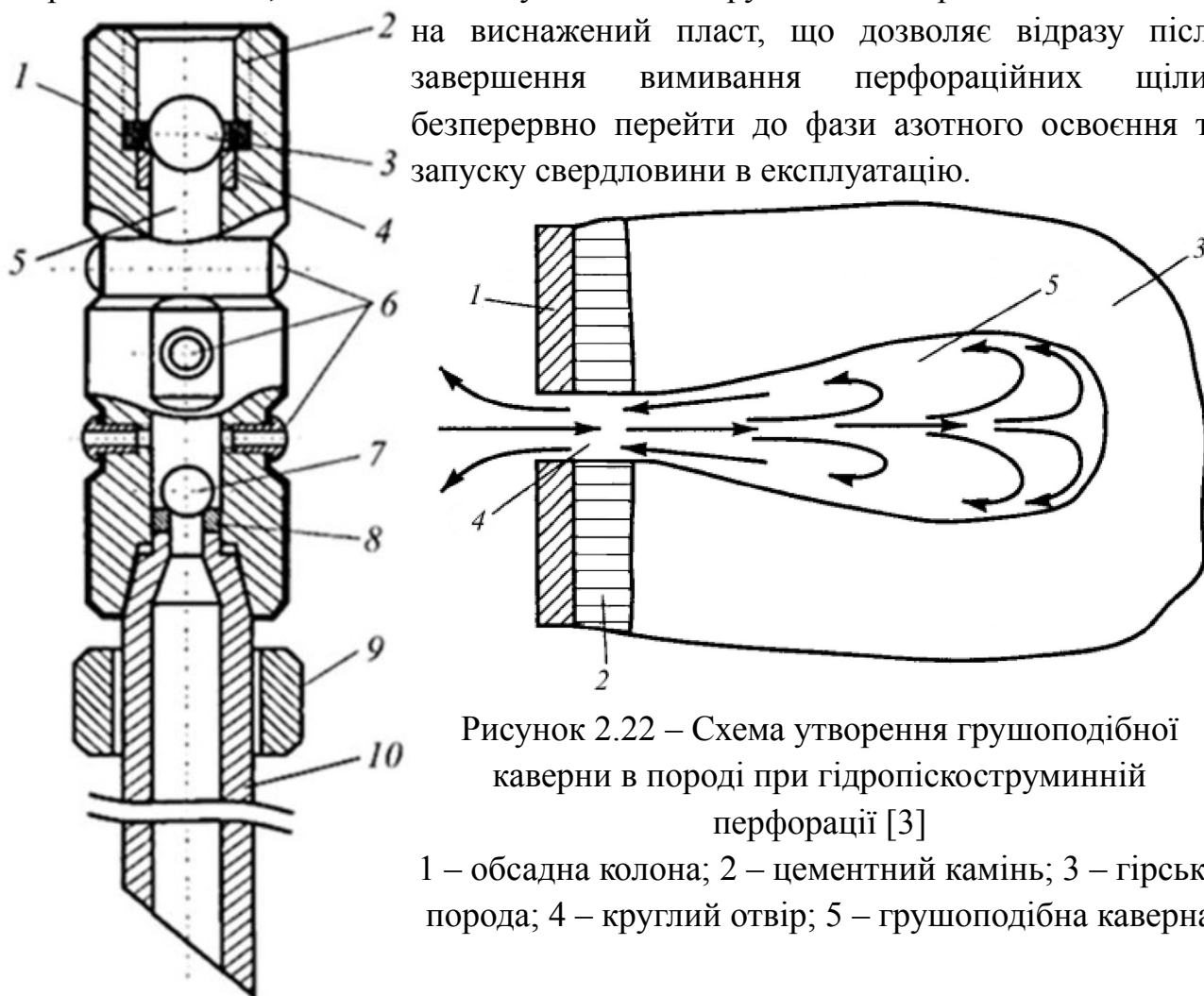


Рисунок 2.22 – Схема утворення грушоподібної каверни в породі при гідропіскоструминній перфорації [3]

1 – обсадна колона; 2 – цементний камінь; 3 – гірська порода; 4 – круглий отвір; 5 – грушоподібна каверна

Рисунок 2.21 – Принципова схема апарата для гідропіскоструминної перфорації АП-6м [3]

1 – корпус перфоратора; 2 – різьба для з'єднання з ГНКТ; 3 – куля опресувального клапана; 4 – сідло опресувального (верхнього) клапана; 5 – канал; 6 – насадки; 7 – нижня куля малого діаметра; 8 – сідло нижнього кульового клапана; 9 – центратор; 10 – хвостовик

Специфіка проведення ловильних робіт за допомогою колтюбінгових установок (рис. 2.23) полягає у необхідності вилучення зі свердловини сторонніх предметів, уламків інструментів, елементів пакерних систем або обірваного геофізичного кабелю без порушення герметичності гирла. Для цього до нижнього кінця ГТ приєднується спеціальне ловильне компонування (рис. 2.24), яке може включати механічні або гідравлічні овершоти, внутрішні чи зовнішні мітчики, магнітні вловлювачі та гідравлічні яси (механізми для створення поодиноких осьових ударних навантажень). Процес спуску супроводжується постійним прокачуванням полегшеної рідини для очищення

голови аварійного об'єкта від можливого наносного шламу чи проппанту. Після точного захоплення об'єкта ловильним інструментом, оператор починає плавний підйом колони [3].

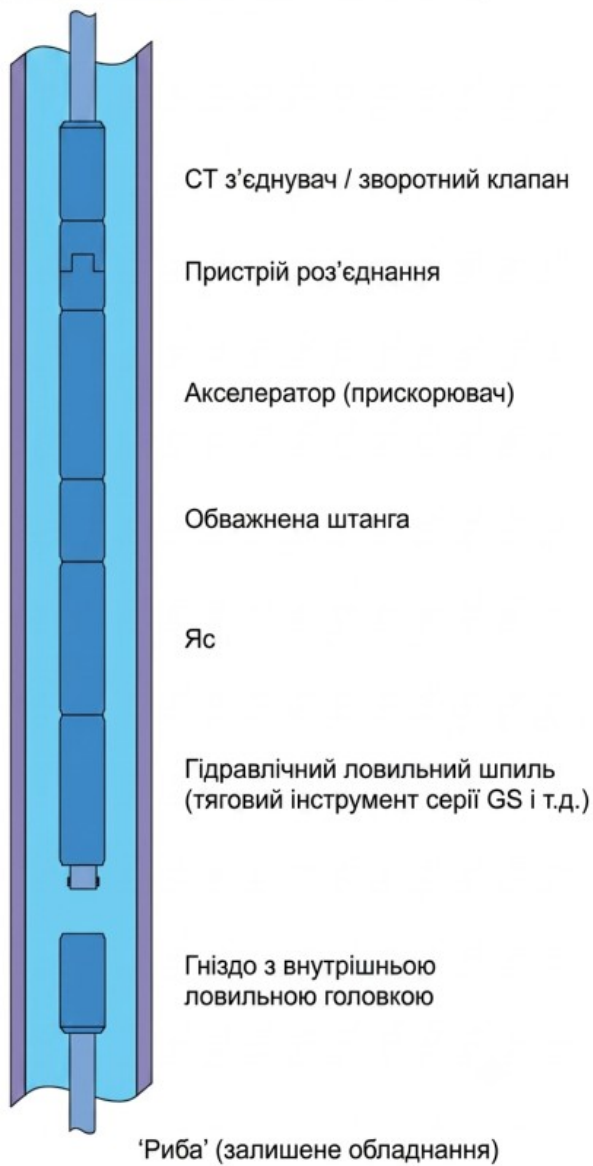


Рисунок 2.23 – Ловильне вибійне компонування [14]

У випадках, коли аварійний інструмент сидить у колоні нерухомо через прихоплення солями чи шламом, у дію приводиться вибійний гідрояс. Шляхом створення контрольованого натягу ГТ з поверхні, яс після гідравлічної затримки генерує потужний одиночний ударний імпульс, спрямований вгору, що дозволяє зірвати об'єкт із місця без перевищення критичних меж міцності самої гнучкої труби на розрив [14].

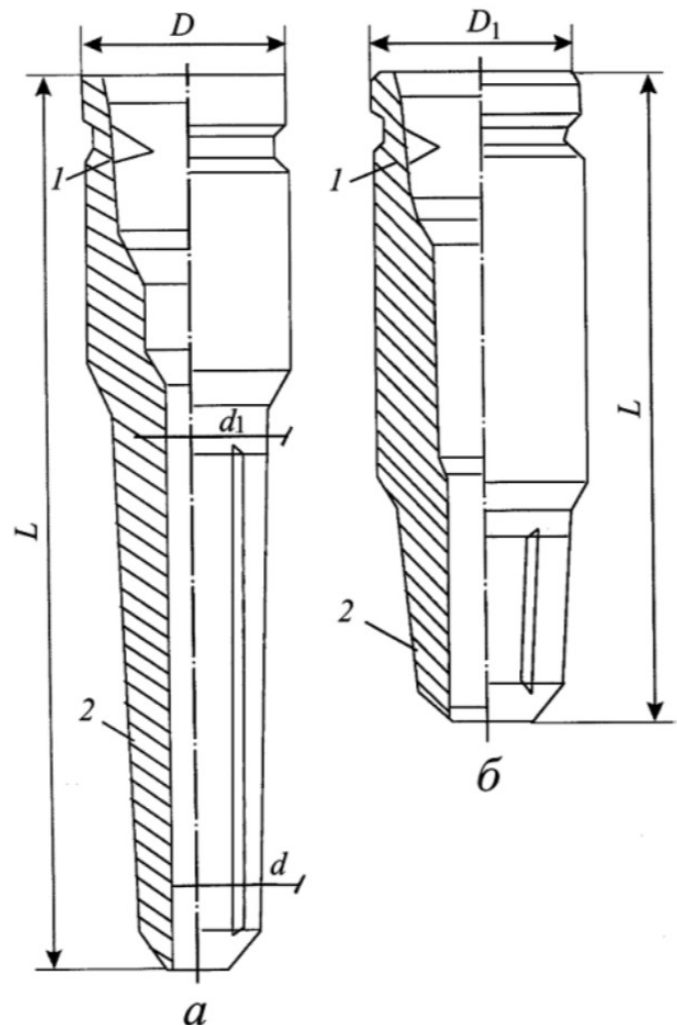


Рисунок 2.24 – Ловильні мітчики для НКТ [4]
 а – універсальний типу МБУ; б – спеціальний типу МЕС;
 1 – приєднувальне різьблення; 2 – ловильне різьблення

Окремим високотехнологічним напрямком, є проведення каротажних та геофізичних досліджень з використанням гнучких труб (рис. 2.25). Цей спосіб передбачає застосування спеціалізованих гнучких труб, всередину яких на заводі-виробнику стаціонарно протягнуто броньований геофізичний каротажний кабель. Кабель підключається до обертового колектора на валу транспортного барабана, що дозволяє безперервно передавати сигнали від вибійних геофізичних приладів до поверхневої комп'ютерної станції безпосередньо під час руху труби у стовбурі свердловини [3].

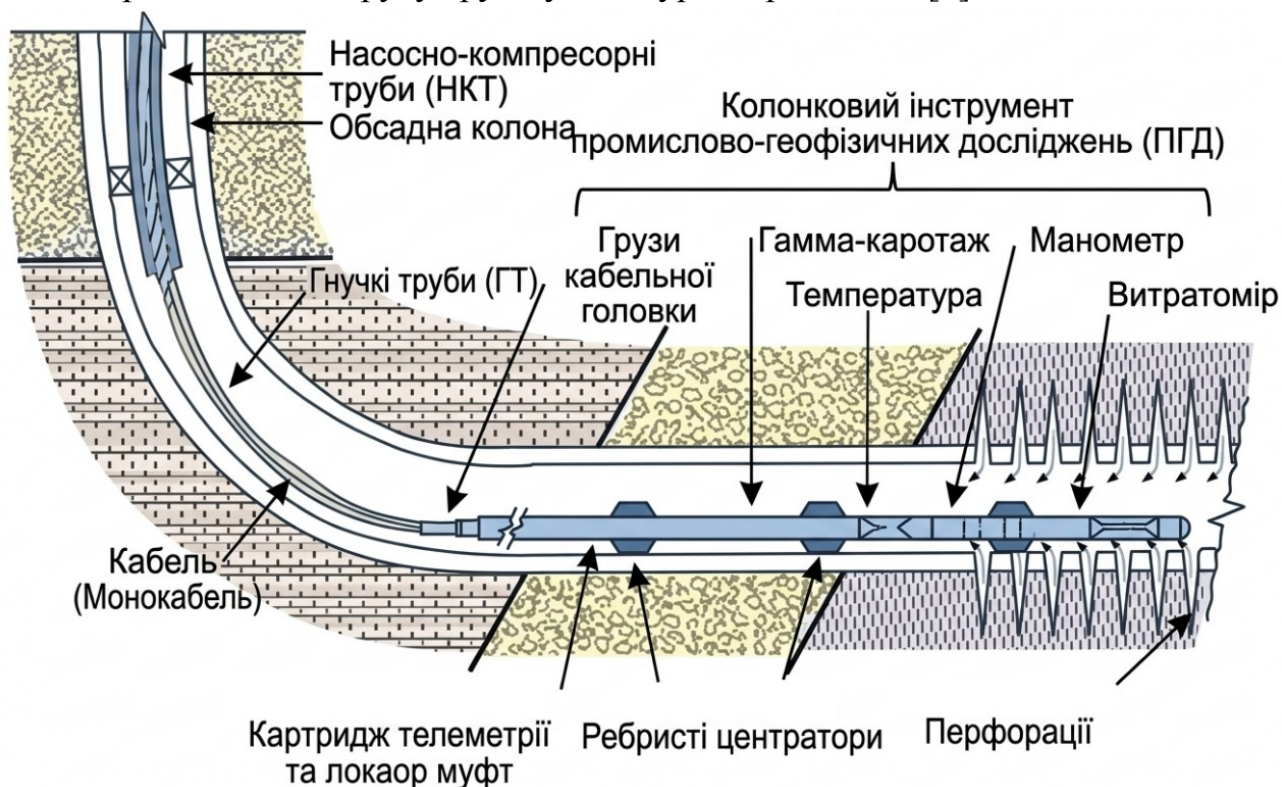


Рисунок 2.25 – Проведення каротажних та геофізичних досліджень з використанням КГТ

Потреба у використанні такої технології виникає у випадках, коли стандартні методи каротажу на кабельних підйомниках виявляються неефективними або технічно нереалізованими. Це стосується насамперед свердловин із великими зенітними кутами відхилення, похило-скерованих та горизонтальних стовбурів, де каротажний прилад під дією власної ваги не може опуститися до вибою і лягає на нижню стінку колони, викликаючи спіральне згортання та обрив кабелю. Жорсткість конструкції ГТ дозволяє долати колосальні сили опору та примусово проштовхувати комплексні геофізичні прилади (прилади для гамма-каротажу, локатори муфт, високоточні термобаричні датчики, профілометри та інше) до будь-якої точки вибою [3].

Окрім геометрії стовбура, каротаж на ГТ стає необхідним при дослідженні виснажених пластів у динамічному режимі, тобто безпосередньо під час роботи свердловини або в процесі виклику припливу азотом. При цьому

освоєння свердловини здійснюється шляхом інтенсифікації припливу азотом, тоді як ГТ із вбудованим геофізичним кабелем виконує роль мобільного зонда. Це дозволяє отримувати точні профілі припливу флюїду, виявляти інтервали обводнення, точно визначати джерела за колонної циркуляції води та оцінювати реальну ефективність проведення кислотних обробок безпосередньо у процесі їх виконання. Отже, інтеграція геофізичного кабелю у структуру ГТ перетворює колтюрінговий комплекс на діагностичну систему, яка забезпечує інженерну групу достовірною інформацією про поточний стан розробки пластів та технічний стан експлуатаційної колони [22].

Отже, аналіз специфіки проведення спеціальних ремонтно-ізоляційних, ловильних та геофізичних робіт свідчить, що застосування колтюрінгових установок є ефективним та технологічно виправданим рішенням для умов виснажених родовищ на пізній стадії розробки. Завдяки можливості проведення складних внутрішньосвердловинних операцій під тиском, без глушіння пластів важкими розчинами, колтюрінг дозволяє зберегти залишкову пластову енергію та мінімізувати ризики забруднення привибійної зони.

Точність селективного встановлення цементних мостів, надійність гідравлічної активації перфораційних систем у похило-скерованих стовбурах, а також інтеграція каротажного кабелю в тіло труби забезпечують високу швидкість, безпеку та інформативність робіт. Це інженерне рішення не лише скорочує капітальні витрати на ремонт свердловин порівняно з традиційними агрегатами КРС, але й виступає надійним інструментом для інтенсифікації видобутку та продовження рентабельного терміну експлуатації діючого свердловинного фонду.

2.4 Перспективи застосування КТУ для буріння бічних стовбурів та постійної експлуатації свердловин

Широкі перспективи інтеграції колтюрінгових установок у процеси капітального ремонту свердловин на пізній стадії розробки родовищ зумовлені необхідністю впровадження принципово нових інженерних рішень, які виходять за межі стандартних сервісних промивок чи хімічних обробок. В умовах прогресуючого виснаження пластової енергії, масштабного обводнення продуктивних горизонтів та падіння пластових тисків виникає потреба у застосуванні гнучких труб для вирішення двох стратегічних завдань: радикального відновлення дебітів шляхом зарізки бічних стовбурів та оптимізації режимів подальшого винесення флюїду через використання гнучкої труби як елемента постійної експлуатаційної колони.

Перехід від періодичних сервісних операцій до технологій колтюрінгового буріння та експлуатаційних ліфтових колон зменшеного

діаметра дозволяє значно подовжити термін рентабельної експлуатації свердловинного фонду, який за класичних методів підземного ремонту підлягав би ліквідації.

Технологія буріння бічних та горизонтальних стовбурів з використанням гнучких труб (рис. 2.26) є одним із найбільш наукомістких напрямків у нафтогазовому інжинірингу. Основна передумова її застосування на виснажених покладах — це можливість залучення до розробки застійних, недренованих ділянок пласта, обходу зон аварійного обводнення або розкриття ізолюваних лінз безпосередньо з існуючого стовбура свердловини, що є в рази дешевше за буріння нової вертикальної свердловини [22].

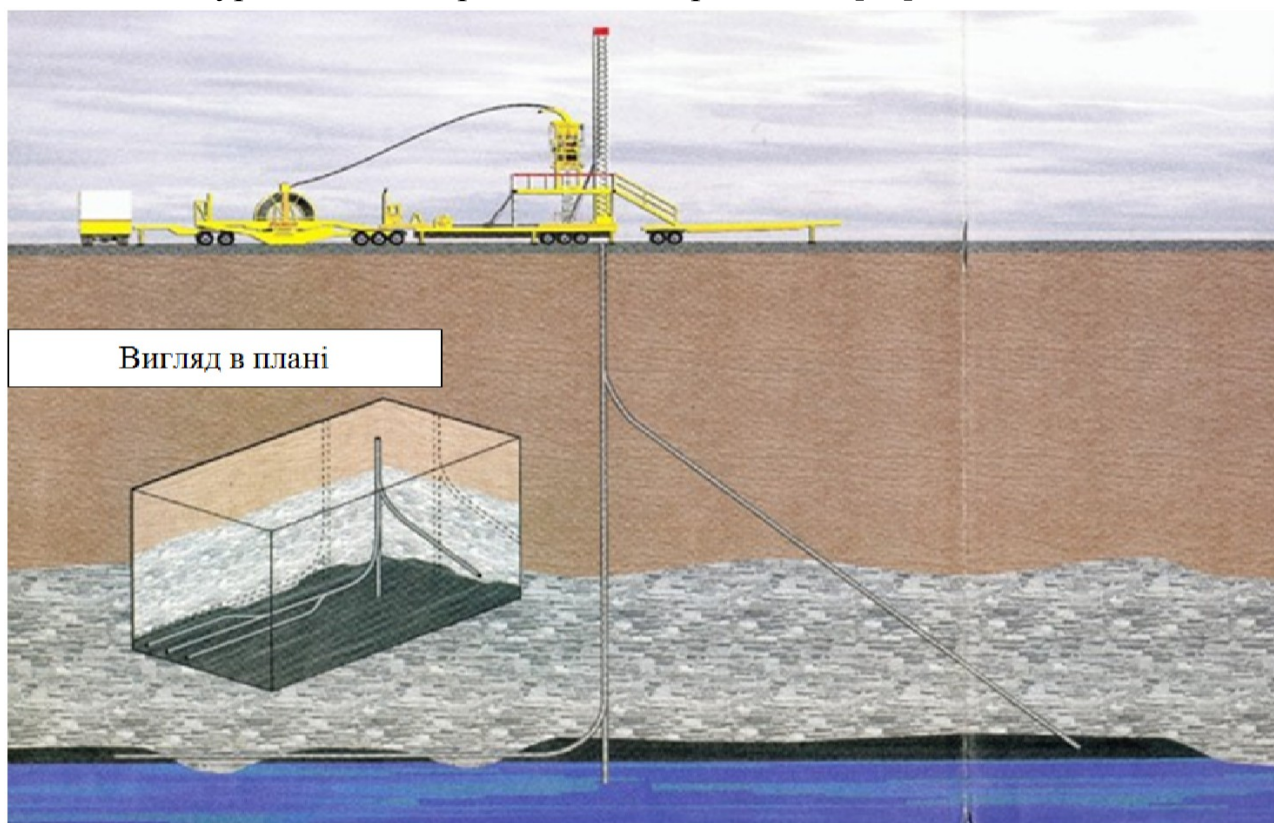


Рисунок 2.26 – Схема положення осі свердловини у вертикальній площині [21]

Головна конструктивна відмінність колтубінгового буріння від роторного або турбінного способів полягає в тому, що КГТ під час заглиблення не обертається, перебуваючи у статичному стані. Весь процес руйнування гірської породи здійснюється виключно за рахунок вибійного компонування інструменту, що спускається на гнучкій трубі (рис. 2.27). Це компонування обов'язково включає високонапірний низькообертовий гідромотор (гвинтовий вибійний двигун), надміцне долото (найчастіше типу PDC, що працює за принципом різання-сколювання), телеметрії в процесі буріння для контролю траєкторії та модулі каротажу в процесі буріння для дослідження пласта, а також гідравлічні чи механічні модулі зміни зенітного і азимутального кутів.

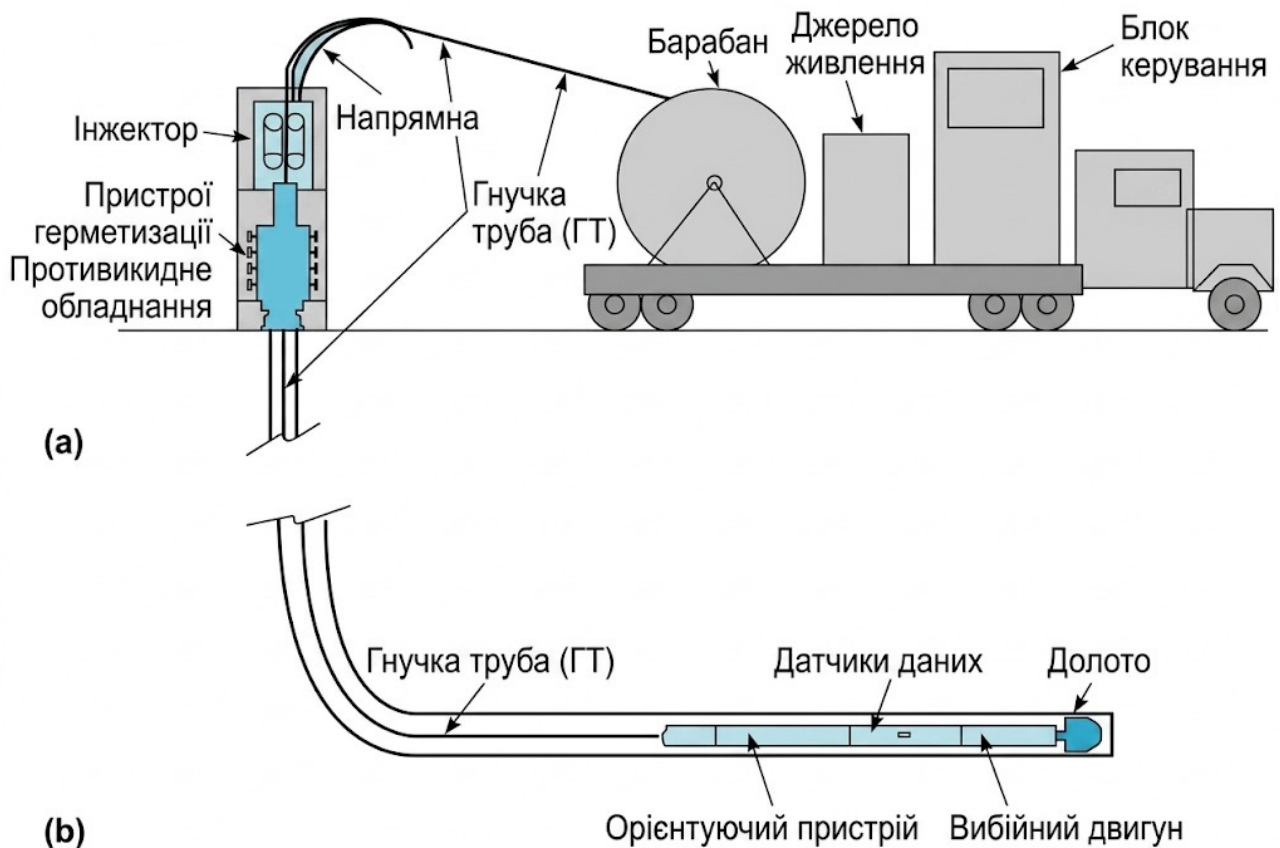


Рисунок 2.27 – Схема розміщення обладнання КТУ для буріння
а) наземне обладнання; б) підземне обладнання

Процес реалізації колтубінгового буріння починається з підготовчих робіт в експлуатаційній колоні, де за допомогою КТУ встановлюється високоміцний цементний міст, вище якого монтується спеціальний клиновий відхилювач, що жорстко фіксується у колоні за допомогою якірного механізму (рис. 2.28). Орієнтування клина за азимутом здійснюється за допомогою внутрішньосвердловинних геофізичних приладів під керуванням комп'ютерної системи КТУ. Після цього на гнучкій трубі спускається вибійне компонування із віконним фрезером, яке спираючись на косу площину відхилювача, здійснює вирізання вертикального технологічного вікна в сталевій стінці експлуатаційної колони та руйнує за колонне цементне кільце [25].

Після формування вікна інструмент піднімають, замінюють на бурове компонування з телеметрією та долотом PDC і починають безпосереднє спрямоване заглиблення бічного стовбура. Оскільки подача промивального бурового розчину під високим тиском через внутрішню порожнину гнучкої труби відбувається безперервно, гідромотор стабільно обертає долото, а дані про просторову траєкторію стовбура, зенітний кут та геофізичні властивості породи в реальному часі передаються по кабелю або гідравлічних імпульсах на поверхневу станцію керування [9].

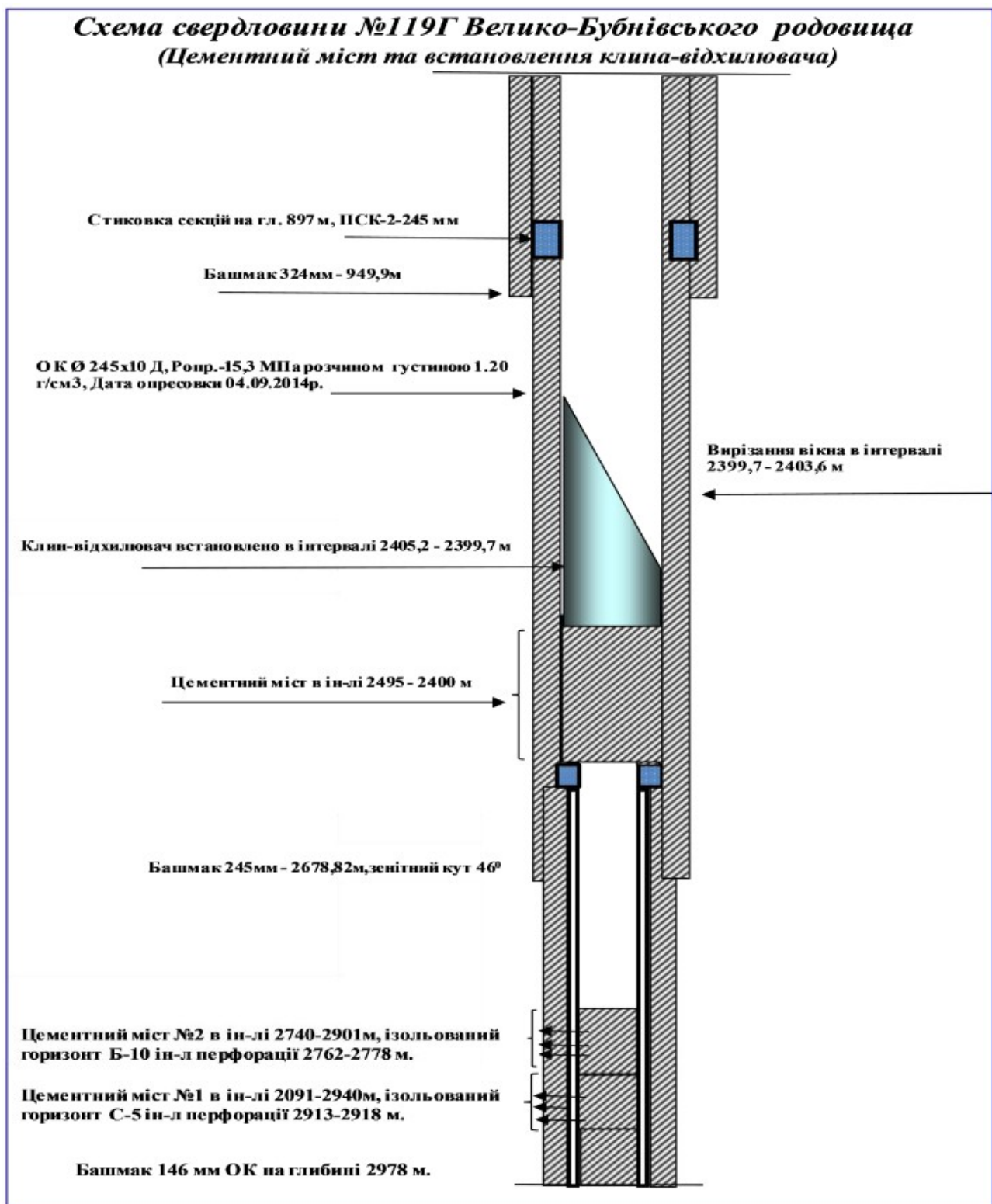


Рисунок 2.28 – Схема конструкції свердловини для забурювання бокового стовбура [26]

Оператор у кабіні КТУ має можливість плавно регулювати осьове навантаження на долото, змінюючи швидкість спуску труби інжектором з точністю до кількох міліметрів, проте в процесі поглиблення виникає ризик синусоїдального поздовжнього вигину гнучкої труби через силу тертя об стінки,

що потребує певних інженерних рішень для запобігання заклинюванню інструменту.

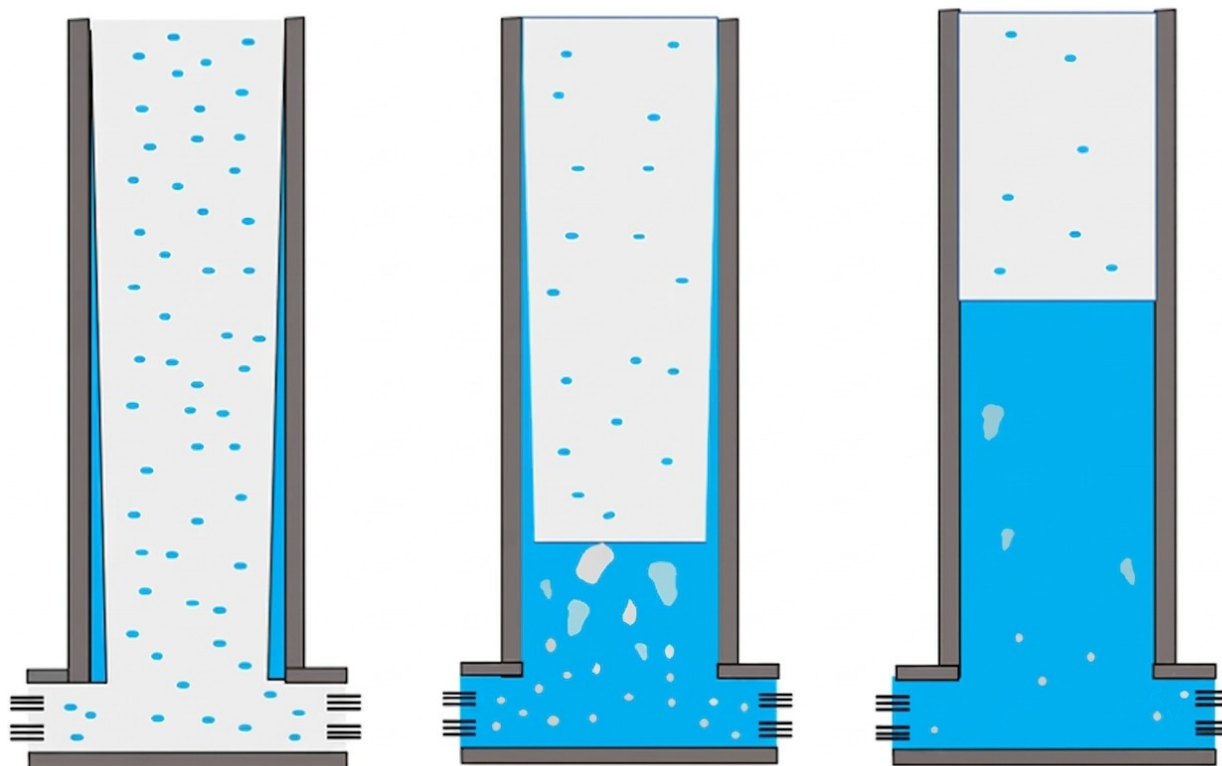
Окрім високої точності проводки стовбура, важливою інженерною перевагою буріння на гнучких трубах є можливість ведення робіт в умовах рівноваги або контрольованої депресії на виснажений пласт. За класичного буріння з розкручуванням збірних бурових труб тривалі зупинки на звинчування кожної нової свічки вимагають заповнення свердловини важким буровим розчином для запобігання флюїдопроявам, що неминуче призводить до інтенсивного поглинання розчину виснаженим пластом та повної кольматації його порового простору.

Гнучка труба, завдяки безперервності свого руху та герметизації гирла за допомогою системи стрипперів та лубрикаторів під тиском, дозволяє вести буріння на полегшених, газованих азотом розчинах або пінах. Це виключає репресію на пласт, оберігає колекторські властивості породи від забруднення і дозволяє свердловині безперервно працювати і віддавати флюїд безпосередньо в процесі розбурювання нових інтервалів покладу, що максимізує ефективність вторинного розкриття.

Іншим перспективним напрямком застосування КТУ, що кардинально змінює підходи до розробки родовищ на пізній стадії, є використання довгомірних гнучких труб як постійних ліфтових колон малого діаметра. На виснажених газових та газоконденсатних родовищах головною причиною передчасного припинення роботи свердловин є процес самоглушіння стовбура пластовою водою або газовим конденсатом. Через падіння пластового тиску швидкості висхідного потоку газу у стандартних насосно-компресорних трубах великого діаметра (наприклад, 73 або 89 мм) стає недостатньо для подолання сил гравітації та винесення краплинної рідини на поверхню (рис. 2.29). Рідина починає накопичуватися на вибої, утворюючи гідростатичний стовп, який повністю блокує приплив газу із пласта. Впровадження технології ліфтових колон передбачає спуск всередину існуючих НКТ безперервної гнучкої труби значно меншого зовнішнього діаметра (зазвичай від 25,4 до 38,1 мм), яка зверху жорстко підвішується у спеціальному гирловому адаптері фонтанної арматури і залишається у свердловині на постійній основі як нова експлуатаційна колона.

Інженерний механізм дії гнучких ліфтових колон малого діаметра базується на фундаментальних законах гідродинаміки багатofазних потоків. Зменшення площі поперечного перерізу каналу руху при однаковому об'ємі газу, що надходить із пласта, призводить до різкого, стрибкоподібного збільшення лінійної швидкості висхідного газового потоку. Якщо швидкість газу перевищує критичне значення, висхідний потік починає ефективно підхоплювати пластову воду, перетворювати її на дрібнодисперсну емульсію і безперервно

транспортувати на денну поверхню в сепараційну установку. Вибій свердловини повністю очищується від рідинного стовпа, гідростатичний тиск на пласт падає до мінімуму, що забезпечує стабільну і безперервну роботу виснаженого покладу без потреби в періодичних і дорогих продувках чи хімічних обробках ПАР [27].



без накопичення рідини збільшення накопичення рідини пізня стадія накопичення рідини

Рисунок 2.29 – Стадії накопичення рідини на вибої свердловини

Конструктивна особливість монтажу ліфтових колон полягає у відсутності будь-яких внутрішніх різьбових з'єднань по всій довжині гнучкої труби, що унеможливорює виникнення витоків газу у затрубний простір і забезпечує ідеальну гладкість внутрішньої стінки, знижуючи гідравлічні втрати на тертя. Крім того, за потреби через таку гнучку ліфтову колону можна здійснювати безперервне постійне дозування інгібіторів корозії, солевідкладення або піногасників безпосередньо у зону штучного вибою, що робить цю технологію комплексним та довгостроковим інструментом забезпечення енергетичної ефективності виснажених родовищ на роки вперед.

Отже, розгляд перспектив використання КТУ для зарізки бічних стовбурів та постійної експлуатації свердловин доводить, що гнучкі труби вже давно вийшли за межі суто короткострокових сервісних промивок. Впровадження технологій спрямованого колтубінгового буріння в умовах керованої депресії дозволяє з високою точністю розкривати недреновані інтервали пласта без ризику його незворотної кольматації важкими розчинами. Водночас переведення свердловин на постійне ліфтування за допомогою

гнучких колон малого діаметра забезпечує стабільне самоочищення вибою від рідини за рахунок гідродинамічного ефекту збільшення швидкості потоку.

2.5 Порівняльний аналіз технологічної ефективності КТУ та традиційних підйомних агрегатів ПРС

Комплексне інженерне обґрунтування оптимального методу підземного ремонту та інтенсифікації видобутку на виснажених родовищах вимагає проведення глибокого та неупередженого порівняльного аналізу між застосуванням колтюрінгових установок КТУ і традиційних підйомних агрегатів підземного ремонту свердловин, що працюють зі збірними колонами насосно-компресорних труб (табл. 2.3).

Таблиця 2.3 – Зведення порівняльного аналізу ефективності КТУ та традиційних підйомних агрегатів ПРС

Критерій порівняння / Технологічний показник	Колтюрінгова установка	Традиційний підйомний агрегат
Вплив на виснажений пласт	Мінімальний. Робота під тиском без глушіння; мінімальна кольматація ПЗП; збереження колекторських властивостей.	Негативний. Вимагає глушіння важкою рідиною; високий ризик блокування пласта та зниження дебіту.
Вантажопідйомність та межа міцності	Обмежена (зазвичай до 70 т на тягу інжектора); існує ризик деформації ГТ.	Від 20–80 т і більше; стійкість до великих навантажень.
Можливість передачі обертання з поверхні	Відсутня. Обертання руйнівного інструменту можливе лише через вибійний двигун.	Наявна. Можливе повноцінне роторне обертання всієї колони труб з поверхні.
Швидкість СПО	Рух безперервний (30–55 м/хв), без зупинок на звинчування/розгвинчування труб.	Постійні зупинки для монтажу/демонтажу кожної труби або свічки НКТ.
Логістичні вимоги та прохідність	Складні. Велика вага одного неподільного вузла (барабан з ГТ на шасі) вимагає міцних під'їзних шляхів.	Більш гнучкі. Конструкція агрегату та допоміжного обладнання розбивається на мобільні блоки, що полегшує прохідність складними дорогами.

Продовження таблиці 2.3:

Час на розгортання та монтаж обладнання	Швидке розгортання (6–12 годин). Основний час витрачається на встановлення інжектора та підключення герметизуючого обладнання (лубрикатора/ПВО).	Більш затяжний процес (12–24 годин та більше). Вимагає підняття та центрування щогли, розгортання робочої зони, містків для труб, мірних ємностей, ПВО та інше.
Капітальні витрати на розгортання та рейс	Високі базові витрати на оренду комплексу за добу робіт, але загальний час роботи на свердловині менший.	Нижчі базові витрати на добу оренди роботи підйомника, але загальний час виконання операцій є тривалішим.
Герметичність системи та екологічність	Закритий герметичний цикл; відсутність витоків флюїду на майданчик.	Ризик забруднення робочої зони при розгвинчуванні мокрих труб НКТ.
Поведінка у горизонтальних стовбурах	Обмежена явищем спірального згортання гнучкої труби та виникнення критичного опору	Висока стійкість до поздовжнього згину при просуванні інструменту у глибокі горизонтальні фільтри.

Об'єктивна оцінка промислового досвіду свідчить, що обидва технічні підходи мають як беззаперечні технологічні переваги, так і серйозні конструктивні чи експлуатаційні обмеження. Вибір конкретного комплексу обладнання для умов пізньої стадії розробки повинен базуватися на зваженому балансі між збереженням колекторських властивостей виснаженого пласта, логістичними можливостями кущового майданчика, механічною складністю операції та кінцевими економічними витратами на її реалізацію.

Головною і найбільш фундаментальною перевагою колтубінгових установок перед традиційними агрегатами ПРС є можливість безперервного ведення технологічного процесу безпосередньо під природним гирловим тиском без попереднього глушіння свердловини. При використанні класичних підйомних агрегатів для спуску стандартних НКТ інженерна служба змушена закачувати у свердловину важку рідину глушіння (водні розчини солей, полімерні або глинисті системи) для створення гідростатичного стовпа, який би перевищував пластовий тиск і блокував флюїдопрояви. На виснажених родовищах, де пластова енергія є мінімальною, це призводить до миттєвого та масштабного поглинання десятків і сотень кубометрів рідини глушіння

пористою матрицею пласта. Як наслідок, відбувається незворотна кольматація приви́бійної зони пласта та руйнування скелета породи, а подальше введення свердловини в експлуатацію вимагає тривалих, дорогих і часто малоефективних операцій з виклику припливу флюїду.

Колтю́бінг дозволяє мінімізувати або практично повністю уникнути цього деструктивного фактора: герметизація гирла за допомогою системи стрипперів та блоку превенторів дозволяє спускати й піднімати гнучку трубу під тиском, завдяки чому мінімізується гідродинамічний вплив на пласт, а свердловину можна запустити в роботу за лічені години після завершення ремонту.

З іншого боку, з погляду чистої механіки та вантажопідйомності, традиційні підйомні агрегати ПРС значно перевершують можливості КТУ і залишаються найбільш ефективним та надійним інструментом для виконання надскладних механічних робіт. Колона збірних НКТ має колосальну міцність на розтяг і кручення, що дозволяє прикладати до аварійного або прихопленого інструменту величезні осьові зусилля (натяг вагою 60–80 т і більше), а також обертати всю трубну колону з поверхні за допомогою ротора або верхнього привода [27].

Гнучка труба колтю́бінгу позбавлена можливості обертання навколо своєї осі, а її механічна міцність жорстко обмежена товщиною стінки та втомою металу від постійних циклів перегину на напрямній дузі інжектора та барабані. При виникненні складних аварійних прихоплень соляними або шламовими відкладеннями спроба зірвати гнучку трубу великим осьовим зусиллям може призвести до її пластичної деформації, розриву та виникнення важкої аварії.

Тому для проведення складних ловильних робіт, фрезерування зруйнованих елементів експлуатаційних колон або розбурювання повнорозмірних цементних мостів великої протяжності — використання жорстких збірних НКТ на агрегатах ПРС є значно безпечнішим інженерним рішенням.

Логістичний та часовий чинники також демонструють двояку природу обох методів. Швидкість проведення спуско-підйомних операцій (СПО) гнучкою трубою є в рази вищою завдяки безперервності процесу: інжектор безперервно спускає трубу в свердловину із середньою технологічною швидкістю 0,5–0,9 м/с, тоді як на традиційному агрегаті ПРС персонал змушений циклічно зупиняти процес кожні 9 м (довжина однієї стандартної труби НКТ) або 18–28 м (довжина заздалегідь зібраної свічки) для звинчування чи розгвинчування різьбових з'єднань кожної окремої труби чи свічки. Це дозволяє виконувати легкі промивки або кислотні обробки через КТУ всього за одну робочу зміну [3].

Проте транспортні габарити та вага самого колтюрінгового комплексу є його недоліком. Загальна маса важковагової спецтехніки КТУ разом із барабаном, на якому намотана гнучка труба довжиною 4000–5000 м, часто становить 60–80 т і розподілена на одному або двох шасі. В умовах нерозвиненої дорожньої інфраструктури, розмоклого ґрунту або гірської місцевості українських промислів доставка такого довгомірного важковагового комплексу на кущовий майданчик є надзвичайно складним логістичним завданням, яке вимагає залучення гусеничної техніки чи попереднього облаштування під'їзних шляхів. У той самий час традиційний агрегат ПРС є значно мобільнішим, транспортується кількома легшими одиницями техніки й може бути розгорнутий навіть у найбільш важкодоступних географічних локаціях [21].

Важливим критерієм технологічної ефективності, який суттєво впливає на загальний баланс продуктивного часу проведення операцій, є тривалість вишкомонтажних робіт від моменту прибуття техніки на кущовий майданчик до повної готовності комплексу до роботи.

У цьому контексті колтюрінгові установки демонструють перевагу над традиційними підйомними агрегатами ПРС. Оскільки основні вузли КТУ (барабан, інжектор, кабіна керування, гідравлічна станція та інше) стаціонарно змонтовані на єдиному самохідному шасі або напівпричепі, процес їх розгортання є максимально автоматизованим та швидким. Монтаж КТУ середнього класу за умов підготовленого майданчика займає всього від 2 до 4 годин, а повний комплекс робіт з урахуванням обв'язки допоміжної техніки (азотних та насосних комплексів) і обов'язкового опресування противикидного обладнання триває в межах 6–12 годин. Основний час витрачається лише на встановлення опорних домкратів шасі, підйом прямої дуги, монтаж блоку превенторів на фонтанну арматуру за допомогою допоміжного автокрана, центрування інжектора по осі свердловини та кріплення штормових розчалок. Гідравлічні лінії керування та високонапірні технологічні маніфольди підключаються за допомогою швидких рознімних з'єднань, що дозволяє розпочати першу СПО в день розгортання обладнання [14].

На противагу КТУ, процес монтажу традиційного підйомного агрегату ПРС є більш тривалим, трудомістким та багатоетапним технологічним циклом, який для мобільних установок середнього класу триває в середньому від 12 до 24 годин, тоді як для важких станків капітального ремонту свердловин великої вантажопідйомності цей процес може розтягнутися від 24 до 48 годин. Після заїзду підйомника на гирло необхідно провести повне центрування щогли, її гідравлічний підйом та телескопічне висування, що у більшості випадків

вимагає фіксації силових відтяжок за допомогою ґрунтових анкерів або розкріплення на спеціальну устяву раму.

Найбільш часомістким етапом є збирання допоміжної інфраструктури: монтаж робочого майданчика (помосту), встановлення приймальних містків для насосно-компресорних труб, розгортання важкого гідравлічного ключа, збирання складної системи циркуляції та очищення промивального розчину із розгортанням мобільних ємностей та технологічних блоків очищення. Крім того, тривалого часу вимагає процес затягування на містки та поштучна дефектоскопія (візуальний огляд, очищення різьби) сотень окремих труб НКТ, які будуть звинчуватися у суцільну колону [8].

Проте, розглядаючи цей фактор справедливо, варто вказати на зворотну сторону медалі. Попри високу швидкість безперервного підйому гнучкої труби для заміни або ревізії вибійного інструменту, КТУ стикається з критичним конструктивним обмеженням — геометричними габаритами лубрикаторної струни. Будь-яка зміна компонування нижньої частини колони (КНБК) під тиском вимагає повного стравлювання флюїду з лубрикатора та його часткового демонтажу, при цьому довжина самого інструменту суворо обмежена висотою камери герметизації [14].

У той самий час традиційний агрегат ПРС хоч і потребує значно більше часу на виконання спуско-підйомних операцій через поштучне розгвинчування труб, проте дозволяє збирати на приймальних містках та спускати у свердловину наддовгі та складні багатокомпонентні ловильні чи геофізичні комплекси без жодних обмежень за висотою.

Крім того, при виникненні штормового вітру чи складних погодних умов висока і парусна лубрикаторна вежа КТУ вимагає негайної зупинки робіт та додаткового кріплення, тоді як жорстка щогла традиційного агрегату ПРС, зафіксована міцними кутовими відтяжками, є значно стійкішою до тривалих кліматичних навантажень.

Геометрія стовбура свердловини вносить свої суворі корективи в ефективність технологій. У похило-скерованих та горизонтальних свердловинах великої протяжності гнучка труба КТУ стикається з фізичним явищем спірального згортання та виникнення сили критичного опору (синусоїдального та спірального згинання). Під час проштовхування гнучкої труби по горизонтальній ділянці інжектором через сили тертя об стінки колони труба починає згинатися всередині свердловини, перетворюючись на своєрідну пружину. При досягненні певної межі подальше просування гнучкої труби стає фізично неможливим, скільки б зусиль інжектор не прикладав на поверхні [14].

Жорсткі та товстостінні збірні НКТ, що використовуються на традиційних агрегатах ПРС, значно стійкіші до поздовжнього згину і спроможні заходити у

надглибокі горизонтальні фільтри під дією власної ваги або примусового проштовхування, хоча процес їхнього збирання у похилій частині супроводжується підвищеним зносом замкових з'єднань.

Таким чином, вибір між КТУ та традиційними підйомними агрегатами ПРС не може бути однозначним і вимагає детального покрокового розрахунку геометричних та міцнісних параметрів для кожної конкретної архітектури свердловини. КТУ є незамінною за критерієм експрес-монтажу для короткострокових операцій (до кількох діб), тоді як для довгострокових і капітальних ремонтів тривалість монтажу агрегату ПРС повністю компенсується його подальшою технологічною стабільністю та універсальністю щодо габаритів використовуваного інструменту.

3 Інженерно-технологічні розрахунки процесів колтюрінгового сервісу та оцінка їх ефективності

Даний розділ присвячений комплексному інженерно-технологічному та економічному обґрунтуванню впровадження колтюрінгових технологій на свердловинах, що знаходяться на пізній стадії розробки.

На основі фактичних промислових даних виснажених покладів у цьому розділі проведено покроковий гідродинамічний розрахунок критичних параметрів винесення рідини для гнучких ліфтових колон малого діаметра, виконано перевірку конструктивної міцності гнучкої труби на розтяг під час ліквідації аварійних прихоплень та обчислено сумарні гідравлічні опори при нагнітанні хімічних розчинів.

Завершальний блок розділу містить актуальний аналіз техніко-економічної ефективності сервісних операцій без глушіння, який наочно доводить високу рентабельність та комерційну доцільність залучення колтюрінгових комплексів у сучасних ринкових умовах нафтогазової галузі України.

3.1 Розрахунок критичної швидкості винесення рідини при впровадженні гнучких ліфтових колон малого діаметра

При експлуатації свердловин на пізній стадії розробки нафтогазових родовищ зі зниженим пластовим тиском основним деструктивним чинником є накопичення на вибої краплинної рідини (конденсату та пластової води). Для теоретичного обґрунтування та підтвердження ефективності переходу на гнучкі ліфтові колони малого діаметра необхідно провести порівняльний гідродинамічний розрахунок фактичної швидкості газового потоку та критичної швидкості, яка забезпечує повне винесення рідини на поверхню.

Вихідні дані:

Поточний дебіт газу виснаженої свердловини: $Q_r = 15$ тис. м³/добу.

Поточний внутрішній діаметр ліфтової колони (старі НКТ): $D_{\text{зн1}} = 73$ мм (внутрішній $d_{\text{вн1}} = 62$ мм).

Зовнішній діаметр гнучкої труби колтюрінгу, що стане ліфтовою колоною: $D_{\text{зн2}} = 31,8$ мм (внутрішній $d_{\text{вн2}} = 26$ мм).

Густина води, що блокує вибій: $\rho_v = 1050$ кг/м³.

Поточний вибійний тиск: $P_{\text{внб}} = 1,5$ МПа.

В основі інженерного розрахунку лежить класична модель Тернера для визначення умов винесення крапель рідини висхідним потоком газу. Критична швидкість висхідного потоку газу ($v_{\text{кр}}$, м/с), за якої сил динамічного опору потоку стає достатньо для подолання сили тяжіння і підйому краплі вгору, визначається за формулою:

$$v_{кр} = 5,5 \cdot \left(\frac{g \cdot \sigma \cdot (\rho_v - \rho_z)}{\rho_z^2} \right)^{0,25}$$

де:

g – прискорення вільного падіння ($g = 9,81 \text{ м/с}^2$);

σ – коефіцієнт поверхневого натягу на межі «рідина–газ» (для системи «вода–газ» приймаємо $\sigma = 0,06 \text{ Н/м}$);

ρ_v – густина пластової води ($\rho_v = 1050 \text{ кг/м}^3$);

ρ_r – густина газу в умовах стовбура свердловини, кг/м^3 .

Густина газу (ρ_r) за поточного вибірного тиску ($P_{виб} = 1,5 \text{ МПа}$) та середньої температури потоку ($T = 313 \text{ К}$) розраховується через рівняння стану реального газу:

$$\rho_z = \frac{P_{виб} \cdot M}{Z \cdot R \cdot T}$$

де:

M — молярна маса газу (для метану $M = 16 \text{ кг/кмоль}$);

R — універсальна газова стала ($R = 8314 \text{ Дж/(кмоль} \cdot \text{К)}$);

Z — коефіцієнт стисливості газу (для даних умов $Z = 0,95$).

$$\rho_z = \frac{1,5 \cdot 10^6 \cdot 16}{0,95 \cdot 8314 \cdot 313} = 9,71 \text{ кг/м}^3$$

Підставляємо отримане значення густини газу у базову формулу Тернера для визначення критичної швидкості винесення крапель води:

$$v_{кр} = 5,5 \cdot \left(\frac{9,81 \cdot 0,06 \cdot (1050 - 9,71)}{9,71^2} \right)^{0,25} = 8,78 \text{ м/с}$$

Таким чином, для повного та безперервного очищення вибою від пластової води фактична швидкість газу у ліфтовій колоні повинна строго перевищувати значення $8,78 \text{ м/с}$.

Далі проведемо порівняльний аналіз фактичної швидкості руху газу ($v_{факт}$, м/с) для двох варіантів: базового (стара колона НКТ із зовнішнім діаметром 73 мм та внутрішнім $d_{вн1} = 0,062 \text{ м}$) та проектного (гнучка колона із зовнішнім діаметром $31,8 \text{ мм}$ та внутрішнім $d_{вн2} = 0,026 \text{ м}$).

Фактичний дебіт газу в умовах стовбура ($Q_{ст}$, $\text{м}^3/\text{с}$) при поверхневому дебіті $Q_r = 15 \text{ тис. м}^3/\text{добу}$ ($0,1736 \text{ м}^3/\text{с}$) визначається за формулою:

$$Q_{ст} = Q_z \cdot \frac{P_{атм}}{P_{виб}} \cdot \frac{T}{T_{атм}} \cdot Z$$

де $P_{атм} = 0,1013 \text{ МПа}$, $T_{атм} = 293 \text{ К}$.

$$Q_{ст} = 0,1736 \cdot \frac{0,1013}{1,5} \cdot \frac{313}{293} \cdot 0,95 = 0,0119 \text{ м}^3/\text{с}$$

Фактична швидкість висхідного потоку газу визначається через площу поперечного перерізу ліфтового каналу (F , m^2):

$$v_{\text{факт}} = \frac{Q_{\text{ст}}}{F} = \frac{4 \cdot Q_{\text{ст}}}{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2}$$

Розрахунок для базової колони НКТ:

$$F_1 = \frac{\pi \cdot 0,062^2}{4} = 0,003019 \text{ м}^2$$

$$v_{\text{факт}1} = \frac{0,0119}{0,003019} = 3,94 \text{ м/с}$$

Оскільки фактична швидкість газу в традиційній колоні (3,94 м/с) є значно меншою за критичну швидкість винесення крапель за Тернером (8,78 м/с), у свердловині відбувається прогресуюче накопичення рідини, що неминуче призводить до її повного самоглушіння.

Розрахунок для проектної гнучкої колони малого діаметра:

$$F_2 = \frac{\pi \cdot 0,026^2}{4} = 0,000531 \text{ м}^2$$

$$v_{\text{факт}2} = \frac{0,0119}{0,000531} = 22,41 \text{ м/с}$$

Аналіз отриманого результату показує (табл. 3.1), що при звуженні прохідного перерізу ліфтової системи за рахунок впровадження гнучкої труби малого діаметра фактична швидкість висхідного потоку газу зростає до 22,41 м/с, що майже в три рази перевищує критичний поріг винесення рідини (8,78 м/с). Це забезпечує повну і безперервну евакуацію пластової води у вигляді стійкої дрібнодисперсної емульсії, повністю стабілізує роботу виснаженого покладу та виключає ризик самоглушіння свердловини.

Таблиця 3.1 – Зведені результати гідродинамічного моделювання ліфтових систем

Найменування технологічного параметра	Базова колона (НКТ 73 мм)	Проектна гнучка колона (ГТ 31,8 мм)	Висновок щодо відповідності критерію
Внутрішній діаметр каналу руху, мм	62	26	Зменшення перерізу для інтенсифікації потоку.
Площа прохідного перерізу, m^2	0,003019	0,000531	Створення концентрованого швидкісного русла.
Критична швидкість за Тернером, м/с	8,78		Константний поріг для початкових умов флюїду.

Продовження таблиці 3.1

Фактична швидкість газу, м/с	3,94	22,41	У гнучкій колоні умова $v_{\text{факт}} > v_{\text{кр}}$ повністю виконується.
Технологічний стан свердловини	Самоглушіння	Стабільна робота	Впровадження гнучкої колоні повністю вимиває рідину.

3.2 Розрахунок допустимих осевих навантажень та міцності гнучкої труби на розтяг

При проведенні спеціальних внутрішньосвердловинних та ловильних робіт на виснажених родовищах гнучка труба піддається значним поздовжнім навантаженням. Найбільш критичним з погляду механічної міцності є режим підйому колоні, особливо у випадках ліквідації аварійних прихоплень сторонніх предметів, коли оператор змушений прикладати додаткове осьове зусилля натяжки. Для запобігання пластичній деформації та розриву гнучкої труби необхідно провести розрахунок її конструктивної міцності та визначити межі безпечної експлуатації інжектора.

Для розрахунку оберемо довгомірну гнучку трубу зі сталі підвищеної міцності (умовна межа текучості матеріалу $\sigma_t = 552$ МПа). Геометричні параметри проектної гнучкої труби:

Зовнішній діаметр: $d_{\text{зн}} = 31,8$ мм (0,0318 м);

Товщина стінки: $S = 2,9$ мм (0,0029 м);

Внутрішній діаметр: $d_{\text{вн}} = d_{\text{зн}} - 2 \cdot S = 31,8 - 2 \cdot 2,9 = 26,0$ мм (0,0260 м);

Проектна глибина спуску (довжина колоні): $L = 3000$ м.

Процес розрахунку починається з визначення площі поперечного перерізу тіла гнучкої труби (F_t , м²):

$$F_t = \frac{\pi \cdot (d_{\text{зн}}^2 - d_{\text{вн}}^2)}{4} = \frac{3,14 \cdot (0,0318^2 - 0,026^2)}{4} = 0,0002633 \text{ м}^2$$

Маса одного погонного метра гнучкої труби у повітрі (q_n , кг/м) за густини сталі $\rho_{\text{ст}} = 7850$ кг/м³ становить:

$$q_n = F_t \cdot \rho_{\text{ст}} = 0,0002633 \cdot 7850 = 2,07 \text{ кг/м}$$

Загальна вага гнучкої колоні довжиною 3000 м у повітрі (G_n , кН) дорівнює:

$$G_n = q_n \cdot L \cdot g = 2,07 \cdot 3000 \cdot 9,81 = 60920 \text{ Н} = 60,9 \text{ кН}$$

Оскільки свердловина заповнена флюїдом, на гнучку трубу діє виштовхувальна сила Архімеда. Розрахуємо вагу гнучкої труби з урахуванням її занурення у пластову воду (густина води $\rho_v = 1050$ кг/м³). Наведена вага одного метра труби у рідині (q_p , кг/м) визначається через коефіцієнт полегшення:

$$q_p = q_n \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{ст}}}\right) = 2,07 \cdot \left(1 - \frac{1050}{7850}\right) = 1,79 \text{ кН/м}$$

Відповідно, фактична вага повністю зануреної гнучкої колони на гаку (показник ваги на інжекторі у статичному стані) на глибині 3000 м (G_p , кН) становить:

$$G_p = q_p \cdot L \cdot g = 1,79 \cdot 3000 \cdot 9,81 = 52679 \text{ Н} = 52,7 \text{ кН}$$

Наступним кроком розрахуємо максимальне руйнівне навантаження на розрив для даної труби ($P_{\text{руйн}}$, кН) за межею текучості сталі:

$$P_{\text{руйн}} = F_m \cdot \sigma_m = 0,0002633 \cdot 552 \cdot 10^6 = 145341 \text{ Н} = 145,3 \text{ кН}$$

У нафтогазовій інженерній практиці для забезпечення надійності та виключення переходу деформації металу у пластичну стадію, максимальне допустиме робоче навантаження на розтяг ($P_{\text{доп}}$, кН) приймається з коефіцієнтом запасу міцності $k = 1,25$ відносно межі текучості:

$$P_{\text{доп}} = \frac{P_{\text{руйн}}}{k} = \frac{145,3}{1,25} = 116,2 \text{ кН}$$

Знаючи фактичну вагу колони у рідині та гранично допустиме навантаження, ми можемо розрахувати максимальне вільне зусилля натяжки (ΔP , кН), яке оператор колтюбінгової установки має право додатково створити на інжекторі з поверхні для ліквідації прихоплень сторонніх предметів або зриву пакерів:

$$\Delta P = P_{\text{доп}} - G_p = 116,2 - 52,7 = 63,5 \text{ кН}$$

Переведемо це значення у масу для зручності контролю по вибійному динамометру в кабіні оператора:

$$\Delta m = \frac{\Delta P}{g} = \frac{63500}{9,81} = 6473 \text{ кг} = 6,47 \text{ т}$$

Проведені інженерні розрахунки показують (табл. 3.2), що при роботі на глибині 3000 м власна вага зануреної гнучкої труби займає лише 45 % від її безпечного робочого діапазону міцності. Це забезпечує значний технологічний запас міцності та дозволяє оператору у разі виникнення ускладнень або прихоплень безпечно створювати додаткове зусилля натягування величиною до 6,47 т без ризику руйнування цілісності довгомірної трубної колони.

Таблиця 3.2 – Граничні механічні параметри експлуатації гнучкої труби

Найменування розрахункового показника міцності	Значення параметра	Висновок до результату
Площа перерізу металу труби, м ²	0,0002633	Конструктивна основа несучої здатності.
Маса одного метра у повітрі / рідині, кг/м	2,07 / 1,79	Зменшення ваги за рахунок сили Архімеда.
Фактична статична вага колони на вибої, кН	52,7	Початкова точка відліку на вибійному вагомірі.
Максимальне руйнівне навантаження, кН	145,3	Теоретична межа початку руйнування металу.
Допустиме технологічне навантаження, кН	116,2	Межа безпечної роботи з урахуванням запасу міцності 1,25.
Граничне додаткове зусилля натяжки, кН (т)	63,5 (6,47)	Максимальний запас для ліквідації прихоплень.

3.3 Розрахунок гідравлічних опорів та втрат тиску при закачуванні технологічної рідини через гнучку трубну колону

Проведення операцій з хімічного очищення вибою та інтенсифікації припливу флюїду супроводжується нагнітанням технологічних розчинів (кислотних композицій, ПАР або розчинників солей) безпосередньо через внутрішню порожнину гнучкої труби. Визначення втрат тиску на тертя є критично важливим для правильного підбору потужності поверхневих насосних агрегатів та виключення перевищення допустимого тиску на усті свердловини.

Для розрахунку використаємо базові вихідні дані нашої проектної гнучкої труби:

Довжина гнучкої труби (глибина по стовбуру): $L = 3000$ м;

Внутрішній діаметр гнучкої труби: $d_{\text{вн}} = 26$ мм (0,026 м);

Запланований технологічний темп закачування рідини: $Q = 1,5$ л/с (0,0015 м³/с);

Фізичні властивості робочого розчину: густина $\rho = 1050$ кг/м³, кінематична в'язкість $\nu = 1,2 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

Першим кроком визначимо фактичну швидкість руху рідини (v , м/с) всередині гнучкої труби при заданій витраті:

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2} = \frac{4 \cdot 0,0015}{3,14 \cdot 0,026^2} = 2,83 \text{ м/с}$$

Для визначення режиму руху рідини та вибору розрахункової математичної моделі обчислимо безрозмірний критерій Рейнольдса (Re):

$$Re = \frac{v \cdot d_{\text{вн}}}{\nu} = \frac{2,83 \cdot 0,026}{1,2 \cdot 10^{-6}} = 61317$$

Оскільки отримане значення критерію Рейнольдса значно перевищує критичну межу ($Re_{\text{кр}} = 2300$), режим руху технологічної рідини у гнучкій трубі є стійким турбулентним.

Для зони розвинутого турбулентного руху у гідравлічно гладких трубах (якими є довгомірні гнучкі труби через відсутність внутрішніх муфт та стиків) коефіцієнт гідравлічного опору тертя (λ) розраховується за класичною формулою Блазіуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{61317^{0,25}} = 0,0201$$

Знаючи коефіцієнт гідравлічного опору, розрахуємо лінійні втрати тиску на тертя ($\Delta P_{\text{терт}}$, Па) по всій довжині гнучкої труби за формулою Дарсі-Вейсбаха:

$$\Delta P_{\text{терт}} = \lambda \cdot \frac{L}{d_{\text{вн}}} \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2} = 0,0201 \cdot \frac{3000}{0,026} \cdot \frac{1050 \cdot 2,83^2}{2} = 9,75 \text{ МПа}$$

Важливою інженерною особливістю колтбінгових технологій є те, що частина гнучкої труби під час виконання робіт залишається намотаною на транспортний барабан у вигляді концентричних кілець. Це створює додатковий відцентровий опір руху флюїду. Згідно з промисловими рекомендаціями, для врахування геометрії барабана до лінійних втрат додається коефіцієнт кривизни, що збільшує загальний опір на тертя в середньому на 15 % ($\Delta P_{\text{заг}} = 1,15 \cdot \Delta P_{\text{терт}}$):

$$\Delta P_{\text{заг}} = 1,15 \cdot 9,75 = 11,21 \text{ МПа}$$

Таким чином, при нагнітанні технологічного розчину з витратою 1,5 л/с сумарні втрати тиску на подолання сил тертя у гнучкій колоні становлять 11,21 МПа. Оскільки стандартний робочий тиск блоку гирлових превенторів та самої гнучкої труби становить до 35–70 МПа, отримане значення втрат тиску повністю вкладається у безпечний експлуатаційний діапазон техніки і не створює критичних перевантажень для насосних агрегатів. Результати гідравлічного розрахунку нагнітальної системи КТУ наведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати гідравлічного розрахунку нагнітальної системи КТУ

Технологічний параметр гідравлічного розрахунку	Значення	Висновок та обґрунтування
Фактична швидкість потоку в трубі, м/с	2,83	Оптимальна швидкість, що виключає кавітацію.
Розрахункове число Рейнольдса (Re)	61317	Режим руху турбулентний, стійкий.
Коефіцієнт опору за Блазіусом (λ)	0,0201	Свідчить про високу гідравлічну гладкість ГТ.
Лінійні втрати тиску на тертя, МПа	9,75	Основна складова гідравлічних опорів стовбура.
Сумарні втрати тиску (з барабаном), МПа	11,21	Необхідний запас тиску для поверхневого насоса.

3.4 Техніко-економічна оцінка ефективності впровадження колтюрінгових технологій

Фінальним етапом інженерного обґрунтування є оцінка економічної доцільності переходу від традиційних методів підземного ремонту свердловин із застосуванням глушіння до колтюрінгових технологій без глушіння. На виснажених родовищах головні фінансові втрати при використанні класичних підйомних агрегатів пов'язані не лише з прямою вартістю роботи верстата, а й з тривалим простоем свердловини, втратами газу при продувках та тривалим періодом відновлення продуктивності пласта після кольматації при вибійній зоні важкою рідиною глушіння.

Для порівняльного аналізу та розрахунку економічної ефективності застосування обладнання використаємо актуальні комерційні та сервісні показники нафтогазового ринку України:

Вартість оренди та повноцінного обслуговування комплексу традиційного підйомного агрегату підземного ремонту свердловин: $C_{\text{прс}} = 160$ тис. грн/добу;

Тривалість ремонту традиційним методом (включаючи тривалі процеси глушіння та подальший виклик припливу флюїду): $t_{\text{прс}} = 12$ діб;

Вартість оренди та інженерного супроводу високоефективного колтюрінгового комплексу: $C_{\text{кту}} = 370$ тис. грн/добу;

Тривалість операції за допомогою колтюрінгової установки (швидкий сервіс під тиском): $t_{\text{кту}} = 3$ доби;

Добові втрати видобутку природного газу через вимушений простій свердловини в ремонті: $q_{\text{втр}} = 15$ тис. м³/добу;

Комерційна вартість природного газу (приймається для розрахунків за промисловим тарифом без урахування податку на додану вартість): $C_{\text{газ}} = 23$ тис. грн за 1000 м^3 (або 23 грн/м^3).

Розрахуємо прямі фінансові витрати видобувного підприємства на оплату послуг сервісних організацій для обох технологічних варіантів:

Прямі витрати на залучення традиційного підйомного агрегату ПРС ($B_{\text{пр1}}$, грн):

$$B_{\text{пр1}} = C_{\text{прс}} \cdot t_{\text{прс}} = 160000 \cdot 12 = 1920000 \text{ грн}$$

Прямі витрати на залучення колтюрінгового комплексу КТУ ($B_{\text{пр2}}$, грн):

$$B_{\text{пр2}} = C_{\text{кту}} \cdot t_{\text{кту}} = 370000 \cdot 3 = 1110000 \text{ грн}$$

Порівняльний аналіз прямих витрат показує, що попри вищу добову ставку оренди колтюрінгової техніки, за рахунок високої швидкості виконання операцій (всього 3 доби замість 12) пряма вартість оплати послуг КТУ є значно нижчою — економія становить 810 000 грн.

Наступним кроком розрахуємо непрямі збитки нафтогазовидобувного підприємства від недоотриманого видобутку природного газу за весь час перебування свердловини у бездіяльному стані під час ремонту та тривалого виклику припливу ($B_{\text{нед}}$, грн):

Непрямі збитки при використанні традиційного методу ПРС (через глушіння свердловини повністю зупинена на 12 діб):

$$B_{\text{нед1}} = q_{\text{втр}} \cdot t_{\text{прс}} \cdot C_{\text{газ}} = 15000 \cdot 12 \cdot 23 = 4140000 \text{ грн}$$

Непрямі збитки при використанні колтюрінгової технології (свердловина перебуває в ремонті без глушіння лише 3 доби):

$$B_{\text{нед2}} = q_{\text{втр}} \cdot t_{\text{кту}} \cdot C_{\text{газ}} = 15000 \cdot 3 \cdot 23 = 1035000 \text{ грн}$$

Визначимо сумарні фінансові витрати підприємства на реалізацію однієї відновлювальної свердловинної операції ($B_{\text{сум}}$, грн), які складаються з прямої вартості робіт та вартості втраченого газу:

Базовий варіант (традиційний агрегат ПРС):

$$B_{\text{сум1}} = B_{\text{пр1}} + B_{\text{нед1}} = 1920000 + 4140000 = 6060000 \text{ грн}$$

Проектний варіант (колтюрінгова установка КТУ):

$$B_{\text{сум2}} = B_{\text{пр2}} + B_{\text{нед2}} = 1110000 + 1035000 = 2145000 \text{ грн}$$

Чистий економічний ефект (E , грн) від впровадження колтюрінгової технології без глушіння на одній свердловині виснаженого родовища становить:

$$E = B_{\text{сум1}} - B_{\text{сум2}} = 6060000 - 2145000 = 3915000 \text{ грн}$$

Проведені економічні розрахунки наочно доводять, що використання колтюрінгових установок є високорентабельним інженерним рішенням у сучасних ринкових умовах України. Завдяки виключенню фази глушіння свердловини важкими розчинами та скороченню часу ремонту в 4 рази,

видобувне підприємство отримує реальний економічний виграш у розмірі 3 915 000 грн на кожній свердловинній операції. Це повністю виправдовує залучення складнішої та дорожчої гнучкої трубної техніки та підтверджує фінансову спроможність запропонованого проекту (табл. 3.4).

Таблиця 3.4 – Зведені техніко-економічні показники порівняння технологій ремонту

Найменування економічного показника	Традиційний агрегат	Проектний метод КТУ	Фактичний інженерно-економічний ефект
Тривалість операції та простою свердловини, діб	12	3	Скорочення терміну на 9 діб
Прямі витрати на оплату сервісних робіт, грн	1 920 000	1 110 000	Зниження вартості на 810 000 грн
Фінансові збитки від недоотриманого газу, грн	4 140 000	1 035 000	Зменшення втрат на 3 105 000 грн
Сумарні витрати на одну операцію, грн	6 060 000	2 145 000	Чиста економія: 3 915 000 грн
Технологічна доцільність рішення	Низька (ризик кольматації)	Висока (без глушіння пласта)	Колтбінг є доцільнішим рішенням за всіма критеріями.

4 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

У розділі розглянуто питання безпеки життєдіяльності, охорони праці та захисту навколишнього середовища під час підготовки та безпосереднього виконання технологічних операцій.

Детально проаналізовано систему ідентифікації потенційних небезпечних і шкідливих виробничих факторів, властивих робочому середовищу даного профілю, а також обґрунтовано комплекс організаційних, технічних та інженерних заходів для їх нейтралізації. Особливу увагу приділено нормативним вимогам безпечного поводження з робочими агентами, екологічним аспектам утилізації промислових відходів, правилам пожежної безпеки, а також чітким алгоритмам дій персоналу з локалізації та ліквідації можливих аварійних ситуацій і техногенних ускладнень на об'єкті.

4.1 Аналіз потенційних небезпечних та шкідливих виробничих факторів при експлуатації колтубінгових установок

Проведення комплексних сервісних операцій із залученням колтубінгових установок на нафтогазових родовищах, що знаходяться на пізній стадії розробки, супроводжується наявністю широкого спектра небезпечних і шкідливих виробничих факторів. Специфіка робіт на КТУ полягає в тому, що всі технологічні процеси відбуваються безпосередньо під природним або штучно створеним гирловим тиском без попереднього глушіння пласта, що вимагає підвищеної уваги до забезпечення промислової безпеки персоналу та безперебійної роботи обладнання. Відповідно до чинних нормативних документів у сфері охорони праці, всі потенційні виробничі небезпеки на кущовому майданчику КТУ за характером свого впливу розподіляються на три основні групи: фізичні, хімічні та психофізіологічні.

До основних фізичних небезпечних факторів належить високий гідравлічний та газовий тиск усередині КГТ, нагнітальних маніфольдів, блоку гирлових превенторів та лубрикаторних секцій. Під час циркуляції робочих агентів або освоєння свердловини азотом тиск у системі може досягати десятків мегапаскалей. Будь-яке розгерметизування швидкокорозійних з'єднань, гирлового стріппера або руйнування стінки самої гнучкої труби внаслідок втоми металу чи абразивного зносу призводить до миттєвого аварійного викиду високошвидкісного струменя флюїду, що несе пряму загрозу життю обслуговочного персоналу.

Крім того, серйозну механічну небезпеку становлять рухомі та обертові елементи конструкції установки: важкі ланцюги інжектора, які здійснюють примусовий спуск і підйом труби, напрямна дуга, а також транспортний

барабан, який перебуває під постійним натягом при намотуванні довгомірної колони.

Іншим вагомим фізичним чинником шкідливості є підвищений рівень шуму та вібрації на робочих місцях. Основним джерелом звукового тиску є одночасна робота потужних дизельних двигунів шасі КТУ, силових гідравлічних станцій, насосних агрегатів високого тиску та компресорних установок для генерації азоту. Тривалий вплив низько- та середньочастотного шуму, що перевищує допустимі санітарні норми, призводить до швидкої втомлюваності операторів, зниження концентрації уваги та може викликати професійні захворювання органів слуху й нервової системи.

Також небезпеку становлять роботи на висоті під час монтажу інжектора та лубрикатора на фонтанну арматуру за допомогою допоміжних автокранів, де виникає ризик падіння елементів обладнання або травмування вишкомонтажників.

До хімічних шкідливих факторів належить постійний ризик загазованості повітря робочої зони майданчика. Оскільки ремонт виснаженого фонду виконується без глушіння, через гирлове герметизувальне обладнання можливі незначні дифузійні витoki природного газу (метану) та супутніх токсичних компонентів, таких як сірководень або вуглекислий газ. Особливу небезпеку становить сірководень, який навіть у малих концентраціях викликає гострі отруєння та здатний провокувати сульфідне розтріскування металу гнучкої труби під навантаженням [28].

Хімічна загроза також посилюється під час приготування та нагнітання агресивних технологічних рідин — концентрованих розчинів соляної і плавикової кислот, інгібіторів корозії та поверхнево-активних речовин, які при необережному поводженні або пошкодженні ліній нагнітання можуть викликати хімічні опіки шкіри та слизових оболонок дихальних шляхів персоналу.

Психофізіологічні фактори зумовлені високим емоційним та фізичним навантаженням на членів вахти КТУ. Робота в кабіні оператора та безпосередньо біля гирла свердловини вимагає безперервного моніторингу десятків параметрів (ваги на інжекторі, тиску в трубі та затруб'ї, швидкості спуску, геометрії намотування) в умовах обмеженого часу та затяжних технологічних циклів, що тривають без зупинки.

Фізичні перевантаження виникають при ручному перенесенні важких елементів маніфольдів, заміні ущільнювальних елементів стрипперів та ліквідації дрібних несправностей у похилій або важкодоступній зоні кушового майданчика при несприятливих кліматичних умовах.

Ідентифікація та чітке ранжування всіх зазначених небезпечних і шкідливих факторів є базовим інженерним кроком для подальшого розроблення

ефективних технічних засобів захисту та організаційних регламентів безпечного ведення робіт під тиском.

4.2 Технічні та організаційні заходи безпеки при монтажі КТУ і проведенні операцій під тиском

Для нейтралізації виявлених небезпечних і шкідливих виробничих факторів на майданчику свердловин впроваджується комплекс технічних та організаційних заходів. Оскільки всі операції виконуються на діючому фонді свердловин без зниження гирлового тиску, першочергове значення має забезпечення абсолютної герметичності та механічної міцності всього комплексу наземного й гирлового обладнання, а також чітка координація дій інженерно-технічного персоналу.

Організаційний етап безпеки розпочинається ще до початку монтажних робіт із проведення детального інструктажу вахти, перевірки працездатності засобів індивідуального захисту та огороження небезпечної зони радіусом не менше 25 м від гирла свердловини (а під час опресовування — не менше безпечної відстані, визначеної паспортом обладнання та планом робіт). Доступ сторонніх осіб у цю зону категорично забороняється. Усі спецмашини (колтубінговий підйомник, насосний агрегат, азотна станція, автоцистерни) розставляються на майданчику згідно зі спеціально затвердженою схемою з урахуванням напрямку панівних вітрів та обов'язково підключаються до контуру заземлення майданчика для запобігання виникненню іскріння від статичної електрики [13].

Технічний етап монтажу гирлового обладнання є найбільш відповідальною операцією. Блок противикидних превенторів та лубрикаторні секції піднімаються та встановлюються на фонтанну арматуру за допомогою допоміжного автокрана. При цьому конструкція, що монтується, має значну висоту, тому для запобігання її розгойдуванню або падінню під дією вітрових навантажень лубрикаторна вежа в обов'язковому порядку фіксується не менше ніж чотирма штурмовими розчалками (сталевими канатами), закріпленими до закладених ґрунтових анкерів.

Особлива увага приділяється співвісності: інжектор повинен бути відцентрований строго по вертикальній осі свердловини, щоб уникнути одностороннього стирання гнучкої труби об плашки превентора та герметизувальний стриппер під час її руху.

Після завершення збирання нагнітальних ліній маніфольдів та їх обов'язки з насосним блоком проводиться обов'язкове гідровипробування системи на міцність і герметичність. Маніфольди пресуються водою або іншою негорючою технологічною рідиною на тиск, який у 1,25 або 1,5 рази (залежно від робочого

тиску та вимог щодо проведення робіт) перевищує максимальний очікуваний робочий тиск під час операції, з витримкою часу не менше 10–15 хвилин на міцність та наступним зниженням до робочого для перевірки на герметичність. При цьому персонал видаляється у безпечну зону (кабіну оператора КТУ). Результати пресування вважаються позитивними, якщо впродовж випробування не зафіксовано падіння тиску по манометру та немає візуальних ознак пропусків у замкових з'єднаннях.

Безпосередньо під час проведення операцій (чищення вибою, хімічних обробок чи освоєння) контроль за безпекою процесу покладається на автоматизовані системи керування КТУ. Датчики безперервно фіксують три ключові параметри: внутрішньосвердловинний тиск, швидкість руху гнучкої труби та осьове зусилля (вагу на інжекторі).

Для запобігання аварійним ситуаціям в електронній системі виставляються граничні блоки (уставки): при досягненні 80 % від допустимої межі міцності труби на розтяг або стиск, рух інжектора автоматично блокується.

Швидкість спуску гнучкої труби в інтервалі фонтанної арматури та діючих пускових муфт не повинна перевищувати 0,25 м/с для виключення механічних ударів, тоді як у відкритому стовбурі допускається рух зі швидкістю до 0,5–0,9 м/с під постійним контролем показників гирлового вагоміра.

4.3 Техніка безпеки та охорона навколишнього середовища при поводженні з хімічними реагентами, азотом і відходами виробництва

Проведення хімічних обробок привибійної зони пласта, розчинення соляних пробок та азотного освоєння свердловин за допомогою колтбінгових установок вимагає суворого дотримання правил безпеки при роботі з агресивними, кріогенними речовинами та газами під високим тиском. Водночас екологічна специфіка нафтогазового сервісу на пізній стадії розробки родовищ зобов'язує повністю мінімізувати антропогенний вплив на навколишнє середовище, захистити родючі ґрунти та підземні водоносні горизонти від хімічного забруднення.

Організація безпеки при використанні хімічних реагентів (переважно розчинів соляної і плавикової кислот, інгібіторів та поверхнево-активних речовин) починається на етапі їх приготування. Весь персонал, залучений до замішування та нагнітання кислотних композицій, в обов'язковому порядку забезпечується засобами індивідуального захисту спеціального призначення.

До них належать кислотостійкі костюми, прогумовані фартухи, захисні герметичні окуляри, спеціальне взуття та прогумовані рукавиці з подовженими

манжетами. Для захисту органів дихання від їдких парів та газів працівники повинні використовувати промислові протигази з коробками відповідної марки.

Нагнітальні лінії від кислотоза до КТУ маркуються попереджувальними знаками, а в місцях швидкокороз'ємних та фланцевих з'єднань встановлюються піддони.

У разі потрапляння кислоти на шкіру її негайно промивають великою кількістю води та нейтралізують 1 % розчином питної соди. При потраплянні кислоти в очі їх слід негайно і тривало промивати виключно чистою проточною водою або спеціальним нейтралізуючим офтальмологічним розчином, без використання лужних агентів, для чого на майданчику завжди облаштовується стаціонарний або мобільний пост першої допомоги.

Окрему небезпеку становить використання рідкого та стисненого азоту під час азотного освоєння та створення газованих систем. Температура рідкого азоту у криогенних ємностях становить -196°C , що створює високий ризик миттєвого термічного обмороження при контакті зі шкірою. Робота з криогенними шлангами та газифікаторами дозволяється лише у сухих суконних або шкіряних рукавицях (верхонках).

При газифікації азоту та його нагнітанні в гнучку трубу оператор повинен стежити за температурним режимом: потрапляння рідкої фази азоту у внутрішню порожнину гнучкої труби колтубінгу категорично забороняється, оскільки екстремальне охолодження призводить до виникнення крихкості сталі та руйнуванню колони під тиском.

Екологічні вимоги до проведення колтубінгових операцій є іноді суворішими, ніж при традиційному ремонті, оскільки робота ведеться на діючій свердловині під тиском. Головною екологічною перевагою гнучких труб є закритий цикл циркуляції, що мінімізує викиди в атмосферу. Проте для захисту ґрунтового покриву майданчика під усіма можливими джерелами витоків (насосними блоками, фланцевими з'єднаннями маніфольдів та барабаном КТУ) встановлюються спеціальні знімні металеві або пластикові піддони для збору технологічних крапель. Земляне полотно навколо гирла свердловини застигається міцною гідроізоляційною полімерною плівкою.

Критично важливим аспектом екологічної безпеки є правильне поводження з хімічними відходами, продуктами реакції та вимитим зі свердловини шламом. При використанні КТУ категорично забороняється скидання відпрацьованих кислотних розчинів та шкідливих флюїдів у відкриті земляні амбари чи на рельєф місцевості. Усі зворотні продукти промивки, газовані суміші та забруднена пластова вода спрямовуються по герметичному маніфольду виключно у закриті мірні сталеві місткості (блок ємностей циркуляційної системи).

Після завершення робіт відпрацьовані хімічні розчини піддаються нейтралізації безпосередньо на майданчику за допомогою лужних агентів (вапна) до досягнення нейтрального рівня кислотності, після чого токсичний шлам та нейтралізовані відходи відкачуються у спеціалізовані автоцистерни і вивозяться на полігони утилізації або спеціальні заводи промислової переробки, що повністю виключає локальне забруднення та інфільтрацію нейтралізованих залишків в екосистеми родовища [29].

4.4 Пожежна безпека на майданчику свердловини та заходи ліквідації аварійних ситуацій

Забезпечення протипожежного режиму та розробка чіткого алгоритму дій персоналу при виникненні газонафтопроявів є фінальним і найважливішим елементом системи безпеки при експлуатації колтюрбінгових установок. Майданчики свердловин нафтогазових родовищ належать до категорій підвищеної пожежовибухонебезпечності через постійну присутність горючих газів та легких фракцій вуглеводнів, що вимагає впровадження превентивних технічних засобів захисту та високої готовності вахти до ліквідації можливих аварійних ситуацій.

Пожежна безпека на об'єкті досягається за рахунок правильного розставлення техніки з урахуванням безпечних відстаней, виключення джерел відкритого вогню та оснащення майданчика первинними засобами пожежогасіння.

Усі вихлопні системи дизельних двигунів колтюрбінгового підйомника, насосних та компресорних агрегатів в обов'язковому порядку обладнуються сертифікованими іскрогасниками [30].

У зоні проведення робіт встановлюються автоматичні датчики-сигналізатори довибухових концентрацій газу, які при досягненні 20 % від нижньої межі поширення полум'я (вибуховості) метану подають світловий і звуковий сигнали в кабінку оператора для негайної зупинки технологічного процесу та знеструмлення джерел можливого запалювання [30].

По периметру майданчика розставляються пости з порошковими та вуглекислотними вогнегасниками, ящиками з піском та протипожежними кошами, а персонал проходить регулярні тренування з локалізації первинних осередків займання [29].

Найбільш небезпечною технологічною аварією під час роботи КТУ є раптове виникнення газонафтоводного прояву або механічний розрив гнучкої труби на поверхні, коли пластовий флюїд під високим тиском починає неконтрольовано вириватися в атмосферу. Головним технічним бар'єром для ліквідації таких ситуацій є блок противикидних превенторів, який монтується

на фонтанну арматуру. У разі втрати герметичності гирла оператор колтюбінгової установки за допомогою гідравлічного пульта керування активує плашки превентора, дії яких чітко регламентовані залежно від складності аварії.

Алгоритм ліквідації флюїдопрояву складається з покрокового закриття елементів превенторного блоку. Спочатку активуються трубні плашки, які герметично охоплюють тіло гнучкої труби, зупиняючи потік газу по затрубному простору та утримуючі (сухарикові) плашки для надійної фіксації колони гнучких труб.

Якщо аварійний витік відбувається через внутрішню порожнину гнучкої труби (наприклад, при відмові зворотних клапанів), і створюється безпосередня загроза для персоналу та обладнання, та ризик масштабного відкритого фонтанування або пожежі, задіюються спеціальні трубно-зрізні або комбіновані плашки. Потужні гідравлічні ножі повністю перерізають довгомірну гнучку трубу під тиском, після чого глухі плашки (або зрізно-глухі в одному сегменті) герметично перекривають повний переріз гирла свердловини, повністю ізолюючи пласт від навколишнього середовища.

Після механічного перекриття гирла та стабілізації тиску вахта КТУ спільно зі службою з ліквідації відкритих нафтових і газових фонтанів переходить до виконання заходів із глушіння свердловини. Через спеціальні бокові відводи превентора (лінії глушіння маніфольда) насосним агрегатом високого тиску здійснюється нагнітання спеціального важкого розчину для створення гідростатичного тиску, який перевищує пластовий. Одночасно з цим уся нафтогазова сервісна техніка на майданчику глушиться, знеструмлюється, а персонал видаляється на безпечну відстань з навітряного боку до повної ліквідації наслідків аварії.

Чітке знання цього інженерного алгоритму та миттєве спрацювання противикидної автоматики КТУ дозволяють запобігти переростанню технологічного ускладнення у масштабну екологічну та техногенну катастрофу.

Загальні висновки

У кваліфікаційній роботі на основі проведених досліджень вирішене актуальне питання підвищення ефективності та безпеки експлуатації свердловинного фонду на пізній стадії розробки нафтогазових родовищ з використанням колтюрінгових технологій без глушіння свердловин, а також надано їх комплексне технологічне обґрунтування.

Сучасний стан світових покладів характеризується падінням пластового тиску, прогресуючим обводненням, утворенням піщано-рідинних пробок та асфальтосмолопарафінових відкладень, що призводить до масового самоглушіння свердловин.

У цих умовах класичні методи підземного ремонту стають малоефективними через застосування глушіння важкими розчинами, що призводить до інтенсивної кольматації пор і капілярів та, відповідно, до зниження проникності привибійної зони, тривалого освоєння й часто безповоротних втрат продуктивності пластів.

В той же час залучення колтюрінгових технологій є технологічно виправданим інженерним рішенням для відновлення і стабілізації видобутку вуглеводнів із виснажених пластів без їх глушіння. Головною перевагою впровадження колтюрінгових технологій на виснажених покладах є можливість проведення робіт під природним пластовим тиском, що виключає необхідність закачування важких розчинів глушіння. Це запобігає поглинанню рідини пластом та незворотній кольматації порового простору, зберігаючи природні колекторські властивості привибійної зони.

У проекті всебічно розглянуто технологічні процеси сервісних операцій, які реалізуються із застосуванням колони гнучких труб без зупинки чи глушіння свердловини. Завдяки колтюрінговим технологіям є можливість виконання технологічних операцій з очищення стовбура і вибою свердловини від піщано-глинистих пробок та АСПВ, застосування хімічних методів з інтенсифікації припливу, проведення азотного освоєння, спеціальних внутрішньосвердловинних робіт, буріння бічних стовбурів, використання гнучких труб як ліфтової колони постійної експлуатації та інших операцій.

Крім того, швидке розгортання комплексів, відсутність тривалих операцій з нарощування окремих свічок НКТ та герметичність усіх процесів забезпечують високу швидкість виконання сервісних рейсів, високий рівень екологічної безпеки і дозволяють оперативно вирішувати складні свердловинні завдання на значних глибинах. Колтюрінгові технології також демонструють вищу техніко-економічну ефективність за рахунок скорочення часу на підготовчі роботи та безпосереднє виконання технологічних операцій.

У межах роботи було детально розібрано класифікацію, функціональне призначення та конструктивні особливості сучасного наземного й гирлового обладнання колтюбінгових комплексів. Розглянуто технічні характеристики, будову і принципи роботи колтюбінгово обладнання, в тому числі довгомірних гнучких труб, барабана, інжектора, противикидного обладнання, гирлових герметизаторів, обв'язки та інше.

Окремо опрацьовано інженерний регламент вишкомонтажних робіт, правила обв'язки маніфольдів високого тиску, герметизації гирла свердловини та її гідровипробування, центрування обладнання по вертикальній осі свердловини, що забезпечує надійність усієї системи під час тривалих циклічних навантажень.

Проведені інженерно-технологічні розрахунки підтвердили високу ефективність та надійність запропонованих рішень. Гідродинамічне моделювання ліфтових систем на основі моделі Тернера довело, що звуження прохідного перерізу шляхом спуску гнучкої колони меншого діаметра (31,8 мм) збільшує фактичну швидкість висхідного потоку газу з 3,94 м/с до 22,41 м/с. Це гарантує стабільне та безперервне винесення краплинної рідини на поверхню й повністю ліквідує проблему самоглушіння виснаженої свердловини.

Перевірка гнучкої труби на міцність показала, що її статична вага у рідині на глибині 3000 м становить 52,7 кН, що залишає понад 55 % безпечного запасу міцності й дозволяє оператору у разі ускладнень створювати додаткове зусилля натяжки на інжекторі величиною до 6,47 т.

Гідравлічний розрахунок нагнітальної лінії за формулою Дарсі-Вейсбаха з урахуванням геометрії намотування труби на барабан визначив сумарні втрати тиску на тертя на рівні 11,21 МПа при темпі закачування 1,5 л/с, що повністю відповідає робочим характеристикам поверхневих насосних агрегатів.

Економічний аналіз проекту, виконаний у контексті сучасного нафтогазового сервісу України, продемонстрував беззаперечну фінансову перевагу використання колтюбінгу над класичними підйомними верстатами. Попри вищу добову середню вартість оренди КТУ (370 тис. грн проти 160 тис. грн для традиційних агрегатів), за рахунок скорочення тривалості операції з 12 до 3 діб прямі витрати на оплату послуг знижуються на 810 000 грн.

Головний комерційний ефект досягається завдяки мінімізації часу простою свердловини: втрати від недоотриманого газу за комерційною ціною 23 000 грн за 1000 м³ зменшуються на 3 105 000 грн. Чистий економічний ефект від реалізації лише однієї операції становить 3 915 000 грн, що доводить надзвичайно високу рентабельність та швидку окупність інженерного рішення.

У розділі охорони праці сформовано цілісну систему захисту персоналу та екосистеми кущового майданчика.

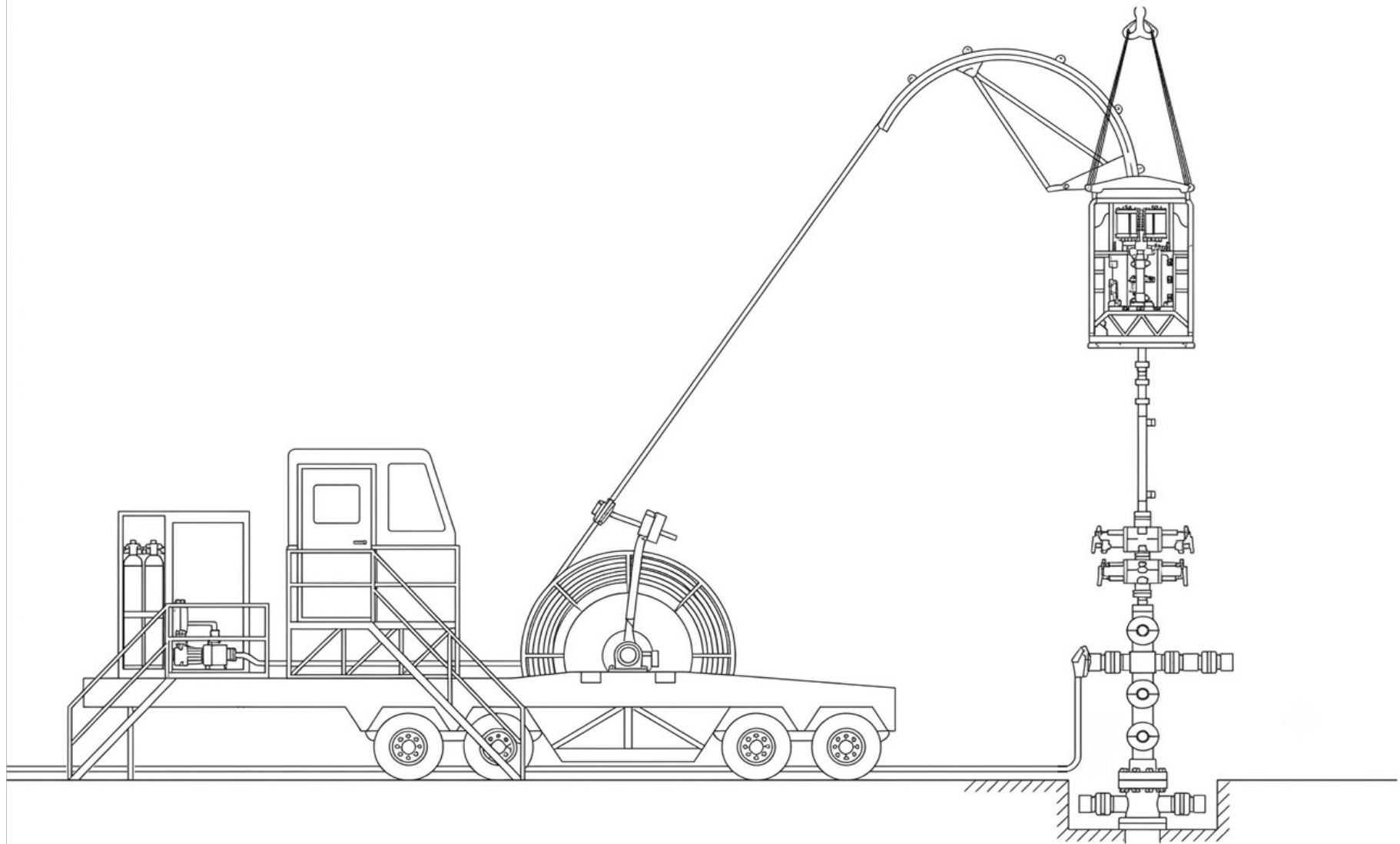
В роботі детально проаналізовані потенційні небезпечні та шкідливі виробничі фактори при роботі на майданчику свердловини, до яких відносяться фізичні, хімічні та психофізіологічні чинники.

Розглянуто технічні та організаційні заходи безпеки під час монтажу обладнання й проведення колтюрінгових операцій під тиском, які включають технічні моменти з правил монтажу, центрування і гідровипробування обладнання, заходи з контролю під час проведення свердловинних операцій, а також організаційні моменти щодо інструктажу персоналу, огороження небезпечної зони, заземлення обладнання, використання засобів індивідуального захисту при поводженні з кріогенним азотом та агресивними хімічними реагентами, тощо.

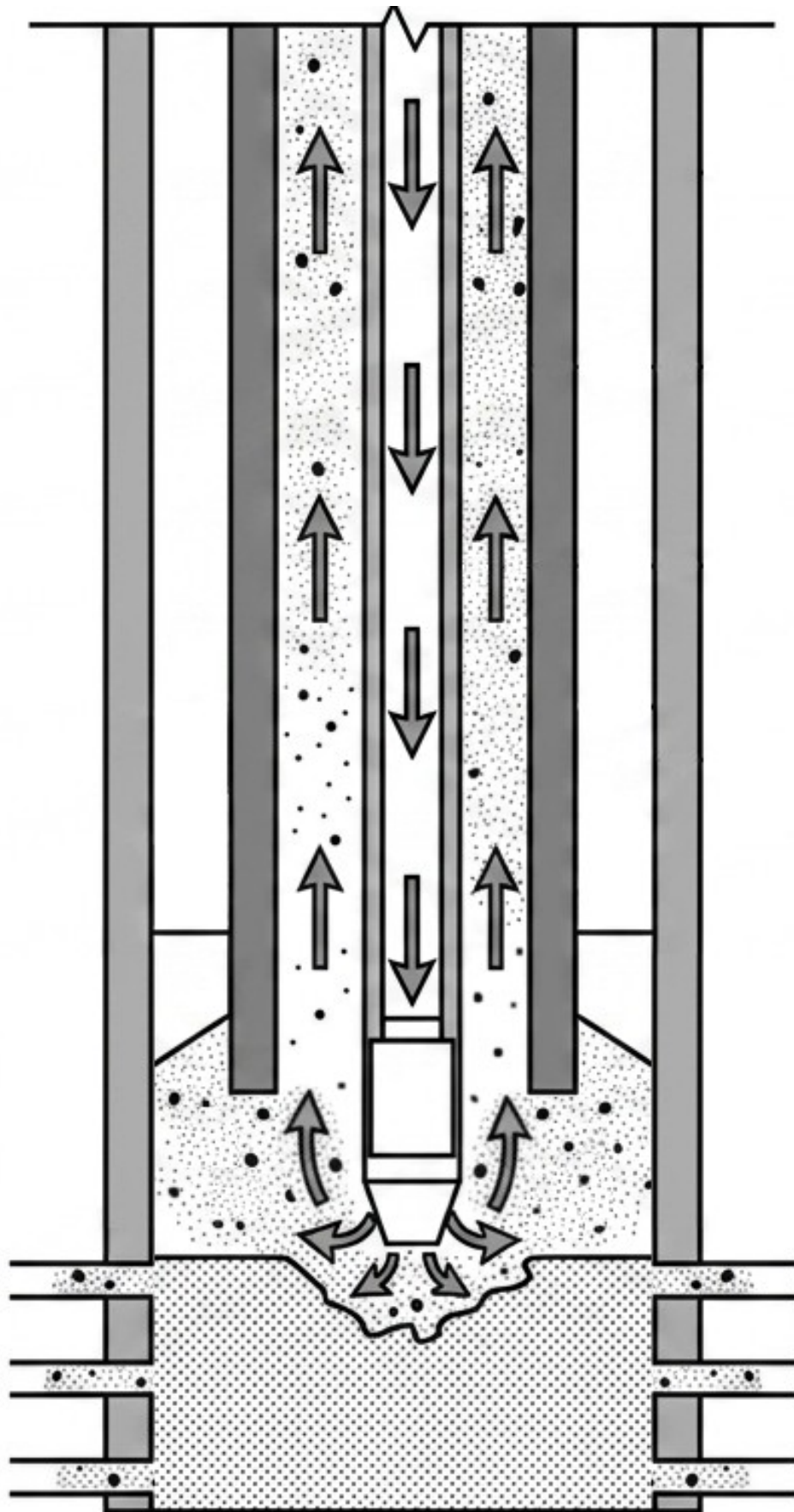
Екологічний моніторинг операцій забезпечується впровадженням закритого циклу циркуляції, збору відпрацьованих хімреагентів та вимитого шламу в герметичні місткості з подальшою їх нейтралізацією і вивезенням на утилізацію, що нівелює антропогенне навантаження на довкілля.

Також розглянуто заходи з пожежної безпеки на майданчику і з ліквідації аварійних ситуацій, в тому числі покроковий алгоритм дій вахти та активації плашок блоку противикидних превенторів у разі виникнення раптових газонафтоводяних проявів або розриву труби, що дозволяє запобігти переростанню технологічного ускладнення у масштабну екологічну та техногенну катастрофу.

Отже, виконана робота містить усі головні розділи для практичного застосування колтюрінгових технологій та демонструє їх високу ефективність при експлуатації свердловинного фонду на пізній стадії розробки родовищ.



Кваліфікаційна робота					Технологічне обґрунтування процесів інтенсифікації видобутку та ремонту свердловин із використанням колтюбінгових установок на виснажених родовищах								
Кафедра ННіТ					Схема розташування обладнання колтюбінгової установки на гирлі свердловини				Літ.		Маса	Масштаб	
Група ННіТ 2022-2													Умовний 1:75
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					Аркуш №1		Аркушів 2		
Розроб.		Сетежев Ю.В.		08.06.26					ХНУМГ ім. О. М. Бекетова				
Перев.		Редько І.О.		09.06.26									



Кваліфікаційна робота					Технологічне обґрунтування процесів інтенсифікації видобутку та ремонту свердловин із використанням колтубінгових установок на виснажених родовищах								
Кафедра НІІТ					Схема промивання піщаної пробки гнучкою трубою				Літ.		Маса	Масштаб	
Група НІІТ 2022-2													Умовний 1:2
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					Аркуш №2		Аркушів 2		
Розроб.		Сетежев Ю.В.		09.06.26					ХНУМГ ім. О. М. Бекетова				
Перев.		Редько І.О.		09.06.26									

Список використаних джерел

1. Воловецький В.Б. Розроблення методів і заходів підвищення гідравлічної ефективності трубопроводів систем збирання газу виснажених родовищ. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису, – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2023. – 230 с. — УДК 622.691.4.

2. Дорошенко В. М., Тітлов О. С. Аналіз напрямків удосконалення систем розробки нафтових родовищ на пізній стадії, – 9 с. — УДК 622.276.

3. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Технологія видобування нафти. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «ХПІ», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2022. – 308 с. — ISBN 978-966-418-296-3.

4. Орловський В. М., Білецький В. С., Сіренко В. І. Технологія видобування газу і газового конденсату. Редакція «Гірничої енциклопедії», Полтава: НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2023. – 359 с. — ISBN 978–966–418–412–7.

5. Р. М. Кондрат, Н. С. Дремлюх, Л. І. Матіїшин. Розроблення складу тампонажного розчину для кріплення слабкозцементованих порід у привибійній зоні пласта, Івано-Франківськ, 2024. – 9 с. — УДК 622.276.054.

6. В. П. Червінський, Р. Ю. Мельник, Аширов Байрамгельди. Основні можливості застосування колтюрінгової техніки. Науково-технічний збірник, Харків: Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2017. – 7 с. — ISSN 2518-1955.

7. Колтюрінг [Електрон. Ресурс] / Білецький В.С. (19 травня 2026) : Вікіпедія — Режим доступу: <https://w.wiki/Nx8B>.

8. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Бурове і технологічне обладнання. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «ХПІ», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2021. – 358 с. — ISBN 978-617-7519-56-9.

9. Орловський В. М., Білецький В. С., Сіренко В. І. Нафтогазовилучення з важкодоступних і виснажених пластів. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «Харківський політехнічний інститут», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2023. – 312 с. — ISBN 978 – 966 – 418 – 362 – 5.

10. Кофанов М. С. Підвищення технологічної ефективності операцій з підземного ремонту свердловин. – Кваліфікаційна робота освітньо-кваліфікаційного рівня «магістр», – Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, Харків, 2025. – 80 с.
11. Joe Lima, John Lovell, Scott Tinkham, Kean Zemlak. Coiled Tubing: The Next Generation – Oilfield Review. Sugar Land, Texas, USA, 2004. – pp. 20.
12. Н.Г. Шевченко, В.В. Калюжний, В.С. Андрієвська. Чисельне моделювання течії технологічної рідини у трубах колтубінгової установки. Вісник Національного технічного університету "ХПІ": Гідравлічні машини та гідравлічні агрегати, Харків, 2023. – 6 с. — УДК 665.7.
13. Навчальний посібник навчальної дисципліни «Фонтанна та газова безпека в нафтогазовій галузі» / Катеринчук П.О., Мінчукова Н.Ф., Римчук Д.В., Цибулько С.В. - Х: «ПЛАНЕТА-ПРИНТ». Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків, 2022. – 646 с. — ISBN 978-617-7897-99-5.
14. CTES, LP. Coiled tubing manual. Rev. 72005-A / Texas, 2005. – pp. 934.
15. Д.В. Римчук, В.В. Пономаренко. Технологія гідропіскоструминної перфорації у свердловинах з аномально високими пластовими тисками з використанням гнучких насосно-компресорних труб. Вісник Національного технічного університету "ХПІ": Гідравлічні машини та гідравлічні агрегати, Харків, 2019. – 5 с. — УДК 622.245.7.
16. Д.В. Римчук. Удосконалення гідропіскоструминних технологій та інструменту для капітального ремонту свердловин. Вісник Національного технічного університету "ХПІ": Гідравлічні машини та гідравлічні агрегати, Харків, 2016. – 5 с. — УДК 622.245.7.
17. Фем'як Я. М., Витязь О. Ю., Фем'як В. Я., Федик О. М. Технологія розвитку свердловин використання моторних інсталяцій труб. Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2019. – 4 с.
18. Основні тенденції розвитку нафтогазової галузі – 2024: збірник матеріалів Круглого столу (16 груд. 2024 р., Полтава). – Полтава: Національний університет імені Юрія Кондратюка, 2025. – 87 с.
19. О. В. Лотонова, Л. К. Лістовщик. Аналіз методів боротьби з парафіновими відкладеннями при видобутку вуглеводнів та запобігання подальшого їх утворення на стінках нафтової свердловини. Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» – 9 с. — УДК 622.276.

20. Magomed M. Shirinov, Vadim O. Bogopolsky, Modern tools for rock destruction used in oil and gas wells drilling. Nafta-Gaz 2025, no. 8, pp. 529.
21. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: НТУ «ДП», 2020. – 166 с. — ISBN 978-966-350-742-2.
22. Yunxu Zhou / Theoretical and experimental studies of power-law fluid flow in coiled tubing. Dissertation – University of Oklahoma, Oklahoma, 2006. – pp. 270.
23. Вирвінський П.П., Хоменко В.Л. Ремонт свердловин: Навчальний посібник. – Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2003. – 219 с. — ISBN № 966-8271-46-7.
24. Р. М. Кондрат, М. І. Щепанський, Л. І. Хайдарова. Дослідження впливу забруднення приви́бійної зони пласта і параметрів перфораційних каналів на продуктивність газових свердловин. Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу: Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, Івано-Франківськ, 2020. – 10 с. — УДК 622.279.5.
25. Ю.Л. Винников / Основи буріння свердловин: конспект лекцій спеціальності 103 Науки про Землю. Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2021. – 120 с.
26. Є. М. Ставичний, Д. Ю. Агафонов, А. О. Пошивак та ін. Горизонтальні свердловини — досвід буріння та перспективи для нарощування видобування нафти на родовищах України. Виробничий досвід: розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, Івано-Франківськ, 2022. – 16 с. — УДК 622.24.
27. Пащенко О.А. Конспект лекцій навчальної дисципліни «Нафтогазове обладнання». НТУ «ДП», Дніпро, 2021. – 165 с.
28. Фонтанна та газова безпека в нафтогазовій галузі: навчальний посібник для студентів другого (магістерського) рівня підготовки спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології / Є. П. Редька, К. С. Рєзва, Д. В. Римчук, Тульська А. Г., Хрущов Д. Ю. – Харків: НТУ «ХП», 2024. – 276 с. — УДК 622.32.
29. Звіт з оцінки впливу на довкілля планової діяльності АТ «Укргазвидобування». Реєстраційний номер справи : 20233110421, Одеса, 2023. – 682 с.
30. Про затвердження Правил безпеки в нафтогазодобувній промисловості / Міністерство економіки України (27.04.2023) №2610 : Мін'юст України від 02.06.2023 № 928/39984. – 159 с.