

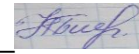
Міністерство освіти і науки України  
Харківський національний університет міського господарства  
імені О. М. Бекетова  
Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної  
інфраструктури  
Кафедра Нафтогазової інженерії і технологій

**Пояснювальна записка**  
**до кваліфікаційної роботи**  
**освітньо-кваліфікаційного рівня «магістр»**

на тему: *«Ефективне використання колтюбінга в технологічних процесах експлуатації родовищ»*

**Виконав:** студент 4 курсу групи НІТ2022-2 спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології, освітньої програми «Нафтогазова інженерія та технології»

**Нащочич Назар Васильович**



(підпис)

**Керівник: доц. Ткаченко Р.Б.**



**Рецензент доц. Ромашко О.В.**



(прізвище та ініціали)

**м. Харків – 2026 р.**

**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.






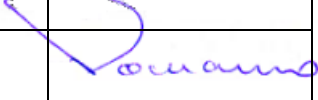
« 25 » травня 2026 р.

## **З А В Д А Н Н Я**

**на кваліфікаційну роботу бакалавра Нащочича Назара Васильовича**

- Тема роботи:** «Ефективне використання колтюбінга в технологічних процесах експлуатації родовищ».  
керівник роботи: доц. Ткаченко Р.Б.,  
затверджені наказом по університету від «22» травня 2026 р. №440-03.
- Строк подання студентом закінченої роботи 15 червня 2026 р.
- Вихідні дані до роботи: відомості про систему газосховища, енергоспоживання, нормативні документи, значення вхідних і вихідних параметрів, технологічні схеми, характеристика режиму роботи, перелік і характеристика технологічного обладнання, характеристики обладнання
- Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік підлягаючих розробці питань):  
Актуальність технології, об'єкт і предмет дослідження, мета та завдання  
Геолого-фізична характеристика родовища: Опис пластів, колекторських властивостей та поточного стану розробки.  
Літературний огляд: Історія розвитку колтюбінгу, огляд сучасного обладнання (колтюбінгові установки, вибійні двигуни) та світовий досвід  
Аналіз проблем надійності енергопостачання  
Технологічна частина (Спеціальна частина): Розрахунки параметрів проведення операцій (наприклад, вибір рідини для промивки, розрахунок необхідного тиску).  
Економічний розділ: Оцінка економічної ефективності застосування колтюбінгу порівняно з капітальним ремонтом із глушінням.  
Охорона праці та екологія: Безпека під час роботи з установкою та екологічні переваги технології.
- Перелік графічного матеріалу (з точним визначенням обов'язкових креслень):  
Модель енергопостачання газосховища з використанням ВДЕ

Консультанти розділів роботи:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Охорона праці і безпека в надзвичайних ситуаціях	проф. Абракітов В.Е.		
Нормоконтроль	доц. Ромашко О.В.		

6. Дата видачі завдання 28 травня 2026 р.

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	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	26.05.2026
3.	Пошук та збір інформації за темою	25.05-10.06.26	
4.	Написання розділу Геолого-промислової характеристика об'єкта дослідження	26.05-29.05.26	
5.	Написання розділу Теоретичні основи та технічне забезпечення колтюбінгу	29.05-01.06.26	
6.	Технологічні рішення при експлуатації свердловин із застосуванням гнучких труб	01.06-03.06.26	
7.	Розрахунково-практична частина	03.06-05.06.26	
8.	Економічна ефективність проектних рішень	06.06-09.06.26	
9.	Визначення терміну окупності та ефективності інвестицій	09.06-10.06.26	
10.	Оформлення пояснювальної записки	10.06-11.06.26	
11.	Перевірка та редагування роботи	11.06-12.06.26	
12.	Визначення шкідливих факторів на об'єкті	12.06.2026	
13.	Розробка заходів по охороні праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях	12.06-13.06.26	
14.	Виконання графічної частини роботи	01.06-13.06.26	
15.	Попередній захист кваліфікаційної роботи	15.06.2026	
16.	Рецензування кваліфікаційної роботи	15.06 – 16.06.2026	
17.	<b>Здача закінченої кваліфікаційної роботи в ДЕК</b>	<b>17.06.2026</b>	

Здобувач



( Нащочич Н.В.)

(підпис)

Керівник роботи



( Ткаченко Р.Б. )

(підпис)

## ВСТУП

Сучасний стан нафтогазової галузі характеризується переходом більшості родовищ на пізню стадію розробки. Це супроводжується зниженням пластового тиску, обводненням продукції та накопиченням на вибої піщаних і гідратних пробок. Традиційні методи ремонту із залученням важких підйомних установок вимагають глушіння свердловини, що часто призводить до незворотного погіршення проникності пласта. Технологія колтюбінгу (Coiled Tubing) є найбільш ефективним рішенням цих проблем, оскільки дозволяє проводити роботи без зупинки видобутку.

Колтюбінг базується на використанні безперервної сталеві труби, яка намотана на барабанта виготовляється зі спеціальних марок сталі, має високу втомну міцність. Діаметр варіюється від 19 до 114 мм. Ключовий вузол, що забезпечує заштовхування труби в свердловину під тиском та її підйом – інжектор.

Барабан обладнаний гідравлічним приводом та вертлюгом для прокачування рідин під час обертання.

Система протифонтанного обладнання превенторна збірка та герметизатор (стрипер), що дозволяють безпечно працювати при відкритому гирлі

Розрахунок колтюбінгу (гнучкої безперервної труби) передбачає визначення напружено-деформованого стану колони, її осьових навантажень, тисків та гідравлічних втрат для безпечного проведення операцій (кислотні обробки, промивання вибою, ГРП, буріння) у нафтових і газових свердловинах.

Використання колтюбінгу значно розширює технологічні операції при експлуатації родовищ складаються та можливості оператора.

Найбільш розповсюдженою операцією є промивка вибою. Завдяки безперервній циркуляції через гнучку трубу ефективно видаляються піщані пробки, пропант після ГРП або сольові відкладення.

Також поширеною технологією можна вважати освоєння свердловин азотом, коли використання колтюбінгу разом з азотно-компресорною установкою

дозволяє плавно знижувати рівень рідини в свердловині, створюючи депресію на пласт для виклику припливу.

Інтенсифікацію припливу забезпечує точкова подача кислотних сумішей безпосередньо в зону перфорації дозволяє очистити привибійну зону (ПЗП) без впливу агресивних речовин на експлуатаційну колону.

Установки колтюбінгу застосовують також при геофізичних дослідженнях. Колтюбінг виступає «транспорт» для приладів у горизонтальних свердловинах, де звичайний кабель не здатний просунути обладнання під власною вагою.

Також до переваг технології варто віднести збереження властивостей пласта, а саме відсутність потреби у глушінні свердловини важкими розчинами, що запобігає забрудненню колектора.

Про економія часу слід зазначити, що процес спуско-підйомних операцій (СПО) відбувається у 3–4 рази швидше, ніж при використанні збірних НКТ.

Не зважаючи на військові дії в нашій країні екологічність не треба забувати, хоча й складно говорити про екологію дивлячись на загрозу вражаючих екологічних наслідків від скажених сусідів. Закритий цикл циркуляції та компактність установки мінімізують ризик розливів нафтопродуктів та пошкодження ґрунту.

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	4
РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВА ХАРАКТЕРИСТИКА	
ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ.....	6
1.1. Загальні відомості про родовище та район робіт.....	6
1.2. Геологічна будова та літолого-стратиграфічна характеристика розрізу.....	9
1.3 Проблематика експлуатації.....	12
1.4. Фізико-гідродинамічна характеристика продуктивних пластів .....	13
1.5 Склад і властивості пластового флюїду.....	14
РОЗДІЛ 2. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ТА ТЕХНІЧНЕ	
ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ КОЛТЮБІНГУ .....	16
2.1. Аналіз сучасного стану технологій ремонту свердловин без зупинки видобутку.....	16
2.2. Характеристика колтюрбінгової установки.....	19
2.3. Характеристика гнучкої труби .....	20
2.4. Протифонтанне обладнання.....	24
РОЗДІЛ 3. ТЕХНОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ НА	
МАЧУХСЬКОМУ РОДОВИЩІ .....	28
3.1. Підготовчі роботи та монтаж установки .....	28
3.2. Технологія промивки піщано-конденсатної пробки .....	32
3.3. Технологія селективної кислотної обробки.....	34
3.4. Виконання ловильних та ремонтно-ізоляційних робіт за допомогою колтюрбінгу.....	35
РОЗДІЛ 4. РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА.....	
4.1. Гідравлічний розрахунок промивки .....	40
4.2. Розрахунок на міцність.....	41
4.3. Розрахунок критичного тиску змінання .....	42
4.4. Розрахунок часу циклу промивки .....	43
4.5. Розрахунок об'єму азоту для освоєння.....	43

4.6. Розрахунок допустимої швидкості спуску ГТ з урахуванням витіснення рідини.....	44	
4.7. Розрахунок зусилля заштовхування.....	45	
4.8. Розрахунок граничного тиску всередині ГТ .....	46	
4.9. Розрахунок втоми металу ГТ.....	47	
4.10. Вибір діаметра насадки.....	47	
<b>РОЗДІЛ 5. ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ</b>		
<b>ПРОЕКТНИХ РІШЕНЬ.....</b>	<b>48</b>	
5.1. Методика розрахунку витрат .....	48	
5.2. Порівняльний варіантів.....	49	
5.3. Розрахунок економічного ефекту від збереження видобутку .....	49	
5.4. Переваги вітчизняного обладнання Fidelis .....	51	
<b>РОЗДІЛ 6. ОХОРОНА ПРАЦІ .....</b>		<b>52</b>
6.1. Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів .....	52	
6.2. Заходи з безпечної експлуатації колтюбінгової установки.....	53	
6.3. Техніка безпеки при роботі з азотом та кислотами.....	53	
6.4. Охорона навколишнього середовища.....	54	
6.5. Розрахунок радіуса небезпечної зони при можливому розриві нагнітальної лінії.....	54	
6.6 Розрахунок об'єму азоту, що створює небезпеку.....	55	
6.7 Розрахунок освітленості робочого майданчика.....	56	
<b>ВИСНОВКИ.....</b>	<b>33</b>	
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....</b>	<b>34</b>	

## РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВА ХАРАКТЕРИСТИКА РОДОВИЩА

### 1.1. Загальні відомості про родовище

Мачухське газоконденсатне родовище розташоване в Полтавському районі Полтавської області, в межах центральної частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Родовище було відкрите у 1980-х роках і на сьогодні є одним з ключових об'єктів газовидобутку регіону. За адміністративним поділом район робіт має розвинену інфраструктуру, що дозволяє оперативно доставляти важку техніку, зокрема колтубінгові установки.

Розташування: Полтавська область, 8 км від міста Полтава.

Геологічний регіон: Південна приосьова зона Дніпровсько-Донецької западини.

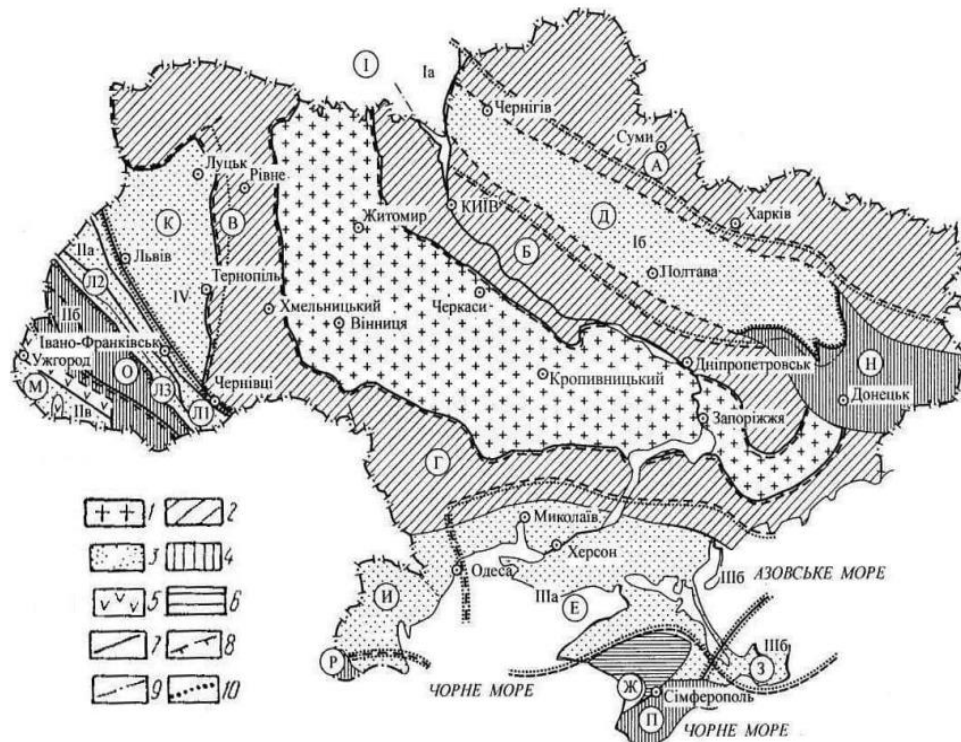


Рис. 1.1. Схема поширення нафтогазоносних провінцій і областей на території України:

1 – Український щит (УЩ); 2 – схили (великі букви в кружечках): А – південно-західний схил Воронезького масиву, Б – північно-східний УЩ, В – західний і південно-західний УЩ, Г – південний УЩ; 3 – грабени, прогини і западини (великі букви в кружечках): Д – Дніпровський грабен, Е – Причорноморська западина, Ж – Альмінська западина, З – Індоло-Кубанський прогин, И – Переддобруджинський прогин, І – Прип'ятська западина, К – Львівський прогин, Л – Передкарпатський прогин (ЛІ – Зовнішня Більче-Волицька зона, Л2 – Самбірська зона, Л3 – Внутрішня Бориславсько-Покутська зона), М – Закарпатський прогин; 4 – складчасті області (великі букви в кружечках): Н – Донецького басейну, О – Карпатська, П – Кримська, Р – Добруджанська; 5 – ефузиви Вігорлат-Гутиської гряди; 6 – Новоселівсько-Сімферопольське підняття; 7 – межі тектонічних зон; 8 – тектонічні порушення; 9 – межі нафтогазоносних провінцій; 10 – межі нафтогазоносних областей.

Нафтогазоносні і газонафтоносні провінції і області: І – Дніпровсько-Прип'ятська газонафтоносна провінція (Іа – Прип'ятська нафтоносна область, Іб – Дніпровсько-Донецька газонафтоносна область); ІІ – Карпатська нафтогазоносна провінція (ІІа – Передкарпатська нафтогазоносна область, ІІб – нафтогазоносна область Складчастих Карпат, ІІв – Закарпатська газонафтоносна область); ІІІ – Причорноморсько-Північнокавказько-Мангизшакська нафтогазоносна провінція (ІІІа – Причорноморсько-Кримська газонафтоносна область, ІІІб – Індоло-Кубанська нафтогазоносна область); ІV – Волино-Подільська газонафтоносна область.

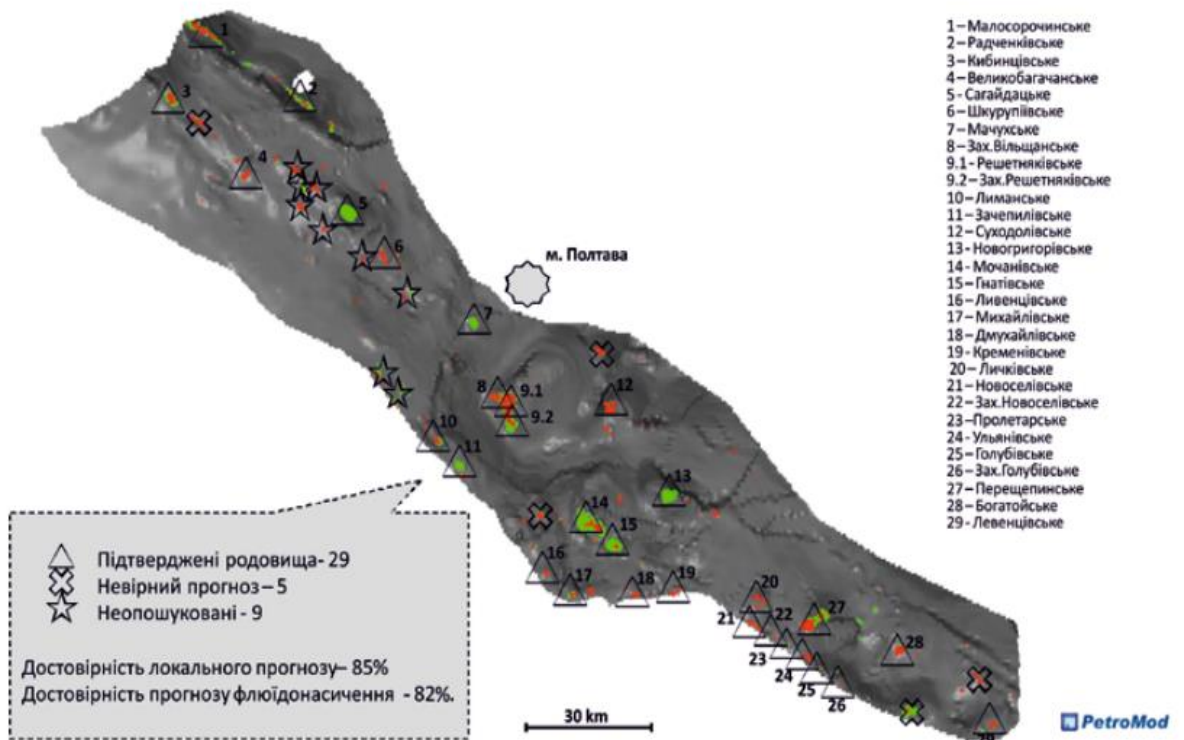


Рисунок 1. Карта локального прогнозу нафтогазоносності та відкриті родовища вуглеводнів південної прибортової зони ДДЗ

Оператор: ПрАТ «Нафтогазовидобування» (ДТЕК Нафтогаз)

ПрАТ «Нафтогазовидобування» (структурний підрозділ холдингу ДТЕК) ініціює реалізацію високотехнологічного інвестиційного проєкту, що передбачає спорудження **пошукової свердловини №53** на Мачухському газоконденсатному родовищі (Полтавська обл.). Об'єкт проєктування класифікується як **надглибока похило-спрямована свердловина** з проєктною відміткою **6000 м** по вертикалі. Специфіка Мачухської структури зумовлена екстремальними термобаричними умовами: пластовий тиск сягає **100–110 МПа**, а температура на вибої перевищує **180°C**, що відносить родовище до категорії найскладніших для освоєння як в Україні, так і на міжнародному рівні. Проєкт передбачає інтеграцію передових наукових розробок, використання високогерметичних обсадних колон та залучення

провідних міжнародних сервісних операторів (зокрема Schlumberger та Halliburton).

Освоєння Мачухського родовища є одним із найбільш технологічно складних та ресурсомістких завдань сучасної газовидобувної галузі України. Спорудження надглибоких свердловин у таких умовах вимагає не лише залучення значних інвестицій, а й впровадження інноваційних інженерних рішень для збереження цілісності конструкції та забезпечення продуктивності продуктивного пласта. Реалізація подібних проєктів є стратегічно важливою для галузі, оскільки дозволяє розширити сировинну базу за рахунок освоєння важковидобувних покладів і глибоких горизонтів, що на сьогодні становлять основний потенціал нарощування вітчизняного газовидобутку.

Висока складність розкриття продуктивних пластів на Мачухському ГКР обумовлює необхідність застосування особливого технологічного підходу до закінчування свердловин. Пріоритетним завданням при спорудженні надглибокої свердловини №53 є мінімізація негативного впливу на привибійну зону пласта (ПЗП) в умовах аномальних тисків і температур. Проєкт має на меті підтвердження промислової газоносності глибоких горизонтів та оцінку перспектив подальшого розбурювання родовища.

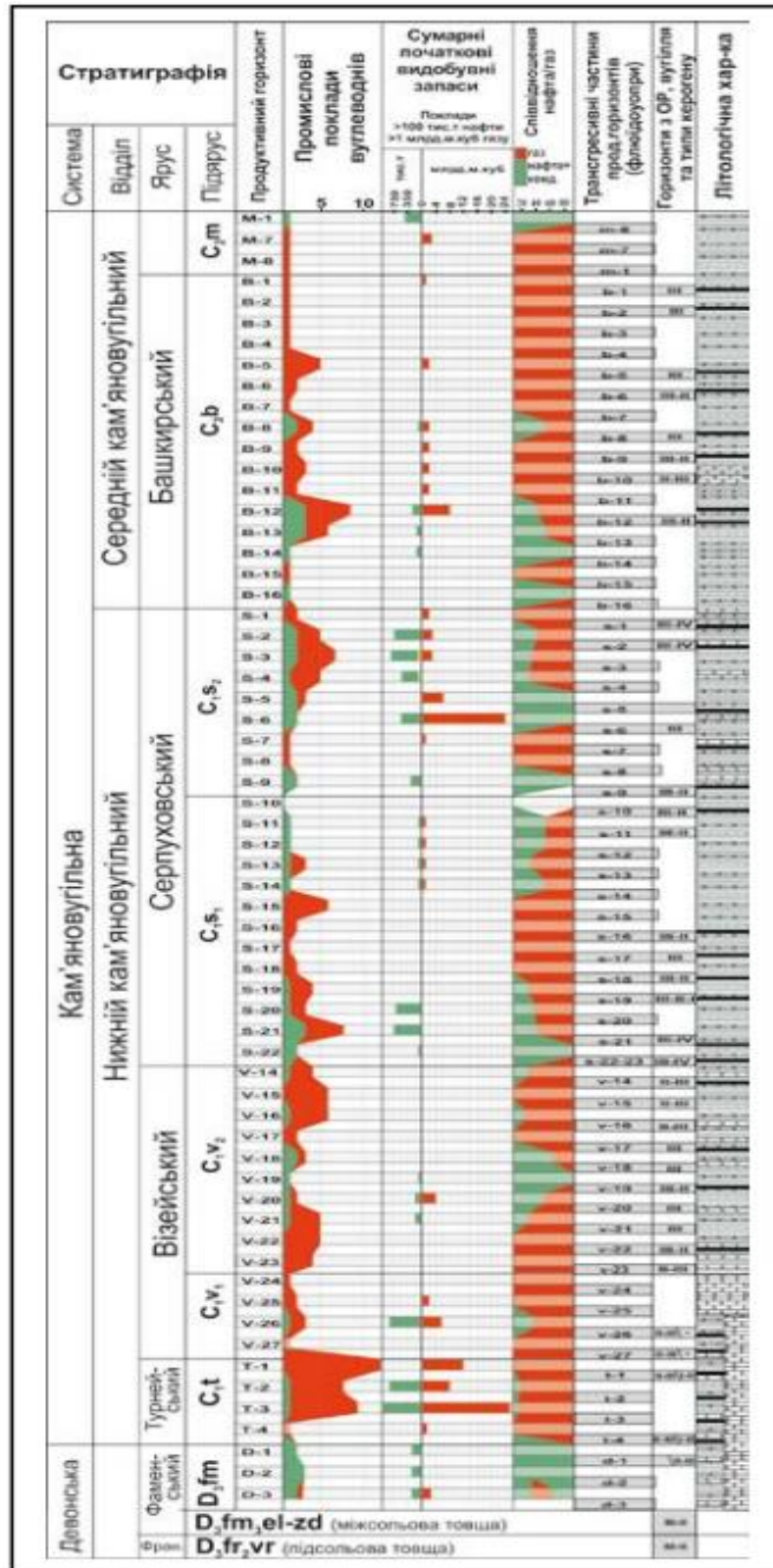


Рисунок 2. Стратиграфічний розподіл всіх відомих промислових покладів вуглеводнів південної прибортової зони ДДЗ та всіх керогеновмісних горизонтів

**Глибини залягання:** Продуктивні пласти знаходяться на глибинах 5100–6000 м і більше.

**Тиск:** Аномально високий пластовий тиск (АВПТ), що сягає 100–110 МПа. Це критично для розрахунку протифонтанного обладнання колтюрінгової установки.

**Температура:** Забійні температури становлять 105–180 °С. Це вимагає використання термостійких еластомерів у герметизаторах (стриперах).

**Геологія:** Породи характеризуються низькою стійкістю, що призводить до обвалів та осипань стовбура свердловини.

В даному проекті за основу взято параметри реальних свердловин Мачухського ГКР:

Свердловина №53: Глибина по вертикалі — 6000 м (найглибша свердловина в Європі на момент будівництва).

Свердловина №54: Глибина — 5330 м.

Свердловина №2: Глибина — 5245

## 1.2. Геологічна будова та літолого-стратиграфічна характеристика

Геологічний розріз представлений потужною товщею осадових порід:

Кайнозойська та мезозойська групи: представлені пісками, пісковиками та глинами (товщина до 1000-1500 м).

Палеозойська група (Пермська та Кам'яновугільна системи): саме тут залягають основні продуктивні горизонти. Породи представлені чергуванням щільних пісковиків, аргілітів та алевролітів. Для колтюрінгових робіт важливою є стійкість стовбура у верхніх інтервалах та висока твердість порід у зоні продуктивного пласта.

Геологічна характеристика. У тектонічному відношенні площа розташована у південній прибортовій частині Дніпровсько-Донецької западини на моноклінальному схилі між Братешківсько-Шкурупіївською та

Гоголівсько-Абазівською антиклінальними зонами, де з півночі на південь простежена смуга антиклінальних підняттяв: Житниківська, Климківська, Циганська, Новодиканська та Чкалівська структури. Згідно прийнятого нафтогазоносного районування ділянка надр знаходиться в межах Глинсько-Солохівського, Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносних районів у південній приобтової частині Дніпровсько-Донецької западини. Щільність нерозвіданих ресурсів у межах ділянки 50 - 100 тис. т умов. пал. на 1 км. Сусідніми на даній території є Роднікове, Семенцівське, Абазівське, Відрадненське та Горобцівське родовища. Поклади вуглеводнів на цих родовищах виявлені у широкому стратиграфічному інтервалі – від серпуховського ярусу кам'яновугільної системи до фаменського ярусу девонської системи. У межах Ново-Диканської площі знаходяться виявлені перспективні структури: Ново-Диканська, Чкалівська, Климківська та частково Шкурупіївсько-Щербаківська. У турнейських відкладах Ново-Диканська та Чкалівська структури виражені структурними носами, розкритими на захід, простягання яких змінюється із зануренням шарів з широтного на південно-східне. Структури ускладнені різнонаправленими скидами, амплітуди яких становлять 50-200 м. Відділені вони одна від одної вузьким прогином. Чкалівська структура зі сходу відділяється сідловиною від Мачухської брахіантикліналі. Західніше неї турнейські відклади піднімаються на південний захід, у напрямку південного борту. З півдня структура відділена прогином від слабовираженого Маменківського структурного носу. Розміри Чкалівської структури 8,5×6 км, загальне занурення порід турнейського віку на ній близько 1200 м. Кути занурення порід на заході структури близько 5°, на сході та південному сході – 11,5°. Підвищені товщини осадових утворень турнейського та нижньовізейського віку, що знаходяться між горизонтами відбиття Vb4 (C1t) та Vb3 (C1v1) встановлені с.п.35/84. Пов'язуються вони із рифогенно-карбонатними масивами, що приурочені до зони переходу між шельфовою і депресійною областями. У візейських та серпуховських

відкладах Чкалівська структура виположується і по горизонту відбиття Vb1 (C1s) похована під моноклінально залягаючими породами з кутами занурення від 5-7° по C1s1 до 2-4° у C2m. Внаслідок послаблення тектонічної активності у більш пізній час амплітуди порушень та їх кількість у верхніх шарах зменшується, а у нижньосерпуховських та вищезалягаючих відкладах не прослідковуються. У ранньовізейській час інтенсивніше прогинались східна та південно-східна частини Чкалівської структури, де товщини сягають 300 і більше метрів. Західна частина структури піднімалась. У пізньосерпуховський час центральна частина площі була припіднята, а південно-східна, східна і північно-східна частини інтенсивно прогинались, що сприяло швидкому накопиченню тут осадів. Климівська структура відноситься до захоронених під моноклінально залягаючою нижньовізейською товщею і по турнейських відкладах (відбивальний горизонт Vb4-п) являє собою антиклінальну складку, простягнуту в північно-східному напрямку, склепіння якої оконтурене ізогіпсою мінус 5550м. Північносхідна її перикліналь значно крутіша і протяжніше південно-західної і ускладнена поздовжнім скидом, амплітудою 100-300 м. Крила складки майже симетричні, обмежені прогинами і ускладнені поперечними порушеннями амплітудою до 50 м. Північно-західний обмежуючий прогин – Демидівка, Жовтневе, Литвинівка, Нова Диканька, Келебердівка та інші Площа ділянки: 188,9 км<sup>2</sup> відокремлює складку від Роднікової структури. Від Циганського структурного носу на півдні Климівська складка відокремлена тим же скидом, що ускладнює південно-східне крило складки. Порушення обмежують тектонічний блок, в якому локалізується Климівська антикліналь. Розміри Климівської структури по відбивальному горизонту Vb4 у межах ізогіпси мінус 5550 м та обмежуючих порушень становлять 3,0 км х 2,0 км, амплітуда – 50 м, перспективна площа – 8,0 км<sup>2</sup> . Перспективними відкладами є пісковики і алевроліти нижнього карбону в інтервалі глибин 4000-6000 м. Поклади газу на Ново-Диканській площі за результатами пробурених на даний час свердловин,

виявлені в горизонтах В-19, В-23, В24-25, В-26 візейського ярусу нижнього карбону, Д-1, Д-2 фаменського ярусу верхнього девону, в інтервалі глибин 4270-5170 м. Очікується, що поклади газу на площі приурочені до пластових тектонічно екранованих і пластових літологічно екранованих пасток, колекторами можуть служити вапняки і пісковики.

### 1.3 Проблематика експлуатації (Обґрунтування колтюбінгу)

**Складність традиційного ремонту:** Через екстремальний тиск (понад 100 МПа) та глибину, стандартні операції капітального ремонту свердловин (КРС) є надзвичайно ризикованими.

**Забруднення пласта:** Родовище характеризується низькою проникністю колекторів породи. Глушіння свердловин важкими хімічними розчинами під час капітального ремонту свердловини призводить до незворотного погіршення продуктивності та тягне за собою значні екологічні наслідки та відповідно роботу з екологічними службами.

**Гідратоутворення:** При видобутку на Мачухах існує високий ризик формування гідратних пробок у верхніх частинах стовбура свердловини, для ліквідації яких колтюбінг на сьогодні є найбільш ефективним інструментом, з достатньо доведеною ефективністю як в технічному так і в економічному плані. Що є ще однією підставою для використання саме цього методу.

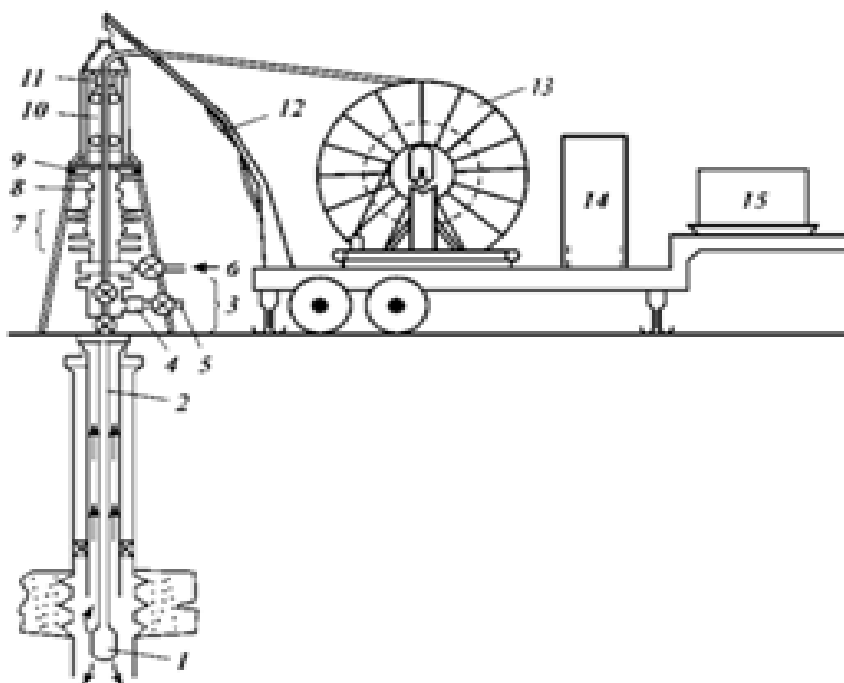


Рисунок 3 – Схема установки з гнучкими трубами для підземного ремонту свердловин: 1 – циркуляційний перехідник; 2 – колона гнучких труб (КГТ); 3 – колонна головка; 4 – дросель; 5 – відвідна лінія; 6 – циркуляційний трійник з дроселем протитиску і засувкою; 7 – чотириплашковий превентор; 8 – сальникова коробка; 9 – індикатор ваги; 10 – інжекторна головка для подачі та вилучення колони гнучких труб; 11 – випрямляючий пристрій; 12 – підйомний кран інжектора; 13 – барабан з гнучкими трубами; 14 – кабіна керування; 15 – енергетичний блок

#### 1.4. Фізико-гідродинамічна характеристика продуктивних пластів

Мачухське родовище характеризується аномально високими пластовими тисками (АВПТ). Основні параметри для розрахунків:

Глибина залягання: 5100 – 5300 м.

Поточний пластовий тиск ( $P_{пл}$ ): ~45–60 МПа (залежно від виснаженості покладу).

Пластова температура ( $T_{пл}$ ): 105–125 °С (висока температура вимагає використання спеціальних еластомерів у колтюбінговому інжекторі та герметизаторі).

Пористість колекторів: 8–12%.

Проникність: низька (1–5 мД), що обумовлює необхідність проведення інтенсифікації (СКО) через гнучкі труби.

### 1.5 Склад і властивості пластового флюїду

Газ родовища є переважно метановим, проте характеризується значним вмістом важких вуглеводнів та агресивних неуглеводневих компонентів:

**Метан ( $CH_4$ ):** 85–92 % (основна частина).

**Етан ( $C_2H_6$ ):** 3,5–5,0 %.

**Пропан ( $C_3H_8$ ):** 1,5–2,5 %.

**Бутани та вищі ( $C_4$ ):** до 2,0 %.

**Вуглекислий газ ( $CO_2$ ):** від 1,5 % до 4,0 %. (Високий вміст  $CO_2$ ) при пластових температурах понад 120°C значно підвищує корозійну активність флюїду, що важливо для вибору матеріалу гнучкої труби).

**Азот ( $N_2$ ):** до 1,5 %.

Густина конденсату: 780–810 кг/м<sup>3</sup>.

Вміст конденсату: понад 150 г/м<sup>3</sup>.

Властивості газового конденсату

Родовище належить до категорії високонасичених конденсатом.

**Вміст стабільного конденсату:** 150–250 г/м<sup>3</sup> (залежно від горизонту). Це високий показник, який створює ризик випадання «конденсатної ретроградної облямівки» в пласті при зниженні тиску.

**Густина конденсату:** 780–810 кг/м<sup>3</sup>.

**Початок кипіння:** 35–45 °С.

**Вміст парафінів:** низький або середній (до 2 %), проте через високий тиск можливе утворення стійких АСПВ (асфальтосмолопарафінових відкладень), які й видаляються колтюрінгом.

Фізико-хімічні властивості у пластових умовах

Для інженерних розрахунків у Розділі 4 використовуйте ці критичні значення:

Пластова температура: 125–165 °С. (Вимагає використання спеціальних термостійких ущільнень у колтюрінговому інжекторі).

Початковий пластовий тиск: до 105–110 МПа. (Аномально високий пластовий тиск — АВПТ).

Тиск початку конденсації: 45–55 МПа.

В'язкість газу в пластових умовах: 0,02–0,04 мПа.

Коефіцієнт стисливості газу (Z-фактор): потребує точного розрахунку, оскільки при тисках понад 100 МПа поведінка газу значно відхиляється від закону ідеальних газів.

Наявність у флюїді (CO<sub>2</sub>) та конденсату при екстремальних температурах робить Мачухівське родовище ідеальним полігоном для обґрунтування колтюрінгу. Ви можете аргументувати, що використання інгібіторів корозії та періодична промивка вибою від конденсатної рідини через установку **Fidelis** є єдиним способом підтримання дебіту без ризикованого глушіння свердловини. Наявність конденсату при зниженні тиску призводить до його випадіння у стовбурі свердловини, що створює «рідинні пробки», для видалення яких ми і будемо застосовувати колтюрінг.

Основним виробником сучасних колтюрінгових установок в Україні є ТОВ «Фіделіс-Техно-Трейд» (бренд Fidelis). Їхні установки за характеристиками не поступаються американським NOV чи китайським Jereh і активно використовуються компаніями «Укргазвидобування» та приватними сервісними підприємствами.

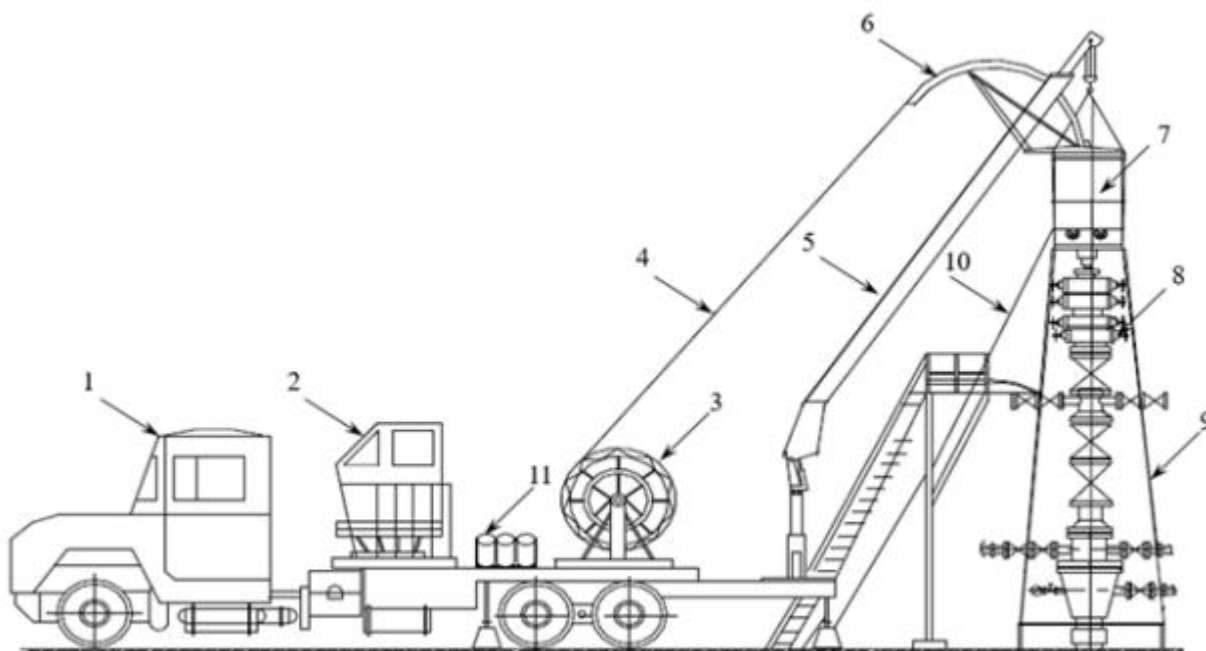


Рисунок 4. Типова схема колтюбінгової установки. Умовні позначення: 1 – кабіна, 2 – кабіна керування, 3 – котушка, 4 – гнучка насосно-компресорна труба; 5 – розсувна стріла крана; 6 – напрямок; 7 – інжектор; 8 – блок превенторів; 9 – стійки інжектора; 10 – відтяжки; 11 – система живлення.

## РОЗДІЛ 2. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ТА ТЕХНІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ КОЛТЮБІНГУ

### 2.1. Аналіз сучасного стану технологій ремонту свердловин

На Мачухському родовищі, враховуючи великі глибини та АВПТ (аномально високий пластовий тиск), традиційні методи капітального ремонту (КРС) із глушінням свердловини є ризикованими. Використання важких розчинів глушення призводить до забруднення продуктивного пласта та тривалого періоду освоєння. Технологія колтюбінгу дозволяє виконувати роботи через герметичне гирло без зупинки видобутку, що зберігає колекторські властивості пласта.

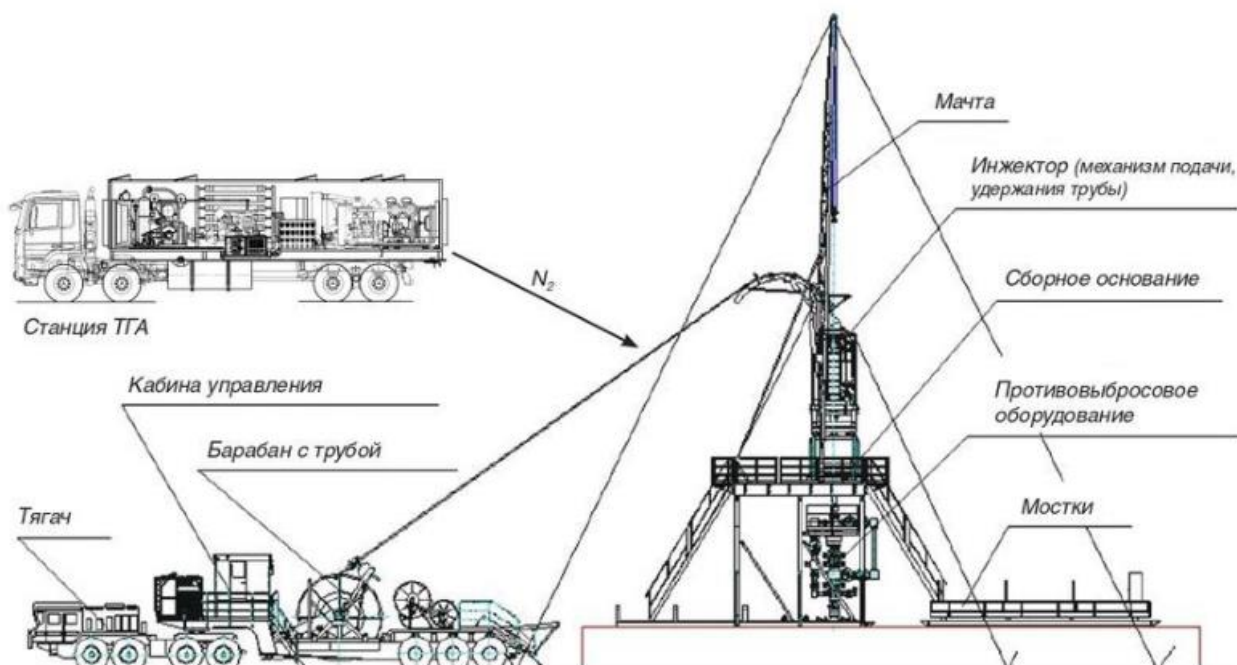


Рисунок 5 – Загальний вигляд колтюбінгової установки

Освоєння Мачухського газоконденсатного родовища (ГКР) характеризується екстремальними геолого-технічними умовами, що висуває специфічні вимоги до технологій проведення ремонтних робіт. Глибина залягання продуктивних горизонтів (понад 5000–6000 м), аномально високі пластові тиски (понад 100 МПа) та термічні навантаження (вище 160–180°C) роблять стандартні методи капітального ремонту свердловин (КРС) малоефективними або технічно неможливими

### **Впровадження безглушінних технологій (Snubbing)**

На сучасному етапі ключовим технологічним рішенням для Мачухського ГКР є застосування снаббінгових установок високого тиску. На відміну від традиційного КРС, снаббінг дозволяє проводити спуско-підймальні операції (СПО) з насосно-компресорними трубами (НКТ) без попереднього глушіння свердловини. Це дозволяє уникнути поглинання важких технологічних рідин пластом, що є критичним для збереження

фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів у зоні АВПТ (аномально високого пластового тиску).

Використання колтубінгових комплексів та азотних установок

Для проведення інтенсифікації припливу та очищення стовбура свердловини широко застосовуються технології гнучких труб (Coiled Tubing).

В умовах Мачухського родовища вони використовуються для:

- виконання селективних кислотних обробок під високим тиском;
- очищення вибою від гідратно-парафінових відкладень та механічних домішок;
- освоєння свердловин за допомогою азотно-компресорних комплексів для створення необхідної депресії на пласт.

Оптимізація рідин для глушіння та промивання. У випадках, коли проведення робіт вимагає повного глушіння свердловини, аналіз поточної практики свідчить про перехід до використання безтвердих термостійких розчинів та інвертних емульсій на вуглеводневій основі. Основною вимогою до таких систем є термічна стабільність (до 200°C) та інертність щодо продуктивного пласта для запобігання незворотної кольматації капілярної структури породи-колектора.

Залучення високотехнологічного міжнародного сервісу Сучасний стан галузі передбачає залучення провідних міжнародних компаній (зокрема Halliburton, Schlumberger та Exalo Drilling) для виконання складних операцій з інтенсифікації (наприклад, великооб'ємного гідравлічного розриву пласта або імпульсних обробок). Це забезпечує використання інструментарію та обладнання, розрахованого на роботу в агресивних середовищах із вмістом сірководню та вуглекислого газу при критичних тисках.

Таким чином, сучасний стан технологій ремонту на Мачухському ГКР базується на принципах мінімізації техногенного впливу на поклади та використанні обладнання з підвищеною межею міцності та герметичності. Подальший розвиток технологій пов'язаний із автоматизацією процесів

керування свердловиною та впровадженням систем інтелектуального закінчування для дистанційного моніторингу параметрів пласта в реальному часі.

2.2. Характеристика колтюрбінгової установки Fidelis (модель F-300 або аналогічна)

Для роботи на значних глибинах понад 5000 м обираємо відповідну установку важкого класу.

Тип бази: Напівпричіп (для кращої маневреності та вантажопідйомності).

Інжектор: Модель Fidelis Fi-130 (або аналог). Забезпечує тягове зусилля на підйом до 60 тонн (130,000 lbs), що критично для глибоких свердловин Мачухського родовища.

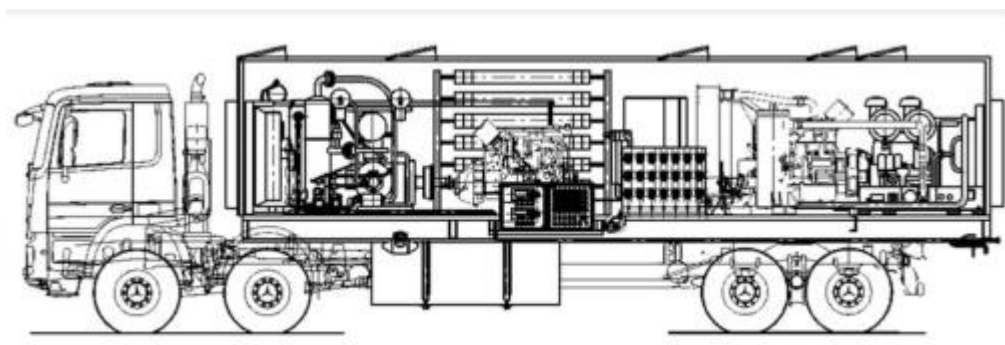


Рисунок 6 – Схема станції на шасі Mercedes

Барaban (Reel): Розрахований на змотування 5500–6000 метрів гнучкої труби діаметром 38,1 мм (1.5") або 44,5 мм (1.75").

Кабіна оператора: Оснащена цифровою системою моніторингу Orion, яка в реальному часі записує навантаження, тиск та втому труби.

### 2.3. Характеристика гнучкої труби (ГТ)

Для проекту обираємо трубу виробництва Tenaris або аналоги з високою границею плинності (наприклад, сталь марки HS-90 або HS-110).

Зовнішній діаметр: 38,1 мм.

Товщина стінки: Ступінчаста (tapered) від 2,77 мм до 4,78 мм (це дозволяє зменшити власну вагу колони на великих глибинах).



Рис. 7 - Комплект гнучкої труби для колтюбінгової установки.

Для проведення робіт у глибоких свердловинах із критичними термобаричними параметрами (АВПТ, високі температури) компанія Tenaris пропонує лінійку високоміцних гнучких труб, виготовлених за стандартами API 5ST. Ключовою особливістю продукції є використання інноваційної технології термічної обробки та спеціальних марок сталі.

Основні марки сталі та механічні властивості

Для складних умов експлуатації найчастіше використовуються труби серій HS (High Strength) та інноваційна лінійка BlueCoil®:

Марка сталі	Межа текучості (min), psi (МПа)	Межа міцності (min), psi (МПа)	Макс. твердість, HRC
HS-80	80,000 (552)	88,000 (607)	22
HS-90	90,000 (621)	97,000 (669)	22
HS-110	110,000 (758)	115,000 (793)	28
BlueCoil® HT-125	125,000 (862)	130,000 (896)	Підвищена стійкість

#### Технологічні переваги BlueCoil® Technology

Для Мачухського ГКР, де свердловини мають глибину понад 6000 м, критичним є використання технології **BlueCoil®**, яка забезпечує:

Однорідну мікроструктуру. Завдяки запатентованому процесу термічної обробки по всій довжині труби (включаючи зварні шви), матеріал має рівномірні властивості, що мінімізує ризик раптових руйнувань.

Підвищену втомну міцність. Втомний ресурс BlueCoil® у 2–4 рази перевищує показники стандартних ГТ, що дозволяє збільшити кількість спуско-підіймальних операцій (циклів вигину) у глибоких свердловинах.

Стійкість до агресивних середовищ. Труби мають покращену опірність до сульфідного корозійного розтріскування (SSC), що важливо при роботі з флюїдами, які містять H<sub>2</sub>S та CO<sub>2</sub>.

#### Геометричні параметри

Tenaris виробляє ГТ у широкому діапазоні типорозмірів, що дозволяє оптимізувати вагу колони та гідравлічні характеристики:

**Зовнішній діаметр:** від 1.00" (25.4 мм) до 5.00" (127 мм).

**Товщина стінки:** від 0.080" до 0.300" (2.0–7.6 мм).

**Довжина:** Можливе виготовлення безперервних колон довжиною понад **10 000 м**, що повністю перекриває потреби Мачухської структури

**Експлуатаційні особливості для умов АВПТ**

**Робочий тиск:** Труби розраховані на внутрішній тиск до **15 000 psi (103.4 МПа)**, що відповідає умовам Мачухського ГКР.

**Опір зминанню (Collapse resistance):** Спеціальний контроль геометрії (овальності та різностінності) забезпечує високу стійкість до зовнішнього тиску при роботі в глибоких горизонтах. [1, 2]

Застосування гнучких труб **Tenaris BlueCoil® (марки НТ-95 або НТ-110)** є технічно обґрунтованим рішенням для Мачухського ГКР. Це дозволяє виконувати операції з інтенсифікації та КРС без глушіння свердловини, мінімізуючи ризики втомного руйнування колони при роботі на великих глибинах в умовах високих тисків.

Характеристика українського колтбінгового обладнання для глибоких свердловин

Для виконання капітального ремонту та інтенсифікації на Мачухському ГКР доцільно розглядати важкі колтбінгові установки українського виробництва (або глибокої локалізації), які здатні працювати з довжиною ГТ понад 6000 м.

Колтбінгова установка М15 (або аналоги класу 30-40 тонн)

Це потужний комплекс на базі повнопривідного шасі (КрАЗ або спеціалізовані платформи), призначений для роботи в умовах бездоріжжя та на глибоких об'єктах.

Технічні характеристики та переваги:

Тягове зусилля інжектора: до 36–45 тонн (80,000–100,000 lbs). Це критично важливо для підйому власної ваги довгої колони ГТ (6000 м) разом із заповненим флюїдом стовбуром.

Максимальний тиск герметизації устя: до 70–105 МПа. Установа комплектується блоком превенторів та герметизатором устя, що витримують високий тиск (АВПТ), характерний для Мачухського родовища.

Ємність барабана: розрахована на намотування гнучкої труби діаметром 38.1 мм (1.5") або 44.5 мм (1.75") довжиною до 6500–7000 м.

Насосні та азотні агрегати (виробництва ПЗСО або «Спецмеханіка»)

Для забезпечення технологічного процесу на Мачухському ГКР використовуються українські агрегати високого тиску:

Насосний агрегат АН-700: призначений для нагнітання технологічних рідин, кислотних розчинів та промивальних сумішей у свердловину. Робочий тиск насоса сягає 70 МПа, що дозволяє працювати в умовах високого опору пласта.

Азотна установка (наприклад, А-20 або А-30): забезпечує подачу інертного газу (азоту) для виклику припливу методом аерації або для витіснення рідини зі стовбура свердловини. Українські установки забезпечують чистоту азоту до 95–99%.

Переваги використання українського обладнання в дипломному проєкті:

Адаптація до кліматичних умов. Техніка розрахована на температурні режими та складні ґрунти Полтавського регіону.

Мобільність. Використання шасі вітчизняного виробництва (КрАЗ) спрощує логістику та обслуговування.

Економічна ефективність. Вартість машино-години українського комплексу значно нижча за закордонні аналоги (Halliburton, NOV), при збереженні необхідних технічних параметрів для глибин до 6000 м.

Взаємодія з ГТ Tenaris:

У проєкті можна передбачити використання української установки в поєднанні з трубою Tenaris. Це є найбільш реалістичним сценарієм: потужний український інжектор забезпечує механічні операції, а високоякісна імпортна труба гарантує надійність при екстремальних температурах 180°C.

## 2.4. Протифонтанне обладнання (ПФО)

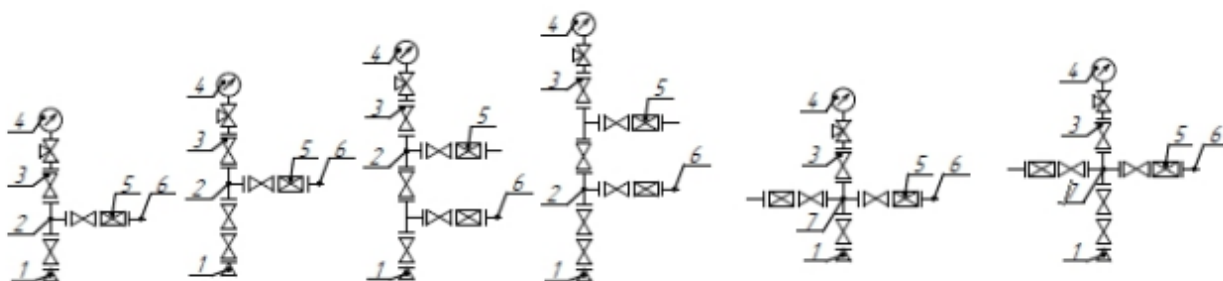
Враховуючи тиски на Мачухському родовищі, обираємо превенторну збірку з робочим тиском 70 МПа (10,000 psi). Вона включає:

Чотирисекційний превентор (Quad BOP): глухі, зрізні, тримальні та трубні плашки.

Стрипер (герметизатор): для забезпечення герметичності під час руху труби.

Комплексна інтенсифікація свердловини: спочатку ми очищаємо вибій від «сміття» (промивка), а потім забезпечуємо максимальний приплив газу (кислотна обробка).

### Типові схеми фонтанних ялинок і хрестових арматур



1 – перевідник для трубної голівки; 2 – трійник; 3 – запірний пристрій; 4 – монотер із запірно-розрядним пристроєм; 5 – дросель; 6 – фланець-відповідач; 7 – хрестовина

Типові схеми трубних обв'язок (трубних голівок) для фонтанних арматур



1 - фланець-відповідач; 2 - запірний пристрій; 3 - хрестовина; 4 - монотер з вентилем

Для дипломного проекту опис протифонтанного обладнання (ПФО) на Мачухському родовищі має базуватися на специфікації для **екстремальних**

умов (АВПТ). Оскільки пластовий тиск там перевищує 100 МПа, стандартне обладнання не підходить.

### Протифонтанне обладнання для умов Мачухського ГКР

Враховуючи аномально високий пластовий тиск (понад 100–110 МПа) та глибину залягання горизонтів понад 5000–6000 м, на Мачухському родовищі застосовується протифонтанне (противикидне) обладнання підвищеної надійності, що відповідає стандарту API Spec 16A та класу міцності 1050 атм (105 МПа).

#### Склад та конфігурація превенторної установки

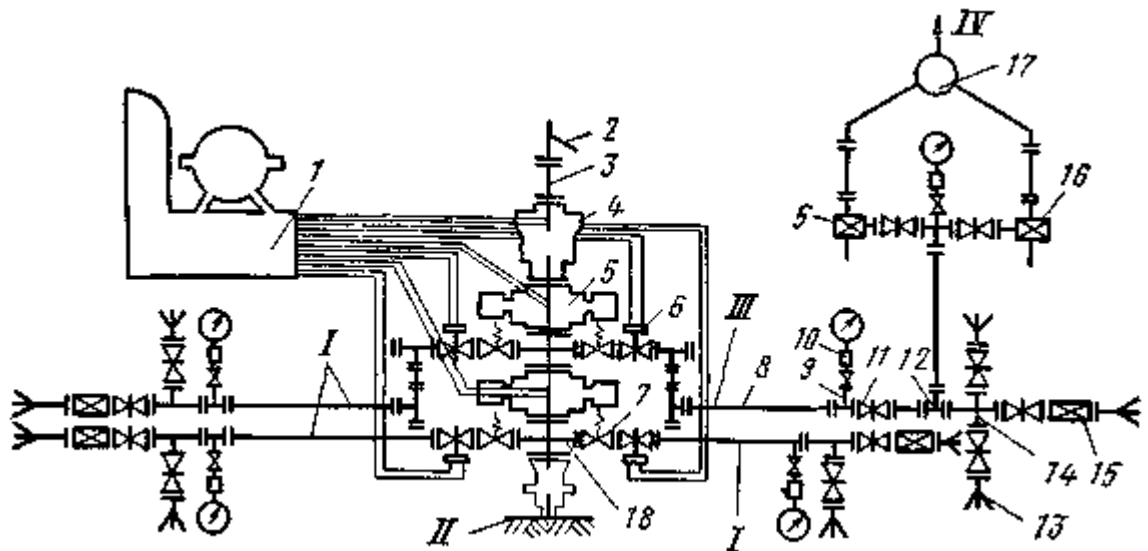


Схема превенторної установки: I – лінія глушіння; II – колонна головки; III – лінія дроселювання; IV – в жолоб; 1 – установка гідравлічного управління; 2 – роз’ємний жолоб; 3 – фланцева котушка; 4 – універсальний превентор; 5 – плашковий превентор; 6 – гідропривідна прямоточна засувка; 7 – відсікач; 8 – напірна труба; 9 – фланець під манометр; 10 – запірний пристрій і розподільувач до манометра; 11 – прямоточна засувка; 12 – трійник; 13 – швидкокороз’ємне з’єднання; 14 – хрестовина; 15 – швидкозмінний штуцер; 16 – регулювальний штуцер; 17 – відбійна камера; 18 – гирлова хрестовина

Для забезпечення надійного керування свердловиною використовується комплекс обладнання з робочим тиском **105 МПа (15,000 psi)**. Типова схема превенторної збірки включає:

Універсальний (кільцевий) превентор. Призначений для герметизації гирла незалежно від форми та діаметра інструмента (бурильних труб, обтяжених труб або їх відсутності).

Подвійний плашковий превентор. Обладнаний трубними плашками (під діаметр робочої колони) та глухими або зрізними плашками (Shear Rams). Зрізні плашки є критичним елементом безпеки, здатним перерізати бурильну трубу та повністю перекрити гирло в аварійному режимі.

Хрестовина та маніфольд. Включає лінії глушіння та дроселювання, розраховані на тиск **105 МПа**. Маніфольд забезпечує безпечне відведення газорідної суміші на факельну установку або сепаратор бурового розчину при ліквідації ГНВП (газонафтоводопроявів)



Рис. 8 Маніфольд противикидного обладнання складається з ліній дроселювання і глушіння, які з'єднуються із стволовою частиною

противикидного обладнання і є системою трубопроводів і арматури (засувки з ручним гідравлічним управлінням, регульовані дроселі з ручним і гідравлічним управлінням, манометри і ін.).

#### Система управління та автоматизація

Для оперативного реагування на Мачухському ГКР використовуються сучасні станції гідравлічного керування з дублюванням пультів:

Основний пульт: Розташований на безпечній відстані від гирла.

Допоміжний пульт: В безпосередній близькості до робочого місця бурильника.

Система забезпечує закриття превенторів за лічені секунди, що є вирішальним при роботі з газом під надвисоким тиском.

#### Українське обладнання та імпортозаміщення

У межах дипломного проекту доцільно згадати використання вітчизняних компонентів обв'язки гирла, що виробляються підприємствами нафтогазового машинобудування України:

Колонні головки та фонтанна арматура: Виробництва ТОВ «НВП «Техносервіс» або Дрогобицького заводу нафтового машинобудування, розраховані на тиски 70–105 МПа.

Маніфольди та запірні арматури: Українські аналоги серії АФК з підвищеною стійкістю до агресивних середовищ ( $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ ).

#### Особливості експлуатації на Мачухах

Через високу температуру пласта ( $>160\text{--}180^\circ\text{C}$ ) елементи ПФО (ущільнювачі превенторів, манжети) повинні мати **термостійке виконання**. Використання спеціальних еластомерів дозволяє зберігати герметичність пристроїв навіть при тривалому контакті з гарячим флюїдом під час ліквідації викиду.

## РОЗДІЛ 3. ТЕХНОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ НА МАЧУХСЬКОМУ РОДОВИЩІ

### 3.1. Підготовчі роботи та монтаж установки

Перед початком робіт проводиться розстановка техніки (КТУ, насосний агрегат, азотна установка, ємності). Особлива увага приділяється опресуванню ПФО на тиск, що на 10-20% перевищує очікуваний тиск на гирлі (враховуючи АВПТ родовища).

Нижче наведено дані для розділу дипломного проекту, присвячений етапам підготовки та монтажу бурового комплексу. Оскільки для надглибокого буріння на Мачухському родовищі використовуються установки високої вантажопідйомності (наприклад, серії **Fidelis** або аналоги вантажопідйомністю 450–600 т), процес монтажу має свої технологічні особливості.

По-перше проводиться ряд підготовчих робіт та монтаж бурової установки для надглибокого буріння

Етап підготовчих робіт та монтажу бурового обладнання (на прикладі комплексів класу Fidelis) є визначальним для забезпечення промислової безпеки при будівництві надглибоких свердловин в умовах аномально високих пластових тисків (АВПТ).

#### Підготовчі роботи на майданчику

Перед початком монтажних робіт проводиться комплекс інженерно-геологічної підготовки території:

Планування та зміцнення ґрунту: Враховуючи значну вагу бурового комплексу (понад 1000 тонн у зборі), проводиться вирівнювання майданчика та відсіпка щебенем з подальшим ущільненням. Під фундаменти основних блоків (вишко-підствольна основа) укладаються залізобетонні плити або спеціальні сталеві мати.

Влаштування фундаментів: Особлива увага приділяється зоні встановлення превенторної збірки та бурової вишки. Для запобігання просіданню під час буріння на глибину 6000 м фундаменти розраховуються на максимальне статичне та динамічне навантаження.

Спорудження інфраструктури: Прокладаються під'їзні шляхи, монтуються системи енергопостачання (дизель-генераторні станції), водопостачання та влаштовуються амбари для збору шламу з гідроізоляційним покриттям.

Етапи монтажу установки

Монтаж сучасної установки типу Fidelis здійснюється блочно-модульним методом, що суттєво скорочує терміни пусконаладжувальних робіт:

Монтаж основи (Substructure): Встановлюється підствольна основа, на якій розміщуватиметься роторний стіл, лебідка та пульти керування. Висота основи має забезпечувати вільне розміщення превенторної збірки високого тиску (105 МПа).

Збирання та підйом вишки: Секції вишки збираються у горизонтальному положенні. Після перевірки цілісності металоконструкцій та монтажу талевої системи здійснюється підйом вишки у вертикальне положення за допомогою основної лебідки або спеціальних гідроциліндрів.

Встановлення системи верхнього приводу (СВП/Top Drive): Монтується рейкова напрямна, по якій переміщується СВП. Це обладнання є критичним для похило-спрямованого буріння на Мачухському ГКР.

Монтаж циркуляційної системи (ЦС): Встановлюються блоки очищення (вібросита, дегазатори, центрифуги) та ємності для бурового розчину. Для глибоких свердловин ЦС має бути обладнана системами охолодження розчину та високопродуктивними насосами Triplex.

Монтаж протифонтанного обладнання (ПФО)

Завершальним етапом є монтаж превенторної збірки (класу 105 МПа). Після встановлення проводиться опресування всієї системи (ПФО та маніфольда) на тиск, що на 10% перевищує максимально очікуваний тиск на усті, про що складається відповідний акт.

#### Пусконаладжувальні роботи та приймання

Після завершення монтажу проводиться перевірка роботи всіх вузлів: лебідки, СВП, насосної групи та систем автоматизації. Комісія з промислової безпеки здійснює перевірку об'єкта на відповідність «Правилам безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України», після чого надається дозвіл на початок буріння.

#### Пусконаладжувальні роботи та приймання бурової установки

Після завершення монтажу всіх блоків бурового комплексу проводиться комплекс пусконаладжувальних робіт (ПНР). Їхня мета — перевірка взаємодії всіх вузлів, налагодження автоматизованих систем керування та підтвердження готовності обладнання до роботи в екстремальних умовах Мачухського ГКР.

#### Випробування силового та технологічного обладнання

На цьому етапі здійснюється перевірка працездатності основних механізмів під навантаженням:

Бурові насоси: Проводиться обкатка на воді з поступовим нарощуванням тиску до максимально допустимого. Перевіряється герметичність ліній високого тиску та робота запобіжних клапанів.

Підіймальна система: Тестується робота бурової лебідки, гальмівних систем (основної та допоміжної), а також обмежувача вантажопідйомності. Перевіряється правильність намотування талевого каната на барабан.

Система верхнього приводу (СВП): Перевіряється плавність ходу по напрямних, робота гідросистеми, систем змащення та дистанційного керування.

Циркуляційна система: Тестується робота очисного обладнання (вібросит, дегазатора, центрифуг) та систем перемішування розчину.

Опресування та перевірка систем ПФО

Це найвідповідальніший етап ПНР для свердловин з АВПТ. Процедура включає:

Гідравлічне випробування: Превенторна збірка разом із маніфольдом та лініями глушіння опресовується на тиск, визначений проєктом (для Мачухського родовища — до 105 МПа). Результати фіксуються за допомогою самописців.

Перевірка станції керування: Тестується час спрацювання превенторів. Згідно з нормами, час закриття плашкових превенторів не повинен перевищувати 30 секунд, універсального — 45 секунд.

Перевірка аварійного живлення: Тестується робота акумуляторів та систем дистанційного закриття устя у випадку знеструмлення об'єкта.

Налагодження систем контролю та автоматизації

Проводиться калібрування датчиків (ваги на гаку, моменту на роторі, тиску на викиді, витрати розчину). Налаштовується система раннього виявлення газонафтоводопровів (ГНВП), яка має критичне значення при бурінні в зонах високих пластових тисків.

Організаційне приймання установки комісією

Завершальним етапом є робота приймальної комісії, до складу якої входять представники замовника, підрядника та органів державного нагляду (Держпраці). Комісія перевіряє:

Відповідність монтажу монтажній схемі та проєкту будівництва свердловини.

Наявність паспортів та сертифікатів на обладнання.

Стан заземлення та блискавкозахисту.

Забезпечення персоналу засобами індивідуального захисту (ЗІЗ) та протифонтанним спорядженням.

За результатами перевірки складається Акт про введення бурової установки в експлуатацію. Тільки після підписання цього документа та усунення всіх зауважень дозволяється розпочати перший етап буріння — «забурювання» свердловини.

### 3.2. Технологія промивки піщано-конденсатної пробки

Оскільки на Мачухському родовищі низький пластовий тиск щодо глибини (виснаженість), звичайна промивка водою може «задавити» пласт.

Метод. Промивка з використанням аерованої рідини (суміш технічної води/сольового розчину та азоту). Азот зменшує густину суміші, що дозволяє піднімати пісок на поверхню, не створюючи надлишкового тиску на пласт.

Процес. Спуск гнучкої труби (ГТ) до голови пробки, увімкнення циркуляції, поступове заглиблення з контролем ваги на інжекторі.

Для дипломного проекту технологія промивки піщано-конденсатної пробки на Мачухському ГКР описана з урахуванням високого пластового тиску (АВПТ) та ризику поглинання промивальної рідини. Найефективнішим методом для цього родовища є використання колтубінгової установки у поєднанні з азотно-компресорним комплексом.

Технологія промивки піщано-конденсатної пробки в умовах роботи Мачухського ГКР полягає у виконанні основних заходів, наведених нижче.

Ліквідація піщано-конденсатної пробки на великих глибинах (понад 5000 м) Мачухського родовища є складною операцією через ризик прихоплення гнучкої труби (ГТ) та негативного впливу на продуктивний пласт. Основним завданням технології є ефективне винесення механічних часток на поверхню при забезпеченні мінімального гідростатичного тиску на пласт.

Вибір обладнання та технологічного середовища

Враховуючи низькі значення пластового тиску на пізніх стадіях розробки або ризик поглинання при АВПТ, промивка здійснюється із застосуванням:

Колтюбінгової установки (класу 30–40 т) з діаметром ГТ 38,1 мм (1,5") або 44,5 мм (1,75").

Аерованої промивальної рідини: суміш технічної води (або розсолу) з азотом. Азот знижує густину потоку, що дозволяє працювати в умовах депресії або рівноваги.

Гідромоніторних насадок: для розмиву щільних піщано-конденсатної пробок використовуються насадки з ефектом кавітації або зворотними соплами (насадки типу Switchblade або Vortex), які створюють додаткову реактивну силу для руху ГТ вниз.

Технологічний процес промивки

Процес поділяється на наступні етапи:

Спуск ГТ та визначення голови пробки: Спуск колони проводиться з постійною циркуляцією азотизованого флюїду для запобігання забиванню насадки. Момент контакту з пробкою фіксується за зниженням ваги на індикаторі ваги (Weight Indicator).

Розмив та винесення механічних часток: Промивка ведеться короткими інтервалами (по 5–10 м) з наступною витримкою часу для повного винесення шламу на поверхню. Швидкість спуску ГТ регулюється залежно від концентрації піску у висхідному потоці.

Контроль параметрів циркуляції: Важливо підтримувати швидкість висхідного потоку вище критичної (швидкість витання частинок піску), щоб уникнути утворення «сальників» та прихоплення колони. На Мачухському родовищі, через велику в'язкість конденсату, до промивальної рідини додаються ПАР (поверхнево-активні речовини) для кращого очищення.

Використання зворотних клапанів: У компоновці низу ГТ обов'язково встановлюються два зворотні клапани для запобігання зворотному припливу газу в трубу у разі зупинки насосів.

Заходи безпеки та запобігання ускладненням

Запобігання прихопленням: У разі різкого зростання тиску в циркуляційній системі або зростання ваги при підйомі, необхідно негайно припинити спуск та збільшити подачу азоту для розрідження шламової пробки.

Робота під тиском. Всі операції проводяться через герметизатор устя (Stripper) та блок превенторів, розрахований на робочий тиск 70–105 МПа.

Хімічна обробка: Для руйнування конденсатної складової пробки можливе використання нафтових розчинників або дизельного пального в складі промивальної пачки.

Застосування колтюбінгових технологій у поєднанні з азотно-водними сумішами дозволяє ефективно видаляти піщано-конденсатні пробки на Мачухському ГКР без глушіння свердловини. Це забезпечує відновлення продуктивності свердловини при мінімальному техногенному впливі на колекторські властивості пласта.

### 3.3. Технологія селективної кислотної обробки (СКО)

Після очищення вибою проводиться інтенсифікація. Колтюбінг дозволяє подати кислоту точно в інтервал перфорації, що набагато ефективніше за просте закачування з поверхні.

Робочий розчин, зазвичай це 12-15% розчин HCl (соляна кислота) з додаванням інгібіторів корозії (через високу температуру 120°C сталь ГТ може швидко пошкодитись).

Процес, якщо дуже стисло полягає в тому що відбувається встановлення кінця ГТ навпроти пласта, закачування «кислотного змія», витримка на реакцію та подальше вимивання продуктів реакції азотом.

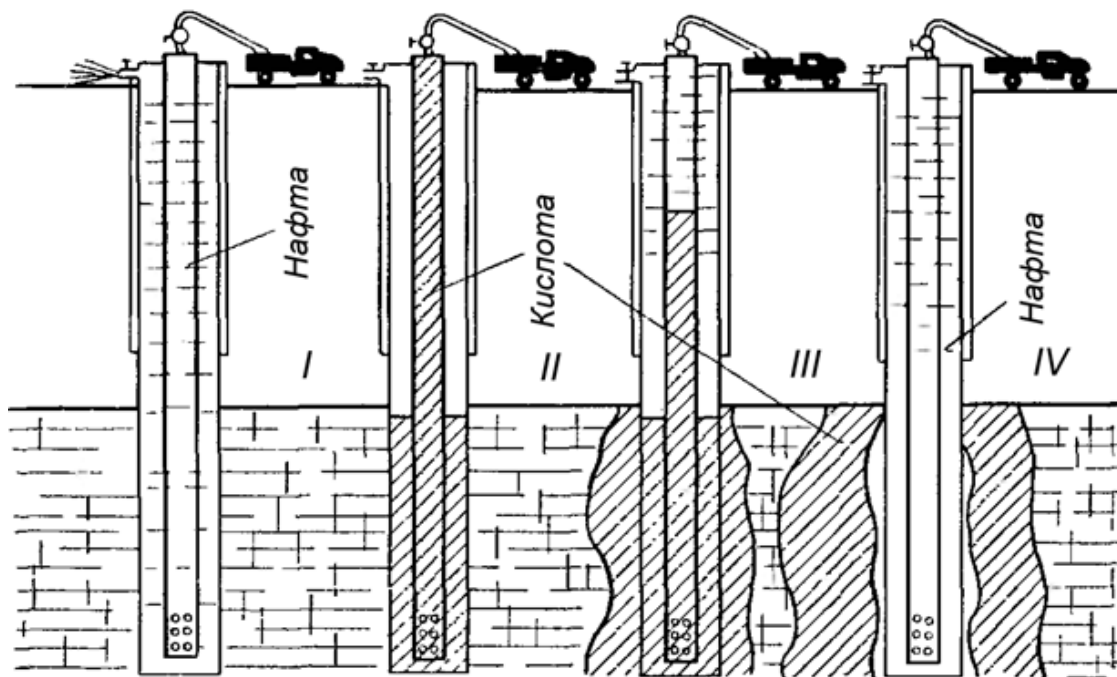


Рис. 9. Схема проведення кислотної обробки свердловин: I — свердловину заповнюють нафтою і створюють циркуляцію рідини; II — у труби нагнітають заготовлений розчин соляної кислоти до заповнення кільцевого простору від нижнього кінця труб до покрівлі пласта; III — закривають засувку на відводі із затрубного простору і решту заготовленого кислотного розчину під тиском закачують у пласт; IV — кислоту, що залишилася у трубах і в нижній частині свердловини продавлюють у пласт водою або нафтою

#### 3.4. Виконання ловильних та ремонтно-ізоляційних робіт за допомогою колтюрінгу

Особливості виконання ловильних та ремонтно-ізоляційних робіт із застосуванням колтюрінгових технологій

Проведення ловильних робіт (ЛР) та ремонтно-ізоляційних робіт (РІР) на Мачухському родовищі за допомогою гнучких труб є високотехнологічною альтернативою традиційному капітальному ремонту. Це зумовлено можливістю оперативного реагування на ускладнення без зупинки експлуатації сусідніх горизонтів.

Ловильні роботи (Fish operations) з використанням ГТ

Ловильні роботи за допомогою колтбінгу на великих глибинах (понад 5000 м) спрямовані на вилучення сторонніх предметів, елементів КРС або обірваних геофізичних приладів.

Технологічні особливості. Оскільки гнучка труба не дозволяє передавати значний крутний момент, для ловильних операцій використовують гідравлічні вибійні двигуни або спеціальні гідромеханічні ловильні інструменти.

Інструментарій. Застосовуються гідравлічні овершоти, мітчики та пастки, що спрацьовують під дією перепаду тиску або осевого навантаження. Про це можна окрему роботу виконати, що в подальшому навчанні в магістратурі маю наміри виконати.

Використання гідроударних механізмів: Для звільнення прихопленого об'єкта в компоновку низу колтбінгової колони (КНК) включають гідравлічні яси (Jars). Вони створюють серію ударних імпульсів, що передаються на ловильний інструмент, полегшуючи вивільнення «риби».

Ремонтно-ізоляційні роботи на Мачухському ГКР найчастіше пов'язані з ізоляцією підшовної води або ліквідацією негерметичності експлуатаційної колони.

Селективна ізоляція. Колтбінг дозволяє точно доставити ізолюючий матеріал (цементний розчин, полімерні композиції) безпосередньо в зону порушення або до інтервалу обводнення.

Встановлення цементних мостів. Використання гнучких труб забезпечує високу якість формування цементного каменю завдяки можливості

безперервної циркуляції та точного контролю положення кінця труби. Це критично важливо при роботі в умовах високих температур (160–180°C), де час тужавіння цементу суттєво скорочується.

Технологія Squeeze (задавлювання): Після закачування тампонажного матеріалу в зону ізоляції, колтюбінгова установка дозволяє створити необхідний тиск для продавлювання розчину в канали негерметичності, зберігаючи при цьому чистоту вищерозташованої частини колони шляхом зворотної промивки.

Переваги застосування гнучких труб при ловильних роботах та ремонтно-ізоляційних роботах на Мачухському родовищі.

Постійний моніторинг тиску: Роботи проводяться під тиском через герметизатор устя, що виключає ризик газонафтоводопроявів (ГНВП).

Швидкість мобілізації: Час на підготовку та спуск ловильного інструменту на гнучких трубах у 2–3 рази менший, ніж при використанні збірних бурильних труб.

Мінімізація забруднення. Відсутність потреби в глушінні важкими розчинами зберігає колекторські властивості пласта навколо зони ремонту.

Виконання ловильних та ізоляційних операцій за допомогою колтюбінгових комплексів на Мачухському ГКР забезпечує високу точність проведення робіт у надглибоких свердловинах. Застосування гідравлічних ясів та селективного нагнітання тампонажних сумішей дозволяє ефективно відновлювати експлуатаційну надійність свердловин у найкоротші терміни

Склад компоновки низу гнучкої труби (КНК) для ловильних робіт

При проведенні ловильних робіт на Мачухському ГКР (глибини 5000+ м) компоновка має забезпечувати надійне з'єднання, можливість створення ударних навантажень та безпечне від'єднання у разі невдачі.

Типова компоновка (зверху вниз). Конектор (CT Connector): для надійного механічного кріплення КНК до гнучкої труби Tenaris.

Подвійний зворотний клапан (Double Flapper Check Valve) запобігає надходженню пластового флюїду в ГТ.

Гідравлічний роз'єднувач (Hydraulic Disconnect) дозволяє від'єднати колону ГТ від ловильного інструменту, якщо «рибу» не вдалося звільнити і стався прихоп самої ловильної компоновки. Активується скиданням кулі або перепадом тиску.

Гідравлічний яс (Hydraulic Jar) основний елемент для створення ударних навантажень вгору або вниз.

Посилювач яса (Jar Accelerator) накопичує енергію стиснення/розтягнення гнучких труб і різко вивільняє її при спрацюванні яса, посилюючи удар на великій глибині.

Ловильний інструмент: (наприклад, гідравлічний овершот або мітчик).

Розрахунок осьових зусиль при роботі гнучких труб

Основним обмеженням при роботі на Мачухському родовищі є велика власна вага гнучкої труби та сили тертя під час руху, особливо вгору при підйомі. Розрахунок проводиться для перевірки колони на розрив при підйомі «риби».

Розрахунок ваги гнучкої труби у буровому розчині

Вага колони у флюїді менша за вагу в повітрі за рахунок виштовхувальної сили (коефіцієнта плавучості)

$$G_{\text{занур}} = q \cdot L \cdot k_{\text{п}}$$

де:

- $q$  — вага 1 погонного метра ГТ (наприклад, для 1.75" стінка 0.156" це ~3.95 кг/м);
- $L$  — глибина (5500 м);
- $k_{\text{п}}$  — коефіцієнт плавучості  $(1 - \frac{\rho_{\text{розчину}}}{\rho_{\text{стали}}})$ . При густині розчину 1300 кг/м<sup>3</sup>  $k_{\text{п}} \approx 0.835$ .

### Розрахунок сил тертя (F<sub>тертя</sub>)

Для глибоких свердловин сили тертя можуть становити 20-40% від ваги КОЛОНИ.

$$F_{\text{тертя}} \approx G_{\text{занур}} \cdot \mu \cdot \cos(\alpha)$$

де  $\mu$  — коефіцієнт тертя,  $\alpha$  — кут нахилу стовбура.

### Максимально допустиме зусилля натягу (P<sub>max</sub>)

При ловильних роботах сумарне зусилля на індикаторі ваги (P<sub>інд</sub>) не повинно перевищувати межу текучості матеріалу гнучкої труби з коефіцієнтом запасу (0.8):

Розрахунок показує, що при використанні гнучкої труби Tenaris HS-90 на глибині 5500 м, запас міцності дозволяє прикладати додаткове ловильне зусилля до 11 тонн. Для збільшення ефективності звільнення «риби» без перевищення критичних навантажень на гнучку трубу, у компоновку компоновки низу гнучкої труби КНК обов'язково включено гідравлічний яс та акселератор

$$P_{\text{інд}} = G_{\text{занур}} + F_{\text{тертя}} + F_{\text{ловильне}}$$

де  $F_{\text{ловильне}}$  — зусилля, яке ми створюємо для витягування об'єкта.

#### Приклад розрахунку (спрощено):

1. Вага ГТ у повітрі:  $3.95 \text{ кг/м} \times 5500 \text{ м} = 21\,725 \text{ кг}$ .
2. Вага у розчині:  $21\,725 \times 0.835 \approx 18\,140 \text{ кг}$ .
3. Зусилля на розрив (для сталі HS-90):  $\sim 42,000 \text{ кг}$ .
4. Допустиме навантаження (80%):  $42,000 \times 0.8 = 33\,600 \text{ кг}$ .
5. Доступне зусилля для лову:  $33\,600 - 18\,140(\text{вага}) - 4\,000(\text{тертя}) \approx \mathbf{11\,460 \text{ кг}}$ .

Розрахунок показує, що при використанні гнучких труб Tenaris HS-90 на глибині 5500 м, запас міцності дозволяє прикладати додаткове ловильне зусилля до 11 тонн. Для збільшення ефективності звільнення «риби» без перевищення критичних навантажень на гнучкі труби, у компоновку КНК обов'язково включено гідравлічний яс та акселератор

## РОЗДІЛ 4 РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА

Для розрахунків візьмемо операцію промивки піщаної пробки на глибині 5200 м. Оскільки ми працюємо на глибокому родовищі (Мачухське), головна складність — величезні втрати тиску через тертя в довгій і вузькій гнучкій трубі.

### 4.1. Гідравлічний розрахунок промивки

Мета розрахунку: визначити необхідний тиск на виході з насоса установки Fidelis.

Вихідні дані:

Глибина по вертикалі (L): 5200 м.

Зовнішній діаметр ГТ (Dз): 38,1 мм (1.5").

Внутрішній діаметр ГТ (dвн): 31,7 мм.

Рідина промивки: технічна вода (густина  $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ ).

Витрата рідини (Q): 1,5 л/с (або  $0,0015 \text{ м}^3/\text{с}$ ).

Розрахунок швидкості руху рідини в гнучкій трубі. Швидкість (v) визначається за формулою:

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2}$$

Визначення втрат тиску на тертя (формула Дарсі-Вейсбаха)

Це основна формула для вашої розрахункової частини:

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{L}{d_{\text{вн}}} \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2}$$

Де  $\lambda$  — коефіцієнт гідравлічного опору (для турбулентного режиму в ГТ зазвичай приймається 0,02-0,03).

#### 4.2. Розрахунок на міцність (Оцінка ваги колони)

На такій глибині важливо, щоб труба не обірвалася під власною вагою.

Вага ГТ у повітрі. При товщині стінки 3,2 мм, вага 1 метра ГТ 38,1 мм становить приблизно 2,76 кг/м.

$$G_{\text{пов}} = 5200 \cdot 2,76 = 14\,352 \text{ кг} \approx 14,3 \text{ тонни}$$

Вага у рідині (з урахуванням сили Архімеда). Оскільки труба занурена в розчин, вона стає легшою. Коефіцієнт плавучості ( $k$ ) для води приблизно 0,87.

$$G_{\text{рід}} = 14,3 \cdot 0,87 = 12,4 \text{ тонни}$$

Висновок для розділу: Інжектор установки Fidelis Fi-130, який ми обрали раніше (тягове зусилля до 60 тонн), має величезний запас міцності (понад 400%), що гарантує безпечне вилучення труби навіть у разі її прихоплення.

Розрахуємо точні цифри тиску за допомогою Python

Результати розрахунків для вашої роботи:

Швидкість потоку рідини: 1,9 м/с (це ідеальна швидкість для винесення піску на поверхню).

Втрати тиску на тертя: 7,4 МПа.

Це означає, що при тиску на гирлі (в свердловині) близько 25 МПа, насос на установці Fidelis повинен буде працювати з тиском не менше 32,4 МПа. Це легко виконується, оскільки стандартні насоси КТУ розраховані на 70 МПа.

#### 4.3. Розрахунок критичного тиску зминання (Collapse Pressure)

Гнучка труба піддається зовнішньому тиску в свердловині. Нам треба перевірити, чи не "схлопнеться" вона, якщо тиск у міжтрубному просторі (НКТ) буде значно вищим за тиск всередині ГТ.

Формула для розрахунку (за API 5С3):

$$P_{\text{крит}} = 2 \cdot \sigma_y \cdot \left[ \frac{(D/t) - 1}{(D/t)^2} \right]$$

Де:

- $\sigma_y$  — границя плинності сталі (для нашої труби HS-90 це 620 МПа).
- $D$  — зовнішній діаметр (38,1 мм).
- $t$  — товщина стінки (3,2 мм).

Розрахунок:

$$D/t = 38,1/3,2 = 11,9$$

$$P_{\text{крит}} = 2 \cdot 620 \cdot \left[ \frac{11,9 - 1}{11,9^2} \right] \approx 95,5 \text{ МПа}$$

Висновок: Оскільки  $R_{\text{крит}}$  (95,5 МПа) значно вищий за робочі тиски на Мачухському родовищі (40-50 МПа), труба захищена від зминання.

#### 4.4. Розрахунок часу циклу промивки

Важливо знати, скільки часу знадобиться, щоб рідина з вибою підняла пісок на поверхню.

Об'єм затрубного простору (між ГТ 38,1 мм та НКТ 73 мм):

$$V_{\text{затр}} = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{НКТ.ВН}}^2 - d_{\text{ГТ.ЗН}}^2) \cdot L$$

Внутрішній діаметр НКТ 73 мм  $\approx$  62 мм (0,062 м).

Зовнішній діаметр ГТ  $\approx$  38,1 мм (0,0381 м).

$$V_{\text{затр}} = 0,785 \cdot (0,062^2 - 0,0381^2) \cdot 5200 \approx 9,7 \text{ м}^3$$

Час підйому пачки рідини (при витраті  $Q = 1,5 \text{ л/с} = 0,0015 \text{ м}^3/\text{с}$ ):

$$T = \frac{V_{\text{затр}}}{Q} = \frac{9,7}{0,0015} = 6466 \text{ сек} \approx 1,8 \text{ години}$$

Висновок: Для повного очищення стовбура від однієї порції бруду потрібно близько 2 годин циркуляції.

#### 4.5. Розрахунок об'єму азоту для освоєння (Азотний ліфт)

Після промивки та СКО нам треба полегшити стовп рідини, щоб свердловина почала працювати.

Необхідне зниження тиску на вибій. Якщо стовп води 5200 м тисне на вибій з силою 52 МПа, а пластовий тиск 40 МПа, нам треба "скинути" мінімум 15-20 МПа. Використовуємо формулу розрахунку середньої густини газорідинної суміші:

$$\rho_{\text{суміші}} = \frac{\rho_{\text{рідини}}}{1 + R}$$

Де  $R$  — газоміст (відношення об'єму азоту до об'єму рідини).

Для зниження густини з  $1000 \text{ кг/м}^3$  до  $700 \text{ кг/м}^3$ :

$$R = \frac{1000}{700} - 1 \approx 0,43 \text{ (на вибої)}$$

Враховуючи тиск, на  $1 \text{ м}^3$  рідини на поверхні знадобиться близько  $150\text{-}200 \text{ м}^3$  азоту.

4.6. Розрахунок допустимої швидкості спуску ГТ з урахуванням витіснення рідини

При спуску труба витісняє об'єм рідини, що дорівнює об'єму її стінок та внутрішньому об'єму (якщо спуск йде з клапаном). Щоб не створити надлишкового тиску, швидкість спуску повинна бути такою, щоб рідина встигала перетікати через кільцевий простір.

Вихідні дані для розрахунку:

Радіус внутрішній НКТ ( $R_{\text{нкт}}$ ):  $0,031 \text{ м}$  (для НКТ  $73 \text{ мм}$  із товщиною стінки  $5,5 \text{ мм}$ ).

Радіус зовнішній ГТ ( $r_{\text{гт}}$ ):  $0,019 \text{ м}$  (для ГТ  $38,1 \text{ мм}$ ).

Гранична витрата рідини ( $Q_{\text{доп}}$ ): приймемо її рівною продуктивності промивального насоса, щоб система встигала "проковтнути" витіснений об'єм —  $1,5 \text{ л/с}$  ( $0,0015 \text{ м}^3/\text{с}$ ).

Формула:

$$v_{\text{сп}} \leq \frac{Q_{\text{доп}}}{S_{\text{затр}}}$$

де  $S_{затр}$  — площа кільцевого (затрубного) простору.

Розрахунок площі затрубного простору:

$$S_{затр} = \pi \cdot (R_{нкт}^2 - r_{гт}^2)$$

$$S_{затр} = 3,14 \cdot (0,031^2 - 0,019^2) = 3,14 \cdot (0,000961 - 0,000361) = 0,001884 \text{ м}^2$$

Розрахунок максимальної швидкості спуску:

$$v_{сп} \leq \frac{0,0015}{0,001884} \approx 0,79 \text{ м/с}$$

Врахування коефіцієнта безпеки:

В реальних умовах глибоких свердловин (як на Мачухському родовищі) через високу в'язкість конденсатоболотних сумішей використовують коефіцієнт запасу  $k = 0,4 \dots 0,5$ .

$$v_{роб} = v_{сп} \cdot 0,5 = 0,79 \cdot 0,5 \approx 0,4 \text{ м/с}$$

Переведемо у звичні для буровиків одиниці (метри за хвилину):

$$V_{хв} = 0,4 \cdot 60 = 24 \text{ м/хв}$$

Максимальна рекомендована швидкість спуску гнучкої труби в свердловину становить 24 м/хв. При наближенні до вибою або зони перфорації (за 50-100 метрів) швидкість необхідно знизити до 5-10 м/хв, щоб уникнути механічного удару об голову піщаної пробки.

#### 4.7. Розрахунок зусилля заштовхування (Snubbing force)

На Мачухському родовищі високий пластовий тиск. Це означає, що при першому спуску труби тиск у свердловині намагатиметься «виштовхнути» гнучку трубу (ГТ) назовні, як корок із пляшки шампанського.

Формула виштовхувальної сили:

$$F_{\text{вишт}} = P_{\text{гирл}} \cdot S_{\text{ГТ}}$$

де:

$P_{\text{гирл}}$  — тиск на гирлі (прийємо 30 МПа або 300 кгс/см<sup>2</sup>).

$S_{\text{ГТ}}$  — площа перерізу ГТ по зовнішньому діаметру ( $D = 3,81$  см).

$$S_{\text{ГТ}} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 3,81^2}{4} \approx 11,4 \text{ см}^2$$

$$F_{\text{вишт}} = 300 \text{ кгс/см}^2 \cdot 11,4 \text{ см}^2 = 3420 \text{ кг} \approx 3,4 \text{ тонни.}$$

Щоб почати спуск, інжектор Fidelis повинен прикласти зусилля заштовхування (snubbing) не менше 3,4 тонни плюс сила тертя в сальнику (стрипері). Це підтверджує необхідність потужного інжектора.

#### 4.8. Розрахунок граничного тиску всередині ГТ (Burst Pressure)

Ми плануємо проводити кислотну обробку та промивку. Нам треба знати, який максимальний тиск витримає сама труба, перш ніж її розірве зсередини.

Формула Барлоу:

$$P_{\text{розрив}} = \frac{2 \cdot \sigma_y \cdot t}{D} \cdot K$$

де:

$\delta$  — границя плинності сталі (HS-90 = 620 МПа)

$t$  — товщина стінки (3,2 мм = 0,0032 м)

$D$  — зовнішній діаметр (38,1 мм = 0,0381 м).

К — коефіцієнт запасу (зазвичай 0,8 для Б/В труб або 0,9 для нових).

$$P_{\text{розрив}} = \frac{2 \cdot 620 \cdot 0,0032}{0,0381} \cdot 0,9 \approx 93,8 \text{ МПа.}$$

Висновок: Робочий тиск під час операцій (близько 35-40 МПа) становить менше 50% від граничного, що гарантує високий рівень безпеки робіт

#### 4.9. Розрахунок втоми металу ГТ (Fatigue life)

Колтюбінгова труба псується не від часу, а від кількості циклів «змотування-розмотування» під тиском. Це унікальний розрахунок саме для цієї теми.

Методика. Кожен прохід через «гусак» (напрямну дугу) інжектора — це один цикл пластичної деформації. При тиску 35 МПа один цикл з'їдає приблизно 0,1% – 0,15% ресурсу труби в найбільш навантаженій точці.

Якщо ми зробимо 10 спусків/підйомів на Мачухському родовищі під високим тиском, ми використаємо приблизно 1,5% загального життя труби.

Висновок: Необхідно вести суворий облік напрацювання в системі керування установки Fidelis, щоб запобігти розриву ГТ у свердловині.

#### 4.10. Вибір діаметра насадки (гідромоніторного насадка)

Для ефективної промивки піщаної пробки на кінці Г Т ставлять насадку. Нам треба розрахувати діаметр отворів, щоб створити швидкісний струмінь.

Формула швидкості струменя:

$$v_{\text{стр}} = \sqrt{\frac{2 \cdot \Delta P_{\text{нас}}}{\rho}}$$

Якщо ми хочемо, щоб на насадці падав тиск  $\Delta P_{нас} = 5 \text{ МПа}$ :

$$v_{стр} = \sqrt{\frac{2 \cdot 5\,000\,000}{1000}} \approx 100 \text{ м/с.}$$

Така швидкість струменя (100 м/с) гарантовано розмиває навіть щільну пробку, перетворюючи її на пульпу, яка легко виноситься на поверхню.

## РОЗДІЛ 5 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРОЕКТНИХ РІШЕНЬ

Для цього розділу ми проведемо порівняльний аналіз. Головна ідея: використання української установки Fidelis та технології колтубінгу набагато вигідніше, ніж традиційний капітальний ремонт свердловин (КРС) із залученням верстата та глушінням пласта.

### 5.1. Методика розрахунку витрат

Загальні витрати на операцію (Сзаг) складаються з:

Вартість мобілізації, що включає доставку техніки на Мачухське родовище, враховуючі складність через можливі проблеми із логістикою через погодні умови.

Вартість машино-години: робота колтубінгової установки Fidelis, насосного агрегату та азотної установки.

Витратні матеріали: гнучка труба (амортизація), соляна кислота, азот, інгібітори.

Оплата персоналу: робота інженерно-технічної ланки.

## 5.2. Порівняння варіантів (Таблиця 1)

Показник	Традиційний КРС (з глушінням)	Колтюрінг Fidelis (без глушіння)
Тривалість робіт	10–14 діб	2–3 доби
Необхідність глушіння	Так (важкий розчин)	Ні
Ризик пошкодження пласта	Високий	Мінімальний
Вартість операції (умовна)	100%	60–70%
Час виходу на режим	5–7 діб	0,5 доби (одразу)

## 5.3. Розрахунок економічного ефекту від збереження видобутку

Головною перевагою застосування колтюрінгової установки Fidelis перед традиційним капітальним ремонтом свердловин (КРС) на Мачухському родовищі є відсутність фази «глушіння» свердловини. При традиційному ремонті у свердловину закачується важка рідина (сольовий розчин або глинистий розчин) для створення протитиску на пласт.

Це призводить до двох видів економічних втрат, які ми розрахуємо:

### 1. Втрати через тривале освоєння (недоотриманий прибуток)

Після традиційного КРС свердловина потребує тривалого періоду освоєння (очищення від розчину глушіння). На Мачухському родовищі цей період може тривати до 7 діб. При використанні колтюрінгу вихід на режим відбувається протягом 12 годин.

Розрахунок:

Середньодобовий дебіт свердловини ( $Q_{сер}$ ): 150 тис. м<sup>3</sup>/добу.

Різниця в часі виходу на режим ( $\Delta T$ ): 6,5 діб.

Обсяг збереженого видобутку газу ( $V_{зб}$ ):

$$V_{зб} = Q_{сер} \cdot \Delta T = 150 \cdot 6,5 = 975 \text{ тис. м}^3$$

Вартість газу (умовно для промислових споживачів): 18 000 грн за 1000 м<sup>3</sup>.

Економічний ефект:  $975 \times 18,000 = 17\,550,000$  грн

Втрати через кольматацію (забруднення) пласта

При глушінні тверді частинки та фільтрат розчину проникають у пори пласта, знижуючи його проникність. Це призводить до того, що після ремонту свердловина ніколи не повертається до 100% свого початкового дебіту (зазвичай втрачається 5-10% продуктивності).

Розрахунок:

Втрата дебіту через погіршення властивостей пласта ( $\eta$ ): 5%.

Річні втрати видобутку після традиційного КРС ( $V_{рік}$ ):

$$V_{рік} = Q_{сер} \cdot 365 \cdot 0,05 = 150 \cdot 365 \cdot 0,05 = 2737,5 \text{ тис. м}^3$$

**Грошовий еквівалент річних втрат:**  $2737,5 \times 18000 = 49\,275\,000$  грн

Висновок за розділом

Використання технології колтюбінгу дозволяє уникнути обох видів втрат. Сумарний економічний ефект лише за перший рік після операції порівняно з КРС складає:

$$E_{заг} = 17,55 + 49,27 = 66,82 \text{ млн грн.}$$

Цей розрахунок доводить, що навіть якщо оренда установки Fidelis дорожча за звичайний підйомник для КРС, підсумкова вигода для видобувної компанії в разі перевищує витрати.

Розрахунок втраченої вигоди при КРС:

Середній дебіт свердловини на Мачухах:  $Q = 200$  тис. м<sup>3</sup>/добу.

Додатковий час на освоєння після КРС: 5 діб.

Втрачений видобуток:  $200 \times 5 = 1000$  тис. м<sup>3</sup> газу.

При вартості газу (умовно) 15 000 грн за 1000 м<sup>3</sup>, втрати складають 15 млн грн.

Висновок. Застосування колтюбінгу Fidelis дозволяє уникнути цих втрат, що робить операцію фактично "безкоштовною" за рахунок збереженого видобутку.

#### 5.4. Переваги вітчизняного обладнання Fidelis

Вибір установки українського виробництва «Fidelis» (ТОВ «Фіділіс-Техно-Трейд») замість іноземних аналогів (таких як National Oilwell Varco чи Jereh) базується на декількох ключових факторах, що безпосередньо впливають на рентабельність проекту:

Зниження капітальних та операційних витрат. Вартість мобілізації. Оскільки виробничі та сервісні бази Fidelis знаходяться в Полтавському регіоні, транспортні витрати на доставку установки на Мачухське родовище мінімальні порівняно з іноземними компаніями, чия логістика може залежати від транскордонних перевезень.

Вартість машино-години: Використання української техніки дозволяє знизити вартість сервісних робіт на 20-25% завдяки відсутності високих митних зборів на комплектуючі та нижчим витратам на утримання персоналу.

Мінімізація валютних та санкційних ризиків. Всі розрахунки за оренду та обслуговування установки проводяться в національній валюті. Це захищає бюджет видобувного підприємства від різких стрибків курсу долара чи євро, що критично для довгострокових проектів з інтенсифікації фонду свердловин.

Технічна адаптація до локальних умов. Установки Fidelis спроектовані з урахуванням специфіки українських родовищ (великі глибини ДДЗ, високий вміст сірководню, температурні режими). Шасі установок адаптовані до стану

місцевих доріг та габаритів майданчиків на старих свердловинах, що пришвидшує монтаж.

Оперативність сервісу та постачання запчастин. У випадку виходу з ладу окремих вузлів (наприклад, елементів інжектора чи гідравліки), термін постачання запчастин від українського виробника становить 1-2 доби, тоді як очікування деталей із США чи Китаю може тривати 30-60 діб.

Розрахунок збитків від простою. Один день простою на Мачухському родовищі через очікування запчастин коштує компанії близько 100-150 тис. грн (оренда спецтехніки + зарплати). Вибір Fidelis нівелює ці ризики.

Енергетична безпека та розвиток галузі. Залучення українських машинобудівних підприємств створює замкнений цикл: український газ видобувається за допомогою української техніки. Це сприяє підвищенню кваліфікації вітчизняних інженерів та створює робочі місця, що є важливим соціально-економічним показником проекту.

Нижча вартість оренди: на 20-30% дешевше за іноземні сервіси (Halliburton, Baker Hughes).

Логістика: швидка доставка запчастин та сервісна підтримка в межах Полтавського регіону.

Відсутність валютних ризиків: розрахунки в національній валюті.

## РОЗДІЛ 6. ОХОРОНА ПРАЦІ

### 6.1. Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів

При проведенні робіт на Мачухському родовищі з установкою Fidelis на персонал діють такі фактори:

Високий тиск: Робочий тиск у ГТ та свердловині досягає 40–60 МПа. Ризик розгерметизації ліній нагнітання.

Механічні фактори: Рухомі частини інжектора, обертання барабана з трубою, робота лебідок.

Хімічні фактори: Використання соляної кислоти (HCl) при інтенсифікації та інгібіторів корозії.

Термічні фактори: Кріогенні температури при роботі з рідким азотом (-196 °C) та високі температури викиду вихлопних газів двигунів.

Шум та вібрація: Робота дизельних двигунів КТУ та насосних агрегатів.

## 6.2. Заходи з безпечної експлуатації колтубінгової установки

Для мінімізації ризиків передбачаються наступні заходи:

Дистанційне керування. Оператор установки Fidelis знаходиться в броньованій кабіні з куленепробивним склом, що захищає від можливого викиду рідини чи обриву труби.

Опресування. Перед початком робіт всі нагнітальні лінії та протифонтанне обладнання (ПФО) опресовуються на тиск, що на 10-20% перевищує максимальний очікуваний.

Контроль втоми металу. Використання електронної системи моніторингу (наприклад, Orion), яка автоматично зупиняє роботу при досягненні критичного зносу гнучкої труби.

Автоматика безпеки. Наявність клапанів аварійного скидання тиску та зрізних плашок у превенторі, здатних перерізати гнучкі труби у разі НГВП (нафтогазоводопрояву).

## 6.3. Техніка безпеки при роботі з азотом та кислотами

Азот. Персонал повинен використовувати спеціальні рукавиці (кріо-рукавиці) та маски. Забороняється перебувати в зоні можливого скупчення азоту (низини), оскільки він витісняє кисень.

Кислотна обробка: Обов'язкове використання прогумованих костюмів, фартухів та засобів захисту органів дихання. На майданчику має бути нейтралізуючий розчин (сода) та запас чистої води для промивання очей/шкіри.

#### 6.4. Охорона навколишнього середовища

Колтбінг є однією з найбільш екологічних технологій у галузі:

Замкнений цикл: Відсутність необхідності глушіння свердловини виключає потрапляння розчину в ґрунтові води.

Запобігання викидам: Використання стріпера (герметизатора) забезпечує повну герметичність гирла під час руху труби, що унеможливорює витік газу в атмосферу.

Поводження з відходами: Продукти промивки (пульпа, відпрацьована кислота) збираються в герметичні ємності для подальшої утилізації на спеціальних полігонах, не контактуючи з ґрунтом.

#### 6.5. Розрахунок радіуса небезпечної зони при можливому розриві нагнітальної лінії

При проведенні промивки тиск у лініях від насоса до КТУ досягає 40 МПа. У разі розриву лінії виникає реактивна сила та можливі ризики травмування уламками.

Вихідні дані:

Робочий тиск (P): 40 МПа (400 кгс/см<sup>2</sup>).

Діаметр лінії (d): 50 мм (5 см).

Розрахунок реактивної сили удару (Fуд):

$$F_{\text{уд}} = P \cdot S = P \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4}$$

$$F_{\text{уд}} = 400 \cdot \frac{3,14 \cdot 5^2}{4} = 400 \cdot 19,625 = 7850 \text{ кгс} \approx 78,5 \text{ кН.}$$

Висновок: Ударна сила у 7,8 тонни є смертельною. Згідно з нормативами, радіус небезпечної зони навколо ліній високого тиску під час опресування та роботи має становити не менше 10 метрів, а персонал повинен перебувати у захищеній кабіні Fidelis.

Розрахунок безпечної відстані при викиді азоту (за концентрацією кисню)

При використанні азотної установки для освоєння свердловини існує ризик витіснення кисню з повітря, що може призвести до асфіксії (задухи).

Умова безпеки. Концентрація кисню в повітрі не повинна падати нижче значення в 19%.

#### 6.6 Розрахунок об'єму азоту, що створює небезпеку

Якщо в приміщенні або в низині об'ємом  $V_{\text{прим}} = 100 \text{ м}^3$  відбудеться витік азоту  $V_{N_2}$ , нова концентрація кисню  $CO_2$  розраховується як:

$$C_{O_2} = \frac{0,21 \cdot (V_{\text{прим}} - V_{N_2})}{V_{\text{прим}}}$$

Для падіння концентрації до критичних 18%:

$$0,18 = \frac{0,21 \cdot (100 - V_{N_2})}{100} \Rightarrow 18 = 21 - 0,21 \cdot V_{N_2} \Rightarrow V_{N_2} \approx 14,3 \text{ м}^3.$$

## 6.7 Розрахунок освітленості робочого майданчика

Створення раціонального світлового середовища є базовою умовою для забезпечення безпеки праці та підтримки високої працездатності персоналу під час цілодобового циклу робіт на свердловині. Незадовільний рівень освітленості технологічних зон класифікується як шкідливий виробничий чинник, що призводить до зорової декомпенсації, зниження концентрації уваги та підвищення ризику травматизму через обмежену видимість рухомих елементів установки.

Відповідно до нормативної бази, оптимізація світлового режиму на робочих місцях досягається шляхом використання сучасних джерел випромінювання, освітлювальних приладів та засобів індивідуального захисту очей. З метою гарантування промислової безпеки при експлуатації колтубінгового комплексу в темну пору доби, необхідно виконати інженерний розрахунок параметрів освітлення робочого майданчика.

Оскільки роботи на Мачухах часто тривають цілодобово, важливо розрахувати кількість прожекторів для безпечної роботи вночі.

Формула:

$$N = \frac{E \cdot S \cdot k \cdot z}{n \cdot \Phi}$$

$E$  — нормована освітленість (для нафтових об'єктів 30 лк).

$S$  — площа майданчика (близько 400 м<sup>2</sup>).

$k$  — коефіцієнт запасу (1,5).

$\Phi$  — світловий потік одного прожектора (наприклад, середній LED потужністю 50 Вт  $\approx$  5000 лм).

$$N = \frac{30 \cdot 400 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{1 \cdot 5000} \approx 4 \text{ прожектори.}$$

Для безпечного ведення робіт у нічний час установка Fidelis має бути укомплектована мінімум 4-ма LED-щоглами.

## Список використаних джерел

- 1 Методичні рекомендації до переддипломної практики та виконання кваліфікаційної роботи магістра для студентів денної і заочної форм навчання другого (магістерського) рівня вищої освіти спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; [уклад. : І. І. Капцов, О. В. Ромашко, В. М. Орловський, В. Г. Котух, О. І. Наливайко, Н. І. Капцова, Т. А. Пушкар, В. Е. Абракітов, К. М. Палєєва]. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2021. – 37 с.
- 2 Капцов І. І. Скорочення втрат газу на магістральних. газопроводи. К.: Надра, 2001. 160 с.
- 3 Методичні рекомендації "Збір і підготовка нафтогазопромислової продукції" для студентів першого бакалаврського рівня освіти спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології освітньої програми 185 - Нафтогазова інженерія та ттехнології / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; [уклад. : І. І. Капцов, Н. І. Капцова]. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2025.
- 4 Дорошенко Я. В. Спорудження та ремонт зосереджених об'єктів газонафтопроводів: підручник / Я. В. Дорошенко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2015. – 845 с. ISBN 978-3-659-37720-4.
- 5 Analysis of Gas Transmission Systems Elements from the Perspective of the Sustainable Development Concept / Paleyeva, K., Kaptsov, I., Kaptsova, N. In: Arsenyeva, O., Romanova, T., Sukhonos, M., Tsegelnyk, Y. (eds) Smart Technologies in Urban Engineering. STUE 2022. Lecture Notes in Networks and Systems, vol 536. Springer, Cham (Scopus) URL: [https://doi.org/10.1007/978-3-031-20141-7\\_30](https://doi.org/10.1007/978-3-031-20141-7_30)
- 6 Smart J. Keep on moving. World pipelines. 2009. December. P. 43–47.
- 7 Стандарт підприємства: СТП 320.30019801.069-2003 Магістральні газопроводи. Типовий регламент технічного обслуговування і ремонту

переходів: повітряних, підземних через автомобільні дороги та залізниці, переїздів через газопроводи [Текст] : нормативно-технічний матеріал. – К. : ДК Укртрансгаз, 2003. – 40 с.

8Наджафі М., Гокхале С. Бестраншейні технології. Проектування, будівництво та реконструкція трубопроводів та комунікацій. Друге видання. Нью-Йорк: McGraw-Hill Education. 2021. 589 с.

9Дорошенко Я. В. Спорудження та ремонт зосереджених об'єктів газонафтопроводів: підручник / Я. В. Дорошенко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2015. – 845 с. ISBN 978-3-659-37720-4.

10 Стандарт підприємства: СТП 320.30019801.099-2003. Магістральні газопроводи. Технічне обслуговування лінійної частини [Текст] : нормативно-технічний матеріал. – К. : ДК Укртрансгаз, 2003. – 49 с.

11 СОУ 49.5-30019801-115:2014 Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів. - Київ. ДК Укртрансгаз. 2014. -265 с

12 . Приходько М.М. Управління природними ресурсами і природоохоронною діяльністю/ М.М.Приходько, М.М.Приходько. – Івано-Франківськ: „Фоліант”, 2004. – 847с. 3. Мельник Л.Г.

13 Екологічна економіка: Підручник. – 3-тє вид., випр. і допов. – Суми: ВТД „Університетська книга”, 2006. – 367с.

14 ДСТУ 12.1.003:2014 «Рівень шуму»

15 ДСП 201-19 «Гігієнічні норматив допустимих концентрацій»

16 НПАОП 0.00-1.80-18 — «Правила охорони праці під час експлуатації вантажопідіймальних кранів».

17 ДСТУ EN 13852-1:2014 — крани вантажопідіймальні.

18 ДСТУ ISO 12100:2014 — «Безпечність машин. Загальні принципи».

19 ДСТУ EN 27243:2017 — оцінювання теплового навантаження.

20 ДСН 3.3.6.042-99 — гігієнічні вимоги до мікроклімату.

21 НПАОП 0.00-1.28-10 — роботи на відкритому повітрі в складних

метеоумовах.

- 22 ДБН В.2.5-28:2018 — природне і штучне освітлення;
- 23 ДСТУ EN 12464-1:2014 — освітлення робочих місць;
- 24 НПАОП 40.1-1.21-98 (ДНАОП 0.00-1.21-98) Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів
- 25 ДСП 201-19 «Гігієнічні нормативи допустимих концентрацій»,
- 26 ДСТУ ISO 4225:2003 «Якість повітря. Загальні положення».
- 27 НАПБ А.01.001-2014 (Правила пожежної безпеки в Україні).