

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»

Геологорозвідувальний  
(факультет)  
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння  
(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
кваліфікаційної роботи ступеня магістр  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Сніна Андрія Віталійовича  
(ПІБ)  
академічної групи 184М-19-1 ГРФ  
(шифр)  
спеціальності 184 Гірництво  
(код і назва спеціальності)  
спеціалізації за освітньо-професійною програмою Буріння розвідувальних та експлуатаційних свердловин  
(офіційна назва)  
на тему Розробка технології проведення капітального ремонту за допомогою колтю-  
бінгової установки в умовах свердловини 115 Яблунівського газоконденсатного родовища  
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Хоменко В.Л.			
розділів:				
Технологічний	Хоменко В.Л.			
Охорона праці				
Економічний	Хоменко В.Л.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Расцветасв В.О.			

Дніпро  
2020



## РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота 97 стор., 16 рис., 18 табл., 26 бібл.

### КОЛТЮБІНГ, КОЛОНА ГНУЧКИХ ТРУБ, КАПІТАЛЬНИЙ РЕМОНТ СВЕРДЛОВИН.

Сфера застосування розробки – ремонт нафтових і газових свердловин.

Об'єкт дослідження – технологія капітального ремонту свердловин на нафту і газ.

Предмет дослідження – особливості технології проведення капітального ремонту за допомогою колтюрбінгової установки в умовах свердловини 115 Яблунівського газоконденсатного родовища.

Мета роботи – розробити технологію проведення капітального ремонту в умовах свердловини 115 Яблунівського газоконденсатного родовища.

Новизна отриманих результатів – розглянуті агрегати з використанням колон гнучких труб і їх пристрій, матеріал і технологія виготовлення колони, механізм руйнування гнучких труб і основні результати їх експлуатації. Також проаналізована специфіка проведення бурових робіт з використанням колони гнучких труб.

Практичні результати – розроблено технологію проведення підготовчих робіт та робіт з промивки та освоєння свердловини для капітального ремонту за допомогою колтюрбінгової установки в умовах свердловини 115 Яблунівського газоконденсатного родовища.

Результати роботи можуть бути використані в діяльності організації з буріння і ремонту свердловин на нафту і газ для вторинного розкриття продуктивних пластів.

Впровадження запропонованої удосконаленої технології ремонту свердловини з використанням колтюрбінгової установки окрім технологічних переваг приносить певну економічну ефективність.

Практична значимість – забезпечення можливості проведення ефективного капітального ремонту і відновлення продуктивності свердловини 115 Яблунівського газоконденсатного родовища.

Взаємозв'язок з іншими роботами – продовження інноваційної діяльності кафедри нафтогазової інженерії та буріння НТУ «Дніпровська політехніка» в галузі спорудження нафтогазових свердловин.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
<b>1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ.....</b>	<b>10</b>
1.1 Геолого-географічні умови проведення робіт.....	10
1.2 Стан свердловини № 115 Яблунівського ГКР.....	16
Висновки за розділом.....	19
<b>2 АГРЕГАТИ З ВИКОРИСТАННЯМ КОЛОН ГНУЧКИХ ТРУБ.....</b>	<b>20</b>
2.1 Історія створення агрегатів.....	20
2.2 Основні переваги устаткування з використанням колон гнучких труб і сфера його застосування.....	22
2.3 Основні принципи конструювання агрегатів.....	26
2.4 Вимоги до конструкції агрегату.....	28
Висновки за розділом.....	30
<b>3. УСТРІЙ АГРЕГАТІВ ДЛЯ РОБОТИ З КОЛОНОЮ ГНУЧКИХ ТРУБ.....</b>	<b>31</b>
3.1 Основні типи компонувань агрегатів.....	31
3.1.1 Комплекс устаткування, розміщений на двох і більше спеціалізованих транспортних засобах.....	32
3.1.2 Агрегати, змонтовані на серійних автомобільних і тракторних шасі.....	35
3.1.3 Агрегати, змонтовані на причепах (напівпричепах).....	39
3.2 Обладнання гирла свердловини.....	39
Висновки за розділом.....	44
<b>4 ОСОБЛИВОСТІ КОЛОН ГНУЧКИХ ТРУБ ДЛЯ КОЛТЮБІНГУ.....</b>	<b>45</b>
4.1 Світовий досвід застосування колон гнучких труб.....	45
4.2 Матеріали, які застосовують для виготовлення колони.....	46
4.3 Технологія виготовлення гнучкої труби.....	48
4.4 Механізм руйнування гнучких труб і основні результати їх експлуатації.....	49
4.5 Шляхи підвищення надійності колони гнучких труб.....	55
4.6 Характеристики гнучких труб.....	56

	5
Висновки за розділом.....	58
<b>5 ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ З ВИКОРИСТАННЯМ КОЛОНИ ГНУЧКИХ ТРУБ</b>	
.....	59
5.1 Особливості проведення робіт.....	59
5.2 Устаткування, вживане для буріння.....	62
5.3 Бурові установки.....	63
5.4 Особливості роботи колони гнучких труб.....	66
Висновки за розділом.....	66
<b>6 ПЛАН РОБІТ НА КАПІТАЛЬНИЙ РЕМОНТ СВЕРДЛОВИНИ № 115 ЯБЛУНІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА</b>	67
6.1 Перелік підготовчих робіт.....	67
6.2 Перелік робіт з промивки та освоєння свердловини.....	68
Висновки за розділом.....	76
<b>7 РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАПРОПОНОВАНОЇ ТЕХНІОЛОГІЇ</b>	77
Висновки за розділом.....	80
<b>8 ОХОРОНА ПРАЦІ І НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА</b>	81
8.1 Аналіз потенційних шкідливих і небезпечних чинників запроектованих робіт.....	81
8.1.1 Шкідливі виробничі чинники.....	81
8.1.2 Небезпечні виробничі чинники.....	82
8.2 Виробнича санітарія і гігієна праці.....	82
8.3 Особливості техніки безпеки про використанні колтюбінгових установок.....	83
8.4 Охорона навколишнього середовища при проведенні робіт в умовах свердловини 115 Яблунівського газоконденсатного родовища.....	84
Висновки за розділом.....	94
<b>ВИСНОВКИ</b>	95
<b>СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ</b>	96

## ВСТУП

Першим досвідом застосування безперервної гнучкої металеві труби для підземного ремонту і видобутку рідини пласта можна рахувати використання установки заглибного електровідцентрового насоса, розробленої під керівництвом Н.В. Богданова. Її відмітною особливістю був спуск і експлуатація заглибного агрегату на колоні гнучких сталевих труб. Кабель живлення заглибного двигуна при цьому розташовувався усередині колони. Це пропозиція і було основним в ідеї автора проекту, оскільки виключало контакт кабелю із стінками експлуатаційної свердловини при спускопідйомних операціях і експлуатації. В результаті надійність кабелю багаторазово збільшувалася в порівнянні з традиційними схемами. Окрім цього, виконання підземного ремонту зводилося до намотування труби на барабан без згвинчування і розгвинчування різьбових з'єднань колони. Установка була виготовлена і пущена в експлуатацію, але наступна її історія не відома.

Це технічне рішення має багато позитивних сторін, але в контексті даного питання важливе одне - колона безперервних металевих труб використовувалася для операцій підземного ремонту свердловин (ПРС). На жаль, це напрям створення устаткування нафтопромислу не отримав подальшого розвитку передусім через відсутність на той момент надійних і дешевих гнучких труб.

Пріоритет в області конструювання, виготовлення і промислової експлуатації установок з колоною гнучких труб (КГТ) належить фірмам США і Канади.

Нині у світі експлуатується більше 600 установок, причому їх число увесь час зростає. І однією з основних цілей, є показати перевагу цих установок для подальшого розширення їх використання.

Основною особливістю описуваного устаткування є робота гнучкої труби за наявності пластичних деформацій, що вимагає створення труб з принципово іншими властивостями, чим виготовляються нині. Бурхливий розвиток техніки

і технології з використанням колони гнучких труб обумовлений наступними їх перевагами:

• **при дослідженні свердловин :**

- забезпечення можливості доставки приладів в будь-яку точку горизонтальної свердловини;

- висока надійність лінії зв'язку з приладами, що спускаються;

• **при виконанні підземних ремонтів :**

- відсутня необхідність в глушенні свердловини і, як один з наслідків, не погіршуються колекторні властивості при вибійній зоні продуктивного пласта;

- скорочується час проведення спускопідйомних операцій за рахунок виключення згвинчування (розгвинчування) різьбових з'єднань колони труб;

- зменшується період підготовчих і завершальних операцій при розгортанні і згортанні агрегату;

- виключається забруднення довкілля технологічною і пластом рідинами;

• **при проведенні бурових робіт :**

- виключається виникнення ситуацій, пов'язаних з раптовими викидами, відкритим фонтануванням;

- забезпечується можливість буріння з використанням як буровий розчин нафти або продуктів її переробки. Це дозволяє здійснювати розтин продуктивного пласта оптимальним чином і поєднувати процес буріння з відбором рідини пласта;

- стає можливим виконувати руйнування породи в умовах депресії;

- забезпечується ефективне буріння горизонтальних ділянок свердловин;

- стає можливим застосовувати пристрої, що інформують бурильника про режими буріння і оперативного управління процесом проводки свердловини. При роботі з подібним устаткуванням реалізується "ефект присутності" оператора установки на заборі свердловини.

Дуже важливим при проведенні будь-яких робіт у свердловині являється рішення соціальної задачі - виключається значний об'єм операцій, що викону-

ються просто неба у будь-яку пору року за будь-якої погоди. Хоча найбільш трудомісткі операції по згвинчуванню і розгвинчуванню труб нині механізовані, об'єм ручної праці залишається значним. До них відносяться управління ключем, викид труб на мостки і так далі

У ряді випадків, це стосується передусім робіт в горизонтальних свердловинах, застосування КГТ є необхідною умовою проведення операцій. До таких випадків відноситься виконання будь-яких робіт в горизонтальних ділянках великої довжини.

При розбурюванні і експлуатації морських родовищ використання КГТ особливо ефективно.

Слід зазначити і недоліки, властиві даній техніці. До них, зокрема, відносяться:

- мимовільне і неконтрольоване скручування КГТ;
- неможливість примусового проворота КГТ;
- обмежена довжина труб, намотаних на барабан;
- складність ремонту КГТ в промислових умовах.

В той же час нові технології не є панацеєю від усіх бід і повністю не замінюють існуючих традиційних технологій, а у ряді областей не можуть бути ними замінені. Наявність устаткування для роботи з колоною гнучких труб не виключає застосування агрегатів ПРС, підйомників і іншого існуючого устаткування нафтопромислу. Воно доповнює його і у ряді випадків примножує досі не реалізовані можливості.

В той же час сфера застосування описуваних технологій постійно розширюється. Зараз у фахівців, що працюють над створенням і вдосконаленням устаткування, існує думка, що немає таких операцій або процесів при бурінні і ПРС, де не можна було б застосувати КГТ. Припускають, що найближчим часом за допомогою таких установок виконуватимуть більше половини усіх підземних ремонтів свердловин.



Поки досі не сформувалася і не устоялася термінологія цієї нової області техніки нафтопромислу і технології. Основним застосовуваним терміном у нас для позначення цього напрямку являється русифікована транскрипція "coiled tubing" - колтюбінг, що означає трубу, що намотується на котушку. Це відбувається по простій і традиційній причині - нове устаткування поступає в основному із США і Канади. При цьому автоматично переносяться і імпорتنі назви технологій, вузлів і деталей. В більшості випадків для цього немає достатніх підстав, оскільки для подібного роду пристроїв або операцій є сталі вітчизняні найменування.



## 1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ

### 1.1 Геолого-географічні умови проведення робіт

В межах приосьової частини Дніпровського грабена поклади вуглеводнів встановлені на Яблунівському, Скоробагатьківському, Глинсько-Розбишівському, Малосорочинському, Солохівському, Чутівському, Червоноярському родовищах.

Найбільшим за величиною розвіданих запасів є Яблунівське родовище, яке відкрито в 1977 р. св. 1.

Яблунівське родовище розташоване на території Лохвицького району Полтавської області України на відстані 120 км від обласного центру м. Полтава. Населенні пункти м. Лубни і Миргород розташовані відповідно на відстані 30 і 35 км від родовища. Поблизу від району робіт проходить залізнична магістраль Бахмач-Ромодан та автомагістраль Пирятин-Суми. В 10 км на схід проходить газопровід Шебелинка-Київ та нафтопровід Глинськ-Кременчуг.

В орографічному відношенні район робіт являє собою хвилясту рівнину, розчленовану долинами рік, ярами та балками.

Безпосередньо через територію родовища протікає річка Сула з широкою та заболоченою заплавою, що значно ускладнює проведення бурових робіт та, як наслідок, спонукало на будівництво наливних споруд.

Абсолютні відмітки рельєфу коливаються від 95 до 145 м.

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна температура  $+7^{\circ}\text{C}$ , кількість опадів 500-600 мм на рік. Глибина промерзання ґрунту досягає 100-120 см.

Оглядова карта району планованих робіт наведена на рис. 1.1.

Ситуаційний план з нанесеними межами площі видобування наведено на рис. 1.2.



Рисунок 1.1 – Оглядова карта району робіт

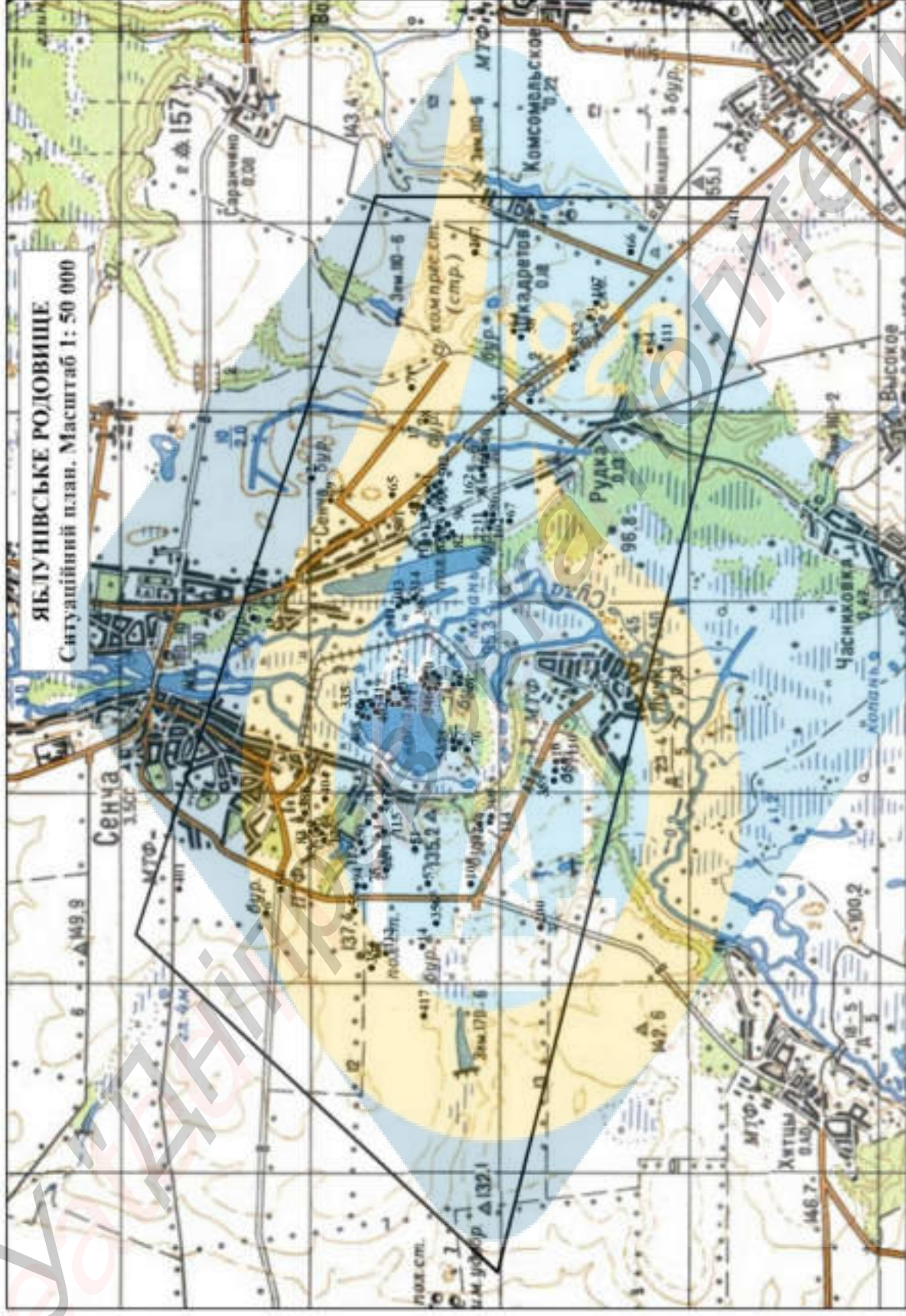


Рисунок 1.2 – Ситуаційний план з нанесеними межами району робіт

Станом на 01.01.2018р. запаси вуглеводнів складають:

Газ вільний, млн. м <sup>3</sup>			Газ розчинений, млн. м <sup>3</sup>			Конденсат, тис. тонн			Пафта, тис. тонн			
Балансові	Код	Код	Код	Код	Код	Код	Код	Код	Код	Код	Код	Код
	111	121	122	111	121	122	111	121	122	111	121	122
	45771	4224	8478	138	3	213	4755	319	794	1879	1178	3746

За величиною балансових запасів родовище відноситься до великих, а за складністю геологічної будови - до дуже складних.

Родовище приурочене до Яблунівської брахіантиклінальної складки субширотного простягання. Крила складки асиметричні: північне більш круте (кут падіння 30 °), південне - пологіе (15 °). Амплітуда складки - близько 900 м. Вгору по розрізу відмічається виположування складки. Розміри складки по кам'яновугільних відкладах складають 12000x6000 м. Складка суттєво порушена проявами соляного тектогенезу та розбита рядом тектонічних порушень на блоки. Основний повздовжній розлом, субширотного простягання, ділить структуру на дві частини: південну підняту та північну занурену. Амплітуда скиду досягає 250 м, кут падання площини змішувача - 45-60°. В свою чергу розлом ускладнюється кількома відгалуженими розломами значно меншої амплітуди.

Геологічний розріз Яблунівського НГКР наведений на рис. 1.3.

Дослідно-промислова розробка Яблунівського родовища розпочата у 1983 р. з газоконденсатних покладів гор. Т-1 та В-17.

Видобуток нафти на родовищі розпочатий 1988 р. св. 68, якою був введений в розробку поклад гор. Б-б.

Незважаючи на тривалий час розробки, родовище недостатньо вивчене. В першу черг} - це пов'язано зі складними поверхневими умовами - склепінна частина структури розташована в заплаві річки Сула, що унеможливило її розбурювання, частина покладів в плані співпадає з населеними пунктами, дорогами, трубопроводами.

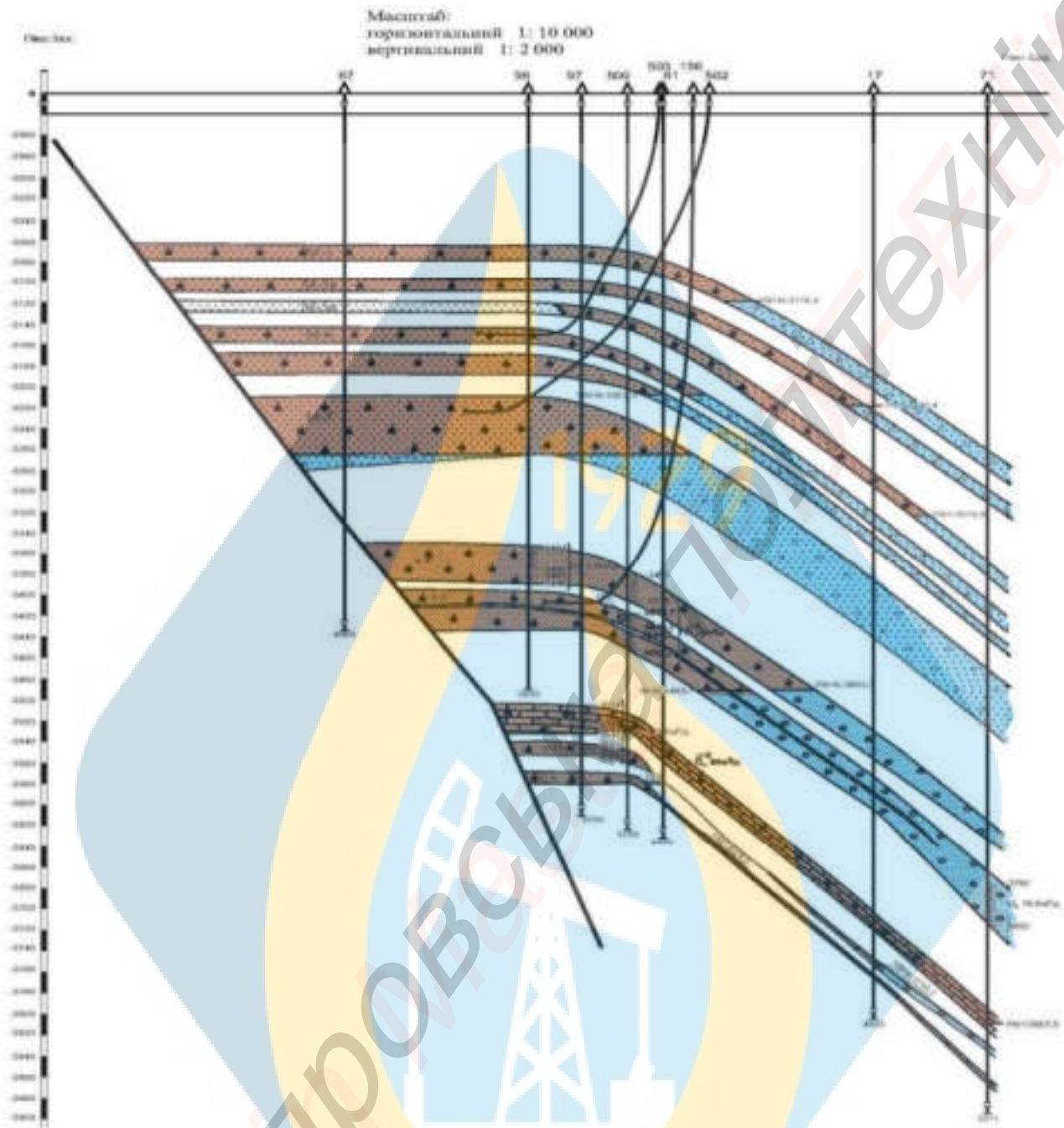


Рисунок 1.3 – Геологічний розріз Яблунівського НГКР

На сьогоднішній день на родовищі пробурено близько 120 свердловин, якими розкрито розріз до глибини 5200 м.

За результатами промислових геофізичних досліджень та випробування свердловин встановлена промислова газонасність відкладів девону та турнейського ярусу нижнього карбону і нафтогазонасність відкладів візейського, серпуховського ярусів нижнього карбону. Крім того, у відкладах башкирського та

московського ярусів середнього карбону виявлені поклади високов'язкої бітумінозної нафти. Розвіданий поверх нафтогазоносності складає 1500-1900 м.

В розрізі башкирських відкладів виділяються продуктивні гор. Б-11, Б-10, Б-8, Б-6, Б-5; в розрізі московських - гор. М-7, М-6, М-5н, М-5в, М-4.

Нафти башкирських та московських продуктивних горизонтів є неньютонівськими і мають в'язкопластичні властивості. Їх густина змінюється від 900 кг/м<sup>3</sup> до 1060 кг/м<sup>3</sup>, вміст АСР - від 13 % до 43 %, сірки - від 0,75 % до 1,8 %, парафінів - до 2 %.

Відклади московського ярусу представлені теригенними породами товщиною 143-670 м. Нижня частина ярусу (гор. М-7, М-6) складена потужними (ефективна товщина від 40 м до 80 м) пластами пісковиків, які чергуються з прошарками аргілітів невеликої товщини. Колекторами є сірі дрібнозернисті, рідше дрібно-середньозернисті пісковики та темно-сірі алеволіти. Пісковики поліміктового складу. В ряді зразків вміст кварцу і польових шпатів практично однаковий. По площинах нашарування спостерігається велика кількість лусок слюди, вуглисто-слюдистих прошарків. Зустрічається значна кількість включень піриту і вуглистої речовини. Цемент колекторів (15%) каолінітовий, гідрослюдисто-каолінітовий нерівномірнопорового типу. Зустрічаються пісковики з базальним карбонатним цементом, де його вміст досягає 30 %. В окремих порах присутні кальцит і доломіт. Нерівномірно розвинутий бітумний цемент, який виповнює стінки пор і окремі пори. Пісковики утворюють продуктивні горизонти невеликої товщини, які містять в'язку нафту. Вище по розрізу переважають аргіліти, що утворюють потужні пачки, що чергуються з менш потужними прошарками пісковиків. Останні утворюють продуктивні гор. М-5н, М-5в, М-4. У верхній частині московського ярусу залягають прошарки пісковиків і аргілітів, які рівномірно чергуються, іноді зустрічаються прошарки вапняків малої товщини.

В межах башкирського ярусу на Яблунівському родовищі розташований найбільш давній у ДДЗ середньокам'яновугільний поклад вуглеводнів (гор. Б-

11), сконцентрований в двох витриманих пластах пісковику-, розділених про- шарками вапняків і аргілітів. Продуктивний гор. Б-10 приурочений до глинисто- карбонатної товщі лагунно-морського генезису товщиною біля 20 м. Вище залягають продуктивні гор. Б-8, Б-6 і Б-5 в складі потужної піщаної пачки. Піс- ковики характеризуються різноманітною зернистістю і сортуванням уламково- го матеріалу.

На сьогоднішній день розробка покладів високов'язких нафт Яблунівсь- кого родовища здійснюється майже 20 свердловинами, 6 з яких з горизонталь- ним закінченням стовбура. Горизонтальні свердловини пробурені тільки в ме- жях одного блоку- (Іг) в східній частині родовища, в той час як основна части- на виявлених і не залучених в розробку покладів знаходиться в північній час- тині родовища (блоки Па, Пб, Пв). Дебіти вертикальних нафтових свердловин не перевищують 2 т/добу і в середньому складають 1 т/добу. При цьому серед- ньодобові дебіти горизонтальних свердловин складають 3,5-50 т/добу.

## **1.2 Стан свердловини № 115 Яблунівського ГКР**

Введена в експлуатацію 15 серпня 2001 року з гор.Т-1 з початковим дебі- том 20 тис.м3/добу. Але по причині обводнення в 2003 році переведена на ви- щезалягаючий горизонт В-17.

В червні 2003 року свердловина введена в експлуатацію з гор. В-17 з по- чатковим дебітом газу 75 тис.м3/добу, але до січня 2004 року дебіт знизився до 20 тис.м3/добу. На початку 2004 року з метою збільшення видобувних можли- востей свердловини проведено достріл гор. В-17 в інтервалі 3864-3846 м, дебіт газу зріс до 150 тис.м3/добу. В січні 2006 року через великої кількості супут- ньої пластової води свердловина самозадавилася.

З січня по березень 2006 року проведено водоізоляційні роботи, під час яких встановлено цементні мости в інтервалах 3990-3914 м, 3884-3839 м і ви- конано перфорацію гор. В-17 в інтервалі 3836-3833 м. На початку 2007 року



працювала з дебітом 80 тис.м<sup>3</sup>/добу при газоводяному факторі 15 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> свердловина пущена в роботу. Надходження пластової води призвело до зупинки свердловини в серпні 2007 року. З вересня 2007 року по січень 2008 року на свердловині виконано капітальний ремонт з метою ревізії НКТ та водоізоляції. В процесі робіт, з метою ізоляції нижньої частини горизонту В-17, встановлено цементний міст в інтервалі 3839-3830 м і виконано додаткову перфорацію гор. В-17 в інтервалі – 3821-3808 м перфоратором OWEN 111/16" по 12 отв./м. Свердловина освоєна і пущена в роботу з дебітом газу - 40 тис.м<sup>3</sup>/добу.

Подальша робота свердловини характеризувалася падінням робочих параметрів і зростанням газоводяного фактору, до 2010 року дебіт свердловини зменшився до 18 тис.м<sup>3</sup>/добу, а до кінця 2013 року він складав 5-6 тис.м<sup>3</sup>/добу. В подальшому свердловина працювала в режимі накопичення тиску.

В лютому 2016 р. виконано додаткову перфорацію гор.В-17 в інтервалі – 3817-3808 м, 3804-3801 м (Dynaenergetics 111/16" по 18 отв./м), а в березні цього ж року проведено кислотну обробку – збільшення дебіту не отримано, свердловина працює в режимі накопичення тиску.

Станом на 01.09.2019 р. свердловина працює в режимі накопичення тиску з дебітом газу 1 тис.м<sup>3</sup>/добу,  $Q_k=0,03$  т/добу,  $Q_v = 0,003$  м<sup>3</sup>/добу при  $P_{тр}/z_{тр} = 22/33$  атм.

З 03.08.2020 робота КРС в ході якого проведено проробку свердловини до глибини 4810 м та спуск експлуатаційних НКТ з пакером. 02-05.10.2020 проведено ПВР гор. Т-1 в інтервалі 4667-4668,5м, 4677-4679м, 4692-4695м, 4703-4713,5м, 4715,5-4719,5м, 4732,5-4735м, 4743,5-4758,5 м перфораторами ПКО-51(Dynawell 6.5g DP 2).

Кондуктор, мм	<u>426</u>	Глибина спуску, м	<u>400</u>	Висота підйому цементу, м	<u>до гирла</u>
Технічна колона, мм	<u>324</u>	Глибина спуску, м	<u>2650</u>	Висота підйому цементу, м	<u>до гирла</u>
Технічна колона, мм	<u>245</u>	Глибина спуску, м	<u>4340</u>	Висота підйому цементу, м	<u>до гирла</u>
Експл. колона, мм	<u>140/168</u>	Глибина спуску, м	<u>4949</u>	Висота підйому цементу, м	<u>до гирла</u>

(З'єднання секцій на глибині 4185 м, 2976 м, перехід діаметрів 4493 м)

Тиск опресовки експлуатаційної колони: Колона опресована водою і повітрям на тиск 390 атм. В зону стикування секцій на гл.2976 м закачано 2 м<sup>3</sup> води і опресовано тиском 135 атм. Колона герметична.

Марка сталі і товщина стінок експлуатаційної колони (від вибою до устя)

Зовн. Ø колони, мм	№ секції	Інтервал, м		Довжина, м	Товщина стінки, мм	Вн. Ø, мм	Тиск опр, атм	Марка сталі
140	1	4949	4493	456	10,54	118,92	390	N-80
168	1	4493	4185	308	12,1	143,8	390	E
З'єднання секцій								
168	2	4185	4152	33	10,6	146,8	390	E
168	2	4152	4032	120	12,1	143,8	390	E
168	2	4032	3259	773	10,6	146,8	390	E
168	2	3259	2976	283	12,1	143,8	390	D
З'єднання секцій								
168	3	2976	914	2062	12,1	143,8	390	D
168	3	914	0	914	8,94	150,12	390	N-80

Штучний вибий(ЦМ):

4810 м

Зулника ГТ

-

Дата

-

Інтервали перфорації та характеристика колекторських властивостей:

Характ. колектора	Горизонт	Інтервал, м		Довжина, м	Кг, %	Кн, %	Перфоратор
Пісковик	T-1	4795	4777	18	-	-	ПК-2-103
Пісковик	T-1	4774	4769	5	-	-	ПК-2-103
Пісковик	T-1	4758	4743,5	14,5	-	-	2,5 ПКО-51(Dynawell 6.5g DP 2)
Пісковик	T-1	4735	4732,5	2,5	-	-	2,5 ПКО-51(Dynawell 6.5g DP 2)
Пісковик	T-1	4719,5	4715,5	4	-	-	2,5 ПКО-51(Dynawell 6.5g DP 2)
Пісковик	T-1	4713,5	4703	10,5	-	-	2,5 ПКО-51(Dynawell 6.5g DP 2)
Пісковик	T-1	4695	4692	3	-	-	2,5 ПКО-51(Dynawell 6.5g DP 2)
Пісковик	T-1	4758	4677	81	-	-	2,5 ПКО-51(Dynawell 6.5g DP 2)
Пісковик	T-1	4668,5	4667	1,5	-	-	2,5 ПКО-51(Dynawell 6.5g DP 2)

Пакер типу: на глибині 4613,6 м dвн=60,3 мм Тиск опресування 100 атм  
(згідно ГДС від 19.09.2020)

НКТ: гладкі, з висадженими кінцями (підкреслити) спущені на гли-  
бину (згідно ГДС від 05.10.2020) 4633,6 м,

Діаметр НКТ: Ø73 мм

Конструкція НКТ: (згідно міри труб)

Компоненти НКТ:	Кількість	Інтервал, м		Довжина (м)	Товщина стін- ки, мм	Зовн. Ø, мм	Вн. Ø, мм	Марка сталі
Воронка	1	4628,61	4628,44	0,17	13,35	87,00	60,30	-
НКТ Ø73x5,51 Р-110	2	4628,44	4608,97	19,47	5,51	73,00	62,00	Р-110
Перехідник	1	4608,97	4608,73	0,24	16,75	94,00	60,50	45ХГМА
Пакер	1	4608,73	4606,60	2,13	33,35	127,00	60,30	-
Перехідник	1	4606,60	4606,36	0,24	16,75	94,00	60,50	45ХГМА
НКТ Ø73x5,51 Р-110	493	4606,36	1,00	4605,36	5,51	73,00	62,00	Р-110
Підвісний патрубок	1	1,00	0,00	1	5,51	73,00	62,00	Р-110

Кривизна свердловини по інтервалах (тільки для похилих свердловин):  
0-2100 м - 1°45'-3°00'; 2100-3000 м - 4°00'; 3000-4800 м - 5°00'.

Альтитуда столу ротора: 144,2 м

КГ-стіл ротора 6,4 м

Тип ФА: АФ-6-65/50x700

Опресування: 330 атм

Тип КГ: ОКК-3x500

Опресування: --- атм

Дата введення в експлуатацію - 08.2001 р (гор. Т-1); 06.2003 р (гор. В-17)

Поточний пл. тиск: 12  
0 атм Дата заміру розрахунково

Поточний ст. тиск: 90  
90 атм Дата заміру розрахунково

Глибина спуску пр. 4789 м Шаблон / ГДС Ø 54 мм дата 05.10.2020

Міжколонний тиск 0 атм Дата заміру 07.10.2020

Затрубний тиск 0 атм Дата заміру 07.10.2020

### Висновки за розділом

1. В розділі детально розглянуті геолого-географічні умови проведення робіт з ремонту свердловини.
2. Особлива увага приділена стану свердловини № 115 Яблунівського газоконденсатного родовища.

## 2 АГРЕГАТИ З ВИКОРИСТАННЯМ КОЛОН ГНУЧКИХ ТРУБ

### 2.1 Історія створення агрегатів

Ідея використання колони гнучких труб (КГТ) є принципово новим підходом до вирішення проблеми збільшення швидкості спуско-підйомних операцій. При цьому не сама пропозиція про застосування однієї суцільної безперервної колони замість збіраної з окремих труб є новаторською, а реалізація схем працездатного устаткування в підземних умовах.

Загальний вигляд колтюбінгової установки приведений на рис. 2.1.

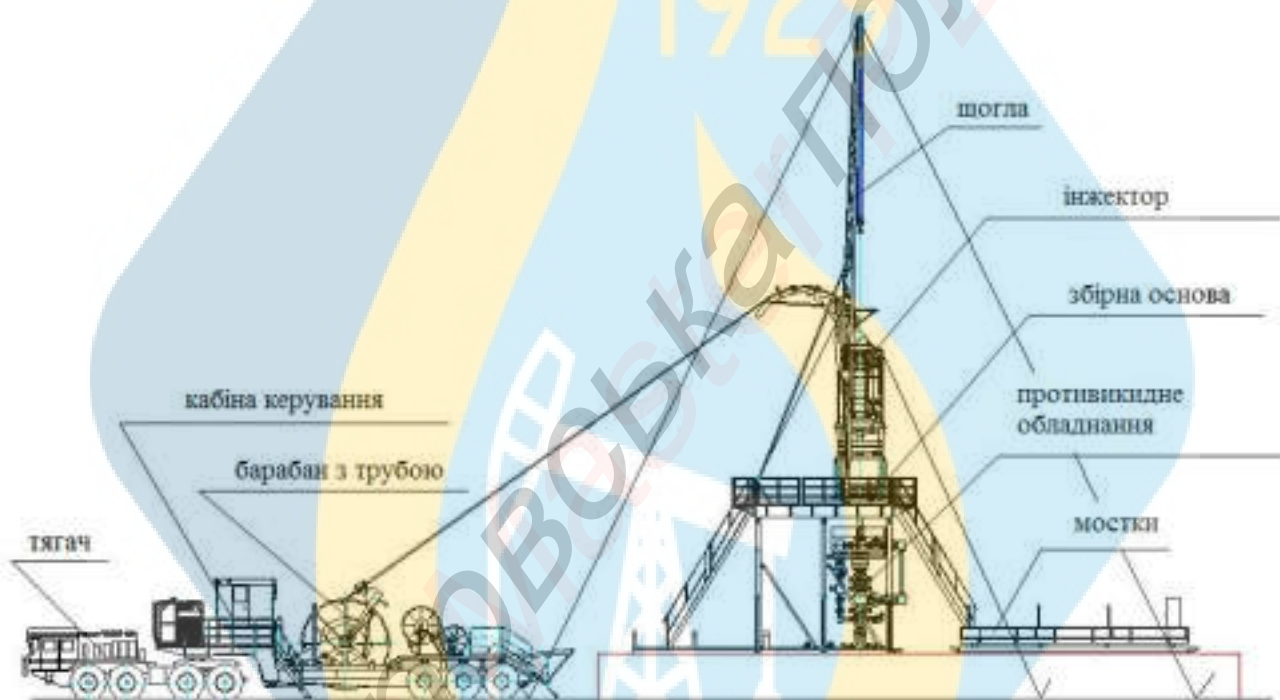


Рисунок 2.1 - Загальний вигляд колтюбінгової установки

Робота з безперечною колоною сталевих труб ускладнена тим, що, як відомо, діюча напруга не повинна перевищувати межі пружності. Якщо ж ця умова не дотримується, то ні про яку міцність при статичному або циклічних вантаженнях говорити не доводиться.

Реалізація схем працездатного устаткування стала можливою тільки після рішення двох технічних завдань: це створення колони гнучких труб, що мають досить високу циклічну міцність навіть за межами пружності, і промислового

устаткування, що забезпечує спуск і підйом такої колони у свердловину, а також виконання усіх необхідних технологічних операцій. В результаті рішення цих завдань з'явилася нова технологія проведення бурових робіт і підземного ремонту свердловин на основі використання колони безперервних гнучких труб. Причому мається на увазі нова технологія виконання не спускопідйомні операції, а усього комплексу робіт. До них відносяться підготовка устаткування, виконання операцій ремонту або буріння свердловини і згорання комплексу устаткування.

У 50-х роках Н.В. Богдановим було запропоновано використовувати колони гнучких труб для спуску у свердловину електрозаглибного відцентрового насоса. При цьому кабель, що живить заглибний електродвигун, розташовувався усередині колони гнучких труб. Подібне рішення дозволяло не лише прискорити процес виконання спускопідйомних операцій при зміні насоса, але і забезпечувати збереження кабелю при експлуатації викривлених свердловин. Проте практична реалізація цієї пропозиції в скільки-небудь широких промислових масштабах у той час була нереальна.

Тоді ж були розроблені і доведені до практичного впровадження конструкції бурових установок із застосуванням безперервних колон гнучких труб - шлангокабелів. По суті, вони були резинометалевими рукавами великого діаметру. Роботи з їх створення проводили, зокрема, фахівці Франції і Росії. Спільні випробування здійснювали на дослідній буровій установці, проте через низку обставин їх промислове впровадження не відбулося.

Проте, і у нас в країні, і за кордоном продовжували розробляти устаткування подібного класу. Вже перші пробні його варіанти показали, що, незважаючи на очевидну простоту самого принципу нової технології проведення підземного ремонту, його реалізація вимагає створення машин нового типу, раніше не існуючих аналогів, що не мали, ні у одній галузі машинобудування. Ще більшу проблему представляла розробка технології виготовлення гнучких труб, міцність і довговічність яких відповідали б умовам їх експлуатації.

Як і будь-який новий напрям техніки, устаткування із застосуванням колон гнучких труб і технологія їх виробництва створювалися не на порожньому місці. До цього моменту вже існували машини для спуску у свердловину під тиском кабелю і труб. Були розроблені технології виробництва труб електроварювань. Але створення реально діючих машин і устаткування, навіть на основі вже наявних конструкторських і технологічних рішень зажадало проведення величезного об'єму робіт.

Стан, в якому знаходяться розробка, виготовлення і експлуатація устаткування з використанням колони гнучких труб в нашій країні традиційно як і для будь-якого нового напрямку розвитку техніки і технології. З одного боку, у нас розроблено досить багато оригінальних технічних рішень, а з іншого боку, їх впровадження у виробництво відстає на відміну від аналогічних ситуацій в зарубіжних фірмах. Накопичений останніми великий досвід в області виробництва і експлуатації устаткування подібного типу, а також вітчизняні напрацювання дозволяють зробити висновок про те, що принципово усі основні технічні питання можна вважати вирішеними. Нині апробовані в експлуатації різні конструктивні схеми, є досить велика елементна база для створення агрегатів [1]. Крім того, розроблені і випробувані різні варіанти технологій виконання робіт з використанням агрегатів нового типу. Природно, що процес вдосконалення і конструкцій агрегатів, і технологій, що реалізуються, триватиме.

## **2.2 Основні переваги устаткування з використанням колон гнучких труб і сфера його застосування**

Світовий досвід застосування колон гнучких труб налічує більше 35 років. І, звичайно, за цей час були виявлені і неодноразово підтверджувалися на практиці переваги використання цієї технології проведення робіт в порівнянні з традиційною. До них відносяться:

- забезпечення герметичності гирла свердловини на усіх етапах виконання внутрішньосвердловинних операцій, починаючи з підготовки комплексу ремонтного устаткування, і аж до його згортання;
- можливість здійснення робіт в нафтових і газових свердловинах без їх попереднього глушення;
- відсутність необхідності освоєння і виклику припливу свердловин, в яких виконувалися роботи з використанням колони гнучких труб;
- безпека проведення спускопідйомних операцій, оскільки в даному випадку не треба здійснювати згвинчування-розгвинчування різьбових з'єднань і переміщати насосно-компресорні труби (НКТ) на мостки;
- значне поліпшення умов праці працівників бригад підземного ремонту при виконанні усього комплексу операцій;
- скорочення часу при спуску і підйомі внутрішньосвердловинного устаткування на проектну глибину;
- забезпечення можливості буріння, спуску вибійних інструментів і приладів, а також виконання операцій підземного ремонту в горизонтальних і сильно викривлених свердловинах;
- дотримання вищих вимог в області екології при проведенні усіх операцій по ремонту і бурінню свердловин, зокрема, за рахунок менших розмірів комплексів устаткування для цих цілей в порівнянні з традиційними;
- істотний економічний ефект в результаті застосування колон гнучких труб як при ремонті, так і при проведенні бурових робіт.

Нині фахівці різних фірм щорічно виконують близько тисячі операцій на свердловинах з використанням колон гнучких труб.

Застосовувати КГТ почали для здійснення найбільш простих операцій при проведенні ПРС - очищення колони труб і забоїв від піщаних пробок. При впровадженні цієї технології використовували КГТ із зовнішнім діаметром 19 мм. Нині створені бурові установки, що працюють з колонами діаметром 114,3 мм. За допомогою КГТ з проміжними значеннями діаметрів в цьому діа-

пазоні (19-114,3 мм) можна здійснювати практично увесь набір операцій підземного ремонту свердловин і буріння. Паралельно з вдосконаленням і створенням нових технологій виконання робіт нафтопромислів йшов розвиток і технології виготовлення гнучких труб, а також устаткування нафтопромислу і інструменту, що забезпечує їх застосування.

Характерною особливістю процесу вдосконалення цієї технології ведення робіт і устаткування для її реалізації є те, що освоєння цієї групи устаткування йде вищими темпами, ніж в цілому усієї групи машин для обслуговування свердловин. Зараз можна сказати, що устаткування нафтопромислу, що реалізовує традиційні технології, підійшло дуже близько до межі своєї досконалості. І устаткування для реалізації технологій з використанням КГТ є "проривом", що забезпечує різке підвищення ефективності процесів ремонту і буріння свердловин, особливо при проведенні робіт на родовищах із складними географічними і кліматичними умовами, наприклад, в Мексиканській затоці, Канаді, Північному морі, Західному Сибіру, на Алясці і узбережжя Льодовитого океану.

Оскільки в комплекс КГТ не входять щогли або вишки, що є необхідною складовою традиційного устаткування нафтопромислу, його зручно застосовувати на морських платформах і різних естакадах з обмеженими розмірами робочих майданчиків.

Природно, що за допомогою даного комплексу ще в певній частині не досягнуті параметри і режими робіт, які забезпечує традиційне устаткування. Проте переваги КГТ і нові технічні рішення, сприяючі їх вдосконаленню, дозволяють постійно розширювати сферу застосування цього устаткування і підвищувати ефективність ведення робіт. Наприклад, використання колони гнучких труб внесло радикальні позитивні зміни до практики буріння нафтових і газових свердловин, особливо при їх закінченні, а також в технологію виконання каротажних досліджень, робіт по розтину пласта в сильно викривлених і горизонтальних свердловинах.



Перспективи подальшого застосування КГТ обумовлені, зокрема, наступними чинниками:

- до теперішнього часу створено устаткування, що дозволяє працювати з колонами гнучких труб практично усіх необхідних діаметрів і довжин при високих швидкостях спуску і підйому;
- забезпечена довговічність КГТ в умовах нейтральних і корозійно-активних рідин.

Висока ефективність робіт, що виконуються з використанням КГТ, безумовно вплине на стратегію і тактику розробки родовищ в майбутньому. Передусім це стосується експлуатації родовищ, розташованих у віддалених і важкодоступних районах, а також тих, рідина пласта яких має аномальні властивості. Крім того, при подальшому вдосконаленні устаткування, що забезпечує роботу КГТ, можна досягти високої ефективності проведення усього комплексу робіт, пов'язаних з бурінням, освоєнням, експлуатацією і ремонтом горизонтальних свердловин.

Можна виділити основні ключові напрями розвитку цих технологій:

- розширення класу типорозмірів установок;
- підвищення технічного рівня устаткування, експлуатаційних характеристик агрегатів;
- розробка систем автоматизованого контролю за функціонуванням вузлів агрегатів і технологічними процесами;
- створення установок з довгомірними безмуфтовими трубами великого діаметру для забурювання других стволів і проходки горизонтальних ділянок свердловин;
- забезпечення комплектності постачань;
- можливість сервісного обслуговування;
- доступна вартість.

Реалізація розвитку цих напрямів буде ефективніша за умови створення полігонів для випробувань устаткування, відробітку технологій і експлуатації

установок, виділення ділянок безпосередньо на нафтопромислах і родовищах для впровадження описуваних технологій - спочатку у супроводі традиційних підйомників для заміни муфтових НКТ на КГТ, а потім для повного сервісного обслуговування свердловин з використанням усіх можливостей технологій, заснованих на застосуванні довгомірної безмуфтової труби для:

- поточного і капітального ремонту об'єктів;
- освоєння свердловин;
- експлуатації КГТ в нагнітальних свердловинах;
- застосування КГТ в установках відцентрових насосів;
- роботи струминних насосів на КГТ;
- експлуатації серійних штангових насосів з використанням гідроприводу через КГТ;
- облаштування мережі нафтопромислу.

### **2.3 Основні принципи конструювання агрегатів**

Розробка агрегату складається з декількох етапів.

Спочатку визначають набір операцій, що виконуються агрегатом. Для вирішення цього завдання необхідно проаналізувати об'єми робіт, що проводяться при підземних ремонтах свердловин, як з точки зору їх кількості, так і номенклатури. В результаті мають бути виділені групи близьких по складу операцій. Потім відповідно до їх змісту встановлюють вимоги до вузлів агрегатів, при виконанні яких реалізується проведення операцій. При цьому основними чинниками, що визначають ці вимоги, є характеристики фонду свердловин, для обслуговування яких призначений цей агрегат. Цей етап робіт може бути виконаний на рівні об'єднання, регіону і в цілому нафтовидобувної галузі, що обумовлюється масштабом вирішуваних завдань.

Отримані дані служать основою для виконання наступного етапу робіт - вибору відповідних конструктивних схем і опрацювання основних вузлів агре-

гату, що у результаті дозволяє визначати їх габарити, вагові характеристики і потужність, необхідну для приведення їх в дію.

Подальші етапи включають попереднє компоновання необхідних вузлів агрегату і вибір відповідної транспортної бази. Одночасно встановлюють тип приводного двигуна (ходовий або палубний) і його характеристики.

Кожен наступний етап передбачає коригування попереднього на основі виконаних робіт.

Найбільш відповідальними є початкові етапи, оскільки саме на цих стадіях визначають вигляд створюваного агрегату і його параметри, а також концепцію проєктованої машини - створення багатопрофільної або вузькоспеціалізованої установки. Бажано, щоб ці проблеми вирішувалися не для одного типорозміру, а для параметричного ряду в цілому, що дозволяє оптимальним чином визначити наклад виготовлення машин із заданими технічними характеристиками. При цьому спрощується уніфікація окремих вузлів і вибір комплектуючих виробів.

Особливістю методики побудови параметричного ряду устаткування є відмова від створення машин з геометрично подібними кінематичними схемами. При цьому кожен тип схеми установки має цілком певну сферу оптимального застосування, вихід за межі якої у бік збільшення призводить до погіршення її техніко-економічних показників (прогресуючому збільшенню маси і вартості), а зменшення - до зниження експлуатаційних характеристик (ускладненню обслуговування і ремонту). Тому як основний принцип створення ряду агрегатів із заданими параметрами прийнято проєктування окремих установок з різними принциповими схемами, але при забезпеченні максимальної уніфікації деталей, що зношуються в процесі експлуатації.

## 2.4 Вимоги до конструкції агрегату

Установки з використанням колони гнучких труб слід створювати компактними і монтувати на автомобільному шасі з прохідністю, що забезпечує пересування в умовах намивних куців і доріг без твердого покриття. Устаткування агрегату повинне працювати при температурі довкілля від  $-45$  до  $+45$  °С і бути стійким до агресивних середовищ. Необхідно, щоб монтаж-демонтаж установки на гирло свердловини проводився без залучення додаткової вантажопідійомної техніки.

Агрегат повинен забезпечувати виконання наступних технологічних операцій:

- очищення експлуатаційних колон від гідратопарафінових пробок шляхом промивання гарячим сольовим розчином з щільністю до  $1200 \text{ кг/м}^3$  і температурою до  $150$  °С;

- видалення піщаних пробок;
- витягання бурового розчину зі свердловини;
- ловильні роботи при капітальному ремонті свердловин (КРС);
- цементування свердловин під тиском;
- кислотні обробки під тиском;
- розбурювання цементу;
- ізоляцію пластів.

*Основне устаткування повинне складатися з набору блоків.*

*Перший блок включає:*

- котушку з колоною гнучких труб;
- монтажний пристрій;
- інжектор - пристрій, транспортує КГТ;
- кабіну управління агрегатом;
- насосну (компресорну) станцію для очищення гнучкої труби від технологічної рідини.

*Другий блок включає:*

- місткість для технологічної рідини (8 - 10 м<sup>3</sup>), забезпечену теплоізоляцією;

- нагрівальний пристрій для технологічної рідини. У конструкції слід передбачати пристрої, що забезпечують ліквідацію відкладень на стінках теплообмінника нагрівача;

- насос об'ємної дії для перекачування технологічної рідини з максимальною подачею 30 л/с і тиском до 70 МПа. Привід насоса здійснюється від ходового двигуна агрегату.

До складу допоміжного устаткування, яким повинна укомплектовуватися установка, входять:

- елемент ущільнювача гирлової гнучкої труби;
- чотирьохсекційний противикидний превентор;
- комплект швидко розбірної маніфольда для технологічної рідини;
- прилад, який реєструє навантаження від ваги колони труб;
- комплект внутрішньосвердловинного інструменту (локатори кінця труби, шарнірні відхилювача, роз'єднувач з витягаючим пристроєм, центратори колони, зворотні хлипаки, струминні насадки, яси і акселератори і тому подібне).

У комплект устаткування входить інструмент:

- повний комплект інструменту, необхідного для виконання технологічних операцій і технічного обслуговування агрегату;

- запасні частини, якими установка має бути забезпечена на три роки її експлуатації.

Необхідно, щоб конструкція агрегату відповідала вимогам техніки безпеки, діючим в нафтовій і газовій промисловості:

- система освітлення установки має бути захищена від вибухів і забезпечувати освітленість на гирло свердловини, рівну 26 лк;

- рівень звукового тиску на робочих місцях не має бути вище 85 дБ;

- майданчики, розташовані на висоті більше 1 м, повинні мати перилові обгороджування заввишки не менше 1 м;
- для підйому на платформу агрегату потрібні маршеві сходи з периловими обгороджуваннями шириною не менше 0,75 м;
- вихлопну систему двигунів агрегатів слід забезпечувати іскрогасниками;
- пост управління агрегатом треба розміщувати з урахуванням хорошої видимості робочих місць як у свердловини, так і на інших ділянках;
- розташування центру тяжіння агрегату повинне забезпечувати його стійке положення при переміщенні по дорогах з ухилом до  $25^\circ$  в осьовому напрямі і до  $15^\circ$  в бічному;
- агрегат необхідно забезпечувати електричною панеллю з виходом 220/50 В для освітлення, зарядним пристроєм і трансформатором-випрямлячем на 24 В постійного струму для заряджання акумуляторів і аварійним освітленням.

Габаритні розміри агрегату в транспортному положенні не повинні перевищувати по висоті 4,5 м, а по ширині - 3,2 м.

### Висновки за розділом

1. В розділі простежені історичний розвиток використання агрегатів з колоною гнучких труб.
2. Розглянуто основні переваги устаткування з використанням колон гнучких труб, сфера його застосування і основні принципи конструювання агрегатів.
3. Сформульовані вимоги до конструкцій агрегатів з колоною гнучких труб.

### 3. УСТРІЙ АГРЕГАТИВ ДЛЯ РОБОТИ З КОЛОНОЮ ГНУЧКИХ ТРУБ

#### 3.1 Основні типи комплектувань агрегатів

До теперішнього часу сформувалося декілька визначених напрямів, що відрізняються один від одного, в проектуванні і виготовленні комплексів устаткування для роботи з використанням колони гнучких труб. Під терміном "комплекс" надалі матимемо на увазі набір устаткування, що дозволяє виконувати усі технологічні операції при підземному ремонті свердловин із застосуванням КГТ. До них відносяться:

- транспортні операції з доставки устаткування на місце проведення робіт;
- спуск і підйом колони гнучких труб;
- підготовка технологічної рідини, вживаної при ремонті свердловини, - доставка рідини, її підігрівання і так далі;
- власне підземний ремонт - промивання пробок, збиття хлипака і так далі. До цієї ж групи операцій відноситься і закачування рідини у свердловину;
- операції по відновленню властивостей технологічної рідини, використаної в процесі підземного ремонту, дегазація, очищення і підігрівання. При певній організації робіт ця група операцій може не виконуватися.

У строгому значенні слова терміну "комплекс" задовольняє не усе устаткування. Наприклад, машини, поставлені фірмами "Hydra Rig", "Dreco" [6, 7], "Stewart & Stevenson", а також достатньою мірою російська установка "Скорпіон" [1] є комплекси, оскільки вони забезпечують проведення операцій і з гнучкою трубою, і з технологічною рідиною. А установки, що випускаються заводом "Рудгормаш", фірмою "Коннас" [9], і інші дозволяють здійснювати роботу тільки з колоною гнучких труб. Тому при використанні їх під час підземного ремонту свердловин необхідно додатково мати насосний агрегат для технологічної рідини, пересувні парогенераторні установки для подачі тепла в ємність для зберігання, нагріву і дегазації рідини. Незважаючи на складність і значні габарити устаткування для забезпечення подачі технологічної рідини, його ос-

новні компоненти не є принципово новими, і тому не вимагається пошуку інших конструктивних рішень. Основні проблеми при створенні комплексу агрегатів пов'язані з розробкою устаткування для використання колони гнучких труб. І саме цьому приділена основна увага в справжній роботі.

Усі елементи, що входять в комплекс даного устаткування, виконуються мобільними. Відрізняються вони лише кількістю одиниць, що входять в комплекс, типами транспортних засобів, використовуваних для їх переміщення, і компонованнями основних вузлів на останніх. Така пильна увага до засобів транспортування обумовлена тим, що саме вони значною мірою визначають загальне компоновання машин і їх основні показники.

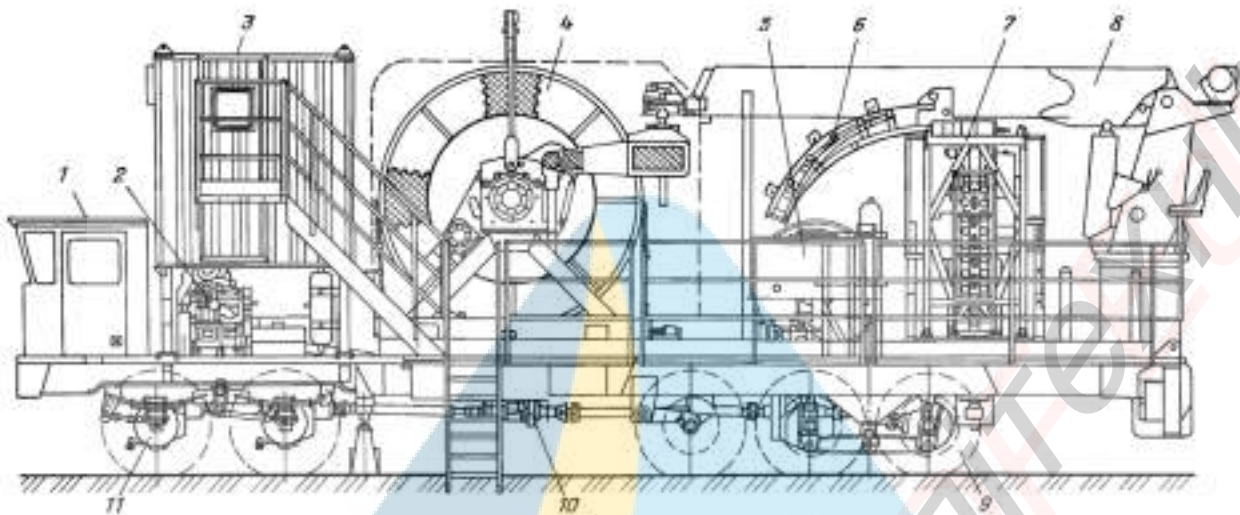
Розглянемо найбільш характерні і досить добре відпрацьовані нині конструктивні рішення.

### **3.1.1 Комплекс устаткування, розміщений на двох і більше спеціалізованих транспортних засобах**

Найбільш типовим з описуваних комплексів є устаткування фірми "Dresco". Воно складається з двох агрегатів, один з яких здійснює операції з трубою, другою забезпечує подачу технологічної рідини.

Агрегат, що забезпечує роботу з КГТ (рис. 3.1), змонтований на спеціалізованому шасі з формулою "10×10". Воно включає два передніх і три задні мости, які усі є ведучими. У конструкції використовують мости, що серійно виготовляються, встановлені на раму, спеціально спроектовану для цього агрегату. Для переміщення останнього і приводу його механізмів під час роботи служить дизельний двигун, розташований за кабіною водія. Крутний момент від двигуна передається карданним валом до роздавальної коробки, що знаходиться в середній частині рами, а від неї - до групи передніх і задніх мостів. Над двигуном змонтована кабіна управління агрегатом, яка може переміщатися вертикально по тис, що спеціальним направляють на висоту близько 1 м.





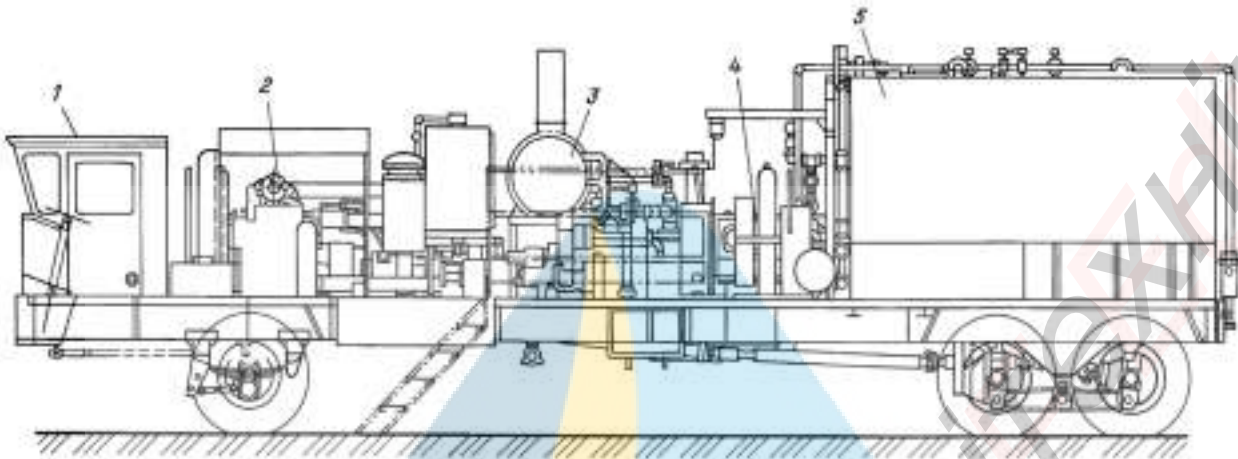
1 - кабіна водія; 2 - силовий агрегат; 3 - кабіна оператора; 4 - барабан з КГТ; 5 - котушки з гнучкими шлангами; 6 - дуга напрямної; 7 - транспортер; 8 - монтажний пристрій; 9 - задній візок шасі; 10 - роздавальна коробка шасі; 11 - передній візок шасі

Рисунок 3.1 - Агрегат для роботи з колоною гнучких труб фірми "Dresco"

У середній частині рами агрегату знаходиться барабан з колоною гнучких труб, на нім змонтований укладальник труби. В кормовій частині агрегату встановлений гідропривідний маніпулятор, передбачено місце для перевезення транспортера, превентора і інструментів. Поряд з ними розташовується котушка з гнучкими трубопроводами, що служать для з'єднання транспортера з агрегатом.

Останній в робочому положенні на свердловині спирається на чотири гідравлічні домкрати. Для обслуговування устаткування агрегат має зручні сходи і трапи, що дозволяють безпечно переміщатися і працювати на нім.

Агрегат, що забезпечує нагрів і закачування технологічної рідини, показаний на рис. 3.2. Його устаткування змонтоване на спеціалізованому автошасі з формулою "6×4", конструкція кабіни управління якого аналогічна вживаній в агрегаті для роботи з колоною гнучких труб. І так же за кабіною водія розташований двигун. Кабіна для обслуговуючого персоналу тут відсутня, а управління вузлами агрегату здійснюється із спеціального пульта, розташованого в середній частині установки. На агрегаті є піч для нагріву технологічної рідини, насос для закачування її в колону гнучких труб, місткість для зберігання, паливні баки і контрольно-вимірювальна апаратура.



1 - кабіна водія; 2 - силовий агрегат; 3 - нагрівач; 4 - плунжерний насос для нагнітання технологічної рідини; 5 - місткість для технологічної рідини

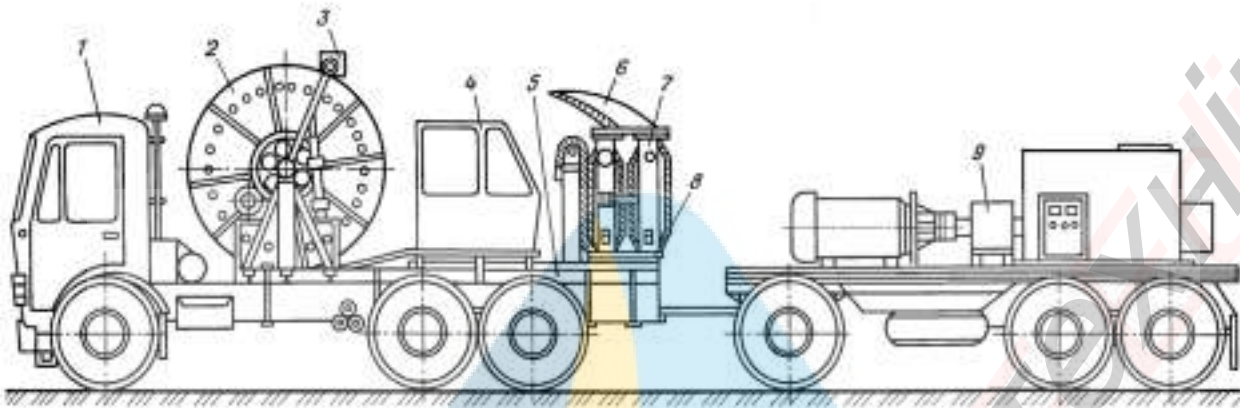
Рисунок 3.2 - Агрегат для підготовки і закачування технологічної рідини фірми "Dresco"

Нагріта рідина подається від насоса до агрегату з КГТ по металевому трубопроводу, забезпеченому швидкокорозбірними з'єднаннями.

Необхідно відмітити, що кабіни управління транспортними базами не лише описаного устаткування, але і усіх інших імпортих агрегатів добре спроектовані. Вони зручні при управлінні машинами в дорожніх умовах і забезпечують достатній огляд в робочому положенні при установці їх на свердловинах.

Основним недоліком даного комплексу є обмежена прохідність, обумовлена передусім малим діаметром коліс шасі.

Для повноти огляду конструкцій агрегатів слід зазначити, що існують різні варіанти розміщення комплексу устаткування на транспортному засобі і його причепі, один з яких представлений на рис. 3.3. Вони цікаві тим, що кабіна оператора розташовується в кормовій частині за барабаном. При цьому оператор має хороший огляд гирлового устаткування, проте спостереження за процесом намотування труби на барабан ускладнене.



1 - кабіна водія; 2 - барабан з колоною гнучких труб; 3 - укладальник КТТ; 4 - кабіна оператора; 5 - рама агрегату; 6 - дуга напрямної; 7 - транспортер; 8 - механізм установки транспортера в робоче положення; 9 - насос для нагівтання технологічної рідини

Рисунок 3.3 - Розміщення комплексу устаткування на автомобільному шасі і причепі

### 3.1.2 Агрегати, змонтовані на серійних автомобільних і тракторних шасі

Використання оригінальних або таких, що виготовляються малими серіями шасі призводить до істотного дорожчання агрегату і виправдане лише в тих випадках, коли стандартне серійне шасі не забезпечує заданих вимог по вантажопідйомності або габаритам. В той же час застосування серійних зразків, хоча і призводить до здешевлення транспортної бази в 5-7 разів в порівнянні з оригінальними конструкціями, створює ряд труднощів при проектуванні агрегату. В першу чергу до них відноситься забезпечення необхідних транспортних габаритів установки і розподілу навантаження на колеса. Крім того, доводиться планувати потужності, споживані окремими вузлами, і режими їх роботи відповідно до потужності, яку можна відбирати від ходового двигуна.

Як правило, для описуваних агрегатів використовують автомобільні шасі "КамАЗ" і "УралАЗ", що мають вантажопідйомність не менше 12 т і що мають досить довгу раму. Досить широко для монтажу устаткування нафтопромислу застосовуються автошасі "КрАЗ". Проте до їх окремих недоліків нині додалася і складність постачання машин і запасних частин до них, оскільки завод-виготівник знаходиться в ближньому зарубіжжя.

Найбільш характерними конструкціями з використанням різних рішень є наступні агрегати: КПРС, що виготовляється заводом "Рудгормаш" (рис. 3.4), і "Скорпіон", "Брянський Арсенал" (рис. 3.5), що випускається заводом.

Агрегат КПРС має традиційне компоунвання. Кабіна оператора розташована за кабіною водія, барабан з колоною гнучких труб - в середній частині шасі, а в кормовій його частині - транспортер і пристрій для монтажу-демонтажу. У цій конструкції маніпулятор для проведення монтажних робіт виконаний у вигляді важільного механізму, що несе транспортер.

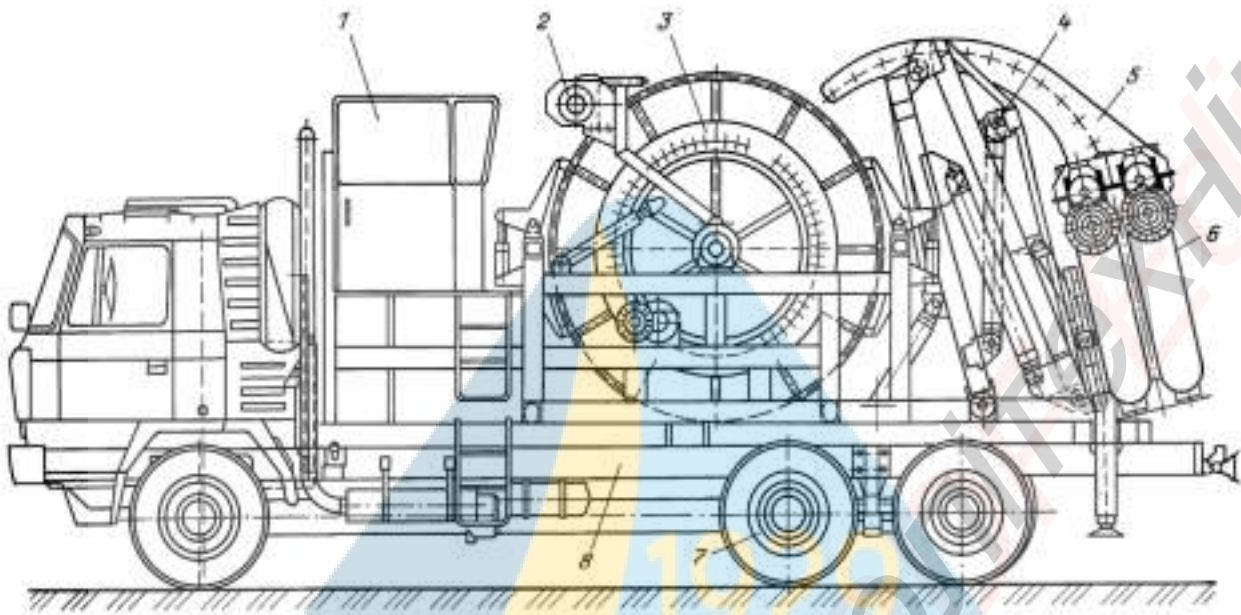
Кабіна управління агрегатом жорстко закріплена на рамі шасі. Нижче за неї розташовуються коробка відбору потужності від ходового двигуна і гідропривід.

У робочому положенні агрегату на свердловині ресори заднього візка автошасі розвантажуються за допомогою двох гідравлічних домкратів.

Компоунвання агрегату "Скорпіон" відрізняється від традиційної. У цій конструкції вісь барабана для колони гнучких труб розташована уздовж осі автомобільного шасі, кабіна оператора в транспортному положенні розміщена за кабіною водія, але в робочому положенні вона обертається на кронштейні відносно вертикальної осі. При цьому праворуч від оператора знаходиться гирло свердловини, а перед лобовим склом кабіни - барабан з колоною гнучких труб. Для монтажу транспортера на гирло свердловини використовують щоглу, у верхній частині якої розташована напрямна для гнучкої труби. Транспортер з герметизатором гирла в транспортному положенні розташовується на щоглі.

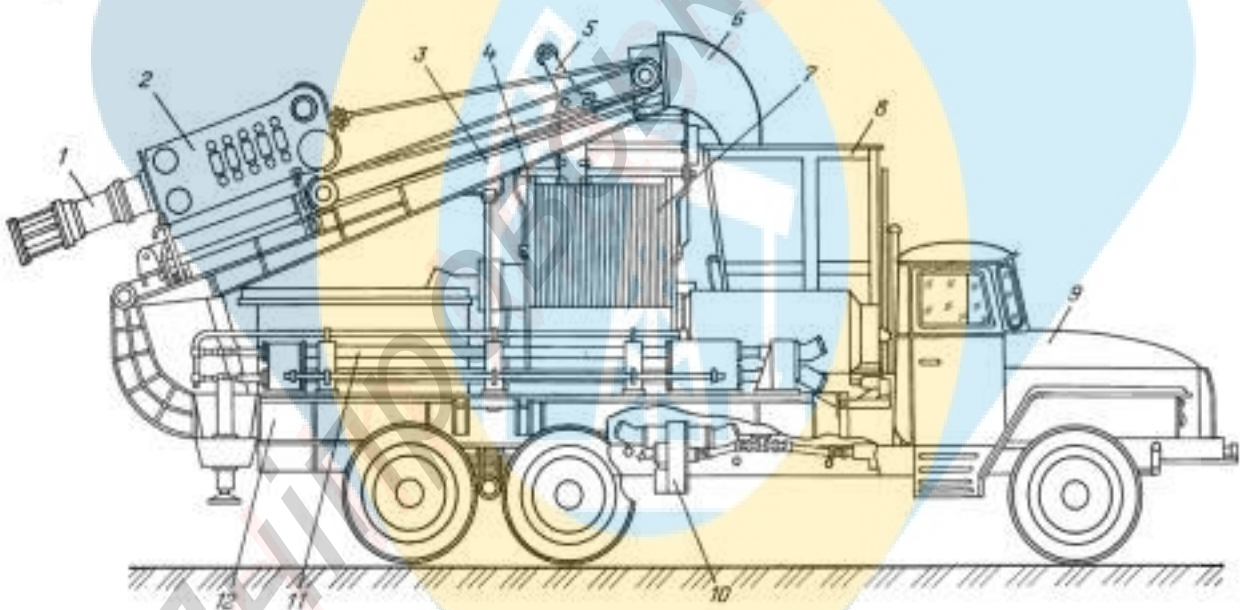
В кормовій частині агрегату є місткість для зберігання технологічної рідини з теплообмінником для подачі пари, а уздовж лівого борту (по ходу автомобіля) розміщено два гвинтові насоси для нагнітання рідини. Два останні вузли дозволяють говорити про цей агрегат як про комплекс, що забезпечує не лише переміщення колони гнучких труб, але і закачування технологічної рідини.

У обох розглянутих агрегатах ходовий двигун використовують як приводного при роботі на свердловині.



1 - кабіна оператора; 2 - укладальник гнучкої труби; 3 - барабан з КГТ; 4 - механізм установки транспортера в робоче положення; 5 - дуга напрямної; 6 - транспортер; 7 - автомобільне шасі; 8 - рама агрегату

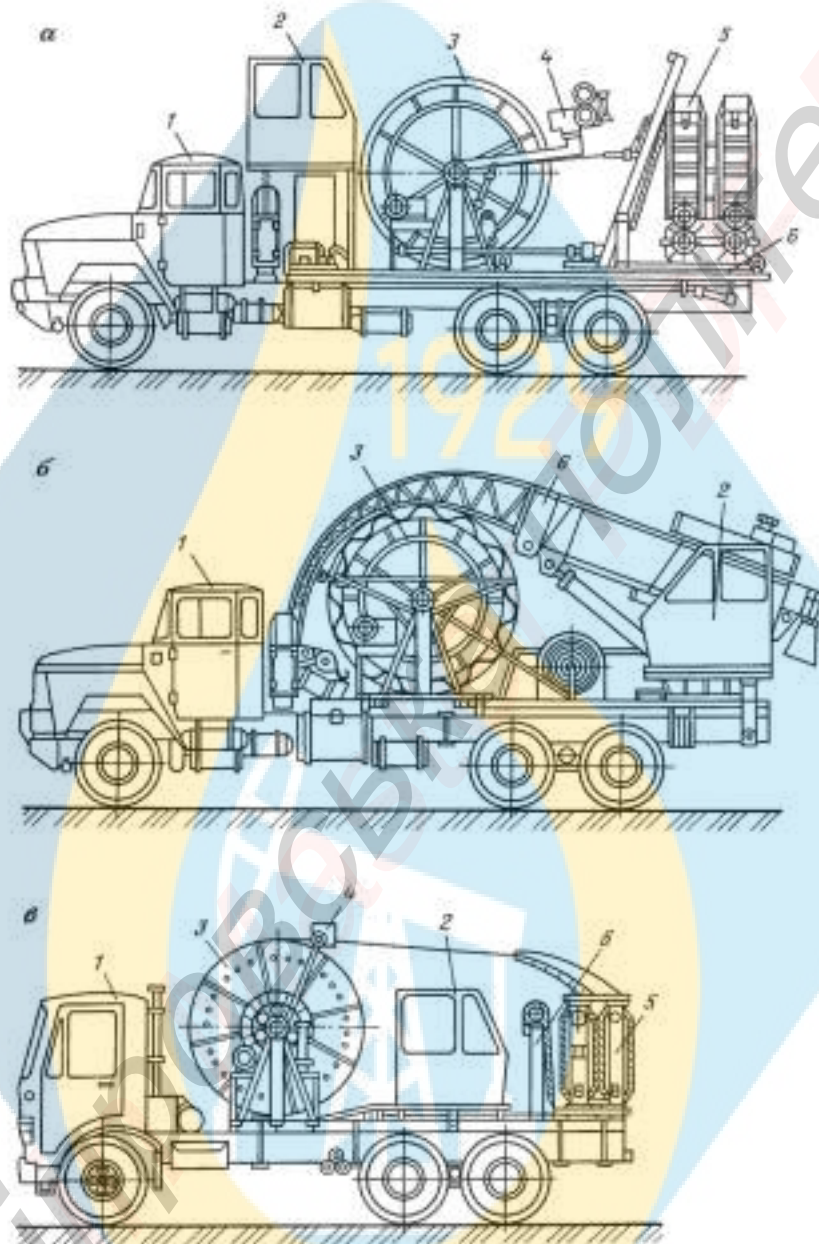
Рисунок 3.4 - Агрегат КПРС, що виготовляється заводом "Рудгормаш", в транспортному положенні



1 - герметизатор гирла; 2 - транспортер; 3 - монтажний пристрій; 4 - барабан; 5 - укладальник КГТ; 6 - дуга напрямної; 7 - колона гнучких труб; 8 - кабіна оператора в транспортному положенні; 9 - автомобільне шасі; 10 - роздавальний редуктор насосів гідроприводу; 11 - гвинтові насоси для подачі технологічної рідини; 12 - рама агрегату

Рисунок 3.5 - Агрегат "Скорпіон" в транспортному положенні

Для повнішого представлення на рис. 3.6 показані можливі компоновки агрегатів, змонтованих на автомобільних шасі [9].



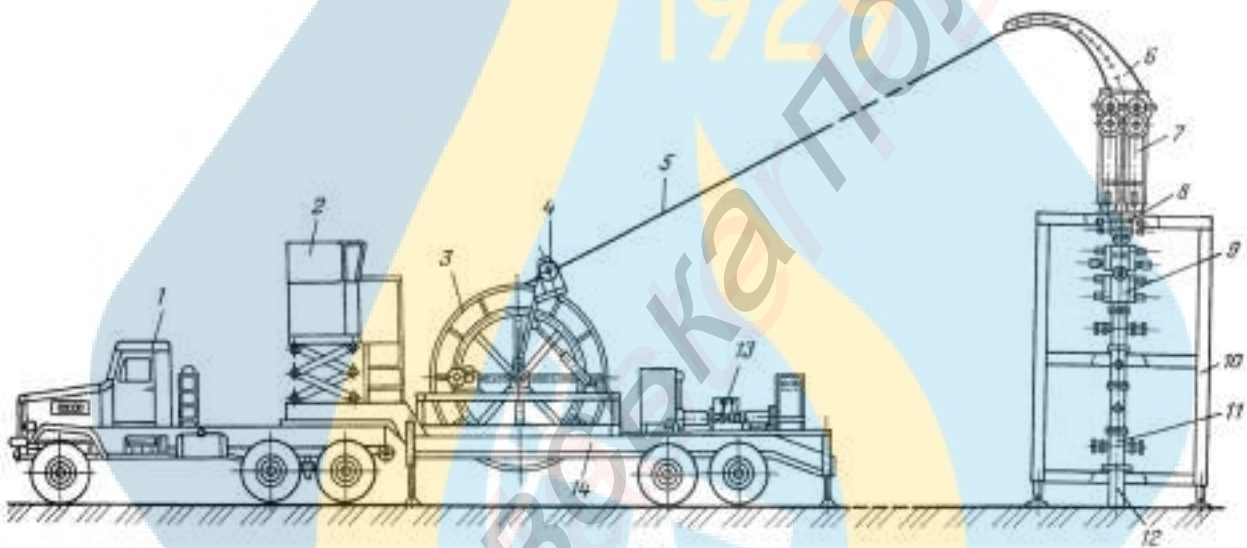
1 - кабіна водія; 2 - кабіна оператора; 3 - барабан з КГТ; 4 - укладальник труби; 5 - транспортер; 6 - механізм установки транспортера в робоче положення

Рисунок 3.6 - Компоновки агрегатів на автомобільних шасі:

Місце розташування кабіни оператора: а - за кабіною водія, б - на кормі агрегату, в - між барабаном для КГТ і транспортером

### 3.1.3 Агрегати, змонтовані на причепах (напівпричепах)

Монтаж устаткування агрегату на причепі (типу трейлера) дозволяє значно скоротити долю вартості транспортної бази в загальному балансі вартості агрегату, значно спростити компонування останнього, забезпечити реалізацію необхідних параметрів при менших вагових і габаритних обмеженнях. Такі фірми, як "Dowell" (рис. 3.7) [10], "Newsco Well Service Ltd", застосовують подібні рішення. В цьому випадку привід агрегату здійснюють від палубного двигуна.



1 - автомобіль-буксир; 2 - кабіна оператора; 3 - барабан з КГТ; 4 - укладальник КГТ; 5 - колона гнучких труб; 6 - дуга напрямної; 7 - транспортер; 8 - герметизатор гирла; 9 - пре-вентор; 10 - опора транспортера; 11 - устаткування гирла свердловини; 12 - гирло свердловини; 13 - насосна установка; 14 - рама агрегату

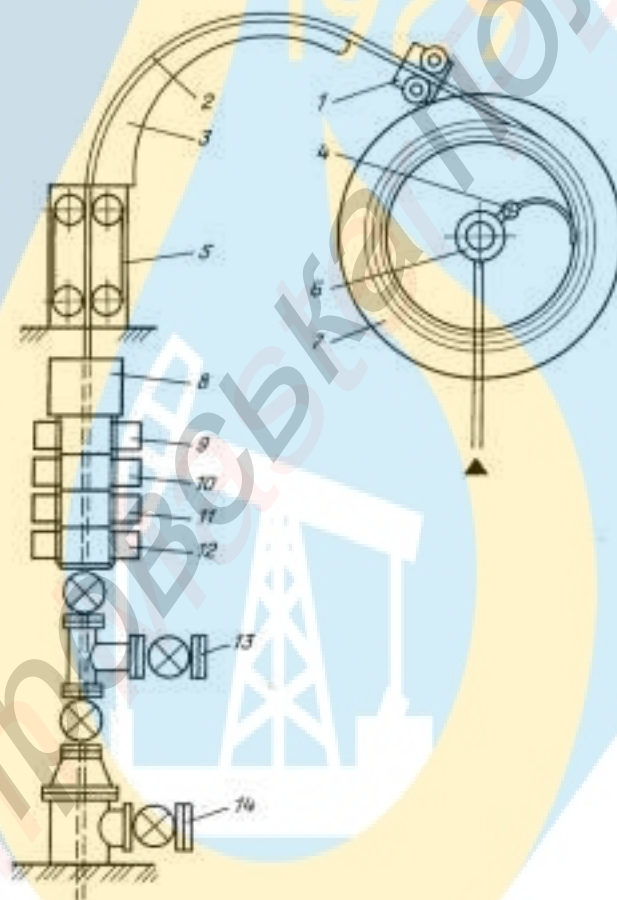
Рисунок 3.7 - Компонування агрегату на напівпричепі в робочому положенні на свердловині

### 3.2 Обладнання гирла свердловини

Устаткування гирла свердловини при проведенні робіт з використанням колони гнучких труб містить (рис. 3.8) експлуатаційну арматуру, використовувану на цій свердловині. Це може бути арматура фонтану, експлуатаційна ар-

матура установки електровідцентрового насоса, арматура нагнітальної свердловини, штангова свердловинна установка з ексцентричною шайбою.

В перших трьох випадках на фланці верхньої стволової засувки монтують чотирьохсекційний превентор, що входить до складу комплексу устаткування для проведення підземного ремонту. Превентор повинен забезпечувати вільний пропуск колони гнучких труб у свердловину. При виникненні аварійної ситуації він або герметизує порожнину колони насосно-компресорних труб, в яку спущена гнучка труба, або утримує останню в підвішеному стані, або перерізає її, або перекриває поперечний переріз свердловини.



1 - укладальник труби; 2 - колона гнучких труб; 3 - дуга напрямної; 4 - засувка; 5 - транспортер; 6 - вертлюг; 7 - барабан з КГТ; 8 - герметизатор гирла; секції превентора: 9 – перекриваюча увесь поперечний переріз, 10 - з перерізуючими плашками, 11 - з утримуючими плашками, 12 - герметизуюча КГТ; відведення рідини: 13 - з порожнини НКТ, 14 - з кільцевого простору між НКТ і експлуатаційною колоною

Рисунок 3.8 - Схема устаткування гирла свердловини і основних вузлів агрегату при виконанні робіт з гнучкою трубою



У даних комплексах устаткування використовують плашкові превентори з механічним або гідравлічним приводом. При цьому конструкції старанної частини превенторів - корпуси і плашки - практично ідентичні.

Прийнятніше застосовувати превентори з гідравлічним приводом, оскільки ручне управління штурвалами буває ускладнено при високій експлуатаційній останній арматурі. Нерідкі випадки, коли для нафтової свердловини гирловий верхній фланець знаходиться на висоті 1,5-2 м, а газовою - на висоті 3-4 м.

На верхньому фланці превентора монтують герметизатор. Він служить для забезпечення герметичності порожнини колони насосно-компресорних або експлуатаційних труб при роботі з КГТ в штатній ситуації.

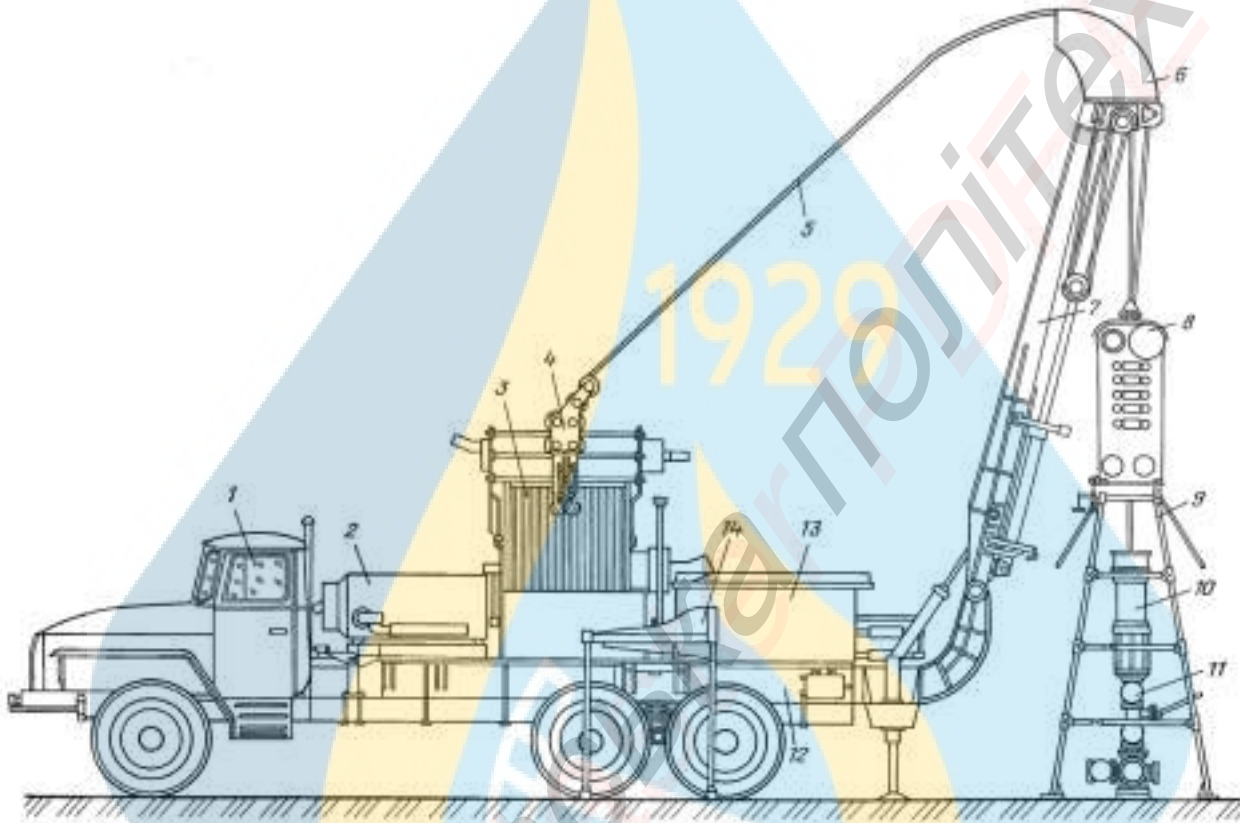
Зазвичай герметизатор колони гнучких труб містить елемент ущільнювача, через який пропущена гнучка труба. Міра обтискання її елементом ущільнювача визначається тиском робочої рідини гідроприводу, що подається в його циліндр. В процесі роботи залежно від положення штока циліндра гідроприводу елемент ущільнювача може забезпечувати або гарантований проміжок, або щільне притискання до поверхні гнучкої труби. У деяких конструкціях в результаті сили тертя, труби, що виникає на поверхні контакту, з елементом ущільнювача, труба може утримуватися на вазі.

Над герметизатором встановлюють пристрій, що забезпечує примусове переміщення колони гнучких труб вгору або вниз. У вітчизняній технічній літературі цей пристрій називають транспортером, а в англійській - інжектором або інжекційною голівкою.

У агрегатах для роботи з колоною гнучких труб реалізують зазвичай два напрями оформлення вузлів кріплення транспортера в робочому положенні.

Перше рішення передбачає використання спеціальної опори - просторової металоконструкції, яка утримує транспортер і спирається на ґрунт чотирма опорними плитами (рис. 3.9). Як правило, цю опору забезпечують розтяжками, які кріплять до встановлених в ґрунті якорів. У ряді конструкцій агрегатів тра-

нспортер додатково утримується у верхній частині за допомогою монтажного пристрою, що забезпечує його установку. І додаткове кріплення у верхній частині, і розтяжки служать для сприйняття горизонтальних складових зусиль при переміщенні труби в періоди спуску або підйому.



1 - кабіна водія; 2 - бак гідросистеми агрегату; 3 - барабан з КГТ; 4 - укладальник КГТ; 5 - колона гнучких труб; 6 - дуга напямної; 7 - монтажний пристрій; 8 - транспортер; 9 - опора транспортера; 10 - герметизатор гирла; 11 - арматура гирла свердловини; 12 - рама агрегату; 13 - місткість для технологічної рідини; 14 - кабіна оператора в робочому положенні (показані тільки її опори)

Рисунок 3.9 - Агрегат "Скорпіон" в робочому положенні на свердловині

Опора транспортера повинна мати достатню висоту, щоб забезпечити установку цього вузла над арматурою фонтану, превентором і елементом ущільнювача гирла.

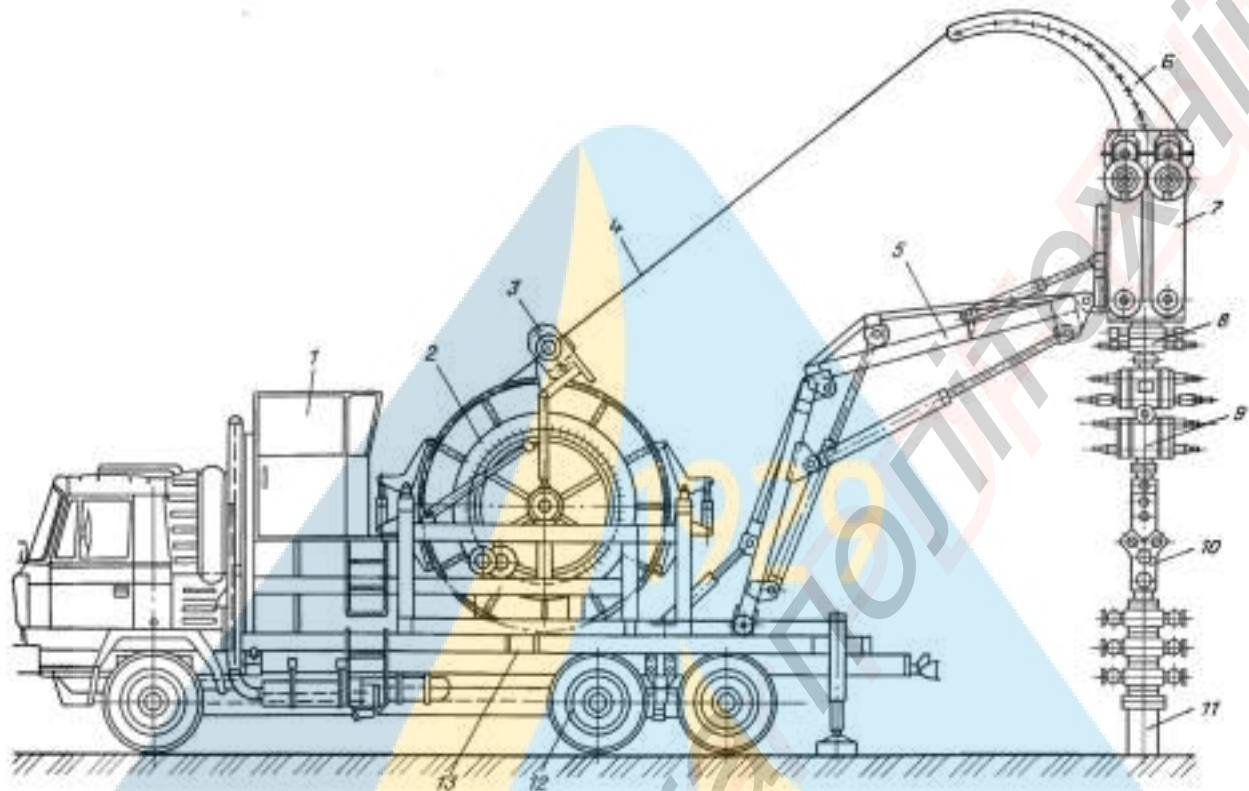
Перевага подібної системи полягає в практично повному розвантаженні гирла свердловини від поперечних зусиль, що виникають при операціях монтажу-демонтажу устаткування і дії агрегату. Це особливо важливо при роботі з "високими" гирлами, на яких навіть незначні поперечні зусилля призводять до появи великих моментів, що вигинають, впливають на елементи гирлового устаткування.

Використання опори транспортера дозволяє розвантажити гирло від вертикальних сил, обумовлених власною вагою устаткування, і навантаження від ваги колони гнучких труб, спущених у свердловину.

До недоліків слід віднести необхідність хоча і в простому, але додатковому вузлі - опорі, яку треба збирати і встановлювати на гирло свердловини перед монтажем транспортера.

Друге рішення передбачає монтаж транспортера безпосередньо на герметизатор гирла (рис. 3.10). У цій конструкції агрегату монтаж-демонтаж здійснюють за допомогою маніпулятора, до якого жорстко приєднаний транспортер. При роботі агрегату штоки гідроциліндрів, що переміщують елементи маніпулятора, фіксуються, що забезпечує жорсткий зв'язок транспортера з установкою.

Перевагою цього технічного рішення є комплексне використання маніпулятора, а недоліком - неминучість виникнення поперечних сил, що впливають на гирло як при монтажі-демонтажі, так і при роботі агрегату. Останнє обумовлене такою, що неминучою просіла домкратів, на які спирається рама агрегату, і низькою жорсткістю самого маніпулятора. Крім того, на гирло свердловини передаються зусилля ваги транспортера і колони гнучких труб. На газових свердловинах робота з подібним устаткуванням із-за можливості руйнування арматури фонтану заборонена Держгіртехнаглядом.



1 - кабіна оператора; 2 - барабан з КГТ; 3 - укладальник КГТ; 4 - колона гнучких труб;  
 5 - механізм установки транспортера в робоче положення; 6 - дуга напрямної; 7 - транспортер;  
 8 - герметизатор гирла; 9 - превентор; 10 - арматура фонтану; 11 - гирло свердловини;  
 12 - автомобільне шасі; 13 - рама агрегату

Рисунок 3.10 - Агрегат КПРС, що виготовляється заводом "Рудгормаш", в робочому положенні на свердловині

### Висновки за розділом

1. В розділі розглянуті основні типи компонувань агрегатів з колоною гнучких труб, а саме комплекси устаткування, розміщений на двох і більше спеціалізованих транспортних засобах; агрегати, змонтовані на серійних автомобільних і тракторних шасі; агрегати, змонтовані на причепах (напівпричепах).

2. Значна увага приділена питанням обладнання гирла свердловини при застосування колтюбінгових агрегатів.

## 4 ОСОБЛИВОСТІ КОЛОН ГНУЧКИХ ТРУБ ДЛЯ КОЛТЮБІНГУ

### 4.1 Світовий досвід застосування колон гнучких труб

Уперше масове використання гнучких труб великої довжини було здійснене при проведенні операції по форсуванню Ла-Маншу при висадці союзних військ у Франції під час другої світової війни. Для забезпечення постачання військ паливом було розгорнуто 23 нитки трубопроводів по дну протоки: 6 трубопроводів були сталевими з внутрішнім діаметром 76,2 мм, а інші мали композиційну конструкцію - усередині шар зі свинцю, зовні сталеве обплетення. Укладання сталевих трубопроводів проводили з плавучих котушок діаметром близько 12 м. На них були намотані секції трубопроводів завдовжки 1220 м. Кожна секція, у свою чергу, складалася із зварених в стик труб завдовжки 6,1 м.

Подібна технологія була покладена в основу виготовлення колон гнучких безперервних труб в початковий період проведення робіт на промислах. Уперше це здійснила компанія "Great Lakes Steel Co". (США) у 1962 р.. Труби діаметром 33,4 мм з товщиною стінки 4,4 мм зварювали в атмосфері інертного газу встик з 15 шматків. Виготовлену трубу намотували на котушку з діаметром сердечника 2,7 м.

Технологію створення гнучких труб увесь час удосконалювали і відпрацьовували, але тільки до кінця 70-х років їх якість стала відповідати вимогам, необхідним для проведення робіт на нафтопромислах.

Паралельно фахівці Канади створювали гнучкі труби для буріння свердловин. До 1976 р. фірмою "Flex Tube Service Ltd." була виготовлена і використана при проведенні бурових робіт гнучка колона із сталі діаметром 60,3 мм, яка намотувалася на котушку з діаметром сердечника близько 4 м і складалася із зварених встик 12-метрових труб.

Незабаром фахівці цієї ж фірми виготовили колону бурильних труб діаметром 60,3 з алюмінію. Роботи із створення труб подібної конструкції були

припинені із-за їх низької міцності, при якій спуск на глибину колони можливий лише до 900 м.

Основна увага виробників труб була зосереджена на відробітку технології, який міг би забезпечити як можна велику довжину окремих батогів і таким чином скоротити число поперечних стиків, а також на вдосконаленні конструкції самого стику.

До 1983 р. завдяки використанню заготівель стрічки з Японії фахівцям фірми "Quality Tubing Inc." (США) вдалося збільшити довжину батогів до 900 м. Стики окремих батогів виконували ще до вступу стрічки в трубогибочну машину, що дозволило істотно підвищити якість труб. При цьому зовнішній діаметр останніх був збільшений до 89 мм.

До 1991 р. глибина спуску КГТ збільшилася до 5200 м, а в 1995 р. був початий випуск труб із зовнішнім діаметром 114,3 мм [16, 17].

#### 4.2 Матеріали, які застосовують для виготовлення колони

Нині більшість гнучких труб виготовляють із сталі звичайної маловуглецевої, низьколегованої і нержавіючої. Невелику кількість труб виробляють і з інших металів, наприклад, сплавів титану.

До маловуглецевих відноситься сталь А- 66 типу 4 з наступним хімічним складом:

Хімічний елемент	C	Mn	P	S	Si	Cr	Cu	Ni
Зміст елементу, %	0,01-0,15	0,06-0,9	Не більше 0,03	Не більше 0,005	0,03-0,5	0,055-0,7	0,02-0,4	Не більше 0,25

Ця сталь характеризується наступними міцнісними і деформаційними показниками:

Межа плинності (мінімальний), МПа	480
Межа міцності при розтягуванні (мінімальний), МПа	550
Подовження при руйнуванні %	30
Твердість, HRC	22

Поліпшення міцнісних показників труби може бути досягнуте за рахунок використання високоміцних низьколегованих сталей, що піддаються термообробці, що включає загартування і відпустку. Хімічний склад сталей відрізняється підвищеним вмістом хрому і молібдену, що забезпечують здатність сталі приймати загартування.

Міцність труб з низьколегованих сталей вище маловуглецевих на 40 % (межа плинності 690-760 МПа) при збереженні пластичних властивостей.

До переваг труб, що виготовляються з низьколегованих сталей, слід віднести їх високу міцність при статичних і циклічних навантаженнях.

Проте їх недоліком є складність ремонту в промислових умовах, оскільки виконання зварювальних робіт призводить до місцевої відпустки і зниження межі плинності до 550 МПа. Як приклад використання нержавіючої сталі для виготовлення труб можна привести сталь 08X18H10T (ГОСТ 5632-72).

На початку 90-х років для виробництва труб стали використовувати титан і його сплави, що дозволило, з одного боку, поліпшити їх міцнісні характеристики, а з іншою, підвищити надійність, оскільки титанові, як і алюмінієві труби, виготовляють методом екструзії, що дозволяє виключити подовжній шов.

Сплави титану мають наступні механічні властивості:

Сплав	"2"	"12"	"Бета-С"
Межа плинності (мінімальний), МПа	280	480	970
Межа міцності при розтягуванні (мінімальний), МПа	345	550	1030
Подовження при руйнуванні, %	20	18	12

### 4.3 Технологія виготовлення гнучкої труби

Нині найбільш великими виробниками гнучких труб за кордоном є наступні компанії: "Precision Tube Technology", "Quality Tubing Inc.", "Southwestern Pipe Inc."

У 1989 р. у виробництво були впроваджені цільнопрокатні труби з мінімальною кількістю поперечних швів. В результаті дефекти, пов'язані з утворенням свищів, скоротилися до мінімуму.

Наприклад, компанія "Quality Tubing Inc". контролює якість кожного зварного шва, привласнює йому відповідний ідентифікаційний номер і у разі втрати герметичності виплачує страхову суму для усунення дефекту [18].

Технологія виготовлення труб з маловуглецевих і низьколегованих сталей складається з наступних етапів:

- спочатку з рулонів тонколистової сталі необхідної товщини вирізують безперервні стрічки, ширина яких відповідає довжині кола готової труби, що утворює. Довжина смуг визначається можливостями прокатних станів виробників листа. Для США вона відповідає 570 м, для Японії - 900 - 1000 м;
- окремі стрічки зварюють встик, причому листи сполучають або навскоси, або "ластівчиним хвостом". Шви зачищають, поверхню обробляють механічно і термічно. Після цього якість зварювальних швів перевіряють за допомогою дефектоскопії;
- отриману сталеву стрічку направляють в трубопрокатний стан, де вона проходить між валяннями, що формують з неї трубу. Для з'єднання кромek останньою застосовують ковальське зварювання в атмосфері інертного газу - кромки труби нагрівають за допомогою індуктора, а потім притискають один до одного валяннями;
- із зовнішньої поверхні труби механічним способом видаляють зварювальних грат і зачищають стик;



- зону зварювального шва піддають відпустці і наступному охолодженню;
- перевіряють якість шва;
- трубу пропускають через калібрувальний стан і піддають остаточній термообробці - середній відпустці з наступним охолодженням на повітрі і у ванні.

В результаті виконання вказаних операцій відбувається утворення перлітової і феритової структури металу.

Готову трубу намотують на транспортну котушку або барабан установки, в якій її припускають використовувати.

Особливості технології виготовлення труби з низьколегованої сталі полягають в тому, що після калібрування колону піддають загартуванню і наступній відпустці. В результаті матеріал придбаває мартенситну структуру.

#### 4.4 Механізм руйнування гнучких труб і основні результати їх експлуатації

Нині незважаючи на великий об'єм накопиченої інформації про роботу КГТ відсутня загальна теорія, що пояснює механізм їх руйнування в процесі експлуатації. Наявність подібної теорії потрібна для правильної оцінки ресурсу труб і можливостей прогнозування їх довговічності в промислових умовах.

При нормальній роботі КГТ, відсутності заводського браку і нештатних ситуацій при експлуатації їх довговічність визначається кількістю циклів спуску-підйому до втрати герметичності. До параметрів режиму їх роботи слід віднести мінімальний діаметр барабана  $D_6$  або що направляють, на яких відбувається вигин труб, тиск технологічної рідини  $p_{ж}$  в трубі, її діаметр  $d_{тр}$  і товщину стінки  $\delta_{тр}$ , а також максимальну глибину спуску КГТ. Крім того, на довговічність труби чинять вплив умови роботи і її стан. До них відносяться наявність механічних ушкоджень і корозія.

Аналіз перерахованих параметрів відразу призводить до висновку про складність їх опису, реєстрації і аналізу. Це пояснюється і унікальністю режимів ведення робіт на кожній свердловині, і різноманіттям варіантів вантаження КГТ навіть при проведенні одного підземного ремонту свердловини. Крім того, в чисто технічному плані складність представляє реєстрація умов роботи труби в процесі проведення усього комплексу операцій – спуск колони, виконання технологічних операцій і її підйому. Наприклад, навіть така проста в технологічному відношенні операція, як промивання свердловини, супроводжується періодичною зупинкою КГТ, підйомом її на невелику величину, повторним спуском і так далі. При цьому змінюються тиск технологічної рідини, що прокачується через труби, температури довкілля і рідини і так далі. Істотний вплив на показники, що цікавлять, чинять також термін і умови зберігання труби до введення її в експлуатацію.

Проте, необхідно прогнозувати термін служби труби в конкретних умовах і мати методики розрахунків її довговічності.

Складність створення подібної теорії визначається передусім тим, що нині відсутні методики розрахунку деталей в умовах малоциклічного вантаження, матеріал яких працює за межею пружності, оскільки в подібних умовах вантаження не працює жодна з деталей, вживаних в галузях цивільного і військового машинобудування.

Залежно від конкретних умов роботи гнучкої труби і режиму експлуатації агрегату небезпечними перерізами являються місця перегинів труби в зонах пластичної деформації при взаємодії з барабаном, направляючим пристроєм і виході з транспортера на вертикальній ділянці. Можливий вигин труби з утворенням пластичних деформацій і в транспортері, проте подібні випадки зустрічаються лише при роботі недосвідченого оператора.

При деформації труби в точках, найбільш віддалених від нейтральної лінії вигину, виникає максимальна напруга. При певному співвідношенні зовні-

шнього діаметру труби і радіусу її вигину напруги можуть перевищити межу пружності.

Радіус вигину, відповідний переходу матеріалу труби з пружного стану в пластичний, визначається по формулі

$$R = Ed_{\text{тр}}/2\sigma_{\text{т}}$$

де  $E$  - модуль пружності матеріалу труби.

При межі пружності (для простоти розрахунків його приймають рівним межі плинності) 480 МПа мінімальні радіуси вигинів будуть наступними:

Зовнішній діаметр КГТ, мм	19,1	25,4	31,8	38,1	44,5	50,8	60,3	89	114
Радіус вигину (мінімальний), м	3,97	5,49	6,71	8,24	9,46	10,98	12,81	19,2	24,6

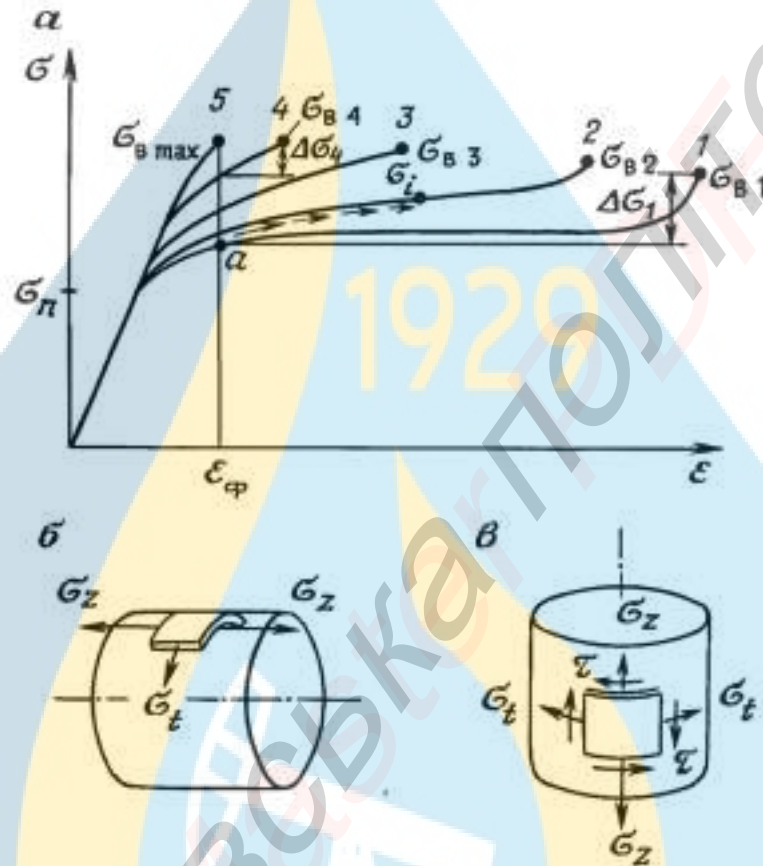
З опису конструкцій агрегатів і їх основних вузлів, очевидно, витікає, що при існуючих габаритах установок і реальних розмірах деталей і вузлів тракту, по якому проходить гнучка труба, радіуси її вигину набагато менше приведених вище, і тому, виникнення пластичних деформацій неминуче. З урахуванням цього і розглядатимемо питання міцності гнучкої труби згідно теорії пластичності, оскільки напруга, діюча в небезпечному перерізі, перевищує межу пропорційності.

Процес роботи матеріалу КГТ протягом усього терміну служби виробу можна охарактеризувати за допомогою графіків, приведених на рис. 4.1.

В результаті експериментальних досліджень, виконаних фахівцями фірми "Southwestern Pipe Inc", при випробуваннях труби із зовнішнім діаметром 31,8 мм і завтовшки стінки 2,2 мм, виготовленій із сталі з межею плинності 480 МПа, і циклічному вигині по радіусу 1,83 м отримано наступні дані. При тиску рідини в трубі 17,2 МПа руйнування сталося через 500 подвійних циклів вантаження (згинання-розгинання) при збільшенні зовнішнього діаметру до 33 мм,

а при тиску 34,5 МПа - через 150 подвійних циклів при збільшенні діаметру до 35 мм.

При реальній роботі агрегату на свердловині число спусків-підйомів труби в таких умовах в 3 рази менше [18].



*а* - видозміна діаграми розтягування матеріалу в процесі експлуатації труби; 1 - початкова діаграма; 2 - 4 - діаграми, відповідні різним стадіям накопичення втоми матеріалом труби; 5 - діаграма, що відбиває момент руйнування труби;  $\sigma_{\pi}$  -  $\sigma_{\pi}$  - межі міцності матеріалу труби, відповідні різним стадіям;  $\sigma_{вmax}$  - межа міцності матеріалу труби, відбиваючий момент її руйнування;  $\Delta\sigma$  - різниця між межами міцності і плинності;  $\sigma_{\pi}$  - межа пропорційності матеріалу труби;  $\varepsilon_{\phi}$  - максимальна величина деформацій, що має місце при руйнуванні труби; *б* - напружений стан матеріалу труби в зонах пластичної деформації при її розмотуванні і намотуванні на барабан; *в* - те ж, в небезпечному перерізі в точці підвісу труби; нормальна напруга:  $\sigma_t$  - тангенціальні, обумовлені тиском технологічної рідини в трубах,  $\sigma_z$  - осьові, обумовлені осьовим навантаженням на трубу і внутрішнім тиском;  $\tau$  - дотична напруга, що виникає в результаті реактивного моменту, що крутить, при роботі вибійного двигуна

Рисунок 4.1 - Діаграми деформації матеріалу КГТ в процесі їх експлуатації

Результати випробувань, проведених фахівцями фірми "Bowen Tools, Inc.", наступні (рис. 4.2): за відсутності тиску труби, виготовлені з матеріалу з межею пружності 70 МПа, витримують 200 циклів вантаження, а при внутрішньому тиску 35 МПа в тих же умовах - 40 циклів. Крім того, істотний вплив на довговічність чинить товщина стінки труби, що підтверджується матеріалами фірми "Bowen Tools, Inc.", фахівці якої ввели одиницю вантаження колони труб - один цикл тиску [Pressure Cycle Unit (PCU)], що є величиною, еквівалентною одному повному циклу спуску і підйому колони при внутрішньому тиску 14 МПа.

В процесі роботи труби відбувається накопичення втоми, причому в межах однієї колони ця величина розподілена нерівномірно.

Фахівці різних фірм приводять різні описи картини руйнування гнучкої труби. Так, на фірмі "Bowen Tools, Inc." вважають, що місцем, де починається руйнування, являється внутрішня (чи нижня) сторона труби. У цій зоні напруга, викликана пластичною деформацією, має негативне значення.

Фахівці усіх організацій, що експлуатують установки, сходяться на думці, що характер руйнування труби при її правильній експлуатації - втомний.

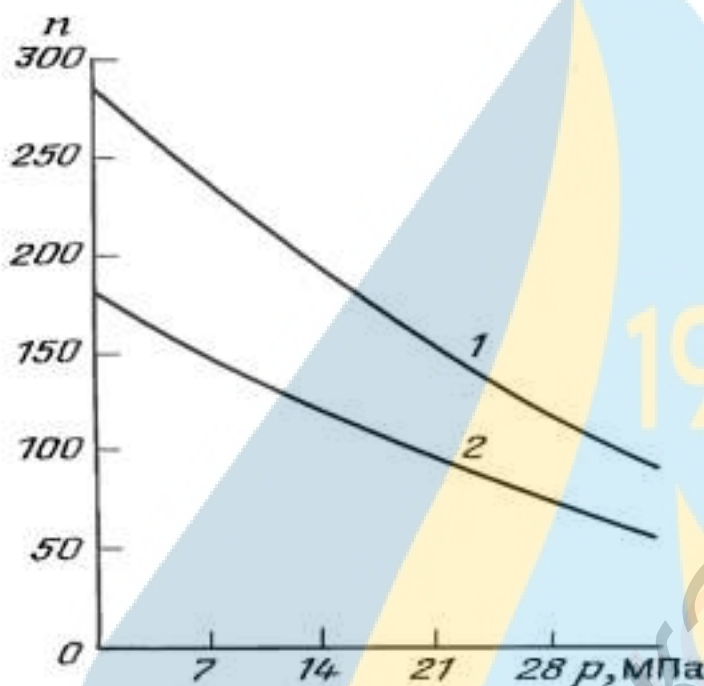
Механізм руйнування труби складається з наступних етапів:

- утворення мікротріщин;
- подальшого зростання однієї з них до макророзмірів;
- "раптового" обриву труби.

Утворення мікротріщин провокується місцевими неоднорідностями матеріалу, з якого виготовлена труба, або зварного шва.

Існують і інші версії механізму руйнування труби, які, втім, не пояснюють появи початкової мікротріщини. Так, фахівці фірми "Bowen Tools, Inc." вважають, що основним є гідроклиновий ефект, який полягає в тому, що при відкритті тріщина заповнюється технологічною рідиною. При взаємодії з тією, що криволінійною направляє і барабаном рідина, що потрапила в тріщину, за-

кривається в об'ємі металу і при стискуванні діє подібно до клину, розколюючи трубу. Цю ж теорію підтверджують і інші дослідники [20]. При цьому, проте, не ясно, як виникає початкова мікротріщина.



1 - число циклів вигину труб; 2 - число виконаних спусків-підйомів колони

Рисунок 4.2 - Вплив внутрішнього тиску технологічної рідини на довговічність гнучкої труби

Графіки, що характеризують напрацювання гнучкої труби із зовнішнім діаметром 25 мм і завтовшки стінки 2,2 мм залежно від величини внутрішнього тиску, приведені на рис. 4.2.

За даними Э. Дж. Уолкер [18], розвиток тріщин починається на поверхні труби, їх напрям перпендикулярний таким, що утворює труби. Більшість тріщин виникають в результаті поверхневих дефектів труби. У подовжньому напрямі по зварному шву їх наявності не виявлено. За ре-

зультатами випробувань при тисках близько 7 МПа колона діаметром 45,3 мм витримує 157 циклів спуску-підйому, а при тиску 17,2 МПа - тільки 17.

Складність аналітичного розрахунку гнучких труб на міцність посилюється ще і погано передбачуваною їх поведінкою у свердловині. Так, в результаті малої жорсткості труб і наявності стискуючих навантажень, обумовлених силами тертя і реактивними силами, що виникають при роботі інструменту, виникає подовжній вигин колони. Через те, що втрата стійкості відбувається в обмеженому об'ємі свердловини (при першому критичному навантаженні по Ейлерові), на першому етапі геометрична форма осі труби змінюється від прямолинійної або зігнутої з великим радіусом кривизни, до синусоїдальної. Якщо

подовжня стискаюча сила стає більше значення першого критичного навантаження, вісь труби набуває гвинтової форми.

У останньому випадку різко зростають зусилля тертя гнучкої труби об стінки каналу, в якому вона розташовується. Досягши певної межі подовжнього навантаження переміщення колони гнучких труб стає неможливим. Цей процес супроводжується зростанням стискаючої напруги.

При подальшому збільшенні сили відбувається руйнування колони. Радикальним способом для виключення подібного явища, особливо в горизонтальних свердловинах, служить використання інструменту, в якому робочі зусилля створюються за допомогою гідравлічних методів, а також гідравлічного способу проштовхування труби у свердловину.

#### **4.5 Шляхи підвищення надійності колони гнучких труб**

Підвищення довговічності колони гнучких труб забезпечується двома шляхами - поліпшенням якості їх виробництва і грамотною експлуатацією при проведенні робіт. Під грамотною експлуатацією КГТ мається на увазі ведення обліку режимів експлуатації окремих ділянок колони, зокрема фіксація в документах числа циклів "розмотування-намотування" для кожного інтервалу колони. У найкращому випадку передбачається також реєструвати значення внутрішнього тиску, при якому було здійснено напручування цього числа циклів. Коли останній показник не вдається відстежити з достатньою точністю, вважають, що тиск рідини був максимальним.

Увесь комплекс цих заходів найдоцільніше здійснювати з використанням ЕОМ. Періодично необхідно обробляти отримані дані, визначаючи найбільш небезпечні ділянки. Їх слід видаляти, якщо треба вставляти новий шматок труби.

Оскільки основними чинниками, що впливають на довговічність колони труб, є величина тиску рідини і число спусків-підйомів, то при проведенні операцій, під час яких необхідно періодично переміщати колону в межах оброб-

люваного інтервалу, доцільно перед спуском або підйомом труб понизити тиск в них до мінімально можливого. Зменшення тиску до 7 МПа, як вже відзначалося, призводить до істотного збільшення довговічності колони.

Особливу увагу слід приділяти збереженню якості поверхні труби. Як показують досліди, поверхневі дефекти у вигляді рисок або раковин корозії є центрами утворення втомних тріщин. Звідси витікає, що плашки транспортера треба використовувати з гладкою робочою поверхнею, що не має насічки.

Для збереження внутрішньої поверхні труб необхідно після проведення кислотних обробок виконувати нейтралізацію розчину з наступним промиванням водою, ретельно видаляти за допомогою продування повітрям або витіснення нейтральною рідиною залишки технологічної рідини, наявні в колоні труб після її намотування на барабан.

#### 4.6 Характеристики гнучких труб

Нині фірмами США і Канади освоєний випуск колон гнучких труб з наступними характеристиками:

Зовнішній діаметр, мм	22,2	25,4	31,8	38,1
Товщина стінки, мм	2,2	1,7-2,8	1,9-4	2,4-4
Маса 1 м, кг	1,09	1,02-1,54	1,4-2,73	2,12-33,3
Допустиме розтягуюче зусилля, кН	65,5	58,8-92,8	83,4-162,5	127,7-199,3
Випробувальний тиск, МПа	73,2	48,6-74,9	43,9-91,4	46,8-76,2

Зовнішній діаметр, мм	44,5	50,8	60,3
Товщина стінки, мм	2,8-4	2,8-4	3,2-4
Маса 1 м, кг	2,84-3,95	3,2-4,6	4,5-5,5
Допустиме розтягуюче зусилля, кН	170,5-236,2	19,6-27,3	26,5-32,8
Випробувальний тиск, МПа	45,9-65,3	40,2-57,1	38,4-48,1



Фахівці фірми АТ "Филит" (Москва) відпрацювали технологію виробництва гнучких труб із сталі 08Х18Н10Т (ГОСТ 5632-72):

Геометричні параметри:	
зовнішній діаметр, мм	33 +0,5
товщина стінки, мм	2,5 +0,25
довжина в бухті, м	1800
Міцнісні і деформаційні характеристики:	
межа міцності, МПа, не менше	656
межа плинності, МПа, не менше	500
подовження, %, не менше	33,9
руйнівне навантаження зразка з кільцевим швом без внутрішнього тиску, кН, не менше	155
робочий внутрішній тиск, МПа	31,5

АТ "Уральський науково-дослідний інститут трубної промисловості" ("УралНИТИ") спільно з ТОВ "ЛУКОЙЛ" розробили і освоїли технологію виготовлення зварних довгомірних труб в бунтах (ТУ 14-3-1470-86) з наступними характеристиками:

Марка сталі	10	20	Ст. 2	008Г20Ф	008Г20Ф6	10ГМФ
Межа плинності, МПа	210	250	220	400	420	400
Межа міцності, МПа	340	420	330	550	570	550
Відносне подовження, %	31	21	24	22	22	22

Труби, що виготовляються із сталі 20 і 10ГМФ, мають наступні параметри:

ри:

Діаметр труби, мм:				
умовний	20	25	26	33
зовнішній	20	25	26,8	33,5
Товщина стінки, мм	2; 2,5; 2,8	2,5; 3	2,8; 3,2	2,8; 3,2
Випробувальний тиск, МПа, для мінімальної товщини стінки при марках сталі:				
20	56	56	60	45
10ГМФ	90	90	95	83

Діаметр труби, мм:				
умовний	42	48	60	73
зовнішній	42,3	48	60	73
Товщина стінки, мм	3,2	3; 3,5	3,5; 4	3,5; 4
Випробувальний тиск, МПа, для мінімальної товщини стінки при марках сталі:				
20	40	32	30	24
10ГМФ	64	53	48	38

### Висновки за розділом

1. В розділі досліджено світовий досвід застосування колон гнучких труб.
2. Наведені матеріали, які застосовують для виготовлення колони, характеристики гнучких труб і технологія їх виготовлення.
3. Проаналізований механізм руйнування гнучких труб і основні результати їх експлуатації.
4. Намічені шляхи підвищення надійності колони гнучких труб.
5. Визначено, що одним з основних завдань, що стоять перед виробниками труб, є збільшення їх довговічності при малоцикличному вантаженні з утворенням пластичних деформацій.

## 5 ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ З ВИКОРИСТАННЯМ КОЛОНИ ГНУЧКИХ ТРУБ

### 5.1 Особливості проведення робіт

Колони гнучких труб при бурінні застосовують для:

- буріння нових неглибоких свердловин до 1800 м з діаметром ствола до 216 мм;
- забурювання другого або декількох стволів, які можуть бути вертикальними. Проте найбільший ефект досягається при бурінні похило-спрямованих і горизонтальних відведень від основного ствола. Колона гнучких труб забезпечує набір кривизни до  $10^\circ/10$  м. Прохідність за допомогою КГТ горизонтальних ділянок в 1993-1995 рр. перевищувала 300 м при діаметрі колони 50,8 мм, а до теперішнього часу вона збільшена до 500 - 600 м при діаметрах 60,3 і 73 мм і в перспективі буде доведено до 1000 м;
- повторного розтину пластів при поглибленні свердловини;
- буріння частини ствола свердловини із забезпеченням режиму депресії на забої.

Усі вказані операції можна виконувати без глушення свердловини, через ствол якої ведуться роботи, навіть в режимі депресії на забої. Досягається це при мінімальному погіршенні колекторних властивостей продуктивного пласта. Причому розтин останнього і буріння в ній свердловини сумісні з процесом видобутку. Це дозволяє виключати проведення яких-небудь робіт по виклику припливу і освоєння свердловини. Відсутність необхідності у виконанні цих операцій підвищує ефективність робіт не лише в інженерному, але і в економічному плані.

В процесі буріння пластів з високою проникністю і низьким тиском пласта зменшується кількість випадків поглинання промивальної рідини, втрат циркуляції і прояву інших особливостей, оскільки процес буріння з використанням КГТ ведеться при мінімально можливому тиску.

Промислове застосування гнучких труб в бурінні почалося в 90-і роки. Якщо в 1991 р. в США було пробурено всього 3 свердловини, то до 1994 - вже 150, а до теперішнього часу їх загальне число наблизилося до 200. У Канаді за цей же період було пробурено 39 свердловин.

Бурове устаткування, яке використовує КГТ, досить компактне, бурова вишка в більшості випадків відсутня. По суті, агрегатами, що входять в комплекс устаткування для буріння, є масштабно збільшені агрегати, вживані для підземного ремонту. Крім того, в комплекс входять пересувні установки, що забезпечують підготовку і очищення бурового розчину. Як промивальна можна використовувати рідину на вуглеводневій основі, в простому випадку відфільтровану і відсепаровану нафту. У зв'язку з цим знижуються витрати на приготування і очищення бурового розчину. Крім того, відпадають проблеми, пов'язані з утилізацією відпрацьованого розчину. Для розміщення комплексу досить мати площу в  $800 \text{ м}^2$ , замість  $1500 \text{ м}^2$  для малогабаритних бурових установок традиційної конструкції.

Окрім цього, при застосуванні КГТ економиться час за рахунок прискорення процесу спуску і підйому колони для зміни долота.

Аварійні ситуації при нарощуванні труб під час проходки свердловини не виникають, оскільки ці операції відсутні. Зниженню небезпеки проведення усіх бурових робіт сприяє безперервний контроль за процесом буріння як на поверхні, так і безпосередньо на забої за допомогою спеціального устаткування.

Так само як і при проведенні підземного ремонту свердловин, застосування КГТ скорочує випадки травматизму і забезпечує виконання жорстких вимог з довілля охорони.

Для спеціалізованих бурових робіт використовують гнучкі труби із зовнішнім діаметром не менше 60,3 мм. Хоча досить широко застосовують і труби із зовнішнім діаметром 38,1, 44,5, 50,8 мм. Оптимальними діаметрами труб є 89 і 114 мм.

Обертання породоруйнівного інструменту забезпечується вибійним двигуном, який встановлений на гнучкій трубі і має свої особливості, обумовлені малою жорсткістю КГТ при роботі на кручення, вигин і стискування. Крім того, при використанні колони гнучких труб відсутня можливість застосування бурильних труб, що обважують. Це накладає обмеження і на вибір устаткування, і на режими буріння із-за:

- малого навантаження на породоруйнівний інструмент;
- незначного моменту, що крутить, який повинен розвивати двигун;
- високих обертів двигуна, оскільки інакше потужність, що підводиться до породоруйнівному інструменту, буде низькою.

Сказане вище вказує на недоліки при використанні КГТ в бурінні. До них відносяться нижча швидкість проводки, необхідність зменшення діаметрів свердловин, незначні терміни служби і доліт, і вибійних двигунів малого діаметру. Проте ці негативні моменти при проведенні додаткових робіт можна або повністю, або достатньою мірою усунути.

Важливо мати на увазі, що економічний ефект від використання КГТ в бурінні дуже високий. Наприклад, вартість буріння однієї горизонтальної свердловини на Алясці при бурінні звичайними установками складає 2200 тис. дол., а при використанні в аналогічних умовах установки з КГТ - 500 тис. дол.

Перераховані обмеження обумовлюють і вибір режимів роботи, наприклад, використання вибійного двигуна великої потужності може привести до скручування колони гнучких труб, при цьому її кутові деформації можуть досягати 6-7 повних обертів нижнього перерізу відносно верхнього на кожні 1000 м довжини. При зменшенні навантаження на долото, наприклад, при підйомі труб, бувають випадки мимовільного розкручування колони в протилежну сторону, що викликає само відворот різьбового з'єднання вибійного двигуна.

Залежно від вживаного діаметру КГТ і класу бурової установки вибійне устаткування може бути досить простим і містити сполучну муфту, стабілізатор, вибійний двигун і породоруйнівний інструмент. Подібний комплект ін-

струментів використовують при трубах діаметром 33 - 55 мм. При застосуванні труб з діаметром 60,3 мм і вище в компоновання входять сполучна муфта, що забезпечує перехід від КГТ до вибійної установки, направляючий інструмент (у вигляді однієї труби із збільшеною товщиною стінки), запобіжний роз'єднувач, немагнітний переводник, вимірювальний прилад з джерелом гамма-випромінювання, немагнітна бурильна труба (УБТ), що обважнює, буровий вибійний двигун об'ємного типу з регульованим відхилювача і долото.

При роботі з КГТ обов'язковим елементом внутрішньосвердловинного компоновання є стабілізатор. Він сприймає частину радіальних зусиль, що виникають в процесі роботи, дозволяє зменшувати амплітуду коливань і у результаті знижує величини циклічної напруги, діючої на ділянці гнучкої труби, розташованої безпосередньо над двигуном.

Для виключення аварійного втомного руйнування труби періодично слід відрізувати її ділянку в нижній частині, оскільки тут матеріал втомлюється найбільшою мірою.

## **5.2 Устаткування, вживане для буріння**

### **Породоруйнівний інструмент**

Вибір долота при бурінні з використанням гнучких труб обумовлений режимом роботи вибійного двигуна - мале осьове навантаження і велика частота обертання. В цьому випадку шарошечні долота малоефективні і тому не застосовуються, тим більше що термін їх служби в подібному режимі роботи надзвичайно низький.

Для розбурювання цементу і породи краще всього підходять долота сти-раючого типу, армовані алмазами або вставками з карбїду вольфраму. До основних характеристик долота відносяться його марка, діаметр, перепад тиску на нїм.

### Вибійний двигун

При виконанні бурових робіт і видаленні пробок застосовують вибійні двигуни двох типів - об'ємної і динамічної дії. До перших відносяться гвинтові і аксіально-поршневі двигуни, до других - турбобури. Найдоцільніше використовувати вибійні двигуни об'ємної дії, а з них прийнятніше гвинтові, оскільки останні мають прийнятнішу характеристику для умов роботи з КГТ. Крім того, для їх приводу потрібна менша витрата технологічної рідини, що важливо, як буде показано нижче, для забезпечення міцності колони.

Характеристики найбільш типових вибійних двигунів приведені нижче:

Марка двигуна	Д-42	Д-48	ДІ-54	ДГ-60	Д-85
Діаметр зовнішній, мм	42	48	54	60	85
Діаметр доліт, мм	59	59-76	59-76	76-98,4	98,4-120,6
Витрата робочої рідини, л/с	0,0,3-0,5	1,2-2,6	1-2,5	1-2	4,8
Перепад тиску на двигуні, МПа	2-4	4-5	4,5-5,5	4,5-5,5	5,5

### 5.3 Бурові установки

Нині застосовують два типи бурових установок - забезпечені вишкою і без неї.

Бурова установка фірми "Canadian Francmaster Ltd." [25] складається з чотирьох блоків - пульта управління, розташованого на окремій транспортній базі, блоку з барабаном гнучкої труби, змонтованого на трейлері, блоку, що включає основу, транспортер і П-образну щоглу, блоку мостків, розміщених на окремому трейлері.

По суті бурова установка з використанням КГТ аналогічна агрегату, призначеному для роботи з КГТ малих діаметрів. Проте в даному випадку збільшення маси комплектуючого устаткування, габаритів, зусиль, діючих в процесі функціонування установки, призводить до її розростання. В результаті увесь комплект перевозять на чотирьох транспортних одиницях. Сюди не входять

блок для приготування бурового розчину, насосні агрегати для останнього і закачування азоту, а також місткість для його зберігання.

Дане устаткування має наступні конструктивні особливості.

Колона гнучких труб забезпечена каротажним кабелем і двома трубопроводами малого діаметру для подачі рідини гідروприводу до вибійного устаткування.

Останнє включає керований з поверхні відхилювача долота, що забезпечує оперативний вибір напрямку буріння. Крім того, в вибійному устаткуванні розміщується блок орієнтації, що дозволяє визначати фактичний напрям буріння свердловини і передавати відповідну інформацію на пульт управління. Воно містить також комплект датчиків, реєструючих і передавальних у вигляді електричних сигналів на пульт управління інформацію про величину вибійного тиску, результати гамма-каротажу, витрату рідини, поточної по внутрішній порожнині КГТ і кільцевому простору. За допомогою кабельної телеметрії здійснюється передача усіх відомостей в режимі реального часу на пульт управління.

Пульт управління обладнаний комплексом звичайних приладів, які реєструють режим буріння, закачування рідини і протікання усіх інших процесів, а також бортовій ЕОМ, в яку закладають програму буріння. При виконанні робіт ведуть безперервний контроль за положенням долота, напрямом проводки свердловини, фізичними властивостями розбурюваної породи, зміною витрат бурового розчину і рідини, що поступає з пласта. Усі ці дані відбиваються на екрані дисплея оператора. Режим роботи бурового агрегату, зокрема, напрям буріння ствола свердловини можуть задаватися оперативно.

Усе це створює ефект присутності оператора у свердловині і представлення ним місця в розбурюваному просторі пласта. Інформація, що постійно поступає, про стан довкілля дозволяє приймати досить швидко обґрунтовані рішення по управлінню процесом буріння. Створення подібного устаткування по важливості вирішуваних проблем і рівню їх рішення перевершує деякі космічні програми, реалізовані до теперішнього часу.



Буровий агрегат подібної конструкції дозволяє працювати з КГТ діаметром 60,3 або 73 мм. Вантажопідйомність щогли з талевою системою - 680 кН.

Використання подібної бурової передбачається після проходки вертикальної ділянки свердловини з використанням традиційних технологій. Його бурят на глибину, що практично досягає покрівлі пласта, без розтину останнього. Потім виконують увесь комплекс робіт по обсадженню, цементуванню, устаткуванню гирла свердловини колонною голівкою. Діаметр експлуатаційної колони складає 144-168 мм.

Для розтину пласта похилими відгалуженнями або горизонтально розташованими стволами на гирло пробуреної свердловини монтують описуваний буровий агрегат. На трубній голівці закріплюють блок превенторів, що містить (від низу до верху) секцію з глухими зрізаючими плашками, секцію з фланцями для підведення рідини глушення, секцію з трубними плашками, секцію з утримуючими плашками, універсальний превентор з еластичним ущільнюючим елементом, лубрикатор і ущільнювач КГТ. Ця зборка має висоту близько 6 м

На блоці превенторів монтують транспортер, конструкція якого містить два ряди ланцюгів з плашками, що захоплюють трубу. Над нею розташовують відхилювач.

Окрім описаної бурової установки існують компактніші, призначені для роботи з меншими діаметрами труб. Їх характерною особливістю є відсутність щогли. Усе устаткування таких установок розміщується на одній транспортній одиниці (окрім блоку підготовки і обробки бурового розчину). Основною відмінністю цих установок від агрегатів, призначених для проведення підземного ремонту, являється вища установка транспортера, обумовлена необхідністю наявності шлюзу досить великої довжини, що забезпечує спуск у свердловину інструментів, що входять до складу бурової голівки. Це, у свою чергу, вимагає вантажопідйомного пристрою, що утримує транспортер під час роботи з більшою висотою підйому.

#### 5.4 Особливості роботи колони гнучких труб

В процесі буріння частина колони гнучких труб знаходиться під дією осьового стискуючого навантаження. Остання визначається силами тертя, діючими в напрямі, протилежному до переміщення колони, тобто від низу до верху, а також реактивним зусиллям, викликаною взаємодією долота з матеріалом руйнованої пробки або породи. В результаті, як і при бурінні свердловини з використанням традиційної технології, нижня частина колони знаходиться в стислому стані. Відмінність полягає в тому, що переріз з нульовим осьовим навантаженням при використанні гнучких труб розташовується вище в порівнянні з традиційною технологією, оскільки в даному випадку не використовують ОБТ.

Відсутність останніх позначається і на тому, що досить велика частина колони гнучких труб втрачає стійкість під дією стискуючого навантаження і набуває спіралевидної форми. При цьому збільшуються сили тертя труби об стінки свердловини або внутрішню поверхню експлуатаційної колони і відповідно зростають зусилля, необхідні для переміщення труби у напрямку до забою, тобто процес йде лавиноподібно.

Для зменшення ефекту втрати стійкості КГТ розробляють нові пристрої і на їх базі нові технології ведення робіт. Наприклад, для переміщення колони в горизонтальній ділянці свердловини використовують ефект її "закачування". У ряді випадків на початку горизонтальної ділянки встановлюють втулку із заплечиками, на які спираються спеціальні внутрішньосвердловинні рушії.

#### Висновки за розділом

1. В розділі розглянуто особливості проведення робіт з використанням колони гнучких труб.
2. Значна увага приділена буровим установкам та устаткування, яке застосовують для буріння свердловин.
3. Досліджені особливості роботи колони гнучких труб.

## 6 ПЛАН РОБІТ НА КАПІТАЛЬНИЙ РЕМОНТ СВЕРДЛОВИНИ № 115 ЯБЛУНІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

Мета робіт: Освоєння свердловини за допомогою колтбінгової установки (проект КРС).

### 6.1 Перелік підготовчих робіт.

1. Підготувати майданчик під колтбінгову установку і обладнання.
2. Доставити на свердловину: колтбінгову установку, ємність об'ємом  $40 \text{ м}^3$  – 1 шт., промивну ємність об'ємом  $3 \text{ м}^3$ , площадку-розширювач, житлові вагони - 2 шт. Завезти технічну воду  $\gamma = 1,03 \text{ г/см}^3$  в об'ємі не менше  $20 \text{ м}^3$  (запас)  $10 \text{ м}^3$  прісної води, постійне чергування АЦНГ під час робіт по свердловині для своєчасного завозу води.
3. Після монтажу обладнання колтбінгової установки забезпечити прибуття на свердловину: насосного агрегату – 1 шт, азотної установки – 1 шт.
4. Змонтувати робочу площадку. Промити ГТ (гнучка труба) технічною водою до виходу чистої води (з записом в журнал).
5. Провести зовнішній огляд робочого інструмента для ГТ та перевірити герметичність нижнього зворотнього клапана залити в нього води; витримати 15 хвилин.
6. Змонтувати записуючий з'єднувач (перехідник) – пристрій для проведення випробувань на натяг ланцюгів інжектора. Виконати випробування натягу ланцюгів інжектора і з'єднуючого перехідника з ГТ на величину 7,5 т. Після виконання тесту пристрій для проведення випробувань на натяг ланцюгів інжектора від ГТ від'єднати.
7. Перед монтажем КУ отримати дані по рівням рідини в трубному і затрубному просторі.

## 6.2 Перелік робіт з промивки та освоєння свердловини

### 1. Перший етап.

1.1. Виділити границі майданчика розміром 37×67м навколо свердловини для розміщення обладнання та побутових контейнерів.

1.2. Підготувати під'їзний шлях для мобілізації/демобілізації обладнання.

1.3. Прийняти свердловину по акту прийому передачі від ЦВНГІК.

1.4. На час проведення робіт, забезпечити наявність (або можливість забору) на свердловині необхідної кількості пластової та прісної води.

1.5. Провести сервісні (регламентні) роботи по обслуговуванню ФА: заповнення арматурним мастилом технологічних пустот в засувках, системі колонний фланець – підвіска НКТ.

1.6. Встановити на ФА повірені манометри.

1.7. Під час мобілізації Підрядника використовувати лише маршрут руху, котрий погоджений із Замовником.

1.8 Скласти акт контрольного заміру дебіту свердловини.

2. Провести інструктаж працівникам, безпосередньо задіяним при проведенні підготовчих робіт на свердловині з ОП, ПФБ.

3. Підготовчі роботи та обладнання від підрядника:

- Ємність металеву, об'ємом 40 м<sup>3</sup> - 1 шт.;
- Комплекс обладнання КУ – 1 шт;
- Азотну установку – 1 шт;
- Насосний агрегат МРРУ-600 – 1 шт;
- Перехідна котушка – 1 шт.
- Доставка пластової води АЦНГ- 1шт.

Під час проведення робіт, слідкувати за міжколонними тисками, у разі наявності тисків більше 20 атм в обов'язковому порядку повідомити представника Замовника, та прийняти рішення про стравлення надлишкових тисків зафіксувати відповідним актом.

4. Провести робочу нараду зі всіма учасниками, на якій ознайомити працівників з цим Планом робіт по промивці та освоєнню свердловини. Провести інструктаж працівників бригади і всіх інших учасників процесу з наступних питань:

- про особливості умов роботи, конструкцію та обв'язку устя свердловини;
- про мету та зміст робіт, які будуть проводитись на свердловині № 115 Яблунівського ГКР;
- про можливу небезпеку та шкідливі фактори при виконанні робіт,
- про особливості організації робіт та роботи спец. техніки;
- про техніку безпеки та охорону праці при виконанні робіт;
- про дії бригади згідно ПЛАСу та пожежної безпеки;
- про шляхи евакуації техніки і персоналу зі свердловини в умовах надзвичайних ситуацій;
- про надання першої медичної допомоги персоналу, та місце знаходження найближчих медичних закладів.

Факт ознайомлення персоналу з планом робіт та інструктування зафіксувати під підпис.



5. Розмістити на робочому майданчику технологічне обладнання для проведення робіт колтюбінговою установкою.



У відповідності із Типовою схемою обв'язки обладнання КУ зібрати всі трубопроводи. Опресувати водою нагнітальну частину трубопроводів на тиск 375атм.

Опресувати ГТ на 250 атм за допомогою опресувального перехідника.

б. Провести необхідні випробування елементів КУ-обладнання до установки на фонтанну арматуру, відповідно до інструкції «Норми часу на технологічні роботи. Колтюбінгова установка МК10Т, МК20Т, МК30Т» по монтажу та тестування КУ.

7. Обладнати ГТ компоновкою згідно схеми нижче.

КНК	№	№ інструмента	Опис	Днар. мм	Дов. мм	Довжина мм.	Різьба	
							Уднання	
							верх (муфта)	низ (шпиль)
	1		Внутрьонній конектор для 38,1мм. ГТ.	38,10	22,00	160,00	31,75мм	1АММТ
	2		Зворотній клапан	38,10	н/д	200,00	1АММТ	1АММТ
	3		Гідромоніторна/обертова насадка	38,10/ 43,00	Інструментальна-Довж. від 45° x 6,0мм	100,00	1АММТ	н/д
						Всього:	460	

КНК	№	№ інструмента	Опис	Днар. мм	Дов. мм	Довжина мм.	Різьба	
							Уднання	
							верх (муфта)	низ (шпиль)
	1		Внутрьонній конектор для 38,1мм. ГТ.	38,10	22,00	90,00	32,5мм	1АММТ
	2		Печать	45,0-50,0		220,00	1АММТ	н/д
						Всього:	310	






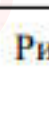

КНК	№	№ інструмента	Опис	Днар. мм	Дов. мм	Довжина мм.	Різьба	
							Уднання	
							верх (муфта)	низ (шпиль)
	1		Конектор наружний	38,00		150,00		
	2		Перехідник	38,00		95,00		
	3		Зворотній клапан	43,00		345,00		
	4		Роз'дільник	45,00		90,00		
	5		Циркуляційний клапан	45,00		110,00		
	6		ГВД	43,00		2420,00		
	7		Фрез	47,00		0,15		
						Всього:	3210,15	

Рисунок 6.1 – Схема промивної КНК

8. За погодженням з майстром УКПГ, закрити шлейфові та надкорінну засувки ФА.

Стравити тиск з ФА на факельний амбар до атмосферного.

Зняти буферний фланець.

Змонтувати перехідну котушку, блок превенторів КУ, перехідний шлюз достатньої довжини (при необхідності).

Під'єднати до превентерної установки трубопроводи гідроприводу та керування.

Провести штатні тестування змонтованого на ФА обладнання на функціональність.

9. Перевірити контрольно-вимірювальні прилади (КВП) і засоби реєстрації (запису) основних технологічних параметрів процесу (глибина, тиск, вага ГТ) на функціонування.

Встановити контрольні прилади на умовний нуль - установочні альтитуди: стрип-пакер – верхній фланець ФА.

Переконатись в тому, що покази манометрів, які контролюють тиски в свердловині (трубний, затрубний) показують достовірні тиски.

Уточнити відповідність вихідних даних свердловини фактичним.

10. Встановити інжектор із заведеною ГТ на блок превенторів КУ.

Провести опресування змонтованого обладнання на тиск  $P_{\text{опр}} = 140$  атм.

По результатам опресування скласти відповідний акт перевірки.

Провести пускову комісію, щодо готовності обладнання до проведення робіт.

Перевірити:

– проведення ТО1, ТО2 та/або капітального ремонту в установленні за формулярами (паспортами) строки, в тому числі ТО БДГ – згідно СОУ 11.2-30019775-070:2005;

- проведення випробування навантаження інжектора у відповідності технічно-експлуатаційної документації виробника, за офіційними даними архіву СКР;
- наявність сертифікату дефектоскопії БДТ, з позитивним висновком випробувань її після ремонту (сервісного обслуговування) та акту відповідності експлуатаційних параметрів БДТ у відповідності до СОУ 09.1-30019775-287:2017;
- наявність та працездатність контрольно-вимірювальних приладів та засобів реєстрації основних технологічних параметрів процесу;
- наявність актів дефектоскопії та документації на елементи КНК в яких відображено їх напрацювання.

11. Загерметизувати устя свердловини стрип-пакером. При необхідності вирівняти (врівноважити) тиск в перехідному шлюзі та в свердловині. Зовнішній тиск для ГТ (тиск на змінання ГТ не повинен перевищувати критичний диференційний тиск, який, згідно паспортних даних, складає  $200 \text{ кгс/см}^2$ ).

Зафіксувати кількість обертів на закриття та відкриття засувок ствольового проходу ФА. Кількість обертів від положення «Закрито» до положення «Відкрито» записати в технологічному рапорті. Відкрити надкорінну засувку фонтанної арматури рахуючи кількість обертів вихід із свердловини відкритий на зворотню ємність або на ФА УКПГ.

12. За погодженням із уповноваженим представником Замовника на свердловині розпочати спуск ГТ в свердловину. Спуск проводити зі швидкістю 2-3 м/хв, обережно пропускаючи компоновку низу ГТ через ФА, підвіску НКТ та колонну головку до глибини 12 м.

13. Продовжити спуск ГТ в свердловину зі швидкістю 12-15 м/хв до гл. 3000м без циркуляції азотом, обережно пропускаючи КНГТ в місцях мінімальних прохідних діаметрів колони НКТ.

Уважно слідкувати за характером збільшення тиску в ГТ та характером збільшення ваги.



Ознаками можливого входження ГТ у рідину є:

- зменшення ваги ГТ у порівнянні з розрахунковим значенням (на 0,4-0,6т) для спуску-підйому на поточній глибині у азоті, або іншому газовому середовищі;

Уважно слідкувати за сходженням верхнього ряду витків ГТ на барабані.

Під час спуску не допускати посадки ГТ більше 0,4 т. вести контроль за показами індикатора ваги, диференційним тиском – не більше 200 атм, інших контрольно-вимірювальних приладів.

Через кожні 400-500м контролювати вагу ГТ, (піднімати ГТ на 10м), при цьому вага не повинна перевищувати розрахункову вагу ГТ при підйомі для поточної глибини спуску ГТ. В разі зростання ваги більше розрахункової для поточної глибини спуску, припинити спуск ГТ і підняти ГТ на безпечну глибину, де вага при підйомі відповідає розрахунковій в даному інтервалі, та повідомити інженера КУ.

14. З глибин 3000 м продовжувати спуск з віддувкою азотом з продуктивністю 8-10 м<sup>3</sup>/хв з швидкістю 12-15м/хв, до 4550м. В інтервалі встановленого пакера 4613,6м та башмака НКТ-73,0мм на глибині 4633м спуск проводити на мінімально можливій швидкості 1-3м/хв. Продовжити поглиблення до глибини 4810м враховувати видовження ГТ при доходженні до даної глибини (завчасно зменшити швидкість спуску ГТ до мінімально можливої швидкості). Не перевищувати тиск циркуляції 250 атм.

15. Уважно відслідковувати характер продукції, що поступає зі свердловини, обов'язково відібрати проби рідини та передати в лабораторію для проведення аналізу.

По характеру виносу із свердловини технічної рідини майстер визначає режим закачування азоту: продуктивність, тиск, середню швидкість спуску.

16. При відсутності проходження (отримання розгрузки під час спуску 0,4-0,6т) в НКТ, розпочати закачку пачок 0,5-0,7м<sup>3</sup> розчину з ПАР в ГТ, (0,5% ПАР продуктивність насосної установки 120-150л/хв при закачуванні, продавка

азотом з продуктивністю 15-25м<sup>3</sup>/хв.). Не перевищувати тиск закачки 250атм. Під час промивки відбирати зразки рідини, що виходить зі свердловини. Зберігати зразки рідини до завершення робіт.

17. На гл. 4810м провести осушування свердловини до «сухого» виходу азоту за допомогою азотної установки з продуктивністю 15-25м<sup>3</sup>/хв. Слідкувати за тисками у великому затрубному просторі. Провести промивку пачками по 0,5м<sup>3</sup> з ПАВ 2-3%, до виходу послідовно двох чистих пачок, після чого віддуги свердловину до сухого виходу азоту на зворотну ємність. Провести відпрацювання свердловини на ФА, за необхідності з тех. витримками, вивести її на робочий режим.

Якщо буде додаткова необхідність у проведенні геофізичних робіт: виконати підйом ГТ до 0м із швидкістю 10-15м/хв частково демонтувати обладнання. На час проведення геофізичних робіт передати свердловину по акту в ГДС (якщо ГДС виконує не філія АТ «Укргазвидобування» свердловину передати по акту в ЦВНГіК.

18. Якщо поглибитись до гл. 4810м не буде можливості, по додатковому погодженню із уповноваженим представником Замовника, розпочати підйом ГТ зі швидкістю 5-15м/хв до 0м для заміни КНК на печать 45-50мм.

19. Зібрати печать 45-50мм. Виконати фото печаті «до спуску», направити на відповідальних ІТР.

20. Допустити печать до інтервалу посадки насадки із швидкістю 12-15м/хв, за 100м зменшити швидкість до мінімально можливої 2-3м/хв (враховувати, що довжина КНК змінилась), на мінімально можливій швидкості 1-2м/хв, зробити розвантаження на печать 0,5-1т. Обережно припідняти ГТ та виконати підйом ГТ до 0м із швидкістю 10м/хв.

Прийняти рішення по результату отриманого відтиску печаті по наступних роботах.

21. За додатковим погодженням із Замовником зібрати КНК з ГВД 44,0мм та фрез 47,0мм, провести опресування на різних режимах ГВД записати параметри у журнал.

Виконати фото фрезу «до спуску» та відеозапис роботи ГВД, направити на відповідальних ІТР.

22. За погодженням із уповноваженим представником Замовника на свердловині розпочати спуск ГВД в свердловину. Спуск проводити зі швидкістю 2-3 м/хв, обережно пропускаючи компоновку низу ГТ через ФА, підвіску НКТ та колонну головку до глибини 12м.

23. Допустити ГВД до інтервалу посадки насадки із швидкістю 12-15м/хв (враховувати, що довжина КНК змінилась), за 50м не доходячи до інтервалу посадки проводити спуск на мінімально можливій швидкості 1-2м/хв, зробити мітку на ГТ, підняти ГТ з поточного вибою на 10м, на мінімальній швидкості допустити до «мітки» та виконати фрезерування «непрохідності» 5-15м (або додатково погодженій), на азотованій рідині з продуктивністю рідини 80-120 л/хв та по азоту продуктивністю 8-15м<sup>3</sup>/хв режим продуктивності НУ та АУ підібрати такий, щоб забезпечити максимальний виніс механічних частинок «пробки» та орієнтуватись по тиску закачки рідини під час промивки.

24. Виконати підйом ГВД зі швидкістю 15-20 м/хв та оглядом технічного стану та запуском після роботи ГВД на поверхні.

25. По додатково погодженню із уповноваженим представником Замовника на свердловині, зібрати КНГТ з обертовою насадкою (для освоєння) допустити ГТ на глибину 4810м з віддувкою азотом з продуктивністю 8-15м<sup>3</sup>/хв (або на 100м вище рівня котрий був визначений під час першого рейсу) на мінімальній швидкості, провести промивку пачками по 0,5м<sup>3</sup> з ПАВ 2-3%, до виходу послідовно двох чистих пачок, після віддути свердловину до сухого виходу азоту на зворотну ємність. Провести відпрацювання свердловини на ФА, за необхідності з тех. витримками, вивести її на робочий режим.

Виконати підйом ГТ до 0м із швидкістю 10-15м/хв частково демонтувати обладнання.

26. За погодженням із уповноваженим представником Замовника на свердловині демонтувати обладнання.

27. Оформити звітну документацію.

Впорядкувати територію майданчика свердловини.

28. Передати свердловину по акту на ЦВНГіК, з обов'язковим візуванням актів представниками ЦВНГіК та ЦКТ УГВ-Сервіс (в повній мірі), або представником ЦВНГіК. Надати Замовнику документацію, не пізніше ніж через 5 днів по завершенню робіт.

29. За погодженням із уповноваженим представником Замовника, розпочати мобілізацію на наступну свердловину.

Перед виїздом на асфальтне покриття очистити колеса спецтехніки від значного бруду.

#### **Висновки за розділом**

1. В розділі складений план робіт на капітальний ремонт свердловини № 115 Яблунівського газоконденсатного родовища.

2. Наведений перелік підготовчих робіт до капітального ремонту.

3. Розроблений порядок робіт з промивки та освоєння свердловини.

## 7 РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАПРОПОНОВАНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ

Розрахунок ведемо за методикою, викладеною в [26].

Визначимо кошторисну вартість виготовлення 1 м колони гнучких труб (КГТ).

Результати розрахунку наведені в табл. 7.1. Для розрахунку прийняті такі ціни станом на 01.01.19 відповідної нормативної документації НАК «Укргазвидобування».

Таблиця 7.1 – Розрахунок кошторисної вартості виготовлення 1 м колони гнучких труб

Статті витрат	Одиниця виміру	КГТ
Матеріали	грн	30
Матеріали з урахуванням ТЗР	1,1366	34
Зарплата основна	грн	24
Премії і доплати	2%	1
Резерв	4%	1
Разом зарплата	грн	25
Відрахування до пенсійного фонду	32%	8.10
Відрахування на соцстрах	4%	1.00
Відрахування до фонду зайнятості	1,5%	0.38
Цехові і загальнозаводські витрати від основної зарплати	305%	73.20
Планова вартість	грн	142.30
Рентабельність	30%	43
Разом	грн	185.00
ПДВ	20%	37.00
Вартість одиниці продукції	грн	222

Визначимо економічну ефективність запропонованої технології.

Розрахунок економічної ефективності проведемо порівняно із звичайною сталевією колоною та технологією з використанням КГТ, що застосовувалась на підприємстві раніше.

Розрахунок проводимо для таких умов (табл. 7.2).

Таблиця 7.2 – Вихідні данні для розрахунку економічної ефективності

Параметр	Од. виміру	Величина
Глибина свердловини	м	4949
Кількість рейсів при використанні звичайних труб	шт	10
Середні витрати часу на СПО на 1 рейс при використанні звичайних труб	ч	15
Середня вартість 1 год роботи бурової установки	ч	4000
Вартість 1 м стандартних труб	грн	150
Середня тривалість СПО с удосконаленою КГТ	ч	30
Час обробки продуктивного пласту	ч	5
Вартість 1 м КГТ	грн	222
Середня тривалість СПО при звичайній технології	ч	50

### 1. Економічна ефективність удосконаленої технології

$$E_{\text{лсв}} = E_1 - E_2, \quad (7.1)$$

де  $E_1$  – вартість ремонту свердловини без використання удосконаленої технології;

$E_2$  – вартість ремонту свердловини з використання удосконаленої технології.

У свою чергу вартість ремонту свердловини з використання звичайних сталевих труб дорівнює

$$E_{\text{лс.к.}} = C_{\text{БУ}} \cdot (T_{\text{р.р.}} + N_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}}) + C_{\text{лс.к.}} \cdot L, \quad (7.2)$$

- де:  $C_{\text{БУ}}$  – середня вартість роботи однієї години бурової установки;  
 $T_{\text{р.р.}}$  – тривалість ремонтних робіт;  
 $N_{\text{р}}$  – кількість рейсів, необхідна для проведення ремонтних робіт;  
 $T_{\text{р}}$  – середня тривалість одного рейсу;  
 $C_{1\text{с.к.}}$  – вартість 1 м стандартної колони сталевих труб;  
 $L$  – глибина зони проведення ремонтних робіт.

Підставивши чисельні значення, отримаємо

$$E_{1\text{с.к.}} = 4000 \cdot (5 + 10 \cdot 15) + 150 \cdot 4949 = 1362350 \text{ грн.}$$

Вартість ремонтних робіт при стандартній технології дорівнює

$$E_{1\text{с.КГТ}} = C_{\text{БУ}} \cdot (T_{\text{ч.б.}} + T_{\text{спюКГТ}}) + C_{1\text{с.КГТ}} \cdot L, \quad (7.3)$$

де:  $T_{\text{спюКГТ}}$  – тривалість спуско-підйомних операцій при стандартній технології;

$C_{1\text{с.КГТ}}$  – вартість 1 м КГТ.

Підставивши чисельні значення, отримаємо

$$E_{1\text{с.КГТ}} = 4000 \cdot (50 + 5) + 222 \cdot 4949 = 1318678 \text{ грн.}$$

Вартість ремонтних робіт при удосконаленій технології дорівнює

$$E_2 = C_{\text{БУ}} \cdot (T_{\text{р.р.}} + T_{\text{спюУКГТ}}) + C_{1\text{КГТ}} \cdot L, \quad (7.4)$$

де:  $T_{\text{спюУКГТ}}$  – тривалість спуско-підйомних операцій при удосконаленій технології.

Підставивши чисельні значення, отримаємо

$$E_2 = 4000 \cdot (30 + 5) + 222 \cdot 4949 = 1238678 \text{ грн.}$$

Тоді економічна ефективність використання удосконаленої технології капітального ремонту свердловини за допомогою колтюбінгової установки порівняно із технологією з використанням колони сталевих труб

$$E_{\text{на.1.скв.с.к}} = E_{1\text{с.к.}} - E_2 = 1362350 - 1238678 = 123672 \text{ грн.}$$

Економічна ефективність використання удосконаленої технології капітального ремонту свердловини порівняно із стандартною технологією

$$E_{\text{на.1.скв.КГТ}} = E_{1\text{сКГТ}} - E_2 = 1318678 - 1238678 = 80000 \text{ грн.}$$

Результати розрахунків відносної ефективності зведемо до таблиці.

Таблиця 7.3 – Економічна ефективність удосконаленої технології капітального ремонту з використанням колтюбінгової установки

Параметр	Од. вимі- ру	Величина
<b>Порівняно зі звичайною колоною сталевих труб</b>		
Ефективність на 1 свердловину	грн	123672
Ефективність на 1 м колони	грн/м	24,99
Ефективність на 1 вкладену гривню	грн/грн	0,35
<b>Порівняно зі стандартною технологією з використанням КГТ</b>		
Ефективність на 1 свердловину	грн	80000
Ефективність на 1 м колони	грн/м	16,16
Ефективність на 1 вкладену гривню	грн/грн	0,22

#### Висновки за розділом

1. Таким чином, як видно із наведених вище результатів розрахунку, використання удосконаленої технології ремонту свердловини з використанням колтюбінгової установки окрім технологічних переваг приносить певну економічну ефективність.



## **8 ОХОРОНА ПРАЦІ І НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА**

### **8.1 Аналіз потенційних шкідливих і небезпечних чинників запроєктованих робіт**

Усі роботи здійснюються за розробленими спеціалізованими організаціями і затвердженими у встановленому порядку проектами. Роботи необхідно планувати і виконувати з урахуванням конкретних природно-кліматичних умов і специфіки робіт.

Підприємства, що виконують роботи, зобов'язані, не пізніше ніж за один місяць до початку робіт, зареєструватись у територіальних управліннях Державної служби України з питань праці. Заново створені підприємства повинні отримати у територіальних управліннях Державної служби України з питань праці дозвіл на початок робіт.

#### **8.1.1 Шкідливі виробничі чинники**

До шкідливих виробничих чинників, які виникають при роботі в польових умовах відносяться: значний рівень шуму та вібрації при роботі бурового обладнання, значні фізичні навантаження при виконанні певних видів робіт, робота з хімічними реагентами при приготуванні промивальних, тампонажних та технологічних рідин.

Шум та вібрація чинять шкідливий вплив на організм людини, який проявляється в розвитку порушень нормальної діяльності нервової, серцево-судинної та травної системи, зниженні працездатності, підвищенні загальної захворюваності. Окрім того, підвищується ступінь ризику отримання травм, нещасних випадків, пов'язаних з порушенням сприйняття попереджуючих сигналів і слухового контролю обладнання. Постійний шкідливий вплив вібрації призводить до вібраційної хвороби (невриту) з втратою працездатності. Якщо вібраційна хвороба зумовлена впливом локальної вібрації, то її основною озна-

кою є судинний синдром, який проявляється в коротко часовому поблінні пальців через загальне або місцеве охолодження тіла, а також зниженні вібраційної, больової та температурної чуттєвості. Хвороба, що зумовлена загальною вібрацією, характеризується значними змінами в центральній нервовій системі і супроводжується загальною ангіодистонією і поліневричним синдромом.

### **8.1.2 Небезпечні виробничі чинники**

До небезпечних виробничих чинників можна віднести наявність рухомих частин бурового обладнання, роботу з важкими вантажами, наявність електричного струму, наявність вибухопожежонебезпечних речовин, можливість зіткнення з отруйними речовинами,

## **8.2 Виробнича санітарія і гігієна праці**

Приміщення з ПК повинні мати природне і штучне освітлення. Природне світло повинне проникати через бічні світлові отвори, орієнтовані, як правило, на північ або північний схід, і забезпечувати коефіцієнт природної освітленості (КЕО) не нижче 1,5%. Рівень освітленості на робочому столі в зоні розташування документів має бути в межах 300 – 500 лк. Яскравість світильників загального освітлення в зоні кутів випромінювання від 50 град, до 90 град, по вертикалі в подовжній і поперечній площинах повинна складати не більше 200 кд/м<sup>2</sup>.

Напруженість електромагнітного поля на відстані 50 см навколо відео терміналу (ВДТ) по електричній складовій не повинна перевищувати в діапазоні частот 5 кГц – 20 кГц – 25 В / м в діапазоні частот 20 кГц – 400 кГц – 2,5 В / м щільність магнітного потоку не повинна перевищувати в діапазоні частот 5 кГц – 20 кГц – 250 нТл; у діапазоні частот 20 кГц – 400 кГц – 25 нТл. Поверхневий електростатичний потенціал не повинен перевищувати 500 В.

На робочих місцях повинні дотримуватися наступні допустимі параметри мікроклімату: температура повітря 23-25°C, відносна вологість повітря 40-60% і швидкість руху 0,1 м / с. Вміст озону в повітрі робочої зони не повинне перевищувати 0,1 міліграм/м<sup>3</sup>, вміст оксидів азоту – 5 міліграм/м<sup>3</sup>. Допустимий вміст пилу – 1 міліграм/м<sup>3</sup>. Для зменшення виділення пилу необхідно передбачити періодичне вологе прибирання приміщення, провітрювання приміщення щоденне перед початком роботи необхідно проводити очищення екрану відео-терміналу від пилу і інших забруднень. Нормалізуючий вплив на аероіонний склад повітря має штучна вентиляція і застосування іонізаторів.

### **8.3 Особливості техніки безпеки при використанні колтюбінгових установок**

Колтюбінгові установки призначені для проведення робіт з капітального і поточного ремонту нафтових і газових свердловин без глушіння при надлишковому тиску на усті.

Підготовка площадки, монтаж і експлуатація колтюбінгових установок повинні виконуватись відповідно до технічних умов та інструкції з експлуатації підприємства-виробника.

Перед початком робіт агрегат повинен бути укомплектований: необхідною документацією, штатним комплектом обладнання та інструментом, інструкціями з безпечного ведення робіт.

Роботи з використанням колтюбінгових установок виконуються персоналом, який пройшов навчання за програмою спеціального навчання щодо експлуатації зазначеного обладнання відповідно до вимог НПАОП 0.00-4.12-05.

Вимоги до колтюбінгової установки:

а) перед початком роботи безмуфтова довгомірна труба повинна бути оснащена зворотним клапаном;

б) з метою врахування втоми металу та зносу БДТ напередодні проведення роботи на свердловині перевіряється можливість використання існуючої БДТ за записами бортового комп'ютера з урахуванням її зношування при проведенні попередніх свердловинних операцій;

в) перед початком робіт БДТ повинна бути опресована на тиск згідно з планом робіт;

г) агрегат повинен бути укомплектований штатним комплектом інструменту для ремонту преентора й установки в цілому;

г) до і після проведення робіт з ремонту свердловини повинні виконуватись ревізія преентора, механізму подачі БДТ і визначатися ділянки зносу та втоми металу труби;

д) при температурі навколишнього середовища нижче 0 град. С з урахуванням фізичних властивостей робочого агента після закінчення робіт повинні бути проведені заходи щодо запобігання "заморожуванню" БДТ (продувка повітрям або заміщення робочого агента незамерзаючим).

#### **8.4 Охорона навколишнього середовища при проведенні робіт в умовах свердловини 115 Яблунівського газоконденсатного родовища**

Територія Яблунівської УКПГ розташована поблизу с. Сенча Лохвицького району Полтавської області. З усіх сторін територія Яблунівської УКПГ оточена сільськогосподарськими орними землями Сенчанської сільської ради.

Території Ярівської УКПГ та Яблунівської УКПН розташовані в південно-східному напрямку від с. Сенча Лохвицького району Полтавської області. З усіх сторін території оточені сільськогосподарськими земельними угіддями Сенчанської сільської ради.

Найближчі житлові будинки знаходяться на відстані більше 1000 м від крайнього джерела викидів забруднюючих речовин, розмір СЗЗ дорівнює 1000 м у всіх напрямках.

Для забезпечення нормативного стану навколишнього середовища та екологічної безпеки при розробці родовищ впроваджуються комплексні природоохоронні заходи, які базуються на даних щодо геологічного розрізу та гідрогеологічних умов, фізико-механічних параметрів гірських порід і технологічних вимог до буріння, умов залягання водоносних горизонтів, стану атмосферного повітря, поверхневого шару ґрунту, кліматичних умов та ін.

При промисловій розробці Яблунівського родовища передбачається проведення заходів з охорони навколишнього середовища, які включають в собі:

- попередження та зниження рівня забруднення повітряного середовища;
- попередження забруднення водного середовища;
- забруднення геологічного середовища та родючого шару ґрунту.

Джерелом забруднення навколишнього середовища є виробничі процеси, пов'язані з промисловою розробкою родовища з видобування вуглеводів, подальший пошук та розвідка продуктивних горизонтів, спорудження свердловин.

Основним об'єктом впливу є будівництво та випробування свердловин. В результаті проведених досліджень і розрахунків дається комплексна оцінка впливу цього об'єкту на навколишнє природне середовище.

Заходи по попередженню негативного впливу на геологічне середовище передбачаються за рахунок застосування конструкції свердловини, яка включає послідовне перекриття пробурених інтервалів з наступним цементуванням.

Для запобігання інтенсивних газопроявлень і переходу їх у фонтанування передбачено використання бурового розчину такої густини, що забезпечує необхідний протитиск на газоносні горизонти та герметизацію устя противикидним обладнанням.

Якісний стан технічних і експлуатаційних колон, герметичне кріплення вузлів і з'єднань, надійна ізоляція продуктивних та водоносних горизонтів у верхній частині розрізу, а також дотримання режиму експлуатації свердловини дозволяє звести цей вплив до мінімуму.

На усіх об'єктах нафтогазовій галузі існує план ліквідації аварійних Ситуацій (ПЛАС), який розробляється відповідно до Положення щодо розробки планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій, затверджених наказом Держнаглядохоронпраці від 18.06.99 р. № 112. План містить вказівки по повідомленню служб, які повинні брати участь у ліквідації аварій, перелік необхідних технічних засобів і аварійних знешкоджуючих реагентів, засобів збору і видалення забруднюючих речовин, містить прискорені ремонтно-ізоляційні та ізоляційно-ліквідаційні роботи та ін.

Забезпечення пожежної безпеки на об'єктах будівництва визначається окремими робочими проектами. При спорудженні свердловини необхідно дотримуватись вимог "Правил | пожежної безпеки в газовій промисловості України".

Заходи з охорони повітряного середовища забезпечується визначенням кількісного та якісного складу викидів при інвентаризації джерел викиду забруднюючих речовин, здійсненням візуального та інструментального контролю, використанням надійного високо герметичного обладнання.

З метою оцінки негативного впливу на атмосферу, при розробці Яблунівського нафтогазового родовища, було визначено джерела викидів забруднюючих речовин та надані їх характеристики, приведені результати розрахунків приземних концентрацій і дані фонового забруднення атмосфери. Визначені розміри санітарно-захисної зони і розглянуті розрахунки рівня забруднення на межі нормативної СЗЗ. Проведена оцінка забруднення атмосферного повітря при несприятливих метеорологічних умовах та оцінка забруднення при можливих аварійних ситуаціях. Наведено аналіз шумового впливу, електромагнітного та іонізуючого випромінювання. Рівень шумового навантаження, електромагнітного та іонізуючого випромінювання не перевищуватиме встановлені норми.

Заходи щодо охорони атмосферного повітря будуть здійснюватися відповідно до "Типової інструкції по організації системи контролю промислен-

них вибросов в атмосферу в отраслях промисленности" і інших керівних документах.

Відповідно до цих документів охоронні заходи містять у собі:

- цілодобовий контроль за дотриманням технологічного процесу;
- систематичний контроль джерел забруднення першої категорії, що вносять найбільш істотний внесок у забруднення атмосферного повітря;
- епізодичний контроль більш дрібних джерел, що відносяться до другої категорії;

Захисні заходи щодо охорони атмосферного повітря передбачають наступне:

- вибір устаткування з урахуванням вибухонебезпечності, токсичності і пожежонебезпеки продуктів, що переробляються;
- відповідність усієї запірної арматури, установленої на трубопроводах, 1 класу герметичності затвора за ГОСТ 9544-75, захисної арматури - за ГОСТ 12532-79;
- повну герметизацію всього устаткування, арматури, трубопроводів, що виключає постійні витікання газу в атмосферне повітря;
- на випадок підвищення тиску, понад передбачений режимом, оснащення устаткування захисними клапанами;
- обмеження спеціальними "дихальними" клапанами випаровування в атмосферу токсичних і легкозаймистих рідин, що зберігаються в резервуарах, при атмосферному тиску;
- огороження складу метанолу для запобігання розливу продукту.

За умови дотримання усіх правил та грамотній експлуатації обладнання, об'єкт не вплине значною мірою на рівень забруднення атмосферного повітря в найближчих населених пунктах.

Заходи по охороні водного середовища передбачають охорону горизонтів з прісними водами у верхній частині геологічного розрізу, ґрунтових та поверхневих вод.

Охорона прісноводних пластів забезпечується за рахунок перекриття їх обсадними колонами і цементуванням високоміцними портланд цементами, застосування екологічно безпечного бурового розчину та герметичних проти циркуляційних систем на площадках будівництва.

Очікуваний вплив на водне середовище - мінімальний.

Заходи з охорони родючого шару ґрунту включають в себе збереження ґрунту від забруднення (зняття і складування його в катати), запобігання потрапляння на ґрунт нафтопродуктів, відпрацьованої води та хімреагентів, які використовуються в технологічному процесі видобутку газу. У випадку потрапляння проводять термінову локалізацію забруднення, збір, знешкодження та вивіз забрудненого ґрунту за межі промислового об'єкта.

Таким чином, завдяки відновлюваним заходам, збиток, що завдається ґрунтовому шару, буде мінімальний.

Охорона навколишнього природного середовища при бурінні свердловин забезпечується дотриманням технологічних вимог, які передбачені робочим проектом при амбарному способі буріння, планується буріння 10 свердловин.

При бурінні в продуктивних відкладах, що включають стратиграфічні комплекси антропогену, неогену, юри, тріасу, нижньої пермі, верхнього, нижнього та середнього карбону, при сумісному розкритті таких горизонтів можуть створюватися умови виникнення інтенсивних газопроявлень, що буде негативно впливати на геологічне середовище у вигляді міжпластових перетоків пластових вод і природного газу, нафти, забруднюючи надра.

Для запобігання таких ускладнень при бурінні свердловин передбачено: вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву гірських порід тиском газу при газопроявленнях, і герметизацію устя противикидним обладнанням;

- підбір обсадних труб по міцності, виходячи з очікуваного максимального тиску на усті свердловини в процесі буріння і випробування на приплив газу;



- підбір густини бурового розчину, що забезпечує створення гідростатичного тиску в свердловині, перевищуючого пластовий;
- вибір гину бурового розчину і хімреагентів, що забезпечує створення на стінках свердловини тонкої, щільної і мало проникної кірки;
- герметизацію устя свердловини противикидним обладнанням;
- наявність на буровій запасного розчину необхідної густини в кількості, яка дорівнює об'єму ствола свердловини при первинному розкритті продуктивних горизонтів.

Основні гірничо-геологічні параметри, градієнти пластових тисків і пластові температури наведені у ГТН.

Приведені технічні рішення і заходи дозволяють зберігати геологічне середовище від негативного впливу процесів і явищ техногенного походження.

Конструкція пошуково-розвідувальних і експлуатаційних свердловин вибирається, виходячи з необхідності розкриття певних нафтогазоносних комплексів, з врахуванням гірничо-геологічних особливостей розрізу родовища, необхідності ізоляції несумісних зон буріння та забезпечення якісного розкриття продуктивних відкладів.

На Яблунівському родовищі пробурено цілий ряд пошуково-розвідувальних і експлуатаційних свердловин.

Відповідно до гірничо-геологічних умов, досвіду буріння, вимог чинного законодавства щодо охорони питних вод, надр і навколишнього середовища, для розкриття газових горизонтів вибиралися двоколонні конструкції. 324x245x168/140 мм.

Буріння здійснюється роторним способом. Основними ускладненнями при бурінні були поглинання в тріщинуватих піщано-карбонатних відкладах верхнього і середнього карбону, які ліквідували шляхом зниження густини бурового розчину. Викладені дані показують, що свердловини буряться в складних гірничо-геологічних умовах.

Для попередження технологічних ускладнень проміжні та експлуатаційна колони спускаються секціями.

Башмаки обсадних колон встановлюються в щільних і міцних породах з градієнтом тиску гідророзриву не менше 0,020 - 0,022 МПа м.

Густина бурового розчину розраховується виходячи із очікуваних пластичних тисків.

Герметизація устя свердловин враховує максимальні розрахункові тиски на усті. На кондуктор і проміжні обсадні колони встановлюється противикидне обладнання.

Свердловини обладнані фонтанними арматурами і колонними головками.

Геологічні дані, конструкція свердловин, компоновка обсадних труб, густина цементного і бурового розчинів та інші параметри наведені у І-ГН.

Повернення Сі 1В у надра дозволить значно зменшити техногенне навантаження на ґрунти, ґрунтові і поверхневі води в районі розташування Яблунівського родовища.

Очікувані об'єми видобутку природного газу може становити від 10 тис.м<sup>3</sup>/добу до 70 тис.м<sup>3</sup>/добу з кожної свердловини.

В даному звіті для буріння розглянуто використання бурового верстата з дизельним приводом. Комплекс наземних споруд, що використовуються для буріння кожної свердловини, відноситься до тимчасових і після закінчення спорудження свердловини демонтується.

Відстань до найближчих житлових забудов не менше 500 м (при бурінні дизельним верстатом).

Джерелами впливів на навколишнє середовище в процесі спорудження (буріння) свердловин є:

- хіміреагенти, що застосовуються для обробки бурового розчину;
- рідкі відходи буріння, включаючи відпрацьований буровий розчин, бурові стічні води, побутові відходи від столової, душової, вибурена порода (шлам) та ін.;

- буровий розчин оброблений хімреагентами;
- тверді відходи буріння (металобрухт, будівельне сміття та ін.);
- інтенсивні газопроявлення в разі переходу їх у газовий фонтан при розкритті газонесних горизонтів;
- викиди шкідливих речовин при згоранні електродів тгід час зварювання;
- викиди шкідливих речовин при роботі ДВЗ бурового верстата, додаткового дизель-генератора та автомобіля КРАЗ 65101 (або аналог автоспецтехніки);
- викиди шкідливих речовин при спалюванні газу на факелі під час випробування свердловини;
- пилевикиди при приготуванні бурового розчину;
- продукти випаровування з ємностей для зберігання дизпалива та з поверхні гідроізованих шламових амбарів.

В процесі спорудження свердловини можливі впливи на:

#### 1) Геологічне середовище

Попередження негативного впливу на геологічне середовище передбачено за рахунок застосування конструкцій свердловин, які включають спуск обсадних колон з наступним цементуванням високоміцними портландцементами. Для запобігання інтенсивних газопроявлень при бурінні свердловин і переходу їх у фонтанування природним газом, передбачено використання бурового розчину необхідної густини, що забезпечує необхідний протитиск на газонесні горизонти та герметизацію усть противикидним обладнанням.

#### 2) Повітряне середовище

Повітряне середовище зазнає впливу продуктами згорання електродів при зварюванні під час монтажних робіт; продуктами згорання дизельного палива при роботі ДВЗ бурового верстата, додаткового дизель-генератора та автомобіля КРАЗ 65101 (або аналог автоспецтехніки); продуктами згорання природного газу на факелі при випробуванні свердловини; пилевиками при при-

готуванні бурового розчину; продуктами випаровування з ємностей для зберігання дизельного палива; продуктами вільного випаровування з поверхні гідрозольованих шламових амбарів. Але на межі житлової забудови найближчого населеного пункту від кожного бурового майданчика значення концентрацій по всіх забруднюючих речовинах, що викидаються в повітряне середовище, вище зазначеними джерелами, будуть меншими, ніж значення ГДК.

Наявність електромагнітних хвиль, іонізуючих випромінювань та ультразвукових коливань в процесі буріння свердловин не передбачається. Шкідливого впливу шуму на найближчий населений пункт від бурового майданчика не буде.

### 3) Родючий шар ґрунту

Для збереження родючого шару ґрунту від забруднень передбачено зняття і складування його в кагати з наступною укладкою на попереднє місце після закінчення бурових робіт. Після закінчення бурових робіт передбачено проведення технічного та біологічного етапів рекультиватії.

### 4) Ґрунтові води

З метою запобігання забруднення горизонтів з прісними водами в геологічному розрізі свердловин передбачено перекриття їх обсадними колонами з наступним цементуванням високоміцними портландцементами. Крім того, для розкриття горизонтів з прісними водами передбачається використання бурового розчину, обробленого малотоксичними реагентами. Зберігання відходів буріння передбачається в земляних амбарах облаштованих непроникним проти-фільтраційним екраном. Високотоксичні хімреагенти I класу для обробки бурового розчину не застосовуються.

Первинна нейтралізація хімреагентів, що використовуються для обробки бурового розчину, здійснюється при циркуляції через свердловину в умовах високого гідростатичного тиску і температури внаслідок реакції між хімреагентами. Остаточна очистка і нейтралізація здійснюється шляхом вводу в рідкі відходи буріння коагулянту. Після відстою освітлену воду аналізують на вміст

нафтопродуктів, мінеральних солей, визначають рН середовища, риють додатковий амбар подвійного об'єму, в який перепускають очищену воду із існуючих шламових амбарів для подальшого випаровування та фільтрації. Тверді та напівтверді відходи буріння нейтралізуються і обеззаражуються шляхом вводу в шламові амбари композиції, що містить фосфогіпс, солону і органічні добрива. Після перетворення відходів буріння з напіврідкої фази в тверду відходи буріння захороняються в земляних шламових амбарах. Забруднення нафтопродуктами нейтралізуються сорбентом та деструктором вуглеводнів нафти біопрепаратом "Еконадін" (або аналог).

Після припинення експлуатації кожної водяної свердловини остання ліквідується у відповідності з вказівками по проектуванню і виконанню ліквідаційного тампонажу розвідувальних, гідрогеологічних і експлуатаційних водозабірних свердловин, що виконали своє призначення на території України. У відповідності з правилами виконання робіт по санітарно-технічному тампонажу і з врахуванням конструкції свердловини, що ліквідується, приймається порядок виконання робіт, який надається в проектно-кошторисній документації на буріння водяної свердловини для технічного водозабезпечення.

Після закінчення бурових робіт також передбачається ліквідувати спостережні свердловини.

5) Зелені насадження, промислові об'єкти, житлово-цивільні, гідротехнічні, та інші споруди в межах бурових майданчиків відсутні.

Оскільки земельні ділянки, що передбачається відвести під бурові майданчики представлені землями сільськогосподарського призначення, то в межах цих ділянок природної флори і фауни немає. У зв'язку з цим негативні впливи проектної діяльності на рослинний і тваринний світ відсутні.

З метою забезпечення нормативного стану довкілля в робочих проектах на спорудження даних свердловин мають бути передбачені технічні рішення з рекомендаціями, що дозволять зменшити або запобігти впливу на нього.

Внаслідок здійснення аналогічних і ін. технічних рішень та заходів при спорудженні свердловин на родовищах АТ "Укргазвидобування" залишкових впливів на навколишнє середовище не спостерігалось, окрім випадків, коли інтенсивні газопроявлення переходили у газові фонтани, ліквідація яких здійснювалася силами і засобами бурових і газопромислових організацій.

При впровадженні зазначених технічних рішень і заходів у процесі провадження планованої діяльності залишкових наслідків не очікується.

Суб'єктом господарювання разом з буровою організацією будуть прийняті заходи по здійсненню проектних рішень відповідно до норм і правил охорони навколишнього середовища і вимог екологічної безпеки на всіх етапах спорудження свердловин.

По закінченню бурових робіт і після проведення технічної рекультивациі відведена ділянка землі повертається землевласникам (землекористувачам) для проведення біологічного етапу рекультивациі, після чого землі використовуються за призначенням.

У випадку отримання промислового припливу пластового флюїду планується підключення свердловин за допомогою газопроводів (шлейфів) до УКПГ і передача їх в експлуатацію.

### **Висновки за розділом**

1. В розділі був зроблений аналіз потенційних шкідливих і небезпечних чинників запроектованих робіт.
2. Розглянуто питання виробничої санітарія і гігієна праці.
3. Проаналізовано особливості техніки безпеки про використанні колтюбінгових установок.
4. Заплановані заходи з охорони навколишнього середовища при проведенні робіт в умовах свердловини 115 Яблунівського газоконденсатного родовища.

## ВИСНОВКИ

У дипломній роботі були розглянуті агрегати з використанням колон гнучких труб, а саме історія їх створення агрегатів, основні переваги устаткування з використанням колон гнучких труб і сфера його застосування, основні принципи конструювання і вимоги до конструкції агрегатів.

Також були детально розглянуті колони гнучких труб, світовий досвід їх застосування, матеріали і технологія їх виготовлення, механізм руйнування гнучких труб і основні результати їх експлуатації.

Був проведений аналіз, бурових роботи з використанням колони гнучких труб. Проаналізовані особливості проведення бурових робіт, устаткування вживане для буріння, особливості роботи колони гнучких труб, що викликають викривлення свердловин.

Також була розроблена технологія проведення робіт на капітальний ремонт свердловини № 115 Яблунівського газоконденсатного родовища.

У роботі приведені заходи щодо охорони праці і техніка безпеки.

Таким чином, в результаті виконання дипломної роботи були досягнуті усі цілі і завдання, що стояли перед початком досліджень.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Опыт эксплуатации установок с длинномерной трубой на барабане / С.М. Вайншток и др. // Нефть и капитал. – 1998. – № 1. – С. 71–76.
2. Орлов П.И. Основы конструирования. – М.: Машиностроение, 1977. – 623 с. – Т. 1.
3. Молчанов А.Г. Основные принципы разработки параметрического ряда гидроприводных установок: Известия вузов. Сер. Нефть и газ. – М., 1984. – № 11. – С. 40–45.
4. Молчанов А.Г. К вопросу определения потребности в нефтегазовом оборудовании // Нефть и капитал. – 1998. – № 12. – С. 62–67.
5. Молчанов А.Г. Объемный гидропривод нефтепромысловых машин и механизмов. – М.: Недра, 1989. – 212 с.
6. Owner's operations manual for coiled tubing unit. – HIDRA RIG, 1995.
7. Описание и инструкция по эксплуатации агрегатов с длинномерной трубой фирмы "Dresco", 1994.
8. Комплексы нового поколения типа КПРС для подземного ремонта нефтяных и газовых скважин с помощью гибких длинномерных безмуфтовых стальных труб: Рекламный проспект. – М., 1998.
9. Мобильные установки типа УПД для подземного ремонта скважин без их глушения: Рекламный проспект. – М.: Изд. фирмы "КОННАС", 1998.
10. "Шлюмберже-Дауэлл" – работы и сервисные услуги с гибкими насосно-компрессорными трубами // Нефть и капитал. – 1998. – № 1. – С. 77–78.
11. Нефтепромысловое оборудование: Справочник / Под ред. Е.И. Бухаленко. – 2-е изд. – М.: Недра, 1990. – 559 с.
12. Волокнистые и комбинированные сальниковые уплотнения / А.М. Борохов и др. – 2-е изд. – М.: Машиностроение, 1966. – 312 с.
13. Уплотнения и уплотнительная техника: Справочник. – М.: Машиностроение, 1994. – 443 с.



14. Марутов В.А., Павловский С.А. Гидроцилиндры. – М.: Машиностроение, 1966. – 170 с.
15. Справочник по сопротивлению материалов / П.С. Писаренко и др. – Киев: Наукова думка, 1975.
16. Gary S.C. Coiled tubing drilling requires economic and technical analyses // *Oil and Gas J.* – 1995. – Vol. 93. – N 8. – P. 59–62.
17. Large diameter coiled-tubing drilling // *Petroleum Technology.* – 1997. – Vol. 49. – N 2. – P. 135–136.
18. Сас-Яворский А. Установки для обслуживания скважин с использованием гибких колонн насосно-компрессорных труб // *Нефть, газ и нефтехимия за рубежом.* – 1992. – № 6.
19. Федосьев В.И. Сопротивление материалов. – М.: Наука, 1986. – 512 с.
20. Brown M.W. & Miller K.J. Two Decades of Progress in the Assessment of Multiaxial Low-Cycle Fatigue Life. // *Oil and Gas.* – 1992. – N 2.
21. Технология применения установок гибкой трубы: Каталог фирмы "Hydra Rig Inc", 1994.
22. Браун П.Т., Уимберли Р.Д. Установки для обслуживания скважин с использованием гибких колонн насосно-компрессорных труб // *Нефть, газ и нефтехимия за рубежом.* – 1993. – № 4. – С. 11.
23. Turner R.G., Hubbard M.G. & Dukler A.E. Analysis and prediction of minimum flow rate for continuous removal of liquids from wells // *Petroleum Technology.* – Vol. 13. – N 1. – 1987.
24. Хайтауэр К.М. Установки для обслуживания скважин с использованием гибких колонн насосно-компрессорных труб // *Нефть, газ и нефтехимия за рубежом.* – 1993. – № 5.
25. Поліник М.М., Ясюк В.М., Яремійчук Р.С. Колтюбінг в нафтогазовидобуванні. – К.; Сімферополь; Львів: Центр Європи, 2014. - 336 с.
26. Миллер А.Ф., Петрова Л.В. Расчет экономической эффективности от применения колтюбинговой технологии для кислотной обработки скважин // *Academy.* 2017. №5 (20).