

ФОНТАННА ТА ГАЗОВА БЕЗПЕКА В НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ



Редька Є.П., Резва К.С., Римчук Д.В.
Тульська А.Г., Хрущов Д.Ю., Цибулько С.В.

**ФОНТАННА ТА ГАЗОВА БЕЗПЕКА
В НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ**

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»

Редька Є.П., Рєзва К.С., Римчук Д.В.
Тулська А.Г., Хрущов Д.Ю., Цибулько С.В.

ФОНТАННА ТА ГАЗОВА БЕЗПЕКА В НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ

Навчальний посібник
для студентів другого (магістерського) рівня підготовки спеціальності
185 – Нафтогазова інженерія та технології

Затверджено
редакційно-видавничою
радою університету,
протокол № 2 від 27.06.2024 р.

Під редакцією доктора технічних наук Фика М.І.

Харків
НТУ «ХП»
2024

УДК 622.32

Р 65.9

Рецензенти:

Добровольский І. В., к.т.н., «ПрАТ «Укргазвидобуток»»

Шудрик О. Л., к.т.н., СК «Регіон»

Автори:

Редька Є. П., аспірант; *Резва К.С.*, к.т.н., доц.; *Римчук Д. В.*, к.т.н., старший викладач; *Тульська А. Г.* к.т.н., доц.; *Хрущов Д. Ю.*, аспірант; *Цибulyко С.В.*, провідний конструктор ТОВ «Петроіл сервіс»

Редька Є. П.

Р 65.9 Фонтанна та газова безпека в нафтогазовій галузі: навчальний посібник для студентів другого (магістерського) рівня підготовки спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології / Є. П. Редька, К. С. Резва, Д. В. Римчук, Тульська А. Г., Хрущов Д. Ю. – Харків: НТУ «ХПІ», 2024. – 276 с.

ISBN

Розглянуто основні питання забезпечення фонтанної та газової безпеки при бурінні, капітальному ремонті і експлуатації нафтових і газових свердловин, які забезпечуються за допомогою різних практичних методів із використанням спеціального обладнання та приладів – газосигналізаторів. Викладено основні підходи до реалізації попередження відкритого фонтанування та аварійних витоків нафти і газу.

Призначено для студентів спеціальності «Нафтогазова інженерія та технології» денної та заочної форм навчання при курсовому проектуванні, проведенні практичних та лабораторних занять.

Іл. 86. Табл. 28. Бібліогр.: 26 назв.

УДК 622.32

ISBN

© Є. П. Редька, © К. С. Резва, ©
Д. В. Римчук, © А. Г. Тульська, ©
Д. Ю. Хрущов, 2024
© НТУ «ХПІ», 2024

Зміст

Вступ	3
Перелік умовних скорочень	5
1 Розрахунок параметрів та необхідної кількості бурового розчину.	7
2 Забезпечення фонтанної безпеки під час спуску та цементування обсадних колон	38
3 Монтаж і опресування проотивикидного обладнання та пригирлової частини експлуатаційної колони при наявності насосно-компресорних труб у свердловині	64
4 Заміна негерметичних корінних засувок фонтанної арматури з частковим глушінням свердловини	88
5 Забезпечення фонтанної та газової безпеки під час капітального ремонту свердловин на шельфі морів з використанням самопідйомних бурових установок при підводному розташуванні гирла свердловини	114
6 Забезпечення газової та фонтанної безпеки при ремонті колонної обв'язки на діючих свердловинах без установаження цементного моста	148
7 Обстеження свердловини перед розкриттям продуктивного горизонту	180
8. Контроль загазованості переносними газосигналізаторами	235
Список рекомендованої літератури	274

Вступ

Відкриті нафтові та газові фонтани є найбільш складною та важкою аварією при бурінні свердловин і видобуванні нафти та газу, часто приймають характер стихійних лих. Для їх ліквідації витрачаються великі матеріальні ресурси, втрачаються нафта та газ, інколи аж до повного виснаження покладів вуглеводнів. Відкриті фонтани суттєво ускладнюють роботу бурових, нафтовидобувних підприємств, а також об'єктів промисловості, сільського господарства, населених пунктів, які знаходяться поруч. Вони завдають великої шкоди навколишньому середовищу. При відкритому фонтануванні в атмосферу викидаються отруйні і парникові гази. Гине велика кількість диких птахів, які вночі летять на яскраве полум'я палаючого фонтану. Розливи нафти при відкритому фонтануванні свердловин на шельфах морів є причиною вимирання морської флори та фауни на великих площах, забруднення берегової зони.

Одним із основних чинників забезпечення фонтанної та газової безпеки при бурінні, капітальному ремонті і експлуатації нафтових і газових свердловин, а значить недопущення відкритого фонтанування та аварійних витоків нафти і газу є навченість інженерно-технічних працівників, робочих бурових і газонафтовидобувних підприємств з цих питань.

Випускники кафедри «Видобування нафти, газу та конденсату» НТУ «ХПІ» – спеціалісти із управління технологічними процесами розробки нафтових та газових родовищ і експлуатації свердловин після вивчення курсу «Фонтанна та газова безпека в нафтогазовій галузі» набувають теоретичних знань і практичних навичок, необхідних для попередження виникнення газонафтоводопроявлення, відкритих фонтанів і аварійних витоків нафти та газу при спорудженні, капітальному ремонті та експлуатації газових та нафтових свердловин.

Розроблений навчальний посібник відповідає змісту силабусу навчальної дисципліни «Фонтанна та газова безпека в нафтогазовій галузі».

Призначений для підготовки магістрів за спеціальністю 185 Нафтогазова інженерія і технології. Може бути використаний студентами денної та заочної форми навчання.

Навчальний посібник з дисципліни «Фонтанна та газова безпека в нафтогазовій галузі» буде корисний також фахівцям нафтогазової галузі, які займаються спорудженням капітальним ремонтом, інтенсифікацією та експлуатацією нафтових і газових свердловин.

Автори висловлюють щиру вдячність випускнику кафедри «Видобування нафти, газу та конденсату» НТУ «ХП» Бакшієву Ф. З. за допомогу у підготовці рукопису.

Ми будемо також вдячні всім фахівцям за поради та зауваження щодо змісту практикуму, які просимо надсилати на електронну адресу Данила Хрущова: danylo.khrushchov@ihti.khpi.edu.ua

Перелік умовних скорочень

- АВПТ – аномально-високий пластовий тиск
- АНІ – американський нафтовий інститут
- АФК – фонтанна арматура з підвісною НКТ у фланці-перехіднику до трубної головки
- БКУ – блочно-комплектна установка
- ВБР – відділення бурових робіт
- ГДК – гранично допустима концентрація
- ГНВП – газонафтоводопроявлення
- ГНКТ – гнучкі насосно-компресорні труби
- ГТК – геолого-технологічний контроль
- ДВЗ – двигун внутрішнього згорання
- ДВК – довибухова концентрація
- ДЗУ – засувка з дистанційним управлінням
- ДСТУ – Державний стандарт України
- ЗВГ – зріджені вуглеводневі гази
- ЗКЗ – засоби контролю загазованості
- ЗМ – засувка з ручним управлінням, ущільнення «метал по металу»
- ЗМГ – засувка з гідравлічним управлінням
- КГ – колонна головка
- КК – кран кульовий
- ЛЗР – легкозаймисті речовини
- ЛОС – летучі органічні сполуки
- НКМВ – нижня концентрація межі вибуховості
- НКМЗ – нижня концентрація межі займання
- НКТ – насосно-компресорні труби
- НПАОП – нормативно-правовий акт з охорони праці
- ОБТ – обважені бурильні труби
- ОКК – обв'язка колон клинова

ООК – обв’язка обсадних колон

ОП – обладнання противикидне

ОТЦ – очікування тужавіння цементу

ПГГ – пакер для герметизації гирла

ПСШ – пристрій для свердління шиберів

САРС – спеціалізована аварійно-рятувальна служба

СОУ – стандарт організації України

УВЧ – Українська воєнізована частина з попередження виникнення та ліквідації відкритих нафтових і газових фонтанів

ФА – фонтанна арматура

ЦА – цементувальний агрегат

ЦІТС – центральна інженерно-технічна служба

1 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ТА НЕОБХІДНОЇ КІЛЬКОСТІ БУРОВОГО РОЗЧИНУ

1.1 Теоретична частина

1.1.1 Підготовчі роботи до розкриття напірних горизонтів

З метою забезпечення фонтанної та газової безпеки при спорудженні свердловини перед розкриттям напірних горизонтів повинні бути виконані наступні підготовчі роботи:

1) після цементування колони до початку спуску в неї бурильних труб гирло повинно бути обладнане колонною обв'язкою та противикидним обладнанням відповідно до затвердженої схеми;

2) обсадну колону і ОП перевірити на герметичність відповідно технологічних регламентів з монтажу та експлуатації колонних головок і ОП;

3) за 50 м до покрівлі напірного горизонту (або до виходу з башмака обсадної колони, якщо до напірного горизонту менше 50 м) необхідно:

✓ забезпечити бурову бригаду планом робіт на розкриття напірного горизонту та робочою картою з управління свердловиною при можливому ГНВП;

✓ здійснити ревізію та необхідний профілактичний ремонт бурового обладнання. Перевірити співвісність вишки, ротора з гирлом свердловини, при необхідності відцентрувати. Перевірити наявність запасного розчину та справність контрольно-вимірювальних приладів;

✓ провести додаткові інструктажі (під розпис) і тренувальні заняття з кожною вахтою по діях згідно Аварійного розкладу на випадок ГНВП;

✓ розчин, що циркулює в свердловині, довести до параметрів, які відповідають вимогам плану на розкриття напірних горизонтів.

Густину бурового розчину розраховують за формулою:

$$\rho = \alpha \cdot P_{nl} \cdot 10^6 / g \cdot H \text{ кг/м}^3 ,$$

де α – коефіцієнт безпеки, у відповідності до вимог нормативних документів: для свердловин глибиною до 1200 м, $\alpha = 1,1-1,15$, але гідростатичний тиск стовпа бурового розчину не повинен перевищувати пластовий тиск більше як на 1,5 МПа; для свердловин глибиною до 2500 м (інтервалів від 1200 до 2500 м) $\alpha = 1,05-1,10$, але гідростатичний тиск стовпа бурового розчину не повинен перевищувати пластовий тиск більше як на 2,5 МПа; для свердловин глибиною понад 2500 м (для інтервалів від 2500 м) $\alpha = 1,04-1,07$, але гідростатичний тиск стовпа бурового розчину не повинен перевищувати пластовий тиск більше як на 3,5 МПа; $P_{пл}$ – пластовий тиск, МПа; H – глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту по вертикалі, м; g – прискорення вільного падіння, м/сек².

✓ мати постійний запас розчину в кількості, що дорівнює об'єму свердловини, а також мати запас обважнювача, хімреагентів та інших матеріалів в кількості, яка достатня для приготування нового розчину в об'ємі свердловини.

4) на пошукових, параметричних та розвідувальних свердловинах перед розкриттям горизонтів з АВПТ, на всіх морських бурових встановити станцію геолого-технологічного контролю з метою уточнення реперів, пластових тисків і тисків гідророзриву, а також своєчасного виявлення ознак ГНВП. Серед завдань ГТК слід передбачити обов'язкове одержання оперативної інформації про глибини пластів, схильних до гідророзриву, покрівлі флюїдонасичених пластів з АВПТ, тип флюїду та величини пластового тиску;

5) привести в належний стан доливну ємність. Вона повинна бути обладнана рівнеміром, люком для очистки від шламу, проградуйована з ціною поділки не більше 200 літрів. В темну пору доби градуйована шкала повинна бути освітлена. Нормальний стан ємності - порожня (заповнюється лише перед підйомом, звільнюється відразу ж після завершення підйому), очищена від шламу;

6) підготувати окрему ємність для використання її під час розкриття та подальшого буріння продуктивних горизонтів. Вказана ємність повинна бути обладнана засувками для відокремлювання її від інших, вона повинна мати площу поверхні не більше 20 м²;

7) встановити, запустити в роботу, відтарувати та відрегулювати прилади та пристрої:

- ✓ для визначення і сигналізації про зміну: рівня розчину в робочій ємності; витрат розчину на вході та виході;

- ✓ для постійної реєстрації (повинні бути постійно в полі зору бурильника) крутного моменту на роторі;

- ✓ визначитися з компоновкою бурильної колони, провести дефектоскопію і опресування її, а також контрольні виміри та скласти тарувальні таблиці:

- ✓ фактичного об'єму долитого розчину під час підйому труб (співставляється із фактичним об'ємом піднятих труб);

- ✓ фактичного об'єму витісненого розчину під час спуску труб (співставляється із фактичним об'ємом спущених труб);

- ✓ витрат розчину та відповідних тисків на різних глибинах (як мінімум на вибої та в башмаку) в залежності від кількості подвійних ходів насоса;

8) зробити опресовування гирла обсадної колони з урахуванням кількості рейсів, що проведені після попереднього опресовування;

9) встановити кульовий кран на робочій трубі, другий у відкритому стані повинен знаходитись в буровій. Якщо буріння здійснюється комбінованою бурильною колоною, то на приймальному містку повинна бути аварійна бурильна труба з перехідниками під кожний розмір бурильних труб та кульовим краном, який повинен бути у відкритому стані. Міцність її повинна відповідати міцності верхньої труби бурильної колони. КК повинні бути пофарбовані в червоний колір. На аварійній трубі повинна бути мітка, яка вказує відстань від стола ротора до плашок верхнього превентора;

10) забезпечити наявність на буровій комплекту приладів для контролю параметрів бурового розчину, приладів і пристосувань, які реєструють або сигналізують про прямі та непрямі ознаки проявлення пласта, при необхідності провести їх тарування, регулювання, забезпечити їх освітлення в темну пору доби;

11) визначити маршрути для виходу працівників із небезпечної зони під час можливих аварійних ситуацій;

12) довести до відома бурової бригади та вивісити на буровій плакати: "Увага ! В свердловині з глибини розкритий пласт, можливий викид". "Недоливання свердловини може спричинити викид". "Відстань від стола ротора до плашок верхнього превентора ...м". "Допустимий тиск під плашками при вимиванні флюїду ...МПа";

13) електрик (дизеліст) повинен до початку робіт перевірити працездатність електродвигунів (дизелів), компресорів, електростанцій, освітленість бурової, насосної та циркуляційної системи;

14) другий дизеліст повинен до початку робіт перевірити працездатність дизелів і обладнання приводу лебідки, освітленість робочих місць в буровій та агрегатному приміщенні;

15) лаборант повинен до початку робіт перевірити справність приладів для замірів параметрів розчину, відповідність об'єму та параметрів, як робочого, так і запасного розчину, проектним вимогам. Подальше поглиблення можна розпочинати лише після усунення недоліків, що були виявлені під час перевірки;

16) серед членів кожної зміни повинні бути розподілені обов'язки при виконанні робіт по закриттю противикидного обладнання і боротьби з викидами. Табель розподілу обов'язків повинен бути вивішений в культбудтці. Необхідно систематично перевіряти знання членів бурової бригади правил роботи при газопроявленнях (учбові тривоги, контрольні екзамени і таке інше);

17) бурильники і їх помічники зобов'язані знати характер і глибини залягання горизонтів, здатних поглинати промивну рідину, або при розкритті яких можливі ГНВП. З результатами уточнення глибин залягання цих горизонтів, які визначаються проміжними каротажми, необхідно ознайомлювати членів бурової бригади шляхом роз'яснення і письмової зміни ГТН. Необхідно проводити комплекс каротажу перед спуском кожної колони, а також перед розкриттям продуктивних горизонтів;

18) перевірити готовність свердловини до розкриття продуктивних горизонтів комісією із головних спеціалістів:

- ✓ для експлуатаційних свердловин – центральної інженерно-технічної служби;

- ✓ для розвідувальних і інших свердловин з невідомими пластовими тисками – відділеннями бурових робіт, сервісних або бурових компаній, під керівництвом головного інженера. Результати перевірки оформляються актом;

19) на розкриття продуктивних горизонтів на буровій необхідно отримати дозвіл спеціалізованої аварійно-рятувальної служби.

1.1.2 Вимоги до бурових розчинів, які використовуються при розбурюванні напірних горизонтів

Параметри бурового розчину повинні підтримуватись у суворій відповідності до вимог Робочого проекту.

Лабораторія промивальних рідин бурового підприємства повинна не рідше 2-х разів на тиждень здійснювати перевірку параметрів бурового розчину з наданням начальнику бурової (буровому майстру) результатів і, в разі потреби, погоджених начальником ЦІТС рекомендацій щодо їх доведення до проектних значень, зазначених у плані робіт.

Обробка бурового розчину хімічними реагентами та обважнювачем повинна проводитись у відповідності до розробленої лабораторією рецептури і реєструватись в журналі контролю параметрів бурового розчину.

При застосуванні емульсійних, інгібуючих та недиспергуючих полімерних бурових розчинів, розчинів на нафтовій основі тощо, контроль показників властивостей, характерних для кожного розчину, та їх регулювання повинні проводитись у відповідності до нормативних документів з їх застосування.

За 50 м до розкриття пластів з АВПТ та при подальшому бурінні контроль густини, в'язкості та газомісту бурового розчину треба розпочинати відразу ж після відновлення циркуляції.

Якщо вміст газу в буровому розчині перевищив 1,0 %, то необхідно провести його дегазацію, визначити можливі причини насичення рідини газом (робота пласта, хімічна реакція розчину з вибуреною породою з утворенням вуглекислого газу, деструкція полімерів, піноутворення тощо) та усунути їх.

У випадку перевищення фоновому вмісту газу в промивальній рідині більше ніж на 5 %, подальше поглиблення (роботи на свердловині) необхідно припинити до її повної дегазації, та визначитись з режимом подальшого поглиблення (з технологією проведення подальших робіт), не допускаючи при цьому підвищення вмісту газу.

При зростанні об'єму розчину в приймальній ємності більше, ніж на 0,5 м³ необхідно підняти долото на довжину ведучої труби, зупинити циркуляцію і простежити протягом 10 хв. за поведінкою свердловини. При відсутності переливу подальше поглиблення можна відновити лише за умови відсутності інших прямих ознак прояву пласта.

Зміна параметрів бурового розчину при технологічній потребі повинна проводитись шляхом рівномірного введення (протягом не менше одного циклу) необхідного реагенту або обважнювача з наступним контролем не менше одного циклу після завершення обробки. Підвищення густини розчину, що циркулює в свердловині, шляхом уведення до нього порцій обважненого розчину протягом часу, меншого ніж цикл, забороняється.

Очищення бурового розчину від вибуреної породи та його дегазація повинні здійснюватись комплексом засобів, передбачених робочим проектом на спорудження свердловини.

При бурінні свердловин, якими передбачається розкриття напірних (газо- або нафтоводонасичених) горизонтів на нових площах, а також при бурінні на газових та газоконденсатних родовищах з АВПТ або з вмістом сірководню та інших агресивних і токсичних компонентів, на свердловині необхідно мати постійний запас бурового розчину з параметрами, які відповідають проектним та в кількості, рівній об'єму свердловини.

Для буріння всіх інших свердловин запас промивальної рідини (бурового розчину), повинен дорівнювати об'єму свердловини за 50 м до розкриття першого напірного (газо- або нафтоводонасиченого) горизонту.

Якість бурового розчину в запасних ємностях необхідно систематично контролювати, ретельно перемішувати і перекачувати його насосами, забезпечуючи підтримку необхідних параметрів у випадку їх відхилення від встановлених вимог. Періодичність перемішування установлюється буровим підприємством (відділенням бурових робіт) і фіксується в плані робіт на розкриття газонафтонасичених горизонтів.

Робочі ємності з буровим розчином повинні бути обладнані перемішувачами для попередження осідання твердої фази, в кількості не менше двох на одну ємність.

При розкритті газових пластів і напірних нафтових та водяних горизонтів, а також при бурінні після їх розкриття необхідно контролювати якість бурового розчину по густині і в'язкості через 10-15 хв.; по вмісту газу і температурі – щогодини; СНЗ, фільтрації – через 4 год., а також постійно слідкувати за рівнем розчину в приймальних ємностях.

При відхиленні параметрів розчину від вимог, встановлених в ГТН, і необхідності вирівнювання їх по циклу, заміри робити частіше до тих пір, поки параметри розчину будуть відповідати вимогам.

Не допускається відхилення густини бурового розчину (звільненого від газу), що знаходиться в циркуляції, більше ніж на 20 кг/м³ від установленної проектом величини (крім випадків ліквідації ГНВП). Дійсна густина бурового розчину визначається за формулою:

$$\rho_d = \rho_{cm} / (1 - G/100) ,$$

де: ρ_d – дійсна густина бурового розчину, кг/м³; ρ_{cm} – густина загазованого бурового розчину, відібраного із циркуляційної системи, кг/м³; G – вміст газу в буровому розчині, % [1].

1.2 Практична частина

1.2.1 Розрахувати об'єм бурового розчину, необхідний на момент розкриття продуктивного горизонту. Варіанти вихідних даних для розрахунку наведені в табл. 1.1.

1.2.2 Розрахувати об'єм бурового розчину, необхідний для доливання свердловини після повного підйому бурильного інструменту. Варіанти вихідних даних для розрахунку наведені в табл. 1.2.

1.2.3 Розрахувати тривалість одного циклу циркуляції рідини глушіння у свердловині. Варіанти вихідних даних для розрахунку наведені в табл. 1.3.

1.2.4 Розрахувати необхідну кількість бариту для обважнення бурового розчину. Варіанти вихідних даних для розрахунку наведені в табл. 1.4.

1.2.5. Розрахувати густину бурового розчину, отриманого від змішування бурових розчинів різної густини і різного об'єму. Варіанти вихідних даних для розрахунку наведені в табл. 1.5.

1.2.6 Розрахувати:

- чи станеться викид газу із свердловини, якщо бурильну колону підняти із вибою на поверхню без доливу;
- коли газ почне поступати із пласта в ствол свердловини.

Варіанти вихідних даних для розрахунку наведені в табл. 1.6.

Таблиця 1.1 – Варіанти вихідних даних до завдання 1.2.1

№	Параметри	Варіанти							
		1	2	3	4	5	6	7	8
1	Глибина покрівлі продуктивного горизонту, м	4232	4493	4389	4572	4451	4347	4394	4895
2	Кондуктор: - типорозмір (інтервал спуску, м)	LC 473x11,05 N-80 (0-602)	BC 508x12,7 J-55 (0-632)	LC 473x11,05 N-80 (0-615)	LC 508x12,7 J-55 (0-637)	LC 473x11,05 N-80 (0-619)	LC 473x11,05 N-80 (0-607)	LC 473x11,05 N-80 (0-617)	LC 508x12,7 J-55 (0-642)
3	Перша технічна колона: - типорозмір (інтервал спуску, м)	BC 340x12,19 C-95 (0-1709)	BC 340x13,06 P-110 (0-2307)	BC 340x12,19 C-95 (0-1906)	LC 340x13,06 P-110 (0-2309)	BC 340x12,19 C-95 (0-2203)	BC 340x12,19 C-95 (0-1814)	BC 340x12,19 C-95 (0-2007)	LC 340x13,06 P-110 (0-2417)
4	Друга технічна колона: - типорозмір (інтервал спуску, м) - типорозмір (інтервал спуску, м)	BC 245x11,99 P-110 (0-2019) BC 245x11,05 P-110 (2019-4130)	BC 245x13,84 P-110 (0-2203) BC 245x11,05 C-75 (2203-4381)	BC 245x11,99 P-110 (0-2203) BC 245x11,05 P-110 (2203-4276)	LC 245x13,84 P-110 (0-2810) LC 245x11,05 C-75 (2810-4457)	BC 245x11,99 P-110 (0-2130) BC 245x11,05 P-110 (2130-4324)	BC 245x11,99 P-110 (0-2173) BC 245x11,05 P-110 (2173-4237)	BC 245x11,99 P-110 (0-2197) BC 245x11,05 P-110 (2197-4282)	BC 245x13,84 P-110 (0-3309) BC 245x11,05 C-75 (3309-4720)
5	Діаметр долота при бурінні експлуатаційну колоду, мм	215,9	212,7	215,9	212,7	215,9	215,9	215,9	212,7

Продовження таблиці 1.1

№	Параметри	Варіанти							
		9	10	11	12	13	14	15	16
1	Глибина покрівлі продуктивного горизонту, м	4005	4913	4017	3842	3632	3758	3647	3673
2	Кондуктор: - типорозмір (інтервал спуску, м)	LC 473x11,05 N-80 (0-617)	LC 508x12,7 J-55 (0-660)	LC 473x11,05 N-80 (0-609)	BC 508x12,7 J-55 (0-509)	LC 406x11,13 J-55 (0-523)	BC 508x12,7 J-55 (0-562)	LC 406x12,57 J-55 (0-547)	LC 406x12,57 J-55 (0-529)
3	Перша технічна колона : - типорозмір (інтервал спуску, м)	BC 340x12,19 C-95 (0-1978)	LC 340x13,06 P-110 (0-2516)	BC 340x12,19 C-95 (0-1882)	BC 340x12,19 C-95 (0-1972)	BC 299x12,42 P-110 (0-1832)	BC 324x12,4 C-95 (0-1911)	BC 299x12,42 P-110 (0-1972)	BC 299x12,42 C-95 (0-1894)
4	Друга технічна колона: - типорозмір (інтервал спуску, м)	BC 245x11,99 P-110 (0-1827)	BC 245x13,84 P-110 (0-2416)	BC 245x11,99 P-110 (0-1703)	BC 245x11,99 P-110 (0-1814)	BC 219x12,7 P-110 (0-1806)	BC 245x11,99 P-110 (0-1750)	BC 219x12,7 P-110 (0-1742)	BC 219x12,7 P-110 (0-1729)
	- типорозмір (інтервал спуску, м)	BC 245x11,05 P-110 (1827-3808)	BC 245x11,05 C-75 (2416-4705)	BC 245x11,05 P-110 (1703-3802)	BC 245x11,05 C-95 (1814-3612)	BC 219x11,43 C-75 (1806-3470)	BC 245x11,05 C-95 (1750-3516)	BC 219x11,43 C-75 (1742-3520)	BC 219x10,16 C-95 (1729-3504)
5	Діаметр долота при бурінні під експлуатаційну колону, мм	215,9	212,7	215,9	215,9	190,5	215,9	190,5	190,5

Закінчення таблиці 1.1

№	Параметри	Варіанти							
		17	18	19	20	21	22	23	24
1	Глибина покрівлі продуктивного горизонту, м	3717	3724	3821	3833	3619	3892	3774	3792
2	Кондуктор: - типорозмір (інтервал спуску, м)	BC 473x11,05 N-80 (0-572)	LC 406x12,57 J-55 (0-532)	BC 473x11,05 N-80 (0-564)	LC 406x12,57 J-55 (0-558)	LC 406x12,57 N-80 (0-537)	LC 508x12,7 J-55 (0-598)	LC 508x12,7 J-55 (0-571)	LC 473x11,05 N-80 (0-582)
3	Перша технічна колона : - типорозмір (інтервал спуску, м)	BC 324x12,4 C-95 (0-1985)	BC 299x12,42 P-110 (0-1840)	LC 324x12,4 C-75 (0-1922)	BC 299x12,42 P-110 (0-2004)	BC 299x12,42 C-95 (0-1911)	BC 340x12,19 C-95 (0-1994)	BC 340x12,19 C-95 (0-1845)	BC 340x12,19 C-95 (0-1922)
4	Друга технічна колона: - типорозмір (інтервал спуску, м)	BC 245x12,57 P-110 (0-1804)	BC 219x12,7 P-110 (0-1724)	BC 245x11,99 P-110 (0-1837)	BC 219x12,7 P-110 (0-1961)	BC 219x11,43 P-110 (0-1830)	LC 245x11,99 P-110 (0-1902)	LC 245x11,99 P-110 (0-1782)	LC 245x11,99 P-110 (0-1791)
	- типорозмір (інтервал спуску, м)	BC 245x10,16 C-95 (1804-3570)	BC 219x10,16 C-95 (1724-3584)	BC 245x11,05 C-95 (1837-3702)	BC 219x11,43 C-95 (1961-3704)	BC 219x10,16 C-75 (1830-3470)	LC 245x11,05 C-75 (1902-3720)	LC 245x11,05 C-75 (1782-3652)	LC 245x11,05 C-75 (1791-3670)
5	Діаметр долота при бурінні експлуатаційну колону, мм	215,9	190,5	215,9	190,5	190,5	215,9	215,9	215,9

Таблиця 1.2 – Варіанти вихідних даних до завдання 1.2.2

№	Параметри	Варіанти							
		1	2	3	4	5	6	7	8
1	Бурильні труби: - типорозмір	IEU 139,7x10,54 (1980)	EU 88,9x9,35 (1761)	IEU 139,7x10,54 (2232)	EU 88,9x11,4 (1742)	IEU 139,7x10,54 (2004)	EU 73x9,19 (1503)	IEU 139,7x10,54 (2158)	EU 101,6x8,38 (1894)
	(довжина, м), - типорозмір	IEU 139,7x9,17 (1872)	EU 73x7,82 (1498)	IEU 139,7x9,17 (2471)	EU 88,9x9,35 (1411)	IEU 127x9,19 (1571)	EU 73x7,82 (1609)	IEU 127x9,19 (2067)	EU 88,9x9,35 (1672)
	(довжина, м); - типорозмір	IEU 139,7x7,72 (1221)	EU 60,3x7,11 (975)	- - -	EU 88,9x6,45 (894)	IEU 127x7,72 (1211)	EU 60,3x7,11 (574)	- - -	EU 73x9,19 (1224)
	(довжина, м)								
2	Обважені бурильні труби: - типорозмір	NC 50-70 (120)	NC 26-35 (150)	NC 50-70 (124)	NC 31-41 (200)	NC 50-70 (128)	NC 26-35 (152)	NC 50-70 (119)	NC 26-35 (162)
	(довжина, м) - внутрішній діаметр, мм	71,4	38,1	71,4	50,8	71,4	38,1	71,4	38,1

Продовження таблиці 1.2

№	Параметри	Варіанти							
		9	10	11	12	13	14	15	16
1	Бурильні труби:								
	- типорозмір	IEU 139,7x9,17 (2307)	EU 73x9,19 (1931)	IEU 139,7x10,54 (1839)	EU 101,6x8,38 (2436)	IEU 127x12,7 (2011)	EU 88,9x11,4 (1914)	IEU 127x12,7 (1930)	EU 88,9x9,35 (2129)
	(довжина, м);	IEU	EU	IEU	EU	IEU	EU	IEU	EU
	- типорозмір	127x9,19 (2471)	73x7,82 (1440)	127x9,19 (1721)	88,9x11,4 (2419)	127x9,19 (1579)	88,9x9,35 (1606)	127x9,19 (1470)	73x7,82 (2031)
	(довжина, м);	-	EU	EU	-	IEU	EU	EU	EU
2	- типорозмір	-	73x5,51 (1211)	114,3x8,56 (1627)	-	127x7,72 (1637)	73x7,82 (1402)	114,3x8,56 (1721)	73x5,51 (430)
	(довжина, м)	-			-				
	Обважені бурильні труби:								
	- типорозмір	NC 50-70 (124)	NC 31-41 (203)	NC 44-60 (148)	NC 38-50 (194)	NC 50-70 (126)	NC 31-41 (197)	NC 44-60 (164)	NC 31-41 (174)
	(довжина, м)	71,4	50,8	57,1	57,1	71,4	50,8	57,1	50,8
	- внутрішній діаметр, мм								

Закінчення таблиці 1.2

№	Параметри	Варіанти							
		17	18	19	20	21	22	23	24
1	Бурильні труби:								
	- типорозмір	IEU 127x9,19 (2406)	IEU 139,7x9,17 (2037)	IEU 139,7x10,54 (1733)	IEU 127x9,19 (1719)	IEU 127x12,7 (2117)	IEU 127x12,7 (1756)	IEU 127x9,19 (2561)	EU 114,3x10,92 (2307)
	(довжина, м);	IEU	IEU	IEU	EU	EU	EU	EU	EU
	- типорозмір	114,3x8,56 (2157)	127x9,19 (2012)	127x12,7 (1729)	114,3x8,56 (1637)	114,3x8,56 (2058)	114,3x8,56 (1629)	114,3x8,56 (2017)	101,6x8,38 (2109)
	(довжина, м);	-	EU	EU	EU	-	EU	-	EU
2	- типорозмір	-	114,3x10,92 (1572)	114,3x10,92 (1231)	101,6x8,38 (1597)	-	101,6x8,38 (1577)	-	88,9x9,35 (1702)
	(довжина, м)	-							
	Обважені бурильні труби:								
	- типорозмір	NC 44-60 (166)	NC 44-60 (171)	NC 44-60 (174)	NC 40-55 (171)	NC 44-60 (168)	NC 40-55 (174)	NC 44-60 (184)	NC 38-50 (156)
	(довжина, м)								
	- внутрішній діаметр, мм	57,1	57,1	57,1	57,1	57,1	57,1	71,4	57,1

Таблиця 1.3 – Варіанти вихідних даних до завдання 1.2.3

№	Параметри	Варіанти							
		1	2	3	4	5	6	7	8
1	Штучний вибій	4014	2952	4304	2758	4042	2432	2798	4752
2	Інтервал перфорації	3902-3961	2814-2900	4177-4251	2623-2702	3914-3991	2306-2381	2638-2742	4642-4698
3	Насосно-компресорні труби:								
	- типорозмір	EU 60,32x6,45	EU 60,32x5,54 VAM P-105	EU 60,32x8,53 PH-6 P-110	EU 60,32x6,45 PH-6 C-95	EU 88,9x9,52 VAM P-110	EU 88,9x7,34 VAM C-95	EU 73,02x7,01 VAM P-105	EU 88,9x9,52 PH-6 P-110
	(інтервал спуску, м)	VAM P-110 (0-2172)	(0-1354)	(0-1830)	(0-1371)	(0-1470)	(0-1382)	(0-1626)	(0-1954)
	- типорозмір	EU 60,32x5,54 VAM N-80	EU 60,32x4,83 VAM N-80	EU 60,32x6,63 PH-6 C-95	EU 52,4x3,96 A-95 N-80	EU 88,9x7,34 VAM C-105	EU 73,02x7,01 VAM N-80	EU 60,32x5,54 VAM C-95	EU 88,9x7,34 CS N-80
	(інтервал спуску, м)	(1354-2812)	(1605-2970)	(1830-2982)	(1371-2620)	(1470-2821)	(1382-2742)	(1626-2681)	(1954-3421)
4	- типорозмір	VAM N-80 (2172-3900)	-	EU 60,32x6,45 PH-6 N-80	-	EU 73,02x7,01 VAM C-95	-	-	EU 88,9x6,45 CS N-80
	(інтервал спуску, м)	(2172-3900)	-	(2982-4175)	-	(2821-3912)	-	-	(3421-4640)
	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Експлуатаційна колона	BC 140x10,54 P-110	BC 146x10,7 P-110	BC 146x10,7 P-110	BC 146x10,7 C-95	BC 168x12,06 P-110	BC 168x10,59 C-95	BC 168x10,59 C-95	BC 168x12,06 P-110
	- типорозмір	(0-1560)	(0-1605)	(0-1820)	(0-1200)	(0-1752)	(0-1472)	(0-1637)	(0-2172)
	(інтервал спуску, м)	BC 140x9,17 C-95	BC 140x9,17 C-95	BC 146x9,5 C-95	BC 146x9,5 C-95	BC 168x10,59 C-95	BC 146x8,5 C-75	BC 140x9,17 C-75	BC 168x10,59 C-95
	- типорозмір	(1560-2820)	(1605-2970)	(1820-3763)	(1200-1931)	(1752-2828)	(1472-2451)	(1637-2811)	(2172-3854)
	(інтервал спуску, м)	BC 140x7,72 C-75	-	BC 146x8,5 C-95	BC 140x9,17 C-75	BC 146x9,5 C-75	-	-	BC 168x8,94 C-75
5	- типорозмір	(2820-4030)	-	(3763-4321)	(1931-2774)	(2828-4060)	-	-	(3854-4773)
	(інтервал спуску, м)	(2820-4030)	-	(3763-4321)	(1931-2774)	(2828-4060)	-	-	(3854-4773)
	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Продуктивність насоса, м³/хв	0,6	1,1	0,55	1,05	0,65	1,15	0,8	0,7

Продовження таблиці 1.3

№	Параметри	Варіанти							
		9	10	11	12	13	14	15	16
1	Штучний вибій	5350	5042	5254	2698	4027	2966	4319	2774
2	Інтервал перфорації	5221-5296	4887-4991	5116-5202	2544-2647	3915-3974	2828-2914	4192-4266	2639-2718
3	Насосно-компресорні труби: - типорозмір (інтервал спуску, м) - типорозмір (інтервал спуску, м) - типорозмір (інтервал спуску, м) - типорозмір (інтервал спуску, м)	EU 101,6x10,54 VAM P-110 (0-3072) EU 88,9x6,45 CS P-110 (3072-5219) - - -	EU 88,9x9,52 VAM P-110 (0-2011) EU 88,9x7,34 VAM P-110 (2011-3768) EU 88,9x6,45 VAM C-75 (3768-4885)	EU 114,3x10,92 VAM N-80 (0-2701) EU 101,6x10,54 VAM C-75 (2701-3878) EU 88,9x6,45 VAM C-75 (3878-5114)	EU 88,9x6,45 CS P-110 (0-1731) EU 88,9x6,45 CS N-80 (1731-2542) - - -	EU 60,32x6,45 VAM P-110 (0-2185) EU 60,32x5,54 VAM N-80 (2185-3913) - - -	EU 60,32x5,54 VAM P-105 (0-1368) EU 60,32x4,83 VAM N-80 (1368-2826) - - -	EU 60,32x8,53 PH-6 P-110 (0-1845) EU 60,32x6,63 PH-6 C-95 (1845-2997) EU 60,32x6,45 PH-6 N-80 (2997-4190)	EU 60,32x6,45 PH- 6 C-95 (0-1387) EU 52,4x3,96 A-95 N-80 (1387-2636) - - -
4	Експлуатаційна колона - типорозмір (інтервал спуску, м) - типорозмір (інтервал спуску, м) - типорозмір (інтервал спуску, м)	BC 178x12,65 P-110 (0-2344) BC 178x11,51 P-110 (2344-4204) BC 178x10,36 C-95 (4204-5371)	BC 178x12,65 P-110 (0-2731) BC 178x10,36 C-95 (2731-3892) BC 178x9,19 C-75 (3892-5064)	BC 178x12,65 P-110 (0-2810) BC 168x12,06 P-110 (2810-3774) BC 168x12,06 C-95 (3774-5271)	BC 168x12,06 C-95 (0-1473) BC 168x8,94 C-75 (1473-2718) - - -	BC 140x10,54 P-110 (0-1573) BC 140x9,17 C-95 (1573-2833) BC 140x7,72 C-75 (2833-4043)	BC 146x10,7 P-110 (0-1619) BC 140x9,17 C-95 (1619-2984) - - -	BC 146x10,7 P-110 (0-1835) BC 146x9,5 C-95 (1835-3778) BC 146x8,5 C-95 (3778-4336)	BC 146x10,7 C-95 (0-1216) BC 146x9,5 C-95 (1216-1947) BC 140x9,17 C-75 (1947-2790)
5	Продуктивність насоса, м³/хв	0,5	0,52	0,57	1,03	0,57	1,07	0,61	1,06

Закінчення таблиці 1.3

	Параметри	Варіанти							
		17	18	19	20	21	22	23	24
	Штучний вибій	4059	2450	2817	4772	5371	5064	5277	2722
	Інтервал перфорації	3931-4008	2324-2399	2657-2761	4662-4718	5242-5347	4909-5013	5139-5225	2568-2671
	Насосно-компресорні труби: - типорозмір	EU 88,9x9,52 VAM P-110	EU 88,9x7,34 VAM C-95	EU 73,02x7,01 VAM P-105	EU 88,9x9,52 PH-6 P-110	EU 101,6x10,54 VAM P-110	EU 88,9x9,52 PH-6 P-110	EU 101,6x10,54 VAM P-110	EU 88,9x6,45 CS P-110
	(інтервал спуску, м)	(0-1487)	(0-1400)	(0-1645)	(0-1974)	(0-3093)	(0-2033)	(0-2724)	(0-1755)
	- типорозмір	EU 88,9x7,34 VAM P-105	EU 73,02x7,01 VAM N-80	EU 60,32x5,54 VAM C-95	EU 88,9x7,34 CS N-80	EU 88,9x6,45 CS P-110	EU 88,9x7,34 CS P-110	EU 101,6x9,65 VAM C-75	EU 88,9x6,45 CS N-80
	(інтервал спуску, м)	(1487-2838)	(1400-2760)	(1645-2700)	(1974-3441)	(3093-5240)	(2033-3790)	(2724-3810)	(1755-2566)
	- типорозмір	EU 73,02x7,01 VAM C-95	-	-	EU 88,9x6,45 CS N-80	-	EU 88,9x6,45 CS C-75	EU 88,9x6,45 VAM C-75	-
	(інтервал спуску, м)	(2821-3912)	-	-	(3441-4660)	-	(3790-4907)	(3810-5137)	-
	Експлуатаційна колона: - типорозмір	BC 168x12,06 P-110	BC 168x10,59 C-95	BC 168x10,59 C-95	BC 168x12,06 P-110	BC 178x12,65 P-110	BC 178x12,65 P-110	BC 178x12,65 P-110	BC 168x12,06 C-95
	(інтервал спуску, м)	(0-1769)	(0-1490)	(0-1656)	(0-2192)	(0-2365)	(0-2753)	(0-2833)	(0-1497)
	- типорозмір	BC 168x10,59 C-95	BC 146x8,5 C-75	BC 140x9,17 C-75	BC 168x10,59 C-95	BC 178x11,51 P-110	BC 178x10,36 C-95	BC 168x12,06 P-110	BC 168x8,94 C-75
	(інтервал спуску, м)	(1769-2845)	(1490-2469)	(1656-2830)	(2192-3874)	(2365-4225)	(2753-3914)	(2833-3797)	(1497-2742)
	- типорозмір	BC 146x9,5 C-75	-	-	BC 168x8,94 C-75	BC 178x10,36 C-95	BC 178x9,19 C-75	BC 168x12,06 C-95	-
	(інтервал спуску, м)	(2845-4077)	-	-	(3874-4793)	(4225-5392)	(4914-5086)	(3797-5294)	-
	Продуктивність насоса, м ³ /хв	0,64	1,12	0,71	0,64	0,51	0,53	0,59	1,02

Таблиця 1.4 – Варіанти вихідних даних до завдання 1.2.4

№	Параметри	Варіанти																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1.	Вихідна густина бурового розчину, кг/м ³	1319	1424	1373	1446	1351	1419	1322	1522	1327	1531	1344	1536	1358	1543	1366	1548	1369	1557	1371	1562	1388	1577	1392	1584
2.	Необхідна густина бурового розчину, кг/м ³	1621	1738	1684	1751	1810	1920	1633	1920	1774	1982	1805	2010	1890	1832	1742	1815	1724	2120	1739	2170	1693	2200	1680	1950
3.	Об'єм бурового розчину, м ³	142	138	124	118	128	170	128	164	148	172	112	175	118	180	129	174	137	168	141	180	148	182	154	184
4.	Густина бариту, кг/м ³	4250	4240	4230	4210	4220	4200	4250	4240	4260	4230	4220	4255	4210	4200	4242	4231	4229	4219	4247	4249	4221	4233	4237	4239

Таблиця 1.5 – Варіанти вихідних даних до завдання 1.2.5

№	Параметри	Варіанти																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1.	Об'єм першого бурового розчину, кг/м ³	12	18	28	33	38	41	44	47	16	17	26	29	31	35	39	42	43	49	13	14	19	22	27	30
2.	Густина першого бурового розчину, кг/м ³	1281	1292	1283	1294	1296	1306	1307	1408	1309	1412	1282	1285	1287	1311	1315	1418	1400	1398	1396	1391	1271	1273	1480	1482
3.	Об'єм другого бурового розчину, м ³	44	56	42	40	51	41	53	55	57	77	58	78	59	80	82	91	83	92	84	93	85	94	43	52
4.	Густина другого бурового розчину, кг/м ³	1511	1527	1612	1510	1516	1617	1521	1623	1532	1534	1611	1720	1352	1480	1517	1521	1617	1619	1721	1730	1446	1537	1519	1577

Таблиця 1.6 – Варіанти вихідних даних до завдання 1.2.6

№	Параметри	Варіанти							
		1	2	3	4	5	6	7	8
1	Вибій, м	2600	3150	4200	2620	3160	4223	2680	3175
2	Глибина покрівлі продуктивного горизонту	2500	3050	4050	2550	3040	4060	2560	3030
3	Пластовий тиск, МПа	38,5	47	64	39	46	63	39,5	45,5
4	Густина бурового розчину, кг/м ³	1660	1670	1700	1660	1650	1670	1668	1620
5	Технічна колона: - типорозмір	BC 245x8,94 P-110 (0-2330)	BC 245x8,94 P-110 (0-2870)	BC 245x11,99 P-110 (0-2420)	BC 245x10,03 C-95 (0-2392)	BC 245x8,94 P-110 (0-2852)	BC 245x11,99 P-110 (0-1974)	BC 245x11,05 P-110 (0-2416)	BC 245x11,99 C-95 (0-2874)
	(інтервал спуску, м)								
	- типорозмір	-	-	BC 245x11,05 C-95 (2420-3870)	-	-	BC 245x11,05 C-95 (1974-3874)	-	-
6	Технічна колона: - типорозмір	BC 245x8,94 P-110 (0-2330)	BC 245x8,94 P-110 (0-2870)	BC 245x11,99 P-110 (0-2420)	BC 245x10,03 C-95 (0-2392)	BC 245x8,94 P-110 (0-2852)	BC 245x11,99 P-110 (0-1974)	BC 245x11,05 P-110 (0-2416)	BC 245x11,99 C-95 (0-2874)
	(інтервал спуску, м)								
7	Обважені бурильні труби: - типорозмір	IEU 114,3x8,56 S-135	IEU 127x9,19 G-105	IEU 139,7x10,54 S-135	IEU 114,3x8,56 S-135	IEU 127x9,19 S-135	IEU 139,7x10,54 S-135	IEU 114,3x8,56 G-105	IEU 127x9,19 S-135
	(довжина, м)								
8	Обважені бурильні труби: - типорозмір	NC 46-67 (72)	NC 50-70 (78)	NC 50-70 (73,5)	NC 46-67 (74)	NC 50-70 (78,5)	NC 50-70 (76,5)	NC 46-67 (70,8)	NC 50-70 (81)
	(внутрішній діаметр)	57,1	71,4	57,1	57,1	71,4	57,1	57,1	71,4

Продовження таблиці 1.6

№	Параметри	Варіанти							
		9	10	11	12	13	14	15	16
1	Вибій, м	4193	2714	3083	4173	2705	3116	4186	2673
2	Глибина покрівлі продуктивного горизонту	4041	2570	2990	4032	2583	2981	3952	2590
3	Пластовий тиск, МПа	62	40	48	61	40,5	47,5	58	41
4	Густина бурового розчину, кг/м³	1650	1690	1730	1630	1710	1730	1580	1720
5	Технічна колона: - типорозмір (інтервал спуску, м) - типорозмір (інтервал спуску, м)	BC 245x11,99 P-110 (0-1984) BC 245x11,05 N-80 (1984-3862)	BC 245x8,94 P-110 (0-2384) -	BC 245x11,05 P-110 (0-2823) -	BC 245x11,99 P-110 (0-2423) BC 245x11,05 N-80 (2423-3844)	BC 245x10,03 P-110 (0-2417) -	BC 245x11,05 P-110 (0-2816) -	BC 245x11,99 P-110 (0-2357) BC 245x11,05 N-80 (2357-3779)	BC 245x10,03 C-95 (0-2403) -
6	Бурильні труби - типорозмір	IEU 139,7x10,54 S-135	IEU 114,3x8,56 S- 135	IEU 127x9,19 S-135	IEU 139,7x10,54 S-135	IEU 114,3x8,56 G- 105	IEU 127x9,19 S-135	IEU 139,7x10,54 S-135	IEU 114,3x8,56 G- 105
7	Обважені бурильні труби: - типорозмір (довжина, м) - внутрішній діаметр	NC 50-70 (76,9) 57,1	NC 46-67 (72,4) 57,1	NC 50-70 (80,5) 71,4	NC 50-70 (79) 57,1	NC 46-67 (71,5) 57,1	NC 50-70 (78,5) 71,4	NC 50-70 (77,5) 57,1	NC 46-67 (74,6) 57,1

Закінчення таблиці 1.6

№	Параметри	Варіанти							
		17	18	19	20	21	22	23	24
1	Вибій, м	3075	4165	2695	3124	4075	2730	3190	4130
2	Глибина покрівлі продуктивного горизонту	2970	3980	2602	3062	3990	2620	3070	4000
3	Пластовий тиск, МПа	48	59	41,5	49	59,5	42	49,5	60
4	Густина бурового розчину, кг/м ³	1730	1600	1635	1740	1590	1740	1750	1620
5	Технічна колона: - типорозмір (інтервал спуску, м) - типорозмір (інтервал спуску, м)	BC 245x10,03 P-110 (0-2781) - (інтервал спуску, м)	BC 245x11,05 P-110 (0-2174) BC 245x10,03 C-95 (2174-3793)	BC 245x8,94 P-110 (0-2437) - (інтервал спуску, м)	BC 245x10,03 C-95 (0-2887) - (інтервал спуску, м)	BC 245x10,03 P-110 (0-2078) BC 245x8,94 C-95 (2078-3795)	BC 245x8,94 C-95 (0-2447) - (інтервал спуску, м)	BC 245x8,94 P-110 (0-2876) - (інтервал спуску, м)	BC 245x10,03 P-110 (0-3820) - (інтервал спуску, м)
6	Бурильні труби - типорозмір	IEU 127x9,19 S-135	IEU 139,7x9,17 S-135	IEU 114,3x8,56 G-105	IEU 114,3x8,56 S-135	IEU 127,3x9,19 S-135	IEU 114,3x8,56 S-135	IEU 127x9,19 G-105	IEU 127x9,19 S-135
7	Обважені бурильні труби: - типорозмір (довжина, м) - внутрішній діаметр	NC 50-70 (77,8) 71,4	NC 50-70 (69) 57,1	NC 46-67 (74,1) 57,1	NC 46-67 (75,3) 57,1	NC 50-70 (82,7) 71,4	NC 46-67 (74,1) 57,1	NC 50-70 (73,6) 71,4	NC 50-70 (71,5) 71,4

Приклади виконання завдань

Завдання 1.2.1

Розрахувати об'єм бурового розчину, необхідний на момент розкриття продуктивного горизонту, покрівля якого знаходиться на глибині 3438 м.

Фактична конструкція свердловини:

- кондуктор ВС 324х11,00 N-80 – глибина спуску – 644 м;
- технічна колона складається із обсадних труб двох типорозмірів: ВС 245х11,99 Р-110 в інтервалі 0-1680 м; ВС 245х10,3 С-75 в інтервалі 1680-3272 м.

При бурінні під експлуатаційну колону буде використовуватися тришарошкове долото діаметром 212,7 мм.

Розв'язок

У відповідності до вимог п.п. 10.29 і 10.2.10 СОУ 09.1-30019775-245:2015 [14]. Свердловини на нафту і газ. Попередження газонафтоводопроявів і відкритих фонтанів під час спорудження і капітального ремонту свердловин (далі по тексту - СОУ) – *При бурінні свердловин, якими передбачається розкриття напірних (газо- або нафтоводонасичених) горизонтів на нових площах, а також при бурінні на газових та газоконденсатних родовищах з АВПТ або з вмістом сірководню та інших агресивних і токсичних компонентів, на свердловині необхідно мати постійний запас промивальної рідини (бурового розчину) з параметрами, які відповідають проектним та в кількості, рівній об'єму свердловини. Для буріння всіх інших свердловин запас промивальної рідини (бурового розчину), повинен дорівнювати об'єму свердловини за 50 м до розкриття першого напірного (газо- або нафтоводонасиченого) горизонту.*

Отже для визначення необхідної кількості запасного бурового розчину необхідно визначити об'єм свердловини на момент розкриття продуктивного горизонту.

$$V_{\text{св}} = V_1 + V_2 + V_3, \text{ м}^3, \quad (1.1)$$

де V_1 – об'єм свердловини, обсадженої технічною колоною ВС 245х11,99 Р-110, м³;

V_2 – об'єм свердловини, обсадженої технічною колоною ВС 245х10,3 С-75, м³;

V_3 – об'єм необсадженої частини свердловини, м³.

$$V_1 = \pi D_1^2 / 4 \cdot H_1, \text{ м}^3, \quad (1.2)$$

де D_1 – внутрішній діаметр технічної колони ВС 245х11,99 Р-110, м;

H_1 – довжина секції технічної колони ВС 245х11,99 Р-110, м.

$$V_1 = 3,14 \cdot 0,221^2 / 4 \cdot 1680 = 64,4 \text{ м}^3.$$

$$V_2 = \pi D_2^2 / 4 \cdot H_2, \text{ м}^3, \quad (1.3)$$

де D_2 – внутрішній діаметр технічної колони ВС 245х10,3 С-75, м;

H_2 – довжина секції технічної колони ВС 245х10,3 С-75, м.

$$V_2 = 3,14 \cdot 0,224^2 / 4 \cdot (3272 - 1680) = 62,7 \text{ м}^3.$$

$$V_3 = \pi D_3^2 / 4 \cdot H_3, \text{ м}^3, \quad (1.4)$$

де D_3 – діаметр ствола необсадженого інтервалу свердловини, м;

H_3 – довжина необсадженого інтервалу свердловини, м.

$$V_3 = 3,14 \cdot 0,213^2 / 4 \cdot (3438 - 3272) = 5,9 \text{ м}^3.$$

Тоді $V_{\text{св}}$ за формулою 1.1:

$$V_{\text{св}} = 64,4 + 62,7 + 5,9 = 133 \text{ м}^3.$$

Відповідь: на момент розкриття продуктивного горизонту необхідно 266 м³ бурового розчину.

Завдання 1.2.2

Розрахувати об'єм бурового розчину, необхідний для доливання свердловини після повного підйому бурильного інструменту.

Вихідні дані

Бурильна колона складається із бурильних труб двох типорозмірів, виготовлених за стандартом API: IEU 139,7x10,54 S-135 - 2940 м, IEU 127x9,19 G-105 – 1228 м і 118 м обважнених бурильних труб фірми «Drilco» NC 46-65 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм).

Буріння ведеться з використанням системи верхнього приводу.

Розв'язок

У відповідності до вимог п.2.8 розділу V НПАОП 11.1-1.16-23 Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості (далі по тексті – Правила) – *На буровому майданчику повинна бути доливна ємність циліндричної або прямокутної форми з відкритою поверхнею мінімальної площі. Забороняється використання деформованих ємностей як доливних, якщо деформація ускладнює користування ємністю за призначенням [16].*

Об'єм доливної ємності повинен бути на 20 % більше, ніж максимальний об'єм бурильного інструменту, який перебуває в свердловині.

Ємність повинна мати люк для зручного очищення від осаду, бути обладнана рівнеміром, проградуйована з ціною поділки не більше ніж 200 літрів. Шкала рівня та рівнемір повинні бути освітлені в темну пору доби.

Для контролю за станом ємності та рівнеміра ємність повинна мати сходи тунельного типу. Нормальний стан ємності - порожня, очищена від осаду. Ємність заповнюється перед підйомом і спорожняється після його закінчення.

На бурових установках, що оснащені автоматичною системою контролю доливу свердловин, допускається їхнє використання замість доливної ємності.

Об'єм бурового розчину необхідний для доливання свердловини після повного підйому бурильних інструментів визначаємо за формулою:

$$V_d = 1,2 \cdot (V_1 + V_2 + V_3), \text{ м}^3, \quad (1.5)$$

де V_1 – об'єм металу бурильних труб ІЕУ 139,7х10,54 S-135, м^3 ;

V_2 – об'єм металу бурильних труб ІЕУ 127х9,19 G- 105, м^3 ;

V_3 – об'єм металу обважнених бурильних труб фірми «Drilco» NC 46-65, ($d_{\text{BH}} = 71,4 \text{ мм}$), м^3 .

$$V_1 = M_1 / \rho_c, \text{ м}^3, \quad (1.6)$$

де M_1 – маса металу бурильних труб ІЕУ 139,7х10,54 S-135, кг;

ρ_c – густина сталі з якої виготовлені бурильні труби ІЕУ 139,7х10,54 S-135, кг/м^3 , $\rho_c = 7850 \text{ кг/м}^3$.

$$M_1 = H_1 \cdot q_1, \text{ кг}, \quad (1.7)$$

де H_1 – довжина колони бурильних труб ІЕУ 139,7х10,54 S-135, м;

q_1 – приведена маса одного метра труби ІЕУ 139,7х10,54 S-135, кг/м .

Із табл. 4 $q_1 = 42,8 \text{ кг/м}$.

Тоді, використовуючи формули 1.7 і 1.6:

$$M_1 = 2940 \cdot 42,8 = 125832 \text{ кг}.$$

$$V_1 = \frac{125832}{7850} = 16,03 \text{ м}^3.$$

$$V_2 = M_2 / \rho_c, \text{ м}^3, \quad (1.8)$$

де M_2 – маса металу бурильних труб ІЕУ 127х9,19 G-105, кг;

ρ_c – густина сталі з якої виготовлені бурильні труби ІЕУ 127х9,19 G- 105, кг/м³, $\rho_c = 7850$ кг/м³.

$$M_2 = H_2 \cdot \rho_c, \text{ кг}, \quad (1.9)$$

де H_2 – довжина колони бурильних труб ІЕУ 127х9,19 G-105, м;

q_2 – приведена маса одного метра труби ІЕУ 127х9,19 G-105, кг/м.

Із табл. 4 $q_2 = 34,6$ кг/м.

Тоді, використовуючи формули 1.9 і 1.8:

$$M_2 = 1228 \cdot 34,6 = 42488,8 \text{ кг}.$$

$$V_2 = \frac{42488,8}{7850} = 5,41 \text{ м}^3.$$

$$V_3 = M_3 / \rho_c, \text{ м}^3, \quad (1.10)$$

де M_3 – маса металу обважнених бурильних труб фірми «Drilco» NC 46-65 ($d_{\text{вн}} = 71,4$ мм), кг.

ρ_c – густина сталі з якої виготовлені обважені бурильні труби фірми «Drilco» NC 46-65 ($d_{\text{вн}} = 71,4$ мм), кг/м³, $\rho_c = 7850$ кг/м³.

$$M_3 = H_3 \cdot \rho_c, \text{ кг}, \quad (1.11)$$

де H_3 – довжина колони обважнених бурильних труб фірми «Drilco» NC 46-65 ($d_{\text{вн}} = 71,4$ мм), м;

q_3 – приведена маса одного метра труби обважнених бурильних труб фірми «Drilco» NC 46-65 ($d_{\text{вн}} = 71,4$ мм), кг/м;

Із табл. 5 $q_3 = 136,4$ кг/м.

Тоді, використовуючи формули 1.11 і 1.10:

$$M_3 = 118 \cdot 136,4 = 16095,2 \text{ кг}.$$

$$V_3 = \frac{16095,2}{7850} = 2,05 \text{ м}^3.$$

Отже, використовуючи формулу 1.5:

$$V_d = 1,2 \cdot (16,03 + 5,41 + 2,05) = 28,19 \text{ м}^3.$$

Відповідь: для доливання свердловини після повного підйому бурильного інструменту необхідно 28,19 м³ бурового розчину.

Завдання 1.2.3

Розрахувати тривалість одного циклу циркуляції рідини глушіння у свердловині.

Вихідні дані

Штучний вибій – 4276 м.

У свердловину спущена комбінована колона насосно-компресорних труб EU 88,9х9,52 VAM P-110 в інтервалі 0 – 2872 м і NU 88,9х7,34 VAM C-75 в інтервалі 2872-4158 м.

Інтервал перфорації 4160 – 4194 м.

Експлуатаційна колона складається із обсадних труб трьох типорозмірів: BC 168х12,06 P-110 в інтервалі 0 – 1856 м, BC168х10,59 P-110 в інтервалі 1856-2972 м, BC 168х8,94 N-80 в інтервалі 2972-4286.

Продуктивність насоса 1,1 м³/хв.

Розв'язок

У циркуляції буде приймати участь рідина глушіння, яка знаходиться на рівні та вище башмака колони насосно-компресорних труб.

А тому нам спочатку необхідно визначити який об'єм рідини глушіння бере участь у циркуляції.

$$V_{\text{п.г.}} = V_{\text{ЕК}} - V_{\text{М НКТ}}, \text{ м}^3, \quad (1.12)$$

де $V_{\text{ЕК}}$ – об'єм трубного простору експлуатаційної колони, м^3 ;

$V_{\text{М НКТ}}$ – об'єм металу насосно-компресорних труб, м^3 .

$$V_{\text{ЕК}} = V_{\text{ЕК}}^1 + V_{\text{ЕК}}^2 + V_{\text{ЕК}}^3, \text{ м}^3, \quad (1.13)$$

де $V_{\text{ЕК}}^1$ – об'єм експлуатаційної колони, яка складається із труб ВС 168x12,06 Р-110, м^3 ;

$V_{\text{ЕК}}^2$ – об'єм експлуатаційної колони, яка складається із труб ВС168x10,59 Р-110, м^3 ;

$V_{\text{ЕК}}^3$ – об'єм експлуатаційної колони, яка складається із труб ВС 168x8,94 N-80, до глибини башмака НКТ, м^3 .

$$V_{\text{ЕК}}^1 = \pi d_1^2 / 4 \cdot H_1, \text{ м}^3, \quad (1.14)$$

де d_1 – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, яка складається із труб ВС 168x12,6 Р-110, м;

H_1 – довжина експлуатаційної колони, яка складається із труб ВС 168x12,6 Р-110, м.

$$V_{\text{ЕК}}^1 = 3,14 \cdot 0,14388^2 / 4 \cdot 1856 = 30,16 \text{ м}^3.$$

$$V_{\text{ЕК}}^2 = \pi d_2^2 / 4 \cdot H_2, \text{ м}^3, \quad (1.15)$$

де d_2 – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, яка складається із труб ВС168x10,59 Р-110, м;

H_2 – довжина експлуатаційної колони, яка складається із труб ВС 168x10,59 Р-110, м.

$$V_{\text{ЕК}}^2 = 3,14 \cdot 0,14682^2 / 4 \cdot 1116 = 18,88 \text{ м}^3.$$

$$V_{\text{ЕК}}^3 = \pi d_3^2 / 4 \cdot H_3, \text{ м}^3, \quad (1.16)$$

де d_3 – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, яка складається із труб ВС 168х8,94 N-80, м;

H_3 – довжина експлуатаційної колони, яка складається із труб ВС 168х8,94 N-80, до глибини башмака НКТ, м.

$$H_3 = 4158 - 2972 = 1186 \text{ м.}$$

$$V_{\text{ЕК}}^3 = 3,14 \cdot 0,15012^2 / 4 \cdot 1186 = 20,98 \text{ м}^3.$$

Тоді, використовуючи формулу 1.13:

$$V_{\text{ЕК}} = 30,16 + 18,88 + 20,98 = 70,02 \text{ м}^3.$$

$$V_{\text{М НКТ}} = V_{\text{М НКТ}}^1 + V_{\text{М НКТ}}^2, \text{ м}^3, \quad (1.17)$$

де $V_{\text{М НКТ}}^1$ – об'єм металу НКТ EU 88,9х9,52 VAM P-110, м³;

$V_{\text{М НКТ}}^2$ – об'єм металу НКТ NU 88,9х7,34 VAM C-75, м³.

$$V_{\text{М НКТ}}^1 = M_1 / \rho_c, \text{ м}^3, \quad (1.18)$$

де M_1 – маса металу НКТ EU 88,9х9,52 VAM P-110, кг;

$$M_1 = H_1 \cdot q_1, \text{ кг}, \quad (1.19)$$

де H_1 – довжина НКТ EU 88,9х9,52 VAM P-110, м;

q_1 – приведена маса одного метра НКТ EU 88,9х9,52 VAM P-110, кг/м.

Із табл. 6 $q_1 = 18,96$ кг/м.

$$M_1 = 2872 \cdot 18,96 = 54453,12 \text{ кг.}$$

$$V_{\text{М НКТ}}^1 = 54453,12 / 7850 = 6,94 \text{ м}^3.$$

$$V_{\text{М НКТ}}^2 = M_2 / \rho_c, \text{ м}^3, \quad (1.20)$$

де M_2 – маса металу НКТ NU 88,9х7,34 VAM C-75, кг.

$$M_2 = H_2 \cdot q_2, \text{ кг}, \quad (1.21)$$

де H_2 – довжина НКТ NU 88,9х7,34 VAM C-75, м;

q_2 – приведена маса одного метра НКТ NU 88,9х7,34 VAM C-75, кг/м.

Із табл. 6 $q_2 = 15,11$ кг/м.

$$M_2 = 1286 \cdot 15,11 = 19431,46 \text{ кг.}$$

$$V_{\text{М НКТ}}^2 = 19431,46 / 7850 = 2,48 \text{ м}^3.$$

Тоді, використовуючи формули 1.17 і 1.12:

$$V_{\text{М НКТ}} = 6,94 + 2,48 = 9,42 \text{ м}^3.$$

$$V_{\text{р.г.}} = 70,02 - 9,42 = 60,6 \text{ м}^3.$$

Тривалість одного циклу циркуляції:

$$t = V_{\text{р.г.}} / Q_{\text{н}}, \text{ хв.}, \quad (1.22)$$

де $Q_{\text{н}}$ – продуктивність насоса, м³/хв.

$$t = 60,6 / 1,1 = 55,1 \text{ хв.}$$

Відповідь: тривалість одного циклу циркуляції рідини глушіння у свердловині – 55,1 хв.

Завдання 1.2.4

Визначити необхідну кількість бариту густиною 4250 кг/м³ для збільшення густини 15 м³ бурового розчину до необхідної – 1870 кг/м³ при вихідній 1352 кг/м³.

Розв'язок

Необхідну масу бариту для збільшення густини бурового розчину розраховуємо за формулою:

$$Q_{\text{б}} = \rho_{\text{б}} \cdot V \cdot \frac{\rho_{\text{необх}} - \rho_{\text{вих}}}{\rho_{\text{б}} - \rho_{\text{необх}}}, \text{ кг}, \quad (1.23)$$

де $\rho_{\text{б}}$ – густина бариту, кг/м³;

$\rho_{\text{необх}}$ – необхідна густина обробленого розчину, кг/м³;

$\rho_{\text{вих}}$ – вихідна густина розчину, кг/м³;

V – об'єм бурового розчину, м³.

$$Q_{\text{б}} = 4250 \cdot 15 \cdot \frac{1870 - 1352}{4250 - 1870} = 13875 \text{ кг}.$$

Відповідь: для збільшення густини 15 м³ бурового розчину із вихідної 1352 кг/м³ до необхідної 1870 кг/м³ необхідно 13875 кг бариту.

Завдання 1.2.5

Визначити густину бурового розчину, утвореного від змішування 47 м³ бурового розчину густиною 1653 кг/м³ і 26 м³ бурового розчину густиною 1391 кг/м³.

Розв'язок

Густину бурового розчину визначаємо за формулою:

$$\rho_{\text{роз}} = \frac{V_{\text{роз}}^1 \cdot \rho_{\text{роз}}^1 + V_{\text{роз}}^2 \cdot \rho_{\text{роз}}^2}{V_{\text{роз}}^1 + V_{\text{роз}}^2}, \text{ кг/м}^3, \quad (1.24)$$

де $V_{\text{роз}}^1$ – об'єм першого бурового розчину, м^3 ;

$\rho_{\text{роз}}^1$ – густина першого бурового розчину, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$V_{\text{роз}}^2$ – об'єм другого бурового розчину, м^3 ;

$\rho_{\text{роз}}^2$ – густина другого бурового розчину, $\text{кг}/\text{м}^3$.

$$\rho_{\text{роз}} = \frac{47 \cdot 1653 + 26 \cdot 1391}{47 + 26} = 1559,7 \text{ кг}/\text{м}^3.$$

Відповідь: густина бурового розчину – $1559,7 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Завдання 1.2.6

Розрахувати:

- чи станеться викид газу із свердловини, якщо бурильну колону підняти із вибою на поверхню без доливу,
- коли газ почне поступати із пласта в ствол свердловини.

Вихідні дані

Вибій свердловини – 3200 м, глибина покрівлі продуктивного горизонту – 3000 м, пластовий тиск – 45 МПа, технічна колона ВС 245х11,99 Р-110 спущена в інтервалі 0-2812 м. Бурильна колона складається із бурильних труб ІЕУ 127х9,19 S-135 і обважнених бурильних труб НС 50-70 ($d_{\text{вн}} = 71,4 \text{ мм}$) – 79 м, при бурінні свердловини використовується буровий розчин густиною – $1620 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Буріння ведеться з використанням системи верхнього приводу.

Розв'язок

Спочатку визначимо висоту стовпа бурового розчину у свердловині, що діє на продуктивний горизонт, після повного підйому бурильної колони.

Масу піднятої із свердловини бурильної колони визначаємо за формулою:

$$Q = q_{\text{бт}} \cdot l_{\text{бт}} + q_{\text{обт}} \cdot l_{\text{обт}}, \text{ кг}, \quad (1.25)$$

де $q_{\text{бт}}$ – приведена маса одного метра бурильної труби, кг/м;

$l_{\text{бт}}$ – довжина бурильних труб, м;

$q_{\text{обт}}$ – приведена маса одного метра обважнених бурильних труб, кг/м;

$l_{\text{обт}}$ – довжина обважнених бурильних труб, м.

Із табл. 4 $q_{\text{бт}} = 32,9$ кг/м, а із табл. 5 $q_{\text{обт}} = 163,2$ кг/м

$$l_{\text{бт}} = 3200 - 79 = 3121 \text{ м}$$

Об'єм піднятої колони визначаємо за формулою:

$$V_{\text{к}} = \frac{Q}{\rho_{\text{м}}}, \text{ м}^3, \quad (1.26)$$

де $\rho_{\text{м}}$ – густина металу бурильних і обважнених труб, $\rho_{\text{м}} = 7860$, кг/м³;

$$V_{\text{к}} = \frac{115573,7}{7860} = 14,7, \text{ м}^3$$

Глибину пониження рівня бурового розчину в свердловині визначаємо за формулою:

$$H_1 = \frac{V_{\text{к}}}{F}, \text{ м}, \quad (1.27)$$

де F – площа поперечного перерізу трубного простору обсадної колони, м².

$$F = \frac{\pi d^2}{4}, \text{ м}^2, \quad (1.28)$$

де d – внутрішній діаметр обсадної колони, м.

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,22102^2}{4} = 0,038347, \text{ м}^2$$

$$H_1 = \frac{14,7}{0,038} = 386,8, \text{ м}$$

У свердловині залишиться стовп бурового розчину, що діє на продуктивний горизонт:

$$H_2 = H - H_1, \text{ м}, \quad (1.29)$$

де H – глибина покрівлі продуктивного горизонту, м.

$$H_2 = 3000 - 386,8 = 2613,2, \text{ м}$$

Гідростатичний тиск на продуктивний горизонт у кінці підйому бурильної колони буде дорівнювати:

$$P_2 = \frac{\rho_{\text{бр}} \cdot g \cdot H_2}{10^6}, \text{ МПа}, \quad (1.30)$$

де $\rho_{\text{бр}}$ – густина бурового розчину, кг/м^3 ;

g – прискорення вільного падіння, $g = 9,81 \text{ м/сек}^2$.

$$P_2 = \frac{1620 \cdot 9,81 \cdot 2613,2}{10^6} = 41,5, \text{ МПа}$$

Маємо $P_2 < P_{\text{пл}}$

Отже, при підйомі бурильної колони без доливу станеться викид газу із свердловини.

Газ почне поступати із пласта в ствол свердловини в момент, коли стан $P_{\text{гидр.}} = P_{\text{пл}}$ переходить в $P_{\text{гидр.}} < P_{\text{пл}}$, де $P_{\text{гидр.}}$ – гідростатичний тиск стовпа бурового розчину.

Граничну висоту стовпа бурового розчину, при якій дотримується рівновага між гідростатичним та пластовим тисками визначаємо за формулою:

$$H_{\text{гидр.}} = \frac{P_{\text{пл}} \cdot 10^6}{\rho_{\text{бр}} \cdot g}, \text{ м}, \quad (1.31)$$

$$H_{\text{гидр.}} = \frac{45 \cdot 10^6}{1620 \cdot 9,81} = 2831,6, \text{ м}$$

Граничну висоту зниження рівня бурового розчину визначаємо за формулою:

$$H_3 = H - H_{\text{гидр.}}, \text{ м}, \quad (1.32)$$

$$H_3 = 3000 - 2831,6 = 168,4, \text{ м},$$

Граничний об'єм піднятої бурильної колони визначаємо за формулою:

$$V_{\text{кол}}^{\text{гр}} = H_3 \cdot F, \text{ м}^3, \quad (1.33)$$

$$V_{\text{кол}}^{\text{гр}} = 168,4 \cdot 0,038 = 6,4, \text{ м}^3$$

Граничну вагу піднятої колони визначаємо за формулою:

$$Q_{\text{п}} = V_{\text{кол}}^{\text{гр}} \cdot \rho_{\text{м}}, \text{ кг}, \quad (1.34)$$

$$Q_{\text{п}} = 6,4 \cdot 7860 = 50304, \text{ кг}$$

Граничну довжину бурильної колони, яку можна підняти із свердловини до початку поступання газу в ствол, визначаємо за формулою:

$$l_{\text{бт}}^{\text{гр}} = \frac{Q_{\text{п}}}{q_{\text{бт}}}, \text{ м}, \quad (1.35)$$

$$l_{\text{бт}}^{\text{гр}} = \frac{50304}{32,9}, \text{ м}$$

Відповідь: При підйомі 1529 м бурильних труб газ почне поступати із пласта в ствол свердловини.

Таблиця 4 – Основні характеристики бурильних труб за стандартами АНІ

Зовнішній діаметр труби, мм	Товщина стінки труби, мм	Внутрішній діаметр труби, мм	Площа поперечного перерізу, мм ²		Осьовий момент		Тип висадки	Група міцності	Замкове з'єднання			Маса 1 м труби, кг/м	Приведена маса 1 м труби, кг/м
			тіла труби	каналу	інерції перерізу, см ²	опору перерізу, см ²			тип	зовнішній діаметр, мм	внутрішній діаметр, мм		
60,3	7,11	46,1	1189	1668	42,77	14,19	EU	G-105	NC 26 (2 3/8 IF)	85,7	44,4	9,91	10,4
73,0	7,82	57,4	1602	2584	82,26	23,63	EU	G-105	NC 31 (2 7/8 IF)	104,8	54,0	12,8	14,6
	9,19	54,6	1844	2343	95,71	26,22	EU	S-135	NC 26 (2 7/8 IF)	111,1	41,3	15,4	16,7
88,9	6,45	76,0	1671	4536	143,36	32,13	EU	S-135	NC 38 (3 1/2 IF)	120,7	68,3	14,2	15,5
	9,35	70,2	2336	3870	188,09	42,16	EU	S-135	NC 40 (4 FH)	136,0	61,9	19,8	22,3
	11,40	66,1	2777	3432	219,71	47,90	EU	S-135	NC 40 (4 FH)	139,7	57,2	23,1	26,0
101,6	8,38	84,8	2455	5653	268,74	52,90	EU	S-135	NC 46 (4 IF)	152,4	76,2	20,9	23,9
114,3	8,56	97,2	2843	7417	400,03	70,00	IEU	S-135	4 1/2 FH	158,8	63,5	24,7	27,8
	10,92	92,5	3547	6714	479,08	83,83	IEU	S-135	NC 46 (4 IF)	158,8	57,2	29,8	33,6
127,0	7,72	112,0	2822	9845	505,68	79,64	IEU	S-135	NC 50 (4 1/2 IF)	161,9	88,9	24,2	28,5
	9,19	108,6	3403	9266	593,68	93,49	IEU	S-135	NC 50 (4 1/2 IF)	168,3	69,9	29,0	32,9
	12,70	101,6	4560	8107	753,93	118,73	IEU	S-135	5 1/2 FH	184,2	82,6	38,1	43,5
139,7	7,72	124,3	3202	12127	699,33	100,12	IEU	S-135	5 1/2 FH	177,8	101,6	28,6	32,1
	9,17	121,4	3740	11568	804,82	115,22	IEU	S-135	5 1/2 FH	190,5	76,2	32,6	38,5
	10,54	118,6	4277	11051	897,77	128,53	IEU	S-135	5 1/2 FH	190,5	76,2	36,8	42,8

Таблиця 5 – Технічні характеристики номерних ОБТ за стандартами АНІ
«Spec 7» та фірми «Drillco» (США)

Позначення	Діаметр, мм		Маса 1 м, кг/м	Різьба	
	зовнішній	внутрішній		стандартна	допустима
NC 26-35	88,9	38,1	40,2	NC 26	2 ³ / ₈ IF
NC 31-41	104,8	50,8	51,6	NC 31	2 ⁷ / ₈ IF
NC 38-50	120,6	57,1	69,7	NC 35	NC 38
NC 40-55	139,7	57,1	100,2	NC 40	-
NC 44-60	152,4	57,1	122,9	NC 44	4H-90, 4 ¹ / ₂ FH
NC 44-60	152,4	71,4	111,6	NC 44	4 IF, NC 46
NC 46-67	171,4	57,1	161,5	NC 46	5H-90
NC 50-70	177,8	71,4	163,2	NC 50	5 ¹ / ₂ H-90
NC 50-70	171,8	57,1	174,9	NC 50	5 ¹ / ₂ H-90

Таблиця 6 – Теоретична маса 1 м колони з НКТ, що виготовляються за стандартами АНІ, кг/м

Зовнішній діаметр труби, мм	Товщина стінки труби, мм	Труби за стандартами АНІ				Труби VAM «Валлурек»	Труби TDS «Маннесман»	Труби «Хайдрил» типів			Труби «Атлас Бредфорд» типів			
		гладкі	з висадженими кінцями		безмуфтові			PH-6	A-95	CS	IJ-4S	IJ-3SS	TC-4S	DSS-NT
			з нормальними муфтами	із спеціальними муфтами зменшеного діаметра										
26,67	2,87	1,70	1,79	-	-	-	-	-	-	1,8	-	-	-	-
33,40	3,38	2,53	2,68	2,56	2,5	-	-	-	-	2,6	-	2,6	-	2,6
42,16	3,18	-	-	3,13	3,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	3,56	3,42	3,57	3,47	3,4	-	-	-	3,5	3,5	-	3,5	-	3,5
48,26	3,18	-	-	3,57	3,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	3,68	4,09	4,32	4,11	4,0	-	-	-	4,2	4,2	-	-	-	-
	5,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,3	-	5,3
52,40	3,96	-	-	4,84	4,7	-	-	-	4,7	4,7	-	5,0	-	5,0
60,32	4,24	5,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	4,83	6,85	6,99	6,7	-	6,7	6,7	-	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
	5,54	-	-	-	-	7,4	-	-	-	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7
	6,45	8,63	8,85	8,6	-	8,5	8,7	8,7	-	-	-	8,7	8,7	8,7
	6,63	-	-	-	-	-	-	9,0	-	-	-	9,0	9,0	9,0
	8,53	-	-	-	-	-	-	11,2	-	-	-	11,2	11,2	11,2
73,02	5,51	9,55	9,67	9,3	-	9,3	9,3	-	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
	7,01	11,61	11,76	-	-	11,2	-	11,5	-	-	-	11,5	11,5	11,5
	7,82	12,6	12,95	12,5	-	12,6	12,7	12,7	-	-	-	12,7	12,7	12,7
	8,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,0
	8,64	-	-	-	-	-	-	13,9	-	-	-	13,9	13,9	13,9
	9,19	-	-	-	-	14,2	-	-	-	-	-	-	15,2	-
	10,28	-	-	-	-	-	-	16,0	-	-	-	16,0	16,0	16,0
	11,18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,0	17,0	17,0

Продовження таблиці 6

Зовнішній діаметр труби, мм	Товщина стінки труби, мм	Труби за стандартами АНІ				Труби VAM «Валлурек»	Труби TDS «Маннесман»	Труби «Хайдрил» типів			Труби «Атлас Бредфорд» типів			
		з висадженими кінцями	з висадженими кінцями		безмуфтові			РН-6	А-95	CS	IJ-4S	IJ-3SS	TC-4S	DSS-HT
			з нормальними муфтами	із спеціальними муфтами зменшеного діаметра										
88,90	5,49	11,46	-	-	-	11,2	-	-	-	-	-	-	-	-
	6,45	13,69	13,64	13,2	-	13,4	13,4	-	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
	7,34	15,18	-	-	-	14,9	15,0	-	-	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
	9,35	-	-	-	-	-	-	18,7	-	-	-	-	18,7	18,7
	9,52	18,5	18,9	18,6	-	18,5	18,9	18,9	-	-	-	18,9	18,9	18,9
	10,49	-	-	-	-	20,0	-	-	-	-	-	-	-	-
	11,43	-	-	-	-	21,5	-	-	-	-	-	-	-	-
101,60	5,74	14,14	-	-	-	13,9	-	-	-	-	-	-	-	-
	6,65	-	16,37	-	-	15,9	15,9	-	15,8	15,8	15,8	15,9	15,8	15,8
	8,38	19,64	-	-	-	19,0	-	19,6	-	-	-	19,6	19,6	19,6
	10,54	23,96	-	-	-	21,6	-	-	-	-	-	-	-	-
	12,70	28,13	-	-	-	24,1	-	-	-	-	-	-	-	-
	15,49	33,04	-	-	-	33,04	-	-	-	-	-	-	-	-
114,30	5,69	-	-	-	-	15,3	-	-	-	-	-	-	-	-
	6,88	18,4	18,6	-	-	18,4	18,4	-	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6
	7,37	-	-	-	-	10,7	-	-	-	-	19,7	-	19,7	19,7
	8,56	-	-	-	-	22,0	22,6	22,6	-	-	-	22,6	22,6	22,6
	9,65	-	-	-	-	24,7	-	-	-	-	-	-	24,7	24,7
	10,92	-	-	-	-	27,4	-	28,0	-	-	-	28,0	28,0	28,0
	12,70	-	-	-	-	31,5	-	-	-	-	-	-	31,5	31,5
	14,22	-	-	-	-	35,9	-	-	-	-	-	-	-	-

2 ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ФОНТАННОЇ БЕЗПЕКИ ПІД ЧАС СПУСКУ ТА ЦЕМЕНТУВАННЯ ОБСАДНИХ КОЛОН

2.1 Теоретична частина

2.1.1 Причини виникнення відкритих нафтових і газових фонтанів та грифонів із-за порушення технологічних процесів підготовки, спуску та цементування обсадних колон

Причини виникнення відкритих нафтових і газових фонтанів та грифонів із-за порушення технологічних процесів підготовки, спуску та цементування обсадних колон наступні:

- неякісна підготовка ствола свердловини до спуску обсадних колон. Не проведено розширення, калібрування та очищення ствола свердловини і внаслідок цього – прихоплення обсадної колони при спуску;
- неякісна підготовка ствола свердловини до спуску обсадних колон. Не проведена промивка свердловини та вирівнювання параметрів бурового розчину по усьому стволу і внаслідок цього – газопроявлення при спуску обсадної колони, яке переросло у відкритий фонтан;
- руйнування клапанів низу обсадних колон при спуск (зворотних, ЦКОД);
- неякісне цементування обсадних колон;
- протирання обсадних колон при бурінні і їх руйнування під час герметизації гирла свердловини при виникненні газонафтопроявлень; порушення технологічного процесу очікування тужавіння цементного розчину;
- порушення вимог плану робіт на спуск проміжної технічної колони: не проводились проміжні промивання свердловини у процесі спуску, не проводилось заповнення обсадних труб буровим розчином під час спуску, не вівся контроль ваги обсадної колони за гідравлічним індикатором ваги;
- недостатня глибина спуску технічної колони без перекриття зони поглинання;

- недостатня глибина спуску кондуктора без перекриття поглинаючих зон;
- негерметичність противикидного обладнання;
- неправильні дії членів бурової вахти при герметизації гирла свердловини при виникненні газонафтоводопровлення.

2.1.2 Вимоги фонтанної безпеки під час спуску обсадної колони та її цементуванні

Заходи, що забезпечують фонтанну безпеку при спуску обсадної колони та її цементуванні:

- підготовка свердловини до спуску обсадної колони, спуск і цементування її повинні виконуватись за спеціальним планом робіт;
- перед спуском обсадної колони в свердловину, в якій розкриті горизонти з АВПТ, плашки в одному із превенторів замінюються на плашки, які відповідають діаметру обсадної колони. При відсутності таких плашок потрібно обов'язково підготувати на приймальному містку бурильну трубу з'єднану ніпелем з перехідником під різь обсадних труб, а муфтою з КК. Міцність труби повинна перевищувати максимальну вагу обсадних труб з установленим коефіцієнтом запасу, а її довжина забезпечувати закриття плашок на тілі та знаходженням КК над ротором;
- в свердловині з розкритими газоносними і напірними нафтовими або водоносними горизонтами при виконанні робіт з ліквідації прихоплення обсадної колони необхідно спочатку заповнити її до гирла буровим розчином, який використовувався при промивці свердловини перед спуском колони;
- для цементування обсадних колон в газових свердловинах необхідно використовувати тампонажні розчини такої густини, щоб при даних висотах їх підйому гідростатичний тиск в затрубному просторі не перевищував величин, при яких виникне поглинання рідини і пов'язане з ним затрубне проявлення;

- для запобігання заколонних газопроявлень після цементування обсадних колон, які перекривають газові горизонти з АВПТ, або поглинання ними цементних розчинів при їх високих підйомах, необхідно застосовувати двоступеневе, секційне цементування з проміжками в часі за спеціальною інструкцією (планом робіт), або цементувати колони звичайним способом з використанням спеццементів (обважнених, полегшених), або сумішей портландцементів з наповнювачами (обважнювачі, глинопорошки, зола виносу, пуцоланові добавки та ін.), якщо їх густина забезпечує необхідне перевищення гідростатичного тиску над пластовим. При відсутності горизонтів, які здатні поглинати цементний розчин, після закінчення цементування створювати надлишковий тиск в затрубному просторі, не зменшуючи коефіцієнтів запасу міцності спущеної колони, і колони на якій змонтовано противикидне обладнання. Цементні розчини необхідно використовувати з мінімально допустимими термінами тужавлення (особливо порції розчину, які розташовуються проти напірних горизонтів). При неможливості використання мінімально допустимих термінів тужавлення для всієї кількості цементного розчину, необхідної для цементування колони, застосовувати диференційовані терміни тужавлення;

- після цементування обсадних колон, які перекривають газові і напірні водоносні горизонти, гирла свердловин повинні бути герметизовані і встановлено спостереження за тиском в колоні і в міжколонному просторі. При збільшенні тиску вище величин, які встановлені планом робіт на спуск і цементування колони, тиск необхідно плавно зменшувати;

- у випадку невиходу тампонажного розчину на гирло – висоту підйому тампонажного розчину після ОТЦ потрібно визначати температурним заміром, цементоміром, гама-каротажем, приладом Sondex або іншими методами. Реєстрація трубної мікропрофілеметрії, електромагнітна дефектоскопія, радіальний контроль якості цементування проводиться приладом Sondex або аналогічним обладнанням;

- при недостатній висоті підйому цементного розчину і неперекритті ним продуктивних горизонтів (особливо газових) необхідно негайно виконати ремонтні роботи за спеціальним планом;

- при ремонтних роботах в газових свердловинах забороняється перфорувати експлуатаційну колону в зоні можливого розриву пластів тиском газу і проти проникних горизонтів. Мінімально допустима глибина перфорації колони для цементування під тиском визначається:

$$l = P_1 / 0,8\alpha, \quad (2.1)$$

де l - мінімально допустима глибина перфорації колони, м;

P_1 - максимально можливий тиск газу в перфорованій колоні після виклику припливу газу, МПа;

α – градієнт тиску розриву пласта, МПа/м, для газових свердловин, $\alpha = 0,02$ МПа/м;

0,8 – коефіцієнт безпеки.

При вимушеній перфорації експлуатаційної колони в зоні розриву пластів, тобто якщо фактична глибина перфорації менша значення l , визначеного розрахунком, необхідно до виклику припливу газу надійно ізолювати перфоровані отвори спуском спеціальної колони або хвостовика з їх цементуванням.

- для газових родовищ з великим поверхом газоносності і аномально високими пластовими тисками, число проміжних колон і розміщення їх башмаків повинні забезпечувати буріння свердловин без поглинання промивної рідини і пов'язаних з ними викидів і відкритих фонтанів. Для цих випадків необхідно частину розкритого газоносного інтервалу перекривати додатковою проміжною колоною.

Ця необхідність виникає, якщо $\rho_1 > \rho_2$,

де ρ_1 – мінімально допустима густина промивної рідини при розкритті газоносного інтервалу, кг/м³;

ρ_2 – максимально допустима густина промивної рідини при розбурюванні цього інтервалу, кг/м³.

Тоді:

$$\rho_1 = 10^5 \cdot \alpha P_1 / H_1, \quad (2.2)$$

$$\rho_2 = 10^5 \cdot 0,9 P_1 / H, \quad (2.3)$$

де α – коефіцієнт мінімального перевищування гідростатичного тиску промивної рідини над пластовим;

P – тиск, який викликає гідророзрив пласта або катастрофічне поглинання на глибині H , МПа;

P_1 – пластовий тиск в покрівлі газоносного інтервалу, МПа;

H_1 – глибина покрівлі газоносного інтервалу, м;

H – глибина підосви газоносного інтервалу, м;

0,9 – коефіцієнт безпеки на розрив або поглинання.

- при виборі обсадних труб (марка сталі, товщина стінки) для кондукторів і проміжних колон, на яких буде змонтоване ОП, потрібно робити перевірочний розрахунок на максимально можливий внутрішній тиск, який може виникнути при закритті превенторів у випадку ГНВП. У випадку відмінності фактичних величин пластових тисків і глибин залягання продуктивних пластів від передбачених робочим проектом останні узгоджуються на геолого-технічних нарадах за участю бурового підприємства, проектувальника, Замовника та САРС;

- якщо башмак кондуктора або проміжної колони з установленим противикидним обладнанням з технічних причин (прихват колони при спуску і інше) розташовані проти проникних пластів і тиск опресування цементного кільця більше тиску гідророзриву пласта, опресування цементного кільця після розбурювання цементного стакану не проводиться. При цьому можливість подальшого буріння свердловини і розкриття горизонтів, які становлять небезпеку викиду, вирішується керівництвом бурового підприємства з одночасним складанням заходів з запобігання викидів:

- в газових свердловинах з АВПТ, в яких спущені і зацементовані колони з фільтрами:

- ✓ до розбурювання цементного стакану на гирлі повинно бути змонтовано ОП;
- ✓ розбурювання цементного стакану і розкриття фільтра необхідно робити на промивній рідині, величина густини якої відповідає величині густини розчину, який використовувався при розкритті газоносного пласта в процесі буріння;
- ✓ при розкритті фільтра на весь інтервал необхідно здійснювати проміжні промивки через кожні 50 м до повного вирівнювання параметрів промивної рідини;
- ✓ на розкриття фільтра повинен бути дозвіл САРС.

2.1.3 Вимоги нормативно-правових актів з охорони праці до кріплення свердловин

Конструкція свердловини повинна забезпечувати:

- безаварійне розкриття продуктивних горизонтів;
- безпечне буріння свердловини до проєктної глибини;
- герметичність обсадних колон та за колонних просторів;
- надійну ізоляцію флюїдовміщувальних горизонтів;
- розмежування несумісних умов буріння.

Башмак обсадної колони, що перекриває породи, схильні до текучості, слід установлювати нижче їх підшви або в щільних пропластках.

До початку розкриття продуктивних і напірних водоносних горизонтів повинен передбачатися спуск мінімум однієї проміжної колони або кондуктора до глибини, яка унеможливило розрив порід після повного заміщення бурового розчину в свердловині пластовим флюїдом або сумішшю флюїдів різних горизонтів і герметизації устя свердловини.

Проміжна колона разом з ОП повинна забезпечувати:

- герметизацію устя свердловини у випадках ГНВП, викидів та відкритого фонтанування;

— протистояння впливу максимальних змінюючих навантажень при відкритому фонтануванні або поглинанні бурового розчину з падінням його рівня, а також в інтервалі порід, схильних до текучості.

Висота заповнення тампонажним розчином кільцевого простору повинна становити:

— за кондуктором - до устя свердловини;

— за першими проміжними колонами всіх свердловин - до устя;

— за наступними проміжними колонами всіх свердловин при використанні газогерметичних з'єднань допускається не менше ніж 300 м з урахуванням перекриття стикувального пристрою або муфти ступеневого цементування, що розташовані вище башмака попередньої колони;

— за експлуатаційними колонами нафтових свердловин (при пластових тисках вище гідростатичного), які спускаються секціями і цементуються в два і більше прийоми, - не менше ніж 300 м з урахуванням перекриття стикувального пристрою або муфти ступеневого цементування, що розташовані вище башмака попередньої колони;

— за експлуатаційними колонами нафтових свердловин (при пластових тисках вище гідростатичного), які спускаються секціями і цементуються в два і більше прийоми, а стикувальний пристрій або муфта ступеневого цементування розташовані у відкритому стовбурі - не менше ніж 200 м з урахуванням перекриття башмака попередньої колони;

— за експлуатаційними колонами газових свердловин при використанні газогерметичних з'єднань допускається не менше ніж 300 м з урахуванням перекриття стикувального пристрою або муфти ступеневого цементування, що розташовані вище башмака попередньої колони.

В інших випадках кільцевий простір заповнюється тампонажним розчином до устя свердловини.

Проектна висота підняття тампонажного розчину за обсадними колонами повинна передбачати:

1) перевищення гідростатичних тисків складеного стовпа бурового розчину та замішаного цементного розчину над пластовими тисками флюїдовміщувальних горизонтів, що перекриваються;

2) виключення гідророзриву порід або розвитку інтенсивного поглинання розчину;

3) можливість розвантаження обсадної колони на цементне кільце для встановлення колонної головки.

У разі перекриття кондуктором або проміжною колоною зон поглинання, пройдених без виходу циркуляції, допускається підняття тампонажних розчинів до підшови поглинаючого пласта з наступним (після часу очікування затвердіння цементу) проведенням зустрічного цементування через міжколонний простір. Забороняється приступати до спуску технічних і експлуатаційних колон у свердловину, що ускладнена поглинаннями бурового розчину з одночасним флюїдопроявом, осипаннями, обвалами, затягуваннями і посадками бурильної колони, до ліквідації ускладнень.

Обсадні колони в межах інтервалу цементування повинні обладнуватися елементами технологічного оснащення, номенклатура і кількість яких визначаються проектом спорудження свердловини, а місця встановлення уточнюються в робочому плані на спуск колони.

Обсадні труби, які поставляються на бурові підприємства, забезпечуються сертифікатами якості.

Підготовка обсадних труб до спуску в свердловину здійснюється на трубних базах, де проводиться гідравлічне випробування труб, калібрування різей, шаблонування, маркування, сортування і вимір довжини, а також перевірка зовнішнім оглядом. На трубах не повинно бути вм'ятин, напластунів, раковин, глибоких подряпин та інших пошкоджень. Ніпельні частини тіла труб повинні мати однакову товщину стінки по всьому периметру.

Обсадні труби перед спуском у свердловину підлягають шаблонуванню, маркуванню, сортуванню, виміру довжини і перевірці зовнішнім оглядом.

Забороняється застосування обсадних труб, які не пройшли неруйнівний контроль на підприємстві-виробнику.

Режим спуску обсадних колон, вибір тампонажних матеріалів і розчинів на їх основі, а також гідравлічна програма цементування повинні розраховуватись і здійснюватися таким чином, щоб забезпечити мінімально можливу репресію на продуктивні горизонти і не допускати ускладнень, що пов'язані з гідророзривом порід і поглинанням. У процесі цементування повинна забезпечуватися реєстрація параметрів, що характеризують цей процес.

Вибір тампонажних матеріалів і розчинів на їх основі повинен здійснюватися з урахуванням таких вимог:

- тампонажний матеріал і сформований з нього камінь повинні відповідати діапазону статичних температур у свердловині за всім інтервалом цементування;
- рецептура тампонажного розчину підбирається за динамічною температурою і тиском, очікуваним в інтервалі свердловини, цементується;
- густина тампонажного розчину підбирається з урахуванням недопущення розриву порід під дією гідродинамічного тиску в процесі цементування.

Забороняється застосування тампонажного розчину без проведення його лабораторного аналізу на відповідність умовам цементування колони і встановлення цементних мостів у свердловині.

Спуск і цементування обсадних колон проводяться за планом, складеним буровим підприємством і затвердженим у встановленому порядку.

Перед підготовкою стовбура свердловини до спуску колони виконується комплекс електрометричних робіт та інших досліджень, необхідних для детального планування процесу кріплення.

Конструкція устя свердловини повинна забезпечувати:

- підвіску верхньої частини технічних і експлуатаційних колон з урахуванням компенсації температурних деформацій на всіх стадіях роботи свердловини;
- контроль можливих флюїдопроявів за обсадними колонами;
- можливість аварійного глушіння свердловини;
- герметичність міжколонних просторів під час влаштування та експлуатації свердловин;
- випробування на герметичність обсадних колон.

У процесі буріння проміжна колона повинна періодично перевірятися на зношення для визначення її залишкової міцності. Періодичність і способи перевірки встановлюються проектом і уточнюються технологічною службою бурового підприємства.

З метою забезпечення надійних ізоляційних властивостей цементного каменю за обсадними колонами в процесі споруджування та експлуатації свердловини, для уникнення деформаційних навантажень на цементний камінь рекомендується опресування всіх обсадних колон здійснювати під час отримання сигналу «стоп» при цементуванні свердловини.

Для опресування приустьової частини разом з ОП необхідно застосовувати пакерні системи.

При застосуванні в обсадній колоні пристроїв ступеневого цементування чи секційного кріплення допускається не проводити їх гідровипробування в свердловині за умови, що вони попередньо було опресовані на поверхні в зібраному чи зістикованому стані з витримкою в часі не менше ніж 15 хвилин на тиск, що на 5 % перевищує внутрішній надлишковий тиск, який діє на обсадні труби під час їх випробування на свердловині.

Тиски гідровипробувань обсадних колон, спосіб та умови гідровипробувань повинні бути вказані в робочому проекті. При цьому тиск гідровипробування повинен перевищувати максимальний очікуваний тиск для колони при значеннях до 70 МПа на 10 %, але не більше ніж 70 МПа, а в разі,

якщо значення більше ніж 70 МПа тиск гідровипробування повинен дорівнювати максимально очікуваному тиску для колони.

2.1.4 Першочергові дії бурової вахти (бурова установка без системи верхнього приводу) при виникненні газонафтоводопровлення під час спуску обсадної колони

Перший, хто помітив ознаки газопрояву, повинен негайно сповістити бурильника!

Бурильник

1. Подає сигнал “ВИКИД”. Зупиняє спуск обсадної колони. Розвантажує її на ротор.

2. При відповідності діаметрів колони і плашок превентора, накручує кульовий кран з перехідником, ведучу трубу, закріплює їх машинними ключами, вибирає власну вагу обсадної колони. Піднімає на 0,5-0,8 м від стола ротора. Встановлює елеватор під муфту, для страховки.

3. Обсадну колону залишає підвішеною на талевій системі. Надійно фіксує гальмо лебідки.

4. З допоміжного пульта керування ОП відкриває робочу гідравлічну засувку, отримавши повідомлення від II пом.бурильника про відкриття гідрозасувки, закриває універсальний превентор. При відсутності універсального превентора закриває плашковий превентор з трубними плашками.

5. Через 7-10хв. фіксує початковий тиск після герметизації у трубному просторі, слідкує і фіксує зростання тиску через кожні 10 хв. В затрубному і міжколонному просторах.

6. При герметизації свердловини з допомогою універсального превентора, проводить регулювання тиску гідросистемі універсального превентора, та при необхідності, виконує розходжування обсадної колони.

7. У випадку знаходження проти плашок превентора обсадної колони, діаметр якого не відповідає діаметру плашок, накручує аварійну трубу з кульовим краном та відповідними перехідником.

8. У випадку знаходження в свердловині обсадної колони довжиною менше половини глибини свердловини, накручує аварійну трубу з кульовим краном і перехідником докріплює їх машинними ключами, опускає в свердловину, закриває кульовий кран, припіднімає обсадну колону так, щоб перше замкове з'єднання труб знаходилося на 0,2-0,3 м нижче плашок превентора з трубними плашками.

9. Відкриває гідрозасувку в сторону блоку дроселювання з дублюючого пульта керування превенторами, отримавши повідомлення, від П пом.бурильника про її відкриття, закриває універсальний превентор, якщо універсального превентора відсутній закриває плашковий превентор з трубними плашками.

10. Через 7-10 хв. фіксує початковий тиск після герметизації у трубному і затрубному просторах; через кожні 10 хв. Фіксує зростання тиску у затрубному просторі, слідкує за появою тиску у міжколонних просторах.

11. При герметизації свердловини з допомогою універсального превентора проводить регулювання тиску в гідросистемі універсального превентора, та при необхідності, виконує розходжування обсадної колони.

І помічник бурильника

1. Бере участь в накручуванні кульового крана, а при необхідності, аварійної труби з перехідником і кульовим краном, та ведучої труби, закріплює їх машинними ключами, під муфту верхньої труби встановлює елеватор, для страховки.

2 Ручним приводом фіксує плашки превентора зі сторони блоку глушіння, рахуючи при цьому кількість обертів. Доповідає бурильнику.

3 Через 7-10 хв. після закриття превентора і засувки перед блоком дроселювання, фіксує тиск в трубному і затрубному просторах, закриває

кульовий кран. Відкриває ДЗУ, впевнюється в відсутності руху рідини з трубного простору.

4. Повідомляє, буровому майстру, начальнику зміни ЦІТС або керівництву ВБР про нафтогазопроявлення і стан свердловини.

II помічник бурильника

1. При виявленні ознак ГНВП, або по сигналу “ВИКИД” приймає участь у накручуванні кульового крана, або аварійної труби з краном кульовим та перехідником, ведучої труби та їх закріплює машинними ключами, демонтує клини ПКР, під муфту верхньої труби встановлює елеватор для страховки.

2. Перевіряє положення засувки на блоці дроселювання та доповідає бурильнику.

3. Перевіряє відкриття гідрозасувки і доповідає бурильнику.

4. Закриває засувку перед блоком дроселювання, після чого ручним приводом фіксує плашки превентора зі сторони блоку дроселювання, спостерігає і фіксує величину тиску на манометрі перед блоком дроселювання і міжколонному просторах. Доповідає бурильнику.

III помічник бурильника

1. При виявленні ознак ГНВП, або по сигналу “ВИКИД” приймає участь у накручуванні кульового крана, або аварійної труби з краном кульовим та перехідником, ведучої труби та їх закріплює машинними ключами, демонтує клини ПКР, під муфту верхньої труби встановлює елеватор для страховки.

2. Фіксує ручним приводом плашки превентора зі сторони блоку глушіння. Доповідає бурильнику.

3. Готує засоби дегазації і обважнення бурового розчину.

IV помічник бурильника

1. По сигналу “ВИКИД” прибуває в бурову.

2. Приймає участь у встановленні кульового крана (при його відсутності), накручуванні і закріпленні ведучої труби та у встановленні елеватора під муфту бурильної колони.

3. Фіксує ручним приводом плашки превентора зі сторони блоку дроселювання.

4. Слідкує щоб на території бурової не було відкритого вогню.

5. Бере участь у операціях за вказівками бурильника. Готує засоби дегазації і обважнення бурового розчину.

Електрик (дизеліст)

1. Забезпечує роботу електромоторів (вузлів) приводу насосів і їх зупинку.

2. За вказівкою бурильника зупиняє дизеля, відключає електроенергію та ліквідує інші можливі джерела загорання.

Другий дизеліст

1. Забезпечує надійну роботу дизелів приводу лебідки.

2. Виконує всі роботи за вказівкою бурильника.

Лаборант

1. При роботі бурових насосів слідкує за циркуляцією бурового розчину, заміряє і фіксує його параметри та доповідає бурильнику про результати замірів.

Час герметизації – не більше: З накручуванням аварійної труби – 15 хв;

Без накручування аварійної труби – 5 хв.

2.1.5 Першочергові дії бурової вахти (бурова установка з системою верхнього приводу) при виникненні газонафтоводопровлення під час спуску обсадної колони

Перший, хто помітив ознаки газопрояву, повинен негайно сповістити бурильника!

Бурильник

1. Подає сигнал: "ВИКИД". Подає команду II та III помічнику бурильника спускатися з балконів верхового. Допускає обсадну колону так, щоб муфта знаходилась на 1-1,5 м від стола ротора. Розвантажує її на клини, елеватор або спайдер.

2. Накручує перехідник та аварійну трубу з кульовим краном. Спускає аварійну трубу з кульовим краном і розвантажує її на клини. З'єднується із системою верхнього приводу. Піднімає аварійну трубу до виходу муфти з стола ротора на 0,5-0,8 м. Організовує демонтаж клинів та установку елеватора для страховки. Джойстік управління лебідкою переводить в режим "Parking".

2.1 У випадку знаходження проти плашок превентора обсадної колони, діаметр якої відповідає діаметру плашок накручує перевідник та кульовий кран. З'єднується із системою верхнього приводу. Спускає обсадну трубу з перевідником та кульовим краном на 0,5-0,8 м над столом ротора. Джойстік управління лебідкою переводить в режим "Parking".

3.1 У випадку знаходження в свердловині обсадної колони довжиною менше половини глибини свердловини, навертає аварійну трубу з кульовим краном. Спускає аварійну трубу з кульовим краном. Розвантажує її на клини. З'єднується із системою верхнього приводу. Припіднімає аварійну трубу так, щоб замкове з'єднання знаходилося на 0,2-0,3 м нижче плашок превентора з трубними плашками (за міткою).

3.2 Джойстік управління лебідкою переводить в режим "Parking".

4. Залишає обсадну колону в підвішеному стані.

5. З допоміжного пульта керування ОП відкриває гідравлічну засувку в сторону блока дроселювання. Отримавши повідомлення від ІІ помічника бурильника про відкриття гідрозасувки, закриває універсальний превентор якщо інструмент знаходиться в необсадженій частині свердловини. При відсутності універсального превентора, або якщо інструмент знаходиться в обсадженій частині свердловини закриває плашковий превентор з трубними плашками.

6. Подає команду ІІ бурильнику (І помічнику бурильника) на закриття засувки перед блоком дроселювання.

7. При герметизації свердловини з допомогою універсального превентора проводить регулювання тиску в гідросистемі універсального превентора, та при необхідності, виконує розходжування бурильної колони.

8. Фіксує тиски в трубному і затрубному просторах свердловин через 10-15 хв. після герметизації гирла свердловини та об'єм отриманого флюїду. Слідкує за змінами тисків не допускаючи перевищення допустимого тиску гідророзриву під башмаком останньої спущеної обсадної колони.

II бурильник (I помічник)

1. Приймає участь у накручуванні перевідника, кульового крана або аварійної труби з кульовим краном.

2. По команді бурильника закриває засувку після манометра перед блоком дроселювання.

3. Повідомляє бурового майстра про ГНВП і стан свердловини.

II помічник бурильника

1. Накручує перевідник, кульовий кран або аварійну трубу з кульовим краном, закріплює їх машинними ключами(або гідравлічним ключем).

2. Перевіряє відкриття гідравлічної засувки в сторону блока дроселювання і доповідає бурильнику.

3. Ручним приводом фіксує плашки превентора зі сторони блоку дроселювання, рахуючи при цьому кількість обертів. Доповідає бурильнику.

III помічник бурильника (верховий)

1. При виявленні ознак ГНВП, або по сигналу "ВИКИД" прибуває в бурову.

2. Приймає участь у накручуванні перевідника, кульового крана або аварійної труби з кульовим краном та їх закріпленні.

3. Ручним приводом фіксує плашки превентора зі сторони блоку глушіння рахуючи при цьому кількість обертів. Доповідає бурильнику.

4. Спостерігає і фіксує величину тиску на манометрі в між колонному просторі.

IV помічник бурильника

1. За сигналом "ВИКИД" прибуває в бурову.

2. Приймає участь у накручуванні перевідника кульового крана або аварійної труби з кульовим краном та їх закріпленні.

3. Допомагає II помічнику бурильника фіксувати ручним приводом плашки превентора зі сторони блоку дроселювання, рахуючи при цьому кількість обертів.

4. Бере участь у операціях за вказівками бурильника. Готує засоби дегазації і обважнення бурового розчину.

IV помічник бурильника

1. Допомагає III помічнику бурильника фіксувати ручним приводом плашки превентора зі сторони блоку глушіння рахуючи при цьому кількість обертів.

2. Бере участь у операціях за вказівками бурильника. Готує засоби дегазації і обважнення бурового розчину.

Електромонтер установки

1. Забезпечує роботу електромоторів (вузлів) приводу насосів, бурової лебідки та ін. електрообладнання.

2. За вказівками бурильника відключає електроенергію та ліквідує інші можливі джерела загорання.

Моторист установки

1. Забезпечує роботу дизельгенераторів та інших ДВЗ. За вказівкою бурильника зупиняє ДВЗ.

2. Виконує всі роботи за вказівкою бурильника.

Представник сервісної компанії

1. При роботі бурових насосів слідкує за циркуляцією бурового розчину, виміряє і фіксує його параметри та доповідає бурильнику про результати вимірів.

Час герметизації – не більше: Без накручування аварійної труби – 5 хв.

УВАГА!!! За неможливості повернути кульовий кран, або аварійну трубу, використовувати кульовий кран з гідроприводом, вмонтований в систему

При повністю герметизованому гирлі свердловини тиск під плашками превентора не повинен перевищувати гранично-допустимий тиск. У випадку

зростання тиску вище допустимого необхідно проводити розрядку інтенсивністю 1-4 кг/см² в хвилину. При інтенсивному зростанні тиску вище допустимого відкрити засувку на робочий викид, а засувку в жолоб закрити. верхнього приводу

До прибуття інженерно-технічних робітників ВБР і працівників САРС ЛКВО, бурова вахта веде нагляд за станом свердловини і займається перебивкою і обважненням бурового розчину в прийомних і запасних ємностях [3, 7, 23].

2.1.6 Положення засувок маніфольда противикидного обладнання при виникненні нафтогазоводопровлення та у процесі його ліквідації під час спуску обсадної колони (рис. 2.1-2.5)

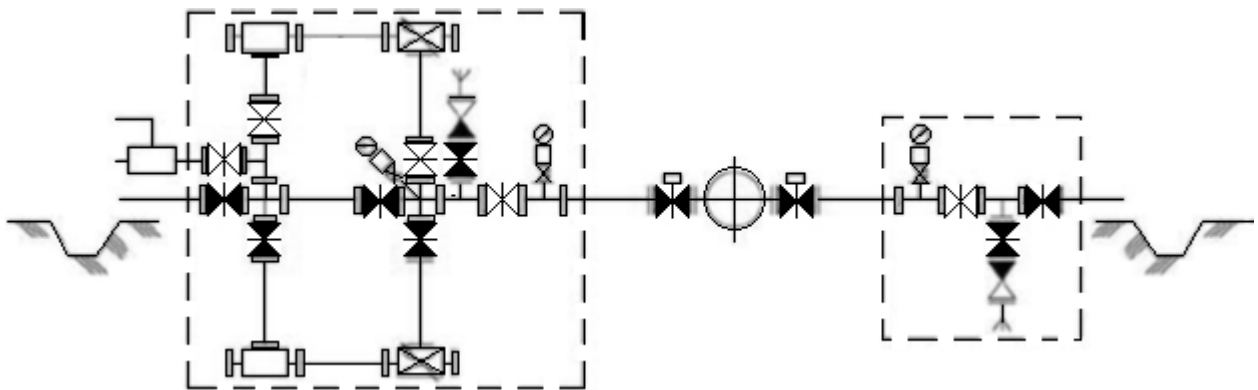


Рисунок 2.1 – Положення засувок маніфольда ОП при спуску обсадної колони

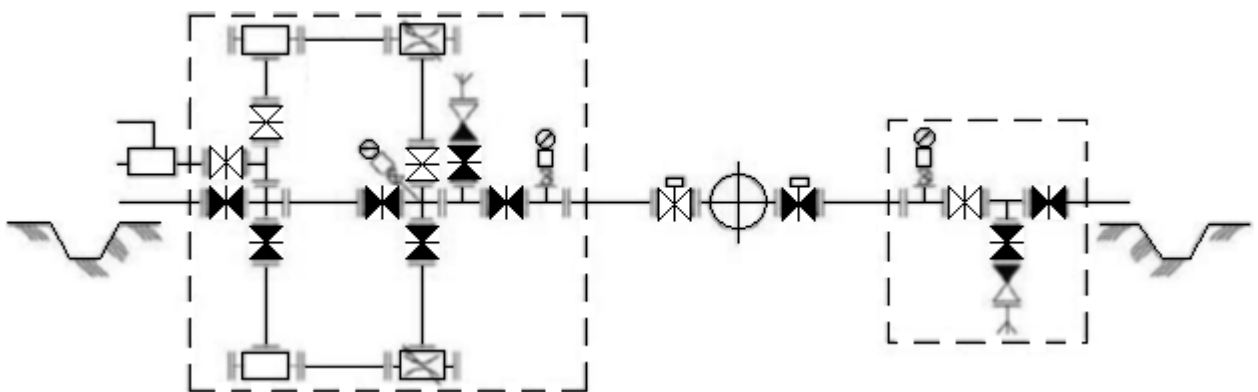


Рисунок 2.2 – Положення засувок маніфольда ОП при виникненні ГНВП

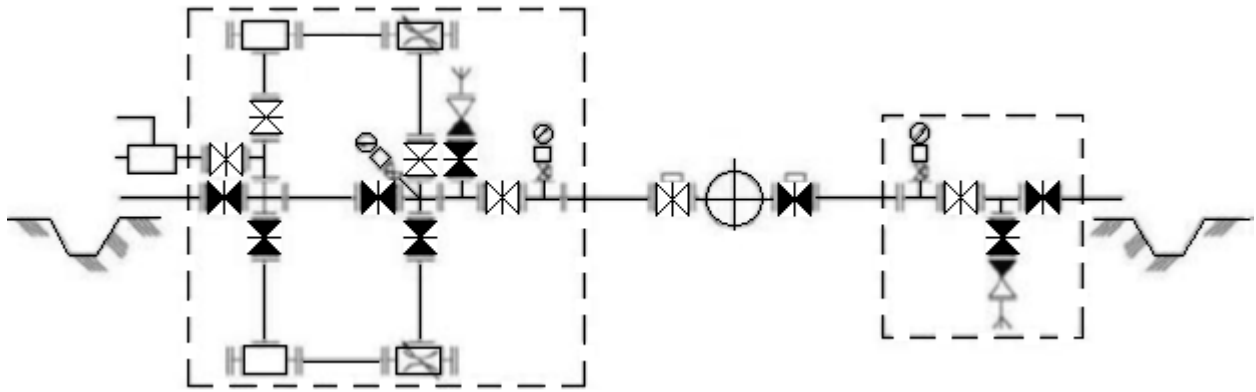


Рисунок 2.3 – Положення засувки маніфольда ОП при промиванні свердловини з протитиском під час ліквідації ГНВП

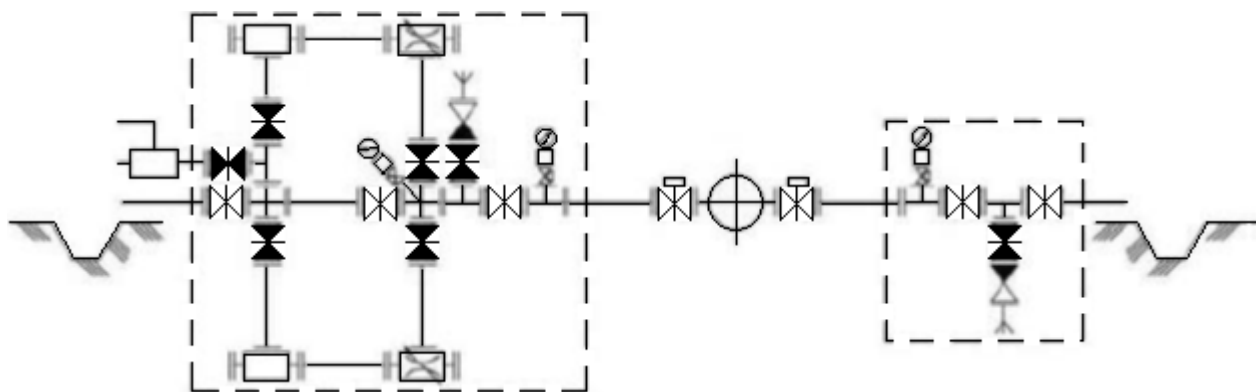


Рисунок 2.4 – Положення засувки маніфольда ОП при роботі свердловини на факельні амбари

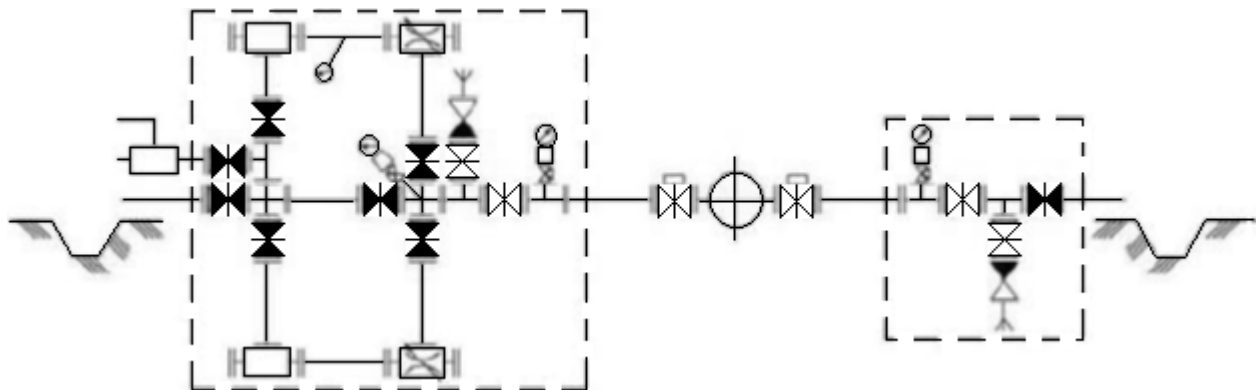


Рисунок 2.5 – Положення засувки маніфольда ОП при закачуванні бурового розчину у затрубний простір

2.2 Практична частина

2.2.1 Розраховується та вибирається бурильна труба для підвішування обсадної колони під час герметизації гирла свердловини в момент виникнення

газонафтоводопроявлення. Варіанти вихідних даних для розрахунку наведені в табл. 2.1.

2.2.2 Вивчається першочергові дії бурової ваhti (бурова установка без системи верхнього приводу) при виникненні газонафтоводопровлення під час спуску обсадної колони.

2.2.3 Вивчається першочергові дії бурової ваhti (бурова установка з системою верхнього приводу) при виникненні газонафтоводопровлення під час спуску обсадної колони.

2.2.4 Вивчається положення засувки маніфольда противикидного обладнання при виникненні нафтогазоводопровлення та у процесі його ліквідації під час спуску обсадної колони.

Таблиця 2.1 – Варіанти вихідних даних до завдання 2.2.1

№	Параметри	Варіанти							
		1	2	3	4	5	6	7	8
1	Технічна колона - типорозмір	BC 219x12,7 P-110	BC 245x13,84 P-110	BC 273x13,84 P-110	BC 219x11,43 C-95	BC 219x12,7 P-110	BC 245x11,99 P-110	BC 245x13,84 P-110	BC 245x11,99 P-110
	(інтервал спуску, м)	(0-1473)	(0-824)	(0-377)	(0-2737)	(0-1942)	(0-2018)	(0-250)	(0-2011)
	- типорозмір	BC 219x11,43 C-95	BC 245x11,99 P-110	BC 273x12,57 P-110	BC 219x10,16 N-80	BC 219x10,6 C-95	BC 245x11,05 C-95	BC 245x11,99 C-95	BC 245x11,05 C-95
	(інтервал спуску, м)	(1473-2521)	(824-2171)	(377-1947)	(2737-3782)	(1942-3011)	(2018-3005)	(250-2411)	(2011-2941)
	- типорозмір	BC 219x10,16 N-80	BC 245x10,05 C-75	BC 273x11,43 N-80	- -	BC 219x8,94 J-55	BC 245x8,94 J-55	BC 245x10,03 N-80	BC 245x8,94 C-75
	(інтервал спуску, м)	(2521-3663)	(2171-3479)	(1947-3019)	-	(3011-3854)	(3005-3481)	(2411-3374)	(2941-3496)
2	Густина бурового розчину, кг/м ³	1420	1575	1611	1412	1470	1520	1640	1370
№	Параметри	Варіанти							
		9	10	11	12	13	14	15	16
1	Технічна колона - типорозмір	BC 219x12,7 C-95	BC 219x12,7 P-110	BC 273x12,57 P-110	BC 273x13,84 P-110	BC 273x13,84 P-110	BC 219x12,7 P-110	BC 219x12,7 P-110	BC 245x11,99 C-95
	(інтервал спуску, м)	(0-1659)	(0-2731)	(0-973)	(0-1834)	(0-573)	(0-2937)	(0-1813)	(0-2177)
	- типорозмір	BC 219x11,43 C-75	BC 219x11,43 C-95	BC 273x11,43 C-95	BC 273x11,43 C-95	BC 273x12,57 C-95	BC 219x11,43 C-75	BC 219x11,43 C-95	BC 245x11,05 C-75
	(інтервал спуску, м)	(1659-2854)	(2731-3622)	(973-1759)	(1834-2820)	(573-1982)	(2937-4009)	(1813-3203)	(2177-3515)
	- типорозмір	-	BC 219x12,7 C-75	BC 273x12,57 C-75	BC 273x10,16 J-55	BC 273x8,94 J-55	-	BC 219x8,94 J-55	BC 245x11,99 C-95
	(інтервал спуску, м)	-	(3662-4004)	(1759-2998)	(2820-3070)	(1982-2864)	-	(3203-3836)	(3515-3947)
2	Густина бурового розчину, кг/м ³	1280	1570	1290	1310	1476	1360	1540	1620

Продовження таблиці 2.1.

№	Параметри	Варіанти							
		17	18	19	20	21	22	23	24
1	Технічна колона - типорозмір	BC 245x13,84 P-110	BC 245x11,05 P-110	BC 245x11,99 C-95	BC 273x12,57 C-95	BC 273x11,43 P-110	BC 245x11,99 P-110	BC 273x11,43 C-95	BC 219x10,06 N-80
	(інтервал спуску, м)	(0-1848)	(0-2731)	(0-2411)	(0-1964)	(0-2638)	(0-2364)	(0-1454)	(0-810)
	- типорозмір	BC 245x11,05 C-95	BC 245x10,03 N-80	BC 245x11,05 C-75	BC 273x11,43 C-75	BC 273x10,16 J-55	BC 245x10,03 N-80	BC 273x10,16 J-55	BC 219x8,94 J-55
	(інтервал спуску, м)	(1848-2931)	(2731-3104)	(2411-3273)	(1964-2879)	(2638-2842)	(2364-3401)	(1454-2732)	(810-1705)
	- типорозмір	BC 245x8,94 J-55	BC 245x8,94 J-55	-	-	BC 273x8,89 J-55	-	-	-
	(інтервал спуску, м)	(2931-3492)	(3104-3499)	-	-	(2842-2957)	-	-	-
2	Густина бурового розчину, кг/м ³	1670	1480	1380	1410	1320	1480	1410	1300

Приклади виконання завдань

Завдання 2.2.1

Розрахувати та вибрати бурильну трубу, яка буде використовуватися для підвішування обсадної колони, що опускається у свердловину при герметизації гирла в момент виникнення газопроявлення.

Вихідні дані

У свердловину буде спускатися однією секцією друга технічна колона, яка складається з обсадних труб двох типорозмірів: ВС 245х11,99 Р-110 в інтервалі 0-1920 м і ВС 245х11,05 С-75 в інтервалі 1920-3510 м. Свердловина заповнена буровим розчином густиною $1380 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Розв'язок

Розглянемо найбільш складну аварійну ситуацію, при якій газопроявлення сталося в момент спуску останньої труби технічної колони, після герметизації гирла свердловину пустили в роботу через викидні лінії маніфольда у факельні амбари, свердловина від вибою до гирла заповнилася газом.

Після підвішування обсадної колони на бурильну трубу буде діяти розтягуюче навантаження, яке визначається за формулою:

$$Q_p = Q_{\text{тк}}^1 + Q_{\text{тк}}^2, \text{ Н}, \quad (2.4)$$

де $Q_{\text{тк}}^1$ – розтягуюче навантаження від ваги частини другої технічної колони, яка складається із труб ВС 245х11,9 Р-110, Н;

$Q_{\text{тк}}^2$ – розтягуюче навантаження від ваги частини другої технічної колони, яка складається із труб ВС 245х11,05 С-75, Н.

$$Q_{\text{тк}}^1 = H_1 \cdot q_1 \cdot g, \text{ Н}, \quad (2.5)$$

де H_1 – довжина частини другої технічної колони, яка складається із труб ВС 245х11,9 Р-110, м;

q_1 – приведена маса одного погонного метра труби ВС 245х11,99 Р-110 $\frac{\text{кг}}{\text{м}}$,
 $q_1 = 69,89 \text{ кг/м}$.

g – прискорення вільного падіння, $g = 9,81 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$.

$$Q_{\text{тк}}^1 = 1920 \cdot 69,89 \cdot 9,81 = 1316392 \text{ Н.}$$

$$Q_{\text{тк}}^2 = H_2 \cdot q_2 \cdot g, \text{ Н,} \quad (2.6)$$

де H_2 – довжина частини другої технічної колони, яка складається із труб ВС 245х11,05 С-75, м;

q_2 – приведена маса одного погонного метра труби ВС 245х11,05 С-75, $\frac{\text{кг}}{\text{м}}$.

Із табл. 7 $q_2 = 64,84 \text{ кг/м}$.

$$Q_{\text{тк}}^2 = 1520 \cdot 64,84 \cdot 9,81 = 966842 \text{ Н.}$$

Тоді, використовуючи формулу 2.1:

$$Q_p = 1316392 + 966842 = 2283234 \text{ Н.}$$

Допустиме розтягуюче навантаження на бурильну трубу визначаємо за формулою:

$$[Q_p] = Q_p \cdot n, \text{ Н,} \quad (2.7)$$

де n – коефіцієнт запасу міцності, $n=1,5$.

$$[Q_p] = 2283234 \cdot 1,5 = 3424851 \text{ Н} = 3425 \text{ кН.}$$

Виходячи із умови, що $[Q_p] \leq Q_{\sigma_t}$.

Вибираємо бурильну трубу ІЕУ 139,7х9,17 S-135, у якої розтягуюче навантаження, що відповідає межі текучості – 3497 кН (табл. 8).

Таблиця 7 – Маса одного погонного метра обсадних труб, виготовлених за стандартами АНІ

Зовнішній діаметр труби, мм	Товщина стінки труби, мм	Маса одного погонного метра труби з з'єднанням, кг	
		трикутна різьба (LC)	трапецеїдальна різьба (BC)
140	7,72	25,37	25,39
	9,17	29,71	29,72
	10,54	33,72	33,73
146	8,50	29,60	29,80
	9,50	32,80	32,90
	10,70	36,50	36,70
168	8,94	35,67	35,69
	10,59	41,65	41,67
	12,06	46,87	46,88
178	9,19	38,65	38,66
	10,36	43,14	43,15
	11,51	47,49	47,50
	12,65	51,76	51,76
219	8,94	47,58	47,60
	10,16	53,50	53,53
	11,43	59,60	59,62
	12,70	65,62	65,64
245	8,94	53,38	53,33
	10,03	59,36	59,32
	11,05	64,88	64,84
	11,99	69,93	69,89
	13,84	79,78	79,74
273	8,89	59,11	59,47
	10,16	66,97	67,31
	11,43	74,76	75,06
	12,57	81,69	81,97
	13,84	89,33	89,58
299	12,42	88,62	88,94
324	11,00	87,1	87,3
	12,40	97,5	97,7
340	12,19	99,94	99,99
	13,06	106,26	106,59
406	11,13	110,17	109,37
	12,57	123,65	122,91
473	11,05	129,22	129,77
508	12,70	156,99	157,28

Таблиця 8 – Граничні розтягуючі навантаження для бурильних труб за стандартами АНІ

Зовнішній діаметр труби, мм	Товщина стінки труби, мм	Розтягуюче навантаження, що відповідає границі текучості, кН			
		E-75	X-95	G-105	S-135
60,3	7,11	613,6	777,8	859,3	1105
73,0	5,51	603,4	764,8	844,9	1087
	7,82	827,0	1048	1158	1489
	9,19	951,5	1206	1332	1713
88,9	6,45	862,9	1094	1208	1554
	9,35	1207	1530	1690	2173
101,6	8,38	1267	1607	1775	2282
114,3	8,56	1469	1862	2057	2645
	10,92	1832	2322	2565	3298
127,0	9,19	1757	2227	2460	3163
	12,70	2355	2985	3298	4241
139,7	7,72	1653	2095	2315	2977
	9,17	1942	2462	2720	3497
	10,54	2209	2800	3093	3977

З МОНТАЖ І ОПРЕСУВАННЯ ПРООТИВИКИДНОГО ОБЛАДНАННЯ ТА ПРИГИРЛОВОЇ ЧАСТИНИ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ КОЛОНИ ПРИ НАЯВНОСТІ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ У СВЕРДЛОВИНІ

3.1 Теоретична частина

3.1.1 Технологія демонтажу ялинки фонтанної арматури типу АФК і монтажу противикидного обладнання на гирло при наявності насосно-компресорних труб у свердловині

Пропонується технологія монтажу ОП на гирло при наявності НКТ у свердловині, яка забезпечує безпечне виконання робіт та дотримання правил фонтанної безпеки. Ця технологія передбачає її використання у тих випадках, коли на гирлі свердловини встановлена фонтанна арматура типу АФК, у якій НКТ підвішені у фланці-перевіднику до трубної головки.

Порядок виконання робіт наступний.

1. Від ялинки фонтанної арматури від'єднуються всі технологічні лінії.
2. З ялинки фонтанної арматури знімаються всі контрольно-вимірювальні прилади.
3. Фрагмент ялинки, який демонтується, підвішується на гак талевої системи бурової установки.
4. Знімаються шпилька кріплення фланцевого з'єднання корінної стволової засувки з корінною робочою засувкою.
5. Фрагмент ялинки фонтанної арматури (рис. 3.1) демонтується з гирла свердловини.
6. На корінну стволову засувку встановлюється підйомний патрубок і їх фланці з'єднуються шпильками. Під муфту підйомного патрубку підводиться елеватор, підвішений на талевій системі (рис 3.2).

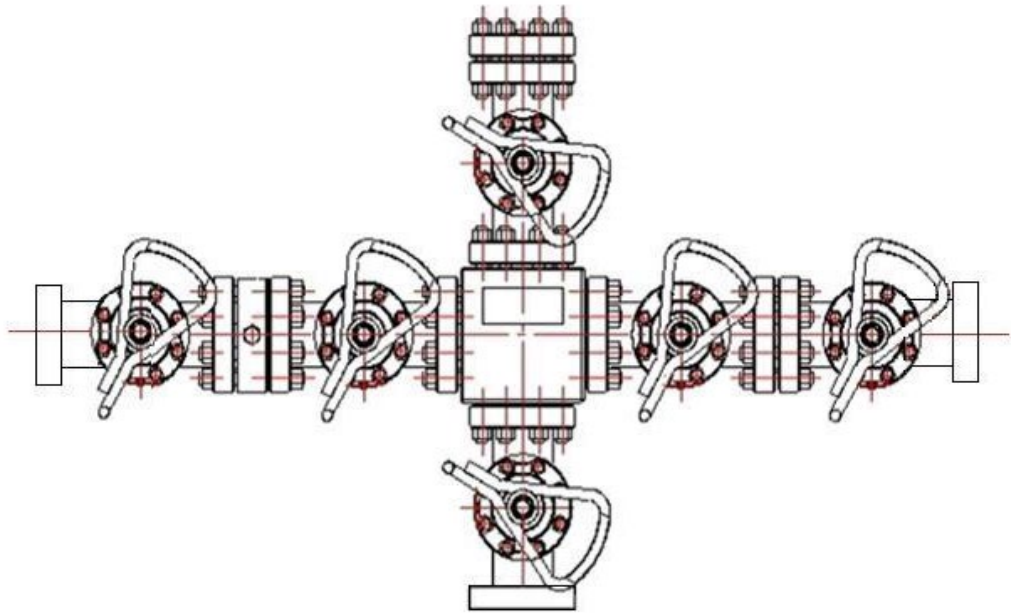


Рисунок 3.1 – Фрагмент ялинки фонтанної, що демонтується

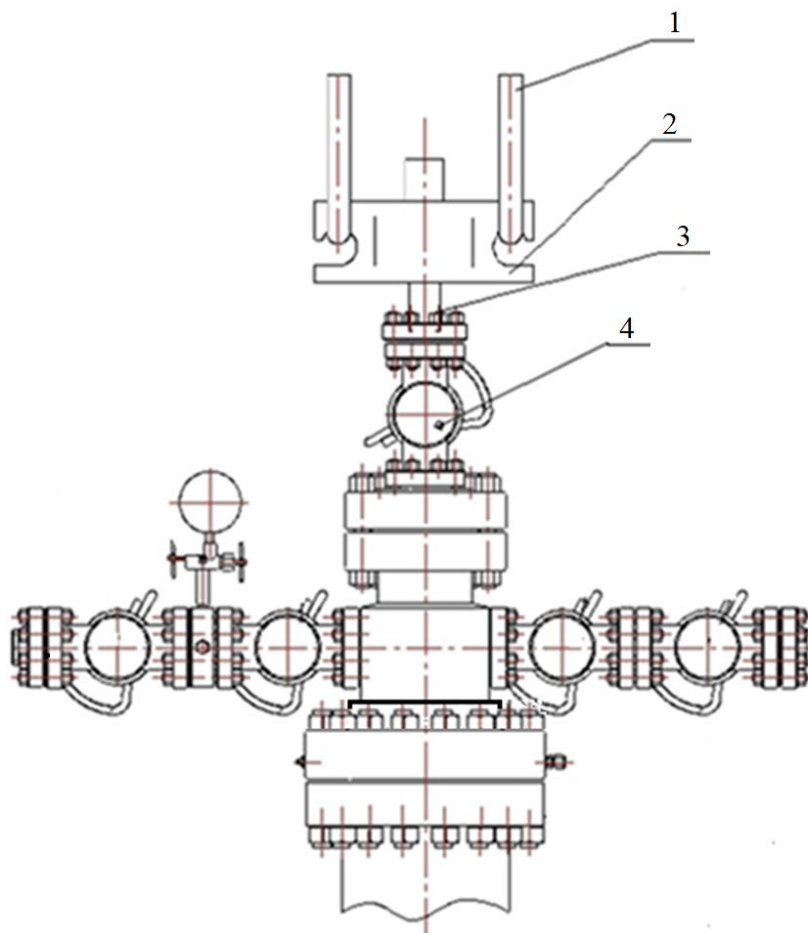


Рисунок 3.2 – З'єднання корінної стоволової засувки і підйомного патрубка:
1 – штроп; 2 – елеватор; 3 – підйомний патрубок; 4 – корінна засувка

7. Знімаються шпильки кріплення фланцевого з'єднання фланця-перевідника до трубної головки з трубною головкою.

8. Піднімаються НКТ до виходу муфти верхньої труби приблизно на 300 мм вище поверхні фланця трубної головки. З фланця трубної головки піднімається ущільнювальна прокладка. Під муфту НКТ встановлюється елеватор, а ущільнювальна прокладка встановлюється на елеватор. Колона підйомних труб розвантажується на елеватор (рис 3.3).

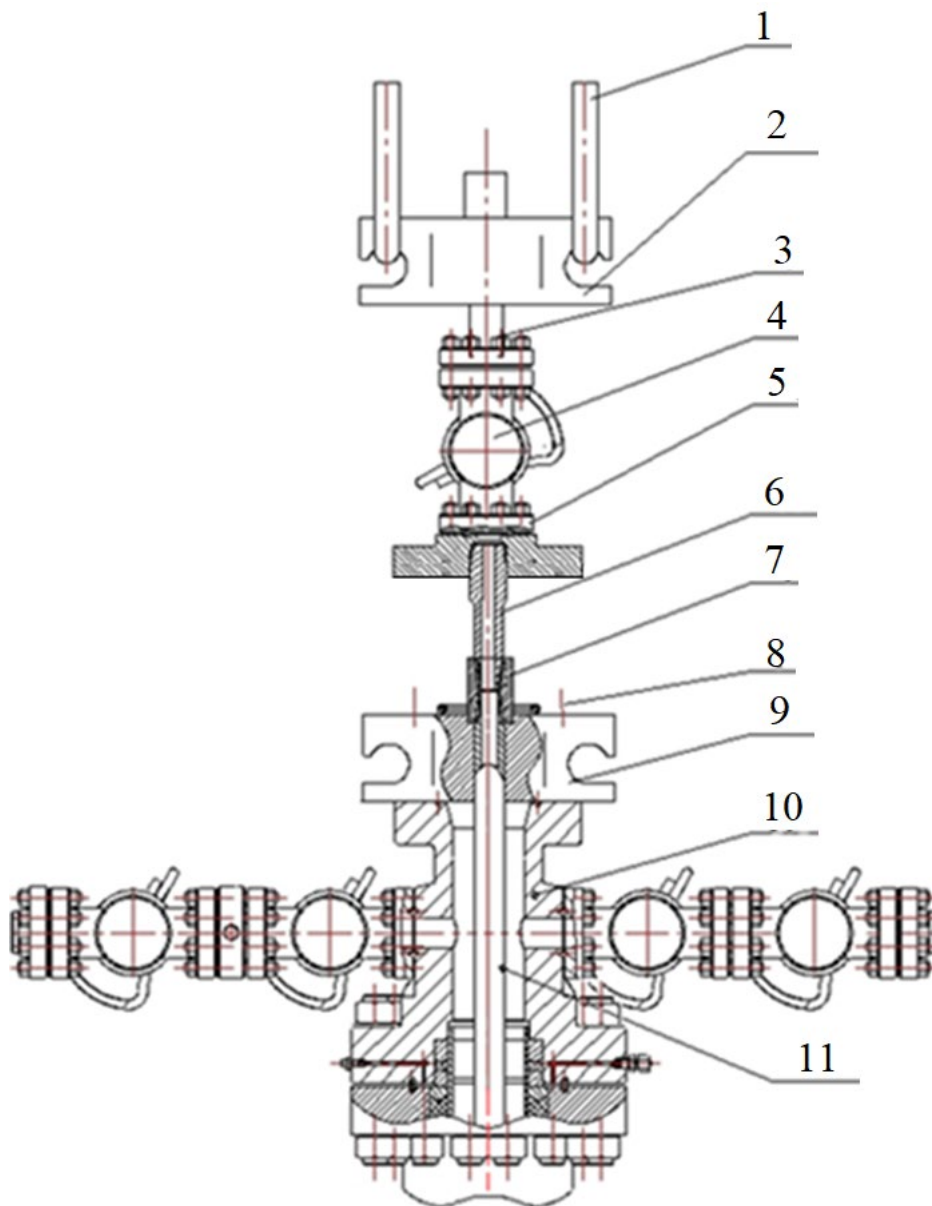


Рисунок 3.3. – Колона НКТ розвантажена на елеватор: 1 – штроп; 2 – елеватор; 3 – підйомний патрубок; 4 – засувка; 5 – перевідник до трубної головки; 6 – трубоутримувач; 7 – муфта верхньої труби колони НКТ; 8 – прокладка; 9 – елеватор; 10 – трубна головка; 11 – колона НКТ.

9. Викручується трубоутримувач із муфти верхньої труби колони НКТ і демонтоване обладнання прибирається з гирла свердловини. Ствол гирла свердловини після виконання цієї операції показаний на рис.3.4. Ущільнювальна прокладка міняється на нову.

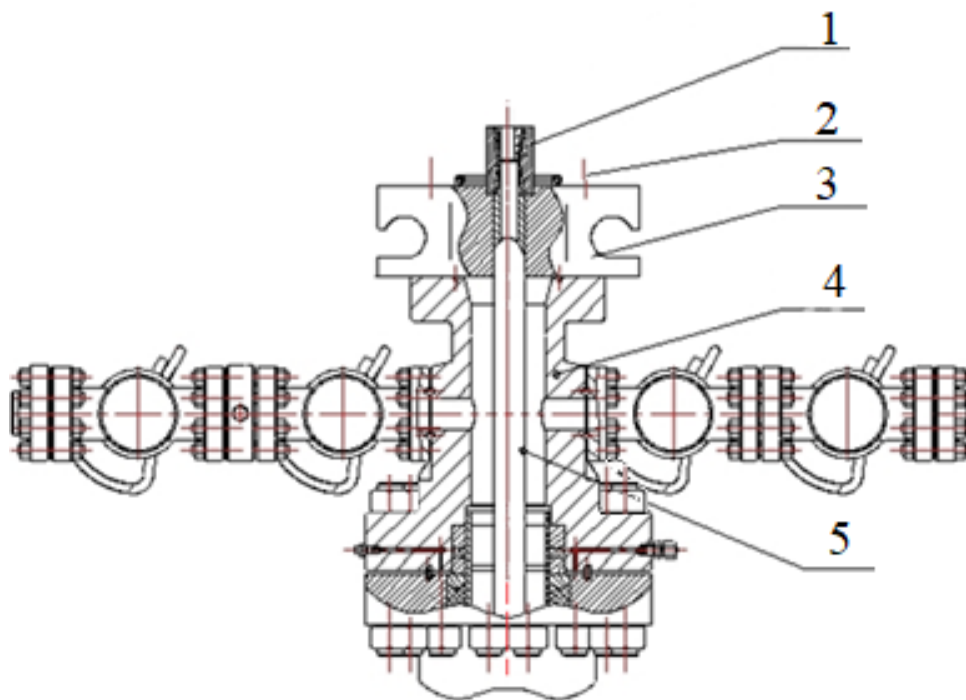


Рисунок 3.4 – Гирло свердловини після демонтажу ялинки фонтанної арматури: 1 – муфта верхньої труби колони НКТ; 2 – прокладка; 3 – елеватор; 4 – трубна головка; 5 – колона НКТ

10. На елеваторі, підвішеному на талевій системі, підвішується НКТ, різьба якої відповідає різьбі труб у свердловині. Ця труба пропускається через ствольну частину противикидного обладнання, ОП підвішується на талевій системі за допомогою сталевих канатів (рис. 3.5).

11. Накручується, підвішена на талевій системі труба у муфту верхньої труби колони НКТ, припіднімається НКТ на 50-100 мм. Знімається елеватор з верхнього фланцю трубної головки. Очищається канавка на верхньому фланці трубної головки і встановлюється в неї прокладка, яка попередньо перевіряється на наявність вм'ятин, слідів корозій, деформацій та інших пошкоджень.

Спускається НКТ у свердловину до тих пір, поки нижній фланець ОП не сяде на верхній фланець трубної головки. Закріплюється новоутворене фланцеве з'єднання. Кінцевий результат виконання операції зображений на рис. 3.6

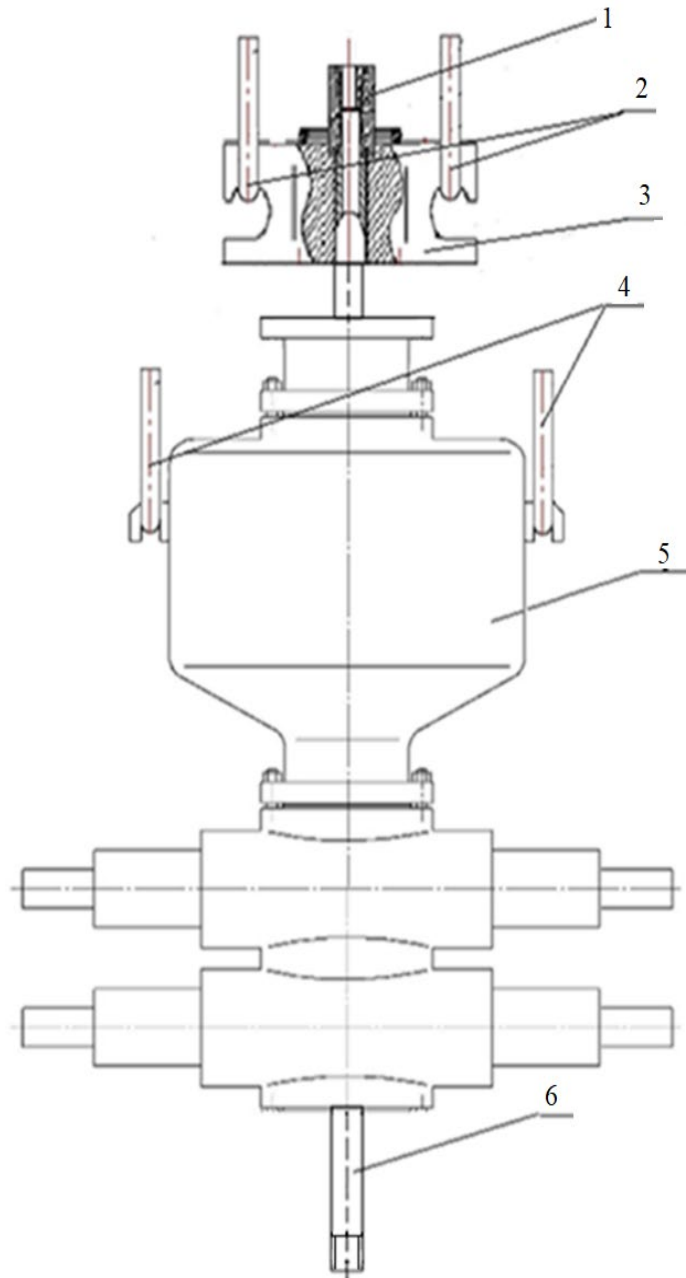


Рисунок 3.5 – Результат операції після підвішування ОП: 1 – муфта верхньої труби колони НКТ; 2 – штопор; 3 – елеватор; 4 – сталевий канат; 5 – противикидне обладнання; 6 – НКТ

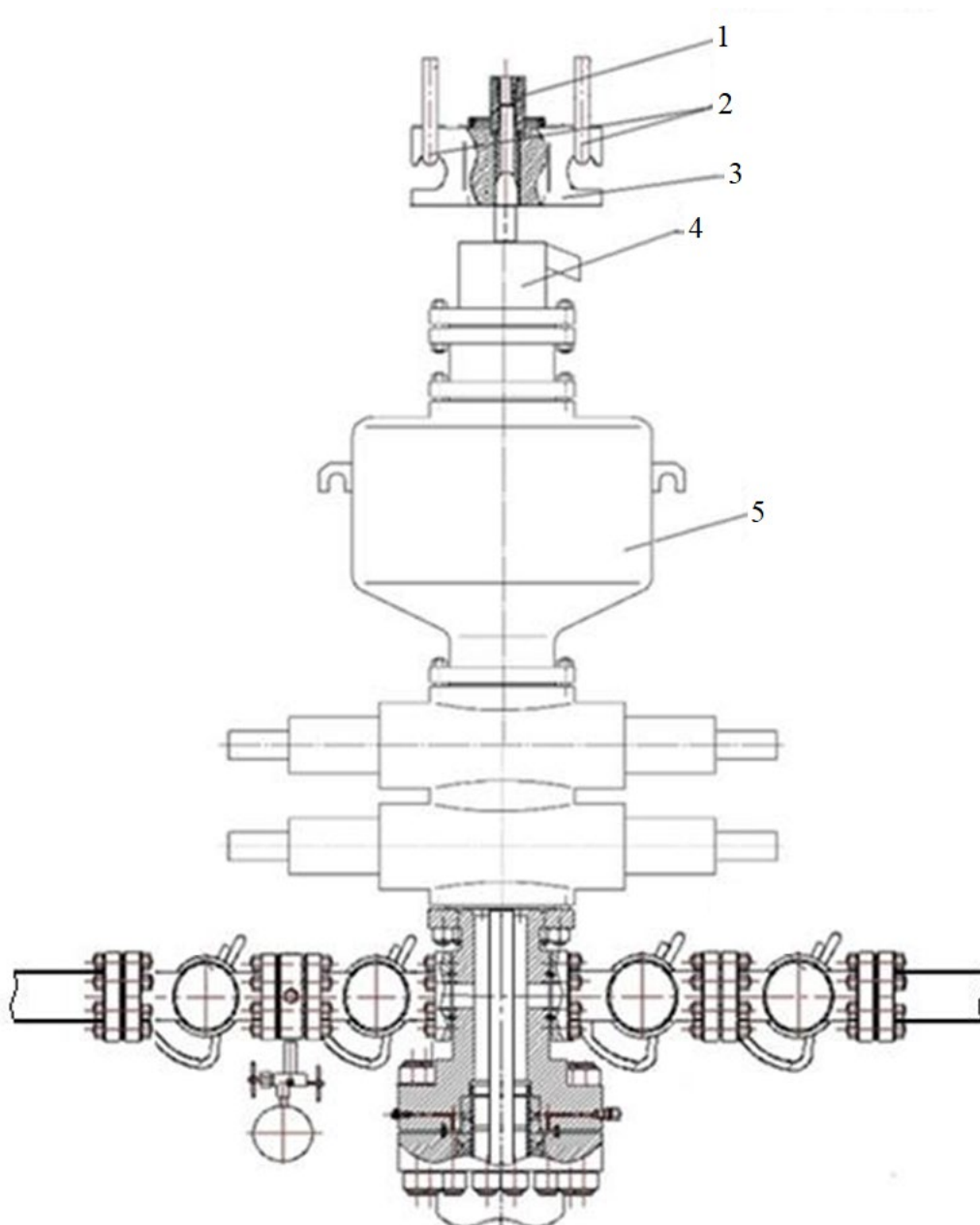


Рисунок 3.6 – Противикидне обладнання встановлено на гирлі свердловини:
1 – муфта верхньої труби колони НКТ; 2 – штроп; 3 – елеватор; 4 – жолоб;
5 – противикидне обладнання

3.1.2 Технологія демонтажу противикидного обладнання з гирла після завершення робіт із капітального ремонту та монтажу ялинки фонтанної арматури при наявності насосно-компресорних труб у свердловині

Порядок виконання робіт при впровадженні запропонованої технології наступний.

1. Противикидне обладнання підвішується на талевій системі (рис 3.7). Це дозволяє одночасно піднімати НКТ і ОП.

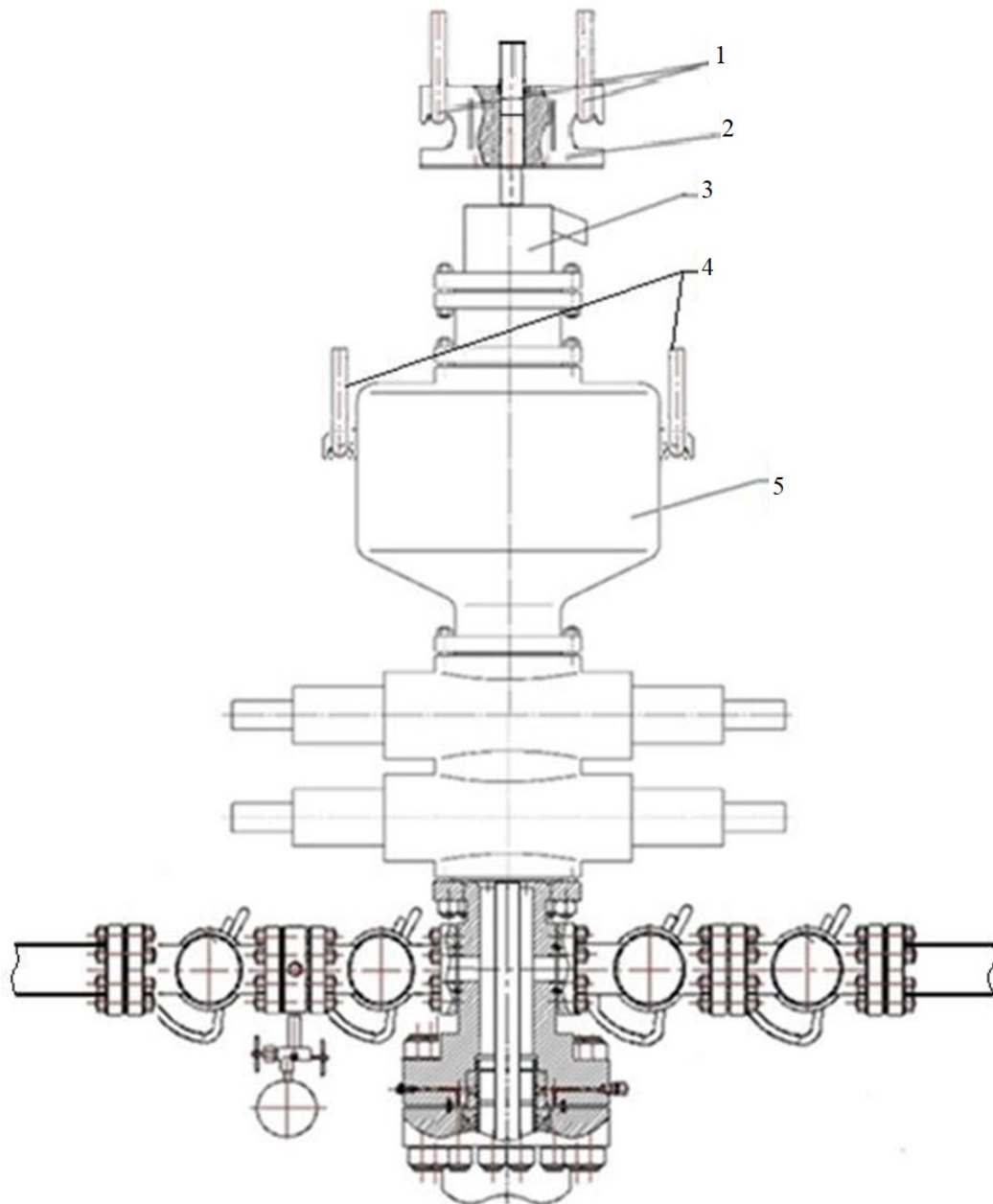


Рисунок 3.7 – Противикидне обладнання підвішене на талевій системі:
 1 – штропи елеватора; 2 – елеватор; 3 – жолоб; 4 – сталевий канат;
 5 – противикидне обладнання

2. Відкручуються гайки кріплення з'єднання противикидне обладнання – хрестовина трубної головки фонтанної арматури.

3. Піднімається за допомогою талевої системи бурової установки одна труба разом з ОП до виходу муфти наступної труби над хрестовиною трубної головки на відстань, яка забезпечує встановлення елеватора під цю муфту (рис. 3.8).

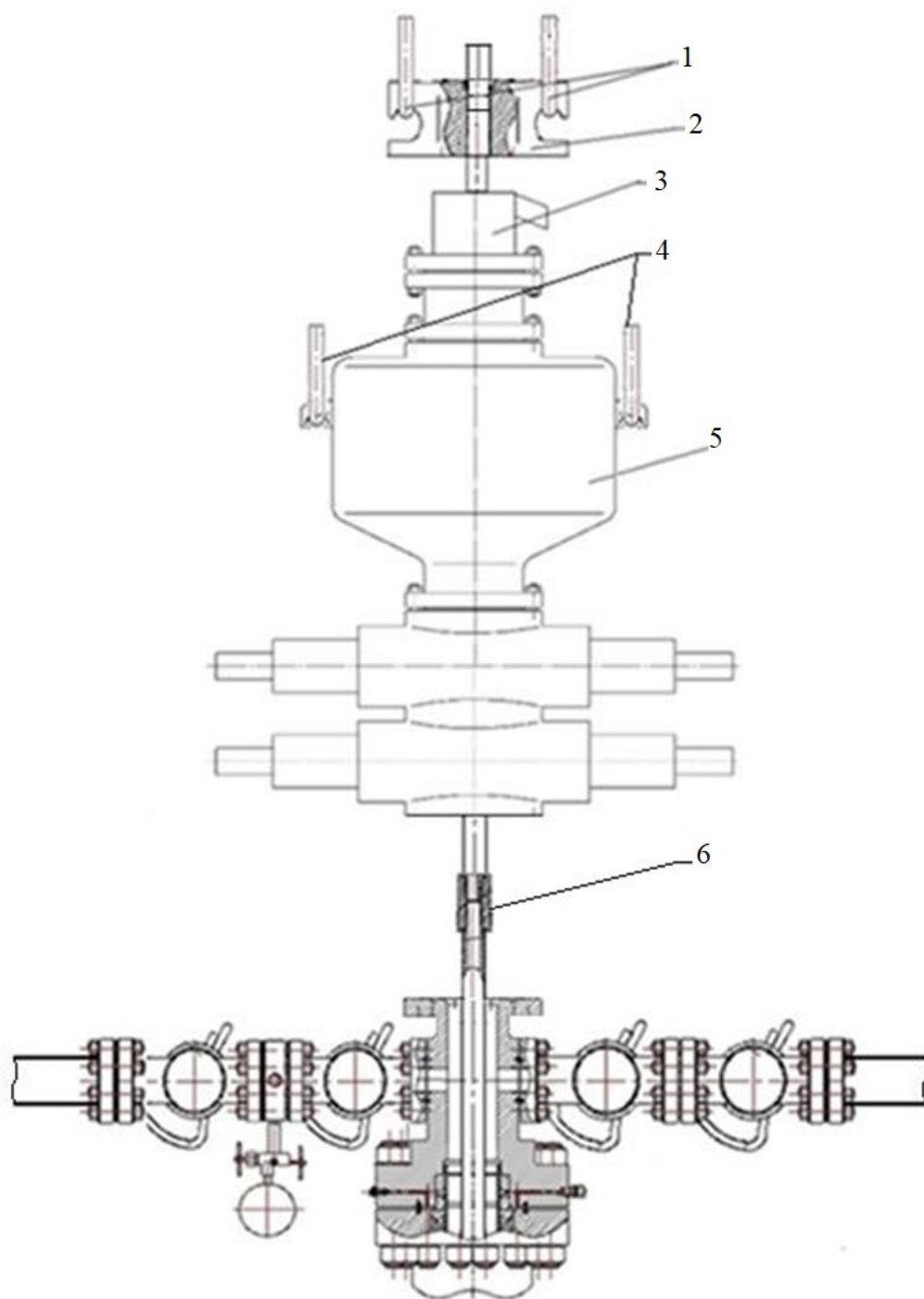


Рисунок 3.8 – ОП піднято над гирлом свердловини: 1 – штропи елеватора; 2 – елеватор; 3 – жолоб; 4 – штропи противиکیدного обладнання; 5 – противиکیدне обладнання; 6 – муфта колони НКТ

4. Виймається із канавки хрестовини трубної головки ущільнююча прокладка. Під муфту встановлюється елеватор. Ущільнююча прокладка встановлюється на елеватор, НКТ розвантажуються на елеватор (рис. 3.9).

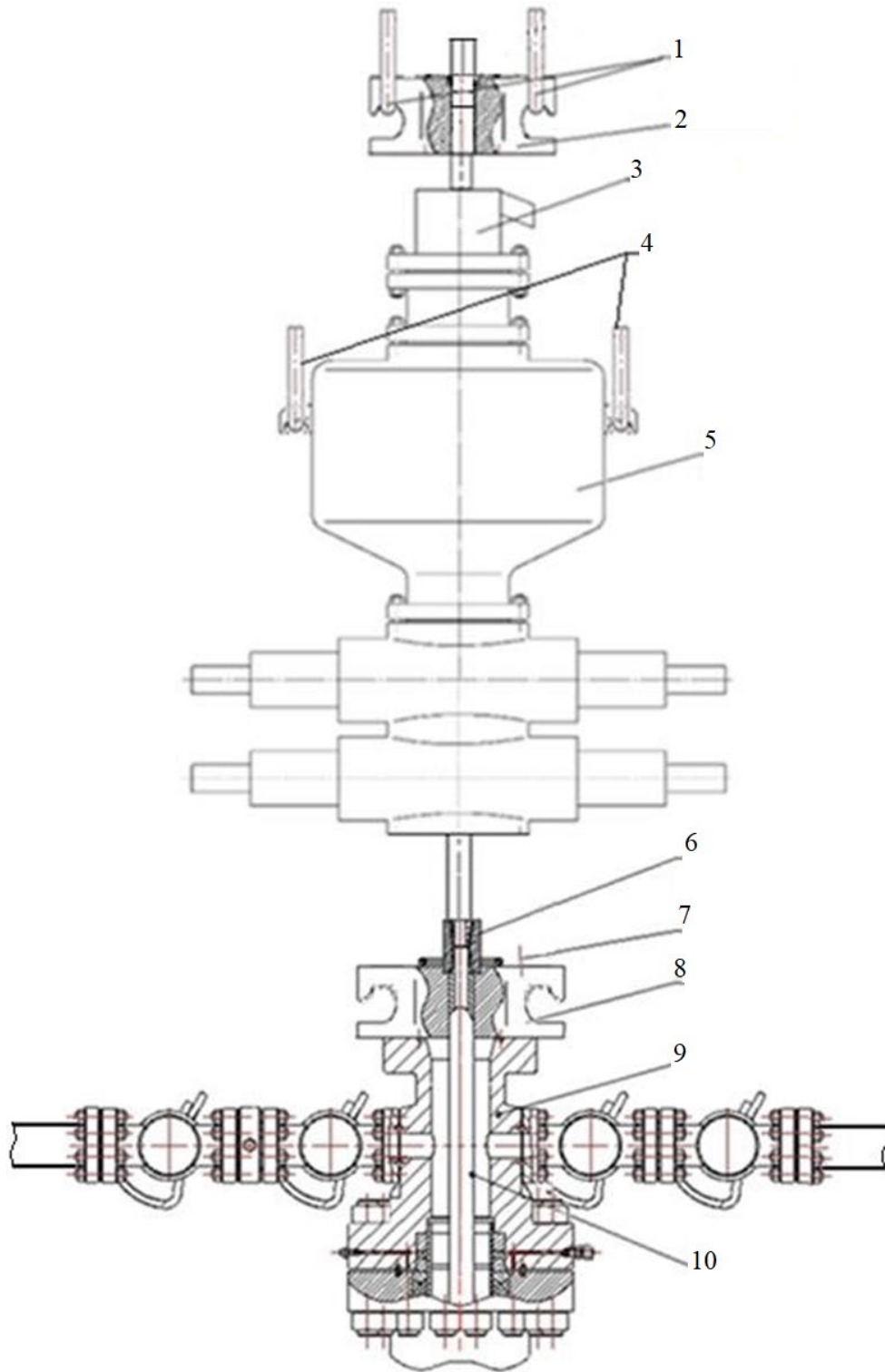


Рисунок 3.9 – НКТ розвантажені на елеватор: 1 – штропи елеватора; 2 – елеватор; 3 – жолоб; 4 – сталевий канат; 5 – противикидне обладнання; 6 – муфта верхньої труби колони НКТ; 7 – прокладка; 8 – елеватор; 9 – трубна головка; 10 – колона НКТ

5. Відкручується піднята труба і разом з ОП видаляється із бурової. Стан гирла свердловини після виконання цієї операції показаний на рис. 3.10.

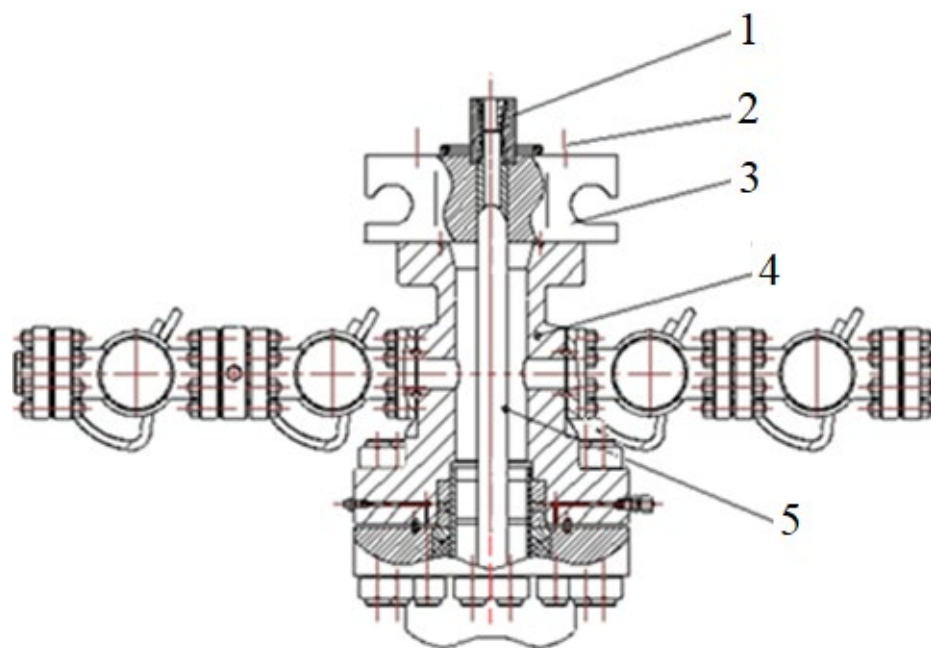


Рисунок 3.10 – Стан гирла свердловини: 1 – муфта верхньої труби колони НКТ; 2 – прокладка; 3 – елеватор; 4 – трубна головка; 5 – колона НКТ

6. З'єднуються піднята труба з колоною НКТ і опускається у свердловину. Колона ліфтових труб розвантажується на елеватор, установлений під муфту верхньої труби.

7. На талевій системі підвішується збірка, яка складається із підйомного патрубку, корінної ствольової засувки, фланця-перевідника до трубної головки та трубоутримувача. На елеватор встановлюється нова ущільнююча прокладка. Трубоутримувач з'єднується із колоною НКТ (рис 3.11)

8. Припіднімаються НКТ і знімається елеватор із хрестовини трубної головки. Ущільнююча прокладка встановлюється в канавку верхнього фланця хрестовини трубної головки. НКТ опускається в свердловину до посадки фланця-перевідника до трубної головки на верхній фланець хрестовини трубної головки. Новоутворене фланцеве з'єднання кріпиться шпильками.

9. Від'єднується підйомний патрубок від корінної ствольової засувки і на його місце встановлюється демонтований фрагмент ялинки фонтанної арматури. Ялинка фонтанної арматури обв'язується технологічними лініями, на ній встановлюється контрольно вимірювальні прилади.

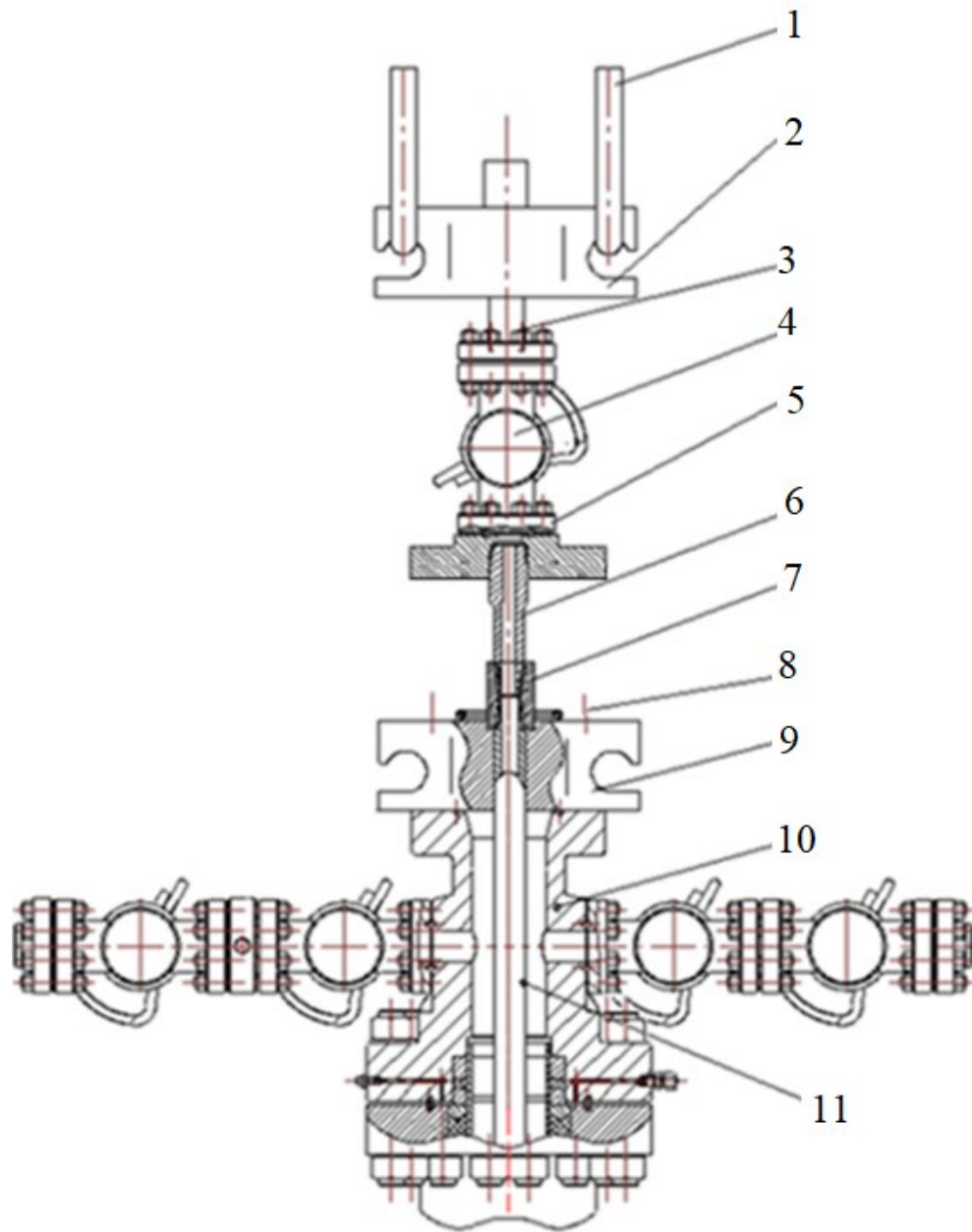


Рисунок 3.11 – З'єднання трубоутримувача: 1 – штроп; 2 – елеватор;
 3 – підйомний патрубок; 4 – засувка; 5 – перевідник до трубної головки;
 6 – трубоутримувач; 7 – муфта верхньої труби колони НКТ; 8 – прокладка;
 9 – елеватор; 10 – трубна головка; 11 – колона НКТ

10. Проводиться опресування ялинки фонтанної арматури при закритій корінній ствольній засувці тиском, який на 10% перевищує статичний тиск. А після цього перевіряється на герметичність фланець з'єднання перевідника до трубної головки тиском, що не перевищує тиск поглинання (рис. 3.12).

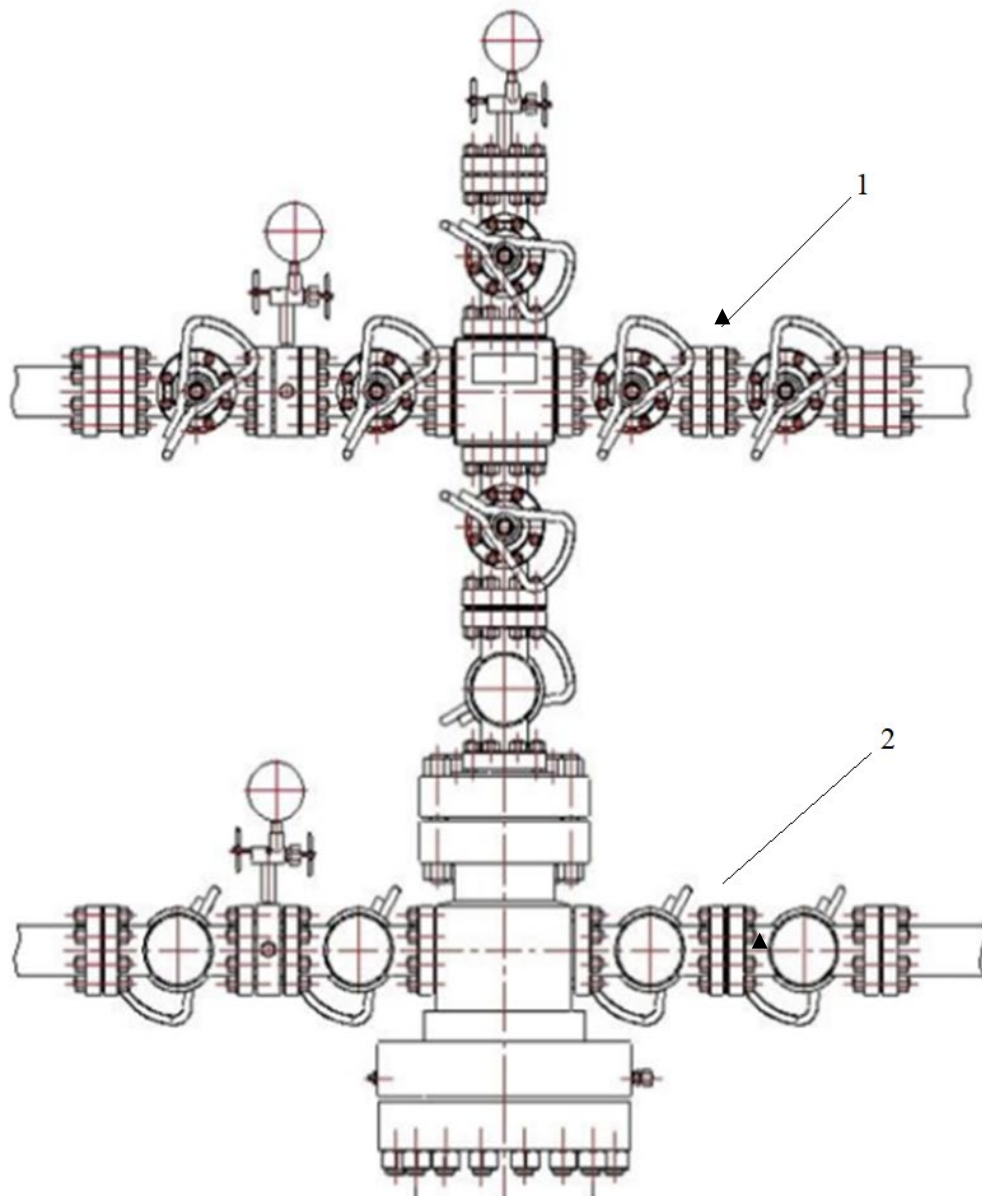


Рисунок 3.12 – Опресування фонтанної арматури: 1 – лінія нагнітання рідини опресування при перевірці на герметичність ялинки фонтанної арматури;
2 – лінія нагнітання рідини опресування при перевірці на герметичність фланцевого з'єднання перевідника до трубної головки із хрестовиною трубної головки

3.1.3 Технологія опресування противикидного обладнання та пригирлової частини експлуатаційної колони за допомогою гирлового пакера при наявності колони насосно-компресорних труб у свердловині

Перед установкою на гирло свердловини противикидне обладнання опресовується на виробничій базі газопромислового підприємства на робочий тиск. На свердловину ОП доставляється у зібраному вигляді. Тому основною метою опресування ОП на свердловині є перевірка герметичності фланцевого

з'єднання ОП із хрестовиною трубної головки. Іншим важливим завданням опресування є перевірка герметичності пригирлової частини експлуатаційної колони.

Опресування – це перевірка герметичності закритої системи надлишковим тиском. Для того щоб перевірити герметичність з'єднання, його треба ізолювати зверху і знизу, щоб тиск потрапив саме на це з'єднання. Зверху ми герметизуємо простір, закриваючи плашки у плашковому превенторі. Знизу цей простір герметизується за допомогою пакера, тому що пакер щільно заходить в експлуатаційну колону і герметизує простір між експлуатаційною колоною та бурильною трубою.

Послідовність виконання операції з опресування: гирловий пакер має в нижній частині корпуса ніпельну різьбу НКТ, яка відповідає різьбі НКТ, спущених у свердловину, а у верхній частині муфтову замкову різьбу, яка відповідає ніпельній різьбі бурильної труби. Пакер з'єднується з бурильною трубою, яка підвішується на талевій системі бурової установки. Далі з'єднується пакер з НКТ у свердловині, тобто накручується його ніпельна частина в муфту верхньої труби НКТ, які установленні на елеваторі на надпревенторній котушці. Спускається пакер у свердловину на таку глибину, щоб навпроти трубних плашок знаходилося тіло бурильної труби. Закривається превентор з трубними плашками і в бокове відведення хрестовини трубної головки насосом створюється тиск опресування, який визначений в плані робіт (рис. 3.13).

Кран кульовий 1, який накручений на бурильній трубі повинен знаходитися у відкритому положенні в процесі опресування. У випадку негерметичності пакера рідина опресування буде виходити через відкритий кран, що попередить надмірне навантаження на всю експлуатаційну колону

Якщо діаметр бурильної колони, на якій підвішені насосно-компресорні труби, не відповідає діаметру плашок, установлених у плашковому превенторі, то у такому випадку перед опресуванням гирло герметизується шляхом закриття універсального превентора (рис. 3.14) [25-26].

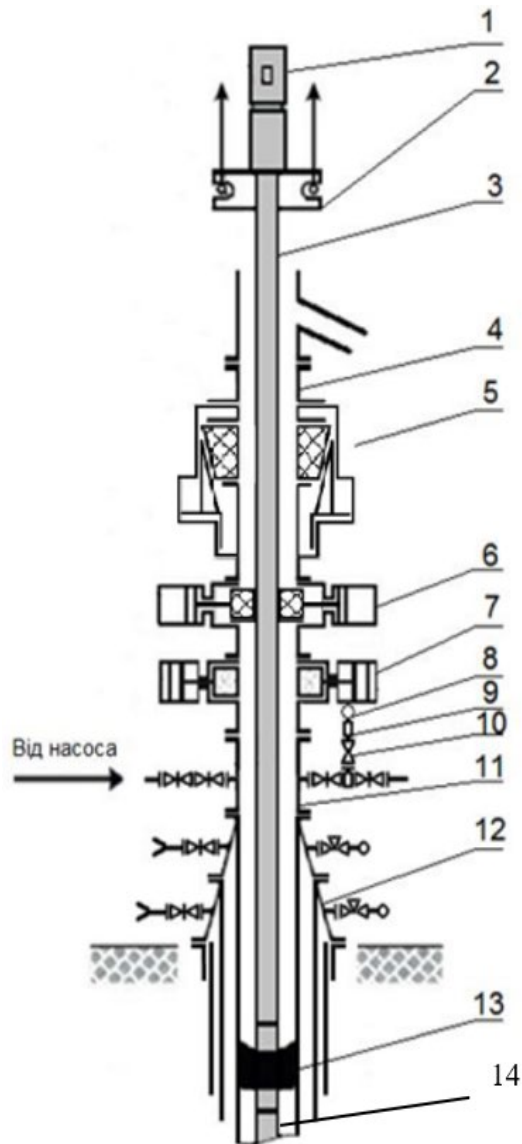


Рисунок 3.13 – Герметизація гирла свердловини за допомогою плашкового превентра при опресуванні противикидного обладнання та пригирлової частини експлуатаційної колони за допомогою гирлового пакера при наявності колони насосно-компресорних труб у свердловині: 1 – кульовий кран; 2 - елеватор; 3 – бурильна труба; 4 – надпревенторна котушка; 5 – універсальний превентор; 6 – превентор з трубними плашками; 7 – превентор с глухими плашками; 8 – манометр; 9 – роздільник середовища; 10 – запірно-розрядний пристрій; 11 – трубна головка; 12 – колонна головка; 13 – пакер; 14 – насосно-компресорні труби

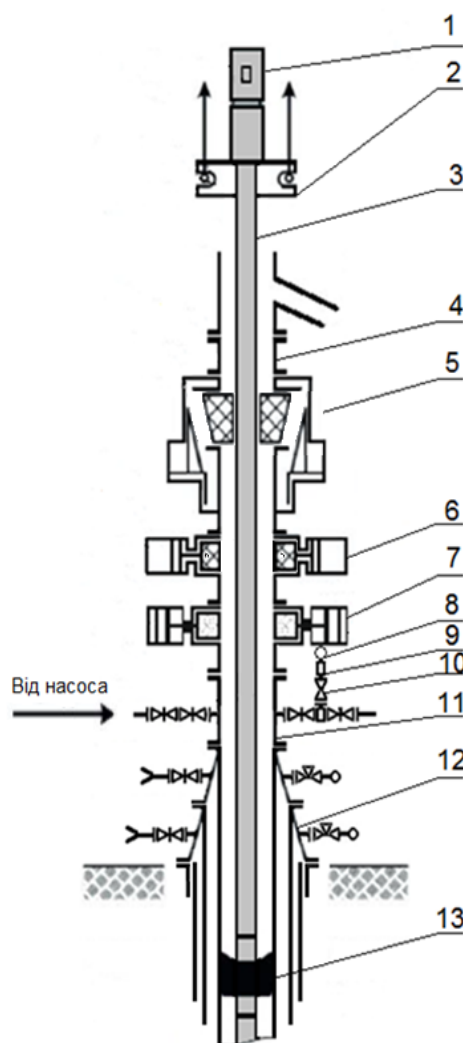


Рисунок 3.14 – Герметизація гирла за допомогою універсального превентора при опресуванні противикидного обладнання та пригирлової частини експлуатаційної колони за допомогою гирлового пакера при наявності колони насосно-компресорних труб у свердловині: 1 – кульовий кран; 2 – елеватор; 3 – бурильна труба; 4 – надпревенторна котушка; 5 – універсальний превентор; 6 – превентор з трубними плашками; 7 – превентор с глухими плашками; 8 – манометр; 9 – роздільник середовища; 10 – запірно-розрядний пристрій; 11 – трубна головка; 12 – колонна головка; 13 – пакер; 14 – насосно-компресорні труби

3.2 Практична частина

3.2.1 Розраховується та вибирається бурильна труба для підвішування колони насосно-компресорних труб при опресуванні противикидного обладнання та пригирлової частини експлуатаційної колони за допомогою гирлового пакера. Варіанти вихідних даних для розрахунку наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Варіанти вихідних даних до завдання 3.2.1

№	Параметри	Варіанти							
		1	2	3	4	5	6	7	8
1	Насосно-компресорні труби								
	- типорозмір	EU 60,32x6,45 VAM P-110	EU 60,32x5,54 VAM P-105	EU 60,32x8,53 PH-6 P-110	EU 60,32x6,45 PH-6 C-95	EU 88,9x9,52 VAM P-110	EU 88,9x7,34 VAM C-95	EU 73,02x7,01 VAM P-105	EU 88,9x9,52 PH-6 P-110
	(інтервал спуску, м)	(0-2172)	(0-1354)	(0-1550)	(0-1371)	(0-1470)	(0-1382)	(0-1626)	(0-1954)
	- типорозмір	EU 60,32x5,54 VAM N-80	EU 60,32x4,83 VAM N-80	EU 60,32x6,63 PH-6 C-95	EU 52,4x3,96 A-95 N-80	EU 88,9x7,34 VAM C-105	EU 73,02x7,01 VAM N-80	EU 60,32x5,54 VAM C-95	EU 88,9x7,34 CS N-80
	(інтервал спуску, м)	(2172-3900)	(1354-2812)	(1550-2480)	(1371-2620)	(1470-2821)	(1382-2742)	(1626-2681)	(1954-3421)
	- типорозмір	-	-	EU 60,32x6,45 PH-6 C-95	-	EU 73,02x7,01 VAM C-95	-	-	EU 88,9x6,45 CS N-80
	(інтервал спуску, м)	-	-	(2480-3460)	-	(2821-3912)	-	-	(3421-4640)
2	Типорозмір обсадних труб верхньої секції експлуатаційної колони	BC 140x10,54 P-110	BC 146x10,7 P-110	BC 146x10,7 P-110	BC 146x10,7 C-95	BC 168x12,06 P-110	BC 168x10,59 C-95	BC 168x10,59 C-95	BC 168x12,06 P-110
3	Тиск опресування, МПа	41	25	47	28	39	21	29	45
4	Густина рідини глушіння, кг/м³	1270	1290	1310	1280	1320	1430	1340	1450

Продовження таблиці 3.1

№	Параметри	Варіанти							
		9	10	11	12	13	14	15	16
1	Насосно-компресорні труби								
	- типорозмір	EU	EU	EU	EU	EU	EU	EU	EU
	(інтервал спуску, м)	101,6x10,54 VAM P-110	88,9x9,52 PH-6 P-110	101,6x10,54 VAM N-80	88,9x6,45 CS P-110	60,32x6,45 VAM P-110	60,32x5,54 VAM P-105	60,32x8,53 PH-6 P-110	60,32x6,45 PH- 6 C-95
	- типорозмір	(0-3072)	(0-2011)	(0-2701)	(0-1731)	(0-2185)	(0-1368)	(0-1845)	(0-1387)
	(інтервал спуску, м)	EU 88,9x6,45 CS P-110	EU 88,9x7,34 CS P-110	EU 101,6x6,65 VAM C-75	EU 88,9x6,45 CS N-80	EU 60,32x5,54 VAM N-80	EU 60,32x4,83 VAM N-80	EU 60,32x6,63 PH-6 C-95	EU 52,4x3,96 CS N-80
	- типорозмір	(3072-5219)	(2011-3768)	(2701-3878)	(1731-2542)	(2185-3913)	(1368-2826)	(1845-2997)	(1387-2636)
2	Типорозмір обсадних труб верхньої секції експлуатаційної колони	BC 178x12,65 P-110	BC 178x12,65 P-110	BC 178x12,65 P-110	BC168x12,06 C-95	BC 140x10,54 P-110	BC 146x10,7 P-110	BC 146x10,7 P-110	BC 146x10,7 C-95
	Тиск опресування, МПа	52	51	54	26	43	27	48	27
	Густина рідини глушіння, кг/м³	1350	1510	1520	1360	1480	1670	1460	1280

Закінчення таблиці 3.1

№	Параметри	Варіанти							
		17	18	19	20	21	22	23	24
1	Насосно-компресорні труби - типорозмір	EU 88,9x9,52 VAM P-110	EU 88,9x7,34 VAM C-95	EU 73,02x7,01 VAM P-105	EU 88,9x9,52 PH-6 P-110	EU 101,6x10,54 VAM P-110	EU 88,9x9,52 PH-6 P-110	EU 114,3x10,92 VAM N-80	EU 88,9x6,45 CS P-110
	(інтервал спуску, м)	(0-1487)	(0-1400)	(0-1645)	(0-1974)	(0-3093)	(0-2033)	(0-2724)	(0-1755)
	- типорозмір	EU 88,9x7,34 VAM P-105	EU 73,02x7,01 VAM N-80	EU 60,32x5,54 VAM C-95	EU 88,9x7,34 CS N-80	EU 88,9x6,45 CS P-110	EU 88,9x7,34 CS P-110	EU 101,6x6,65 VAM C-75	EU 88,9x6,45 CS N-80
	(інтервал спуску, м)	(1487-2838)	(1400-2760)	(1645-2700)	(1974-3441)	(3093-5240)	(2033-3790)	(2724-3810)	(1755-2566)
	- типорозмір	EU 73,02x7,01 VAM C-95	-	-	EU 88,9x6,45 CS N-80	-	EU 88,9x6,45 CS C-75	EU 88,9x6,45 VAM C-75	-
	(інтервал спуску, м)	(2838-3912)	-	-	(3441-4660)	-	(3790-4907)	(3810-5137)	-
2	Типорозмір обсадних труб верхньої секції експлуатаційної колони	BC 168x12,06 P-110	BC 168x10,59 C-95	BC 168x10,59 C-95	BC 168x12,06 P-110	BC 178x12,65 P-110	BC 178x12,65 P-110	BC 178x12,65 P- 110	BC168x12,06 C-95
3	Тиск опресування, МПа	40	22	31	46,5	52,4	51,6	53,7	27,2
4	Густина рідини глушіння, кг/м ³	1530	1310	1670	1700	1840	1730	1820	1340

Приклади виконання завдань

Завдання 1.2.1

Розрахунок та вибір бурильної труби для підвішування колони насосно-компресорних труб при опресуванні противикидного обладнання та пригирлової частини експлуатаційної колони за допомогою гирлового пакера.

Вихідні дані:

Вибій свердловини – 4748 м.

Штучний вибір – 4730 м.

Експлуатаційна колона складається із труб двох типорозмірів: ВС 168×12,06 Р-110 в інтервалі 0-2127 м. і ВС 168×10,59 С-75 в інтервалі 2127-4748 м.

Інтервал перфорації: 4672-4703 м.

Свердловина заповнена рідиною глушіння густиною 1380 кг/м³

Тиск опресування – 54 МПа.

Колона насосно-компресорних труб складається із двох розмірів: EU 73,02×7,82 VAM Р-110 в інтервалі 0-3160 м. і EU 73,02×5,51 VAM С-90 в інтервалі 3160-4672 м.

Вибір бурильної труби

Так як у свердловині знаходяться НКТ діаметром 73,02 мм, то на гирлі свердловини встановлений плашковий превентор з плашками під ці труби. А тому бурильні труби, які будуть використовуватись для підвішування колони труб НКТ вибираємо діаметром 73,02 мм.

Виконуємо перевірочний розрахунок.

При опресуванні на бурильну трубу буде діяти результуюче навантаження, яке визначається за формулою:

$$Q_{\Sigma} = \sqrt{Q_p^2 + Q_{3м}^2}, H, \quad (3.1)$$

де Q_p – розтягуюче навантаження, Н;

$Q_{зм}$ – зминаюче навантаження від дії тиску опресування, Н.

Розтягуюче навантаження визначаємо за формулою:

$$Q_p = Q_{НКТ} + Q_{опр}, \text{ Н}, \quad (3.2)$$

де $Q_{НКТ}$ – розтягуюче навантаження від ваги НКТ, Н;

$Q_{опр}$ – розтягуюче навантаження від дії тиску опресування на гирловий пакер, Н.

$$Q_{НКТ} = Q_{НКТ}^1 + Q_{НКТ}^2, \text{ Н}, \quad (3.3)$$

$Q_{НКТ}^1$ – розтягуюче навантаження від ваги НКТ EU 73,02x7,82 VAM P-110, Н;

$Q_{НКТ}^2$ – розтягуюче навантаження від ваги НКТ EU 73,02x5,51 VAM C-90, Н.

$$Q_{НКТ}^1 = H_1 \cdot q_1 \cdot g \cdot \left(1 - \frac{\rho_{р.г.}}{\rho_{с.}}\right), \text{ Н}, \quad (3.4)$$

де H_1 – довжина 73,02x7,82 VAM P-110, м;

q_1 – приведена маса одного погонного метра НКТ EU 73,02x7,82 VAM P-110, кг/м;

Із табл. 1.9 [22], $q_1 = 12,6$ кг/м.

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

$\rho_{р.г.}$ – густина рідини глушіння, кг/м³;

$\rho_{с.}$ – густина сталі, з якої виготовлені НКТ, кг/м³.

$$Q_{НКТ}^1 = 3160 \cdot 12,6 \cdot 9,81 \cdot \left(1 - \frac{1380}{7850}\right) = 321930 \text{ Н}.$$

$$Q_{НКТ}^2 = H_2 \cdot q_2 \cdot g \cdot \left(1 - \frac{\rho_{р.г.}}{\rho_{с.}}\right), \text{ Н}, \quad (3.5)$$

де H_2 – довжина НКТ 73,02x5,51 VAM C-90, м;

q_2 – приведена маса одного погонного метра 73,02x5,51 VAM, кг/м;

Із табл. 1.9 [22], $q_2 = 9,3$ кг/м.

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

$\rho_{\text{р.г.}}$ – густина рідини глушіння, кг/м³;

$\rho_{\text{с.}}$ – густина сталі, з якої виготовлені НКТ, кг/м³.

$$Q_{\text{НКТ}}^2 = 1512 \cdot 9,3 \cdot 9,81 \cdot \left(1 - \frac{1380}{7850}\right) = 113694 \text{ Н.}$$

$$Q_{\text{НКТ}} = 32193 + 113694 = 435624 \text{ Н.}$$

$$Q_{\text{опр}} = P_{\text{опр}} \cdot 10^5 \cdot S, \text{ Н,} \quad (3.6)$$

де S – площа кільцевого простору між експлуатаційною та бурильною трубами, м².

$$S = \pi \cdot \frac{(d_{\text{ек.}}^2 - D_{\text{б.т.}}^2)}{4}, \text{ м}^2, \quad (3.7)$$

де $d_{\text{ек}}$ - внутрішній діаметр експлуатаційної колони, м;

$D_{\text{б.т.}}$ - зовнішній діаметр бурильних труб, м.

$$S = 3,14 \cdot \frac{(0,14388^2 - 0,07302^2)}{4} = 0,012065 \text{ м}^2.$$

$$Q_{\text{опр}} = 54 \cdot 10^5 \cdot 0,012065 \cdot 9,81 = 651510 \text{ Н.}$$

$$\text{Тоді } Q_p = 435624 + 651510 = 1087134 \text{ Н.}$$

Зминаюче навантаження на бурильну трубу від дії тиску опресування визначаємо за формулою:

$$Q_{\text{зм}} = \frac{P_{\text{опр}} \cdot D_{\text{б.т.}}}{0,875 \cdot 2 \cdot \delta} \cdot S_{\text{т}}, \text{ Н,} \quad (3.8)$$

де $P_{\text{опр}}$ – тиск опресування, ПА;

δ – товщина стінки бурильної труби, м;

S_T – площа поперечного перерізу тіла бурильної труби, м².

$$S_T = \pi \cdot \frac{(D_{б.т.}^2 \cdot d_{б.т.}^2)}{4}, \text{ м}^2, \quad (3.9)$$

де $d_{б.т.}$ – внутрішній діаметр бурильної колони, м.

$$S_T = 3,14 \cdot \frac{(0,073^2 \cdot 0,05462^2)}{4} = 0,00184134 \text{ м}^2.$$

$$Q_{зм} = \frac{54 \cdot 10^6 \cdot 0,073}{0,875 \cdot 2 \cdot 0,00919} \cdot 0,00184134 = 451333 \text{ Н.}$$

Тоді, використовуючи формулу 3.1:

$$Q_{\Sigma} = \sqrt{1087134^2 + 451333^2} = 1177099 \approx 1177 \text{ кН.}$$

Допустиме розтягуюче навантаження на бурильну трубу визначається за формулою:

$$[Q] = Q_{\Sigma} \cdot n, \text{ кН}, \quad (3.10)$$

де n – коефіцієнт запасу міцності, $n = 1,5$.

$$[Q] = 1177 \cdot 1,5 = 1765,5 \text{ кН.}$$

У відповідності до табл. 2.3 навантаження, що відповідає межі текучості для бурильної труби EU 73,02×9,19 S-135 складає 1713 кН, що менше $[Q]$.

Отже, бурильну трубу EU 73,02×9,19 S-135 не можна використовувати для підвішування колони насосно-компресорних труб при опресуванні

противикидного обладнання та пригирлової частини експлуатаційної колони за допомогою гирлового пакера.

Для підвішування колони насосно-компресорних труб при опресуванні противикидного обладнання та пригирлової частини експлуатаційної колони за допомогою гирлового пакера вибираємо трубу EU 88,9×9,35 S-135.

Проведено перевірочний розрахунок.

При опресуванні будемо герметизувати гирло свердловини за допомогою універсального превентора (рис 3.14), або у превенторі з трубними плашками установимо універсальні плашки, які герметизують гирло при знаходженні напроти них труб діаметром 60,73 або 88,9 мм.

Розтягуюче навантаження від ваги НКТ залишається незмінним, міняються тільки розтягуюче та зминаюче навантаження від дії тиску опресування, так як міняється площа кінцевого простору між бурильною трубою та експлуатаційною колоною і площа попереднього перерізу тіла труби.

$$S = 3,14 \cdot \frac{(0,14388^2 \cdot 0,0889^2)}{4} = 0,0100465 \text{ м}^2.$$

$$Q_{\text{опр}} = 54 \cdot 10^6 \cdot 0,0100465 \cdot 9,81 = 542511 \text{ Н.}$$

$$Q_p = 435624 + 542511 = 978135 \text{ Н} \approx 978 \text{ кН.}$$

$$S_T = 3,14 \cdot \frac{(0,0889^2 \cdot 0,0702^2)}{4} = 0,0023355 \text{ м}^2.$$

$$Q_{\text{зм}} = \frac{54 \cdot 10^6 \cdot 0,0889}{0,875 \cdot 2 \cdot 0,00935} \cdot 0,0023355 = 685213 \text{ Н} \approx 685 \text{ кН.}$$

$$Q_{\Sigma} = \sqrt{9784^2 + 685^2} = 1194 \text{ кН.}$$

$$[Q] = 1194 \cdot 1,5 = 1791 \text{ кН.}$$

У відповідності до табл. 2.3 навантаження, що відповідає межі текучості для бурильної труби EU 88,9×9,35 S-135 складає 2173 кН, що більше $[Q]$

Отже, бурильну трубу EU 88,9×9,35 S-135 можна використовувати для підвішування колони насосно-компресорних труб при опресуванні противикидного обладнання та пригирлової частини експлуатаційної колони за допомогою гирлового пакера.

4 ЗАМІНА НЕГЕРМЕТИЧНИХ КОРІННИХ ЗАСУВОК ФОНТАННОЇ АРМАТУРИ З ЧАСТКОВИМ ГЛУШІННЯМ СВЕРДЛОВИНИ

4.1 Теоретична частина

4.1.1 Загальні вимоги до організації та складання плану робіт із заміни негерметичних корінних засувок фонтанної арматури з частковим глушінням свердловини

Технологія заміни негерметичних корінних засувок фонтанної арматури з частковим глушінням свердловини застосовується з метою уникнення поглинання робочої рідини при повному глушінні свердловини, що спричиняє кальматацію продуктивних горизонтів, неможливість відновлення дебіту, а також для скорочення часу простою свердловини, зменшення втрат газу при очищенні свердловини та матеріальних витрат на ремонтні роботи.

Ця технологія застосовується у тих випадках, коли з різних причин неможлива заміна негерметичної корінної засувки за допомогою пристрою для заміни корінних засувок під тиском УВЧ 146 (непрохідність пакера, неможливість досягнення герметичності після запакерування, заклинювання у закритому стані шибера корінної засувки, тощо), у тому числі, якщо ці обставини виявилися у процесі проведення ремонтних робіт свердловини і планом робіт передбачено подальше їх проведення із застосуванням даної технології.

Заміна негерметичних корінних засувок фонтанної арматури з частковим глушінням свердловини проводиться з обов'язковим залученням спеціалістів ДП "ЛКВО".

Перед проведенням робіт із заміни негерметичних корінних засувок Замовник за участю спеціалістів ДП "ЛКВО" повинен провести детальну перевірку стану фонтанної арматури. Матеріали перевірки оформлюються актом, у якому визначається можливість та доцільність застосування

технології заміни негерметичних корінних засувок фонтанної арматури із частковим глушінням свердловини.

Заміна негерметичних корінних засувок фонтанної арматури із частковим глушінням свердловин не проводиться в свердловинах з порушеною цілісністю насосно-компресорних труб в інтервалі від гирла свердловини до максимальної глибини, якої, у відповідності до розрахунку, досягне робоча рідина під час часткового глушіння, при наявності пробок у трубному і (або) затрубному просторах, а також при наявності у складі флюїду, що видобувається, небезпечних концентрацій сірководню, вуглекислого газу. У цих свердловинах заміну слід проводити тільки після повного їх глушіння.

Для проведення робіт Замовник повинен передати Виконавцю робіт наступні документи:

- геолого-технічні відомості по свердловині;
- паспорти на нові засувки з актами гідравлічних випробувань;
- акт перевірки стану фонтанної арматури і копію її паспорта;
- наряд-допуск на проведення газонебезпечних робіт.

На підставі геолого-технічних даних по свердловині і акту перевірки стану фонтанної арматури Виконавцем складається план робіт, у якому слід передбачити:

- порядок і технологію проведення робіт;
- забезпечення необхідною кількістю робочої рідини;
- забезпечення манометрами для вимірювання тиску в трубному і затрубному просторах та на вузлах нагнітання робочої рідини;
- забезпечення комплектом змінних частин і елементів фонтанної арматури згідно акта обстеження фонтанної арматури;
- забезпечення допоміжним обладнанням, механізмами та інструментом (вантажопідйомними механізмами, риштуванням, тощо);
- дії у випадку, коли у процесі часткового глушіння виявиться, що порушена цілісність НКТ або у свердловині є пробки.

План робіт слід складати з поопераційним розподілом і визначенням виконавців та відповідальних осіб, узгоджувати його з головним геологом організації-замовника і затверджувати головними інженерами Замовника і Виконавця.

При проведенні робіт на свердловині необхідно мати запас робочої рідини глушіння, що дорівнює подвійному об'єму свердловини (або мати можливість оперативно подати її на свердловину по шлейфу або трубопроводу, опресованими тиском, що на 10% перевищує статичний тиск). Робоча рідина для попередження гідратуутворення, особливо у холодну пору року, повинна оброблятися відповідними хімреагентами.

Типові схеми розміщення та обв'язки агрегатів при заміні негерметичних корінних засувок показані на рис. 4.1, 4.2, 4.3.

При підготовці та проведенні робіт із заміни несправної корінної засувки потрібно діяти у відповідності до затвердженого плану.

Зазначеним в плані робіт відповідальним особам з боку Виконавця і Замовника необхідно забезпечити наявність на свердловині на час проведення робіт:

- необхідного об'єму робочої рідини глушіння і запасу рідини для аварійного глушіння свердловин, що дорівнює подвійному об'єму свердловини;
- двох фланців-заглушок для установлення на шлейфі з метою його герметизації після демонтажу засувки фонтанної арматури;
- чотирьох працездатних опресованих засувки з комплектом ущільнювальних кілець та елементів кріплення, однорозмірних із засувками фонтанної арматури, що установлена на свердловині;
- мастила і шприц-мастильниці для шприцювання засувки;
- чотирьох манометрів для вимірювання тиску в трубному і затрубному просторах та на вузлах нагнітання робочої рідини;
- двох цементувальних агрегатів (герметичність клапанів у мірних ємностях та з'єднувальних колін за відсутності тиску обов'язкова);

- фланців для під'єднання цементувальних агрегатів до засувки фонтанної арматури і блоку глушіння;

- трійника з манометричним фланцем, манометром і засувкою, що аналогічна за тиском засувкам фонтанної арматури, установлені на свердловині;

- автокрану з вильотом стріли не менше 5 м;

- пожежного автомобіля;

- переносних вогнегасників;

- аптечки для надання першої медичної допомоги і нош;

- радіо або телефонного зв'язку з промислом.

Замовнику необхідно:

- від'єднати інгібіторопровід;

- закрити отвори у шахтному настилі;

- демонтувати огорожу навколо свердловини;

- спорожнити шлейф;

- оформити завершення підготовчих робіт у наряді-допуску та вручити його відповідальному виконавцю робіт;

Відповідальному виконавцю необхідно:

- провести інструктаж усіх виконавців робіт щодо плану робіт з охорони праці, фонтанної та пожежної безпеки з записом під розпис інструктованого у журналі інструктажів;

- забезпечити всіх виконавців робіт засобами індивідуального захисту у відповідності з вимогами наряд-допуску;

- визначити небезпечну зону, вхід до якої заборонити всім, крім безпосередніх виконавців робіт – працівників ДП “ЛІКВО”;

- визначити всі необхідні засоби і порядок надання допомоги в межах небезпечної зони, у разі необхідності;

- установити риштування;

- установити на робочі місця цементувальні агрегати, пожежний автомобіль і автокран відповідно до схеми, що додається до плану робіт.

4.1.2 Технологія заміни негерметичних корінних ствольових засувок фонтанних арматур з частковим глушінням свердловин

При відсутності пропусків газу через робочу засувку 12 трубного простору фонтанної арматури (рис. 4.1) заміну негерметичної корінної засувки 13 трубного простору виконувати у наступному порядку:

Розходити і змастити мастилом усі різьбові з'єднання кріплення корінної ствольової засувки 13 фонтанної арматури з перевідником 4 трубної головки. Прошприцювати та розходити робочі засувки, що функціонально будуть задіяні у процесі заміни корінної засувки, до їх повного і легкого відкривання – закривання.

Від'єднати шлейф 2 від трубного простору свердловини і установити на нього фланець-заглушку 5.

Від'єднати хрестовину 22 ствольової частини фонтанної арматури від робочої ствольової засувки 12 і бокове відведення трубного простору від факельної лінії.

Демонтувати від'єднану частину фонтанної арматури.

Для часткового глушіння трубного простору необхідно установити на робочу ствольову засувку 12 обладнання, що складається із трійника 11 з манометричним фланцем 7, манометром 9 і засувкою 6, що аналогічна за технічною характеристикою засувкам фонтанної арматури, установленій на свердловині, фланця з різьбою для швидкого з'єднання з цементувальним агрегатом.

Для нагнітання робочої рідини у затрубний простір, на випадок аварійного глушіння свердловини, з'єднати цементувальний агрегат через зворотній клапан з лінією глушіння затрубного простору, другий цементувальний агрегат з'єднати через зворотний клапан із компоновкою установленною на робочу ствольову засувку 12. Опресувати нагнітальні лінії на тиск, що на 10% перевищує статичний тиск.

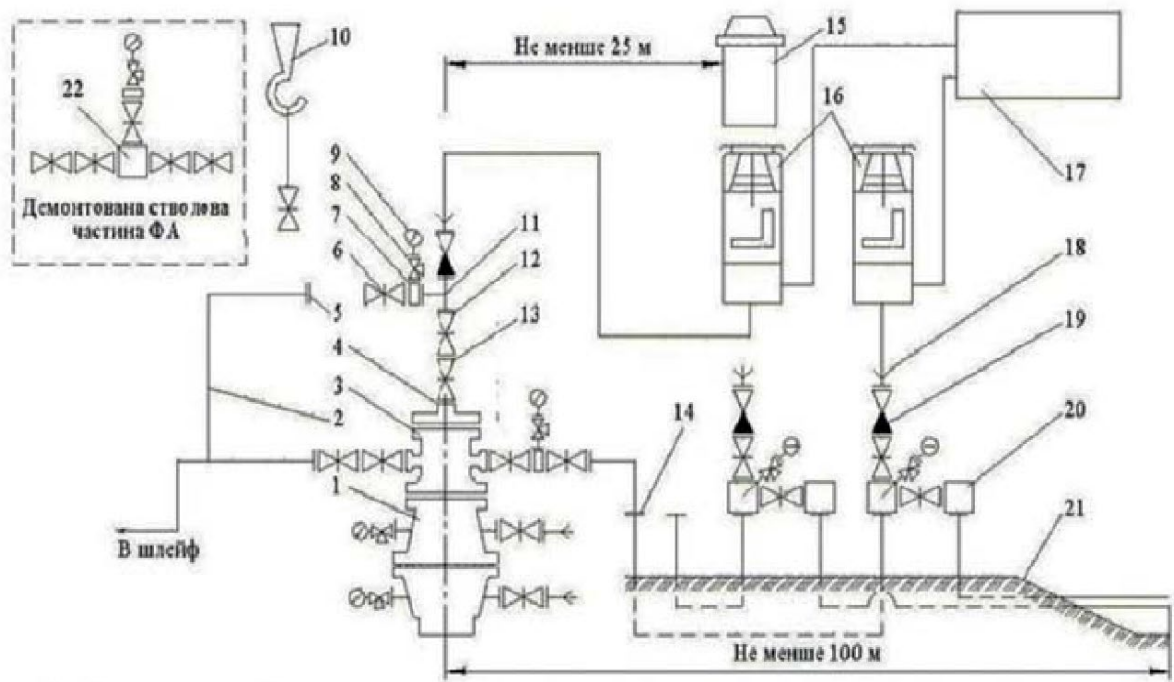


Рисунок 4.1 – Типова схема обв’язки гирла свердловини і розміщення агрегатів під час заміни негерметичної стволової корінної засувки фонтанної арматури при герметичній робочій засувці трубного простору: 1 – колонна обв’язка; 2 – шлейф; 3 – головка трубна; 4 – перевідник д трубної головки; 5 – фланець-заглушка; 6 – засувка; 7 – фланець манометричний; 8 – пристрій запірно-розрядний; 9 – манометр; 10 – автокран; 11 – трійник; 12 – робоча засувка трубного простору; 13 – негерметична стволова корінна засувка; 14 – фланцеві з’єднання факельно лінії; 15 – автомобіль пожежний; 16 – агрегат цементувальний; 17 – ємності для робочої рідини; 18 – швидко-рознімне з’єднання з ЦА; 19 – клапан зворотний; 20 – кутик поворотний; 21 – амбар факельний; 22 – хрестовина ялинки фонтанної арматури

За погодженням із відповідальним представником Замовника знизити тиск у трубному просторі до мінімального шляхом роботи свердловини на факел через затрубний простір.

Виходячи з величини тиску у трубному просторі, що стабілізувався під час роботи свердловини “на факел”, визначити об’єм робочої рідини для тимчасового глушіння трубного простору за формулою:

$$V_p = \kappa \cdot H_p \cdot q_{tr} + V_{лн}, \quad (4.1)$$

де V_p – кількість робочої рідини для врівноваження тиску в трубному просторі, м^3 ;

k – коефіцієнт перевищення тиску, $k = 1,1$;

H_p – висота стовпа робочої рідини, що врівноважує тиск у трубах, м;

$q_{тр}$ – об'єм погонного метра трубного простору, м³.

$V_{лн}$ – об'єм лінії нагнітання від цементувальних агрегатів до фонтанної арматури.

$$H_p = 10^5 \frac{P_{тр}}{\gamma}, \quad (4.2)$$

де $P_{тр}$ – тиск у трубному просторі, МПа;

γ – густина робочої рідини, кг/м³.

Установити на робочу засувку верхню частину ялинки фонтанної арматури і з'єднати трубний простір з факельним відводом і шлейфом.

При закритих корінній ствольній і робочій трубній засувці з боку шлейфу перевірити з'єднання установлених засувок на герметичність опресовкою робочою рідиною на тиск, що на 10% перевищує статичний.

Закрити робочу засувку затрубного простору фонтанної арматури на факельний відвід.

Звільнити трубний простір від робочої рідини.

З'єднання корінної ствольної засувки 13 з перевідником 4 опресувати тиском свердловини.

Передати свердловину Замовнику.

При наявності пропусків газу на засувках трубного простору фонтанної арматури 13, 14, 15 (рис. 4.2), заміну негерметичної корінної засувки 16 трубного простору виконувати у наступному порядку:

Розходити і змастити мастилом усі різьбові з'єднання кріплення корінної ствольної засувки 16 фонтанної арматури із перевідником 4 трубної головки 3 та фланцевого з'єднання 19 трубного простору з факельною лінією.

Прошприцювати та розходити робочі засувки, що функціонально будуть задіяні у процесі заміни корінної засувки, до їх повного і легкого відкривання – закривання.

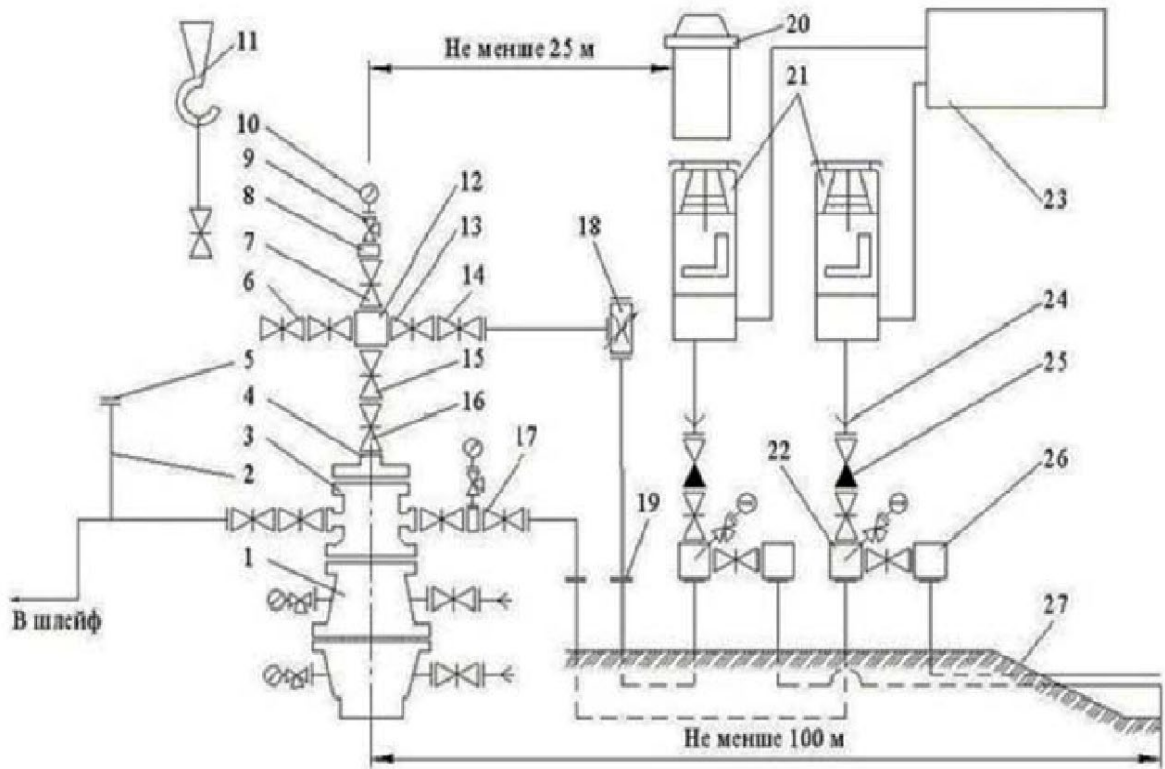


Рисунок 4.2 – Типова схема обв’язки гирла свердловини і розміщення агрегатів під час заміни негерметичної стволової корінної засувки фонтанної арматури при негерметичній робочій засувці і засувки на відведеннях фонтанної ялинки: 1 – колонна обв’язка; 2 – шлейф; 3 – головка трубна; 4 – перевідник до трубної головки; 5 – фланець-заглушка; 6 – робоча бокова засувка; 7 – стволова засувка; 8 – фланець манометричний; 9 – пристрій запірно-розрядний; 10 – манометр; 11 – автокран; 12 – хрестовина ялинки ФА; 13,14 – негерметичні засувки на відведеннях фонтанної ялинки; 15 – негерметична робоча засувка ФА; 16 – негерметична корінна засувка; 17 – робоча засувка затрубного простору; 18 – дросель регульований; 19 – фланцеві з’єднання факельної лінії; 20 – автомобіль пожежний; 21 – агрегат цементувальний; 22 – трійник; 23 – ємності для робочої рідини; 24 – швидкокорознімне з’єднання з ЦА; 25 – клапан зворотний; 26 – кутик поворотний; 27 – амбар факельний

Від’єднати шлейф 2 від трубного простору свердловини і установити на нього фланець-заглушку 5.

Для нагнітання робочої рідини у трубний і затрубний простори з'єднати обидва цементувальні агрегати з лініями глушіння свердловини – один з трубним простором, другий із затрубним простором. Опресувати нагнітальні лінії на тиск, що на 10% перевищує статичний тиск.

За погодженням із відповідальним представником Замовника знизити тиск у трубному просторі до мінімального, відкривши затрубний простір на факел. Виходячи з величини тиску у трубному просторі, що стабілізувався під час роботи свердловини “на факел”, за формулою 4.1 визначити об'єм робочої рідини (V_p) для тимчасового глушіння трубного простору.

З блоку глушіння накачати розрахунковий об'єм (V_p) робочої рідини у трубний простір для його тимчасового глушіння.

Відкрити робочу бокову засувку трубного простору 6 на шлейф і переконатися у відсутності надходження робочої рідини із трубного простору.

У випадку надходження робочої рідини після накачування розрахункового об'єму, в залежності від інтенсивності цього надходження, накачати додатковий об'єм рідини, що визначається відповідальним Виконавцем робіт, плюс об'єм у відповідності до коефіцієнта перевищення тиску (k).

Оперативно, на протязі 5-10 хвилин, демонтувати верхню частину фонтанної арматури разом з корінною стволовою засувкою 16 та установити і закріпити нову корінну засувку. Засувку установлювати і кріпити у відкритому стані.

Установити робочу засувку, верхню частину фонтанної арматури і з'єднати її з факельним відводом трубного простору з шлейфом.

Перевірити з'єднання установлених засувок на герметичність опресовкою робочою рідиною на тиск, що на 10% перевищує статичний.

Закрити робочу засувку затрубного простору фонтанної арматури 17 на факельний відвід.

Звільнити трубний простір від робочої рідини.

З'єднання корінної ствольової засувки 16 з перевідником 4 опресувати тиском свердловини.

Передати свердловину Замовнику.

4.1.3 Технологія заміни негерметичних корінних засувок затрубного простору фонтанної арматури з частковим глушінням свердловини

Заміну негерметичної корінної засувки 15 затрубного простору (рис. 4.1) виконувати в наступному порядку:

Від'єднати шлейф 6 від затрубного простору свердловини і установити на нього фланець-заглушку 3.

Розходити і змастити мастилом усі різьбові з'єднання кріплення корінної затрубної засувки 15 фонтанної арматури із трубною головкою 4 та з'єднання 16 затрубного простору з факельною лінією. Прошприцювати та розходити робочі засувки, що функціонально будуть задіяні у процесі заміни корінної засувки, до їх повного і легкого відкривання – закривання.

Для нагнітання робочої рідини у трубний і затрубний простори під'єднати обидва цементувальні агрегати до ліній глушіння свердловини – один до трубного простору, другий до затрубного простору. Опресувати нагнітальні лінії на тиск, що на 10% перевищує статичний тиск у свердловині.

За погодженням із відповідальним представником Замовника знизити тиск у затрубному просторі до мінімального, відкривши трубний простір на факел.

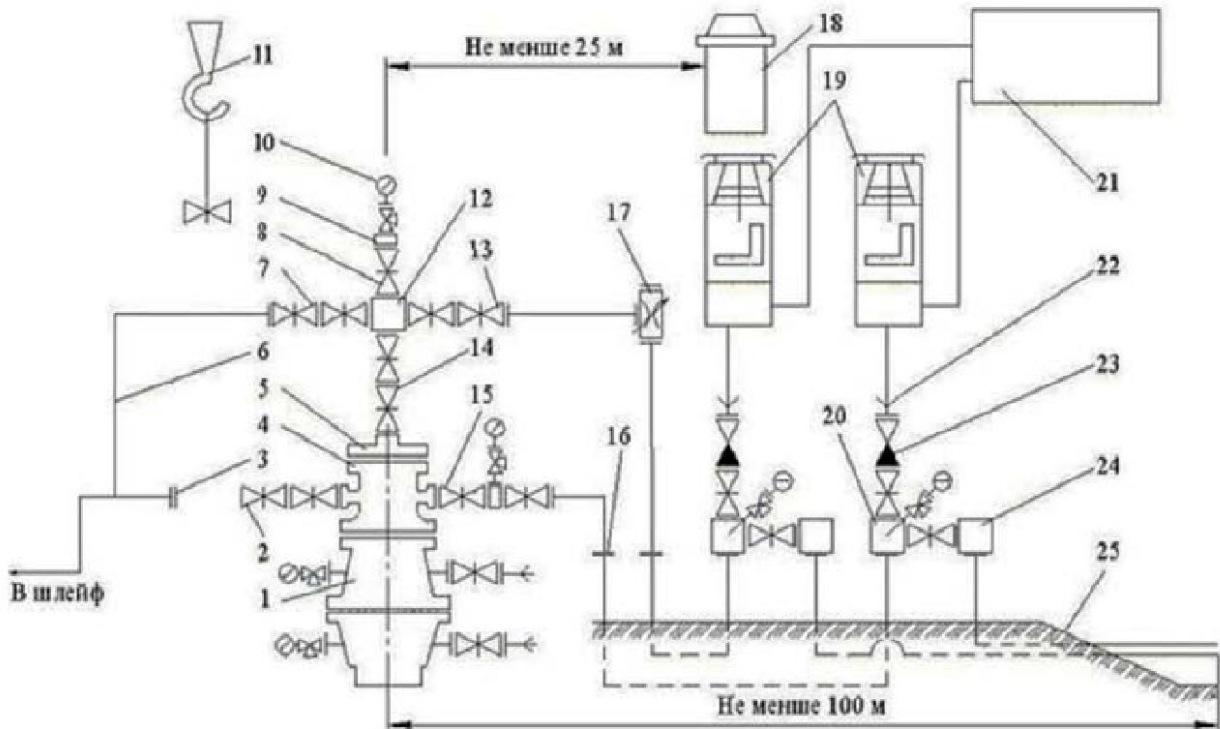


Рисунок 4.3 – Типова схема об'язки гирла свердловини і розміщення агрегатів під час заміни негерметичної корінної засувки затрубного простору

- 1 – колонна об'язка; 2 – робоча засувка затрубного простору; 3 – фланець-заглушка; 4 – головка трубна; 5 – перевідник до трубної головки; 6 – шлейф; 7,13 – робоча засувка трубного простору; 8 – засувка ФА; 9 – фланець манометричний; 10 – манометр; 11 – автокран; 12 – хрестовина ялинки ФА; 14 – корінна засувка трубного простору; 15 – корінна засувка затрубного простору; 16 – фланцеві з'єднання факельної лінії; 17 – дросель регульований; 18 – автомобіль пожежний; 19 – агрегат цементувальний; 20 – трійник; 21 – ємності для робочої рідини; 22 – швидкокорозійне з'єднання з ЦА; 23 – клапан зворотний; 24 – кутик поворотний; 25 – амбар факельний

Виходячи з величини тиску у затрубному просторі, що стабілізувався під час роботи свердловини “на факел”, визначити об'єм робочої рідини для тимчасового глушіння затрубного простору за формулою:

$$V_p = k \cdot H_p \cdot q_{зтр} + V_{лн}, \quad (4.1)$$

де V_p – кількість робочої рідини для врівноваження тиску в затрубному просторі, m^3 ;

k – коефіцієнт перевищення тиску, $k = 1,1$;

H_p – висота стовпа робочої рідини, що врівноважує тиск у трубах, m ;

$q_{зтр}$ – об’єм погонного метра трубного простору, м³.

$V_{лн}$ – об’єм лінії нагнітання від цементувальних агрегатів до фонтанної арматури.

$$H_p = 10^5 \frac{P_{зтр}}{\gamma}, \quad (4.2)$$

де $P_{зтр}$ – тиск у затрубному просторі, МПа;

γ – густина робочої рідини, кг/м³.

З блоку глушіння накачати розрахунковий об’єм (V_p) робочої рідини у затрубний простір для його тимчасового глушіння. Відкрити робочу бокову засувку 2 затрубного простору з боку шлейфу і переконатися у відсутності надходження робочої рідини із затрубного простору.

У випадку надходження робочої рідини після накачування розрахункового об’єму, в залежності від інтенсивності цього надходження, накачати додатковий об’єм рідини, що визначається відповідальним Виконавцем робіт, плюс об’єм у відповідності до коефіцієнта перевищення тиску (к).

Оперативно, на протязі 5-10 хвилин, провести демонтаж корінної і робочої засувок затрубного простору фонтанної арматури та установити і закріпити нову корінну засувку. Засувку установлювати і кріпити у відкритому стані.

Установити робочу засувку і з’єднати факельний відвід із затрубним простором.

Закрити установлену корінну засувку 15 і перевірити з’єднання установлених засувок на герметичність опресовкою з блоку глушіння робочою рідиною на тиск, що на 10% перевищує статичний.

Демонтувати фланець-заглушку 3 із шлейфа 6 і з’єднати шлейф із затрубним простором. Закрити робочу засувку 13 трубного простору

фонтанної арматури на факельний відвід і відкрити установлену корінну засувку 15.

Звільнити затрубний простір від робочої рідини.

З'єднання корінної бокової засувки 15 з трубною головкою 3 опресувати тиском свердловини.

Передати свердловину Замовнику.

Заміну негерметичної корінної засувки затрубного простору з боку шлейфа слід проводити ідентично заміні корінної засувки з боку факельного викиду. Цементувальні агрегати розміщуються і обв'язуються у відповідності до Схеми (рис. 4.3).

4.1.4 Технологія заміни негерметичних корінних засувок фонтанних арматур за допомогою пристрою УВЧ 146

Пристрій для заміни корінних засувок фонтанних арматур УВЧ 146 призначений для заміни під тиском несправних корінних засувок фонтанних арматур при проведенні аварійних і ремонтних робіт на експлуатаційних свердловинах нафтогазових родовищ без їх глушіння.

Принцип дії пристрою полягає в герметизації прохідного каналу перевідника до трубної головки або бічних відводів трубної головки ФА для забезпечення подальшої операції по заміні несправної корінної засувки.

Технічна характеристика пристрою УВЧ 146 для заміни корінних засувок фонтанних арматур під тиском наведена в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Технічна характеристика пристрою для заміни корінних засувок фонтанних арматур під тиском УВЧ 146

Умовний прохід (ДУ), мм	Діаметр прохідного каналу ФА, мм	Діаметр пакера, мм	Робочий тиск, МПа
50	52	48	21
65	65	60	21
80	78	72	14

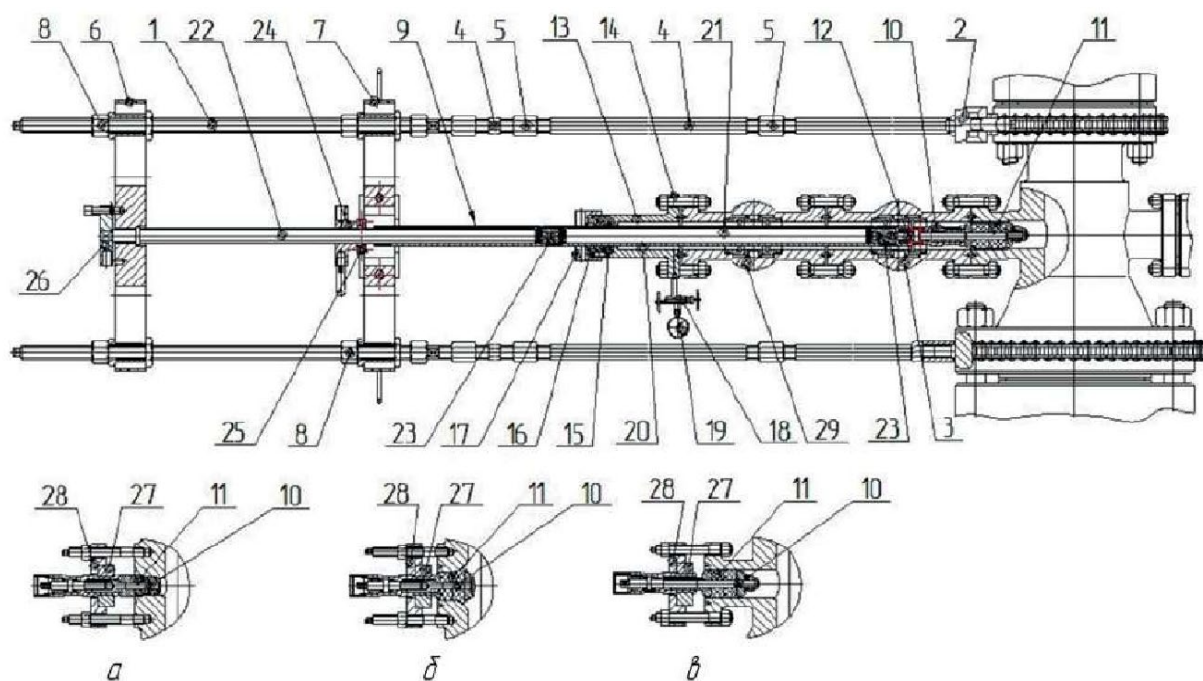


Рисунок 4.4 – Пристрій для заміни корінних засувок фонтанних арматур під тиском УВЧ 146

Пристрій УВЧ 146 складається (рис. 4.1) із двох напрямних гвинтів 1, що закріплені на ФА з допомогою вузлів кріплення 2 ланцюговими натяжними пристроями (при заміні корінної бічної засувки). Для закріплення пристрою на ФА при заміні корінної стовбурової засувки напрямні гвинти 1 з тягами 4 встановлюються в отвори під шпильки нижнього фланця трубної головки.

Кожен з напрямних гвинтів 1 з'єднаний з вузлом кріплення 2 за допомогою набору різьбових тяг 4 різної довжини для можливості точного розміщення напрямних гвинтів 1 відносно елементів ФА. Тяги 4 з'єднуються між собою і з напрямними гвинтами 1 за допомогою різьбових муфт 5. На напрямних гвинтах 1 розміщені опорні силові траверси – нерознімна 6 і рознімна 7, підтиснуті у напрямку свердловини на напрямних гвинтах 1 гайками 8. Рознімна силова траверса 7 з'єднана з порожнистим штоком 9, який зроблено складеним для можливості регулювання його довжини. Складові частини порожнистого штока 9 мають різну довжину і з'єднуються між собою та з пакером 10 з допомогою трубною конічної різьби. На порожнистому штоку 9 закріплюють пакер 10, який містить гумові ущільнювальні елементи 11 і

привідний валик 12, при обертанні якого стискаються гумові ущільнювальні елементи 11. Порожнистий шток 9 заводять крізь центральний отвір сальникової коробки 13, яка має приєднувальний фланець 14 відповідно до фланця аварійної засувки 3 і містить кільцевий ущільнювальний елемент 15, який охоплює порожнистий шток 9, ґрундбусу 16 і натискну різьбову кришку 17. До корпусу сальникової коробки 13 приєднаний запірно-розрядний пристрій 18 з манометром 19, який сполучений з порожниною 20. Крізь порожнистий шток 9 заводять привідний вал 21, який виготовлений складеним для можливості регулювання його довжини. Привідний вал 21 з'єднують з привідним валиком 12 пакера 10 і з ходовим гвинтом 22 – з протилежного кінця. Складові частини привідного вала 21 з'єднуються між собою, з ходовим гвинтом 22 і з привідним валиком 12 пакера 10 за допомогою муфт 23. На ходовому гвинті 22 з трапецеїдальною різьбою розміщена ходова гайка 24, яка через підшипник 25 підтискає рознімну силову траверсу 7 у напрямку свердловини. Кінець ходового гвинта 22 опирається на нерознімну силову траверсу 6. На хвостовику ходового гвинта 22 закріплюється диск 26, при обертанні якого крутний момент передається через ходовий гвинт 22 та привідний вал 21 на привідний валик 12 пакера 10. Пристрій містить стопор 27 та вилку 28, призначені для утримання пакера 15 у прохідному каналі ФА при знятих засувках і пристрою.

Пристрій працює наступним чином. Пакер 10, споряджений гумовими ущільнювальними елементами 11 необхідного діаметра, з'єднують з першою складовою частиною порожнистого штока 9, який заводять крізь центральний отвір сальникової коробки 13. Фланець 14 останньої з'єднують з фланцем страхуючої засувки 29. На ФА встановлюють вузли кріплення 2. З ними з'єднують напрямні гвинти 1 за допомогою різьбових тяг 4 потрібної довжини, з'єднаних муфтами 5. На напрямних гвинтах 1 встановлюють рознімну силову траверсу 7, з'єднують її з кінцем порожнистого штока 9 і підтискають гайками 8 у напрямку свердловини. Потім у центральний отвір рознімної силової траверси 7 заводять ходовий гвинт 22 з ходовою гайкою 24 і підшипником 25.

Далі на напрямних гвинтах 1 встановлюють нерознімну силову траверсу 6 і підтискають гайками 8 у напрямку свердловини. На хвостовику ходового гвинта 22 закріплюють диск 26, фіксатор якого заводять у відповідний отвір нерознімної силової траверси 6. Обертаючи натискну різьбову кришку 17 сальникової коробки 13, стискають кільцевий ущільнювальний елемент 15. Потім відкривають робочу 23 і аварійну 3 засувки. При цьому тиск свердловини надходить в порожнину 20 сальникової коробки 13 і створює зусилля, що виштовхує порожнистий шток 9 з пакером 10. Обертаючи ходову гайку 24, переміщують рознімну силову траверсу 7 і з'єднаний з останньою порожнистий шток 9 з пакером 10 по прохідному каналу ФА.

Коли пакер 10 дійде до місця розпакерування, стискають гумові ущільнювальні елементи 1 пакера 10, обертаючи диск 26. При цьому гума стиснутих ущільнювальних елементів 11 заповнює зазор міжкорпусом пакера 10 і внутрішньою поверхнею прохідного каналу ФА, чим досягається герметизація прохідного каналу. Скидають тиск у порожнині 20 над пакером 10 за допомогою запірно-розрядного пристрою 18 і по манометру 19 контролюють герметичність пакерування. Розкріплюють фланцеве з'єднання аварійної засувки 3 з ФА і відводять складання аварійної засувки від ФА приблизно на 300 мм. Встановлюють в кільцеву проточку на корпусі пакера 10 стопор 27 і фіксують його на ФА вилкою 28 за допомогою шпильок з гайками.

Від'єднують порожнистий шток 9 від пакера 10, знімають складання аварійної засувки, розмонтувавши пристрій в необхідній мірі. На місце аварійної засувки 3 в знятому складанні встановлюють нову засувку і проводять вищенаведені операції по встановленню нової засувки в зворотному порядку.

Прилад комплектується двома типами пакерів 10 прямої та зворотної дії: *прямої* (із стисканням ущільнювального елемента 11 вперед) – для циліндричних ділянок місць розпакеровки (рис. 4.4 б);

зворотної (стисканням ущільнювального елемента 11 назад) – для розпакерування в безфланцевих хрестовинах ФА (рис. 4.4 в).

4.1.5 Технологія свердління шиберів засувок під тиском

Свердління шиберів засувок фонтанних арматур під тиском виконують у випадках, коли корінна ствольова засувка вийшла з ладу у закритому стані, тобто є некерованою і не відкривається.

При цьому неможливо створити циркуляцію між трубним та затрубним простором свердловини з метою її глушіння для проведення ремонтних робіт із заміни корінної засувки і відновлення фонтанної арматури. Для того, щоб була створена циркуляція свердловини в закритому шибері аварійної засувки свердлять наскрізний отвір.

Свердління шиберів засувок під тиском виконують за допомогою механічного пристрою ПСШ-65х35 (рис. 4.5).

Пристрій ПСШ-65х35 (рис. 4.6) складається із циліндричного корпусу 1 із сальниковою коробкою 2 і різьбовою кришкою 3 з ходовою різьбою. В різьбову кришку 3 вгвинчено ходовий гвинт 4, який має можливість осьового переміщення при обертанні. В середині корпусу 1 і ходового гвинта 4 концентрично розташовано шпindel 5, який має можливість осьового переміщення разом із ходовим гвинтом 4 і вільного обертання навколо своєї осі. У шпindel 5 з одного боку встановлено свердло 6, а з іншого штурвал обертання 7. Ходовий гвинт постачено важелем подачі 8. Сальникова коробка 2 обладнана запірною-розрядним пристроєм 9 із манометром 10.

Сальникова коробка 2 має три гумові манжети №55-45-3 високого тиску, що ущільнюють шпindel 5. Поверхня тертя шпинделя виконана діаметром 45 мм із корозійностійким покриттям і поліруванням. Шпindel 5 закріплений всередині ходового гвинта 4 із залученням двох підшипників, передній з яких – кульковий №8306 для обпирання, а задній – ковзання для витримування люфтів. Кульковий підшипник сприймає виштовхуюче зусилля на шпindel від тиску флюїду. Ходова різьба кришки 3 і гвинта 4 трапецієподібна діаметром 55 мм із кроком 8 мм. Подача і свердління відбуваються вручну обертанням ходового гвинта 4 і шпинделя 5 за годинниковою стрілкою.

Приєднувальний фланець сальникової коробки 2 виконано типорозміром 65х35 за РД 26-16-40-89. Для з'єднання із фланцями іншого типорозміру використовуються адаптери.

Для встановлення свердла 6 в передній частині шпинделя 5 виконано посадковий отвір за конусом Морзе №4. В пристрої використовують спеціальне свердло діаметром до 34 мм із твердосплавним керамічним пером.

Установлення та знімання свердла в шпиндель показано на рис. 4.7. Для фіксації свердла від випадання при роботі використовують контрольні гвинти із різьбою М4, які вкручують в тіло шпинделя навколо спеціальної проточки свердла. Для знімання свердла використовують підковоподібний знімач, який вставляють в циліндричну проточку свердла. Від'єднання свердла відбувається за рахунок упирання знімача в торець сальникової коробки при зворотному русі гвинта подачі.

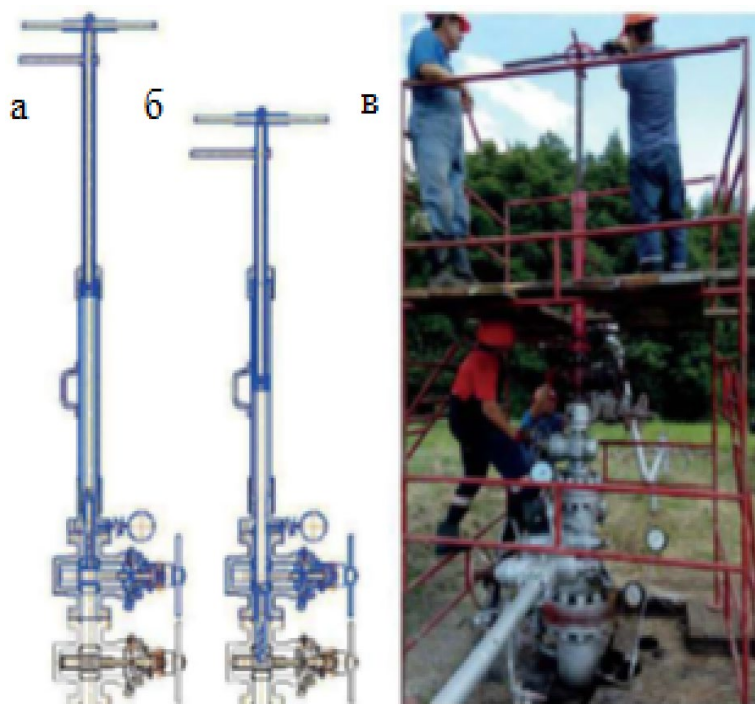


Рисунок 4.5 – Пристрій ПСШ-65х35 для свердління шиберів під тиском: а– у вихідному стані; б– під час свердління; в– монтаж на свердловині

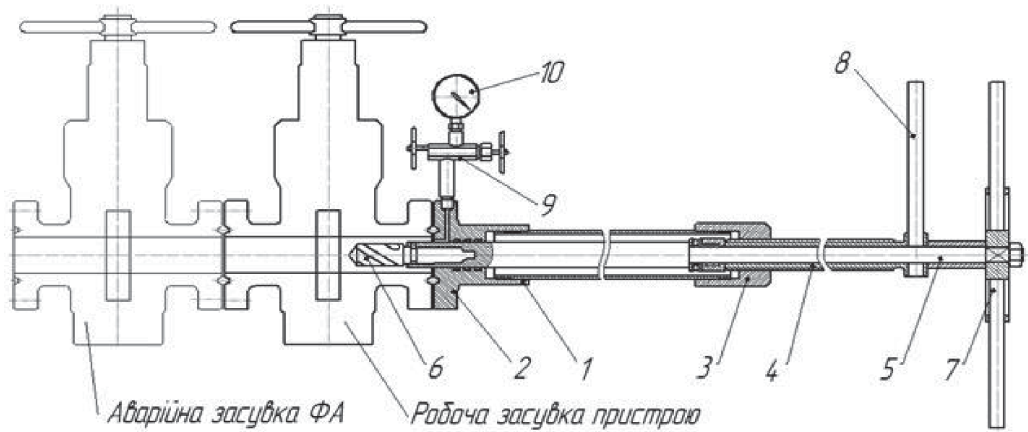


Рисунок 4.6 – Будова пристрою ПСШ-65х35

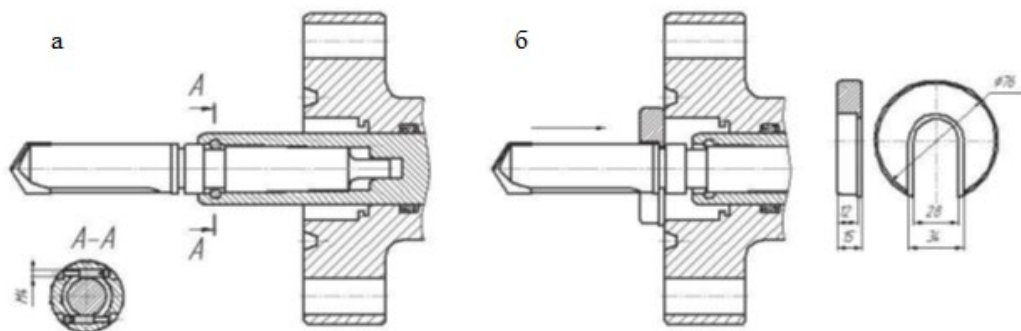


Рисунок 4.7 – Встановлення та від'єднання свердла в пристрій ПСШ-65х35: а – фіксація свердла гвинтами М4; б – використання знімачу

Підготовка пристрою ПСШ-65х35 до роботи

Розбирають ялинку фонтанної арматури вище аварійної ствольової корінної засувки у разі, якщо вона герметична, або вище надкорінної засувки якщо корінна негерметична (хід шпинделя пристрою ПСШ дозволяє проводити свердління через дві засувки). На вивільнений фланець встановлюють опресовану робочу засувку і закривають її. На фланець робочої засувки встановлюють пристрій ПСШ-65х35. Через запірно-розрядний пристрій проводять опресування змонтованого обладнання.

Порядок виконання робіт. На різьбовій поверхні ходового гвинта встановлюють маркер, за допомогою якого орієнтуються при подачі свердла. Відкривають робочу (або робочу і надкоріну) засувку. Важелем подачі за годинниковою стрілкою подають свердло до розрахованого місця за 2...3 мм

до поверхні аварійного шибера. Подальшу подачу виконують плавно з одночасним безперервним свердлінням (обертанням свердла за годинниковою стрілкою). Крок подачі вибирають у межах $5...10^\circ$ повороту гвинта подачі (тобто $0,1...0,2$ мм) на $3...6$ обертів свердла. Свердління проводять без зупинки до переміщення свердла у розраховане місце на відстані $5...8$ мм за шиберам.

Після закінчення свердління свердло із зони шибера виводять плавно без ривків із одночасним обертанням шпинделя за годинниковою стрілкою з кроком подачі $10...15^\circ$ на один оберт шпинделя. Після виходу свердла із зони шибера шпиндель виводять до упору у вихідне становище і закривають робочу (або робочу і надкоріну) засувку. Запірно-розрядним пристроєм скидають тиск і демонтують пристрій.

Плавність подачі і безперервність обертання шпинделя при входженні в і виході із шибера мінімізує можливість пошкодження кінчика свердла.

Використання зрівноважувача тиску 3Т-45-55х8 (рис. 4.8). При роботі пристрою ПСШ під максимальними тисками осьове навантаження на гвинт подачі досягає декількох тон, що за рахунок тертя ковзання в ходовій різьбі унеможливорює плавну осьову подачу свердла і не дозволяє відчутти момент його входження в шибера. Для зменшення негативної дії тиску на гвинт подачі пристрій ПСШ у модифікації ПСШ-65х35-3Т оснащують зрівноважувачем тиску 3Т- 45-55х8, який зображено на рис. 4.8. Принцип роботи зрівноважувача тиску засновано на тому, що тертя ковзання гвинта подачі у ходовій різьбі замінено на тертя кочення у підшипниковому вузлі, на який передається навантаження від тиску. При цьому необхідне зусилля для обертання гвинта подачі зменшується в декілька разів за рахунок суттєвої різниці коефіцієнтів тертя ковзання і тертя кочення.

Зрівноважувач тиску складається із двох паралельних гідроциліндрів 1, які закріплені до корпусу ПСШ за допомогою хомута 2. Штоки 3 гідроциліндрів 1 з'єднані між собою коромислом 4. У середині коромисла 4 розташована різьбова гайка 5, яка має можливість вільного обертання навколо

осі коромисла 4 завдяки двом підшипникам кочення 6. Гайка 5 оснащена двома рукоятками 7. Різьбова гайка 5 накручується зовні на гвинт подачі пристрою ПСШ. Повний хід штоків 3 гідроциліндрів 1 складає 100 мм.

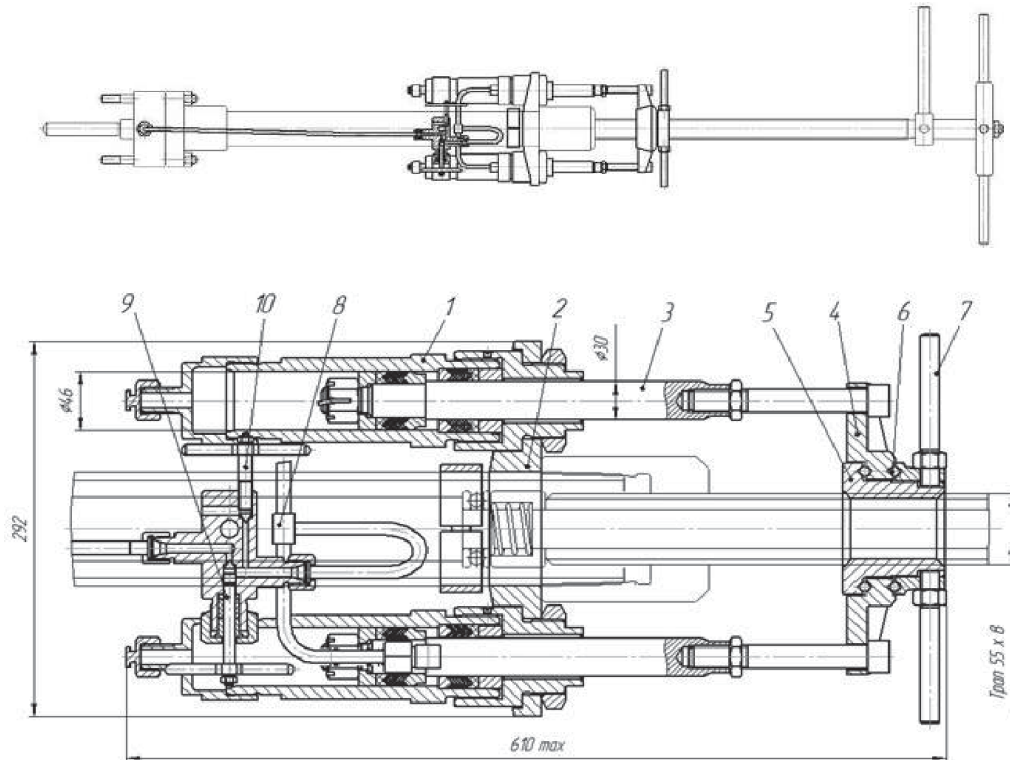


Рисунок 4.8 – Схема загального вигляду та будови зрівноважувача тиску ЗТ-45-55x8

Внутрішні порожнини гідроциліндрів 1 обв'язані гідросистемою 8, яка з'єднується із штуцером відбору тиску на сальниковій коробці пристрою ПСШ. Гідросистема оснащена запірним краном 9 і скидним краном 10. Гідроциліндри 1 конструктивно виконані таким чином, що сумарна опорна площа їх двох поршневих камер дорівнюється площі перетину шпинделя пристрою ПСШ-65x35. Таким чином, при відкритті запірного крану 9 і подачі в гідросистему того ж самого тиску, що діє на торець шпинделя, осьове зусилля двох гідроциліндрів дорівнюється осьовому навантаженню на шпиндель.

Це осьове зусилля через штоки 3 і коромисло 4 передається на різьбову гайку 5, що навернута на ходовий гвинт ПСШ, і розвантажує ходову різьбу.

При подачі ходового гвинта ПСШ уперед різьбова гайка 5 обертається разом з ним у підшипниках 6, а штоки 3 втягуються в гідроциліндри 1 і супроводжують коромисло 4.

При перекритті запірного крану 9 і відкритті скидного крану 10 тиск із гідросистеми скидається і осьове навантаження знов передається на ходову різьбу, вивільняючи різьбову гайку 5. При цьому обертанням різьбової гайки 5 проти годинникової стрілки за допомогою рукояток 7 штоки 3 виводяться із гідроциліндрів 1 у вихідне становище.

Порядок виконання робіт пристроєм ПСШ із зрівноважувачем тиску. Відкривають робочу засувку. При відкритому скидному крані важелем подачі за годинниковою стрілкою подають свердло до розрахованого місця за 10...15 мм до поверхні аварійного шибера. Обертанням різьбової гайки виводять коромисло у крайнє верхнє становище на всю довжину штоків. Закривають скидний кран і відкривають запірний кран гідросистеми (при цьому видно, як напружуються штоки гідроциліндрів). Подальше свердління виконують за звичайним порядком дій. Після закінчення свердління і виводу свердла із зони шпинделя закривають запірний і відкривають скидний крани. Далі – знов за схемою. По закінченні робіт обов'язково миють і консервують внутрішні поверхні гідроциліндрів і гідросистеми зрівноважувача тиску.

Технічна характеристика пристрою ПСШ-65х35-ЗТ (із зрівноважувачем тиску ЗТ-45-55х8) наведена в табл. 4.3 [8-12].

Таблиця 4.3 – Технічна характеристика пристрою ПСШ-65х35-ЗТ

Параметр	Значення параметра
1	2
1. Діаметр отвору, що свердлять, не більше, мм	34
2. Хід шпинделя, не більше, мм	820
3. Хід штоків зрівноважувача тиску, не більше, мм	100
4. Робочий тиск, не більше, МПа	35

Закінчення таблиці 4.3

1	2
5. Типорозміри приєднувального фланця адаптера за ГОСТ 28919 та РД 26–16-40-89	100x21; 80x35; 50x70; 65x70; 80x70; 65x35
6. Габаритні розміри, мм	
- довжина	2250
- ширина	620
7. Маса, кг (без адаптера і робочої засувки)	108

4.2 Практична частина

4.2.1 Складаються плани робіт і розраховуються параметри технологічних процесів заміни корінних засувок фонтанних арматур, які не керуються і знаходяться у закритому положенні.

Варіанти вихідних даних для розрахунку наведені в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Варіанти вихідних даних до завдання 4.2.1

№	Параметри	Варіанти							
		1	2	3	4	5	6	7	8
1	Типорозмір фонтанної арматури	АФК 6 65x21	АФК 6 65x14	АФК 6 65x35	АФК 6 50x14	АФК 6 50x21	АФК 6 50x35	АФК 6 50x70	АФК 6 50x70
2	Експлуатаційна колона: - типорозмір (глибина спуску, м)	BC 140x10,54 (0-40)	BC 140x9,17 (0-48)	BC 146x9,50 (0-97)	BC 146x7,70 (0-84)	BC146x8,50 (0-97)	BC 168x10,59 (0-117)	BC 146x10,70 (0-232)	BC 146x8,50 (0-207)
	- типорозмір (глибина спуску, м)	BC 140x6,20 (40-3120)	BC 140x7,72 (48-2932)	BC 146x7,00 (97-3062)	BC 146x6,50 (84-2330)	BC 146x6,50 (97-2832)	BC 168x5,49 (117-2864)	BC 146x7,70 (232-3072)	BC 146x7,00 (207-3426)
3	Насосно-компресорні труби: - типорозмір (глибина спуску, м)	60,32x7,12 (0-76)	60,32x6,62 (0-88)	73,02x9,19 (0-121)	73,02x7,01 (0-104)	73,02x7,82 (0-116)	88,9x9,52 (0-128)	73,02x9,96 (0-201)	73,02x8,64 (0-173)
	- типорозмір (глибина спуску, м)	60,32x5,54 (76-2892)	60,32x4,83 (88-2713)	73,02x5,51 (121-2837)	73,02x5,51 (104-2141)	73,02x5,51	88,9x6,45 (128-2639)	73,02x7,01 (201-2824)	73,02x7,01 (173-3234)
4	Густина рідини глушіння, кг/м ³	1065	1040	1050	1048	1052	1064	1082	1084
5	Статичний тиск. МПа	14,3	9,8	15,3	6,3	7,4	8,8	17,4	18,7
6	Тиск, який стабілізувався, під час роботи свердловини на факел, МПа	4,2	2,8	5,1	2,1	2,8	3,7	7,4	9,2

Продовження таблиці 4.4

№	Параметри	Варіанти							
		9	10	11	12	13	14	15	16
1	Типорозмір фонтанної арматури	АФК 6 80/50x21	АФК 6 80/50x35	АФК 6 80/50x70	АФК 6 80/50x21	АФК 6 80/50x35	АФК 6 80/50x70	АФК 6 80/65x21	АФК 6 80/65x35
2	Експлуатаційна колона: - типорозмір (глибина спуску, м) - типорозмір (глибина спуску, м)	BC 168x12,06 (0-154) BC 168x7,32 (154-2832)	BC168x10,59 (0-177) BC 168x8,94 (177-3301)	BC168x12,06 (0-148) BC 168x8,94 (148-3476)	BC 168x8,94 (0-237) BC 168x7,32 (237-2803)	BC178x10,36 (0-319) BC 178x8,05 (319-3369)	BC 178x11,51 (0-370) BC 178x9,19 (370-3451)	BC 178x8,05 (0-273) BC 178x6,91 (273-2802)	BC 178x9,19 (0-316) BC 178x8,05 (316-2914)
3	Насосно-компресорні труби: - типорозмір (глибина спуску, м) - типорозмір (глибина спуску, м)	73,02x7,01 (0-204) 73,02x5,51 (204-2607)	88,9x10,50 (0-248) 88,9x9,35 (248-3048)	88,9x11,43 (0-307) 88,9x7,34 (307-3182)	88,9x7,34 (0-208) 88,9x6,45 (208-2604)	101,6x10,54 (0-247) 101,6x6,65 (247-3152)	101,6x12,70 (0-274) 101,6x8,38 (274-3232)	101,6x8,38 (0-173) 101,6x5,74 (173-2594)	101,6x12,70 (0-187) 101,6x10,54 (187-2711)
4	Густина рідини глушіння, кг/м ³	1054	1070	1082	1078	1084	1057	1063	1072
5	Статичний тиск. МПа	12,3	14,2	16,7	9,7	10,3	15,3	8,1	16,7
6	Тиск, який стабілізувався, під час роботи свердловини на факел, МПа	2,7	6,9	8,4	4,1	4,7	7,9	3,3	4,2

Закінчення таблиці 4.4

№	Параметри	Варіанти							
		17	18	19	20	21	22	23	24
1	Типорозмір фонтанної арматури	АФК 6 80/65х70	АФК 6 65,50х14	АФК 6 65/50х21	АФК 6 65/50х35	АФК 6 65/50х70	АФК 6 65/50х21	АФК 6 65/50х35	АФК 6 65/50х70
2	Експлуатаційна колона: - типорозмір (глибина спуску, м) - типорозмір (глибина спуску, м)	BC 178х11,51 (0-349) BC 178х9,19 (349-3651)	BC 168х8,94 (0-217) BC 168х7,32 (217-2416)	BC168х10,59 (0-301) BC 168х7,32 (301-2908)	BC168х10,59 (0-238) BC 168х8,94 (238-2962)	BC168х12,06 (0-273) BC 168х8,94 (273-3372)	BC 168х8,94 (0-309) BC 168х7,32 (309-2803)	BC 168х10,54 (0-314) BC 168х8,94 (314-3027)	BC168х12,06 (0-308) BC168х10,59 (308-3472)
3	Насосно-компресорні труби: - типорозмір (глибина спуску, м) - типорозмір (глибина спуску, м)	101,6х12,70 (0-209) 101,6х8,38 (209-3443)	88,9х6,45 (0-238) 88,9х5,49 (238-2204)	73,02х7,82 (0-142) 73,02х5,51 (142-2684)	73,02х8,64 (0-274) 73,02х5,51 (274-2741)	88,9х9,52 (0-309) 88,9х7,34 (309-3154)	73,02х7,01 (0-127) 73,02х5,51 (127-2601)	73,02х7,82 (0-219) 73,02х7,01 (219-2813)	73,02х7,82 (0-321) 73,02х7,01 (321-3254)
4	Густина рідини глушіння, кг/м ³	1090	1052	1064	1071	1092	1063	1071	1088
5	Статичний тиск. МПа	16,3	8,0	8,6	12,0	17,4	7,4	7,6	18,3
6	Тиск, який стабілізувався, під час роботи свердловини на факел, МПа	7,1	3,6	3,4	4,7	8,2	2,9	3,2	9,1

5 ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ФОНТАННОЇ ТА ГАЗОВОЇ БЕЗПЕКИ ПІД ЧАС КАПІТАЛЬНОГО РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИН НА ШЕЛЬФІ МОРІВ З ВИКОРИСТАННЯМ САМОПІДЙОМНИХ БУРОВИХ УСТАНОВОК ПРИ ПІДВОДНОМУ РОЗТАШУВАННІ ГИРЛА СВЕРДЛОВИНИ

5.1 Теоретична частина

5.1.1 Конструкція колонної обв'язки SD-1

Колонна обв'язка SD-1 фірми FMC служить для обв'язки чотирьох обсадних колон: кондуктора діаметром 508 мм, першої технічної колони діаметром 339,7 мм, другої технічної колони діаметром 244,5 мм та експлуатаційної колони діаметром 168 мм.

Колонна обв'язка SD-1 (рис. 5.1) складається із опорного фланця 4, ввареного в водоізолюючу колону 10, підвіски кондуктора 3, підвіски першої технічної колони 2, підвіски другої технічної колони 1, підвіски експлуатаційної колони 5.

Підвіска кондуктора (рис 5.2) складається із посадочного перевідника 3; опорного кільця 2, стопорного кільця 1. У верхню муфту посадочного перевідника 3 при будівництві свердловини вкручується на спеціальній лівій різьбі Buttress циркуляційний перевідник 4, а при експлуатації – на спеціальній правій різьбі Buttress експлуатаційний перевідник 5

Підвіска першої технічної колони (рис 5.3) складається із аналогічних елементів, що і підвіска кондуктора. Тільки у посадочному перевіднику 3 виконаний посадочний профіль для підвіски другої технічної колони діаметром 244,5 мм.

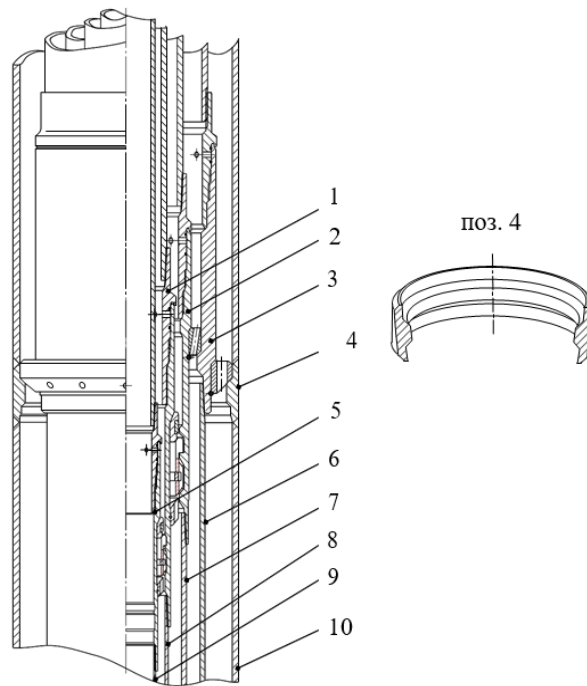


Рисунок 5.1 – Колонна обв'язка SD-1:1 – підвіска другої технічної колони діаметром 244,5 мм; 2 – підвіска першої технічної колони діаметром 339,7 мм; 3 – підвіска кондуктора діаметром 508 мм; 4 – опорний фланець; 5 – підвіска експлуатаційної колони діаметром 168 мм; 6 - кондуктор діаметром 508 мм; 7 – перша технічна колона діаметром 339,7 мм; 8 – друга технічна колона діаметром 244,5 мм; 9 – експлуатаційна колона діаметром 168 мм; 10 – водоізолююча колона діаметром 762 мм

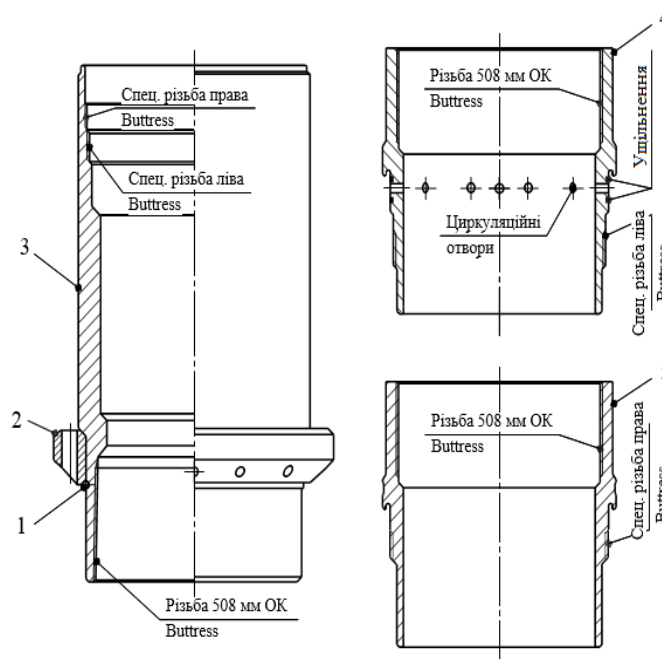


Рисунок 5.2 – Підвіска кондуктора: 1 – кільце стопорне; 2 – кільце опорне; 3 – перевідник посадочний; 4 – перевідник циркуляційний; 5 – перевідник експлуатаційний

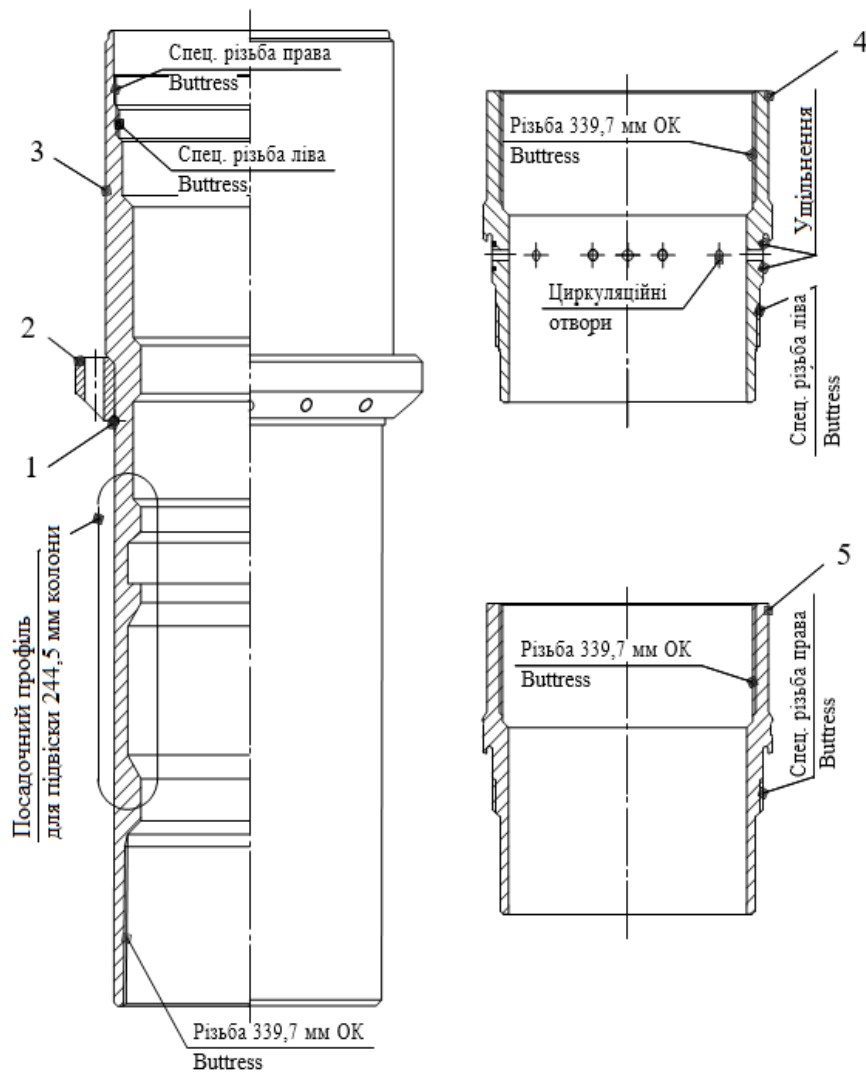


Рисунок 5.3 – Підвіска першої технічної колони: 1 – кільце стопорне;
2 – кільце опорне; 3 – перевідник посадочний; 4 – перевідник циркуляційний;
5 – перевідник експлуатаційний

Підвіска другої технічної колони (рис. 5.4) складається із посадочного перевідника 1, утримуючого кільця 2, стопорного кільця 3, розпiрного кільця 4, посадочної пружини 5, запiрного кільця 6, циркуляційного перевідника 7, експлуатаційного перевідника 8.

Колони діаметром 508 мм і 339,7 мм підвішуються на опорне кільце, в якому виконані отвори для циркуляції. В колонах меншого діаметру недостатньо кільцевого простору між колонами для того, щоб установити опорне кільця з отворами для створення необхідної циркуляції. Тому для колон діаметром менше ніж 339,7 мм був розроблений пружинний механізм підвіски (рис. 5.4), який вирішує дане питання. На прикладі обв'язки 244,5 мм

обсадної колони розглянемо будову та принцип дії підвіски з пружинним механізмом.

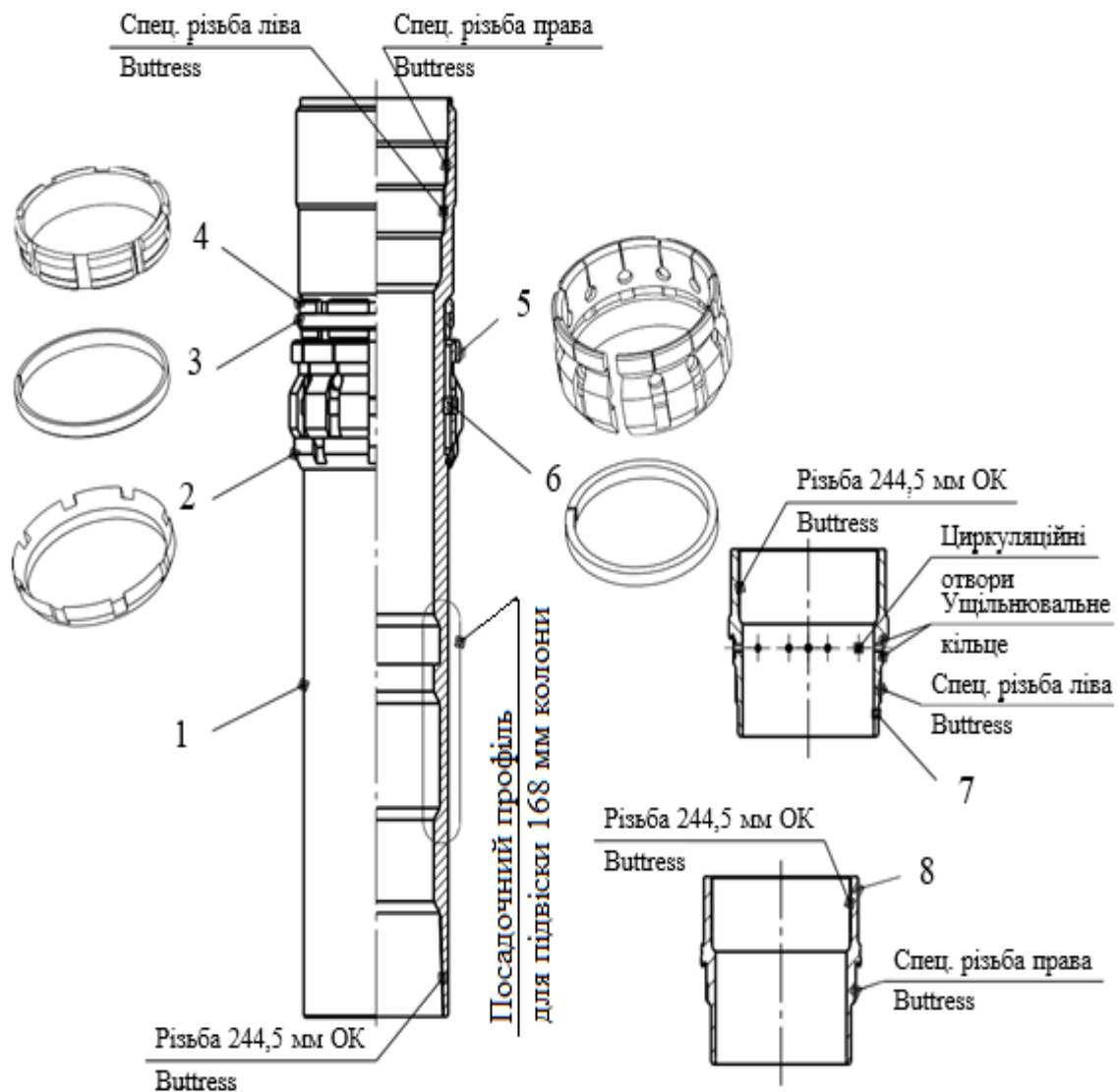


Рисунок 5.4 - Підвіска другої технічної колони: 1 – перевідник посадочний; 2 – кільце утримуюче; 3 – кільце стопорне; 4 – кільце розпірне; 5 – пружина посадочна; 6 – кільце запірне; 7 – перевідник циркуляційний; 8 – перевідник експлуатаційний

Перед спуском підвіски з пружинним механізмом у свердловину необхідно:

- провести візуальний огляд на наявність пошкоджень при транспортуванні;

- перевірити правильність установлення пружини посадочної 5, запірною кільця 6, утримуючого кільця 2. Посадочна пружина 5 повинна повністю утримуватися запірним кільцем 6. Запірне кільце 6 повинно знаходитися в пазах підвіски 1 та посадочної пружини 5;

- впевнитися, що підвіска проходить по зовнішньому діаметру через все наземне обладнання, а також обладнання, встановлене в попередній колоні.

- підвісити в спайдері трубу з підвіскою 244,5 мм обсадної колони у зборі і нанести вертикальну мітку на циркуляційний і посадочний перевідники для позначення початкового положення їх кріплення, щоб полегшити розрахунок кількості обертів;

- встановити ключ на верхню трубу над посадочним перевідником. Обертати трубу до 8 об/хв вправо з моментом не більш ніж 5500 Нм, до повного відкриття циркуляційних отворів. Отвори повинні відкритися через 6 повних обертів колони. Візуально перевірити відкриття всіх отворів та стан ущільнювального кільця;

- очистити зону ущільнення метал-метал в посадочному перевіднику та паз в циркуляційному перевіднику;

- закрутити колону вліво. Обертати перевідник повільно, до 8 об/хв., застосувати додатково зусилля 1500-3000 Нм для достатнього ущільнення з'єднання.

Підвіска готова до спуску в свердловину.

Всі етапи спуску у свердловину та установки підвіски 244,5 мм обсадної колони (пружинного типу) у посадочний перевідник 339,7 мм обсадної колони зображено на рис. 5.5. Доходячи до посадочного профілю в перевіднику 339,7 мм обсадної колони (рис. 5.5а), розрізна посадочна пружина 4 стискується (рис. 5.5б) та під дією навантаження компоновка опускається, а доходячи до свого посадочного профілю, пружина 4 розкривається і займає своє місце (рис. 5.5в). При розвантаженні колони приблизно на 10 тон запірне кільце 5 виходить зі свого посадочного пазу в посадочному перевіднику 1. При

опусканні доспускної колони ще на 45 мм пружинний механізм фіксується розпірним кільцем 2 (рис. 5.5г), що попереджує випадкове його стискання.

Перед спуском колони необхідно розрахувати міру доспускного інструменту до місця установки підвіски 244,5 мм колони в посадочному перевіднику 340 мм підвіски так, щоб у місце установки трубоутримувача верхньої колонної обв'язки не попала муфта обсадної колони

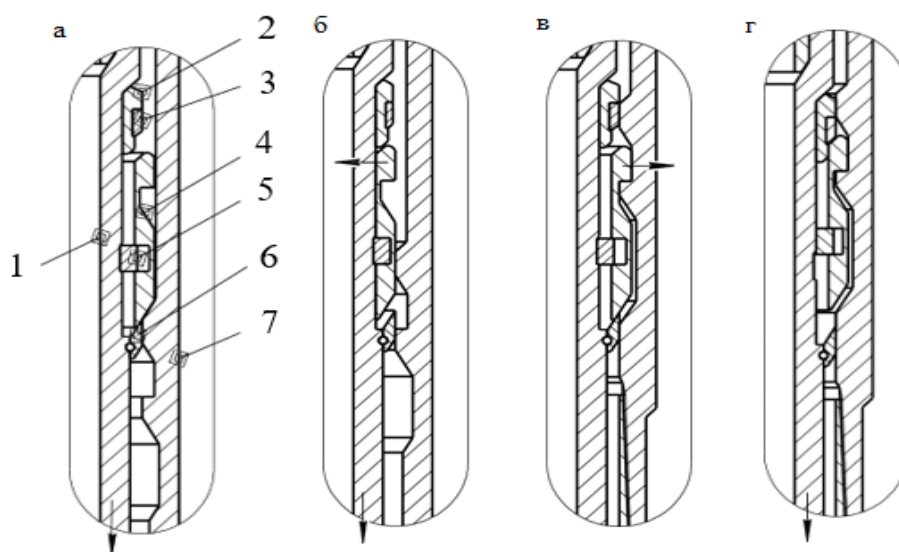


Рисунок 5.5 – Установка 244,5 мм подвески (пружинного типа):

1 – перевідник посадочний 244,5 мм обсадної колони; 2 – кільце розпірне;
3 – кільце стопорне; 4 – пружина посадочна 244,5 мм обсадної колони; 5 – кільце запірне; 6 – кільце утримуюче; 7 – перевідник посадочний 339,7 мм обсадної колони

Так як для закриття циркуляційних отворів необхідне лівостороннє обертання, всі з'єднання вище циркуляційного перевідника повинні бути зафіксовані або за допомогою точкового зварювання, або різьбовим запірним з'єднанням BakerLok™.

По закінченню установки 244,5 мм підвіски всі дані по спуску колони необхідно занести в журнал. Ретельно перевірити цифри, впевнитися, що підвіска сіла в посадочне місце і муфта обсадної колони не попала у місце встановлення трубоутримувача верхньої колонної обв'язки.

Порядок та технологія спуску і кріплення експлуатаційної колони в нижній колонній обв'язці аналогічний спуску та кріплення 244,5 мм обсадної колони.

5.1.2 Конструкція фонтанної арматури 3"10К СМ-1 30"x13-3/8"x9-5/8"

Розглянемо технічний процес облаштування нафтових та газових свердловин на дні моря фонтанною арматурою 3"10К СМ-1 30"x13-3/8"x9-5/8".

Фонтанна арматура 3"10К СМ-1 30" х 13-3/8" х 9-5/8" (рис. 5.6), виготовляється фірмою «FMC Technologies», штат Техас, США.

«FMC Technologies» – провідний світовий постачальник технологічних рішень для енергетичної галузі. Компанія має 30 виробничих заводів в 17 країнах світу. «FMC Technologies» розробляє, обслуговує та виготовляє цілі комплекси обладнання для видобутку, підготовки, транспортування та переробки нафти і газу, як на суші так і на морі.

Позначення фонтанна арматура 3"10К СМ-1 30" х 13-3/8" х 9-5/8" розшифровується наступним чином:

3" – типорозмір ліфтових насосно-компресорних труб, що підвішуються у трубній головці фонтанної арматури 89мм;

10К – робочий тиск фонтанної арматури, 10000 psi або 70Мпа;

СМ-1 – модель фонтанної арматури;

30" – типорозмір водоізолюючої колони, 762 мм;

13-3/8" – типорозмір технічної колони, 339,7 мм;

9-5/8" – типорозмір експлуатаційної колони, 244,5 мм.

Фонтанна арматура 3"10К СМ-1 30" х 13-3/8" х 9-5/8" монтується на колонну обв'язку, встановленну на дні моря.

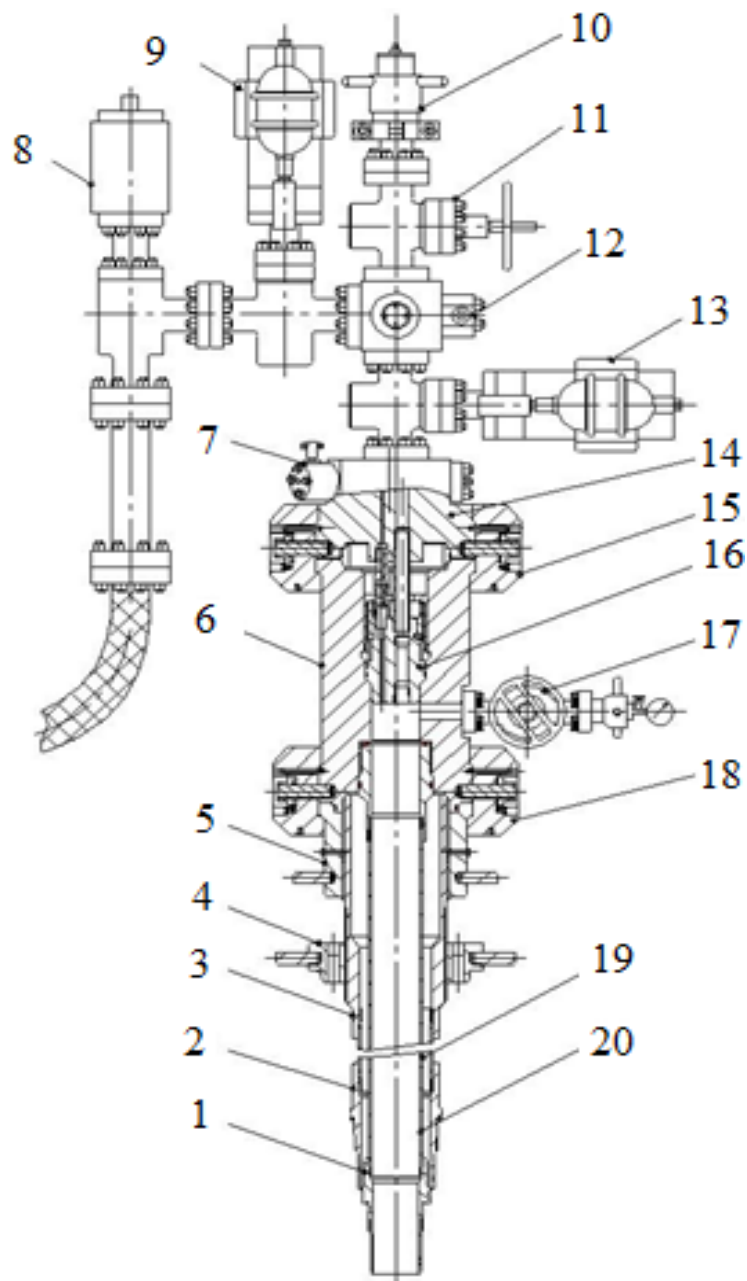


Рисунок 5.6 - Фонтанна арматура 3" 10К СМ-1 30" x 13-3/8" x 9-5/8":

- 1 – експлуатаційний перевідник підвіски обсадної колони діаметром 244,5 мм;
- 2 – експлуатаційний перевідник підвіски обсадної колони діаметром 339,7 мм;
- 3 – корпус надставки обсадної колони діаметром 339,7 мм; 4 – 28" запірна гайка;
- 5 – натяжна гайка надставки обсадної колони діаметром 339,7 мм; 6 – трубна головка; 7 – ізоляційний клапан відсікач; 8 – дросель регульований гідравлічний;
- 9 – струнна засувка; 10 – ковпак фонтанної арматури; 11 – буферна засувка;
- 12 – ізоляційний клапан закачування метанолу; 13 – корінна засувка;
- 14 – перевідник до трубної головки; 15, 18 – швидкокороз'ємне з'єднання;
- 16 – підвіска насосно-компресорних труб; 17 – засувка з ручним приводом;
- 19 – подовжувальна труба надставки обсадної колони діаметром 244,5 мм;
- 20 – подовжувальна труба надставки обсадної колони діаметром 339,7 мм

Фонтанна арматура складається із наступних основних вузлів: корпуса надставки обсадної колони діаметром 339,7 мм 3, 28" запірної гайки 4, гайки натяжної надставки обсадної колони діаметром 339,7 мм 5, трубної головки 6, ізоляційного клапана відсікача 7, дроселя регульованого з дистанційно керованим гідравлічним приводом 8, струнної засувки з дистанційно керованим гідравлічним приводом 9, ковпака фонтанної арматури 10, буферної засувки з ручним керуванням 11, ізоляційного клапана закачування метанолу 12, корінної засувки з дистанційно керованим гідравлічним приводом 13, перевідника до трубної головки 14, швидкокороз'ємного з'єднання 15,18, підвіски насосно-компресорних труб 16, засувки з ручним керуванням 17, подовжувальної труби надставки обсадної колони діаметром 244,5 мм 19, подовжувальної труби надставки обсадної колони діаметром 339,7 мм 20.

За допомогою подовжувальної труби діаметром 244,5 мм 19 та подовжувальної труби діаметром 339,7 мм 20, фонтанна арматура з'єднується з колонною обв'язкою.

Порядок монтажу фонтанної арматури 3"10K CM-1 30" x 13-3/8" x 9-5/8"

Підготовчі роботи. Після закінчення будівництва свердловини перед демонтажем противикидного обладнання для попередження викиду флюїду в процесі монтажу фонтанної арматури трубний простір експлуатаційної колони герметизується спеціальним пакером.

Цей пакер підіймається із свердловини після встановлення та опресування надставок обсадних колон діаметром 339,7 мм та 244,5 мм.

Із підвісок 339,7 мм та 244,5 мм колон відкручують обсадні труби, що з'єднували підводну та надводну колонні обв'язки. За допомогою водолазів відрізають водоізолюючу колону на 1-1,5 м вище дна моря та підіймають її (рис. 5.7).

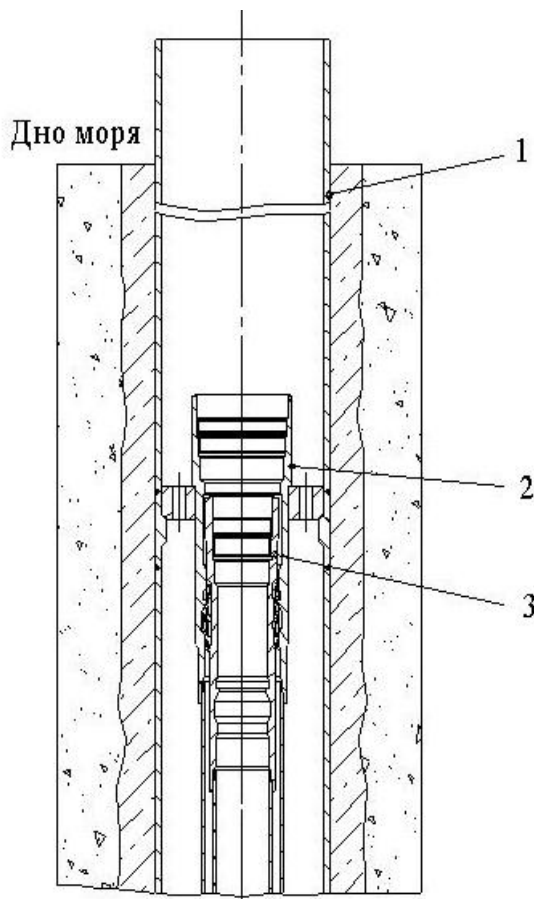


Рисунок 5.7 – Облаштування гирла свердловини колонною обв’язкою на дні моря: 1 – водоізолююча колона діаметром 762 мм; 2 – підвіска технічної колони діаметром 339,7 мм; 3 – підвіска експлуатаційної колони діаметром 244,5 мм

Збирають компоновку промивального інструменту на бурильних трубах для очищення внутрішнього профілю різьби 339,7 мм. Очищують внутрішню різьбу підвіски обсадної колони діаметром 339,7 мм.

Порядок монтажу. Збирають надставку обсадної колони діаметром 339,7 мм з спускним інструментом (рис. 5.8). Надставка у нижній частині повинна закінчуватися експлуатаційним перевідником із комплекту колонної обв’язки. При цьому особливу увагу приділяють кріпленню гвинтів швидкокороз’ємного з’єднання SpeedLock-II, щоб вони були закручені з моментом 2300 Нм в шаховому порядку.

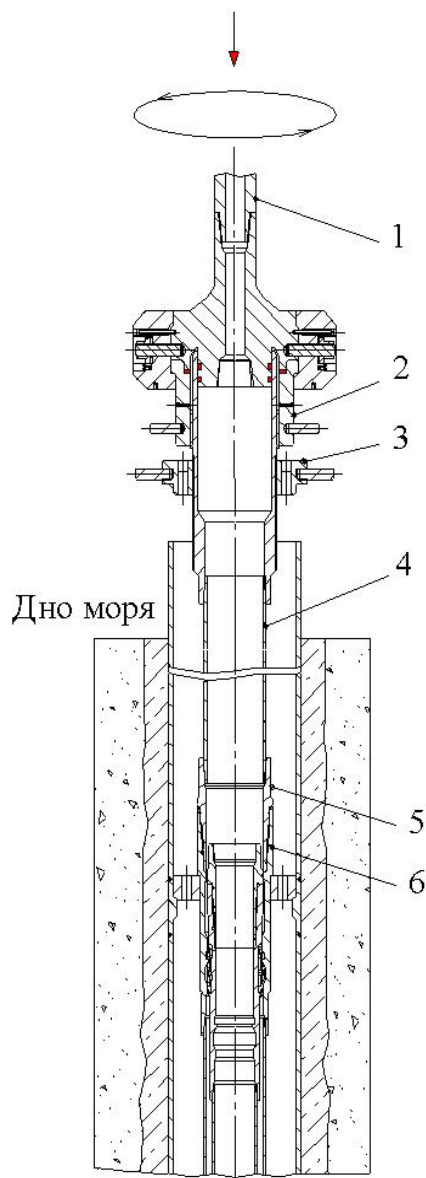


Рисунок 5.8 – З'єднання надставки обсадної колони діаметром 339,7 мм з підвіскою: 1 – спускний інструмент; 2 - натяжна гайка надставки; 3 – 28" запірна гайка; 4 – надставка 339,7 мм; 5 – експлуатаційний перевідник 339,7 мм підвіски; 6 – підвіска 339,7 мм обсадної колони

Перед спуском компоновки закручують запірну гайку 3 до кінця вгору, щоб впевнитися в її вільному русі.

Спускають компоновку на бурильних трубах і за допомогою водолазів направляють її у підвіску 339,7 мм обсадної колони.

З'єднують експлуатаційний перевідник 5 з підвіскою обсадної колони діаметром 339,7 мм 6. При цьому обертають інструмент повільно, постійно спускаючи компоновку (25,4 мм на три оберти). Такий хід інструменту

гарантує, що надставка обсадної колони діаметром 339,7 мм 4 повністю згвинчена з підвіскою 6. Після цього створюють додатковий момент 2700 Нм над моментом згвинчення для ущільнення метал-метал у різьбовому з'єднанні експлуатаційного перевідника з підвіскою.

Створюючи внутрішній тиск у трубах спускного інструмента, опресовують з'єднання експлуатаційного перевідника з підвіскою обсадної колони діаметром 339,7 мм.

Після опресування натягують спускний інструмент на 5т більше власної ваги та за допомогою водолазів опускають 28" запірну гайку 1 вниз до повного заходу у водоізолюючу колону діаметром 762мм 2 (рис. 5.9).

Опускають спускний інструмент та розвантажують нього. За допомогою водолазів відпускають гвинти 2 (рис. 5.10) швидкороз'ємного з'єднання SpeedLock-II та підіймають спускний інструмент 1 на поверхню. Після цього опускають натяжну гайку 1 (рис. 5.11) вниз.

Очищують внутрішню різьбу підвіски обсадної колони діаметром 244,5 мм.

Збирають надставку обсадної колони діаметром 244,5мм, трубку головку та спускний інструмент (рис. 5.12). При цьому особливу увагу приділяють кріпленню гвинтів швидкороз'ємного з'єднання SpeedLock-II спускного інструменту з трубною головкою, щоб вони були закручені з моментом 2300 Нм в шаховому порядку.

Перевіряють, щоб на нижньому швидкороз'ємному з'єднанні SpeedLock II трубної головки гвинти були викручені, а напівхомути повністю висунуті. Відкривають засувку з ручним керуванням на затрубному просторі трубної головки.

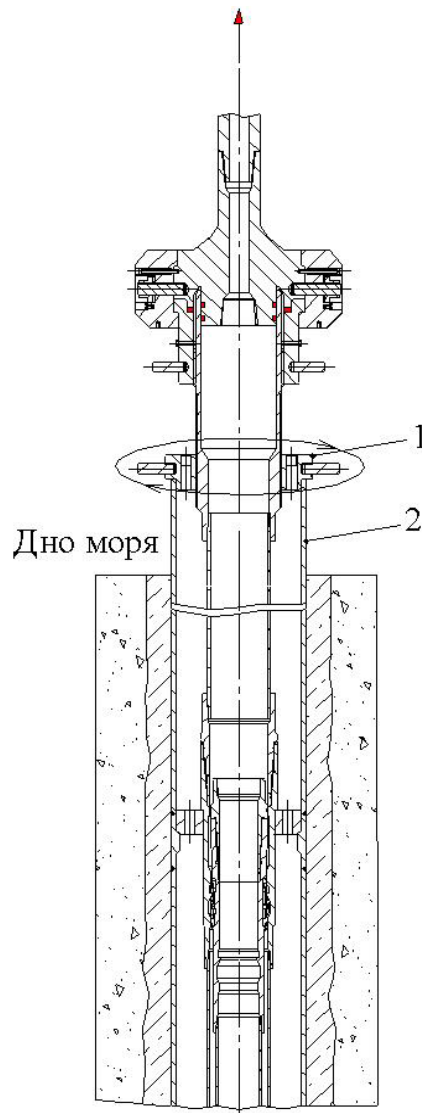


Рисунок 5.9 – Установка 28" запірної гайки на водоізолюючу колону: 1 – 28" запірна гайка; 2 – водоізолююча колона

Спускають компоновку на бурильних трубах і за допомогою водолазів направляють її у підвіску обсадної колони діаметром 244,5 мм.

З'єднують експлуатаційний перевідник 5 з підвіскою обсадної колони діаметром 244,5 мм 6. Обертають інструмент повільно, постійно опускаючи компоновку (25,4 мм на три оберти). Такий хід інструменту гарантує, що надставка обсадної колони діаметром 244,5 мм 4 повністю згвинчена з підвіскою 5. Після цього створюють додатковий момент 2700 Нм над моментом згвинчення для ущільнення метал-метал у різьбовому з'єднанні експлуатаційного перевідника з підвіскою.

Піднімають натяжну гайку 3 (рис. 5.13) до упора з корпусом трубної головки 1. За допомогою водолазів закручують гвинти швидкороз'ємного з'єднання SpeedLock-II кріплення трубної головки 1 до натяжної гайки 3.

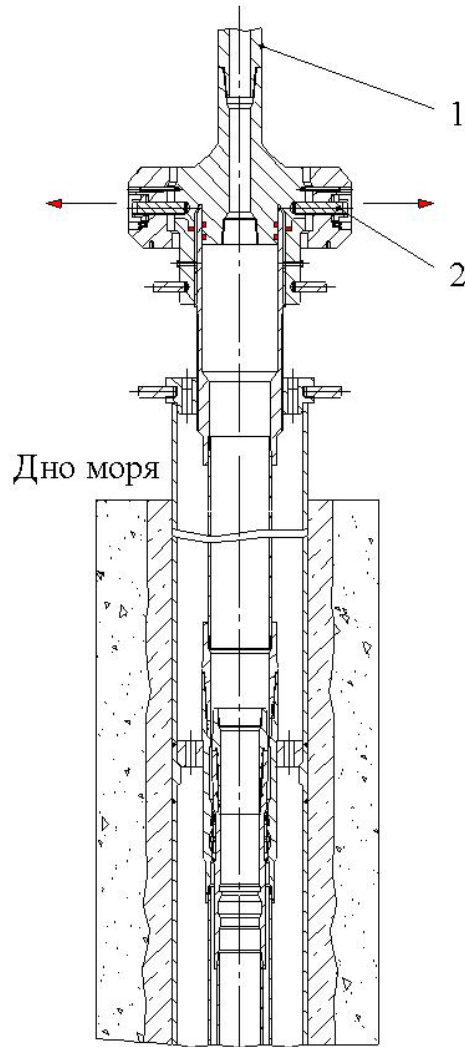


Рисунок 5.10 – Демонтаж спускного інструмента: 1 – спускний інструмент;
2 – гвинт швидкороз'ємного з'єднання

Створюючи внутрішній тиск у трубах спускного інструмента, опресовують з'єднання експлуатаційного перевідника з підвіскою обсадної колони діаметром 244,5 мм та трубною головкою.

Демонтують спускний інструмент.

Гирло свердловини облаштовують противикидним обладнанням відповідно до рис. 5.14.

Спускають в трубну головку пробку 6 для опресування противикидного обладнання. Опресовують противикидне обладнання, відповідно до плану робіт, після чого піднімають пробку 6.

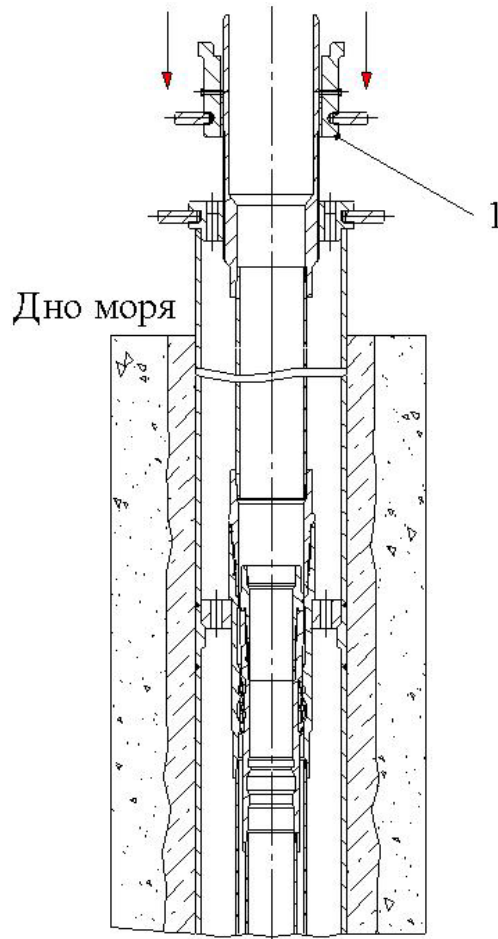


Рисунок 5.11 – Підготовка до спуску надставки обсадної колони 244,5 мм:
1 – натяжна гайка

Спускають у свердловину насосно-компресорні труби, підвіску НКТ установлюють у трубну головку (рис. 5.15).

Для цього утримують вагу колони НКТ на талевій системі, перевіряють її на 5 повних обертів вліво. Після чого колона НКТ повинна піднятися на 50 мм. В такому положенні підвіска замкнена в трубній головці.

Натягують колону НКТ зусиллям, що на 5 тонн перевищує вагу насосно-компресорних труб і переконуються, що підвіска зафіксована в трубній головці.

Після цього встановлюють пробку 1 в підвіску НКТ (рис. 5.16).
 Опресовують пробку тиском, визначеним у плані робіт.
 Стравлюють тиск у спускному інструменті і підіймають його.

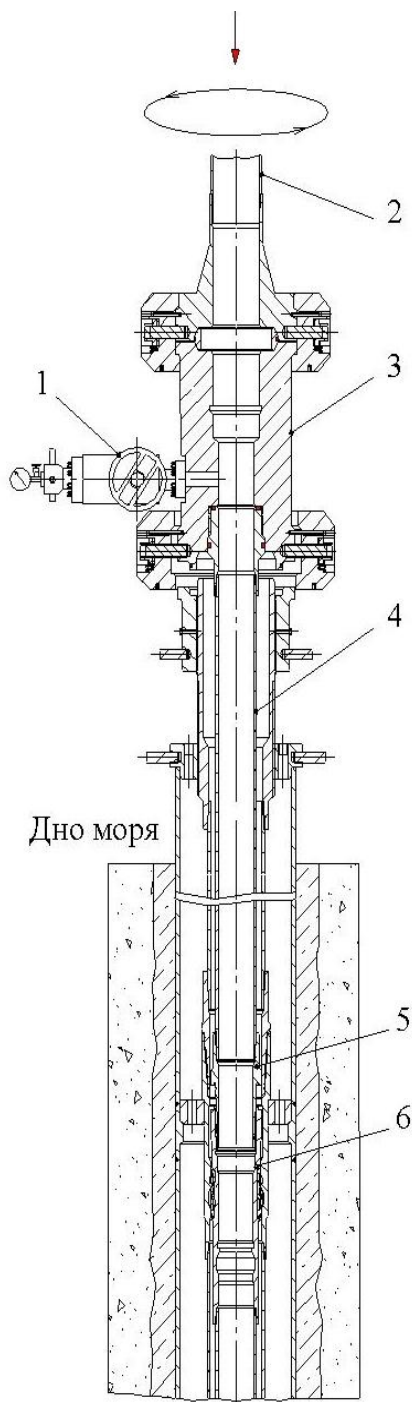


Рисунок 5.12 – З'єднання надставки обсадної колони діаметром 244,5 мм з підвіскою: 1 – засувка; 2 – спускний інструмент; 3 – корпус трубної головки;
 4 – надставка 244,5 мм; 5 – експлуатаційний перевідник 244,5 мм колони;
 6 – підвіска 244,5 мм експлуатаційної колони

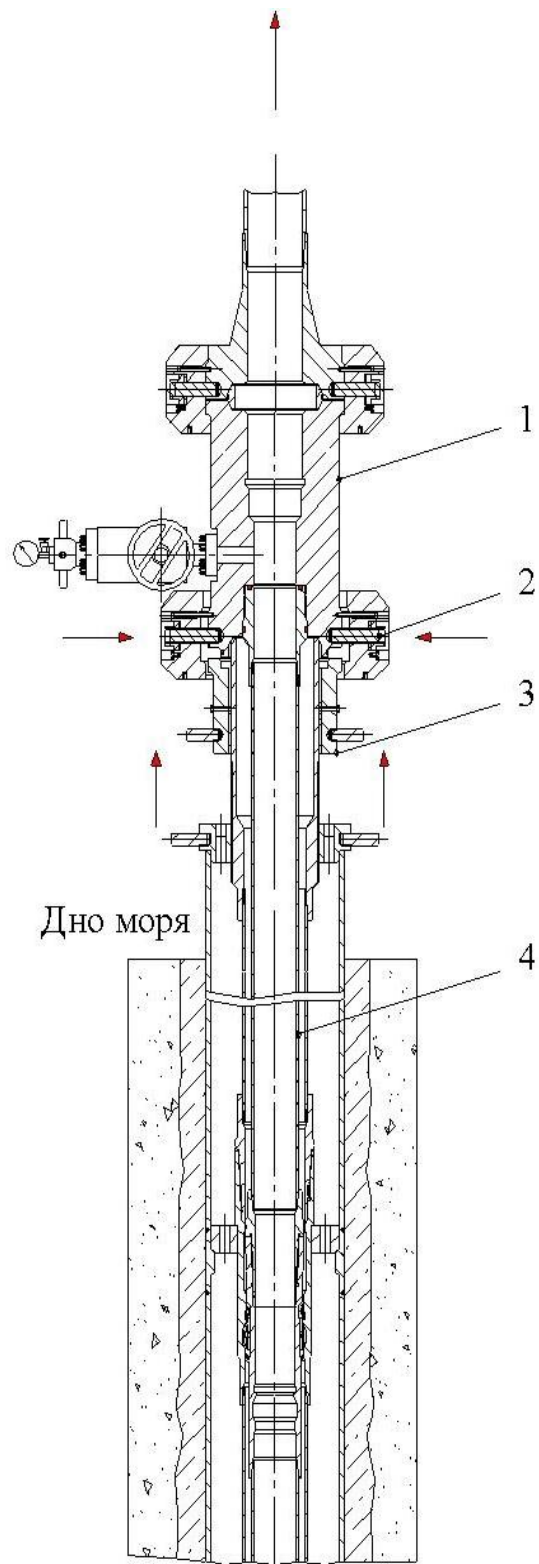


Рисунок 5.13 – Установлення трубної головки: 1 – корпус трубної головки; 2 – гвинт швидкокороз’ємного з’єднання; 3 – натяжна гайка; 4 – надставка 244,5 мм

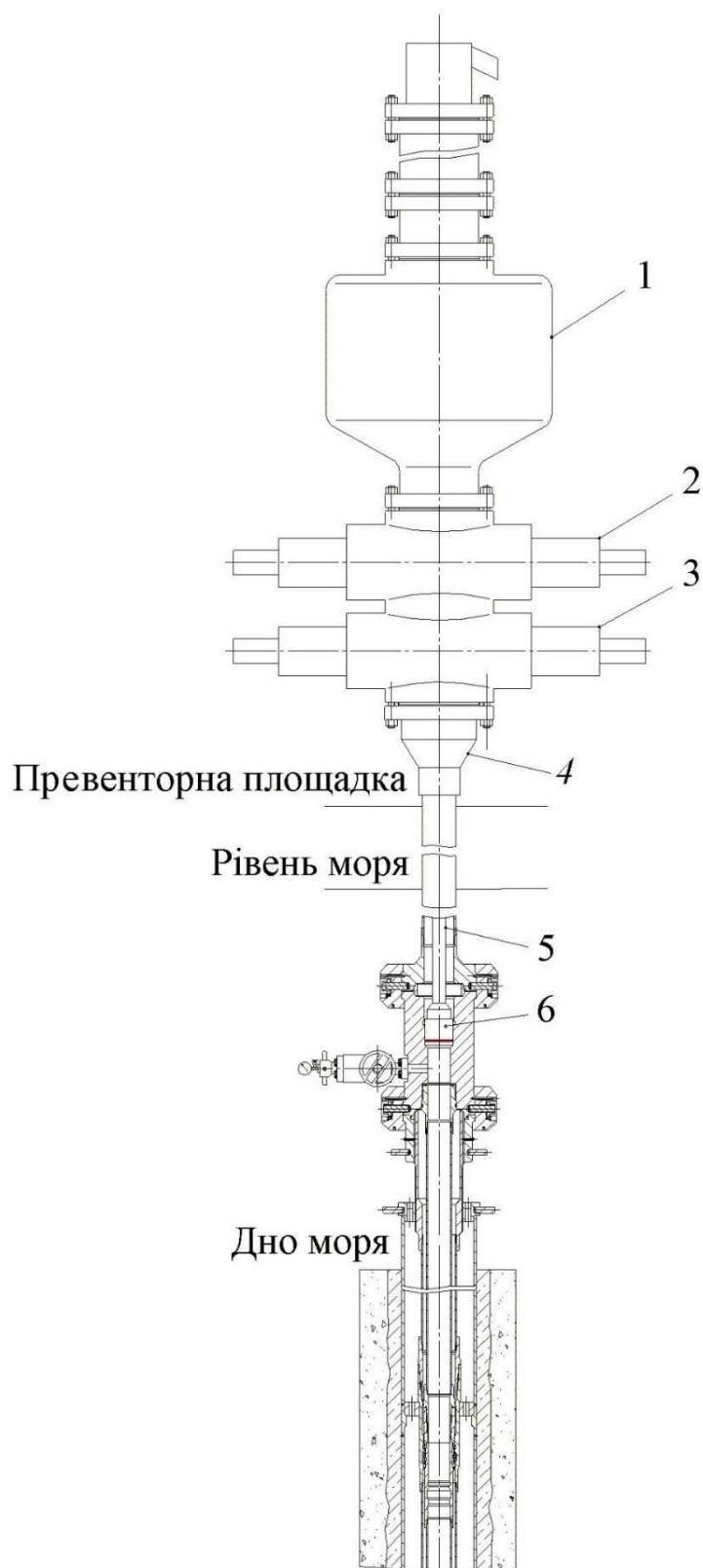


Рисунок 5.14 – Облаштування гирла свердловини противикидним обладнанням: 1 – превентор універсальний; 2 – превентор з зрізними плашками; 3 – превентор з трубними плашками; 4 – адаптер райзера 339,7 мм; 5 – бурильний інструмент; пробка для опресування противикидного обладнання

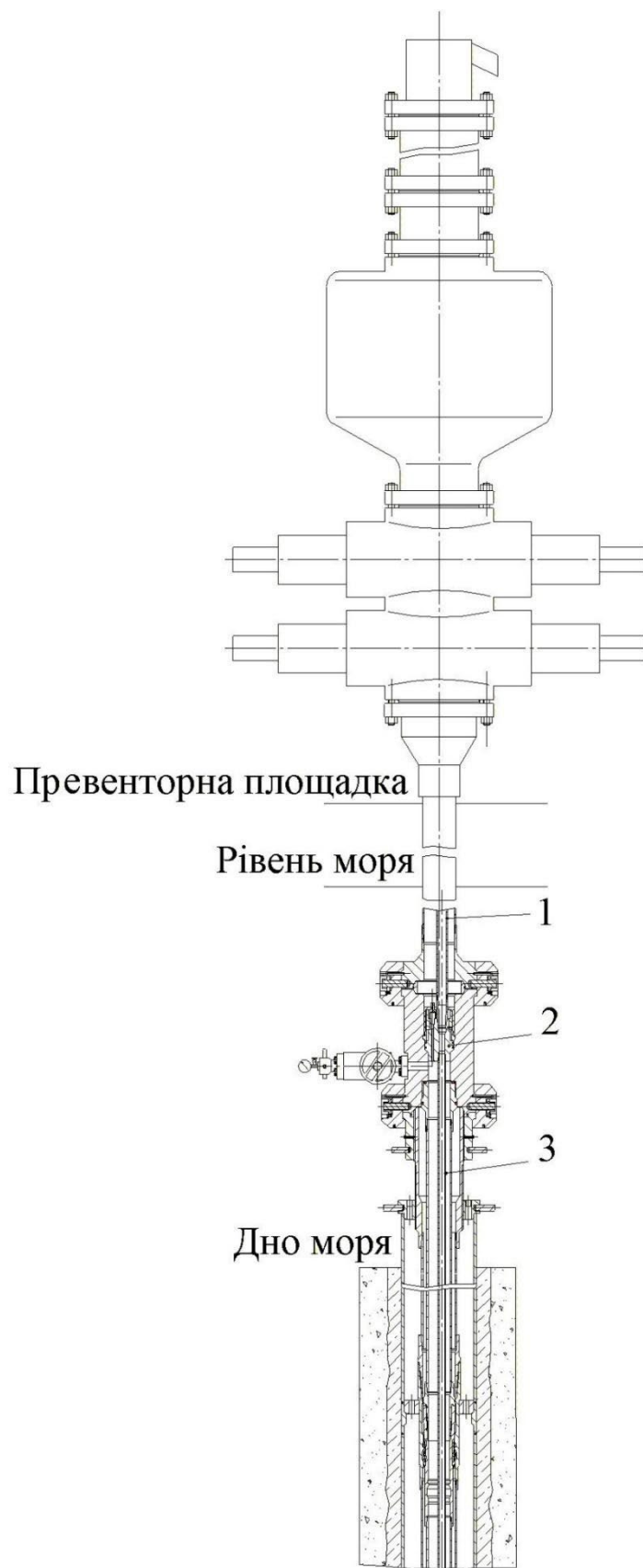


Рисунок 5.15 – Установлення підвіски НКТ: 1 – бурильний інструмент;
2 – підвіска НКТ; 3 – колона НКТ

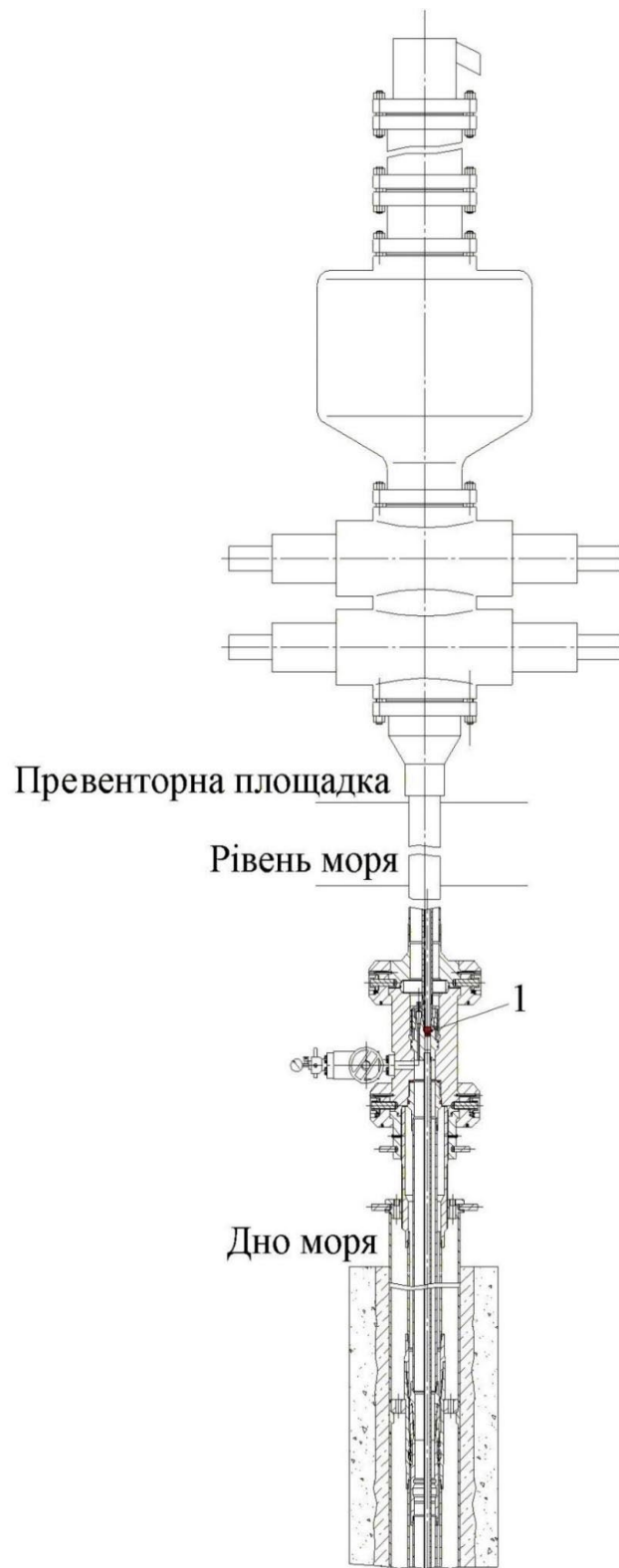


Рисунок 5.16 – Установлення пробки в підвіску НКТ: 1 – пробка

Демонтують противикидне обладнання (рис. 5.17). Для чого за допомогою водолазів відпускають гвинти швидкокороз'ємного з'єднання SpeedLock II спускного інструменту з трубною головкою.

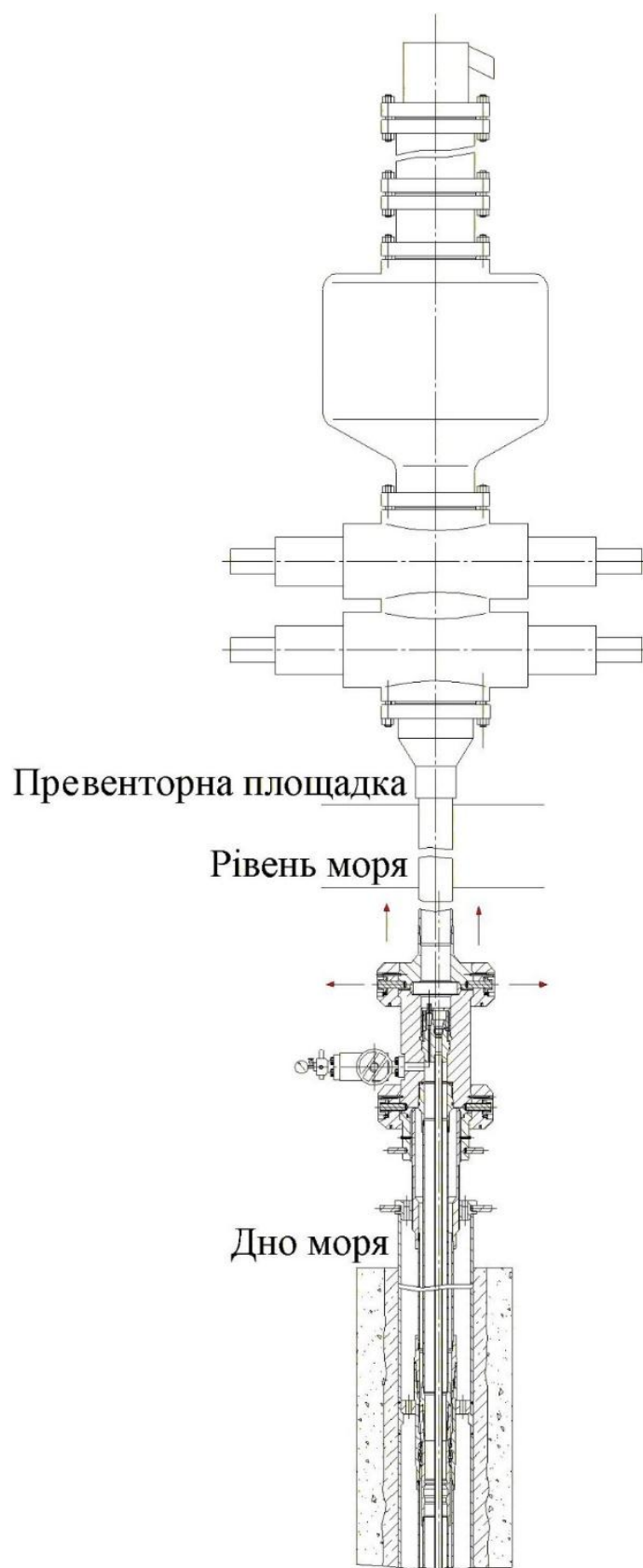


Рисунок 5.17 – Демонтаж протівикидного обладнання

Закривають засувку на затрубному просторі трубної головки. Гирло свердловини підготовлене до встановлення ялинки фонтанної арматури (рис. 5.18).

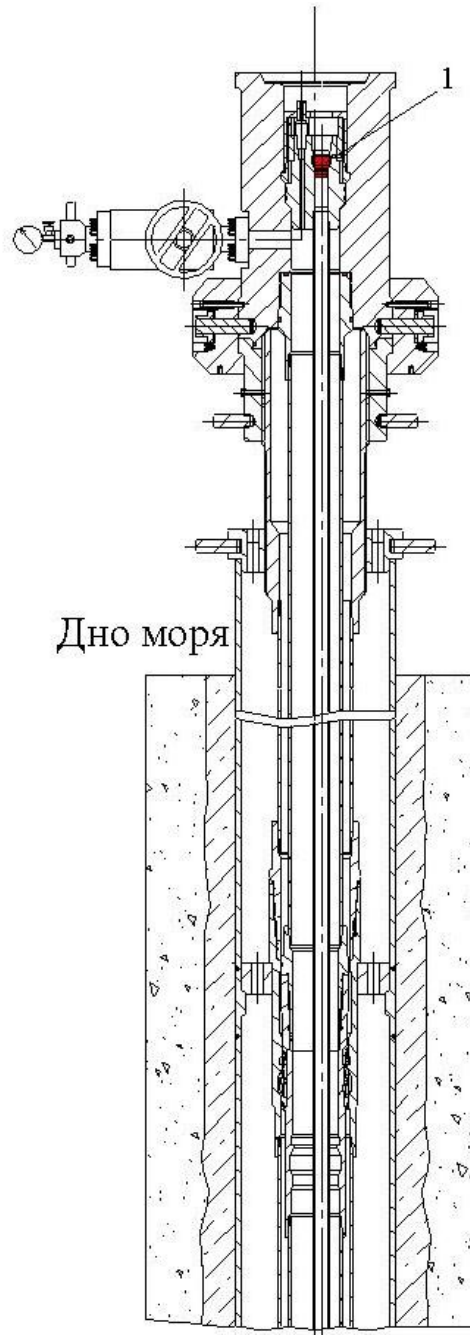


Рисунок 5.18 – Підготовка гирла свердловини до встановлення ялинки фонтанної арматури: 1 – пробка

Підготовляють ялинку фонтанної арматури до монтажу на гирлі свердловини. Для цього ялинку збирають з спускним інструментом.

Розміщують ялинку фонтанної арматури на підлозі бурової з урахуванням напрямку шлейфу.

Перевіряють всі гідравлічні функції елементів ялинки фонтанної арматури.

Відкривають ствольні засувки, а струнну засувку закривають.

Спускають ялинку фонтанної арматури та з'єднують її з трубною головкою (рис. 5.19).

Переконавшись, що ялинка фонтанної арматури зайшла в трубну головку, водолази закручують гвинти швидкокороз'ємного з'єднання SpeedLock II з моментом 7500 Нм шаховому порядку.

Опресовують з'єднання через випробувальний канал.

За допомогою водолазів закривають ізоляційні клапани ліній опресування підвіски і арматури після опресування ущільнень арматури.

Монтують надводну арматуру з лубрикатором та шлюзовою камерою.

Монтують лебідку з канатом. Опресовують лубрикатор.

Спускають інструмент для зняття пробки з підвіски НКТ. Піднімають пробку у шлюзову камеру. Закривають буферну засувку і дістають пробку з лубрикатора.

Демонтують надводну фонтанну арматуру.

Від'єднують випробувальний кабель від роз'єму на фонтанній арматурі.

Від'єднують спускний інструмент від буферного фланця фонтанної арматури.

За допомогою водолазів встановлюють ковпак 2 на буферний фланець фонтанної арматури та захисний чохол на роз'єм для кабеля (рис. 5.20).

До фонтанної арматури під'єднують гнучкий трубопровід 1.

Над фонтанною арматурою установлюють захисне укриття (рис.5.21).

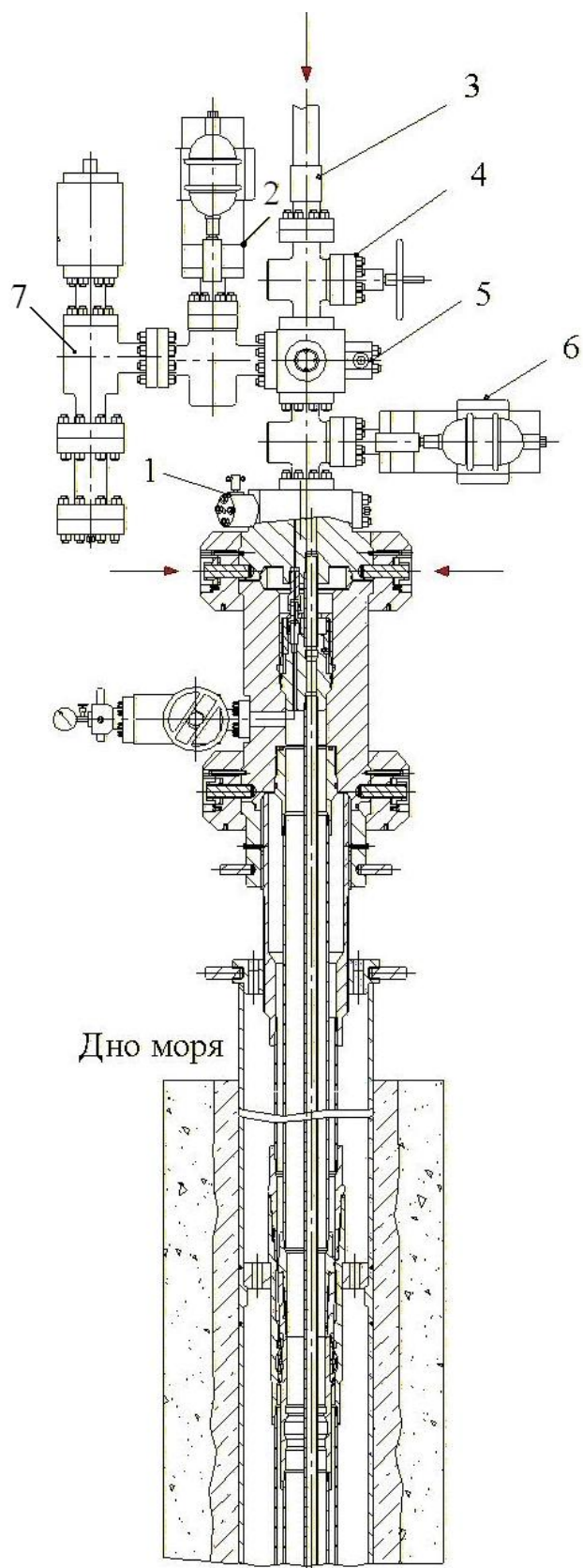


Рисунок 5.19 – Спуск і установлення ялинки фонтанної арматури:
 1 – ізоляційний клапан відсікач; 2 – струнна засувка; 3 – бурильний інструмент;
 4 – буферна засувка; 5 – ізоляційний клапан закачування метанолу; 6 – корінна
 засувка; 7 – дросель регульованій гідравлічний

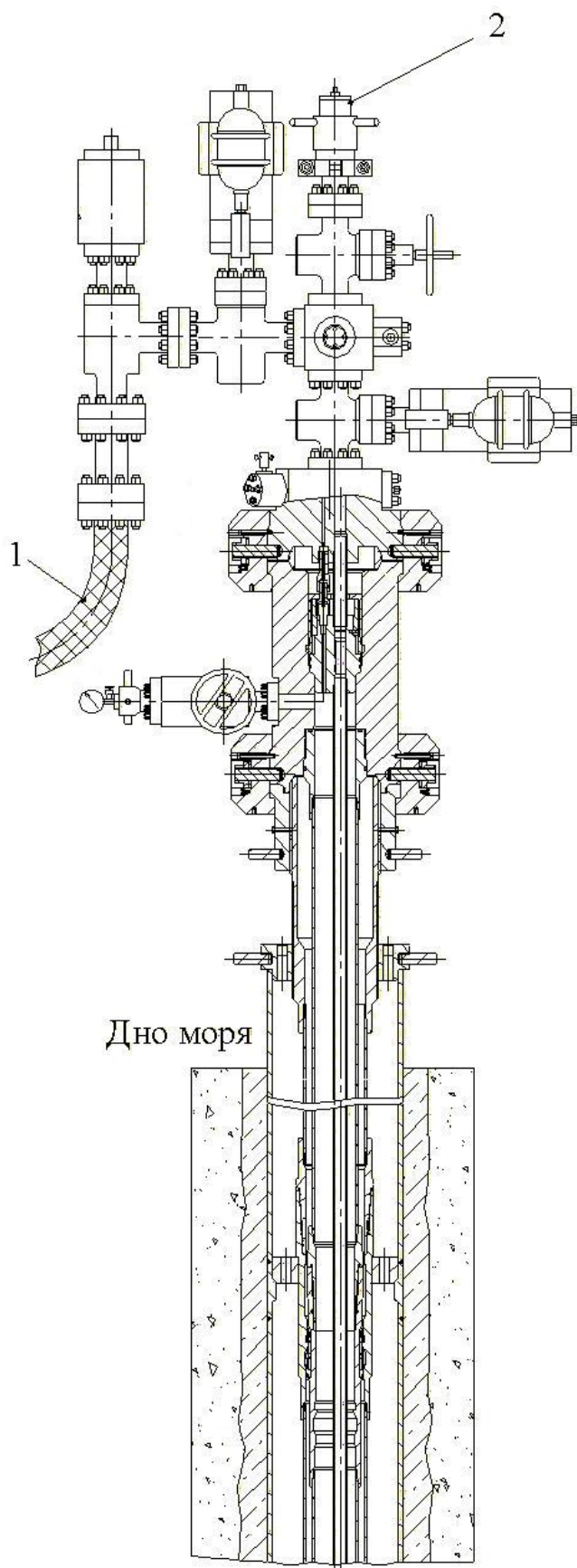


Рисунок 5.20 – Під'єднання гнучкого трубопроводу: 1 – гнучкий трубопровід; 2 – ковпак фонтанної арматури

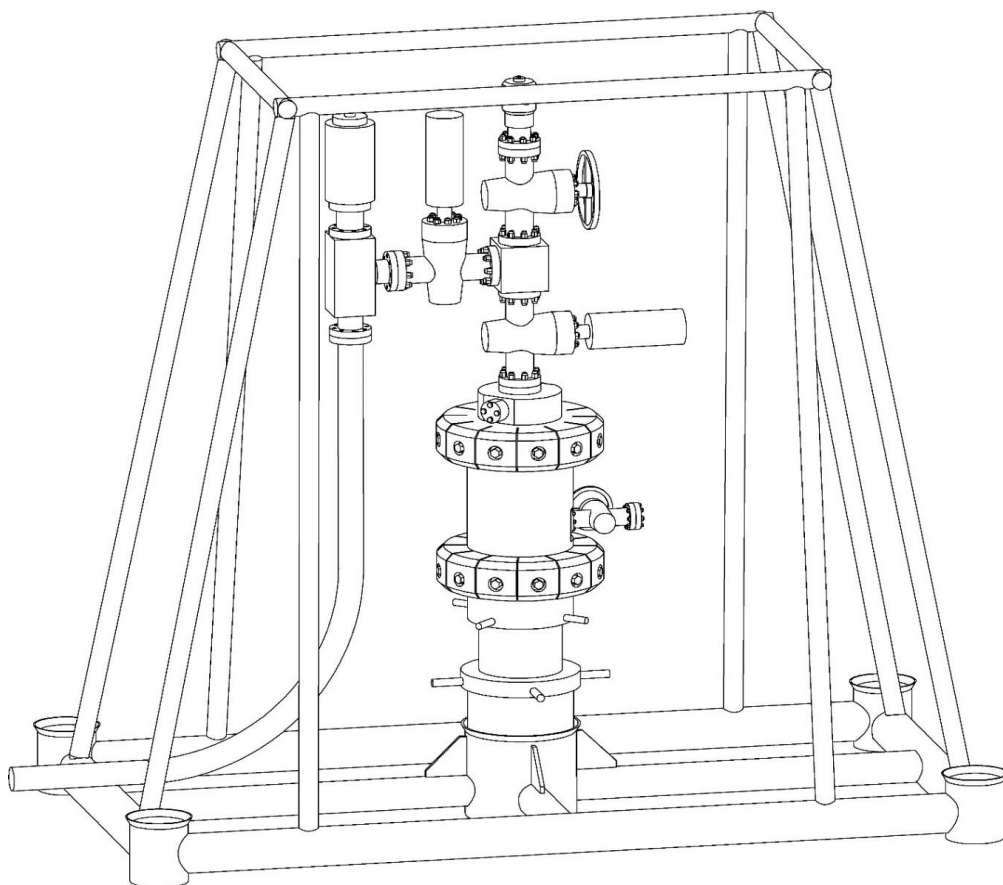


Рисунок 5.21 – Захисне укриття фонтанної арматури на дні моря

5.1.3 Схеми облаштування гирла свердловин при його підводному розташуванні під час капітального ремонту з використанням самопідйомних бурових установок

Ремонт свердловини з підводним розташуванням гирлового обладнання при глибинах моря до 120 м проводиться за допомогою самопідйомної бурової установки.

Так як насосно-компресорні труби у свердловинах з підводним розташуванням гирлового обладнання обладнані експлуатаційним пакером, то капітальний ремонт можна проводити через НКТ без підймання експлуатаційного пакера, або з підйманням НКТ і пакера.

Для глушіння свердловини з установленим експлуатаційним пакером рідину глушіння необхідно закачувати через НКТ на поглинання. При цьому постійно контролювати тиск у затрубному просторі. Тиск закачування не повинен перевищувати допустимий для експлуатаційної колони в інтервалі

його дії (якщо експлуатаційний пакер герметичний – на глибині його установа, якщо негерметичний на гирлі).

Порядок глушіння свердловини шляхом закачування рідини глушіння через НКТ на поглинання наступний (рис. 5.22):

- закрити корінну засувку фонтанної арматури 5;
- стравити тиск у шельфі до 0, відкривши струнну засувку 1 фонтанної арматури на шлейф;
- закрити засувку 1;
- за допомогою водолазів від'єднати ковпак від ялинки фонтанної арматури;
- спустити 114 мм райзер 3 і нижній його кінець за допомогою водолазів з'єднати з фланцем засувки 4 фонтанної арматури;
- на верхній кінець райзера встановити надводну арматуру 2;
- до надводної арматури під'єднати насосний блок і опресувати лінію глушіння тиском, що на 25% перевищує пластовий;
- відкрити корінну засувку 5 фонтанної арматури, струнна засувка 1 залишається закритою;
- провести глушіння свердловини шляхом закачування рідини глушіння через НКТ на поглинання.

Перед підйманням НКТ з експлуатаційним пакером необхідно:

- заглушити свердловину шляхом закачування рідини глушіння через НКТ на поглинання;
- закрити стволову засувку 1 (рис. 5.23) надводної арматури;
- на надводну арматуру, встановлену на рейзері, встановити лубрікатор 2;
- змонтувати канатну станцію, у лубрікатор установити пробку для НКТ;
- опресувати лубрікатор тиском, що на 25% перевищує пластовий;
- відкрити стволову засувку 1 надводної арматури і установити пробку в підвіску НКТ та опресувати її тиском, що на 25% перевищує пластовий;
- витягнути канатний інструмент у лубрікатор;

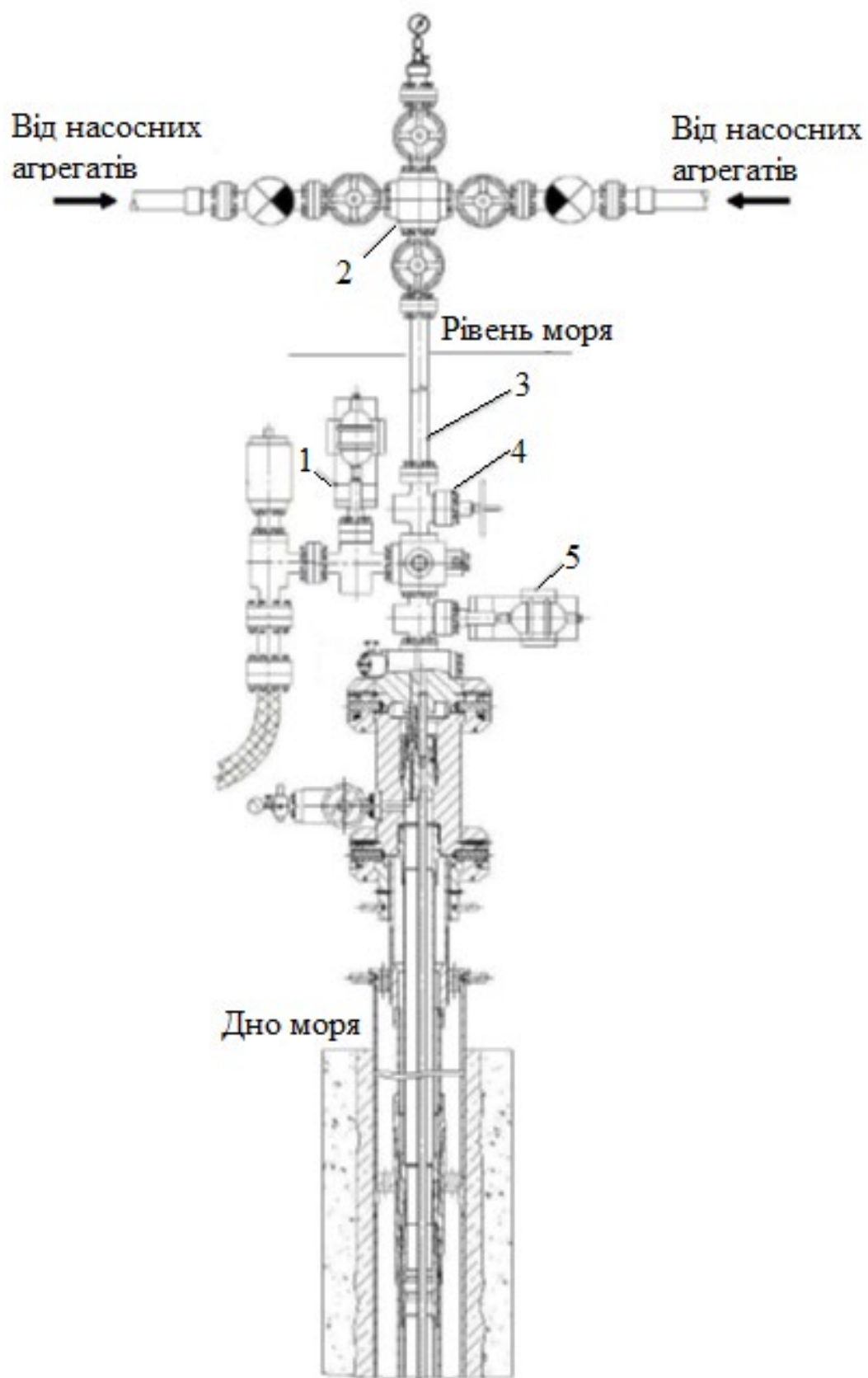


Рисунок 5.22 – Облаштування гирла свердловини для глушіння через НКТ

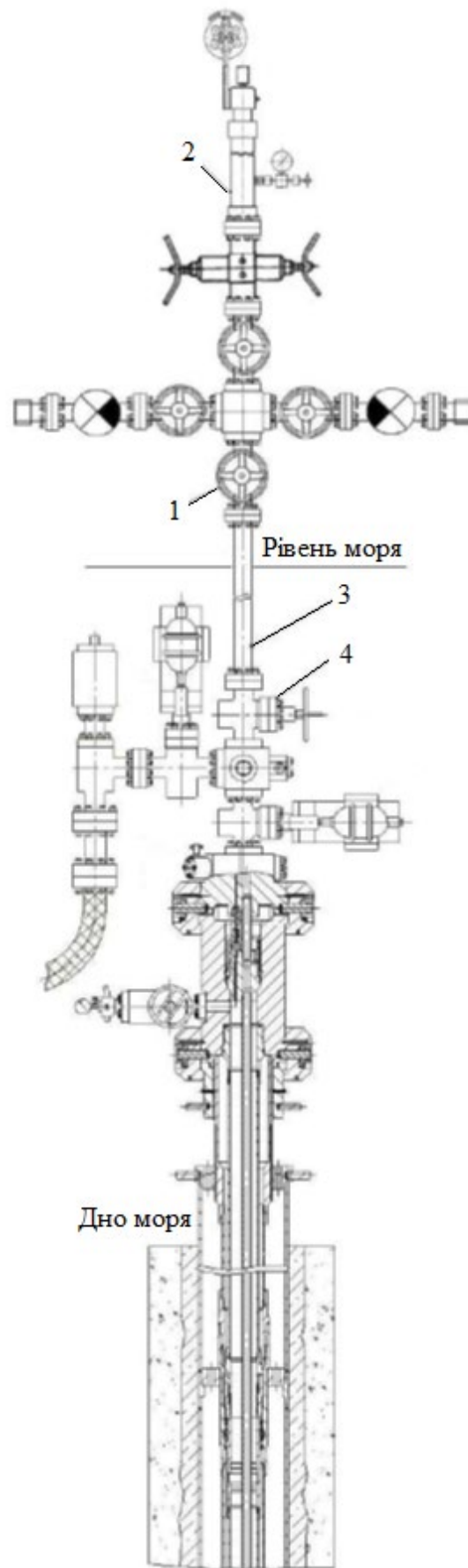


Рисунок 5.23 – Облаштування гирла свердловини для встановлення пробки у підвісці НКТ

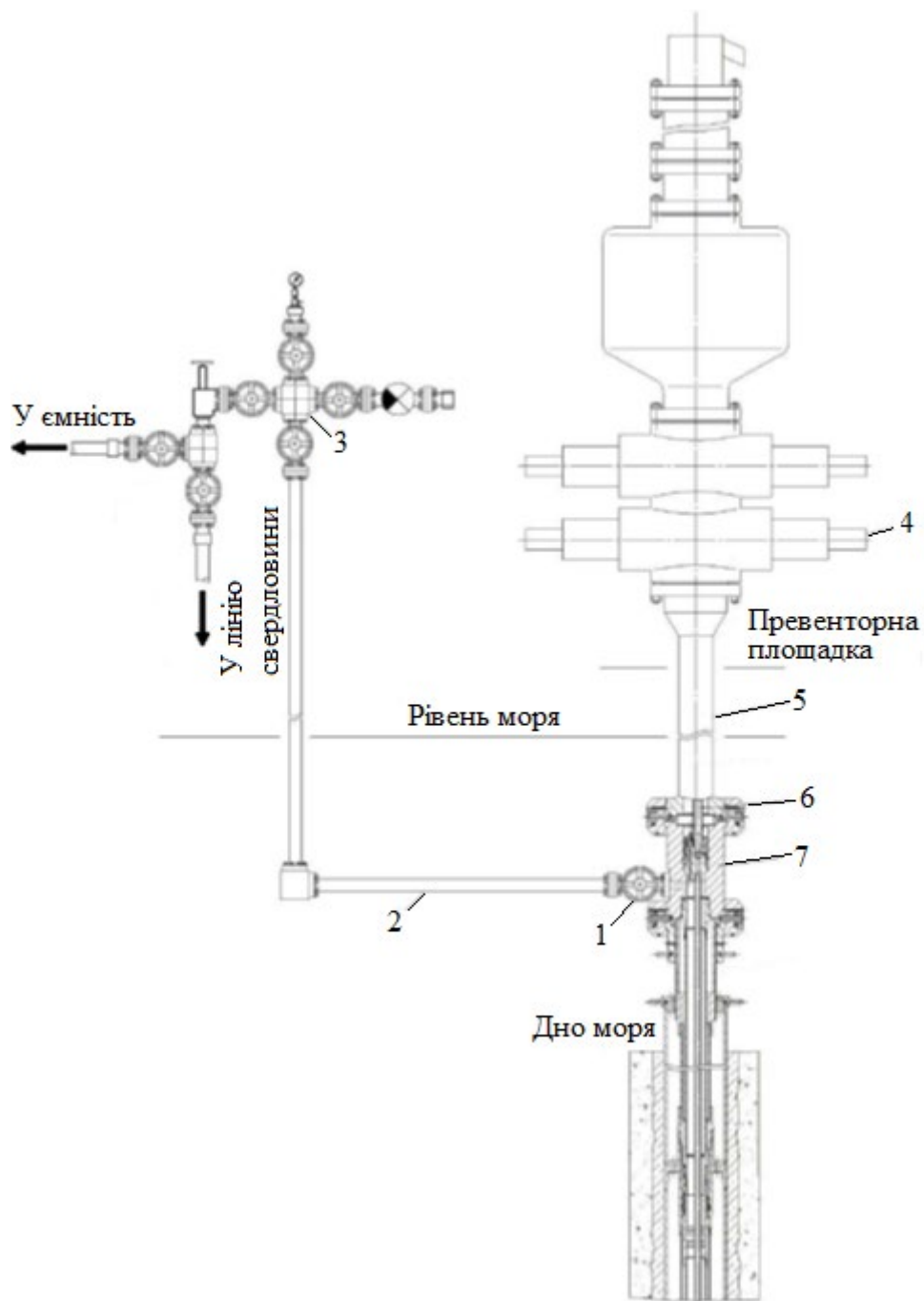


Рисунок 5.24 – Облаштування гирла свердловини перед підйманням НКТ з експлуатаційним пакером

- стравити тиск у райзері до 0;
- демонтувати лубрікатор;
- за допомогою водолазів змонтувати трубопровід 2 від засувки 1 (рис.5.24), що встановлена на затрубному просторі головки НКТ, на самопідйомній буровій установці, обладнати його надводною арматурою 3 і

опресувати при закритій засувці 1 на затрубному просторі на тиск, що на 25% перевищує пластовий;

- за допомогою водолазів від'єднати шлейф від фонтанної арматури демонтувати швидкороз'ємне з'єднання ялинки фонтанної арматури з головкою НКТ;

- підняти 114 мм райзер 3 і ялинку 4 фонтанної арматури, гирло свердловини підготовлене до установлення противикидного обладнання;

- спустити 340 мм райзер 5 і з'єднати його швидкороз'ємним з'єднанням 6 з головкою НКТ 7;

- на верхню трубу райзера установити противикидне обладнання 4, обв'язати його з маніфольдом противикидне обладнання самопідйомної бурової установки, опресувати райзер, з'єднання райзера з гирловим обладнанням і противикидне обладнання тиском на 25% що перевищує пластовий;

- на противикидне обладнання установити лубрикатор, опресувати тиском, що на 25% перевищує пластовий;

- за допомогою канатної станції вилучити пробку із НКТ та відкрити вікна у циркуляційному клапані;

- відкрити засувку 1 на затрубному просторі головки НКТ;

- закачуванням в НКТ заповнити затрубний простір рідиною глушіння до повного вирівнювання параметрів у відповідності до плану робіт;

- закрити засувку 1 на затрубному просторі головки НКТ.

При ремонті свердловини через НКТ гирло облаштовується у відповідності до рис. 5.25 і 5.26.

У дочірньому підприємстві «Воєнізована аварійно-рятувальна (газорятувальна) служба «ЛІКВО» нафтогазової промисловості» розроблений мобільний малогабаритний комплекс для проведення ремонтних робіт у свердловині під тиском з використанням гідропіскоструминних технологій. Цей комплекс може служити зразком мобільного малогабаритного обладнання для ремонту свердловин. Даний комплекс призначений для ліквідування

відкладень у ліфтових насосно-компресорних трубах, експлуатаційній колоні та відрізання прихоплених НКТ.

Облаштування гирла свердловини під час ремонту з використанням колтюбінгової установки показано на рис 5.26

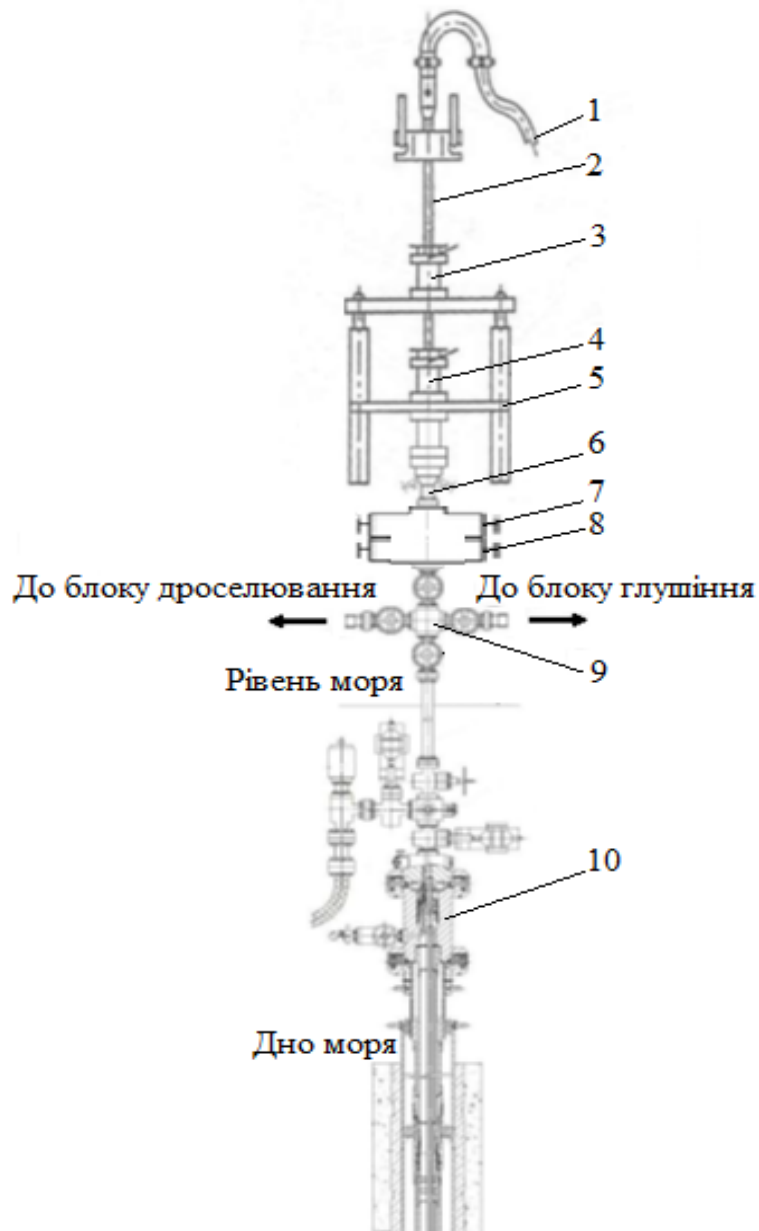


Рисунок 5.25 – Облаштування гирла свердловини під час ремонту НКТ з використанням малогабаритного мобільного комплексу: 1 – гнучкий рукав; 2 – НКТ-33; 3 – рухома шліпсова котушка; 4 – нерухома шліпсова котушка; 5 – домкратний блок; 6 – герметизатор; 7 – превентор плашковий з плашками під НКТ-33; 8 – превентор плашковий з глухими плашками; 9 – надводна арматура; 10 – підводна фонтанна арматура

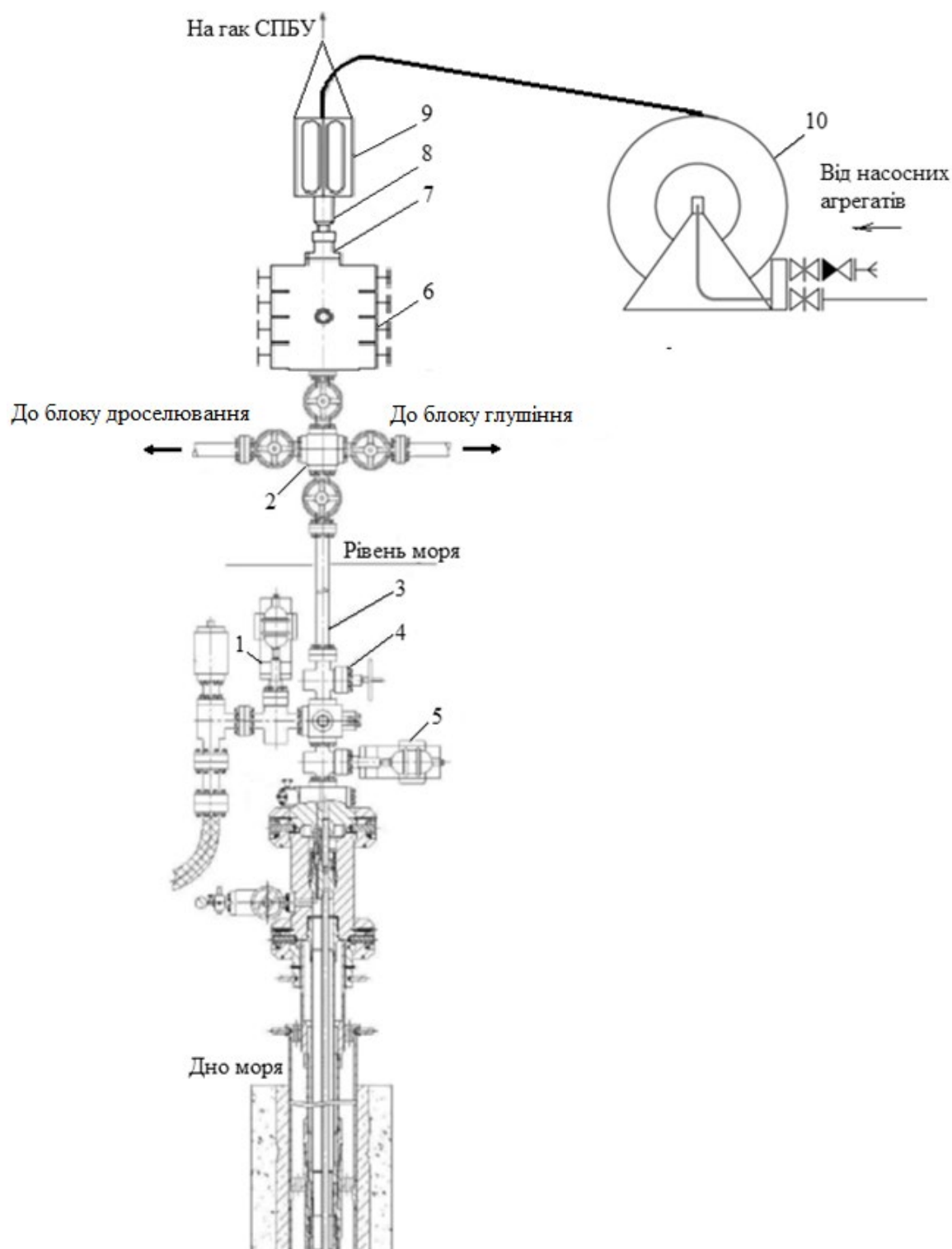


Рисунок 5.26 – Облаштування гирла свердловини під час ремонту з використанням колтюбінгової установки: 1, 5 – засувки з дистанційним керуванням; 2 – надводна арматура; 3 – райзер діаметром 114 мм; 4 – засувка з ручним керуванням; 6 – блок превенторів; 7 – перехідна катушка; 8 – стріп-пакер; 9 – інжектор; 10 – барабан

Якщо свердловину не вдалося заглушити шляхом закачування рідини глушіння через НКТ на поглинання, тоді глушіння свердловини проводять методом заміщення флюїду рідиною глушіння з протитиском. Для цього гирло свердловини необхідно облаштувати у відповідності до рис. 5.27.

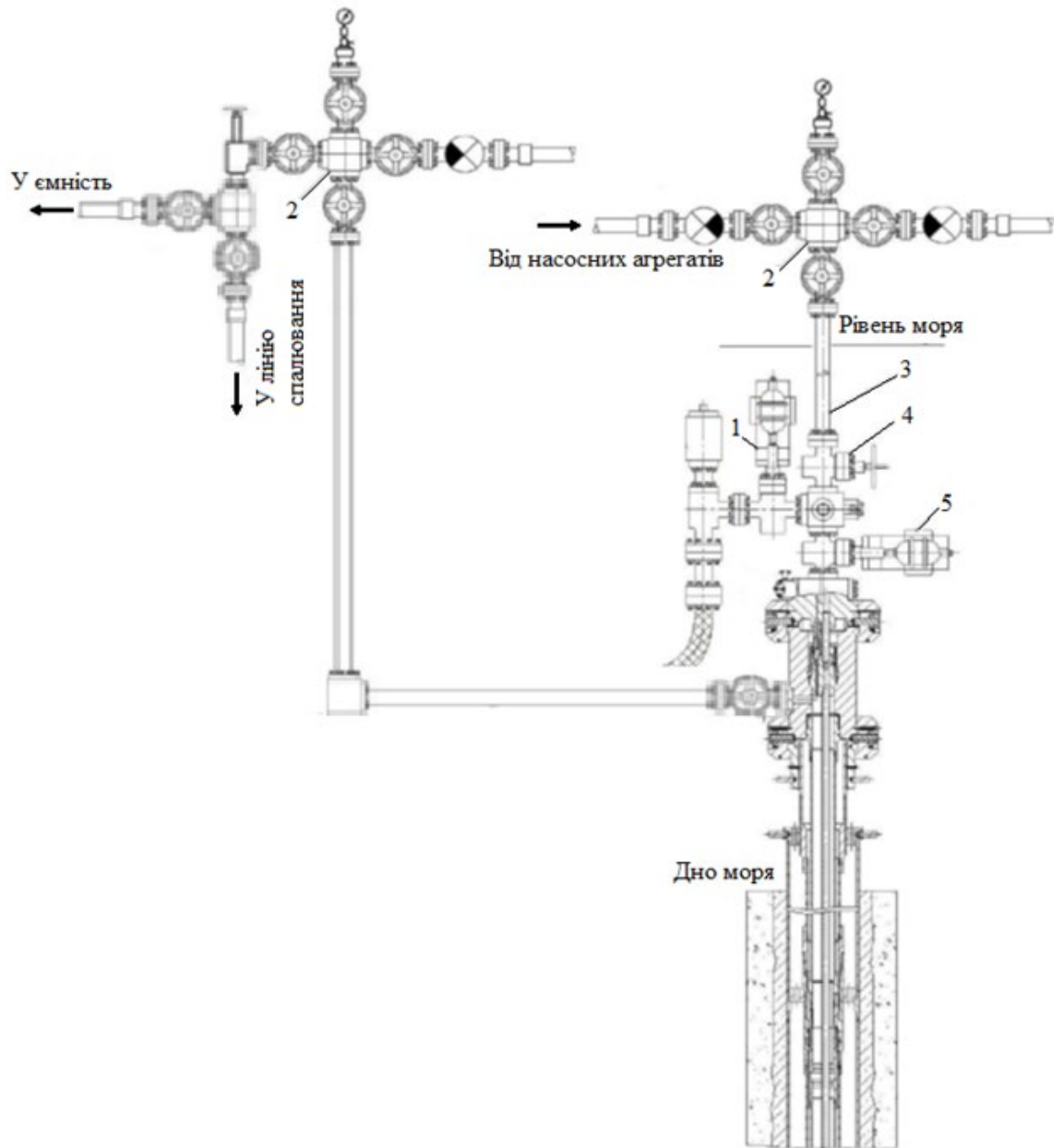


Рисунок 5.27 – Облаштування гирла свердловини під час глушіння методом заміщення флюїду рідиною глушіння з протитиском: 1, 5 – засувки з дистанційним керуванням; 2 – надводна арматура; 3 – райзер діаметром 114 мм; 4 – засувка з ручним керуванням

6 ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ГАЗОВОЇ ТА ФОНТАННОЇ БЕЗПЕКИ ПРИ РЕМОНТІ КОЛОННОЇ ОБВ'ЯЗКИ НА ДІЮЧИХ СВЕРДЛОВИНАХ БЕЗ УСТАНОВЛЕННЯ ЦЕМЕНТНОГО МОСТА

6.1 Теоретична частина

6.1.1 Причини негерметичності колонних обв'язок при облаштуванні свердловини в процесі буріння свердловин

Найбільш характерні причини негерметичності колонних обв'язок при облаштуванні гирла в процесі буріння свердловини.

Причина 1. Найбільш складна аварійна ситуація може виникнути, якщо при монтажі колонної обв'язки типу ОККЗ не установлені трубоутримувачі, або установлені з порушенням технології – після ОТЦ.

На рис. 6.1. показано, як розподіляється сила, що утворюється від дії статичного тиску при випробуванні свердловини на гирлове обладнання.

Реакція від дії сили статичного тиску $F_{ст}$, коли витримана технологія обв'язки гирла свердловини колонною обв'язкою, сприймається клиновими підвісками експлуатаційної (R_1), другої проміжної (R_2), першої проміжної (R_3), колона різьбовим або зварювальним з'єднанням кондуктора (R_4) (рис.6.1.а).

У випадку, коли трубоутримувачі не установлені, або установлені з порушенням технології - після ОТЦ, реакція від дії сили статичного тиску $F_{ст}$ сприймається різьбовим або зварювальним з'єднанням кондуктора з колонною обв'язкою (рис. 6.1.б).

Якщо $F_{ст} > R_4$, різьбове або зварювальне з'єднання кондуктора з колонною обв'язкою руйнується, і виникає відкритий фонтан.

Причина 2. В процесі буріння свердловини вісь бурильного інструменту, підвіщеного на талевій системі, повинна співпадати з віссю прохідного отвору ротора і віссю гирлового обладнання.

Якщо, вісь бурильного інструменту, підвішеного на талевій системі, неспівпадає з віссю ротора та ствола свердловини (гирлового обладнання) (рис. 6.2), то у цьому випадку максимально буде зношуватись надпревенторна

катушка, корпус превенторів та корпус колонної головки і верхня частина колони.

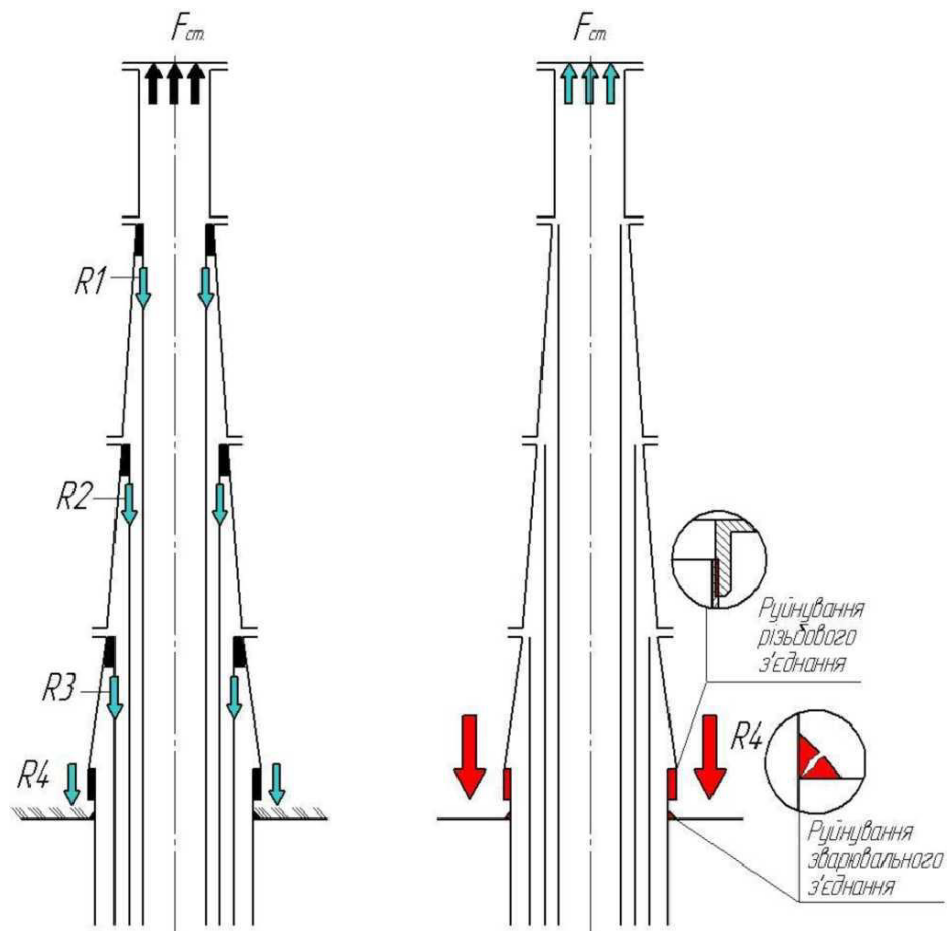


Рисунок 6.1 – Розподіл сил від дії статичного тиску

Чи можна запобігти зношуванню гирлового обладнання та обсадних колон при бурінні, якщо вісь бурильного інструменту неспівпадає з віссю стовбура свердловини, шляхом натягування розтяжки, яка служить для кріплення противикидного обладнання (рис. 6.3)?

Використовувати розтяжку, яка служить для кріплення противикидного обладнання, для центрування гирлового обладнання відносно бурильного інструменту не слід. Так як при цьому ми не досягнемо їх співвісності і попередимо тільки зношування надпревенторної катушки, а корпус колонної головки та верх колони будуть зношуватись. Як добитися співвісності

бурильного інструменту, підвішеного на талевій системі, з гирловим обладнанням?

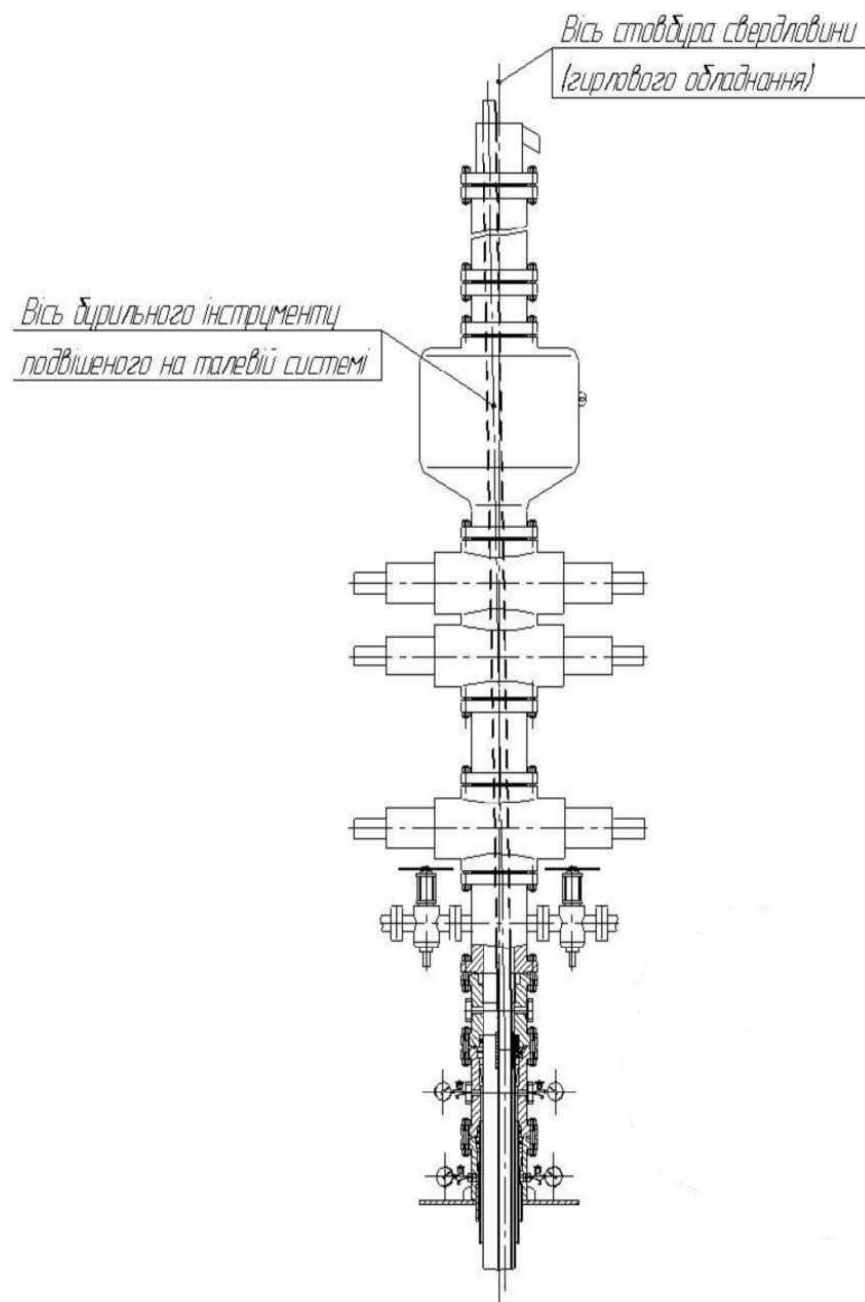


Рисунок 6.2 – Відсутність співвісності бурильного інструменту та стовбура свердловини

Для цього необхідно за допомогою домкратів підняти визначені ноги вежі і підкласти під них проставки необхідної товщини. Зношений корпус колонної головки підлягає відновленню.

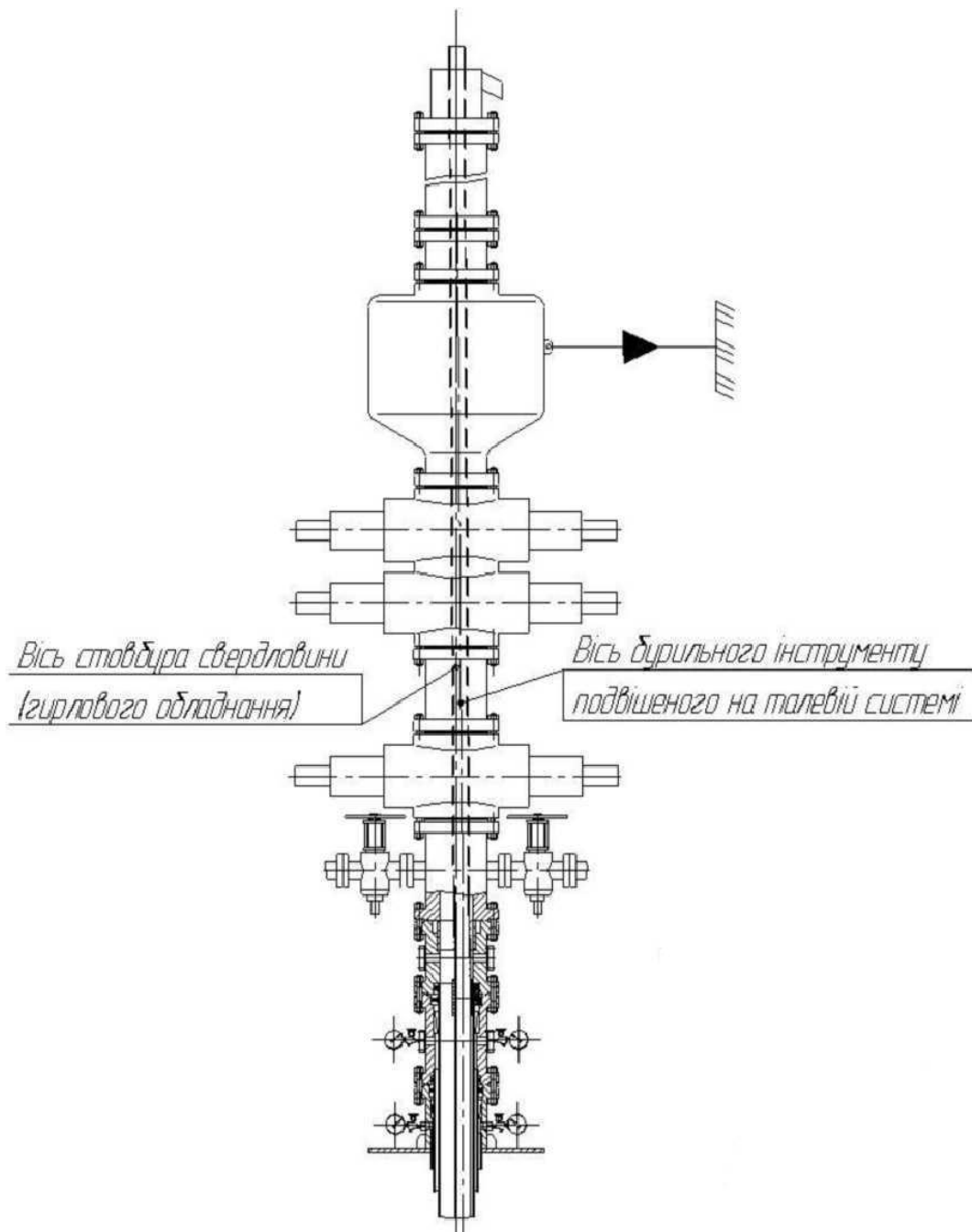


Рисунок 6.3 – Використання розтяжки для центрування гірлового обладнання

Причина 3. Після монтажу колонної обв'язки типу ОККЗ на гирлі свердловини в процесі опресування міжпакерного простору рідина витікає через фланцеве з'єднання (рис. 6.4) – прокладка, що встановлена між фланцями, недостатньо затиснута. Хоча при кріпленні фланцевого з'єднання гайки були затягнуті з необхідним крутним елементом.

Причина негерметичності фланцевого з'єднання наступна: діаметр останньої труби більше припустимого, і при кріпленні фланцевого з'єднання пакери верхнього і нижнього ущільнювачів розпакерувалися раніше, ніж була затиснута прокладка. Для усунення негерметичності необхідно зменшити висоту натискного кільця ущільнювача.

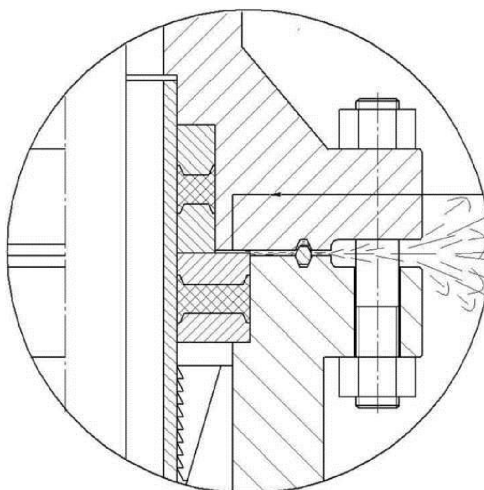


Рисунок 6.4 – Пропуски рідини через фланцеве з'єднання при опресуванні

Причина 4. Після монтажу колонної обв'язки типу ОККЗ на гирлі свердловини в процесі опресування міжпакерного простору рідина витікає в міжколонний простір та у колону (рис. 6.5) – негерметичні верхній та нижній ущільнювачі. Пропуски рідини через фланцеве з'єднання відсутні.

Причина негерметичності ущільнювачів наступна: діаметр останньої труби менше припустимого і при кріпленні фланцевого з'єднання прокладка була затиснута раніше ніж розпакерувалися пакери верхнього та нижнього ущільнювачів. Для усунення негерметичності необхідно установити на натискне кільце додаткову шайбу.

Причина 5. Після монтажу колонної обв'язки типу ОККЗ при опресуванні міжпакерного простору тиск нагнітання зростає, а рідина в міжпакерний простір не поступає. Причина - отвір для нагнітання рідини, просверлений неправильно, і виходить він не у міжфланцеву порожнину, а у бік пакера, який і перекриває отвір (рис. 6.6).

Для усунення неполадку необхідно зняти корпус колонної головки (хрестовину трубної головки) з гирла свердловини і просверлити додатковий отвір, який з'єднає лінію нагнітання з міжпакерним простором (рис.6.7).

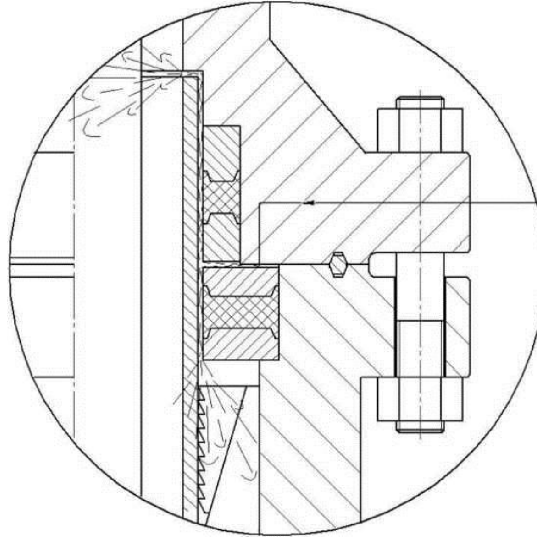


Рисунок 6.5 – Пропуски рідини через ущільнювачі при опресуванні

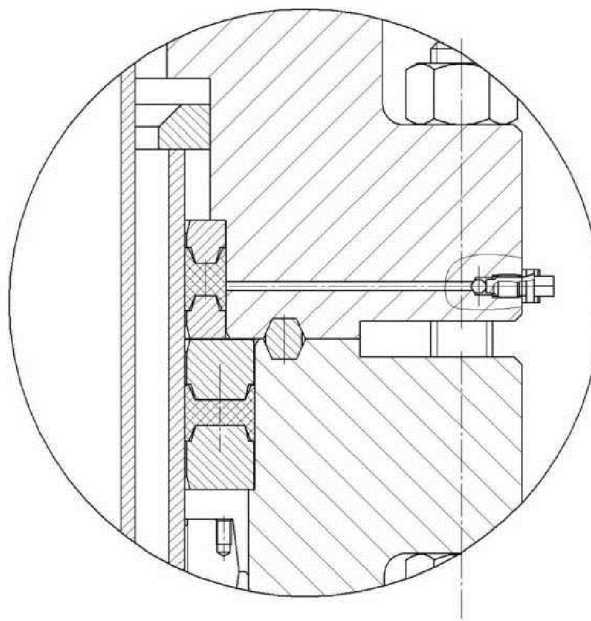


Рисунок 6.6 – Отвір, для нагнітання рідини, виходить в бік пакера

Особливий випадок. Коли необхідно перевіряти стан втулки захисної, що встановлюється з метою попередження пошкодження корпусу колонної головки?

Стан втулки захисної, що встановлюється з метою попередження пошкодження корпусу колонної головки, слід перевіряти перед спуском обсадної колони.

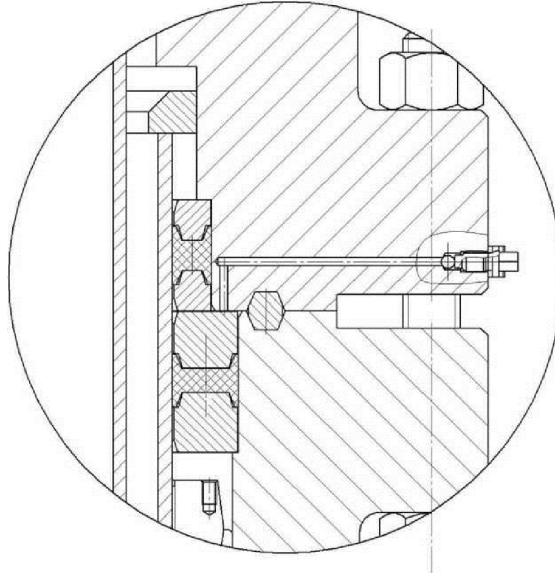


Рисунок 6.7 – Отвір, для нагнітання рідини, виходить у міжфланцеву порожнину

Ви піднімаєте втулку захисну із колонної обв'язки і бачите, що вона з одного боку наскрізь протерта бурильним інструментом, одже і порушено цілісність корпусу колонної головки у місцях установа уцільнення та трубоутримувача.

Для відновлення корпусу колонної головки необхідно встановити у свердловині цементний міст, випробувати його. Демонтувати противикидне обладнання з гирла свердловини, демонтувати пошкоджений корпус колонної головки та відремонтувати його. Установити відремонтований корпус колонної головки на гирло свердловини на противикидне обладнання. Провести опресування міжколонного та міжпакерних просторів і колонної обв'язки разом з колоною. Розбурити цементний міст, спустити наступну колону та обв'язати її колонною обв'язкою.

6.1.2 Причини негерметичності колонних обв'язок при експлуатації свердловин

Вивченні та проаналізовані причини негерметичності колонних обв'язок які використовуються в нафтогазовому комплексі України тривалий період і в великих кількостях.

Причини негерметичності колонних обв'язок типу ООК.

У експлуатації знаходяться колонні обв'язки ООК1, ООК2, ООК3. Колонні обв'язки ООК1 застосовують для обв'язування двох колон (кондуктор + експлуатаційна), ООК2 - для обв'язування трьох колон (кондуктор + проміжна + експлуатаційна), ООК3 - для обв'язування чотирьох колон (кондуктор + перша проміжна + друга проміжна + експлуатаційна).

Модель ООК-1-21-146х219 розшифровується наступним чином:

О - обладнання; О - обсадних; К - колон; 1 - схема (модель); 21 –робочий тиск, МПа; 146 –діаметр експлуатаційної колони, мм; 219 - діаметр кондуктора, мм.

Розглянемо будову і порядок монтажу колонної обв'язки ООК2 (рис. 6.8).

Колонна обв'язка складається з двох секцій: нижньої і верхньої. Основними деталями нижньої секції є корпус 1; клинова підвіска 2, що складається з трьох клинів, зв'язаних між собою шарнірами; котушка 3. У корпусі знаходяться два отвори, в одне з яких вкручується маніфольд для контролю міжколонного простору, інше заглушене пробкою. Основними деталями верхньої секції є корпус 5, який навертається на патрубок 4, клинова підвіска 6, пакер 7 для герметизації міжтрубного простору проміжної і експлуатаційної колон, котушка 8.

У даній колонній обв'язці корпус 1 приварений до кондуктора ручним електродуговим способом на постійному струмі електродами ОММ5 або СМ типу Е-42 з середини і зовні суцільним щільним швом 12х12 в два-три проходи. Проміжна колона посаджена на клинову підвіску 2 і приварена до

катушки 3 суцільним швом 10х10 в 2-3 проходи. Експлуатаційна колона після підвіски на клини 6 і монтажу пакера 7 приварена до катушки 8.

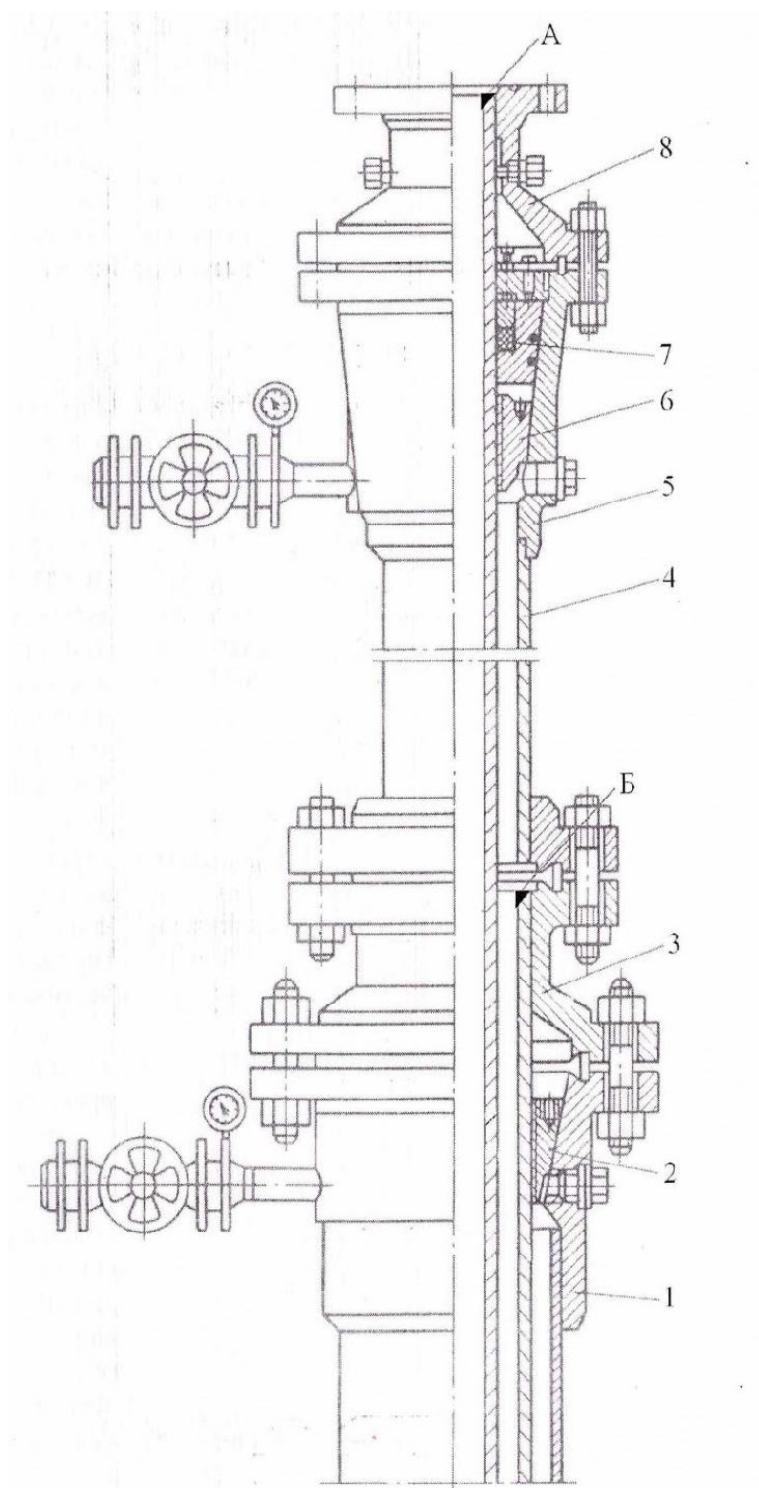


Рисунок 6.8 – Колонна обв'язка ООК2

Основним недоліком колонних обв'язок типу ООК є руйнування зварного шва, що з'єднує експлуатаційну колону з катушкою колонної обв'язки.

Грозненським механічним заводом були сконструйовані та тривалий час виготовлялись колонні обв'язки типу КГ: КГ-4х70 та КГ- 3х70. Велика кількість колонних обв'язок цього типу експлуатується на нафтових та газових свердловинах України. Грозненський механічний завод зруйнований і давно вже не випускає ці колонні обв'язки, але колонні обв'язки типу КГ продовжують поступати в Україну.

Розглянемо колонні обв'язки типу КГ на прикладі колонної обв'язки КГ-4х70.

Колонна обв'язка КГ-4Х70 призначена для обв'язування чотирьох обсадних колон, герметизації і контролю між колонних просторів, регулювання режиму роботи при бурінні і експлуатації нафтових і газових свердловин глибиною 4000 м і більше з робочим тиском до 70 МПа за відсутності в продукції корозійних складових. Модель КГ-4х70 розшифровується таким чином: К - колонна; Г - головка; 4 - число обсадних труб, що обв'язуються; 70 –робочий тиск, МПа.

Причини негерметичності колонних обв'язок типу КГ. Колонна обв'язка (рис. 6.9) складається з наступних основних частин: трійника 13 з клинковою підвіскою 12 для підвішування колони обсадних труб діаметром 324 мм, пакерного пристрою 10; хрестовини 9 з підвіскою 7 для підвішування колони обсадних труб діаметром 245 мм, пакерного пристрою 6, хрестовини 5 з підвіскою 3 для підвішування колони обсадних труб діаметром 168 мм, пакерного пристрою 2; фланця 1, зворотних клапанів 11, розрядних пробок 17. Трійник 13 складається з корпусу і відведення. Корпус трійника–вилитий із сталі 35ХМЛ (ГОСТ 977 - 88); має в середній частині отвір для приєднання відведення, у верхній частині виконані розточування діаметром 415 мм для установлення підвіски 12 і діаметром 425 мм для установки кришки підвіски пакерного пристрою. Відведенням є патрубок з краном 14 високого тиску.

Відведення приєднане до корпусу трійника за допомогою різьби і служить для технологічних робіт при бурінні та експлуатації свердловин.

Хрестовина 9 - відлита із сталі 35ХМЛ, нижній фланець якої має розточування діаметром 415 мм під пакерний пристрій 10. Верхній фланець має розточування діаметром 345 мм під підвіску 7 і розточування діаметром 355 мм під пакерний пристрій 6. У середній частині до корпусу хрестовини з одного боку за допомогою шпильок приєднаний фланець 15 з патрубком і краном високого тиску, з іншого боку - заглушка 8 з вентилем 4. При затягуванні хрестовини 9 пакерний пристрій 10, деформуючись, герметизує простір між корпусом хрестовини і колоною діаметром 324 мм, запобігаючи попаданню середовища в плашки підвіски зверху.

Хрестовина 5 – відлита із сталі 35ХММЛ. Нижній фланець має розточування діаметром 345 мм під пакерний пристрій 6. Верхній фланець має розточування діаметром 227 мм під підвіску 3 і розточування діаметром 237 мм під пакерний пристрій 2. У середній частині до корпусу хрестовини приєднується фланець 8 з вентилем 4, з іншого боку - засувка 16. При затягуванні хрестовини 5 пакер пристрою 6, деформуючись, герметизує простір між корпусом хрестовини і колоною діаметром 245 мм, запобігаючи попаданню середовища в плашки підвіски зверху. Герметизація колони діаметром 168 мм здійснюється пакерним пристроєм 2, що деформується при затягуванні фланця 1.

Підвіска (рис. 6.10) - клинова одноступінчата, складається з корпусів 4, плашок 1, півкілець 5, сержок 7, гвинтів 2 і 8, ручок 3, штифтів 6.

Пакерний пристрій (рис. 6.11) служить для герметизації затрубного простору в колонній головці. Він складається з кришки підвіски 3, натискного кільця 1, ущільнюючого кільця 4 і пакера 2.

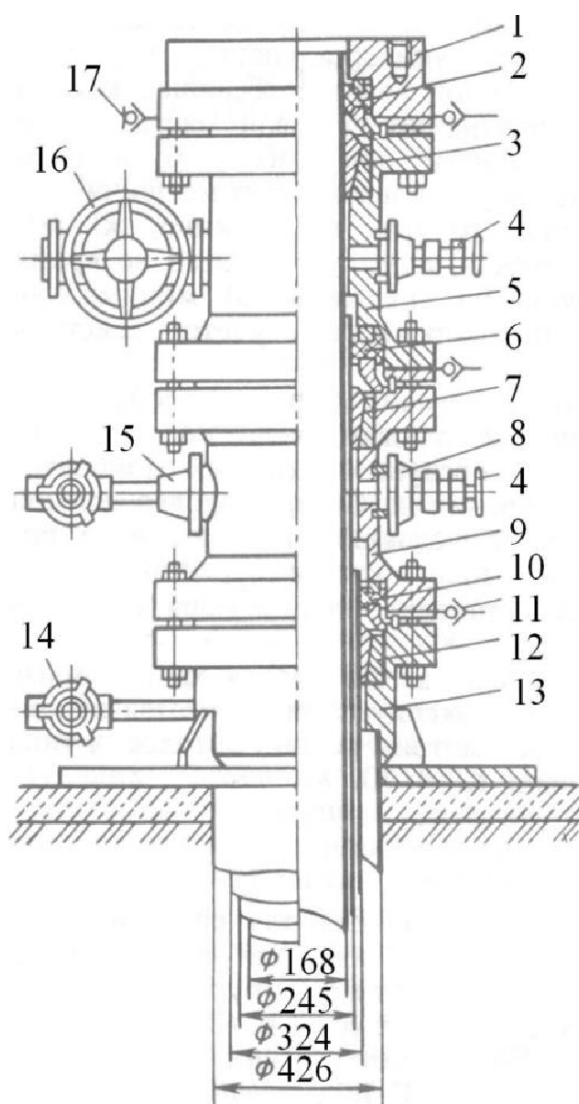


Рисунок 6.9 – Колонна обв'язка КГ-4x70

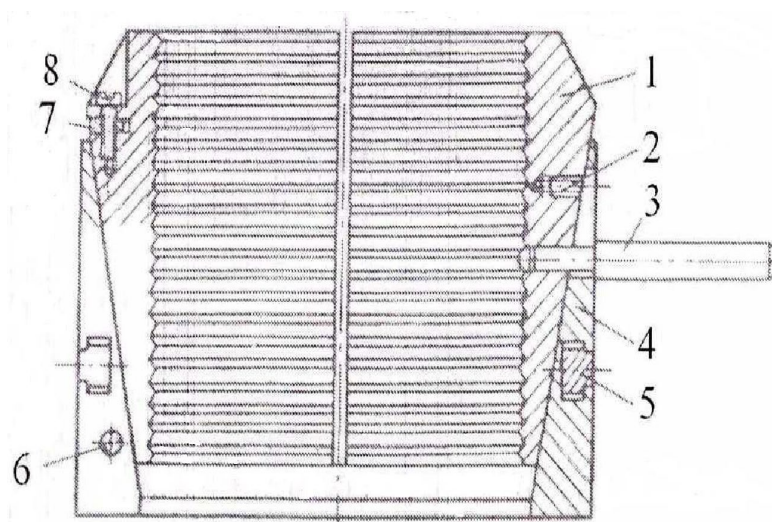


Рисунок 6.10 – Підвіска

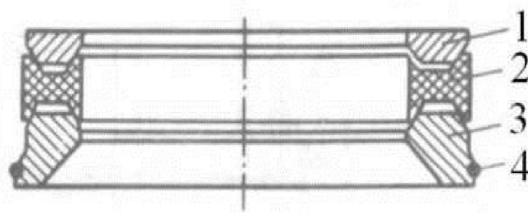


Рисунок 6.11 – Пакерний пристрій

Колонні обв'язки типу КГ постачаються у комплекті з фланцями-адапторами 1 (див. рис. 6.9), так і без них, з верхнім фланцем 230х70 або 280х70.

Колонні обв'язки типу КГ мають ряд суттєвих недоліків, а саме:

Пакерний пристрій складається тільки з одного пакера 2 (див. рис. 6.11), який запобігає перетіканню газу з експлуатаційної колони в між колонний простір і далі. Необхідно не менше двох;

Ущільнююче кільце 4 (див. рис. 6.11) при опресуванні втрачає герметичність при тиску > 20 МПа. У відповідності до ГОСТ 9833 кільця гумові ущільнюючі круглого розрізу для гідравлічних і пневматичних пристроїв у нерухомих з'єднаннях повинні використовуватися у комплекті з захисними фторопластовими кільцями для запобігання витікання гуми у кільцеві зазори.

Причиною негерметичності колонних обв'язок типу КГ-4х70 є також старіння та руйнування гумових ущільнень.

Причини негерметичності колонних обв'язок компанії Cameron. Обладнання гирла свердловини компанії Cameron відповідає стандартам надійності, якості та інновацій на протязі більше 90 років. Починаючи з нафтового буму в Техасі та Оклахомі в 1920 році і до освоєння родовищ важкої нафти в східній Канаді та Венесуелі, морських нафтогазових родовищ у Північному морі гирлове обладнання компанії Cameron розвивалось разом з нафтогазовидобувною промисловістю.

Найбільш широко в Україні використовуються колонні і обв'язки компанії Cameron типу S 70-168х245х324х426.

Колонна обв'язка Camegon типу S 70-168x245x324x426 складається (рис. 3.12) із однофланцевої колонної головки ГК1К-426-425x21-1, двофланцевої колонної головки ГК2К-425x21-350x35-2 та двофланцевої колонної головки ГК2К-350x35-280x70.

Колонна головка ГК1К-426-425x21 укомплектована трубоутримувачем типу SB-3А (рис. 6.13), а колонні головки ГК2К- 425x21-350x35 і ГК2К-350x35-280x70 - трубоутримувачами типу SB- 6А (рис. 6.14).

Трубоутримувачі призначені не тільки для підвішування обсадних колон, а і для герметизації міжколонних просторів.

Трубоутримувач SB - 3А (рис. 6.13) складається з стопорних гвинтів 1, натискних гайок 2, ущільнень стопорних гвинтів 3, болтів 4, верхнього натискного кільця 5, ущільнення (пакера) 6, нижнього кільця 7, клинів 8, корпусів клинів 9, направляючого болта 10, монтажних ручок 11, запірних болтів 12, гвинтів 13.

Трубоутримувач SB - 6А (рис. 6.14) складається із стопорних гвинтів 1, натискних гайок 2, ущільнень стопорних пальців 3, болтів 4, верхнього натискного кільця 5, ущільнення (пакера) 6, нижнього кільця 7, клинів 8, корпусів клинів 10, гвинтів 9, запірних болтів 13.

Герметизація між наступною колонною головою і виступаючим кінцем обсадної колони забезпечується двома ущільненнями “Р” які розміщені в нижній частині наступної колонної головки.

Ущільнення “Р” (рис. 6.15) складається з гумового пакера 2 і розпірних металічних кілець 1.

Для розпакеровки ущільнення “Р”, необхідно в спеціальні отвори “PACKING” закачати пластикове мастило до розрахункового тиску, який залежить від тиску опресовування обсадної колони. Випускання повітря при заповненні ущільнення “Р” пластиковим мастилом проводиться через аналогічний штуцер з викрученим зворотним клапаном 3 (рис. 6.15) із протилежної сторони від опресовочного штуцера.

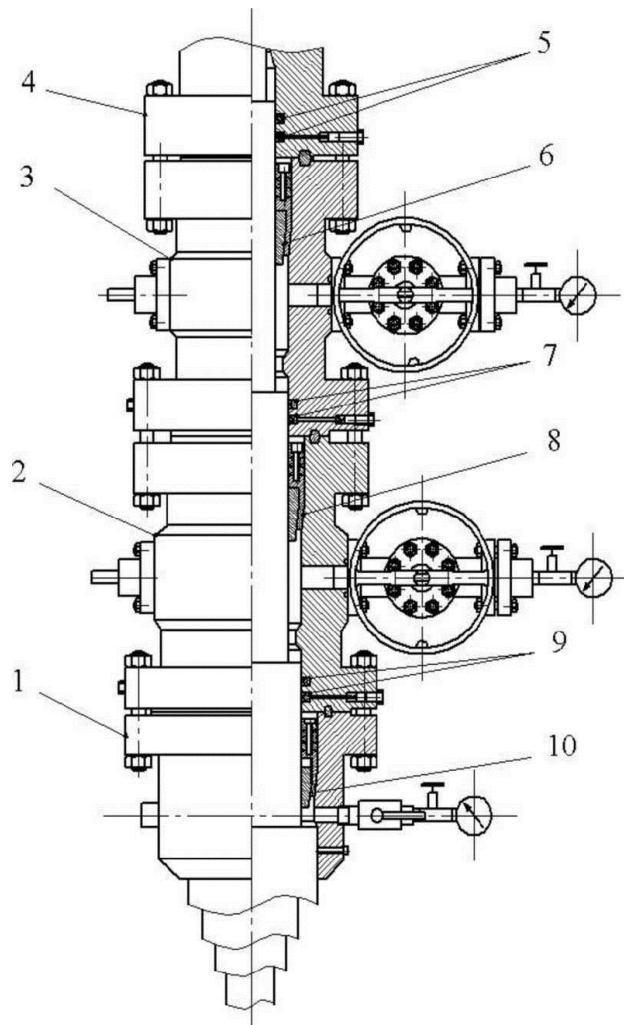


Рисунок 6.12 – Колонна обв’язка Cameron типу S 70-168x245x324x426:
 1 – однофланцева колонна головка ГК1К-426-425x21; 2 – двофланцева колонна головка ГК2К-425x21-350x35; 3 – двофланцева колонна головка ГК2К-350x35-280x70; 4 – трубна головка; 5, 7, 9 – ущільнення "Р"; 6 – трубоутримувач експлуатаційної колони діаметром 168 мм; 8 – трубоутримувач другої технічної колони діаметром 245 мм; 10 – трубоутримувач першої технічної колони діаметром 324 мм.

Перевірку герметичності між двома ущільненнями "Р" а також пакерними ущільненнями "Р" і ущільненням клинової підвіски проводять через спеціальні отвори "TEST" мастилом на тиск визначений технічною службою підприємства.

Перевірка герметичності між верхнім 4 та нижнім 6 пакерами проводиться опресовкою через отвір 9 на тиск 70 МПа.

Перевірка герметичності між верхнім ущільненням 4 муфтової підвіски, нижнім ущільненням 6 муфтової підвіски та металічним кільцем 17

фланцевого з'єднання проводиться опресовуванням через отвір 18 на перевіднику до трубної головки, на тиск 70 МПа.

При експлуатації колонних обв'язок фірми Cameron мали місце наступні випадки їх негерметичності: - виникнення міжколонних тисків із-за старіння і руйнування гумових ущільнень;

- негерметичність ущільнень «Р» із-за перевищення мінімальних допусків овальності і діаметра обсадної колони;

- негерметичність ущільнення типу «Р» із-за падіння тиску пластикового мастила, що притискає ущільнення до обсадної колони.

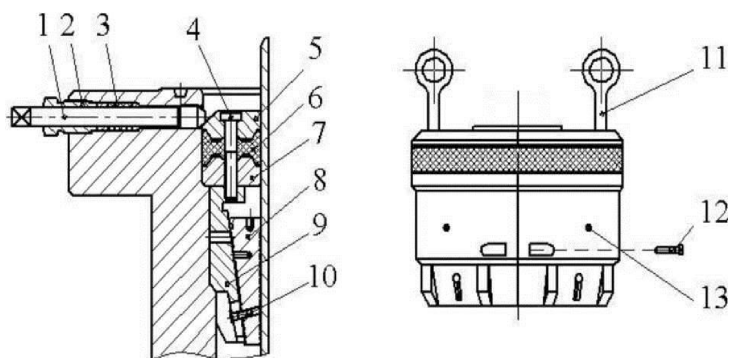


Рисунок 6.13 – Трубоутримувач типу SB-3A

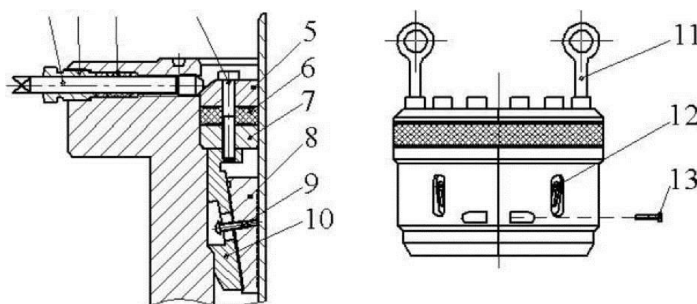


Рисунок 6.14 – Трубоутримувач типу SB-6A

Причини негерметичності колонних обв'язок типу ОКК. В експлуатації нафтогазовому комплексі України знаходяться колонні головки типу ОКК-1 і ОКК-2 машинобудівних заводів Азербайджану, та колонні головки ОКК-3, що виготовлені Грозненським механічним заводом (рис. 6.16).

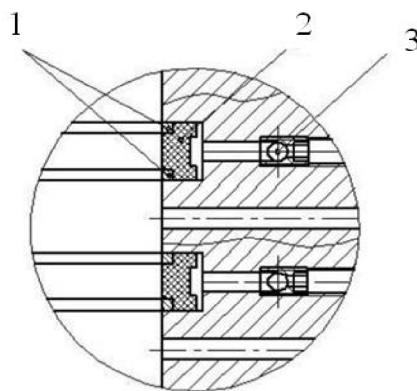


Рисунок 6.15 – Ущільнення "Р"

Основним постачальником колонних головок типу ОКК-1, ОКК-2 і ОКК-3 є Конотопський арматурний завод.

Колонна обв'язка ОКК1-21-168x245 зображена на рис. 6.17, колонна обв'язка ОКК2-35-168x245x324 зображена на рис. 6.18 та колонна обв'язка ОКК3-70-168x245x324x426 зображена на рис. 6.18.

Основною причиною негерметичності колонних обв'язок типу ОКК всіх заводів виробників при експлуатації є старіння та руйнування гумових ущільнювальних елементів.

6.1.3 Підбір обладнання для герметизації гирла свердловини

Пакер для герметизації гирла механічний ПГГ – 168 М

Пакер для герметизації гирла механічний ПГГ-168М призначений для перекриття прохідного каналу експлуатаційної колони заглушеної свердловини при виконанні ремонтних робіт, пов'язаних із тривалим розкриттям свердловини по верхньому фланцю колонної обв'язки. Пакер призначений для свердловин, обсаджених експлуатаційною колоною діаметром 168 мм з товщиною стінки 8,9 мм, 10,6 мм або 12,1 мм.

Пакер, установлений у свердловину і споряджений кульовим краном із приєднувальною різьбою НКТ-89, забезпечує можливість постійного контролю за свердловиною, а також, при необхідності, впливати на свердловину через наскрізний канал діаметром 57 мм. Основні параметри та

розміри пакера наведені у табл. 4.1. Пакер (рис. 6.17) складається із корпуса 1, верхньої приєднувальної муфти 2, нижньої приєднувальної муфти 3, рухливого клина 4, вузла ущільнення 5, вузла фіксації 6 та вузла керування 7, що розташовані на корпусі концентрично.

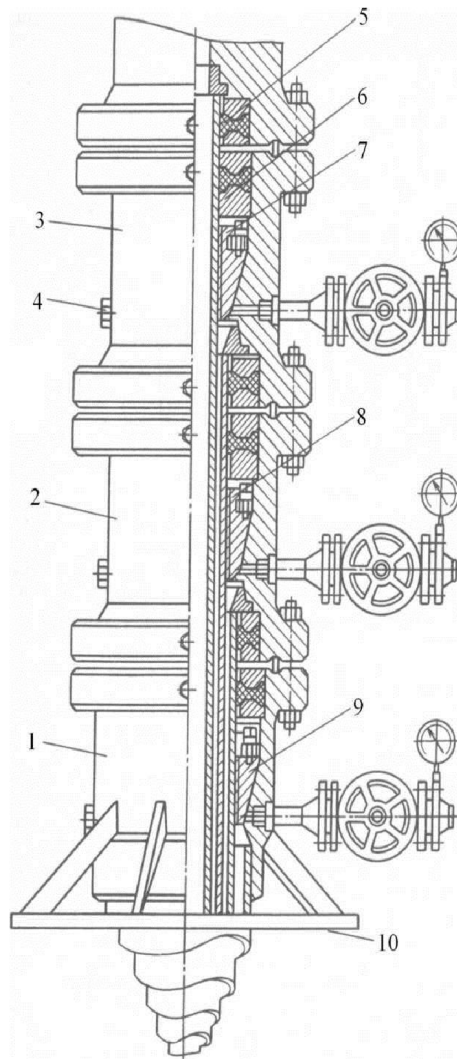


Рисунок 6.16 – Колонна обв'язка ОКК3-35-168х245х324х426:

- 1 – однофланцева колонна головка ГК1-426-425х21; 2 – двофланцева колонна головка ГК2--425х21-350х35; 3 – двофланцева колонна головка ГК2-350х35-280х35; 4 – заглушка; 5 – верхній ущільнювач; 6 – нижній ущільнювач; 7 – трубоутримувач експлуатаційної колони діаметром 168 мм; 8 – трубоутримувач другої технічної колони діаметром 245 мм; 9 – трубоутримувач першої технічної колони діаметром 324 мм; 10 – опорна плита

Таблиця 6.1 – Основні параметри пакера ПГГ-168М

№ п/п	Назва параметру	Одиниця виміру	Значення параметру
1	2	3	4
1	Типорозміри труб за ГОСТ 632-80, що пакерують	-	168x8,9; 168x10,6; 168x12,1
2	Робочий тиск	МПа	35,0
3	Робоче середовище	-	Промивальна рідина, вода, газ природний
4	Діаметр прохідного отвору	мм	57
5	Крутний момент затягування гайки при встановленні пакера, $\pm$	Нм	500
6	Напрямок обертання ключа управління при встановленні пакера	-	За годинниковою стрілкою
7	Типорозмір нижньої приєднувальної різьби	-	НКТ-73 за ГОСТ 633-80
8	Типорозмір верхньої приєднувальної різьби	-	НКТ-89 за ГОСТ 633-80
9	Вага пакера з ключем управління		116,2
10	Повна вага комплексу пакера (нетто)	кг	134,6
11	Повна вага комплексу з футляром, не більше	кг	185
12	Габаритні розміри пакера: довжина діаметр	мм	2170 150
13	Габаритні розміри футляра: довжина висота ширина	мм	2300 310 555

Корпус 1 – це циліндрична деталь довжиною 2000 мм із наскрізним прохідним отвором діаметром 57 мм, у середній частині якої виконана трапецеїдальна різьба Трап 90x8 за ГОСТ 9484. У нижній частині корпусу 1 (рис. 6.18) розташована ділянка довжиною 200 мм із якісною полірованою поверхнею для контакту з ущільнювальними гумовими елементами. Вище якісної поверхні в корпусі 1 виконані шість поздовжніх пазів 8 довжиною 180

мм і шириною 14 мм. Закінчується корпус 1 приєднувальними ніпелями з різьбою НКТ-89 угорі і НКТ-73 унизу. Посередині корпусу по кільцю нанесене маркування "РІВЕНЬ".

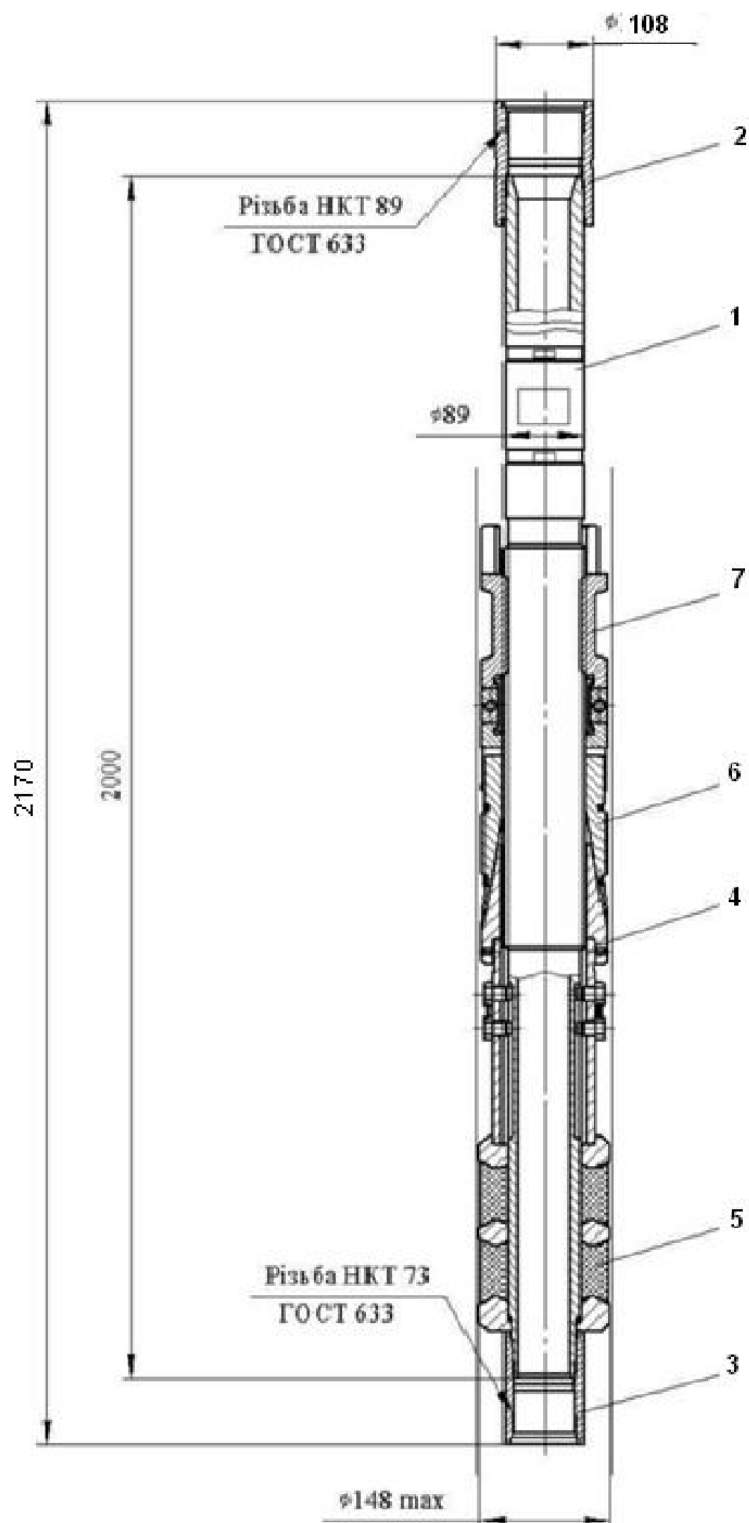


Рисунок 6.17 – Пакер ПГТ-168М

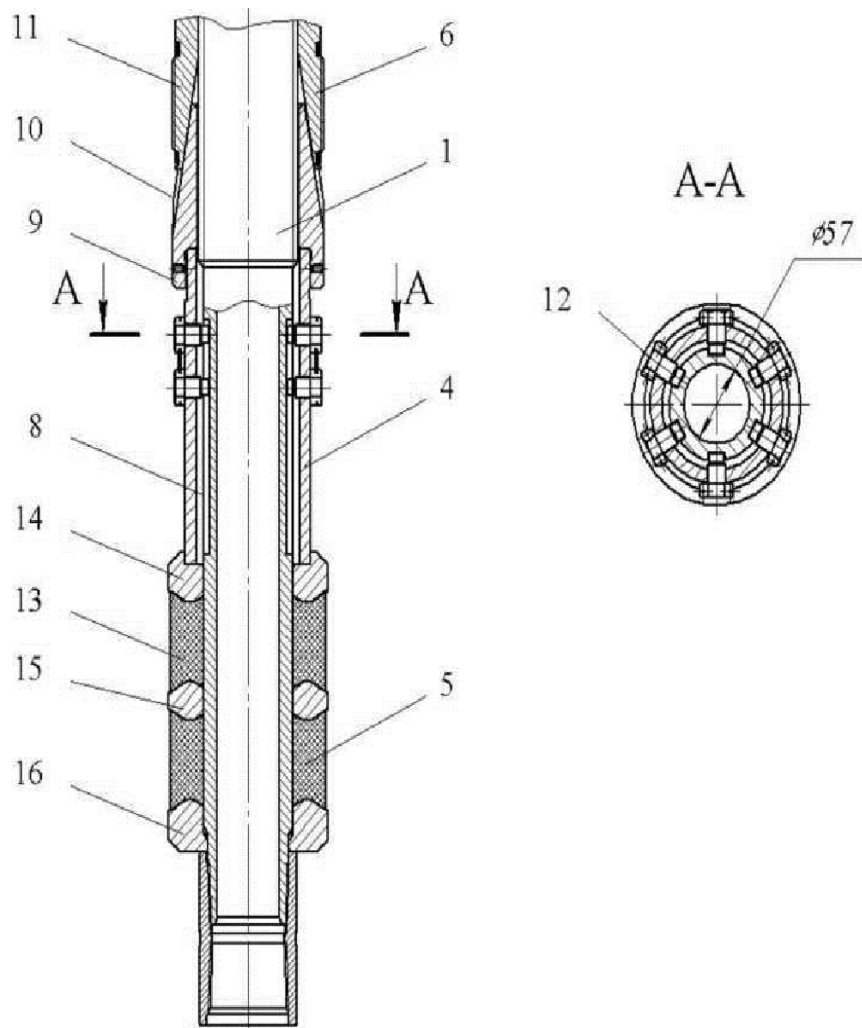


Рисунок 6.18 – Вузол ущільнення пакера ПГГ-168М

Рухливий клин 4 - це патрубок, виготовлений з бурильної труби 114x10, оснащений у верхній частині корпусом 9 з вісьмома пазами 10 для позиціювання сухарів 11 вузла фіксації 6. Корпус 9 клина 4 об'ємно загартований до твердості 35...40 HRC_э, контактні поверхні пазів 10 шліфовані. У нижній частині патрубок клина 4 оснащений дванадцятьма пальцями 12, що виступають усередину й перебувають попарно в зачепленні з поздовжніми пазами 8 корпусу 1 для забезпечення осевого переміщення клина 4 уздовж корпусу 1 без обертання довкола нього.

Вузол ущільнення 5 складається із змонтованих на корпусі 1 двох гумових кілець 13, затиснутих між трьома металевими кільцями, з можливістю їхнього стискування при переміщенні рухливого клина 4 щодо корпусу 1 униз. При цьому верхнє кільце 14 є натискним, середнє кільце 15 - що розділяє, а

нижнє кільце 16 – замикаючим. Зовнішні поверхні металевих кілець забезпечують мінімальний зазор із внутрішньою стінкою труби, що пакерують, у зв'язку із чим металеві кільця виконані змінними комплектами різних діаметрів для різних типорозмірів труб і відповідно марковані. Гумові кільця 13 однакові для всіх типорозмірів труб і застосовуються попарно для дублювання один одного з умов надійності.

Вузол фіксації 6 (рис. 6.19) - це циліндрична обойма 17 з вісьмома загартованими призматичними сухарями 11, які скріплені від розпадання двома кільцевими пружинами 18. Сухарі 11 радіально вставлені своїми замками в гнізда обойми 17. Одночасно із цим призматичні тіла сухарів 11 вставлені в пази 10 рухливого клина 4 й мають можливість переміщуватися уздовж паза 10 при зближенні обойми 17 й клина 4. Насічка на робочій поверхні сухарів 11 виконана лівим метричним різбленням з великим кроком 5 мм. Поверхнева твердість сухарів 11 складає 40...45 HRC_э, що гарантовано перевищує твердість поверхні обсадної труби, з якою сухар 11 вступає в контакт.

Вузол керування 7 пакером - це натискна гайка 19, що при загвинчуванні передає осьове зусилля на обойму 17 вузла фіксації 6 за допомогою упорного кулькового підшипника 20. Одночасно із цим натискна гайка 19 передає протилежне осьове зусилля на обойму 17 при реверсі за допомогою ланцюгового замка 21. Ланцюговий замок 21 при цьому перешкоджає розкриттю упорного підшипника 20, затискаючи його між натискною гайкою 19 й обоймою 17 вузла фіксації 6. Натискна гайка 19 має різьбу Трап 90x8 ГОСТ 9484 як у корпуса 1 пакера і споряджена зубами, за допомогою яких передається на гайку крутний момент від спеціального ключа.

Спеціальний ключ для маніпуляції вузлом керування 7 – це зубчастий патрубок, виготовлений з бурильної труби 140x10 довжиною 580 мм з чотирма знімними рукоятками.

хомут типу ХСТ, за який підвішують пакер на вантажопідйомний механізм. Подають пакер у порожнину свердловини й опускають до суміщення маркування "Рівень" на корпусі 1 пакера з верхнім обрізом експлуатаційної колони. Похибка суміщення - 50 мм, при цьому сухарі 11 пакера розташовуються приблизно напроти клинкової підвіски колонної головки.

Утримуючи корпус 1 пакера від обертання, закручують вручну спеціальним ключем керування натискну гайку 19, при цьому обойма 17 переміщується униз і призматичні сухарі 11 заклинюються в пазах 10 між рухливим клином 4 і стінкою свердловини. Від'єднують рукоятки спеціального ключа керування й монтують на нього ручний трубний ключ. Прикладанням до ручного трубного ключа паспортного крутного моменту 500 Нм (зусилля 50 кгс на важелі 1 метр) роблять остаточну пакеровку. При цьому ходова гайка 19, переміщуючись униз, змушує сухарі 11 врізатися в стінку експлуатаційної колони й, одночасно із цим, зменшує відстань між натискним кільцем 14 і замикаючим кільцем 16 вузла ущільнення 5. Затиснені між кільцями 14 і 16 гумові кільця 13 деформуються й перекривають кільцеву щілину між корпусом 1 пакера й стінкою експлуатаційної колони свердловини. Після остаточної пакеровки перекривають кульовий кран і демонтують хомут ХСТ.

Якщо в процесі використання пакера під ним з'явиться тиск, то під його дією виникне вторинне осьове зусилля на пакер. При зростанні вторинного осьового зусилля вище зусилля, при якому була зроблена пакеровка, корпус 1 пакера "спливе" за рахунок доврізання сухарів 11 у стінку свердловини й достискання гумових кілець 13 вузла ущільнення 5. У такому випадку обертанням ключа керування необхідно вибрати люфт під ходовою гайкою 19.

Демонтаж пакера виконують у зворотній послідовності.

Якщо при демонтажі зі свердловини відбулося закушування сухарів 11 або гумових кілець 13 і пакер не вивільняється, то необхідно послабити на 100-150 мм натяжку вантажопідйомного механізму й прикласти до корпусу 1 пакера осьове зусилля, спрямоване униз, до повного звільнення.

У випадку, якщо немає можливості демонтувати пакер під дією зворотного обертання натискної гайки 19, пакер можна викрутити із свердловини. Такий спосіб звільнення пакера із свердловини передбачений конструкцією сухарів 11, а саме тим, що насічка робочої поверхні сухарів 11 виконана лівим метричним різьбленням. При обертанні пакера за корпус 1 за допомогою трубного ключа за годинниковою стрілкою відбувається викручування пакера зі свердловини по гвинтовій лінії контакту сухарів 11 зі стінкою свердловини.

Пакер для герметизації гирла механічний ПГГ – 168 М, має суттєвий недолік – неможливо опресувати його знизу після установки на гирлі свердловини.

Удосконалений механічний пакер для герметизації гирла ПГГ – 168 МУ

Пропонується удосконалений механічний пакер для герметизації гирла механічний ПГГ – 168 МУ, у якому за рахунок удосконалення його конструкції забезпечується можливість попередньої перевірки герметичності після монтажу.

Пакер (рис. 6.20) складається із циліндричного корпусу 1 з центральним осьовим каналом 2 і зовнішньою ходовою різьбою 3, робочих герметизуючих елементів 4 на зовнішній поверхні корпусу 1, сухарі 5 фіксації пакера в трубі, натискну втулку 6 і механічний привід 7 пакера у вигляді гайки 8 з трубчастим ключем 9 управління на зовнішній поверхні корпусу 1 встановлений додатковий герметизуючий елемент 10, в стінці корпусу виконаний отвір 11 для повідомлення центрального осьового каналу 2 з порожниною 12 між елементами ущільнювачів, в центральному осьовому каналі встановлена змінна герметизуюча пробка 13.

На рис. 6.21 показано порядок монтажу та опресування пакера, де на рис. 6.21 а -пакер ПГГ – 168 МУ після спуску його у свердловину, на рис. 6.21 б – після розпакерування; на рис. 6.21 в – при опресуванні; на рис.6.21 г при проведенні ремонтних робіт.

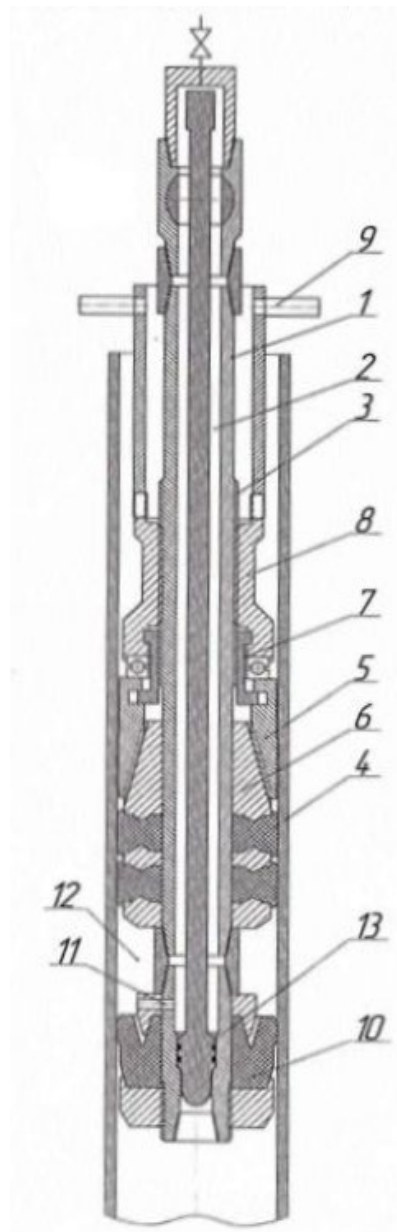


Рисунок 6.20 – Пакер удосконалений механічний для герметизації гирла ПГГ-168МУ: 1 – циліндричний корпус, 2 – центральний осьовий канал, 3 – зовнішня ходова різьба, 4 – робочі герметизуючі елементи, 5 – сухарі, 6 – натискна втулка, 7 – механічний привід, 8 – пакер у вигляді гайки, 9 – трубчастий ключ, 10 – додатковий герметизуючий елемент, 11 – отвір, 12 – порожнина, 13 – пробка

Пакер разом з герметизуючим елементом спускається у свердловину та закріплюється за допомогою механічного приводу 7 та сухарів 5 (рис.6.21 б).

Через його осьовий канал 2 пакера спускають герметизуючу пробку 13 (рис. 6.21 в), котра перекриває канал, що знаходиться в герметизуючому елементі.

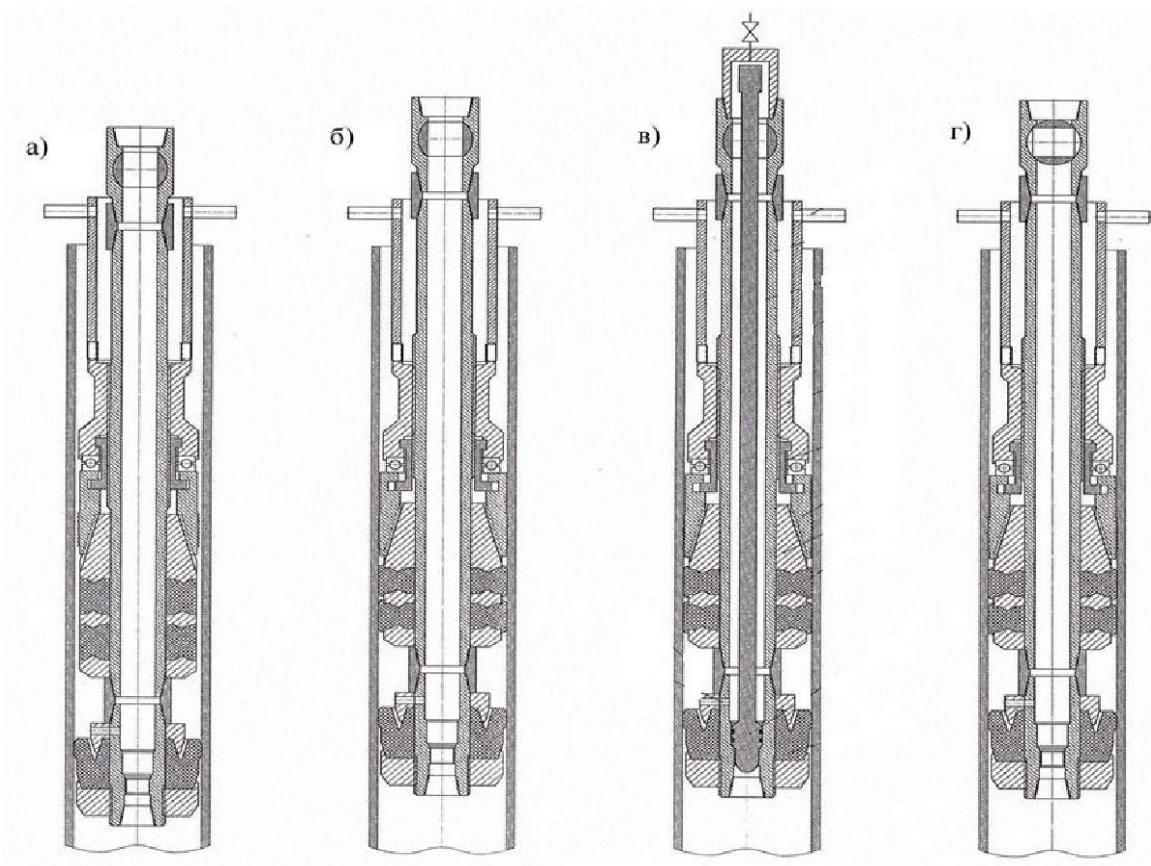


Рисунок 6.21 – Порядок монтажу та опресування пакера

В центральний осьовий канал 2 пакера починають закачувати воду для опресовки, котра проходить через центральний канал пакера. При досягненні герметизуючого елемента вода потрапляє не у свердловину, а через канал 11 у порожнину між пакером та встановленим раніше герметизуючим елементом, створюється надлишковий тиск. По падінню тиску опресовочної Пакер разом з герметизуючим елементом спускається у свердловину та закріплюється за допомогою механічного приводу 7 та сухарів 5 (рис.6.21 б).

Через його осьовий канал 2 пакера спускають герметизуючу пробку 13 (рис. 6.21 в), котра перекриває канал, що знаходиться в герметизуючому елементі.

В центральний осьовий канал 2 пакера починають закачувати воду для опресовки, котра проходить через центральний канал пакера. При досягненні герметизуючого елемента вода потрапляє не у свердловину, а через канал 11 у

порожнину між пакером та встановленим раніше герметизуючим елементом, створюється надлишковий тиск. По падінню тиску опресовочної

6.1.4 Складання схеми обв'язки гирла свердловини при ремонті колонних обв'язок без встановлення цементного моста

Удосконаленні схеми обв'язки гирла свердловини при ремонті колонних обв'язок без встановлення цементного моста

Після опресування пакера і визначенням його герметичності перед початком ремонтних робіт гирло свердловини обв'язують у відповідності до схеми рис. 6.22.

При складних ремонтних роботах, котрі потребують відновлення корпусу колонної головки ремонтні роботи можуть затягуватись на три і більше діб.

При цьому газ може поступати у ствол свердловини і підійматися до гирла.

При виявленні тиску по манометрі (рис. 6.22) для проведення подальших робіт с ГНВП гирло пропонується обв'язати у відповідності до схеми (рис. 6.23) і ліквідацію ГНВП провести методом заміщення менш легкою рідини глушіння на більш важку. Суть методу полягає в скиданні тиску газу (випускання газової шапки через блок дроселювання на факельний амбар до виходу рідини і після герметизації гирла свердловини закачування більш важкої рідини глушіння через блок глушіння).

Якщо вищеописаний метод не дає позитивного результату, то пропонується ліквідація ГНВП провести наступним чином:

- очистити свердловину від рідини глушіння шляхом випуску її через регульовані дроселі у факельний амбар до повного видалення рідини;
- загерметизувати гирло свердловини і через блок глушіння провести закачування рідини глушіння в «Лоб», слідкуючи за тим, щоб після повного заповнення ствола свердловини рідиною не отримати гідророзрив.

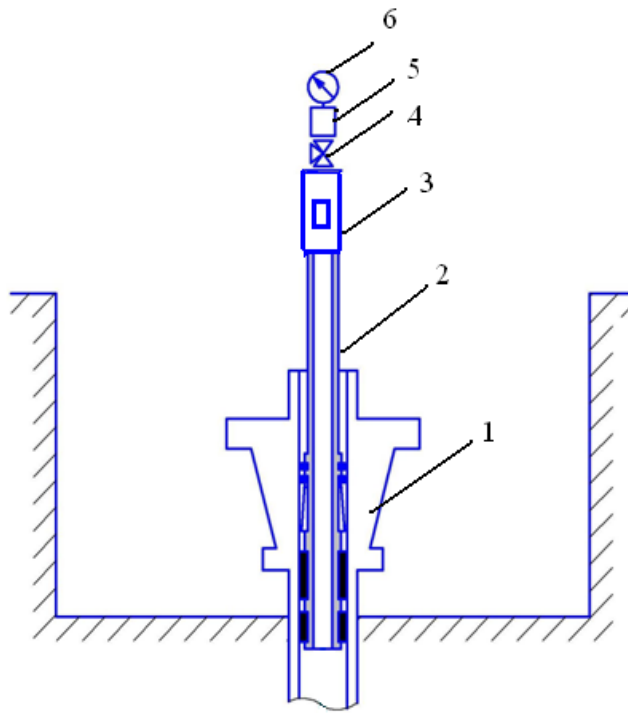


Рисунок 6.22 – Схема герметизації гирла свердловини за допомогою удосконаленого пакера ПГГ-168МУ під час ремонту колонної обв'язки без встановлення цементного моста: 1 – колонна обв'язки, 2 – пакер ПГГ-168МУ, 3 – кран кульовий, 4 – вентиль, 5 – розділювач середовищ, 6 – манометр

Якщо ліквідувати ГНВП двома вищеописаними способами не вдалося, тоді пропонується гирло свердловини обв'язати у відповідності (рис. 6.24) і провести глушіння за допомогою ГНКТ.

Для здійснення глушіння цим способом на гирлі свердловини монтують колтубінгову установку, спускають ГНКТ до вибою, обв'язують верхній кінець з блоком дроселювання і шляхом закачування рідини глушіння в затрубний простір і випуском її через ГНКТ блок дроселювання у факельний амбар проводять глушіння свердловини.

З метою попередження абразивного розливання ГНКТ в процесі промивки їх розходжують.

Для того, щоб уберегти ГНКТ, що знаходиться на барабані від інтенсивного зношення, а також уберегти колтубінгову установку від ускладнень, що можуть виникнути при ліквідації ГНВП пропонується схема обв'язки гирла свердловини показано на рис. 6.25 [18-20].

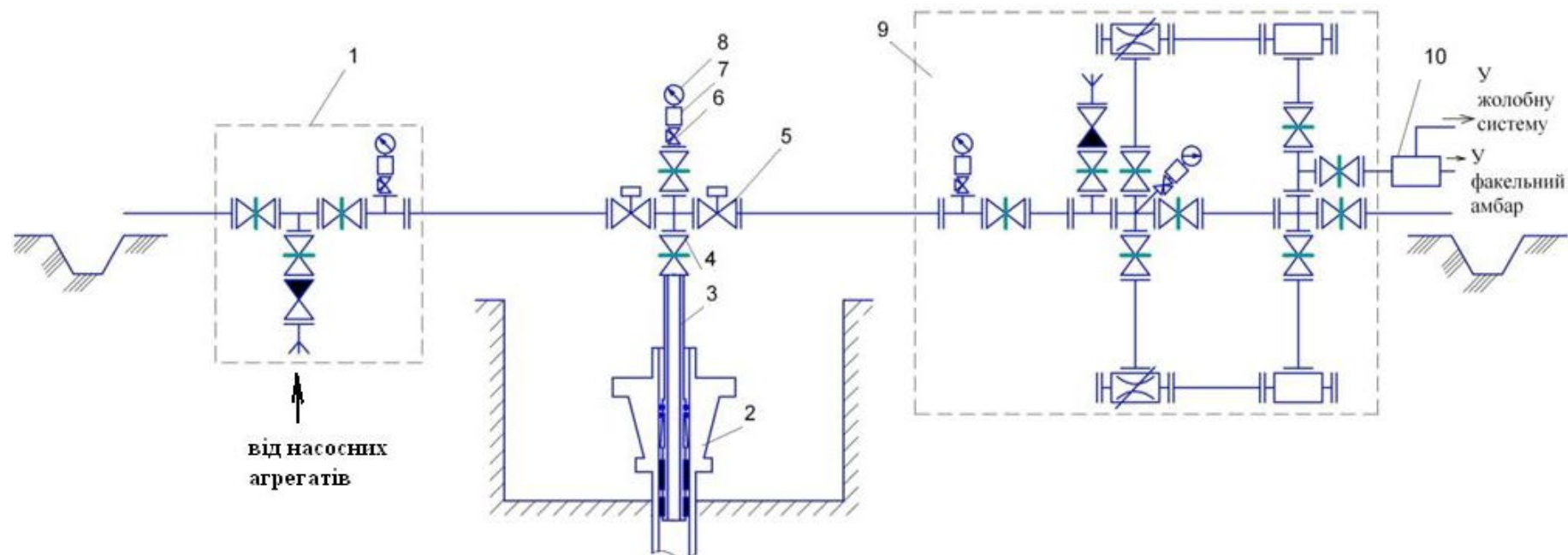


Рисунок 6.23 – Схема обв’язки гирла свердловини при ліквідації ГНВП методом заміщення рідини глушіння на більш важку, або при глушінні свердловини закачуванням: 1 – блок глушіння, 2 – колонна обв’язка, 3 – пакер ПГГ-168МУ, 4 – засувка 3М 80х70, 5 -засувка 3МГ 80х70, 6 – вентиль, 7 – розподілювач середовищ, 8 – манометр, 9 – блок дроселювання, 10 – блок первинної дегазації

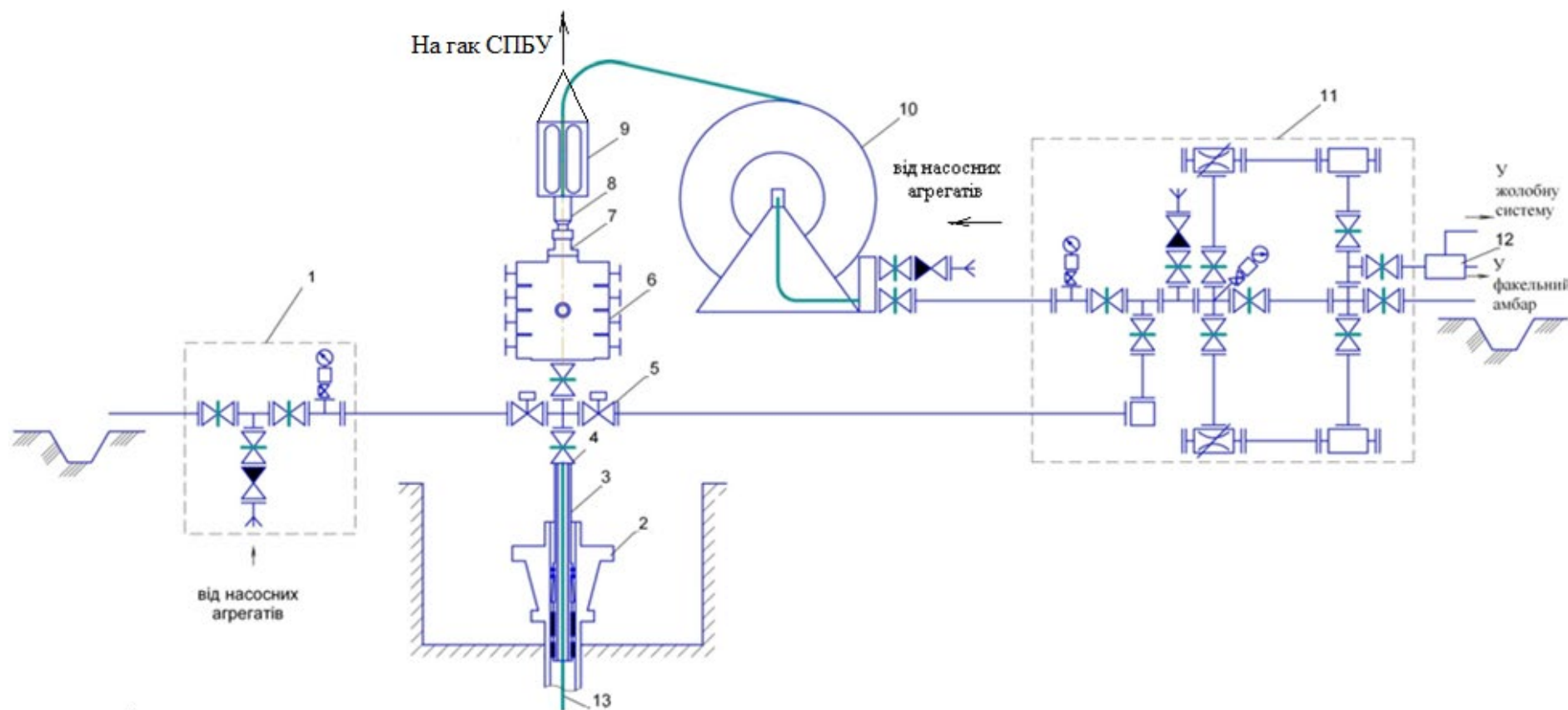


Рисунок 6.24 – Схема обв’язки гирла свердловини при ліквідації ГНВП методом заміщення рідини глушіння з меншою питомою вагою на рідину з більшою питомою вагою при зворотньої циркуляції: 1 – гнучкі насосно-компресорні труби, 2 – колонна обв’язка, 3 – пакер ПГГ-168МУ, 4 – засувка ЗМ 80х70, 5 -засувка ЗМГ 80х70, 6 – блок превенторів, 7 – перехідна котушка, 8 – стріп-пакер, 9 – інжектор, 10 – барабан, 11 – блок дроселювання, 12 – блок первинної дегазації, 13 – гнучкі насосно-компресорні труби

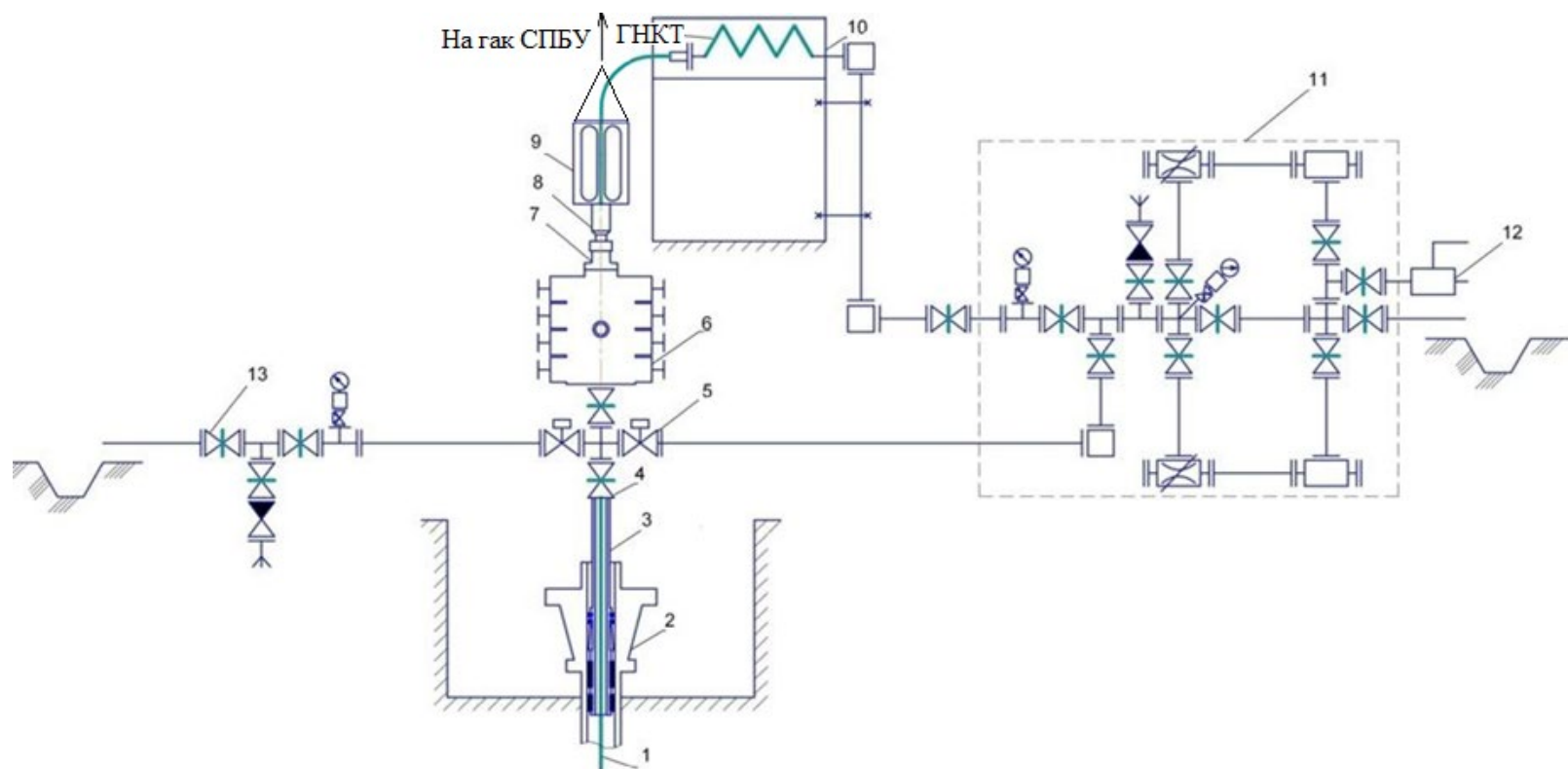


Рисунок 6.25 – Схема обв’язки гирла свердловини при ліквідації ГНВП методом заміщення рідини глушіння з меншою питомою вагою на рідину з більшою питомою вагою при зворотньої циркуляції (обв’язка без ГНКТ на барабані): 1 – гнучкі насосно-компресорні труби, 2 – колонна обв’язка, 3 – пакер ПГГ-168МУ, 4 – засувка 3М 80х70, 5 – засувка ЗМГ 80х70, 6 – блок превенторів, 7 – перехідна катушка, 8 – стріп-пакер, 9 – інжектор, 10 – рамка для кріплення ГНКТ, 11 – блок дроселювання, 12 – блок первинної дегазації, 13 – гнучкі насосно-компресорні труби

7 ОБСТЕЖЕННЯ СВЕРДЛОВИНИ ПЕРЕД РОЗКРИТТЯМ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТУ

7.1 Теоретична частина

7.1.1 Методика проведення профілактичних обстежень об'єктів, свердловин

Працівники САРС повинні проводити індивідуальні обстеження об'єктів, а також обстеження у складі комплексних комісій, очолюваних відповідальним керівником або ІТП Замовника. До складу комісії повинен входити безпосередній виконавець робіт на об'єкті.

Під час проведення профілактичних обстежень об'єктів, ПНО та свердловин, які експлуатуються, споруджуються та перебувають в капітальному ремонті, необхідно перевіряти:

- 1) своєчасність і правильність виконання раніше наданих приписів;
- 2) відповідність монтажу, обв'язки противикидного і технологічного обладнання свердловин (об'єктів) проектним вимогам і затвердженим схемам монтажу;
- 3) наявність на свердловині фактичної схеми монтажу і обв'язки противикидного обладнання з указанням необхідних розмірів, а також паспортів (технічної документації) на нестандартні елементи обв'язки;
- 4) відповідність експлуатації технологічних комунікацій, обладнання і його обв'язки регламентованим вимогам, виконання встановленого порядку профілактичних оглядів і ремонтів обладнання;
- 5) наявність і своєчасне ведення паспортів і технічної документації на противикидне і технологічне обладнання, запірну арматуру, контрольно-вимірювальні прилади, актів опресування, випробування і перевірок їх придатності до експлуатації;
- 6) наявність запасу необхідної кількості технологічних матеріалів, реагентів, інструменту і обладнання для своєчасного вжиття заходів з

ліквідації можливих аварій, ускладнень, газонафтоводопроявів і відкритих фонтанів;

7) наявність надійного і постійного телефонного або іншого зв'язку об'єкта із замовником;

8) наявність первинних засобів пожежогасіння, справність і стан аварійного освітлення, сигналізації, реєструючих і інших пристроїв;

9) наявність встановленої кількості і типорозмірів іскробезпечного і спеціального інструменту для роботи в газовибухонебезпечному середовищі;

10) наявність, правильність зберігання, придатність до експлуатації, дотримання термінів перевірки індивідуальних засобів захисту, знання і вміння користуватися ними обслуговуючим персоналом;

11) виконання і дотримання вимог робочих проектів, технологічних параметрів, регламентів, планів робіт і організаційних заходів, які спрямовані на забезпечення фонтанної безпеки і безаварійної роботи на об'єкті;

12) наявність і виконання погоджених з САРС планів фонтаногазонебезпечних робіт із заходами з попередження аварій або відкритих фонтанів;

13) наявність ПЛАС та його знання керівництвом об'єктів і обслуговуючим персоналом в межах посадових інструкцій;

14) періодичність проведення встановлених поточних і контрольних аналізів повітря в місцях можливого виділення, накопичення або розповсюдження газу, а також аналізів при проведенні газонебезпечних робіт з реєстрацією результатів у відповідних актах та журналах;

15) проведення і оформлення під підпис інструктажів для працівників бурових бригад, вахт, обслуговуючого персоналу і ІТП з питань попередження аварій, пов'язаних з фонтанною безпекою;

16) наявність відповідних інструкцій з фонтанної безпеки, що враховують місцеві умови, їх знання і виконання обслуговуючим персоналом;

17) наявність на об'єкті необхідних попереджуючих знаків на випадок аварії, виникнення небезпечних концентрацій токсичних і вибухонебезпечних речовин у повітряному середовищі;

18) наявність плакатів з фонтанної безпеки;

19) наявність і знання обслуговуючим персоналом технологічної схеми об'єкта, на якій, крім основного обладнання, трубопроводів, комунікацій, електроліній і апаратури, повинні бути нанесені місця розташування складів аварійного запасу, пожежного інвентаря, захисних засобів, основні і запасні шляхи виходу людей, під'їзди, проїзди, небезпечні місця і переважаючі на-прямки розповсюдження газу при можливих аваріях;

20) виконання на об'єкті планів організаційно-технічних заходів, складених замовником, або вищою організацією з питань попередження аварійності, газонафтоводопроводів, відкритого фонтанування, отруєнь, вибухів, пожеж і пов'язаного з цим виробничого травматизму.

Під час проведення профілактичних обстежень свердловин, що знаходяться в бурінні, випробуванні і експлуатації, а також об'єктів видобування, збору, місцевого транспортування, підготовки і переробки газу, що вміщує сірководень, необхідно керуватися вимогами робочих проектів, ПЛАС, міжвідомчих, відомчих, інших правил і інструкцій, затверджених в установленому порядку.

Результати обстежень і необхідні заходи з усунення порушень повинні записуватися на об'єкті в "Журнал перевірки стану охорони праці III та IV ступеню".

У разі виявлення порушень правил фонтанної безпеки, на ім'я керівника Замовника або безпосереднього виконавця робіт надається припис за встановленою формою. Припис складається в трьох примірниках (один залишається безпосередньому виконавцю робіт, другий - передається керівнику Замовника, третій залишається у працівника, який надав припис).

Про наданий припис робиться запис в “Журнал перевірки стану охорони праці III та IV ступеню” на об’єкті, де вказується дата, номер припису, кому і ким наданий.

Контроль за правильним і своєчасним виконанням приписів САРС здійснюється шляхом проведення повторної перевірки.

Замовник зобов’язаний у встановлені терміни інформувати САРС в письмовій формі про виконання вимог приписів і заборон.

Надання повторних однакових приписів не допускається. При невиконанні припису працівник САРС, який його надав, повинен домагатися його виконання та інформувати про невиконання припису керівництво САРС.

Керівництво Замовника повинне завчасно (не пізніше, ніж за дві доби до початку робіт) сповістити керівника ділянки профілактики фонтанної безпеки про роботи, що передбачаються на об’єкті.

Комісією під головуванням головного інженера Замовника (відділення, цеху), за участю працівників геологічної, механічної служб, служби головного енергетика, охорони праці і відповідального виконавця робіт, проводиться обстеження об’єкту і складається акт готовності свердловини до виконання робіт із:

- ✓ розкриття продуктивного горизонту при опорному, параметричному, пошуковому, розвідувальному і експлуатаційному бурінні (обстеження проводиться при глибині свердловини, зазначеній у “Плані робіт...”);

- ✓ перфорації і виклику припливу флюїду в свердловині при випробуванні першого об’єкту в опорних, параметричних, пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловинах.

Працівник САРС приймає участь в роботі цієї комісії і надає дозвіл на виконання зазначених робіт після усунення виявлених порушень.

Комісією, призначеною Замовником у складі його відповідального працівника, працівників районних і діляничних служб САРС, проводиться

обстеження об'єкта і складається акт готовності свердловини до виконання робіт з:

- ✓ розкриття продуктивного горизонту при експлуатаційному бурінні (обстеження проводиться при глибині свердловини, зазначеній у “Плані робіт...”);

- ✓ прострільно-торпедувальних робіт у свердловинах із розкритим продуктивним горизонтом;

- ✓ першого виклику припливу флюїду в експлуатаційній свердловині.

Працівник САРС після індивідуального (або у складі комісії) обстеження об'єкта, усунення виявлених порушень і, за наявності акту готовності, надає дозвіл на виконання зазначених робіт.

Працівник САРС після обстеження об'єкта і усунення виявлених порушень надає дозвіл на:

- 1) експлуатацію ОП після монтажу і обв'язки та подальші роботи з поглиблення свердловини;

- 2) розкриття продуктивного горизонту;

- 3) випробування продуктивного горизонту;

- 4) перфораційні роботи у свердловині;

- 5) виклик припливу флюїду;

- 6) демонтаж герметизуючої арматури з устя свердловини;

- 7) розбурювання цементних мостів;

- 8) встановлення рідинної ванни у свердловині з розкритим продуктивним горизонтом;

- 9) відновлення робіт після заборони;

- 10) інші фонтанонебезпечні роботи.

Дозвіл надається за установленною формою. Копія дозволу залишається у працівника, який його надав.

Відповідальний виконавець починає проведення робіт після отримання акту готовності свердловини і дозволу працівника САРС.

У разі, коли працівник САРС не може прибути в строк до місця проведення робіт, відповідальний виконавець починає проведення робіт після обстеження об'єкта комісією, усунення виявлених порушень і отримання складеного комісією акту; а деяких робіт – після обстеження об'єкта керівником, заступником начальника ЦІТС, чи керівником ділянки, який надає дозвіл на проведення робіт, про що робиться відповідний запис у вахтовому журналі, погодивши письмово чи по телефону проведення цих робіт з керівником ділянки профілактики фонтанної безпеки САРС.

Працівники Замовника, які надали дозволи на подальше проведення робіт за відсутності представника САРС, несуть персональну відповідальність за готовність об'єкту до проведення робіт.

В разі виявлення на об'єкті порушень вимог нормативних документів, що створюють небезпеку для життя людей, виникнення аварій, газонафтоводопроявів і відкритих фонтанів, подальше виконання робіт повинно бути заборонено до повного усунення таких порушень.

Заборона на подальше виконання робіт складається за встановленою формою у чотирьох примірниках. Один примірник надається безпосередньому виконавцю робіт, другий – керівнику (головному інженеру) Замовника, третій – керівнику профілактичної ділянки, четвертий - залишається у працівника, який її надав. Про надання заборони працівником вноситься відповідний запис у “Журнал перевірки стану охорони праці III та IV ступеню” на об'єкті і негайно інформується керівництво Замовника, САРС.

Подальше проведення робіт після наданої “заборони” дозволяється за умови усунення відзначених у “забороні” порушень, надання письмової інформації про їх усунення за підписом головного інженера Замовника, та після отримання письмового дозволу від представника САРС [22].

7.2 Практична частина

Основними завданнями цього практичного заняття є аналіз і перевірка вихідних даних по свердловині, підготовленій до розкриття продуктивного

горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної і газової безпеки та складання припису на усунення виявлених порушень правил фонтанної і газової безпеки, а при їх відсутності – дозволу на подальше проведення робіт у свердловині. При обґрунтуванні порушень посилаються на конкретні пункти нормативних документів. При необхідності свої вимоги підтвердити розрахунками.

Варіанти завдань:

1 варіант

Свердловина №1 Навчально-експлуатаційна, газова, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовленій до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.

2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

У свердловину спущена і зацементована друга технічна колона, яка складається із обсадних труб двох типорозмірів: в інтервалі 0-2150 м обсадні труби ВС 245х11,99 Р-110, а в інтервалі 2150-4650 м обсадні труби ВС 245х11,05 С-95.

Проектна глибина свердловини – 5150 м.

Вибій свердловини – 4750 м.

Покрівля продуктивного горизонту знаходиться на глибині 4800 м.

Буріння ведеться долотом діаметром 215,9 мм з використанням системи верхнього приводу.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби ІЕУ 139,7х10,54 S-135 - 2260 м;
- бурильні труби ІЕУ 127х9,19 S-135 - 2700 м;
- обважені бурильні труби NC 46-65 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм) - 190 м.

Пластовий тиск - 72,0 МПа.

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. У компоновці противикидного обладнання відсутня надпревенторна катушка.
2. Відстань від кінців викидного трубопроводу маніфольда противикидного обладнання до діючої нафтової свердловини складає 40 м.
3. У місці постійного переходу людей над викидними трубопроводами маніфольда противикидного обладнання встановлені перехідні містки шириною 1 м з перилами висотою 1 м.
4. На місцях знаходиться опресована аварійна бурильна труба ІЕУ 139,7х10,54 X-95 з кульовим краном у відкритому положенні і перехідником.
5. Густина бурового розчину 1550 кг/м³
6. Об'єм факельного амбару з боку блока глушіння - 173 м³, а з боку блока дроселювання – 160 м³.
7. Запас бурового розчину – 150 м³.
8. Один бурильник не пройшов щорічне навчання з фонтанної безпеки в учбовому класі підприємства.
9. Бурова бригада не забезпечена планом робіт на розкриття продуктивного горизонту та робочою картою з управління свердловиною при можливому газопроявленні.
10. На буровому майданчику встановлена доливна ємність квадратної форми (розмір сторони квадрата – 4 м, висотою 3,5 м), яка обладнана рівнеміром та проградуйована з ціною поділки – 0,05 м.

2 варіант

Свердловина №2 Навчально-розвідувальна, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовленій до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.

2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

У свердловину спущена і зацементована друга технічна колона, яка складається із обсадних труб двох типорозмірів: в інтервалі 0-2070 м обсадні труби ВС 245х11,99 Р-110, а в інтервалі 2070-4600 м обсадні труби ВС 245х11,05 С-95.

Проектна глибина свердловини - 5100 м.

Вибій свердловини - 4700 м.

Покрівля продуктивного горизонту знаходиться на глибині 4750 м.

Буріння ведеться долотом діаметром 215,9 мм з використанням системи верхнього приводу.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби ІЕУ 139,7х10,54 S-135 - 2170 м;

- бурильні труби ІЕУ 127х9,19 S-135 - 2743 м;

- обважнені бурильні труби NC 46-65 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм) - 187 м.

Пластовий тиск - 69,0 МПа.

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. Довжина викидних трубопроводів маніфольда противикидного обладнання складає 80 м.

2. Відстань від кінців викидного трубопроводу маніфольда

противикидного обладнання до діючої нафтової свердловини складає 50 м.

3. У місці постійного переходу людей над викидними трубопроводами маніфольда противикидного обладнання встановлені перехідні містки шириною 0,9 м з перилами висотою 0,9 м.

4. На містках знаходиться опресована аварійна бурильна труба ІЕУ 139,7х9,17 G-105 з кульовим краном у відкритому положенні і перехідником.

5. На свердловині не встановлена станція геолого-технічного контролю.

6. Не проведена дефектоскопія та опресування бурильної колони.

7. Густина бурового розчину – 1475 кг/м³.

8. Висота бруствера факельних амбарів – 2,1 м.

9. Запас бурового розчину - 140 м³.

10. На буровому майданчику встановлена доливна ємність квадратної форми (розмір сторони квадрата – 4 м, висотою 3,2 м), яка обладнана рівнеміром та проградуйована з ціною поділки – 0,04 м.

3 варіант

Свердловина №3 Навчально-експлуатаційна, газова, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовлених до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.

2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

У свердловину спущена і зацементована технічна колона, яка складається із обсадних труб двох типорозмірів: в інтервалі 0-1570 м обсадні труби ВС 245х11,99 Р-110, а в інтервалі 1570-3050 м обсадні труби ВС 245х10,03 С-95.

Проектна глибина свердловини - 3470 м.

Вибій свердловини - 3190 м.

Покрівля продуктивного горизонту знаходиться на глибині 3240 м.

Буріння ведеться долотом діаметром 215,9 мм з використанням системи верхнього приводу.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби ІЕУ 127х9,19 S-135 - 2015 м;
- бурильні труби ІЕУ 114,3х8,56 G-105 - 1270 м;
- обважені бурильні труби NC 46-65 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм) - 185 м.

Пластовий тиск - 41,0 МПа.

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. У компоновці противикидного обладнання відсутні рознімний зливний жолоб.
2. Відстань від кінців викидного трубопровода маніфольда противикидного обладнання до діючої газової свердловини складає 75 м.
3. На стінці укриття над штурвалами для ручної фіксації плашок превентора не нанесено типорозмір плашок плашкового превентора.
4. Не встановлені прилади та пристрої для постійного контролю рівня бурового розчину в приймальних ємностях при циркуляції та контролю об'ємів, які закачуються в свердловину і виходять із свердловини.
5. На містках знаходиться опресована аварійна бурильна труба ІЕУ 127х9,19 Е-75 з кульовим краном у відкритому положенні і перехідником.
6. На буровому майданчику не встановлені попереджувальні знаки «Увага! На глибині 3240 м розкритий напірний пласт», «До плашок верхнього превентора від стола ротора 3,8 м».

7. Густина бурового розчину – 1320 кг/м³.
8. Запас бурового розчину – 110 м³.
9. Об'єм факельного амбару з боку блока дроселювання – 90 м³, а з боку блока глушіння - 78 м³.
10. На буровому майданчику встановлена доливна ємність діаметром 2,5 м і висотою 3 м, яка обладнана рівнеміром та проградуйована з ціною поділки – 0,06 м.

4 варіант

Свердловина №4 Навчально-розвідувальна, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовленій до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.
2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

У свердловину спущена і зацементована технічна колона, яка складається із обсадних труб двох типорозмірів: в інтервалі 0-1520 м обсадні труби ВС 245х11,99 Р-110, а в інтервалі 1520-3000 м обсадні труби ВС 245х10,03 С-95.

Проектна глибина свердловини - 3420 м.

Вибій свердловини - 3140 м.

Покрівля продуктивного горизонту знаходиться на глибині 3190 м.

Буріння ведеться долотом діаметром 215,9 мм з використанням системи верхнього приводу.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби ІЕУ 127х9,19 S-135 - 2015 м;
- бурильні труби ІЕУ 114,3х8,56 G-105 - 1220 м;
- обважені бурильні труби NC 46-65 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм) - 185 м.

Пластовий тиск - 46,0 МПа.

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. Відсутній дублюючий пульт керування превенторами та засувками.
2. Відстань від кінців викидного трубопроводу маніфольда противикидного обладнання до діючої газової свердловини складає 100 м.
3. На стінці укриття над штурвалами для ручної фіксації плашок превентора не нанесені стрілки, які вказують напрямок обертання штурвалів на закриття плашкових превенторів.
4. Буровим майстром не проведені учбові тривоги «Викид» із двома вахтами.
5. На свердловині не встановлена станція геолого-технічного контролю.
6. На блоці дроселювання відсутній манометр, який показує тиск у трубному просторі бурильних труб.
7. Густина бурового розчину – 1470 кг/м³.
8. Запас бурового розчину – 95 м³.
9. Об'єм факельного амбару з боку блока дроселювання 96 м³, а з блоку блока глушіння – 84 м³.
10. На буровому майданчику встановлена доливна ємність діаметром 2,6 м і висотою 2,8 м, яка обладнана рівнеміром та проградуйована з ціною поділки – 0,07 м.

5 варіант

Свердловина №5 Навчально-експлуатаційна, газова, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовленій до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.

2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

У свердловину спущена і зацементована до гирла технічна колона, яка складається із обсадних труб трьох типорозмірів в інтервалі 0-111 м обсадні труби ВС 219х12,7 Р-110, в інтервалі 111-1752 м обсадні труби ВС 219х10,16 С-95, а в інтервалі 1752-3264 обсадні труби ВС 219х10,16 С-75.

Проектна глибина свердловина – 3614 м.

Вибій свердловини 3414 м.

Покрівля продуктивного горизонту знаходиться на глибині – 3464 м.

Буріння ведеться долотом діаметром 190,5 мм з використанням системи верхнього приводу.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби ІЕУ 127х9,19 S-135 - 1662 м;

- бурильні труби ЕУ 114,3х8,56 G-105 - 1758 м;

- обважнені бурильні труби NC 44-60 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм) - 194 м.

Пластовий тиск 52 МПа.

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. Основний пульт керування превенторами та засувками установлений на відстані 8,6 м від гирла свердловини.

2. У складі противикидного обладнання з робочим тиском 70 МПа на свердловині змонтовано блок глушіння з робочим тиском 35 МПа.

3. Викидні лінії маніфольда противикидного обладнання від кінцевих засувки блоків дроселювання та глушіння до факельних амбарів опресовані на тиск 8,7 МПа.

4. У бурового майстра просрочений сертифікат про навчання за програмою «Фонтанна безпека» (допуск до керування фонтаннонебезпечними роботами).

5. З однією буровою вахтою не проведений додатковий інструктаж (під розпис) і тренувальні заняття щодо дій згідно аварійного розкладу на випадок ГНВП.

6. Бурова бригада не забезпечена планом робіт на розкриття газоносного горизонту та робочою картою з управління свердловиною, при можливому газопроявленні.

7. Густина бурового розчину – 1510 кг/м³.

8. Запас бурового розчину - 84 м³.

9. Висота бруствера факельних амбарів – 1,6 м.

10. На буровому майданчику встановлена доливна ємність діаметром 3,7 м і висотою 4,3 м, яка обладнана рівнеміром з ціною поділки 0,061 м.

6 варіант

Свердловина №6 Навчально-експлуатаційна, газова, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовленій до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.

2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

У свердловину спущена і зацементована до гирла технічна колона, яка складається із обсадних труб трьох типорозмірів в інтервалі 0-109 м обсадні труби ВС 219х12,7 Р-110, в інтервалі 109-1782 м обсадні труби ВС 219х10,16 С-95, а в інтервалі 1782-3472 обсадні труби ВС 219х10,16 С-75.

Проектна глибина свердловина – 3625 м.

Вибій свердловини 3522 м.

Покрівля продуктивного горизонту знаходиться на глибині – 3572 м.

Буріння ведеться долотом діаметром 190,5 мм з використанням системи верхнього приводу.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби ІЕУ 127х9,19 S-135 - 1664 м;
- бурильні труби ЕУ 114,3х8,56 G-105 - 1768 м;
- обважені бурильні труби NC 44-60 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм) - 193 м.

Пластовий тиск 48,1 МПа.

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. Відсутні штурвали ручної фіксації плашок превенторів.
2. Шпильки кріплення фланцевого з'єднання маніфольда противикидного обладнання виготовлені на базі виробничого обслуговування бурового підприємства без дотримання вимог специфікації ANSI/API/ISO10423 і ГОСТ 28919. На шпильки відсутні паспорти.
3. Викидні лінії маніфольда противикидного обладнання від кінцевих засувки блоків дроселювання та глушіння до факельних амбарів опресовані на тиск 8,1 МПа.
4. На свердловині не встановлена станція геолого-технічного контролю.
5. На свердловині відсутні крани кульові.
6. Густина бурового розчину – 1473 кг/м³.
7. Запас бурового розчину – 96 м³.

8. На містках знаходиться опресована бурильна труба ІЕУ 127х9,19 S-135 з перехідником.

9. Висота бруствера факельних амбарів – 3 м.

10. На буровому майданчику встановлена доливна ємність прямокутної форми з розмірами сторін 3,1 м і 4,3 м і висотою 3,95, яка обладнана рівнеміром та проградуйована з ціною поділки 0,039 м.

7 варіант

Свердловина №7 Навчально-експлуатаційна, газова, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовленій до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.

2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

У свердловину спущена і зацементована друга технічна колона, яка складається із обсадних труб двох типорозмірів: в інтервалі 0-2320 м обсадні труби ВС 245х11,99 Р-110, а в інтервалі 2320-4667 м обсадні труби ВС 245х11,05 С-95.

Проектна глибина свердловини - 5167 м.

Вибій свердловини - 4767 м.

Покрівля продуктивного горизонту знаходиться на глибині 4817 м.

Буріння ведеться долотом діаметром 215,9 мм з використанням системи верхнього приводу.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби ІЕУ 139,7х10,54 S-135 - 2430 м;

- бурильні труби ІЕУ 127х9,19 S-135 - 2552 м;

- обважені бурильні труби NC 46-65 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм) - 185 м.

Пластовий тиск - 69,0 МПа.

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. Викидні трубопроводи маніфольда противикидного обладнання направлені у бік ліній електропередачі.
2. Відсутні укриття над штурвалами для ручної фіксації плашок превенторів.
3. Відстань між стійками для кріплення викидних трубопроводів маніфольда противикидного обладнання – 12 м.
4. Буровий майстер не пройшов спеціальне навчання за програмою «Фонтанна безпека».
5. Відсутній акт на опресовку міжколонного простору між першою та другою технічними колонами.
6. Вісі бурової вежі та ротора не співпадають із віссю гирлового обладнання на 40 см.
7. На аварійній бурильній трубі не нанесена мітка, яка вказує відстань від стола ротора до нижньої кромки плашок превентора з трубними плашками плюс 20-30 см.
8. Густина бурового розчину – 1490 кг/м³.
9. Запас бурового розчину – 138 м³.
10. На буровому майданчику встановлена доливна ємність прямокутної форми з розміром сторін 3 м і 4 м, висотою 3,3 м, яка обладнана рівнеміром, проградуйована з ціною поділки – 0,042 м.

8 варіант

Свердловина №8 Навчально-експлуатаційна, газова, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовленій до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.

2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

У свердловину спущена і зацементована друга технічна колона, яка складається із обсадних труб двох типорозмірів: в інтервалі 0-2410 м обсадні труби ВС 245х11,99 Р-110, а в інтервалі 2410-4661 м обсадні труби ВС 245х11,05 С-95.

Проектна глибина свердловини - 5161 м.

Вибій свердловини - 4811 м.

Покрівля продуктивного горизонту знаходиться на глибині 4861 м.

Буріння ведеться долотом діаметром 215,9 мм з використанням системи верхнього приводу.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби ІЕУ 139,7х10,54 S-135 - 2370 м;

- бурильні труби ІЕУ 127х9,19 S-135 - 2607 м;

- обважнені бурильні труби NC 46-65 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм) - 184 м.

Пластовий тиск - 70,0 МПа.

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. Викидні трубопроводи маніфольда противикидного обладнання направлені у бік річки.

2. Відсутнє вибухобезпечне освітлення укриття над штурвалами для ручної орієнтації плашок превенторів.

3. Вміст газу у буровому розчині складає 1,5%.
4. Два перші помічники бурильника не пройшли навчання за програмою «Фонтанна безпека».
5. Відсутній акт на опресовку міжпакерного простору після обв'язки другої технічної колони колонною обв'язкою.
6. Відсутня опресована аварійна бурильна труба з кульовим краном і перехідником.
7. Густина бурового розчину – 1520 кг/м³.
8. Запас бурового розчину – 115 м³.
9. Об'єм факельного амбару з боку блока дроселювання – 172 м³, а з боку блока глушіння – 181 м³.
10. На буровому майданчику встановлена доливна ємність прямокутної форми з розміром сторін 3,5 м і 4 м, висотою 3,4 м, яка обладнана рівнеміром, проградуйована з ціною поділки – 0,053 м.

9 варіант

Свердловина №9 Навчально-розвідувальна, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовленій до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.
2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

У свердловину спущена і зацементована друга технічна колона, яка складається із обсадних труб двох типорозмірів: в інтервалі 0-2420 м обсадні труби ВС 245х11,99 Р-110, а в інтервалі 2420-4567 м обсадні труби ВС 245х11,05 С-95.

Проектна глибина свердловини - 5067 м.

Вибій свердловини - 4667 м.

Покрівля продуктивного горизонту знаходиться на глибині 4717 м.

Буріння ведеться долотом діаметром 215,9 мм з використанням системи верхнього приводу.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби ІЕУ 139,7х10,54 S-135 - 2370 м;

- бурильні труби ІЕУ 127х9,19 S-135 - 2517 м;

- обважені бурильні труби NC 46-65 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм) - 180 м.

Пластовий тиск - 68,0 МПа.

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. Викидні трубопроводи маніфольда противикидного обладнання направлені у бік каналу.

2. На стінці укриття над штурвалами для ручної фіксації плашок превенторів не нанесено кількість обертів, необхідних для закриття превенторів.

3. Робочі ємності з буровим розчином не обладнані перемішувачами.

4. У верхньому плашковому превенторі встановлені плашки під труби діаметром 139,7 мм, а у нижньому під труби діаметром 127 мм.

5. На свердловині не встановлена станція геолого-технічного контролю.

6. Висота бруствера факельних амбарів – 1,9 м.

7. Густина бурового розчину – 1456 кг/м³.

8. Запас бурового розчину – 128 м³.

9. Не проведені додаткові інструктажі (під розпис) і тренувальні заняття з кожною вахтою за темою «Дії згідно аварійного розкладу на випадок ГНВП».

10. На буровому майданчику встановлена доливна ємність прямокутної

форми з розміром сторін 3,5 м і 3,2 м, висотою 3,1 м, яка обладнана рівнеміром, проградуйована з ціною поділки – 0,053 м.

10 варіант

Свердловина №10 Навчально-розвідувальна, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовлених до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.

2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

У свердловину спущено і зацементована до гирла технічна колона, яка складається із обсадних труб трьох типорозмірів в інтервалі 0-141 м обсадні труби ВС 219х12,7 Р-110, в інтервалі 141-1710 м обсадні труби ВС 219х10,16 С-95, а в інтервалі 1710-3104 обсадні труби ВС 219х10,16 С-75.

Проектна глибина свердловина – 3454 м.

Вибій свердловини 3254 м.

Покрівля продуктивного горизонту знаходиться на глибині – 3304 м.

Буріння ведеться долотом діаметром 190,5 мм з використанням системи верхнього приводу.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби ІЕУ 127х9,19 S-135 - 1610 м;

- бурильні труби ЕУ 114,3х8,56 G-105 - 1653 м;

- обважнені бурильні труби NC 44-60 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм) - 191 м.

Пластовий тиск 45,9 МПа.

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. Викидні трубопроводи маніфольда противикидного обладнання направлені у бік лісового масиву.
2. У місці постійного переходу людей над викидними трубопроводами маніфольда противикидного обладнання встановлені перехідні містки шириною 0,8 м та з перилами висотою 0,75 м.
3. Гайки кріплення фланцевих з'єднань маніфольда противикидного обладнання виготовлені на базі виробничого обслуговування бурового підприємства без дотримання вимог специфікації ANSI/API/ISO10423 і ГОСТ 28919. На гайки відсутні паспорти (сертифікати).
4. На містках знаходиться опресована аварійна бурильна труба ІЕУ 127х9,19 Х-95 з кульовим краном у відкритому положенні та перехідником.
5. Густина бурового розчину – 1423 кг/м³.
6. Запас бурового розчину – 86 м³.
7. На свердловині відсутній запас обважнювача, хімреагентів та інших матеріалів в кількості, яка достатня для приготування нового бурового розчину в об'ємі свердловини.
8. На буровому майданчику встановлена доливна ємність діаметром 3,7 м і висотою 3,9 м, яка обладнана рівнеміром з ціною поділки 0,058 м.
9. На доливній ємності відсутні сходи тунельного типу для контролю за її станом та приведення до ладу рівнеміра.
10. У фактичній схемі обв'язки гирла свердловини не вказані розміри по вертикалі, а також відстань від верхнього фланця противикидного обладнання до роторних балок.

11 варіант

Свердловина №11 Навчально-експлуатаційна, газова, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовлених до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.

2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

У свердловину спущено і зацементована до гирла технічна колона, яка складається із обсадних труб трьох типорозмірів в інтервалі 0-118 м обсадні труби ВС 273х13,84 Р-110, в інтервалі 118-2252 м обсадні труби ВС 273х12,57 Р-110, а в інтервалі 2252-3924 обсадні труби ВС 273х11,43 С-95.

Проектна глибина свердловина – 4314 м.

Вибій свердловини 4074 м.

Покрівля продуктивного горизонту знаходиться на глибині – 4124 м.

Буріння ведеться долотом діаметром 222,3 мм з використанням системи верхнього приводу.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби ІЕУ 139,7х10,54 S-135 - 2072 м;

- бурильні труби ІЕУ 139,7х9,17 G-105 - 2100 м;

- обважнені бурильні труби NC 50-70 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм) - 142 м.

Пластовий тиск 63,7 МПа.

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. Викидні трубопроводи маніфольда противикидного обладнання направлені у бік автомобільної траси.

2. Підходи до гирлового обладнання мають бетонне покриття.

3. Кут між віссю карданного вала і віссю гідравлічного циліндра плашкового превентора з трубними плашками з боку лінії дроселювання складає 12° .

4. Переїзд через викидні лінії маніфольда противикидного обладнання закладений у труби діаметром 219 мм, обвалований на ширину проїзду. Проїжджа частина не позначена «віхами».

5. Один бурильник і один другий помічник бурильника не пройшли навчання з фонтанної безпеки в учбовому класі підприємства.

6. Густина бурового розчину – 1527 кг/м^3 .

7. Запас бурового розчину – 184 м^3 .

8. Не проведена дефектоскопія та опресування бурильних труб.

9. На містках знаходиться опресована аварійна бурильна труба ІЕУ 139,7х10,54 Е-75 з кульовим краном і відкритому положенні та перехідником.

10. На буровому майданчику встановлена доливна ємність прямокутної форми з розміром сторін 3,6 м і 3,9 м, висотою 4,2 м, яка обладнена рівнеміром, проградуйована з ціною поділки 0,047 м.

12 варіант

Свердловина №12 Навчально-експлуатаційна, газова, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовленій до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.

2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

У свердловину спущено і зацементована до гирла технічна колона, яка складається із обсадних труб трьох типорозмірів в інтервалі 0-124 м обсадні труби ВС 273х13,84 Р-110, в інтервалі 124-2307 м обсадні труби ВС 273х12,57 Р-110, а в інтервалі 2307-3908 обсадні труби ВС 273х11,43 С-95.

Проектна глибина свердловина – 4298 м.

Вибій свердловини 4058 м.

Покрівля продуктивного горизонту знаходиться на глибині – 4108 м.

Буріння ведеться долотом діаметром 222,3 мм з використанням системи верхнього приводу.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби ІЕУ 139,7х10,54 S-135 - 2068 м;

- бурильні труби ІЕУ 139,7х9,17 G-105 - 2090 м;

- обважені бурильні труби NC 50-70 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм) - 140 м.

Пластовий тиск 61,5 МПа.

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. Діаметр трубопроводів, які з'єднують відводи хрестовини противикидного обладнання з блоками дроселювання та глушіння, дорівнює 73 мм.

2. Підходи до гирлового обладнання не мають твердого покриття.

3. Викидні трубопроводи маніфольда противикидного обладнання мають нахил до гирла свердловини 3°.

4. Маніфольд противикидного обладнання закріплений до бетонних тумб, які мають наступні розміри:

– ширина – 400 мм;

– довжина – 600 мм;

– висота – 600 мм.

5. Буровий майстер не прийшов навчання з фонтанної безпеки у спеціалізованому учбовому центрі.

6. Густина бурового розчину – 1510 кг/м³.

7. Запас бурового розчину – 172 м³.

8. На містках знаходиться опресована аварійна бурильна труба ІЕУ 139,7х9,17 G-105 з кульовим краном і відкритому положенні та перехідником.

9. На свердловині відсутній запас обважнювача, хімреагентів та інших матеріалів в кількості, яка достатня для приготування нового бурового розчину в об'ємі свердловини.

10. На буровому майданчику встановлена доливна ємність діаметром 2,7 м і висотою 3,4 м, яка обладнана рівнеміром та проградуйована з ціною поділки 0,063 м.

13 варіант

Свердловина №13 Навчально-експлуатаційна, газова, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовленій до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.

2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

У свердловину спущено і зацементована до гирла технічна колона, яка складається із обсадних труб трьох типорозмірів в інтервалі 0-130 м обсадні труби ВС 273х13,84 Р-110, в інтервалі 130-2241 м обсадні труби ВС 273х12,57 Р-110, а в інтервалі 2241-3915 обсадні труби ВС 273х11,43 С-95.

Проектна глибина свердловина – 4305 м.

Вибій свердловини 4065 м.

Покрівля продуктивного горизонту знаходиться на глибині – 4115 м.

Буріння ведеться долотом діаметром 222,3 мм з використанням системи верхнього приводу.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби ІЕУ 139,7х10,54 S-135 - 2070 м;
- бурильні труби ІЕУ 139,7х9,17 G-105 - 2095 м;
- обважені бурильні труби NC 50-70 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм) - 140 м.

Пластовий тиск 62 МПа.

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. Діаметр трубопроводів, які з'єднують відводи хрестовини противикидного обладнання з блоками дроселювання та глушіння, дорівнює 100 мм.
2. Підходи до гирлового обладнання захищені сторонніми предметами.
3. Викидні трубопроводи маніфольда противикидного обладнання від блоків дроселювання та глушіння виготовленні із легкосплавних бурильних труб.
4. Кут між розтяжками кріплення ствольової частини противикидного обладнання і вертикальною віссю складає 30°.
5. Два перші помічники бурильника не пройшли щорічне навчання з фонтанної безпеки і учбовому класі підприємства.
6. Густина бурового розчину – 1590 кг/м³.
7. Запас бурового розчину – 197 м³.
8. На містках знаходиться опресована аварійна бурильна труба ІЕУ 139,7х10,54 X-95 з кульовим краном і відкритому положенні та перехідником.
9. Висота бруствера факельних амбарів – 2,4 м.
10. На буровому майданчику встановлена доливна ємність квадратної форми (сторона квадрата – 3,9 м, висотою 4,1 м), яка обладнана рівнеміром та проградуйована з ціною поділки 0,047 м.

14 варіант

Свердловина №14 Навчально-розвідувальна, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовлених до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.

2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

У свердловину спущено і зацементована до гирла технічна колона, яка складається із обсадних труб трьох типорозмірів в інтервалі 0-124 м обсадні труби ВС 219х12,7 Р-110, в інтервалі 124-1760 м обсадні труби ВС 219х10,16 С-95, а в інтервалі 1760-3154 обсадні труби ВС 219х10,16 С-75.

Проектна глибина свердловина – 3504 м.

Вибій свердловини 3301 м.

Покрівля продуктивного горизонту знаходиться на глибині – 3351 м.

Буріння ведеться долотом діаметром 190,5 мм з використанням системи верхнього приводу.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби ІЕУ 127х9,19 S-135 - 1654 м;

- бурильні труби ЕУ 114,3х8,56 G-105 - 1658 м;

- обважнені бурильні труби NC 44-60 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм) - 192 м.

Пластовий тиск 47,2 МПа.

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. Стояки кріплення викидних трубопроводів маніфольда противикидного обладнання не забетоновані.

2. Підходи до гирлового обладнання мають металеве покриття.

3. Маніфольд противикидного обладнання закріплений до основи бурової вежі.
4. Відсутня відомість на змонтоване противикидне обладнання і колонну обв'язку.
5. На свердловині не встановлена станція геолого-технічного контролю.
6. Густина бурового розчину – 1510 кг/м³.
7. Запас бурового розчину – 89 м³.
8. Об'єм факельного амбару з боку блока глушіння – 82 м³, а з боку блока дроселювання - 87 м³.
9. На буровому майданчику встановлена доливна ємність діаметром 3,7 м і висотою 4,3 м, яка обладнана рівнеміром та проградуйована з ціною поділки 0,06 м.
10. На містках знаходиться опресована аварійна бурильна труба ІЕУ 127х9,19 Е-75 з кульовим краном і відкритому положенні та перехідником.

15 варіант

Свердловина №15 Навчально-експлуатаційна, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовленій до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.
2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

У свердловину спущено і зацементована до гирла технічна колона, яка складається із обсадних труб трьох типорозмірів в інтервалі 0-120 м обсадні

труби ВС 219х11,43 Р-110, в інтервалі 120-1850 м обсадні труби ВС 219х10,16 С-95, а в інтервалі 1850-3160 обсадні труби ВС 219х10,16 С-75.

Проектна глибина свердловина – 3510 м.

Вибій свердловини 3305 м.

Покрівля продуктивного горизонту знаходиться на глибині – 3355 м.

Буріння ведеться долотом діаметром 190,5 мм з використанням системи верхнього приводу.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби ІЕУ 127х9,19 S-135 - 1760 м;
- бурильні труби ЕУ 114,3х8,56 G-105 - 1558 м;
- обважені бурильні труби NC 44-60 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм) - 192 м.

Пластовий тиск 47 МПа.

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. Плашки плашкового превентора відповідають діаметру бурильних труб 127 мм.
2. Підходи до гирлового обладнання мають дерев'яне покриття.
3. Блок глушіння маніфольда противикидного обладнання встановлений на відстані 10 м від гирла свердловини.
4. У фактичній схемі обв'язки гирла свердловини не вказані розміри по вертикалі і горизонталі, а також відстань від верхнього фланця противикидного обладнання до роторних балок.
5. На містках знаходиться опресована аварійна бурильна труба ІЕУ 127х7,72 Е-75 з кульовим краном і відкритому положенні та перехідником.
6. Густина бурового розчину – 1480 кг/м³.
7. Запас бурового розчину – 92 м³.
8. Об'єм факельного амбару з боку блока глушіння – 86 м³, а з боку блока дроселювання - 79 м³.

9. На буровому майданчику встановлена доливна ємність діаметром 3,2 м і висотою 4,1 м, яка обладнана рівнеміром та проградуйована з ціною поділки 0,054 м.

10. У доливній ємності відсутній люк для зручного очищення від осаду,

відсутнє вибухобезпечне освітлення шкали рівня та рівнеміра.

16 варіант

Свердловина №16 Навчально-експлуатаційна, газова, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовлених до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.

2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

Ведеться капітальний ремонт свердловини, метою якого є поглиблення ствола свердловини і розкриття продуктивного газонасиченого пласта і інтервалі 4200-4260 м. Виснажений продуктивний пласт ізольований шляхом закачування цементного розчину під тиском.

У свердловину спущена і зацементована до гирла експлуатаційна колона, яка складається із обсадних труб трьох типорозмірів в інтервалі 0-640 м обсадні труби ВС 178х12,65 Р-110, в інтервалі 640-1740 м обсадні труби ВС 178х11,51 Р-110, а в інтервалі 1740-3980 обсадні труби ВС 178х10,36 С-95.

Проектна глибина свердловини – 4340 м.

Вибій свердловини 4230 м.

Буріння ведеться гвинтовим вибійним двигуном Vector компанії National Oilwell Varco 3 1/2", діаметром долота 146 мм.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби EU 101,6x8,38 S-135 - 2320 м;
- бурильні труби EU 88,9x9,35 S-135 - 1815 м;
- обважені бурильні труби NC 38-50 - 205 м.

Пластовий тиск 65,6 МПа.

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. Вимірювання густини бурового розчину ведеться через 30 хвилин.
2. Доливна ємність не очищена від осаду бурового розчину.
3. На блоці глушіння відсутній манометр.
4. Вміст газу у буровому розчині складає 2,5%.
5. На містках знаходиться опресована аварійна бурильна труба EU 101,6x8,38 S-135 з кульовим краном і відкритому положенні та перехідником.
6. У компоновці противикидного обладнання відсутній універсальний превентор.
7. Один другий помічник бурильника не пройшов навчання за програмою «Фонтанна безпека».
8. Буровим майстром не проведена учбова тривога «Викид» із однією вахтою.
9. Густина бурового розчину, звільненого від газу – 1650 кг/м³.
10. Запас бурового розчину – 75 м³.

17 варіант

Свердловина №17 Навчально-експлуатаційна, газова, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовленій до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.

2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

Ведеться капітальний ремонт свердловини, метою якого є поглиблення ствола свердловини і розкриття продуктивного газонасиченого пласта в інтервалі 3620-3675 м. Виснажений продуктивний пласт ізольований шляхом закачування цементного розчину під тиском.

У свердловину спущена і зацементована до гирла експлуатаційна колона, яка складається із обсадних труб трьох типорозмірів в інтервалі 0-864 м обсадні труби ВС 168х12,06 Р-110, в інтервалі 864-2442 м обсадні труби ВС 168х10,59 Р-110, а в інтервалі 2442-3448 обсадні труби ВС 168х8,94 С-95.

Проектна глибина свердловини – 3756 м.

Вибій свердловини 3646 м.

Буріння ведеться гвинтовим вибійним двигуном Vector компанії National Oilwell Varco 3 1/2", діаметром долота 139,7 мм.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби EU 88,9х9,35 S-135 - 1983 м;

- бурильні труби EU 88,9х9,35 G-105 - 1566 м;

- обважені бурильні труби NC 35-47 - 207 м.

Пластовий тиск 54,7 МПа.

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. Вимірювання статичної напруги зсуву та водовіддачі бурового розчину ведеться через 6 годин.

2. Відсутні дві шпильки у фланцевому з'єднанні зворотного клапана з блоком глушіння.

3. Не опресоване гирлове обладнання після заміни корінних (аварійних) засувки на хрестовині трубної головки.

4. Не виконаний раніше виданий припис працівником спеціалізованої аварійно-рятувальної служби щодо заміни аварійної бурильної труби EU 88,9x9,35 G-105 на аварійну бурильну трубу EU 88,9x9,35 S-135.
5. Вміст газу у буровому розчині складає 2,0%.
6. Буровим майстром не проведені учбові тривоги «Викид» із двома вахтами.
7. Вісі бурової вежі та ротора не співпадають із віссю гирлового обладнання на 35 см.
8. Шахта гирлового обладнання залита буровим розчином.
9. Густина бурового розчину, звільненого від газу – 1582 кг/м³.
10. Запас бурового розчину 60 м³.

18 варіант

Свердловина №18 Навчально-експлуатаційна, газова, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовленій до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.
2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

Ведеться капітальний ремонт свердловини, метою якого є поглиблення ствола свердловини і розкриття продуктивного газонасиченого пласта в інтервалі 4330-4390 м. Виснажений продуктивний пласт ізольований шляхом закачування цементного розчину під тиском.

У свердловину спущена і зацементована до гирла експлуатаційна колона, яка складається із обсадних труб трьох типорозмірів в інтервалі 0-770 м обсадні труби ВС 178x12,65 Р-110, в інтервалі 770-1870 м обсадні

труби BC 178x11,51 P-110, а в інтервалі 1870-4110 обсадні труби BC 178x10,36 C-95.

Проектна глибина свердловина – 4470 м.

Вибій свердловини 4360 м.

Буріння ведеться гвинтовим вибійним двигуном Vector компанії National Oilwell Varco 3 1/2", діаметром долота 146 мм.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби EU 101,6x8,38 S-135 - 2345 м;

- бурильні труби EU 88,9x9,35 S-135 - 1915 м;

- обважені бурильні труби NC 38-50 - 210 м.

Пластовий тиск 67 МПа.

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. Вимірювання вмісту газу у буровому розчині ведеться через 2 години.
2. Відсутній зворотний клапан на блоці глушіння.
3. Всі засувки на хрестовині трубної головки знаходяться у відкритому положенні.
4. Не опресований плашковий превентор з трубними плашками після заміни плашок.
5. Один бурильник не пройшов наркологічний огляд.
6. У бурового майстра просрочений сертифікат про навчання за програмою «Фонтанна безпека» (допуск до керування фонтаннонебезпечними роботами).
7. На аварійній бурильній трубі EU 101,6x8,38 S-135 відсутній перехідник для з'єднання з трубою EU 88,9x9,35 S-135.
8. Підходи до гирлового обладнання захищені сторонніми предметами.
9. Густина бурового розчину, звільненого від газу – 1745 кг/м³.
10. Запас бурового розчину – 82 м³.

19 варіант

Свердловина №19 Навчально-експлуатаційна, газова, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовленій до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.

2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

У свердловину спущена і зацементована технічна колона, яка складається із обсадних труб двох типорозмірів: в інтервалі 0-1236 м обсадні труби ВС 219х11,43 Р-110, а в інтервалі 1236-2010 м обсадні труби ВС 219х10,16 N-80.

Проектна глибина свердловини - 2347 м.

Вибій свердловини - 2152 м.

Покрівля продуктивного горизонту знаходиться на глибині 2202 м.

Буріння ведеться долотом діаметром 190,5 мм з використанням системи верхнього приводу.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби ІЕУ 127х9,19 S-135-1329 м;

- бурильні труби ІЕУ 114х8,56 G-105-848 м;

- обважнені бурильні труби NC 44-60 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм) - 170 м.

Пластовий тиск - 37 МПа

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. Відстань від кінців викидного трубопроводу маніфольда противикидного обладнання до комунікацій установки комплексної підготовки газу – 90 м.

2. Викидні трубопроводи маніфольда противикидного обладнання після кінцевих засувов блоків дроселювання та глушіння опресовані водою на тиск – 5,9 МПа.
3. Не опресований плашковий превентор з глухими плашками після заміни в ньому однієї плашки на гирлі свердловини.
4. Не заземлено металеве укриття штурвалів ручної фіксації плашок превенторів.
5. Бурова бригада не забезпечена робочою картою з управління свердловиною при можливому ГНВП.
6. На свердловині відсутній запас обважнювача, хімреагентів та інших матеріалів в кількості, яка достатня для приготування нового бурового розчину в об'ємі свердловини.
7. На містках знаходиться опресована аварійна бурильна труба ІЕУ 127х9,19 Е-75 з кульовим краном у відкритому положенні і перехідником.
8. Густина бурового розчину – 1828 кг/м³
9. Запас бурового розчину – 52 м³.
10. На буровому майданчику встановлена доливна ємність квадратної форми (розмір сторони квадрата – 3,7 м, висотою 2,4 м), яка обладнана рівнеміром та проградуйована з ціною поділки – 0,058 м.

20 варіант

Свердловина №20 Навчально-експлуатаційна, газова, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовленій до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.
2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

У свердловину спущена і зацементована технічна колона, яка складається із обсадних труб двох типорозмірів: в інтервалі 0-1356 м обсадні труби ВС 219х11,43 Р-110, а в інтервалі 1356-2140 м обсадні труби ВС 219х8,94 С-95.

Проектна глибина свердловини - 2467 м.

Вибій свердловини - 2272 м.

Покрівля продуктивного горизонту знаходиться на глибині 2322 м.

Буріння ведеться долотом діаметром 190,5 мм з використанням системи верхнього приводу.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби ІЕУ 127х9,19 S-135 - 1429 м;
- бурильні труби ІЕУ 114х8,56 G-105 - 866 м;
- обважені бурильні труби NC 44-60 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм) - 172 м.

Пластовий тиск – 36,8 МПа.

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. Підходи до гирлового обладнання мають бетонне покриття.
2. Відсутнє вибухобезпечне освітлення укриття над штурвалами для ручної фіксації плашок превентора.
3. Для кріплення фланцевого з'єднання зворотного клапана з блоком глушіння використані шпильки, виготовлені у механічній майстерні бурового підприємства, які мають твердість за Брінелем 158 НВ.
4. У маслі гідросистеми керування превенторами та засувками вміст бурового розчину та інших механічних домішок складає 1 % від його маси.
5. Не встановлені прилади та пристрої для постійного контролю рівня бурового розчину в робочих ємностях при циркуляції та контролю об'ємів, які закачуються в свердловину та виходять на гирло.
6. Вісі бурової вежі та ротора не співпадають із віссю гирлового обладнання на 42 см.

7. Відсутній акт на опресовку аварійної бурильної труби ІЕУ 127х9,19 S-135, яка знаходиться у комплекті із краном кульовим і перехідником на містках.

8. Густина бурового розчину – 1620 кг/м³.

9. Запас бурового розчину – 47 м³.

10. На буровому майданчику встановлена доливна ємність квадратної форми (розмір сторони квадрата – 3,6 м, висотою 3,2 м), яка обладнана рівнеміром та проградуйована з ціною поділки – 0,051 м.

21 варіант

Свердловина №21 Навчально-експлуатаційна, газова, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовленій до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.

2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

У свердловину спущена і зацементована друга технічна колона, яка складається із обсадних труб трьох типорозмірів: в інтервалі 0-835 м обсадні труби ВС 219х12,7 Р-110, в інтервалі 835-2898 м обсадні труби ВС 219х11,43 Р-110, а в інтервалі 2898 - 4670 м обсадні труби ВС 219х10,16 С-95.

Проектна глибина свердловини - 5020 м.

Вибій свердловини - 4819 м.

Покрівля продуктивного горизонту знаходиться на глибині 4869 м.

Буріння ведеться долотом діаметром 190,5 мм з використанням системи верхнього приводу.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби ІЕУ 139,7х9,19 S-135 - 3070 м;
- бурильні труби ІЕУ 127х9,19 G-105 - 1745 м;
- обважнені бурильні труби NC 44-60 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм) - 205 м.

Пластовий тиск – 62 МПа.

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. Гідропривідні засувки, встановлені на бокових відводах хрестовини проти викидного обладнання, знаходяться у відкритому положенні.
2. Відсутня металева будка або навіс над штурвалами ручної фіксації плашок превенторів.
3. Із числа ємностей, які задіяні у циркуляційній системі, не підготовлена окрема ємність для використання її під час розкриття та подальшого буріння в напірних горизонтах. Всі ємності не обладнані засувками для відокремлення однієї від іншої.
4. Аварійна бурильна труба, яка знаходиться на містках разом із краном кульовим і перехідником, не пофарбована в червоний колір.
5. Бурова бригада не забезпечена планом робіт на розкриття продуктивного горизонту, робочою картою з управління свердловиною при можливому газонафтоводопрояві.
6. Відстань від кінців викидного трубопроводу маніфольда противикидного обладнання до діючої нафтової свердловини складає 75 м.
7. Обробка бурового розчину хімічними реагентами та обважнювачем у відповідності до розробленої лабораторією промивальних рідин бурового підприємства рецептури не реєструється в «Журналі контролю параметрів бурового розчину».
8. Густина бурового розчину – 1300 кг/м³.
9. Запас бурового розчину – 84 м³.
10. На буровому майданчику встановлена доливна ємність квадратної форми (розмір сторони квадрата – 3,5 м, висотою 5 м), яка обладнана рівнеміром та проградуйована з ціною поділки – 0,053 м.

22 варіант

Свердловина №22 Навчально-експлуатаційна, газова, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовленій до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.

2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

У свердловину спущена і зацементована друга технічна колона, яка складається із обсадних труб трьох типорозмірів: в інтервалі 0-1270 м обсадні труби ВС 245х11,99 Р-110, в інтервалі 1270-2852 м обсадні труби ВС 245х11,05 Р-110, а в інтервалі 2852 -4120 м обсадні труби ВС 245х10,03 С-75.

Проектна глибина свердловини - 4501 м.

Вибій свердловини - 4270 м.

Покрівля продуктивного горизонту знаходиться на глибині 4320 м.

Буріння ведеться долотом діаметром 215,9 мм з використанням системи верхнього приводу.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби ІЕУ 139,7х9,17 S-135 - 2910 м;

- бурильні труби ІЕУ 127х9,19 S-135 - 1413 м;

- обважнені бурильні труби NC 46-62 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм) - 178 м.

Пластовий тиск – 71,3 МПа.

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. На стінці навісу над штурвалами для ручної фіксації плашок превенторів не нанесені цифри, які вказують сумарну кількість обертів штурвалів на закриття плашок превентора.

2. Рукоятки розподільвачів управління гідропровідними засувками на основному та допоміжному пультах знаходяться у положенні «Відкрито».
3. Для кріплення фланцевого з'єднання маніфольда проти викидного обладнання використані гайки, виготовлені у механічній майстерні бурового підприємства, які мають твердість за Брінелем 141 НВ.
4. Відстань між опорами кріплення трубопроводів маніфольда противикидного обладнання – 13 м.
5. Викидні трубопроводи маніфольда проти викидного обладнання виготовлені із продіагностованих дефектоскопією бурильних труб діаметром 127 мм.
6. У обв'язці маніфольда противикидного обладнання відсутня лінія продувки повітрям, з'єднана з пневмосистемою бурової установки.
7. На блоці дроселювання відсутня табличка з зазначеною величиною допустимого тиску, який дорівнює 80% від тиску опресування останньої обсадної колони і величиною тиску на гирлі, який відповідає тиску гідророзриву пласта при заповненій буровим розчином свердловині.
8. Густина бурового розчину – 1680 кг/м³.
9. Запас бурового розчину – 108 м³.
10. На буровому майданчику встановлена доливна ємність квадратної форми (розмір сторони квадрата – 3,7 м, висотою 4,2 м), яка обладнана рівнеміром та проградуйована з ціною поділки – 0,052 м.

23 варіант

Свердловина №23 Навчально-експлуатаційна, газова, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовленій до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.

2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

У свердловину спущена і зацементована друга технічна колона, яка складається із обсадних труб трьох типорозмірів: в інтервалі 0-1175 м обсадні труби ВС 245х11,99 Р-110, в інтервалі 1175-3927 м обсадні труби ВС 245х11,99 Р-110, а в інтервалі 3927 -4230 м обсадні труби ВС 245х10,03 С-75.

Проектна глибина свердловини - 4582 м.

Вибій свердловини - 4380 м.

Покрівля продуктивного горизонту знаходиться на глибині 4430 м.

Буріння ведеться долотом діаметром 215,9 мм з використанням системи верхнього приводу.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби ІЕУ 139,7х9,17 S-135 - 2830 м;

- бурильні труби ІЕУ 127х9,19 S-135 - 1572 м;

- обважнені бурильні труби NC 46-62 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм) - 180 м.

Пластовий тиск – 67,6 МПа

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. Рукоятки розподілювачів управління гідропровідними засувками на основному та допоміжному пультах знаходяться у положенні «Закрито».

2. Робочі ємності з буровим розчином не обладнані перемішувачами.

3. Трубопроводи маніфольда противикидного обладнання мають ухил у бік гирла свердловини 3°.

4. Для герметизації фланцевих з'єднань маніфольда противикидного обладнання використані прокладки, виготовлені в механічній майстерні бурового підприємства, які мають твердість за Брінелем 240 НВ.

5. Викидні трубопроводи маніфольда протівикидного обладнання виготовлені із непродіагностованих дефектоскопією бурильних труб діаметром 127 мм, які раніше використовувались при бурінні свердловини.
6. Відсутнє освітлення циркуляційної системи бурової установки.
7. На аварійній бурильній трубі не нанесена мітка, яка вказує відстань від ствола ротора до нижньої кромки плашок верхнього превентора плюс 20-30 сек.
8. Густина бурового розчину – 1580 кг/м³
9. Запас бурового розчину – 93 м³.
10. На буровому майданчику встановлена доливна ємність квадратної форми (розмір сторони квадрата – 3,9 м, висотою 4,3 м), яка обладнана рівнеміром та проградуйована з ціною поділки – 0,047 м.

24 варіант

Свердловина №24 Навчально-експлуатаційна, газова, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовленій до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.
2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

У свердловину спущена і зацементована друга технічна колона, яка складається із обсадних труб трьох типорозмірів: в інтервалі 0-830 м обсадні труби ВС 219х12,7 Р-110, в інтервалі 830-2986 м обсадні труби ВС 219х11,43 Р-110, а в інтервалі 2986 -4770 м обсадні труби ВС 219х10,16 С-95.

Проектна глибина свердловини - 5120 м.

Вибій свердловини - 4918 м.

Покрівля продуктивного горизонту знаходиться на глибині 4968 м.

Буріння ведеться долотом діаметром 190,5 мм з використанням системи верхнього приводу.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби ІЕУ 139,7х9,17 S-135 - 3200 м;
- бурильні труби ІЕУ 127х9,19 G-105 - 710 м;
- обважені бурильні труби NC 46-62 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм) - 210 м.

Пластовий тиск – 57 МПа

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. Для самостійної роботи у складі бурової бригади допущені два других помічника бурильника, які не пройшли спеціальну підготовку за програмою «Фонтанна безпека».
2. Буровим підприємством не розроблені «Дві ваhti при виникненні ГНВП».
3. Буровим майстром не проведена учбова тривога «Викид» з однією вахтою.
4. Бурова установка не доукомплектована засобами очищення та дегазації бурового розчину, передбачених робочим проектом на спорудження свердловини. Відсутній дегазатор та іловідділювач.
5. Не проведена дефектоскопія та опресуванням бурильної колони.
6. Вміст домішок у масі гідросистеми керування превенторами та засувками складає 0,04 % від його маси.
7. Об'єм факельних амбарів складає 80 м³ кожного.
8. Густина бурового розчину – 1320 кг/м³
9. Запас бурового розчину – 90 м³.
10. На буровому майданчику встановлена доливна ємність квадратної форми (розмір сторони квадрата – 3,8 м, висотою 5 м), яка обладнана рівнеміром та проградуйована з ціною поділки – 0,049 м.

Приклад виконання практичного завдання 7.2

Свердловина №25 Навчально-експлуатаційна, газова, вертикальна.

Завдання

1. Проаналізувати та перевірити вихідні дані по свердловині, підготовленій до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.

2. Скласти припис на усунення виявлених порушень правил фонтанної та газової безпеки або скласти дозвіл на подальше проведення робіт у свердловині.

Вихідні дані

У свердловину спущена і зацементована друга технічна колона, яка складається із обсадних труб двох типорозмірів: в інтервалі 0-2370 м обсадні труби ВС 245х11,99 Р-110, а в інтервалі 2370-3846 м обсадні труби ВС 245х11,05 С-95.

Проектна глибина свердловини - 4183 м.

Вибій свердловини - 4046 м.

Покрівля продуктивного горизонту знаходиться на глибині 4096 м.

Буріння ведеться долотом діаметром 215,9 мм з використанням системи верхнього приводу.

Бурильний інструмент:

- бурильні труби ІЕУ 139,7х10,54 S-135-2311 м;

- бурильні труби ІЕУ 127х9,19 S-135-1680 м;

- обважнені бурильні труби NC 46-65 ($d_{\text{вн}}=71,4$ мм) - 192 м.

Пластовий тиск - 64,6 МПа.

При обстеженні стану фонтанної та газової безпеки встановлено:

1. Не проведено обстеження бурової установки та не складений акт про готовність свердловини до розкриття газоносного горизонту комісією підприємства під керівництвом головного інженера.

2. Буровим майстром не проведена учбова тривога «Викид» з однією буровою вахтою у відповідності до затвердженого графіка.

3. Буровим підприємством не розроблені «Дії бурової вахти при виникненні ГНВП»

4. Обробка бурового розчину хімічними реагентами та обважнювачем у відповідності до розробленої лабораторією промивальних рідин бурового підприємства рецептури не реєструється в «Журналі контролю параметрів бурового розчину»

5. Відстань від кінців викидного трубопроводу маніфольда противикидного обладнання до діючої газової свердловини складає 110 м.

6. Відсутня лінія продувки повітрям викидних трубопроводів маніфольда противикидного обладнання.

7. Для викидних трубопроводів маніфольда противикидного обладнання використані не продіагностовані дефектоскопією бурильні труби ІЕУ 127х9,19.

8. На містах знаходиться опресована аварійна бурильна труба ІЕУ 139,7х9,17 Е-75 з кульовим краном у відкритому положенні і перехідником.

9. Густина бурового розчину 1647 кг/м³

10. Запас бурового розчину – 146 м³.

Аналіз та перевірка вихідних даних по свердловині, підготовлений до розкриття продуктивного горизонту, на їх відповідальність вимогам нормативних документів з питань фонтанної та газової безпеки.

1. Не проведено обстеження бурової установки та не складений акт про готовність свердловини до розкриття газоносного горизонту комісією підприємства під керівництвом головного інженера. – Порухення вимог п. 5.7 СОУ – та п.5.2 (Розділ V) Правил.

Вимоги згідно п. 5.7 СОУ – комісією підприємства під головуванням головного інженера, за участю працівників геологічної, механічної, енергетичної служб та служби охорони праці, відповідального виконавця

робіт, а також представника САРС проводиться перевірка готовності свердловини до виконання робіт із первинного розкриття напірного (газонафтонасиченого) горизонту та складається акт .

Вимоги згідно п.5.2 (Розділ V) Правил – За 50 м до розкриття газоносних та напірних нафтоводонасичених горизонтів, а також до виходу з башмака проміжної колони , якщо вона спущена в ці горизонти, на буровому майданчику необхідно провести обстеження бурової установки та скласти акт про готовність до розкриття газоносних та напірних нафтоводонасичених горизонтів комісією підприємства під керівництвом головного інженера.

2. Буровим майстром не проведена учбова тривога «Викид» з однією буровою вахтою у відповідності до затвердженого графіка. – *Порушення вимог п.10.1.2.20 СОУ.*

Вимоги згідно п.10.1.2.20 СОУ – Для набуття необхідних навичок з герметизації гирла свердловини при ГНВП з буровою бригадою повинні проводитись учбові тривоги «Викид» - Буровим майстром з кожною буровою вахтою один раз на місяць за графіком.

3. Буровим підприємством не розроблені «Дії бурової вахти при виникненні ГНВП» - *Порушення вимог п.10.1.2.19 СОУ.*

Вимоги згідно п.10.1.2.19 СОУ – Підприємством повинні бути розроблені, затвердженні і узгодженні з САРС «Дії бурової вахти при виникненні ГНВП», у яких повинні бути розподіленні обов'язки членів бурової вахти у разі виникнення ГНВП при різних технологічних операціях у свердловині.

4. Обробка бурового розчину хімічними реагентами та обважнювачем і відповідності до розробленої лабораторією промивальних рідин бурового підприємства рецептури не реєструється в «Журналі контролю параметрів бурового розчину» - *Порушення вимог п.10.2.3 СОУ.*

Вимоги згідно п.10.2.3 СОУ – обробка промивальної рідини (бурового розчину) хімічними реагентами та обважнювачем повинна проводитись і

відповідності до розробленої лабораторією рецептури і реєструватись в «Журналі контролю параметрів бурового розчину».

5. Відстань від кінців викидного трубопроводу маніфольда противикидного обладнання до діючої газової свердловини складає 110 м. – Відповідає вимогам п.10.6.19 СОУ.

Вимоги згідно п.10.6.19 СОУ - Відстань від кінців викидного трубопроводу маніфольда противикидного обладнання до діючої газової свердловини повинна бути не менше 100 м.

6. Відсутня лінія продувки повітрям викидних трубопроводів маніфольда противикидного обладнання. – Порушення вимог п.10.6.23 СОУ.

Вимоги згідно п.10.6.23 СОУ – До обв'язки викидних трубопроводів включається лінія продувки повітрям, яка повинна з'єднуватися з пневмосистемою бурової установки.

7. Для викидних трубопроводів маніфольда противикидного обладнання використані непродіагностовані дефектоскопією бурильні труби ІЕУ 127х9,19. – Порушення вимог 10.6.14 СОУ.

Вимоги згідно п.10.6.14 СОУ – Для викидних трубопроводів від блоків глушіння і дроселювання при спорудженні свердловини допускається використовувати продіагностовані дефектоскопією бурильні труби діаметром 114 або 127 мм.

8. На місцях знаходиться опресована аварійна бурильна труба ІЕУ 139,7х9,17 Е-75 з кульовим краном у відкритому положенні і перехідником. – Порушення вимог п.10.1.2.11 СОУ.

Вимоги згідно п.10.1.2 СОУ – На містках повинна знаходитись опресована аварійна труба з краном кульовим у відкритому положенні, яка за діаметром повинна відповідати діаметру плашок превентора. Її міцність повинна відповідати міцності верхньої труби бурильної колони.

9. Густина бурового розчину 1680 кг/м³. – Відповідає вимогам п.3.3.7 (Розділ V) правил.

Визначаємо межі густини бурового розчину:

$$\rho_{\text{бур.розч.}} = \frac{\alpha \cdot P_{\text{пл}} \cdot 10^6}{g \cdot H}, \text{ кг/м}^3,$$

де α – коефіцієнт безпеки, у відповідності до вимог нормативних документів: для свердловин глибиною понад 2500 м (для інтервалів від 2500 м) $\alpha = 1,04-1,07$, але гідростатичний тиск стовпа бурового розчину не повинен перевищувати пластовий тиск більше як на 3,5 МПа;

$P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск, МПа;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

H – глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту, м.

$$\rho_{\text{бур.розч. min}} = \frac{1,04 \cdot 64,6 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 4096} = 1672 \text{ кг/м}^3.$$

$$\rho_{\text{бур.розч. max}} = \frac{1,07 \cdot 64,6 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 4096} = 1720 \text{ кг/м}^3.$$

Згідно проведеного розрахунку з відповідності до п.3.3.7 (Розділ V) правил густина бурового розчину повинна бути в межах від 1672±30 до 1720±30 кг/м³.

Вимоги згідно п.3.3.7 (Розділ V) Правил – *Не допускається відхилення густини бурового розчину (звільненого від газу), що перебуває у циркуляції, більш ніж на 30 кг/м³ від установленної проектом величини (крім випадків ліквідації ГНВП).*

10. Запас бурового розчину – 146 м³. – Не відповідає вимогам п.10.2.9 СОУ.

Об'єм свердловини:

$$V_{\text{св}} = V_1 + V_2 + V_3, \text{ м}^3,$$

де V_1 – об'єм свердловини, обсадженої другою технічною колоною ВС 245х11,99 Р-110, м³;

V_2 – об'єм свердловини, обсадженої другою технічною колоною ВС 245х11,05 С-95, м³;

V_3 – об’єм необсадженої частини свердловини, м³.

$$V_1 = \pi D_1^2 / 4 \cdot H_1, \text{ м}^3,$$

де D_1 – внутрішній діаметр другої технічної колони ВС 245х11,99 Р-110, м;

H_1 – довжина секції другої технічної колони ВС 245х11,99 Р-110, м.

$$V_1 = 3,14 \cdot 0,221^2 / 4 \cdot 2370 = 90,87 \text{ м}^3.$$

$$V_2 = \pi D_2^2 / 4 \cdot H_2, \text{ м}^3,$$

де D_2 – внутрішній діаметр другої технічної колони ВС 245х11,05 С-95, м;

H_2 – довжина секції другої технічної колони ВС 245х11,05 С-95, м.

$$V_2 = 3,14 \cdot 0,223^2 / 4 \cdot 1476 = 57,62 \text{ м}^3.$$

$$V_3 = \pi D_3^2 / 4 \cdot H_3, \text{ м}^3,$$

де D_3 – діаметр ствола необсадженої інтервалу свердловини, м;

H_3 – довжина необсадженої інтервалу свердловини, м.

$$V_3 = 3,14 \cdot 0,216^2 / 4 \cdot (4096 - 3846) = 9,76 \text{ м}^3.$$

$$V_{\text{ро}} = 90,87 + 57,62 + 9,76 = 158,25 \text{ м}^3.$$

Згідно проведеного розрахунку на буровій повинно бути 158,25 м³ запасного бурового розчину.

Вимоги згідно п.10.2.9 СОУ – При бурінні свердловин, якими передбачається розкриття напірних (газо- або нафтоводонасичених) горизонтів на нових площах, а також при бурінні на газових та газоконденсатних родовищах з АВПТ або з вмістом сірководню та інших агресивних і токсичних компонентів, на свердловині необхідно мати постійний запас промивальної рідини (бурового розчину) з параметром, які відповідають проектним та в кількості, рівній об’єму свердловини.

**Публічне акціонерне товариство “Укргазвидобування” Філія
Спеціалізована аварійно-рятувальна (газорятувальна) служба
“ЛІКВО”**

Припис № 1У

від «12» жовтня 2023 р.

про усунення порушення правил фонтанної безпеки

Кому: Головному інженеру відділення бурових робіт Куцу Івану Петровичу

(посада, прізвище, ім'я та по-батькові відповідального виконавця робіт, керівника об'єкта)

Об'єкт: свердловина №-25- навчально-експлуатаційна, газова, вертикальна

(№, ділянка, площа, установка, цех, філія ПАТ “Укргазвидобування”)

Відповідно до “Положення про спеціалізовану об'єктову аварійно-рятувальну службу” і СОУ 09.1-30019775-224 “Свердловини на нафту і газ. Профілактична робота з попередження виникнення флюїдопроявів, відкритих газових і нафтових фонтанів та аварій. Організація і методика проведення” Вам необхідно усунути наступні порушення правил фонтанної і газової безпеки [17, 22]:

Ч.ч.	Порушення та заходи з їх усунення	Строк усунення
1	2	3
1.	Не проведено обстеження бурової установки та не складений акт про готовність до розкриття газоносного горизонту комісією підприємства під керівництвом головного інженера. – Порушення вимог п.5.7 СОУ 09.1-30019775-245:2015. Свердловина на нафту і газ. Попередження газонафтоводопроявів і відкритих фонтанів під час спорудження і капітального ремонту свердловин (далі по тексту – СОУ) – та п.5.2 (Розділ V) НПАОП 11.1-1.16-23 Правила безпеки в нафтогазовидобувній промисловості (далі по тексту – Правила). Комісією підприємства провести обстеження свердловини, скласти акт.	До початку робіт з поглиблення свердловини

1	2	3
2.	Буровим майстром не проведена учбова тривога «Викид» з однією буровою вахтою у відповідності до затвердженого графіка. – Порушення вимог п.10.1.2.20 СОУ. Буровому майстру провести учбову тривогу «Викид» з буровою вахтою.	До початку робіт з поглиблення свердловини
3.	Буровим підприємством не розроблені «Дії бурової ваhti при виникненні ГНВП» - Порушення вимог п.10.1.2.19 СОУ. Головному інженеру підприємства розробити, узгодити та затвердити «Дії бурової ваhti при виникненні ГНВП», вивісити плакат у культбудці бурової бригади.	До початку робіт з поглиблення свердловини
4.	Обробка бурового розчину хімічними реагентами та обважнювачем і відповідності до розробленої лабораторією промивальних рідин бурового підприємства рецептури не реєструється в «Журналі контролю параметрів бурового розчину» - Порушення вимог п.10.2.3 СОУ. Буровому майстру обробку бурового розчину реєструвати у «Журналі контролю параметрів бурового розчину»	Постійно
5.	Відсутня лінія продувки повітрям викидних трубопроводів маніфольда противикидного обладнання. – Порушення вимог п.10.6.23 СОУ. Головному механіку підприємства обладнати маніфольд противикидного обладнання лінією продувки повітря.	До початку робіт з поглиблення свердловини
6.	Для викидних трубопроводів маніфольда противикидного обладнання використані не продіагностовані дефектоскопією бурильні труби ІЕУ 127х9,19. – Порушення вимог 10.6.14 СОУ. Головному інженеру підприємства провести діагностування дефектоскопією бурильних труб, з яких виконані викидні трубопроводи маніфольда противикидного обладнання.	До початку робіт з поглиблення свердловини
7.	На місцях знаходиться опресована аварійна бурильна труба ІЕУ 139,7х9,17 Е-75 з кульовим краном у відкритому положенні і перехідником. – Порушення вимог п.10.1.2.11 СОУ. Буровому майстру замінити аварійну бурильну трубу.	До початку робіт з поглиблення свердловини
8.	Запас бурового розчину – 146 м ³ . – Не відповідає вимогам п.10.2.9 СОУ. Буровому майстру поповнити запас бурового розчину.	До початку робіт з поглиблення свердловини

Про усунення виявлених порушень прошу надати письмову інформацію у САРС після усунення всіх порушень.

Припис надав: _____ інструктор Іваненко Іван Іванович
(підпис)

Припис отримав: _____ буровий майстер Петренко Петро Петрович
перший примірник (підпис)

Припис отримав: _____ головний інженер Куц Іван Петрович
другий примірник (підпис)

8 КОНТРОЛЬ ЗАГАЗОВАНOSTІ ПЕРЕНOCНИМИ ГАЗOCИГНАЛІЗАТОРАМИ

8.1 Теоретична частина

8.1.1 Терміни та визначення понять на об'єктах нафтогазовидобувної галузі

Небезпечна речовина. Хімічна, токсична, вибухова, окислювальна, горюча речовина, біологічні агенти та речовини біологічного походження (біохімічні, мікробіологічні, біотехнологічні препарати, патогенні для людей і тварин мікроорганізмами тощо), які становлять небезпеку для життя і здоров'я людей та довкілля, сукупність властивостей речовин або особливостей їх стану, внаслідок яких за певних обставин може створитися загроза життю і здоров'ю людей, довкіллю, матеріальним та культурним цінностям - Закон України "Про об'єкти підвищеної небезпеки".

Об'єкт підвищеної небезпеки. Об'єкт, на якому використовуються, виготовляються, переробляються, зберігаються або транспортуються одна або кілька небезпечних речовин чи категорій речовин у кількості, що дорівнює або перевищує нормативно встановлені порогові маси, а також інші об'єкти, що відповідно до закону є реальною загрозою виникнення надзвичайних ситуацій техногенного або природного характеру - Закон України "Про об'єкти підвищеної небезпеки".

Небезпечна концентрація газу у повітрі. Концентрація або об'ємна частина газу у повітрі, яка більша або дорівнює 20% нижньої концентраційної межі вибуховості або займання.

Робоча зона. Простір, обмежений по висоті двома метрами над рівнем підлоги або майданчика, на яких перебувають місця постійного або непостійного, тимчасового перебування працюючих.

Гранично допустима концентрація шкідливих речовин. Концентрація, яка при щоденній, (крім вихідних днів) роботі протягом 8 годин або при іншій тривалості, але не більше 40 годин у тиждень, протягом усього робочого стажу

не може викликати захворювань чи відхилень у стані здоров'я, що виявляють сучасними методами досліджень у процесі роботи або у віддалений термін.

Нижня концентрація межі вибуховості або займання. Мінімальна концентрація горючих або вибухонебезпечних речовин у однорідній суміші з окислювальним середовищем у повітрі, за умови якої може виникнути займання або вибух цієї суміші від джерела запалювання на будь-яку відстань від джерела запалювання, у відсотках за об'ємом.

Газосигналізатор. Прилад автоматичної подачі аварійного сигналу при досягненні гранично допустимої концентрації шкідливих речовин або контролю довибухонебезпечних концентрацій горючих газів (метану, оксиду вуглецю тощо), що контролюється в повітрі нафтогазовидобувних підприємств.

Газосигналізатори бувають переносними, стаціонарними або вбудованими.

Вибухонебезпечна зона. Приміщення або обмежений простір у приміщенні чи навколо зовнішньої установки, в яких є або можуть утворюватися вибухонебезпечні суміші горючих газів або парів з повітрям. Клас вибухонебезпечних зон відповідно до НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок [5, 14].

8.1.2 Загальні вимоги до контролю повітря робочої зони

Контроль повітря робочої зони повинен здійснюватися на усіх об'єктах НАК "Нафтогаз України" та приватних нафтогазовидобувних компаніях, де можлива поява у повітрі робочої зони газів та парів хімічних сполук, що мають шкідливі та пожежовибухонебезпечні властивості.

Відповідальність за впровадження вимог щодо облаштування об'єктів відповідними засобами контролю повітря робочої зони покладається на:

– проектні та конструкторські організації, які розроблюють для нафтогазової галузі проекти нових підприємств та об'єктів, проекти

реконструкції, розширення, технічного переозброєння та модернізації підприємств та об'єктів;

— керівників виробничих підрозділів, службу контрольно-вимірjuвальних приладів і апаратури, технологічну службу та працівників служб охорони праці, за своєчасне виявлення невідповідності облаштування підвідомчих їм об'єктів, та вжиття організаційно-технічних заходів з усунення цих невідповідностей, зокрема включення до планів реконструкції виконання відповідних робіт, у тому числі проектних. Відомчий контроль за дотриманням вимог повинні здійснювати відповідні органи, які є складовою частиною системи управління охороною праці НАК „Нафтогаз України” відповідно до СОУ 74.1-20077720-025 [24].

Для кожного виробництва повинен бути визначений перелік пожежовибухонебезпечних, вибухонебезпечних і токсичних речовин, які можуть надходити у повітря робочої зони у результаті технологічного процесу, із вказівкою НКМВ або НКМЗ та гранично допустимої концентрації.

ГДК шкідливих речовин у повітрі робочої зони визначено згідно з наказом Міністерством охорони здоров'я України № 1596 від 14.07.2020 року «Гігієнічний регламент хімічних речовин у повітрі робочої зони», властивості та дія на організм основних шкідливих і вибухонебезпечних речовин наведено у додатку цього стандарту. Цей перелік може бути доповнений за урахуванням специфіки та шкідливості власних виробничих об'єктів та виробничих об'єктів сторонніх організацій, які розташовані на тій же території.

Для кожного виду газів та парів 1 та 2 класів небезпеки необхідно використовувати значення: концентрації з найбільшою небезпекою займання, температури самозаймання, розподілу вибухонебезпечних сумішей за категоріями і групами .

Інформаційні сигнали газоаналізаторів треба обробляти програмно-технічними засобами, що дозволяють формувати архів стану повітря робочої зони в електронному вигляді та на паперовому носії. У разі відсутності відповідних програмно-технічних засобів показання газоаналізаторів повинні

заноситися до журналу контролю повітря робочої зони за графіком, який затверджується керівництвом виробничого підрозділу.

В аварійних ситуаціях порядок контролю повітря робочої зони встановлюється згідно з планом локалізації та ліквідації можливих аварійних ситуацій.

Виконання робіт з технічного обслуговування засобів контролю загазованості ЗКЗ в небезпечних зонах допускається за наявності плану виконання робіт або технологічних карт, що містять конкретні рішення щодо захисту працівників від впливу небезпечних та шкідливих виробничих факторів.

8.1.3 Класифікація засобів контролю загазованості

Облаштування об'єктів нафтогазової галузі залежить від їх технологічних особливостей та виду застосованих ЗКЗ.

Засоби контролю загазованості- газосигналізатори поділяються на:

- стаціонарні, для транспортних засобів, переносні, індивідуальні;
- одноканальні, багатоканальні;
- з одним порогом спрацювання сигналізації (сигнал «Поріг»);
- з двома і більше порогоми спрацювання сигналізації (сигнал «Поріг 1», «Поріг 2» тощо).

Згідно з ДСТУ 3377-96 ЗКЗ класифікуються за наступними ознаками:

- кількістю компонентів, що контролюються;
- вихідним інформаційним сигналом;
- кількістю порогів спрацювання;
- можливістю налаштування порога спрацювання на задану концентрацію;
- способом подачі контрольованого середовища до чутливого елемента (первинного перетворювача)
 - датчиками (сенсорами);
 - кількістю інформаційних каналів;

- режимом роботи у часі;
- кількістю конструктивно непов'язаних блоків;
- параметрами контрольованого середовища;
- можливістю переміщення під час експлуатації.

Залежно від призначення та особливостей використання ЗКЗ конкретних типів можливі різноманітні комбінації ознак.

За фізичним принципом роботи первинних перетворювачів газоаналізатори поділяються на 3 основні групи:

перша група - відносяться прилади, дія яких заснована на фізичних методах аналізу, що включають допоміжні хімічні реакції. За допомогою таких газоаналізаторів визначають зміну об'єму або тиску газової суміші в результаті хімічних реакцій її окремих компонентів;

друга група - відносяться прилади, дія яких заснована на фізичних методах аналізу, що включають допоміжні фізико-хімічні процеси (термохімічні, електрохімічні, фотоколориметричні, тощо).

- термохімічні засновані на вимірюванні теплового ефекту реакції каталітичного окислювання (горіння) газу.

- електрохімічні дозволяють визначати концентрацію газу в суміші по значенню електричної провідності електроліту, що поглинули цей газ.

- фотоколориметричні засновані на зміні кольору певних речовин, при їх реакції з аналізованим компонентом газової суміші;

третья група - відносяться прилади, дія яких заснована на чисто фізичних методах аналізу (термокондуктометричні, термомагнітні, оптичні тощо).

- термокондуктометричні засновані на вимірі теплопровідності газів.

- термомагнітні газоаналізатори застосовують головним чином для визначення концентрації кисню, що володіє великою магнітною сприйнятливістю.

- оптичні газоаналізатори засновані на вимірі оптичної щільності, спектрів поглинання або спектрів випромінювання газової суміші [4].

8.1.4 Загальні технічні вимоги до засобів контролю загазованості

Основні показники і характеристики. Вимоги до вхідного сигналу (повітря робочої зони, що аналізується)

В залежності від конструктивних особливостей ЗКЗ і особливостей середовища робочої зони, повітря до датчика поступає безпосередньо природною конвекцією, або примусово за допомогою пробовідбірного пристрою, вбудованим насосом.

Вимоги до пристроїв пробовідбору та пробопідготовки, а також до параметрів атмосферного повітря на вході в пристрої повинні бути зазначені в технічних умовах на ЗКЗ конкретного типу.

В технічних умовах на ЗКЗ конкретних типів повинні бути зазначені такі параметри аналізованої повітряної суміші:

- границі, в яких може змінюватися об'ємна частка або концентрація компоненту, що вимірюється;
- границі витрати газової суміші, що подається на датчик;
- номінальні значення та границі зміни тиску і температури газової суміші, що аналізується;
- припустимий вміст зважених твердих, рідинних часток та корозійно активних домішок;

Вимоги до вихідних сигналів. Засоби контролю загазованості повинні видавати інформацію про концентрацію газу через дискретний, аналоговий або цифровий вихідний сигнал, який підлягає подальшій обробці та реєстрації, а також може мати цифровий або аналоговий інформаційний пристрій (шкалу).

Концентрація контрольованих компонентів повинна бути виражена, як правило, у відсотках від НКМВ або НКМЗ. При цьому дозволяється використання газосигналізаторів конкретних типів з аббревіатурою «LEL» (англійською мовою) замість «НКМВ».

Стандартами або технічними умовами на газосигналізатори конкретних типів може бути передбачено вираз концентрації одиночних або окремих із

сукупності контрольованих компонентів об'ємною часткою у відсотках або масовою концентрацією (в грамах на кубічний метр, міліграмах на кубічний метр або міліграмах на кубічний дециметр).

Вираз концентрації компонентів у вигляді масової концентрації можливий лише у разі зазначення умов нормування температури, тиску. При цьому в стандартах або технічних умовах на газосигналізатори конкретних типів повинні бути наведені значення об'ємної частки або масової концентрації, які відповідають НКМВ одиночних або окремих із сукупності) контрольованих компонентів.

Вимоги до сигналізації. Сигналізатори довибухових концентрацій при вмісті у повітрі горючих газів і парів 5 - 50 % від НКМВ або НКМЗ, сигналізатори гранично допустимих концентрацій при вмісті шкідливих речовин, що перевищують ГДК, повинні автоматично включати відповідну світлозвукову сигналізацію.

Рекомендовані кольори світлового випромінювання елементів сигналізації (індикації) є такі:

- червоний - безпосередня небезпека;
- жовтий - можлива небезпека;
- зелений - нормальний режим роботи;
- синій - інформація.

У разі необхідності по сигналу сигналізатора повинно бути передбачено автоматичне часткове або повне відключення технологічного устаткування або включення відповідної системи захисту (за узгодженням з проектною організацією).

У виробничих приміщеннях, де передбачено аварійну витяжну вентиляцію, передбачається автоматичне включення вентиляції, при спрацьовуванні сигналізаторів.

Система контролю загазованості повинна забезпечувати сигналізацію, яка гарантовано буде помічена і однозначно трактована персоналом за будь яких технологічних умов та особливостей, у тому числі:

- подання світлового та звукового сигналів у приміщення, де встановлено давач або відбірний пристрій;

- якщо у приміщенні можливе перебування персоналу (навіть тимчасове) і не передбачено застосування інших засобів попередження (переносні ЗКЗ, тощо);

- індикацію місця витоку небезпечних речовин (давача, що спрацював);

- подання світлового та звукового сигналів зовні на вході у приміщення;

- подання звукового та світлового сигналів на головний щит керування, операторну, вищий рівень керування, тощо;

- увімкнення загальної системи оповіщення;

- увімкнення системи вентиляції (при наявності).

Світлова сигналізація наявності небезпечних речовин у повітрі робочої зони встановлюється у місці, що добре проглядається, бажано окремо від сигналізації параметрів технологічного контролю.

Сигнали сигналізатора довибухових концентрацій, який встановлено на відкритому майданчику, повинні подаватися:

- в операторну або пункт керування виробничим процесом - світловий і звуковий;

- на відкритий майданчик - допускається тільки звуковий.

Заборонено встановлення кнопки відключення звукового сигналу у виробничій зоні.

На нових виробничих об'єктах та тих, що реконструюються, інформаційні та сигнальні дані ЗКЗ повинні подаватися на центральні вузли моніторингу та керування і зберігатися електронними засобами з можливістю подальшої обробки і виведення на паперовому носії інформації. Термін зберігання архіву сигналів ЗКЗ визначається головним інженером підприємства.

8.1.5 Вимоги до метрологічних характеристик газоаналізаторів

Допустима основна похибка газосигналізаторів не повинна бути за границями $\pm 5\%$ НКМВ у діапазоні концентрації від 0% до 50% НКМВ та $\pm 10\%$ від значення вимірюваної концентрації у діапазоні від 50% до 100% НКМВ.

Метрологічні характеристики нормують для сигналізаторів одиночних компонентів і для сигналізаторів сукупності компонентів стосовно повірочного компонента.

Допустима додаткова похибка газосигналізаторів від зміни температури контрольованого та навколишнього середовища на $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ не повинна бути за границями $\pm 1\%$ НКМВ у діапазоні концентрації від 0% до 50% НКГР та $\pm 2\%$ від значення вимірюваної концентрації у діапазоні від 50% до 100% НКМВ.

Час спрацьовування сигналізаторів повинен бути не більше 15 с .

8.1.6 Вимоги до обладнання для облаштування об'єктів нафтогазової галузі засобами контролю загазованості

Обладнання, яке використовується в нафтогазодобувній промисловості і потребує обов'язкової сертифікації, повинне пройти оцінку відповідності в органі з оцінки відповідності та мати документ про відповідність затвердженим характеристикам приладу що призначений для використання в потенційно вибухонебезпечних середовищах. Обов'язкові процедури оцінки відповідності регламентуються Постановою Кабінету Міністрів України від 28 грудня 2016 р. № 1055 «Технічний регламент обладнання та захисних систем, призначених для використання в потенційно вибухонебезпечних середовищах».

Дія цього Технічного регламенту поширюється на обладнання та захисні системи, призначені для використання в потенційно вибухонебезпечних середовищах; захисні, контролюючі та регулюючі пристрої, призначені для використання поза межами потенційно вибухонебезпечних середовищ, які

необхідні або сприяють вибухобезпечному функціонуванню обладнання та захисних систем; компоненти, призначені для вмонтування в обладнання та захисні системи, призначені для використання в потенційно вибухонебезпечних середовищах.

Для вводу в експлуатацію газосигналізатори мають пройти процедуру експертизи типу, за модулем В, та одну з процедур оцінки відповідності:

- для обладнання категорії 1 групи II- це категорія під яку підпадають газоаналізатори, застосовуєть (сертифікат експертиза типу), у поєднанні з одним із таких модулів:

- модуль D (повідомлення про відповідність типу на основі забезпечення якості виробничого процесу);

- модуль F (відповідність типу на основі перевірки продукції).

Маркування. На все обладнання та захисні системи повинне наноситися розбірливе та стійке до стирання маркування, яке містить такі дані:

- найменування, зареєстроване комерційне найменування чи зареєстровану торговельну марку (знак для товарів і послуг) та контактну поштову адресу виробника;

- знак відповідності технічним регламентам;

- позначення серії або типу;

- номер партії або серійний номер (якщо такі є);

- рік виготовлення;

- спеціальний знак вибухозахисту  , позначення групи та категорії обладнання.

На обладнання групи II, зазначене в Технічному регламенті, додатково наноситься буква “G” (щодо вибухонебезпечних середовищ, створюваних газами, парами або туманами) або буква “D” (щодо вибухонебезпечних середовищ, створюваних пилом).

Крім того, в разі необхідності на обладнання та захисні системи повинна також бути нанесена вся інформація, що є суттєвою для їх безпечного застосування.

Метрологічні характеристики газосигналізаторів. Такі прилади як газосигналізатори відносяться до сфери законодавчо регульованої метрології, Стаття 3 Закону України Про Метрологію та метрологічну діяльність [6], та передбачають проходження оцінок відповідності за Постановою Кабінету Міністрів України від 13 січня 2016 р. № 94 «Технічний регламент законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки» [15].

Цей Технічний регламент встановлює вимоги, яким повинні відповідати засоби вимірювальної техніки, які призначені для застосування у сфері законодавчо регульованої метрології (далі - засоби вимірювальної техніки), коли вони надаються на ринку та/або вводяться в експлуатацію для виконання завдань, пов'язаних з вимірюваннями.

Дія цього Технічного регламенту поширюється на засоби вимірювальної техніки, такі як газоаналізатори.

Газоаналізатори (крім аналізаторів вихлопних газів), та газосигналізатори проходять процедури оцінки відповідності та отримують сертифікати за модулем B+D, або B+F або G.

Вимоги до встановлення датчиків ГДК. Датчики ГДК шкідливих речовин слід встановлювати у виробничих приміщеннях, включаючи і приміщення (укриття) блочно-комплектних установок з постійним перебуванням обслуговуючого персоналу, де є джерела можливого виділення газів та парів, що відносяться за ступенем впливу на організм людини до 1 та 2 класів. небезпеки згідно з, та сірководню з молярною часткою у технологічному середовищі понад 0,5%.

У приміщеннях з періодичним перебуванням обслуговуючого персоналу допускається не встановлювати датчики ГДК, якщо ці приміщення обладнані автоматичною вентиляційною установкою у виконанні, що відповідає категоріям і групам вибухонебезпечних сумішей.

Датчики ГДК шкідливих речовин слід встановлювати в робочій зоні на відкритих майданчиках об'єктів буріння, видобутку, технологічних установок промислової підготовки та транспорту нафти і газу, переробки газу та

відкритих БКУ, де є джерела можливого виділення газів і парів, що відносяться за ступенем впливу на організм людини 1 та 2 класам небезпеки згідно з Наказом Міністерства охорони здоров'я, та сірководню з молярною часткою у технологічному середовищі понад 5%.

У виробничих приміщеннях датчики ГДК слід встановлювати у місцях переважного перебування персоналу у кількості щонайменше одного датчика на 200 кв. м площі, але не менше ніж 1 датчик на приміщення.

Датчики ГДК слід встановлювати на відстані не менше 3 м. від повітропадаючих пристроїв припливної вентиляції, не менше 1 м. від можливих джерел витоку шкідливих речовин.

У заглиблених приміщеннях, де немає джерел виділення шкідливих речовин, але можливе їх проникнення ззовні, датчики ГДК слід встановлювати у разі постійного перебування обслуговуючого персоналу. У зазначених приміщеннях з періодичним перебуванням персоналу контроль ГДК має здійснюватися переносними приладами.

Датчики ГДК на відкритих майданчиках об'єктів промислової підготовки нафти і газу та переробки газу слід встановлювати по периметру майданчика технологічного обладнання, що містить шкідливі речовини на відстані до 3 м. від обладнання, не більше 20 м. один від одного та висотою 0,5 м. від поверхні землі (підлоги).

Датчики ГДК допускається встановлювати в один ряд за лінією територіального примикання майданчиків технологічного обладнання.

При виконанні робіт на території промислового майданчика (у вузлів запірно-регулюючої арматури та приладів візуального контролю технологічних параметрів) повинен здійснюватися додатковий контроль повітряного середовища за допомогою переносних приладів.

Датчики ГДК на об'єктах буріння, видобутку, промислового транспорту нафти та газу слід встановлювати на висоті 0,5 м. від рівня землі (підлоги):

- біля основного входу на промисловий майданчик;
- у приміщеннях, у робочого місця персоналу.

Додатково датчики ГДК слід встановлювати на:

- у віброситу на висоті 0,5 - 0,7 м. від його поверхні;
- на робочому майданчику з відривом 0,5 м. від столу ротора (по горизонталі);
- у підвищувальному просторі на рівні універсального превентора на відстані 1 м. від осі свердловини -у напрямку переважаючого вітру;
- у насосному приміщенні між насосами;
- на добувній свердловині;
- у гирла свердловини з відривом 1 м. від гирла з боку підходу обслуговуючого персоналу;
- на об'єктах промислового транспорту нафти та газу;
- у камер прийому та запуску очисних пристроїв на відстані 1 м. від основного роз'єму на рівні роз'єму;
- у дренажної ємності та сепаратора на відстані 1 м. з боку підходу обслуговуючого персоналу;
- на входних маніфольдах з відривом 1 м. від арматури (один датчик на кожні 10 м. зони обслуговування);
- у надземних кранів-відсікачів промислових трубопроводів з відривом 1 м із боку підходу обслуговуючого персоналу.

У разі надходження у робочу зону суміші з декількох токсичних речовин, повинен здійснюватися контроль гранично допустимої концентрації тієї речовини, для якої співвідношення С/ГДК - має найбільше значення (де С концентрація відповідної речовини) [6].

Найбільш поширені хімічні речовини у повітрі робочої зони нафтогазовидобувної галузі згідно з Наказом Міністерства охорони здоров'я України наведені у табл. 8.1 [13].

Таблиця 8.1 – Найбільш поширені хімічні речовини у повітрі робочої

зони

№ з/п	Найменування хімічної речовини	Гранично допустима концентрація мг/м ³	Переважаючий агрегатний стан	Клас небезпечності	Особливості дії на організм
1	2	5	6	7	8
1	Азоту діоксид	2	п	3	Г, П
2	Азоту оксиди (в перерахунку на NO ₂)	5	п	3	Г, П
3	Аміак	20	п	4	П
4	Бензилу хлорид	0,5	п	1	П
5	Бензилу ціанід ⁺	0,8	п	2	Г
6	Бензин (розчинник, опалювальний)	100	п	4	
7	Бензилу хлорид	0,5	п	1	П
8	Бутан	300	п	4	
9	Вуглеводні аліфатичні насичені C ₁ - C ₁₀ (у перерахунку на C)	300	п	4	
10	Вуглецю (II) оксид	20	п	4	Г
11	Вуглецю (IV) оксид	8000	п	3	
12	Гексан	300	п	4	
13	Етилбензол	50	п	4	
14	Етилен	100	п	4	
15	Етиленгліколь	5	п+а	3	
16	Ізобутилен	100	п	4	
17	Кислота азотна ⁺	2	а	3	Г, П
18	Кислота сірчана ⁺	1	а	2	П
19	Метан	7 000	п	4	
20	Нафта ⁺	10	а	3	
21	Пентан	300	п	4	
22	Пропілен	100	п	4	
23	Сірководень ⁺	10	п	2	Г, П
24	Сірководень у суміші з вуглеводнями C ₁ - C ₅	3	п	3	
25	Сірковуглець ⁺	10/3	п	2	Г, П
26	Хлор ⁺	1	п	2	Г, П

Відповідно до показників (критеріїв) та норм, зазначених в табл. 8.2. встановлюються класи небезпечності хімічних речовин у повітрі робочої зони.

Таблиця 8.2 – Класи небезпечності хімічних речовин у повітрі робочої зони

Найменування показника (критерія)	Норми для класу небезпечності			
	1-го	2-го	3-го	4-го
1	2	3	4	5
ГДК шкідливих речовин у повітрі робочої зони, мг/м ³	< 0,1	0,1 - 1,0	1,1 - 10,0	> 10,0
Середня смертельна доза у разі введення в шлунок, мг/кг	< 15	15 - 150	151 - 5000	>5000
Середня смертельна доза у разі нанесення на шкіру, мг/кг	< 100	100 - 500	501 - 2500	> 2500
Середня смертельна концентрація у повітрі, мг/м ³	< 500	500 - 5000	5001 - 50000	> 50000
Коефіцієнт ймовірного інгалаційного отруєння (КІЮ)	> 300	300 - 30	29-3	< 3
Зона гострої дії	< 6,0	6,0 - 18,0	18,1 - 54,0	> 54,0
Зона хронічної дії	> 10,0	10,0 - 5,0	4,9 - 2,5	< 2,5

За ступенем впливу на організм хімічні речовини поділяються на чотири класи небезпечності:

- речовини надзвичайно небезпечні;
- речовини високонебезпечні;
- речовини помірно небезпечні;
- речовини малонебезпечні.

Віднесення хімічної речовини до класу небезпечності встановлюється за показником, значення якого відповідає найбільш високому класу небезпеки. Якщо за табл. 8.1 величину ГДК подано у вигляді дробу, то у чисельнику є максимально разова допустима концентрація (м. р.), а у знаменнику – середньозмінна допустима концентрація (с. з.);

а - аерозоль; п - пари, та або газ; п+а - суміш пару та аерозолі;

+ - потребує спеціального захисту шкіри та очей;

А - алерген;

Г - гостроспрямований механізм дії;

К - канцероген;

П - подразнююча дія;

Ф - фіброгенна дія;

++ - під час роботи унеможливити контакт з органами дихання і шкірою за обов'язкового контролю повітря робочої зони затвердженим методом на рівні чутливості не менше ніж 0,001 мг/м³.

Вимоги до встановлення датчиків ДВК.

Датчики – довибухонебезпечних концентрацій горючих газів та парів слід встановлювати у виробничих приміщеннях, включаючи приміщення БКУ та укриття класів В-1 та В-1а.

У приміщеннях БКУ та укриттях класу В-1а об'єктів облаштування родовищ (крім установок переробки газу) з періодичним перебуванням обслуговуючого персоналу, обладнаних вентиляційною установкою у виконанні, що відповідає категоріям та групам вибухонебезпечних сумішей, що утворюються, заблокованою з механізмом відкриття вхідних дверей, допускається датчики ДВК не встановлювати.

У заглиблених приміщеннях та примітках з технологічним обладнанням у межах території вибухо-пожежонебезпечної установки, куди можливе проникнення вибухонебезпечних газів і парів ззовні, а також у заглиблених складських приміщеннях при зберіганні в них легкозаймистих рідин та горючих газів слід встановлювати по одному датчику ДВК на кожні 100 кв. м. площі, але не менше одного датчика на приміщення.

У приміщеннях компресорних і насосних станцій датчики ДВК слід встановлювати у кожного агрегату, що перекачує, в місцях найбільш ймовірних джерел виділення вибухонебезпечних газів і пар, але не далі 3 м. від джерела (по горизонталі).

При груповому розміщенні агрегатів слід встановлювати щонайменше одного датчика ДВК кожні 100 кв. м. площі.

При розташуванні технологічного обладнання з джерелами можливого виділення газів і пару багатоповерхових виробничих приміщеннях з

несуцільними і ґратчастими міжповерховими перекриттями кожен поверх слід розглядати як самостійне приміщення.

У нафтовій шахті датчики ДВК слід встановлювати в зоні вихідного струменя повітря діючих ухилів (що знаходяться в бурінні та експлуатації), насосних камер та польових штреків.

Додатково слід здійснювати автоматичний централізований контроль над вмістом газу в атмосфері шахти.

Датчики ДВК у приміщеннях слід встановлювати відповідно до густин газів та пар з урахуванням поправки на температуру повітря:

- над джерелом (при виділенні легких газів із щільністю повітрям менше 0,8 порівняно з густиною повітря 1,293 кг/м³);
- на висоті джерела або нижче за нього (при виділенні газів із щільністю повітрям від 0,8 до 1,5);
- не більше 0,5 м над підлогою (при виділенні газів і парів із щільністю повітрям більше 1,5).

Датчики ДВК слід встановлювати у вибухонебезпечних зонах класу В-1г в наступних установках:

- в технологічних установках промислової підготовки нафти та газу, переробки газу та газохімічних комплексів, що містять горючі гази або ЛЗР;
- резервуарів для зберігання зріджених вуглеводневих газів;
- естакад для наливу ЛЗР та ЗВГ та зливу ЗВГ;
- газонаповнювальних станцій ЗВГ;
- насосно-компресорних установок ЛЗР, ЗВГ та горючих газів, що знаходяться на відкритих майданчиках.

Допускається не встановлювати датчики ДВК на відкритому майданчику технологічної установки або її частини у тих випадках, коли виток технологічного середовища з можливих джерел містить більше 5% молярної частки сірководню і вказаний майданчик оснащений датчиками ГДК сірководню.

На відкритих майданчиках насосно-компресорних установок, резервуарних парків ЗВГ, установок промислової підготовки нафти і газу, переробки газу та газохімічних комплексів датчики ДВК слід встановлювати по периметру зони класу В-1г на відстані не більше 20 м. один від одного, але не менше трьох датчиків, у тому числі при індивідуальному розміщенні технологічних апаратів, обладнання та резервуарів.

На естакадах зливу та наливу ЗВГ слід встановлювати один датчик ДВК на два наливні стояки на відстані не більше 20 м. один від одного вздовж естакади. При двосторонній наливній естакаді з підлогою, що має отвори, - по одному датчику на чотири стояки.

На газонаповнювальних станціях ЗВГ слід встановлювати по одному датчику ДВК кожного газонаповнювального вузла на відстані не більше 5 м. від вузла наповнення з боку підходу обслуговуючого персоналу.

Датчики ДВК слід встановлювати на відкритих майданчиках технологічних печей газопереробних заводів, виходячи з можливої загазованості від розташованих поблизу вибухопожежонебезпечних установок. Відстань установки датчиків від печей - 15 м. і трохи більше 20 м. друг від друга. Датчики ДВК на відкритих майданчиках слід встановлювати на висоті 0,5 – 1,0 м. від поверхні землі (підлоги). Приклади газів з найбільшою концентрацією вибуховості наведено у табл. 8.3.

Існує об'ємна концентрація горючого газу в суміші з повітрям, нижче якої (нижня концентраційна межа вибуховості) в гранично бідній горючій суміші і вище якої (верхня концентраційна межа вибуховості) в гранично багатій горючій суміші суміш не вибухає, а згорає спокійним полум'ям.

Нижня границя вибуховості відповідає мінімальній концентрації горючого газу, при якій вибух уже неможливий; а верхня – максимальній концентрації, при якій ще можливий вибух (табл.8.3). При концентрації газу в повітрі в межах запалювання за наявності джерела запалювання виникне вибух. Швидкість поширення фронту хвилі горіння при атмосферному тиску становить близько 0,3-2,4 м/с.

Таблиця 8.3. – Приклади газів з найбільшою концентрацією вибуховості

Гази і пари		Нижня концентрація межі вибуховості %	Концентрація з найбільшою вірогідністю вибуховості %	Верхня концентрація межі вибуховості %
Метан	CH_4	4,4	8,2	17,0
Етан	C_2H_6	2,9	5,9	13,0
Пропан	C_3H_8	2,1	4,2	9,5
Бутан	C_4H_{10}	1,8	3,2	8,4
Пентан	C_5H_{12}	1,4	2,55	8,3
Ізопентан	C_5H_{12}	1,4	2,45	8,3
Гексан	C_6H_{14}	1,2	2,5	7,7
Гептан	C_7H_{16}	1,0	2,3	7,0
Октан	C_8H_{18}	0,96	1,94	
Декан	$\text{C}_{10}\text{H}_{22}$	0,78	1,2	2,6

Принцип роботи датчиків газу. Датчики газу (газові детектори або сенсори) – чутливий елемент або вимірювальний перетворювач для визначення якісного та/або кількісного складу газової суміші. Основний компонент газоаналізаторів та газосигналізаторів.

Газові сенсори входять до складу газосигналізаторів або систем вимірювання та контролю загазованості, в яких, крім них, є системи перетворення сигналу та індикації.

Основною функцією газового сенсора є перетворення концентрації аналізованої речовини в електричний або інший сигнал, що дозволяє реєстрацію і візуалізацію цього сигналу. Найбільш поширеними є електрохімічні, термохімічні та оптичні (інфрачервоні) сенсори. У сенсорах перших двох типів рахунок адсорбції компонента суміші відбувається зміна електричних властивостей сенсора; у третьому випадку фіксується зміна оптичної щільності аналізованої суміші газів за певної довжини хвилі. Найбільш важливими характеристиками газових сенсорів є селективність окремого компонента, концентраційні межі визначення компонента і час відгуку (реакції сенсора на зміну концентрації компонента).

Електрохімічні датчики - дозволяють визначати концентрацію газу суміші за значенням електричної провідності розчину, що поглинув цей газ. Чутливим елементом датчика є електрохімічний сенсор, що складається з трьох електродів, поміщених у посудину з електролітом. Чутливість до різних компонентів визначається матеріалом електродів та застосовуваним електролітом. Наприклад, сенсор кисню є гальванічний елемент з двома електродами і є джерелом струму, величина якого пропорційна концентрації кисню.

Термохімічні датчики, засновані на вимірюванні теплового ефекту реакції каталітичного окиснення газу, застосовують визначення концентрацій горючих газів. Вони складаються з мініатюрного чутливого елемента, який іноді називають «кулькою», «пелістором» (Pellistor) або «сигістором» (Siegestor). Останні два є зареєстрованими товарними знаками серійних пристроїв. Вони виготовлені з електропідігріваної котушки з платиновим дротом, на яку спочатку нанесена керамічна підкладка, наприклад, оксид алюмінію, а потім зовнішня оболонка з паладієвого або родієвого каталізатора, розпиленого на підкладку з окиси торію. Дія цього типу датчика засноване на тому, що при проходженні газо-повітряної суміші на поверхні каталізатора виникає горіння і тепло, що виділяється, підвищує температуру кульки. Викликане цим збільшення опору платинової котушки реєструється бруківкою схемою, друге плече якої немає оболонки — каталізатора. При малих концентраціях зміна опору перебуває у прямої залежності від концентрації газу навколишньому середовищі. Типова напруга на датчику-кілька вольт, струм 0,1-0,3 ампера.

Інфрачервоні датчики працюють за принципом поглинання ІЧ випромінювання та призначені для вимірювання концентрацій багатоатомних газів. Газу, що складаються із симетричних двоатомних молекул діатермічні (прозорі для ІЧ випромінювання), тому поглинання випромінювання в них немає. Інфрачервоні датчики дозволяють визначати тип газу по довжині хвилі поглинання (наприклад, небезпечні концентрації метану в повітрі).

8.1.7 Контроль загазованості переносним газоаналізатором BW-FLEX

Газосигналізатор газу BW Flex призначений для попередження про концентрацію токсичних і горючих газів або їх сукупності у повітрі і видачі світлозвукової сигналізації про перевищення встановлених значень концентрації, та відображення поточних концентрацій на рідкокристалічному дисплеї. Газосигналізатор одночасно може контролювати концентрації до чотирьох газів які обираються при замовленні приладу.

Технічні характеристики газосигналізатора, контрольовані компоненти на вибір користувача наведені в табл. 8.4.

Таблиця 8.4. – Технічні характеристики газосигналізатора, контрольовані компоненти на вибір користувача

Датчики газів (електрохімічні, інфрачервоні, термохімічні)	Вимірювальні діапазони	Чутливість	Одиниці вимірювання	Сигналізація нижнього рівня ¹	Сигналізація верхнього рівня ²	Робоча температура
Монооксид вуглецю (чадний газ) CO	0–2000 ppm	1 ppm	ppm, мг/м ³ , мкмоль/моль	35 ppm	200 ppm	-40...+60°C
Сірководень H ₂ S	0–200 ppm	1/ 0,1 ppm	ppm, мг/м ³ , мкмоль/моль	10 ppm	15 ppm	-40...+60°C
Діоксид сірки (сірчистий газ) SO ₂	0–150 ppm	0,1 ppm	ppm, мг/м ³ , мкмоль/моль	2 ppm	5 ppm	-40...+55°C
Кисень O ₂	0–30% об.	0,1 % об.	% об.	19,5 % об.	23,5 % об.	-40...+60°C
Горючі гази (LEL або НКМВ) інфрачервоний датчик (оптимальний для вимірювання метану CH ₄)	0–100%	1 %	% LEL, % об.	10 % LEL	20 % LEL	-40...+60°C
Горючі гази (LEL або НКМВ) Каталітичний датчик	0–100%	1 %	% LEL, % об.	10 % LEL	20 % LEL	-20...+60°C

1 – Сигналізація нижнього рівня¹ концентрації газу за замовчуванням (вільне конфігурування порогу спрацювання користувачем).

2 – Сигналізація верхнього рівня² концентрації газу за замовчуванням (вільне конфігурування порогу спрацювання користувачем).

Газосигналізатор BW Flex та його компоненти зображені на рис. 8.1. та 8.2. відповідно.



Рисунок 8.1 – Газосигналізатор BW Flex



Рисунок 8.2. – Елементи газосигналізатора BW Flex: 1 – світлодіодний індикатор сигналізації (зелений, жовтий, червоний); 2 – індикатор intelli flash; 3 – рідкокристалічний дисплей; 4 – кнопка включення/виключення; 5 – динамік; 6 – датчики загазованості (IEL;CO; H₂S; O₂); 7 – затискач; 8 – опис сертифікації, модель, серійний номер; 9 – зарядний та інфрачервоний комунікаційний порт

Включення газосигналізатора. Щоб увімкнути детектор, натисніть і утримуйте кнопку протягом чотирьох секунд. Загоряються світлодіоди, прилад подає вібраційний і звуковий сигнал. Світлодіодні індикатори блимають червоним, датчики прогріваються, детектор виконує самотестування: перевіряється стан акумуляторної батареї, вбудоване програмне забезпечення, модуль BLE (блютуз з'єднання), стан датчиків, необхідні дати перевірки працездатності та калібрування. Детектор виконує

процедуру самотестування, індикатор IntelliFlash блимає жовтим. Під час прогрівання датчиків їхні світлодіоди циклічно блимають у напрямку за годинниковою стрілкою. У нормальному робочому режимі індикатор IntelliFlash блимає зеленим кожні 15 секунд.

Налаштування мови, дати та часу. Під час першого ввімкнення нового детектора необхідно виконати налаштування мови, дати та часу.

Існує чотири способи налаштування часового поясу та мови на новому детекторі:

- ручне налаштування за інструкціями, які виводяться на дисплей через кнопку;
- за допомогою програми Device Configurator (DC) на мобільному пристрої, по бездротовому зв'язку через модуль BLE блютуз з'єднання;
- за допомогою програмного забезпечення Safety Suite Device Configurator (SSDC) на ПК;
- за допомогою модуля підключення IntelliDoX. Додаткову інформацію див. у посібнику користувача IntelliDoX.

З'єднання через Bluetooth. Встановити зв'язок між газосигналізатором BW Flex і мобільним пристроєм можна за допомогою вбудованого модуля BLE (Bluetooth з низьким енергоспоживанням) і застосунку Device Configurator. Якщо застосунок ще не встановлено на вашому мобільному пристрої, його можна завантажити з Google Play Store або App Store.

Застосунок Device Configurator призначений для відображення показань концентрації газу та попереджувальних повідомлень від підключеного приладу BW Flex з подальшим передаванням їх у систему моніторингу або диспетчерський пункт. За замовчуванням зв'язок Bluetooth на BW Flex завжди ввімкнено.

Увімкніть детектор BW Flex Series і свій мобільний пристрій. На мобільному пристрої увімкніть Bluetooth і відкрийте застосунок Device Configurator, виберіть серійний номер детектора у списку доступних

пристроїв, для встановлення зв'язку введіть код сполучення, який відображається на дисплеї детектора.

Попереджувальна сигналізація. Виявлення газу перевершує за важливістю будь-які інші події.

У разі виникнення на одному датчику кількох попереджувальних сигналів відображається сигнал із найвищим пріоритетом:

- перевищення діапазону;
- високий рівень;
- граничне значення короткочасного впливу (STEL);
- тимчасове середнє значення (TWA);
- низький рівень,
- негативне значення.

Якщо попереджувальні сигнали виникають на двох і більше датчиках, відображається попередження про наявність кількох газів незалежно від змісту кожного сигналу. Типи попереджувальних сигналів наведені у табл. 8.5.

Журнал даних. Для створення звітів газосигналізатор зберігає інформацію різних типів. Газосигналізатор здатний зберігати дані за 45 днів з інтервалом 15 секунд, 8 годин на день. Коли пам'ять заповнюється, газосигналізатор замінює найстаріші журнали даних найновішими.

Журнал подій. Газосигналізатор зберігає до 50 записів про попереджувальні сигнали, сеанси технічного обслуговування та помилки.

Реєструються події таких типів:

- високий рівень концентрації газу;
- низький рівень концентрації газу;
- граничне значення короткочасного впливу газу;
- тимчасове середнє значення концентрації газу;
- перевищення діапазону;
- від'ємне значення;
- несправність датчика;
- наявність сигналів від декількох датчиків (Multi Alarm);

- встановлення нуля;
- встановлення інтервалу вимірювань;
- перевірка працездатності;
- вимкнення.

Таблиця 8.5 – Типи попереджувальних сигналів

Типи попереджувальних сигналів у порядку убування пріоритету	Приклад візуального сигналу на дисплеї	Значення
1	2	3
Наявність декількох газів	MULTI ALARM	Відображається повідомлення MULTI ALARM. Блимають сигнальні світлодіоди. Блимають світлодіоди відповідних датчиків. Вмикаються звуковий сигнал і вібрація
Перевищення межі верхнього рівня	+OL	Відображається повідомлення +OL. Блимають сигнальні світлодіоди. Блимає світлодіод відповідного датчика. Вмикаються звуковий сигнал і вібрація.
Сигналізація високого рівня концентрації газу	HIGH	Відображається повідомлення HIGH. Блимають сигнальні світлодіоди. Блимає світлодіод відповідного датчика. Вмикаються звуковий сигнал і вібрація.
Граничне значення короткочасного впливу	STEL	Відображається повідомлення STEL. Блимають сигнальні світлодіоди. Блимає світлодіод відповідного датчика. Вмикаються звуковий сигнал і вібрація.
Тимчасове середнє значення	TWA	Відображається повідомлення TWA. Блимають сигнальні світлодіоди. Блимає світлодіод відповідного датчика. Вмикаються звуковий сигнал і вібрація.
Сигналізація низького рівня концентрації газу	LOW	Відображається повідомлення LOW. Блимають сигнальні світлодіоди. Блимає світлодіод відповідного датчика. Вмикаються звуковий сигнал і вібрація.
Від'ємне значення	-OL	Відображається повідомлення -OL. Світлодіод Intelliflash блимає жовтим. Світлодіод відповідного датчика світиться червоним.

Інформація про датчики горючих газів. Газосигналізатор BW Flex може бути встановлений або з інфрачервоним датчиком LEL (НКМВ), що не розсіює випромінювання, або з датчиками LEL (НКМВ), каталітичного типу. Крім

того, каталітичні датчики LEL (НКМВ), випускаються як з фільтром, так і без нього. Датчики горючих газів кожного типу мають стандартні характеристики та обмеження, про які слід знати користувачеві.

Інфрачервоний датчик. Інфрачервоний датчик газосигналізатора BW Flex, що не розсіює випромінювання, оптимізований для виявлення метану. Хоча пристрій може виявляти і реагувати на інші горючі гази, перераховані в таблиці 6 нижче, точність показань може бути нестабільною. Якщо першочерговим завданням є виявлення певного горючого газу, відмінного від метану, то при замовленні газосигналізатора треба вказувати конкретний тип газу для калібрування датчика. Відносна чутливість інфрачервоного датчика горючих газів наведена у табл. 8.6.

Таблиця 8.6. – Відносна чутливість інфрачервоного датчика горючих газів

Газ	Очікувана чутливість інфрачервоного датчика НКМВ при 20% нижнього коефіцієнту межі вибуховості шуканого газу
Метан	20% нижнього коефіцієнту межі вибуховості
Пропан	Від 28% до 56 % нижнього коефіцієнту межі вибуховості
Бутан	Від 28% до 56 % нижнього коефіцієнту межі вибуховості
Пентан	Від 31% до 62 % нижнього коефіцієнту межі вибуховості
Гексан	Від 20% до 48 % нижнього коефіцієнту межі вибуховості
Метанол	Від 40% до 80 % нижнього коефіцієнту межі вибуховості
Етанол	Від 21% до 42 % нижнього коефіцієнту межі вибуховості

Будьте обережні під час використання BW Flex в атмосфері метанолу та етанолу. Тривала дія концентрацій метанолу та етанолу може призвести до блокування датчика монооксиду вуглецю (CO) і викликати спрацьовування попереджувального сигналу. Цей стан може тривати до 12 годин, перш ніж датчик CO повернеться до нормального рівня.

Каталітичний датчик з фільтром, та без фільтра. Газоаналізатори BW Flex також випускаються з датчиками горючих газів НКМВ як із фільтром, так

і без фільтра. Датчик НКМВ із фільтром забезпечує підвищену стійкість до речовин, що містяться в повітрі, які чинять токсичну дію на датчики, такі як легкі пари силікону і газоподібний сірководень у високих концентраціях. Через фізичний розмір деяких молекул каталітичний датчик з фільтром зазвичай не підходить для виявлення деяких сполук, включно зі складними вуглеводнями, спиртами, кетони та ефіри.

Каталітичний датчик з фільтром підходить для виявлення менш складних молекул, включно з вуглеводнями від C_1 до C_6 , водень і ацетилен.

Для сфер застосування, що вимагають виявлення складніших сполук, рекомендується для застосування каталітичний датчик без фільтра.

Перелік вимірювальних вибухонебезпечних газів та парів для каталітичного датчика з фільтром та без фільтра наведено у табл. 8.7.

Таблиця 8.7 – Вимірювальні вибухонебезпечні гази та пари для каталітичного датчика з фільтром та без фільтра

Вибухонебезпечні гази та пари	Виявлення каталітичним датчиком без фільтра	Виявлення каталітичним датчиком з фільтром
1	2	3
Водень	×	×
Метан	×	×
Етан	×	×
Пропан	×	×
n-бутан	×	×
n-пентан	×	×
n-гексан	×	×
n-гептан	×	-
n-октан	×	-
Метанол	×	-
Етанол	×	-
Ізопропіловий спирт	×	-
Ацетилен	×	×
1,3 - бутадиен	×	×
Чадний газ	×	×

Закінчення таблиці 8.7

1	2	3
Ацетон	×	-
Метилетилкетон	×	-
Толуол	×	-
Етилацетат	×	-
Аміак	×	×
Циклогексан	×	×
Бензин	×	-
Етилен	×	×
Бензол	×	-

Поправочні коефіцієнти для каталітичних датчиків горючих газів. У табл. 8.8. показано відносну чутливість у відсотках декількох загальних виявлених газів на основі калібрування за метаном (CH_4). Ця таблиця застосовна до обох версій каталітичних датчиків горючих газів, що використовуються в газосигналізаторі, як з фільтром, так і без фільтра.

Таблиця 8.8 – Поправочні коефіцієнти для каталітичних датчиків горючих газів

Газ	Відносна чутливість	Значення поправочного коефіцієнту (відносно метану)
н-бутан	66	1,5
Водень	111	0,9
Метан	100	1
н-пентан	58	1,7
Пропан	61	1,6

8.1.8 Контроль загазованості переносним газоаналізатором MultiRAE

MultiRAE – багатокомпонентний газосигналізатор, який поєднує можливості безперервного моніторингу летучих органічних сполук, токсичних і горючих газів та випромінювання, з функцією подання сигналу попередження. Газосигналізатор MultiRAE має великий вибір змінних

електрохімічних датчиків, датчиків горючих речовин, інфрачервоних датчиків, датчиків ФІД (фотоіонізаційний детектор) і датчиків гамма-випромінювання з найширшим спектром застосування, конфігурацію датчиків дивитися в таблиці 8.9, зовнішній вигляд датчиків зображено на рисунку 8.3.

Можливості бездротового зв'язку газосигналізатора MultiRAE виводять техніку безпеки на новий рівень, забезпечуючи фахівцям служби безпеки доступ до показань приладів і інформації про стан сигнальної системи в режимі реального часу з будь-якого місця, для забезпечення кращої видимості та більш оперативного вжиття заходів у відповідь.

Таблиця 8.9 – Технічні характеристики газосигналізатора, перелік контрольованих компонентів

Найменування датчиків вимірювання	Діапазон	Чутливість
1	2	3
Датчик радіоактивного випромінювання		
Датчики гамма-випромінювання	0 – 20 000 мкБер/ч	1 мкБер/ч
Фотоіонізаційні датчики (ФІД)		
Для (ЛОС) з лампою на 9,8 еВ	0,1-2000 ч/млн 0,1 - 200 ч/млн	0,1 ч/млн 0,1 ч/млн
Датчики горючих газів		
Каталітичний кульовий датчик НКМВ	0-100 % НКМВ	1 % НКМВ
Інфрачервоний датчик (CH_4)	0-100 % НКМВ	1 % НКМВ
Інфрачервоний датчик (об'єму CH_4)	0-100 % об'єму	0,1 % об'єму
Датчик діоксиду вуглецю		
Інфрачервоний датчик діоксиду вуглецю (CO_2)	від 0 до 50 000 ч/млн	100 ч/млн
Електрохімічні датчики		
Аміак (NH_3)	0-100 ч/млн	1 ч/млн
Монооксид вуглецю (CO)	0-500 ч/млн	1 ч/млн
Монооксид вуглецю (CO) розширений діапазон	0-2000 ч/млн	10 ч/млн
Монооксид вуглецю (CO) з компенсацією H_2	0-2000 ч/млн	10 ч/млн
Комбінація Монооксид вуглецю (CO) + Сірководень H_2S	0-500 ч/млн 0-200 ч/млн	10 ч/млн 0,1 ч/млн
Хлор (CL_2)	0-50 ч/млн	0,1 ч/млн
Діоксид Хлору (CLO_2)	0-1 ч/млн	0,03 ч/млн
Оксид етилену ($E_tO - A$)	0-100 ч/млн	0,5 ч/млн
Оксид етилену ($E_tO - B$)	0-10 ч/млн	0,1 ч/млн
Оксид етилену ($E_tO - C$), розширений діапазон	0-500 ч/млн	10 ч/млн

Продовження таблиці 8.9

Електрохімічні датчики		
1	2	3
Формальдегід (HCHO)	0-10 ч/млн	0,1 ч/млн
Водень (H_2)	0-1000 ч/млн	10 ч/млн
Сірководень (H_2S)	0-100 ч/млн	0,1 ч/млн
Сірководень (H_2S) розширений діапазон	0-1000 ч/млн	1 ч/млн
Ціаністий водень (HCN)	0-50 ч/млн	0,5 ч/млн
Метилмеркаптан ($\text{CH}_3\text{-SH}$)	0-10 ч/млн	0,1 ч/млн
Оксид азоту (NO)	0-250 ч/млн	0,5 ч/млн
Діоксид азоту (NO_2)	0-20 ч/млн	0,1 ч/млн
Кисень (O_2)	0-30 % об'єму	0,1 % об'єму
Рідкий кисень (O_2)	0-30 % об'єму	0,1 % об'єму
Фосфін (PH_3)	0-20 ч/млн	0,1 ч/млн
Діоксид сірки (SO_2)	0-20 ч/млн	0,1 ч/млн

Основні характеристики:

- комплексний безперервний моніторинг гамма-випромінювання, концентрації ЛОС, кисню, токсичних та горючих газів, вимірює до шести загроз одночасно;
- прилад що вільно налаштовується з більш ніж 25 варіантами змінних інтелектуальних датчиків;
- бездротовий доступ до показань приладу та станів тривоги з будь-якого міста світу в режимі реального часу за допомогою спеціальної системи виявлення погроз ProRAE Guardian;
- безпомилкова п'яти позиційна система місцевого та віддаленого оповіщення про небезпечні ситуації;
- великий графічний дисплей із зручним інтерфейсом, керованим за допомогою піктограм;
- просте технічне обслуговування, легкий доступ до датчиків та насоса, а також оперативне підключення акумулятора;
- повністю автоматичне заряджання, керування даними, тестування та калібрування за допомогою системи AutoRAE 2, детальні характеристики газосигналізатора MultiRAE наведені в табл. 8.10.

Таблиця 8.10 – Характеристики газосигналізатора MultiRAE

Параметр	Опис
1	2
Розмір	193 мм В x 96,5 мм Ш x 66 мм Г (7,6 дюйма x 3,8 дюйма x 2,6 дюйма)
Вага	- моделі з насосом: 880 г. - дифузійні моделі: 760 г.
Датчик	понад 25 програмованих взаємозамінних датчиків, які можна встановлювати в процесі експлуатації, зокрема датчики гамма-випромінювання, датчики ФІД для визначення концентрацій в ч/млрд і ч/млн, електрохімічні датчики токсичних речовин та кисню, датчики НКМВ (LEL) та інфрачервоні датчики (NDIR) для горючих газів, а також інфрачервоні датчики NDIR для CO ₂ ;
Параметри акумулятора	- літій-іонний акумулятор, що перезаряджається (більше 12 годин роботи на моделях з насосом / більше 18 годин роботи на дифузійних моделях, час зарядки <6 годин); - перезаряджаємий літій-іонний акумулятор підвищеної ємності (більше 18 годин роботи на моделях з насосом / більше 27 годин роботи на дифузійних моделях);
Дисплей	- монохромний графічний рідкокристалічний дисплей (128 x 160) з підсвічуванням (вмикається автоматично в умовах поганого освітлення, при спрацьовуванні тривоги або натискання кнопки; - автоматичний поворот екрану;
Показання дисплея	- концентрації газів у режимі реального часу, вимірювальний газ для ФІД та поправочний коефіцієнт, стан акумулятора, стан функцій реєстрації даних та бездротового з'єднання, а також потужність сигналу; - значення STEL, TWA, пікове та мінімальне значення;
Клавіатура	3 клавіші керування та програмування: [Mode] (Режим), [Y/+] (Так/+) та [N/-] (Ні/-);
Відбір проб	- за допомогою вбудованого насоса або дифузії. Середня витрата що перекачується насосом: 250 см ³ /хв. Автоматичне вимкнення за умови низької швидкості потоку;
Калібрування	автоматично зі станцією тестування та калібрування AutoRAE 2 або вручну
Сигналізація	- бездротова дистанційна сигналізація тривоги; багатотональний звуковий сигнал (95 дБ на відстані 30 см), вібраційна, візуальна (миготіння яскраво-червоних світлодіодів) та екранна індикація попередження тривоги; - сигналізація про падіння людини з попередньою тривоною та віддаленим бездротовим сповіщенням в режимі реального часу;

Продовження таблиці 8.10

1	2
Реєстрація даних	- безперервна реєстрація даних (півроку для 5 датчиків з інтервалом в 1 хвилину, 24/7) - інтервал реєстрації даних, що налаштовується користувачем (від 1 до 3600 секунд)
Комунікація та завантаження даних	- завантаження даних і вивантаження налаштувань приладу з ПК за допомогою зарядки док-станції або за допомогою модуля блютуз (BLE) та спеціального додатку; - бездротова передача даних і стану тривоги через вбудований радіочастотний модем (опція);
Бездротова мережа	виділена бездротова мережа Mesh RAE Systems (або мережа BLE чи Wi-Fi) для приладів, оснащених Wi-Fi);
Робоча температура	від -20° до 50° C, діапазон вимірювання для бензолу: ввід 0° до 50° C;
Вологозахист	IP-65 (з насосом), IP-67 (дифузія).

Загальний вигляд газосигналізатора MultiRAE модель з вбудованим насосом та дифузійна модель без насосу показаний на рис. 8.3.

Натисніть і утримуйте кнопку Режим на вимкненому пристрої, доки не пролунає звуковий сигнал, ввімкнеться екран і загоряться сигнальні світлодіодні індикатори. Після цього відпустіть кнопку. Спочатку має відобразитися логотип RAE Systems або назви компанії. Потім відбувається

послідовне відображення екранів з поточними параметрами газосигналізатора:

- назвою пристрою та номером моделі, типом потоку повітря та серійним номером;
- версією прошивки програми, датою та часом складання;
- прошивкою датчика, датою та часом складання;
- інформацією про встановлені датчики (серійний номер, дата виробництва, термін придатності, дата калібрування та налаштування меж спрацьовування тривоги);
- поточною датою, часом, значеннями температури та відносної вологості;

- даними про режим користувача та робочий режим;
- типом акумулятора, значеннями напруги та запірної напруги;
- режимом попередження та налаштуваннями попередження;
- періодом та інтервалом реєстрації даних (якщо вона активована);
- налаштування застосування вимог (при виконанні калібрування та/або тестування).



Рисунок 8.3 – Газосигналізатор MultiRAE модель з вбудованим насосом, та дифузійна, без насосу

Також можливо прискорити запуск пристрою, можна зменшити кількість відображених під час запуску екранів за допомогою функції «Швидкий запуск» у меню «Програмування».

Після послідовного відображення екранів з'являється головний екран із показаннями пристрою. Датчикам потрібно кілька хвилин, щоб прогрітися та відобразити показання. Якщо один з них не розігрітий до того часу, коли з'являється головний екран, замість числового значення буде відображатися «- - -», доки з датчика не будуть отримані дані, зазвичай прогрівання відбувається протягом менш ніж 2 хвилини. Потім відобразяться миттєві показання, як на наступному екрані, залежно від встановлених датчиків, що свідчить про готовність датчика для використання, огляд основного екрану відображено на рис. 8.5.

газосигналізатор MultiRAE з насосом, вигляд спереду

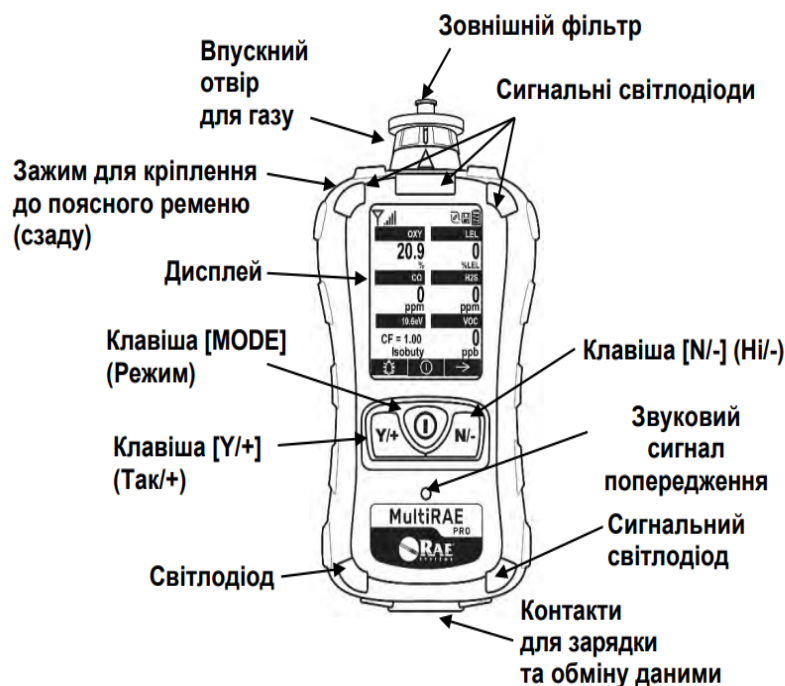


Рисунок 8.4 – Елементи газосигналізатора MultiRAE з насосом включення

Огляд дисплея. Рідкокристалічний дисплей забезпечує візуальний зворотній зв'язок, який включає типи датчиків, показання, стан тривоги, стан батареї та іншу інформацію.

Перевірка індикаторів звукового сигналу. У режимі звичайної роботи та за відсутності умов, за яких активується сигнал попередження, можна перевірити зумер, вібраційний сигнал, світлодіод та підсвічування у будь-який час, один раз натиснувши кнопку Так/+.

Якщо один із сигналів не реагує на цю перевірку, перевірте налаштування сигналізації у режимі програмування. Можливо, деякі або всі сигнали було вимкнено. Якщо всі сигнали включені, але один або деякі з них (звуковий, світлодіод або вібраційний сигнал) не реагує на цю перевірку, не використовуйте пристрій, прилад не справний та потребує діагностики.

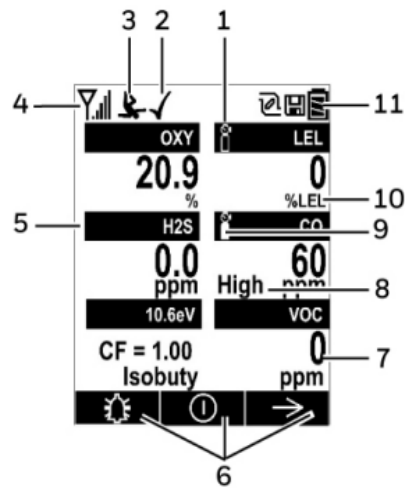


Рисунок 8.5. – Інформація основного екрану газосигналізатора MultiRAE:
 1 – датчик вимірювання необхідно протестувати; 2 – підтвердження того, що всі датчики протестовані та відкалібровані згідно вимог; 3 – увімкнено тривогу «людина впала»; 4 – стан бездротового радіозв'язку та потужність сигналу (увімкнено або вимкнено); 5 – тип датчика вимірювання відповідно до табл. 8.9; 6 – програмні клавіші (функції змінюються залежно від активності); 7 – покази концентрації газу ; 8 – тип аварійного сигналу (високий, низький рівень і т.д.); 9 – датчик підлягає перевірці калібрування; 10 – одиниця виміру; 11 – індикатори стану

Стан насоса. Під час роботи переконайтеся у відсутності будь-якої речовини, яка могла б викликати закупорку в газозабірнику та газовідведення. Наявність таких речовин може призвести до передчасного зношування насоса, помилковим показанням або блокування насоса. Під час нормальної роботи значок насоса по черзі показує приплив та відтік, як показано нижче на рис. 8.6.



Рисунок 8.6 – Значок насоса, приплив та відтік

Якщо відбувається збій у роботі насоса або за наявності речовини, що перешкоджає функціонуванню насоса, подається сигнал попередження і значок насоса починає блимати, приклад показаний на рисунку 8.7.



Рисунок 8.7 – Значок збій у роботі насоса

Щоб переконатися, що насос працює правильно, а в системі немає витоків, рекомендується регулярно перевіряти насос на предмет блокування. Для цього необхідно просто закрити пальцем впускний отвір для газу. Якщо спрацює тривога, це означає, що результат перевірки успішний. Натисніть (Так/+), щоб вимкнути тривогу і повернутися у звичайний режим роботи. Насос може працювати на двох швидкостях - високій і низькій. Більш тиха робота на низькій швидкості збільшує термін служби насоса і економить невелику кількість електроенергії. Для точності відбору проб швидкість роботи насоса майже не має значення.

Приклад тестування середовища в обмеженому просторі за допомогою газосигналізатора з вбудованим насосом показаний на рис. 8.8.

Режими роботи:

- робочий режим санації – проводиться безперервний моніторинг;
- робочий режим пошуку - коли пристрій перебуває в режимі пошуку, він виконує відбір проб тільки тоді, коли користувач активує цю функцію. Коли на дисплеї відобразиться повідомлення «Почати відбір проб?», натисніть клавішу «Так/+», щоб почати відбір. Кожному новому вимірюванню автоматично присвоюється ідентифікатор ділянки . Вмикається насос, і пристрій починає збір даних. Щоб зупинити відбір, натисніть клавішу «Ні-», коли відображається головний екран. Відобразиться екран із запитанням «Зупинити відбір проб?». Натисніть клавішу «Так/+», щоб зупинити відбір проб. Натисніть клавішу «Ні-», якщо хочете продовжити відбір проб.

Крім загального вимірювання VOC (ЛОС), прилади MultiRAE з лампами на 9,8 еВ здатні робити «моментальні знімки» для визначення концентрації сполуки (бензолу). Для цього необхідно використовувати контейнер із

трубками RAE-Ser і активувати режим виявлення бензолу, приклад контейнеру з трубками для бензолу RAE-Ser показаний на рис. 8.9.



Рисунок 8.8 – Приклад тестування в обмеженому просторі газосигналізатором MultiRAE з вбудованим насосом

Контейнер із трубками RAE-SEP призначений для одночасного виконання 6 вимірювань концентрації бензолу.

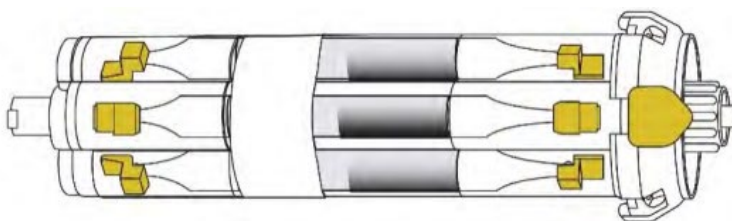


Рисунок 8.9 – Трубки RAE-Ser для виміру бензолу

Перед використанням газосигналізатора MultiRAE з лампою на 9,8 еВ для визначення концентрації бензолу необхідно під'єднати до приладу контейнер із трубками RAE-Ser, та виконати наступні процедури:

1. Зніміть із приладу пиловий фільтр (якщо він встановлений).
2. Підключіть новий контейнер із трубками RAE-Ser до спеціального отвору в приладі.

3. Закрутіть контейнер так, щоб він був щільно закріплений.
4. Положення перемикача контейнера «В» має відповідати трикутнику впускного отвору.

В оснащених для відбору проб бензолу приладах MultiRAE з лампами на 9,8 еВ відсутній режим пошуку. Вони працюють у режимах вимірювання TVOC аналогічний режиму санації і концентрації бензолу.

Приклад під'єднання контейнера із трубками RAE-Sep для виміру концентрації бензолу показаний на рис. 8.10.

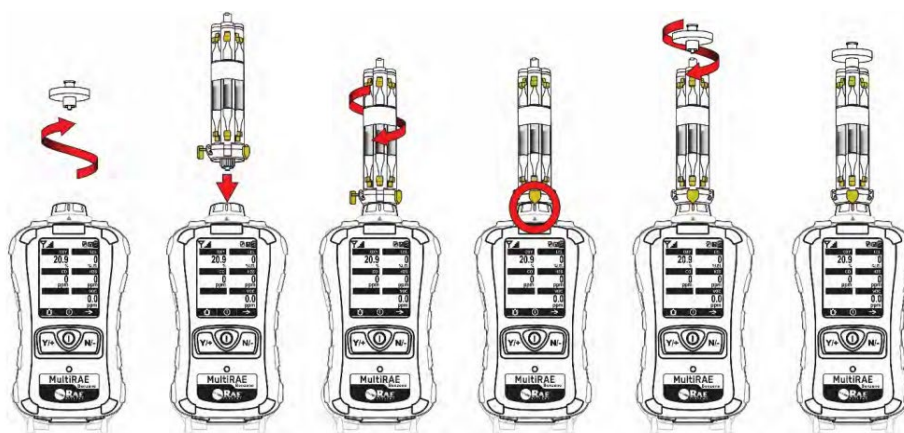


Рисунок 8.10. – Приклад під'єднання контейнера з трубками RAE-Sep

Експлуатація приладу MultiRAE у звичайному режимі та в режимі моніторингу рівня гамма-випромінювання. Два режими, в яких можуть працювати газосигналізатори MultiRAE з датчиками гамма-випромінювання та одним або кількома датчикам для виявлення хімічних загроз:

- *звичайний режим*, прилад одночасно виявляє хімічні загрози і радіоактивне випромінювання. За замовчуванням прилад працює у звичайному режимі. Цей режим доступний тільки на газоаналізаторах з датчиками гамма-випромінювання -датчик має бути ввімкнений. Під час увімкнення газосигналізатор завантажується у звичайному режимі й одночасно визначає рівень гамма-випромінювання та концентрації газів. Вимірювання виконуються безперервно.

- *режим тільки радіаційного контролю*, у якому пристрій постійно контролює гамма-випромінювання і не контролює хімічні загрози. Коли пристрій перебуває в режимі вимірювання тільки гамма-випромінювання, датчики газу не відображаються на дисплеї, а вимірювання газу не проводяться. Насос не працює і весь час вимірюється рівень гамма-випромінювання.

Передача журналу даних, налаштування газоаналізатора та оновлення прошивки за допомогою комп'ютера. Журнали даних приладу MultiRAE можна завантажувати на комп'ютер, а оновлення прошивки можна передавати на прилад через порт USB за допомогою дорожнього зарядного пристрою, настільної докстанції або системи AutoRAE 2. За допомогою кабелю USB типу Mini який входить до комплекту постачання.

Сигнали тривоги. Протягом кожного періоду вимірювання певну концентрацію газу та рівень радіоактивного випромінювання порівнюють зі встановленими межами тривоги, наприклад :межами тривоги про низький і високий рівні, TWA, STEL тощо. Якщо концентрація перевищує будь-яку із заданих меж, прилад негайно сигналізує про умови виникнення тривоги як для користувача MultiRAE, так і для віддаленого співробітника безпеки, якщо бездротовий зв'язок ввімкнено. Крім тривоги, які стосуються концентрації газу та рівня радіації, спрацьовує попередження про нерухомість, а також тривоги про низький заряд акумулятора, блокування насоса, несправність лампи ФІД тощо.

Коли звучить сигнал тривоги про низький заряд акумулятора, це означає, що залишилося приблизно 10 хвилин робочого часу. У цьому випадку рекомендується негайно замінити або зарядити акумулятор у безпечному місці.

Вимкнення газосигналізатора MultiRAE. Натисніть і утримуйте кнопку «Режим». Розпочнеться 5-секундний зворотній відлік перед вимкненням. Необхідно утримувати кнопку, щоб завершити процес вимкнення пристрою [2].

Список рекомендованої літератури

1. Катеринчук П.О. Навчальний посібник навчальної дисципліни «Фонтанна та газова безпека в нафтогазовій галузі» / Катеринчук П.О., Мінчукова Н.Ф., Римчук Д.В., Цибулько С.В. - Х: «ПЛАНЕТА-ПРИНТ», 2022 – 646 с.
2. «Технічний регламент законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки».
3. Вайсберг Г.Л. Фонтанна безпека. Запитання, відповіді/Г.Л. Вайсберг, Д.В. Римчук. – Харків: УЦЕБОПнафтогаз, 2002. – 474 с.
4. ДСТУ 3377-96 Сигналізатори горючих газів і парів термохімічні.
5. Закон України "Про об'єкти підвищеної небезпеки".
6. Закон України Про Метрологію та метрологічну діяльність.
7. Інструкція з організування безпечного ведення робіт під час ліквідування газонафтоводопроявлення та відкритих нафтових і газових фонтанів. НАК «Нафтогаз України». Київ. 2006.
8. Катеринчук П.О. Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин / П.О. Катеринчук, Д.В. Римчук, С.В. Цибулько, О.Л. Шудрик – Х.: Пром-Арт, 2018. – 608 с.
9. Костриба І.В. Фонтанна безпека в нафтогазовій галузі. Лабораторний практикум / І.В. Костриба, Ю.Р. Мосора. – Івано-Франківськ: ІФТУНГ, 2017. – 58 с.
10. Костриба І.В. Фонтанна безпека в нафтогазовій галузі. Методичні вказівки до вивчення дисципліни / І.В. Костриба, Ю.Р. Мосора, І.І. Шостаківський. – Івано-Франківськ: ІФТУНГ, 2017. – 95 с.
11. Костриба І.В. Фонтанна безпека в нафтогазовій галузі. Практикум. – Івано-Франківськ: ІФТУНГ, 2017. – 70 с.
12. Костриба І.В., Шостаківський І.І. Гумові технічні вироби в нафтогазовому обладнанні. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. – 322 с.

13. Наказ Міністерства охорони здоров'я від 14.07.2020 № 1596 Про затвердження гігієнічних регламентів допустимого вмісту хімічних і біологічних речовин у повітрі робочої зони.

14. ІНПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.

15. Постанова Кабінету Міністрів України від 13 січня 2016 р. № 94

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

17. Римчук Д.В. Нові технічні засоби ДП "ЛКВО" для забезпечення фонтанної та газової безпеки під час буріння та капітального ремонту свердловин /Д.В. Римчук// Нафтогазова галузь України. – 2015. – № 6. – С. 37-40.

18. Римчук Д.В. Обладнання для буріння свердловин і видобутку нафти і газу: [Навчальний посібник] / Д.В. Римчук, В.В. Пономаренко, О.Л. Шудрик – Х.: ХНАДУ, 2019. – 252 с.

19. Римчук Д.В. Шляхи підвищення рівня фонтанної безпеки при бурінні глибоких свердловин / Д.В. Римчук, А.В. Герасименко // Питання розвитку газової промисловості України. Вип. XLV. – Харків: УкрНДІгаз, 2017. – С. 94-101.

20. Самоподъемные плавучие буровые установки: [Навчальний посібник] / В.Н. Ясюк, Б.Р. Лившинц, Витрик В.Г., Яремийчук Р.С. Львов: Центр Європы, 2011. – 436 с.

21. Свердловини на нафту і газ. Попередження газонафтоводопроявів і відкритих фонтанів під час спорудження і капітального ремонту свердловин. СОУ 09.1–300197750 – 245: 2015 [Чинний від 16.01.2016] – К.: ПАТ «Укргазвидобування», 2016. – 88 с.

22. Свердловини на нафту і газ. Профілактична робота з попередження виникнення флюїдопроявів, відкритих нафтових і газових фонтанів та аварій. Організація і методика поведення. СОУ 09.1–30019775–224: 2016 [Чинний від 22.12.2016] –К.: ПАТ «Укргазвидобування», 2016. – 32 с.

23. Свердловину на нафту та газ. Розрахунок обсадних колон. СОУ 11.2 – 30019775 – 030:2004 [Чинний 21.12.2004] – К.: ДК «Укргазвидобування», 2004. – 135 с.

24. СОУ 74.1-20077720-025:2006 Система управління охороною праці НАК Нафтогаз України.

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

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

Навчальне видання

РЕДЬКА Євгеній Павлович

РЄЗВА Ксенія Сергіївна

РИМЧУК Данило Васильович

ТУЛЬСЬКА Альона Геннадіївна

ХРУЦОВ Данило Юрійович

ЦИБУЛЬКО Сергій Володимирович

ФОНТАННА ТА ГАЗОВА БЕЗПЕКА В НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ

Навчальний посібник

для студентів другого (магістерського) рівня підготовки спеціальності
185 – Нафтогазова інженерія та технології

Під редакцією доктора технічних наук Фика М.І.

Відповідальний за випуск Редька Є.П.

Роботу до видання рекомендувала проф. Лаврова І. О.

В авторській редакції

План 2024 р., поз.120

Підп. до друку .

Riso-друк. Гарнітура Таймс.

Наклад

прим.

Формат 60x84 1/16.

Ум. друк. арк. .

Зам. №

Папір офсетний.

Обл.-вид. арк.

Ціна договірنا

Видавничий центр НТУ «ХПІ».

Свідоцтво про державну реєстрацію ДК № 5478 від 21.08.2017 р.

61002, Харків, вул. Кирпичова, 2.

Друкарня