

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

Факультет природничих наук та технологій
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння

«ЗАТВЕРДЖЕНО»

завідувач кафедри

Коровяка Є.А. _____

«21» січня 2021 року

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ
«Нафтогазове обладнання»

Галузь знань	18 Виробництво та технології
Спеціальність	185 Нафтогазова інженерія та технології
Освітній рівень.....	бакалавр
Освітньо-професійна програма.....	«Нафтогазова інженерія та технології»
Статус	нормативна
Загальний обсяг	4 кредити ЄКТС (120 годин)
Форма підсумкового контролю.....	диф. залік
Термін викладання	
Мова викладання	українська

Викладачі: доц. Пащенко О.А.

Пролонговано: на 20__/20__ н.р. _____ (_____) «__» 20__р.
(підпис, ПІБ, дата)

на 20__/20__ н.р. _____ (_____) «__» 20__р.
(підпис, ПІБ, дата)

Дніпро
НТУ «ДП»
2021

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1	5
1.1 Класифікація і склад машин, устаткування, споруд та інструменту для видобутку нафти і газу за технологічними ознаками	5
РОЗДІЛ 2	2
2.1 Обладнання експлуатаційної свердловини	65
2.2 Насосно-компресорні труби	67
2.3 Труби обсадні	69
2.4 Бурильні труби	70
2.5 Труби для нафтопромислових комунікацій	70
2.6 Хімічні ущільнювачі (пакери)	70
РОЗДІЛ 3	72
3.1 Устаткування для експлуатації свердловин фонтанні способом	72
3.2 Фонтанна арматура і маніфольд	72
3.3 Запірні і регулюючі пристрої фонтанної арматури і маніфольда	76
РОЗДІЛ 4	79
4.1 Устаткування для газліфтною експлуатації свердловин	79
4.2 Конструкції газліфтних підйомників	80
4.3 газліфтного клапани	82
РОЗДІЛ 5	85
5.1 Устаткування для експлуатації свердловин насосами з механічним приводом	85
5.2 Нафтові насоси свердловин	87
5.3 Насосні штанги	89
РОЗДІЛ 6	90
6.1 Устаткування гирла свердловин, що експлуатуються штанговими насосними установками	90
6.2 Верстати-качалки	91
РОЗДІЛ 7	95
7.1 Нафтові насосні установки з гідропроводом	95
РОЗДІЛ 8	101
8.1 Установки гідропоршневих насосів для видобутку нафти	101
8.2 струменеві насоси	104
РОЗДІЛ 9	106
9.1 Обладнання для експлуатації свердловин електроцентробежними насосами	106
РОЗДІЛ 10	112
10.1 Установки заглибних гвинтових електронасосів	112
10.2 Установки заглибних діафрагменних електронасосів	115
10.3 Комплекс обладнання типу КОС і КОС1	115
РОЗДІЛ 11	118
11.1 Обладнання для роздільної експлуатації свердловин	118
РОЗДІЛ 12	124
12.1 Обладнання та інструмент для підземного ремонту свердловин	124
РОЗДІЛ 13	133
13.1 Обладнання для нагнітання в пласт води і газу	133

Нафтогазове обладнання	Пашенко О.А.
РОЗДІЛ 14	139
14.1 Устаткування для збільшення проникності пласта. Устаткування для проведення гідравлічного розриву пласта	139
РОЗДІЛ 15	146
15.1 Обладнання для теплового впливу на пласт	146
РОЗДІЛ 16	153
16.1 Устаткування для збору та підготовки нафти, газу і води	153
16.2 Основні системи збору продукції свердловин	153
РОЗДІЛ 17	159
17.1 Устаткування для відділення рідини від газу	159
17.2 Обладнання для транспортування продукції свердловин	161
17.3 Обладнання для знесолення і зневоднення нафти	162
17.4 Обладнання для зберігання нафти	163
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	164

ВСТУП

Збільшення енергоспоживання до 2010 р, в екстремальних умовах розвитку економіки можливо шляхом проведення комплексу заходів з інтенсивного енергозбереження, оптимально достатнього експорту енергоресурсів при повільному нарощуванні їх виробництва та проведення стриманої інвестиційної політики орієнтованої на найбільш ефективні проекти.

У цій справі застосування сучасного обладнання, що забезпечує енергозберігаючі технології при видобутку нафти, грає істотну роль.

Відомі шахтний і свердловинний методи видобутку нафти.

Етапи розвитку шахтного способу: риття ям (копанок) глибиною до 2 м; спорудження колодязів (шурфів) глибиною до 35÷45 м, і спорудження шахткомплексів вертикальних, горизонтальних і похилих виробок (застосовується рідко при видобутку в'язких нафт).

До початку VІІІ в нафту, в основному, добували з копанок, які обсаджувалися тинном.

У міру накопичення нафту черпали в мішках вивозили споживачам. Колодязі кріпилися дерев'яним зрубом, остаточний діаметр обсаженого колодязя становив зазвичай від 0,6 до 0,9 м з деяким збільшенням донизу для поліпшення притоку нафти до його забійної частини.

Підйом нафти з колодязя проводився за допомогою ручного ворота (пізніше кінного приводу) і мотузки, до якої чіплявся бурдюк (відро зі шкіри).

До 70-х років ХІХ ст. основний видобуток в Росії і в світі відбувається вже з нафтових свердловин. Так, в 1878 р в Баку їх налічується 301, дебіт яких у багато разів перевершує дебіт криниць. Нафта з свердловин добували желонкою - металеву ємкість (труба) висотою до 6 м., В дно якого вмонтовано зворотний клапан, що відкривається при зануренні желонки в рідину і закривається при її русі вгору. Підйом желонки (тартаном) вівся вручну, потім на кінній тязі (початок 70-х років ХІХ ст.) І за допомогою парової машини (80-е роки).

Перші глибинні насоси були застосовані в Баку в 1876 р, а перший глибинний штанговий насос - в Грозному в 1895 р Однак тартальний спосіб тривалий час залишався головним. Наприклад, в 1913 р в Росії 95% нафти видобуто желонірованієм.

Витіснення нафти зі свердловини стисненим повітрям або газом запропоновано в кінці ХVІІІ ст., Але недосконалість компресорної техніки більш ніж на сторіччя затримало розвиток цього способу, набагато менш трудомісткого в порівнянні з тартальним.

Чи не формувався до початку ХХ століття і фонтанний спосіб видобутку. З численних Фонтанів бакинського району нафту розливалася в яри, річки, створювала цілі озера, горіла, безповоротно губилася, забруднював ґрунт, водоносні пласти, море.

В даний час основний спосіб видобутку нафти - насосний за допомогою установок електроцентробежного насоса (УЕЦН) і штангових свердловинних насосів (ШСН).

РОЗДІЛ 1

Номенклатура устаткування, що входить в комплекси, становить сотні найменувань, а високі темпи розвитку нафтогазовидобувної промисловості призводять до його швидкому оновленню, створення абсолютно нових типів, розмірів і конструкцій. Вивчення цього різноманіття технічних засобів робить необхідним їх систематизацію, основу якої становить класифікація.

1.1 Класифікація і склад машин, устаткування, споруд та інструменту для видобутку нафти і газу за технологічними ознаками

Всі машини, обладнання, механізми, споруди, засоби механізації та інструмент всіх призначень можна класифікувати, розділяючи їх на вісім основних груп, кожна з яких складається з декількох підгруп, до яких і відносяться конкретні технічні засоби даної групи.

I група. Устаткування експлуатаційної свердловини забезпечує нормальне функціонування найважливішого з промислових споруд - експлуатаційної свердловини, що є каналом, що зв'язує продуктивний пласт з денною поверхнею. Надійність і ефективність обладнання цієї групи повністю зумовлюють надійність роботи свердловини. Устаткування цієї групи включає:

1. обсадні колони труб, що утворюють стовбур свердловини і забезпечують його надійність.
2. Колонні головки, які з'єднують на гирлі свердловини обсадні колони в один вузол, одночасно служать п'єдесталом для спущених в свердловину засобів її експлуатації.
3. Фільтри, якими оснащують свердловину в зоні продуктивного пласта для фільтрації пластової рідини або газу.
4. Клапани-відсікачі пласта встановлюються над фільтром для попередження відкритого фонтанування свердловини. Клапанами-відсікачами пласта оснащуються фонтануючі свердловини.
5. Пакера встановлюються в свердловині для її поділу на ділянки і їх герметизації.
6. пріскважінної споруди, що представляють собою майданчик в зоні гирла свердловини для її обслуговування та ремонту.

II група. Устаткування для експлуатації свердловин призначене для підйому зі свердловини пластової рідини або газу. Частина обладнання спускається в свердловину і є в цьому випадку «підйомником» (ліфтом), а частина монтується в зоні гирла. В інших випадках обладнання застосовується для нагнітання в пласт рідини або газу і обладнання називається нагнітальним. Група складається з наступних підгруп.

1. Обладнання для фонтанних свердловин. Це обладнання призначене для експлуатації тільки фонтануючих нафтових, газових або газоконденсатних свердловин. Обладнання складається з підйомника (ліфта), фонтанної арматури і манифольда, що дозволяють піднімати по свердловині на поверхню продукцію, забезпечувати контроль і регулювання фонтанування і підтримувати оптимальний режим роботи свердловини.

2. газліфтного обладнання призначається для експлуатації свердловини шляхом подачі стисненого газу до низу підйомника. До цього обладнання відносяться газліфтний підйомник з комплектом пускових і робочих клапанів, газліфтна арматура з КВП і манифольди, компресорні станції з мотокомпресорами, холодильниками, обладнанням для підготовки газу та складна мережа комунікацій - трубопроводів для подачі газу до

свердловини із засобами автоматизації та регулювання. Газокомпресорні станції з мотокомпресорами використовуються для компримування і нагнітання в свердловину газу, енергія якого і забезпечує підйом пластової рідини з свердловини на поверхню.

3. Запірні пристрої - один з найбільш часто вживаних видів обладнання для перекриття і герметизації трубопроводів: нафто-, газо- і водопроводів. Запірні пристрої застосовуються і в фонтанної арматури для керування потоками рідини або газу, а також при газліфтній та інших видах експлуатації свердловин.

4. Насосно-компресорні труби (НКТ) широко застосовуються в нафтогазовидобувній промисловості при фонтанної, газліфтній і насосної експлуатації.

5. Нафтові свердловини насосні установки з механічним приводом знайшли масове застосування на промислах. Устаткування призначене для підйому рідини з допомогою штангового насоса. До підгрупи відносяться власне свердловинний насос, спущений на НКТ і приводиться в дію колоною штанг, насосні штанги і поверхневий привід, що включає енергетичну установку і механічний перетворювач обертального руху валу приводу установки в поступальний колони штанг.

6. Штангові установки з гідроприводом відрізняються використанням гідравлічного перетворювача замість механічного, що різко скорочує металоємність установки, її масу і усуває необхідність спорудження потужного фундаменту під установку.

7. безштангової установки відцентрових свердловинних електронасосів призначені для експлуатації високодебітних свердловин. До складу входять спускаються в свердловину погрузної відцентровий насос з електродвигуном і протектором, колона насосних труб з токонесущим кабелем і поверхнева система керування електроприводом.

8. безштангової електровинтового свердловинні насоси призначені для експлуатації свердловин з невеликими дебітом і відрізняються від попередніх використанням замість відцентрового гвинтового насоса.

9. безштангової гідропоршневі насоси свердловин використовуються для експлуатації глибоких і похило спрямованих свердловин. До складу установок входять спусковий в свердловину на колоні насосних труб гідроприводних свердловинний насос, поверхневий силовий насос з приводом, що нагнітає робочу рідину в гідропривід свердловинного насоса, і система підготовки робочої рідини.

10. Обладнання для експлуатації однієї свердловиною декількох різних за характеристиками пластів, яке розміщується в одному стволі і включає комплекс різнотипного обладнання (наприклад, фонтанного і насосного), в результаті чого стає можливим при розробці многопластових родовищ нафти і газу значно скоротити число експлуатаційних свердловин. До складу обладнання цієї підгрупи входять спускаються в свердловину пакери, що розділяють ствол свердловини на ізольовані, пов'язані з різними пластами ділянки, і підйомники, що дозволяють піднімати той чи інший спосіб рідина або газ по колонах труб на поверхню, де на гирлі свердловини розміщено гирлове обладнання, що направляє окремо видобуті нафту або газ з різними характеристиками в систему збору.

III група. Устаткування для підземного ремонту, освоєння і обробки свердловин призначене для підтримки протягом усього періоду експлуатації свердловини працездатного стану власне свердловини і спущеного в неї експлуатаційного обладнання. До групи входять:

1. Підйомники для спускопідйомні операцій внутрішньосвердловинним частини фонтанних і газліфтних ліфтів, свердловинних насосів всіх типів, колон труб, штанг,

кабелю. До складу підйомників входять привід, лебідка, транспортна база, поліспастиний система, які використовуються в основному для поточного ремонту.

2. Стаціонарні вантажопідйомні споруди працюють в поєднанні з підйомниками. До цієї підгрупи відносяться вишки, щогли, стелажі різних типів і параметрів, вони використовуються в основному для поточного ремонту.

3. спускопод'ємного агрегати, до яких відносяться агреговані на транспортній базі силовий привід, трансмісія, лебідка, поліспастиний система, вишка, стелажі та засоби механізації для спуску і підйому труб, штанг.

4. Підгрупи спускопідйомні інструментів для спускопідйомні операцій з трубами або штангами при підземних ремонтах за допомогою підйомників і комплексу спеціальних пристроїв - трубних елеваторів і штропов, ключів, спайдерів.

5. Устаткування для ремонту свердловин під тиском. Ремонт свердловин з високонапірними пластами звичайним способом пов'язаний з ймовірністю відкритого фонтанування. Для його попередження, а також для спуску і підйому в свердловину колон труб або штанг під тиском застосовується комплекс обладнання, що включає спеціальний підйомник для задавливання спускаються труб і штанг і пристрої, герметизуючі гирлі свердловини. Підйомник оснащений гідрофікованими засобами механізації спуско операцій, в більшості випадків агрегованих.

6. Обладнання для ліквідації відкритих фонтанів. Для ліквідації відкритого фонтанування, а іноді і палаючого фонтану використовується обладнання для ремонту свердловин під тиском в поєднанні зі спеціальними маніпуляторами і протипожежної дистанційно керованої технікою.

7. Обладнання для промивання свердловин. Під час експлуатації свердловини в її стовбур потрапляють частинки піску і глини і осідають у вигляді пробки. Стовбур і фільтр свердловини забруднюються також смолами, парафіном, продуктами корозії і іншими речовинами, що погіршують, а іноді повністю припиняють приплив пластової рідини або газу в свердловину. Піщані пробки видаляються промиванням за допомогою пересувних промивних агрегатів або тартаном. До цієї групи обладнання відносяться також промивні агрегати, що дозволяють видаляти з свердловини забруднюючі її смоли, парафін, і продукти корозії.

8. Депарафінізаційне обладнання, що дозволяє видаляти осаждаючийся на підйомному обладнанні парафін під час експлуатації або під час підземних ремонтів свердловин. У першому випадку застосовуються механічні способи, в другому - термічні.

9. Обладнання для капітального ремонту свердловин - одне з найбільш складних, оскільки до нього відносяться цілі установки, за схемою і функціональному призначенню аналогічні буровим установкам. Вони дозволяють виконувати буріння, цементаж, виправлення свердловин, їх освоєння, а для цього включають в себе вишку, підстави, талевого систему, лебідку, систему промивання, ротор, вертлюг, провідну трубу, привід і трансмісію, транспортну базу.

10. Інструмент для капітального ремонту свердловин призначений для ліквідації аварії всередині свердловин, виправлення стовбура і вилучення з нього окремих деталей, для фрезерування та інших робіт всередині свердловини при її капітального ремонту, а іноді і при поточному.

11. Підгрупа обладнання для внутрішньосвердловинним робіт. Оснащеність свердловин і піднімального устаткування, спущеного в свердловину, клапанами-відсікачами пласта, пакерами, газліфтного клапанами робить необхідним періодичну їх

заміну, управління ними, регулювання. Періодично виникає необхідність вимірювання внутрішньосвердловинним параметрів (температур, тисків і т. Д.). Всі ці внутрішньосвердловинним роботи виконуються за допомогою спеціалізованих агрегатів, пристроїв та інструменту складових самостійний комплекс.

IV група. Устаткування та спорудження для інтенсифікації видобутку нафти і газу і для збільшення нефтегазоотдачі пластів. Широке застосування цього обладнання дозволяє скоротити час розробки родовищ та кількість залишилися не витягуванні нафти і газу. До групи входить наступне.

1. Устаткування та спорудження для підготовки води. Велика частина нафтогазових родовищ розробляється при одночасному нагнітанні в пласт попередньо спеціально обробленої води. Споруди і обладнання по отриманню води і її підготовці і складають цю підгрупу, включаючи водозабір, систему відстою, коагулювання, хімічної і бактеріологічної обробки.

2. Підгрупи обладнання насосних станцій і власне насоси для нагнітання води в пласт, до яких відносяться будівлі насосних, об'язування насосів і енергетичне господарство, власне нагнітальні насоси з приводом, зазвичай електричним, системи дозувальні насоси для додавання до води різних хімічних реагентів.

3. Підгрупи обладнання для нагнітання в пласт газу, до яких відносяться компресорні станції, основою яких є компресори різних типів і характеристик (поршневі, турбінні з електрогазомоторним або газотурбінним приводом), енергетичне господарство, системи підготовки газу, контролю і регулювання.

4. Обладнання та комунікаційні споруди, до яких відносяться мережі трубопроводів і розподільних пристроїв для подачі води від насосних станцій і газу від компресорних до нагнітальним свердловинах, а також система управління розподілом води і газу по свердловинах.

5. Устаткування для гідророзриву або кислотної обробки, для поліпшення проникності пласта і його привибійної зони. Перше складається з комплексу агрегатів, пов'язаних в період проведення операцій по гідророзриву загальної об'язкою. У числі агрегатів використовуються насосні, зазвичай високого тиску, піскові, змішувальні, автоцистерни та ін. Обладнання для кислотної обробки представляє собою комплекс з цистерн з розчином кислоти, насосних агрегатів і об'язки, що об'єднує їх зі свердловиною в одну систему і дозволяє нагнати розчин кислоти в пласт для збільшення проникності, а відповідно і припливу рідини і газу до свердловини.

6. Обладнання для термічного впливу на пласт застосовується з метою прогріву пласта і зниження за рахунок цього в'язкості пластової рідини або для створення внутріпластового вогнища горіння рідини з утворенням фракцій, вилучення яких дозволяє різко збільшити нефтеотдачу. До підгрупи належать водоподогреватели, парогенератори, обладнання для підігріву зони фільтра свердловини, нагнітачі різних типів.

V група. Устаткування та спорудження для збору продукції свердловин, її поділу - сепарації на нафту, газ, воду і домішки, вимірювання та первинної підготовки нафти, газу, газового конденсату. Устаткування цієї групи розташоване на поверхні, в основному на території промислу. До групи входить наступне обладнання.

1. Устаткування та спорудження для поділу пластової газованої рідини на нафту, газ і воду. До них відносяться комплекси, що складаються з відстійників, сепараторів з об'язкою і засобами регулювання, перекачування і запірної арматури для первинного поділу продукції свердловини.

2. Підгрупи обладнання і споруд для підготовки товарної нафти, до яких відносяться установки для зневоднення нафти після попереднього відділення від неї центральної частини води, установки знесолення, деемульгатори. Останні призначені для розбивання стійких емульсій. Ці групи також складаються з апаратів, систем підігріву, електрообладнання, обв'язки, запірної, регулювальної арматури і контрольно-вимірювальної апаратури.

3. перекачувати обладнання складається з промислових, насосних і компресорних перекачувальних установок, і станції для перекачування продукції свердловин, підготовленої нафти, газу, води з відцентровими або поршневыми, іноді гвинтовими насосами, компресорами і електроприводом з відповідною обв'язкою, КВП, запірної і регулюючої арматурою і засобами автоматизації.

4. Обладнання для зберігання нафти. Підготовлена товарна нафта зберігається в товарних парках, основними спорудами в яких є резервуари необхідної ємності, оснащені системою виміру, перекачування, уловлювання легких фракцій. Іноді парк має ємності для зберігання газового конденсату і різних фракцій газу.

5. Трубопровідні комунікації, що зв'язують в єдину систему свердловини, насосні і компресорні установки з іншим обладнанням групи. По трубопроводах перекачується продукція свердловини: нафта, газ, конденсат, вода. Мережа трубопровідних комунікацій, особливо на промислах, що розробляють многопластові горизонти з нафтами і газом різних характеристик, оснащена великим числом замірних, запірних і регулюючих пристроїв.

6. Підгрупи обладнання для підготовки та первинної переробки газу на газоконденсатних і чисто газових родовищах. До цих підгруп відноситься велике число установок з обладнанням і апаратами для технологічних процесів, в результаті яких виходять вуглеводні, які є товарним сировиною для хімічної переробки, і сухий газ.

VI група. Устаткування для експлуатації морських нафтогазових і газових промислів відрізняється особливою складністю, великою номенклатурою, часто унікальними розмірами і високими темпами вдосконалення. Нижче перераховані підгрупи:

1. Кушові стаціонарні платформи. До них відносяться платформи різних типів і конструктивних схем, які є підставою для поверхневих усть куща похило спрямованих свердловин і розміщення комплексу технічних засобів, що забезпечують функціонування куща.

2. Центральні стаціонарні платформи, що дозволяють розмістити на них комплекс обладнання, що зв'язує кушові платформи в єдину систему.

3. Опори стаціонарних платформ - споруди, що несуть стаціонарну платформу.

4. Блоки обладнання, що розміщуються на стаціонарних платформах. Комплекс змонтованих в необхідному поєднанні блоків модулів забезпечує функціонування всієї стаціонарної платформи.

5. Устаткування для експлуатації свердловин функціонально аналогічно звичайному. Однак широке застосування мають лише фонтанне і газліфтних обладнання, рідше гідропоршневі насоси. Для нагнітальних свердловин використовується обладнання, аналогічне що застосовується на суші. Внутрішньосвердловинним частина підйомного обладнання по конструктивним схемам аналогічна застосовуваним на суші, гирлова відрізняється.

6. Підводне обладнання. До цієї підгрупи відносяться перш за все підводне гирлове обладнання свердловин, а також все інше обладнання, розміщене між поверхнями дна і води.

7. Обладнання для беспрічального наливу нафти. Устаткування цієї групи відноситься до нафтоналивних, однак відрізняється від звичайного портового можливістю наливу танкера в умовах морських акваторій без звичайного причалу.

8. Підгрупи берегових споруд і устаткування, енергетичного обладнання, флоту спеціалізованого обслуговування, водолазного комплексу за своєю структурою, функціональним та принциповими схемами аналогічні вживаним в інших галузях, проте відрізняються конструктивним виконанням, характеристиками, параметрами, що відображають специфіку морських промислів і вимог, що пред'являються технологічними процесами і операціями, що здійснюються в умовах морського або океанського шельфу.

VII група. Устаткування ремонтно-механічної служби для підтримки в працездатному стані всього парку машин, спеціального обладнання, споруд, складових промислове господарство, за винятком свердловин, а також обладнання транспортних служб.

VIII група. Устаткування служби енергетики.

З наведеного переліку систематизованих груп і підгруп обладнання видно, наскільки велика номенклатура машин, устаткування, споруд, засобів механізації та інструменту, що застосовуються для видобутку нафти і газу.

Дві останні групи - сьома і восьма - відносяться за своїм складом до обладнання загальнопромислового призначення, тому не розглянуті.

Колтюбингове обладнання**1.Агрегати з використанням колон гнучких труб**

1.1.Історія створення агрегатів

1.2.Основные переваги обладнання з використанням колон гнучких труб і область його застосування

1.3.Основные принципи конструювання агрегатів

1.4.Требования до конструкції агрегату

1.5.Уніфікація вузлів агрегатів

2.Пристрій агрегатів для роботи з колоною гнучких труб

2.1.Основные типи компоувань агрегатів

2.2.Узли, що забезпечують транспортування колони гнучких труб

2.3.Узли для зберігання колони гнучких труб

2.4.Сістема управління агрегатом

3.Основні вузли агрегатів, їх розрахунок і конструювання

3.1.Транспортер колони гнучких труб (інжектор)

3.2.Барабан (лебідка)

3.3.Трубоукладчик

3.4.Привод

4.Колонна гнучких труб

4.1.Міровой досвід застосування колон гнучких труб

4.2.Матеріали, застосовувані для виготовлення колони

4.3.Технологія виготовлення колони

4.4.Механізм руйнування гнучких труб та основні результати їх експлуатації

4.5.Путі підвищення надійності колони гнучких труб

4.6.Характерістика гнучких труб

5.Буровіе роботи з використанням колони гнучких труб

5.1.Особенности проведення бурових робіт

5.2.Оборудование, що застосовується для буріння

5.3.Буровіе установки

5.4.Особенности розрахунку параметрів колони гнучких труб при бурінні

5.5.Особенности роботи колони гнучких труб

Список літератури**РЕФЕРАТ**

Випускна кваліфікаційна робота 54 с., 22 рис., 1 табл., 4 джерела.

Мета роботи:.

Дана робота передбачає огляд застосування колони гнучких труб (КГТ) при бурінні свердловин. У результаті роботи були аналізувати кілька джерел, з яких зроблені наступні висновки, відображені у цій роботі.

Випускна кваліфікаційна робота виконана з урахуванням сучасних досягнень в області техніки і технології буріння свердловин із застосуванням КГТ.

ВСТУП

Проблеми, яким присвячена ця робота, в рівній мірі відносяться і до буріння, і до підземного ремонту, і до дослідження свердловин. Спільним для всіх цих різних за призначенням, застосовуваної техніки і технології операцій є використання колони гнучких безперервних металевих труб.

Історія виникнення даної техніки і технологій традиційна для нашої країни. Першим досвідом застосування безперервної гнучкої металевої труби для підземного ремонту і видобутку пластової рідини можна вважати використання установки погрузного електроцентробежного насоса, розробленої під керівництвом Н.В. Богданова. Її відмітною особливістю був спуск і експлуатація погрузного агрегату на колоні гнучких сталевих труб. Кабель живлення заглибного двигуна при цьому розташовувався всередині колони. Ця пропозиція і було основним в ідеї автора проекту, оскільки виключало контакт кабелю зі стінками експлуатаційної свердловини при спускопідйомні операціях та експлуатації. У результаті надійність кабелю багаторазово збільшувалася в порівнянні з традиційними схемами. Крім цього, виконання підземного ремонту зводилося до намотування труби на барабан без згвинчування і розгвинчування різьбових з'єднань колони. Дане технічне рішення має багато позитивних сторін, але в контексті розглянутого питання важливо одне - колона безперервних металевих труб використовувалася для операцій підземного ремонту свердловин (ПРС). На жаль, цей напрям створення нафтопромислового обладнання не отримало подальшого розвитку перш за все із-за відсутності на той момент надійних і дешевих гнучких труб.

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

В даний час в світі експлуатується більше 600 установок, причому їх кількість увесь час зростає. У нашій країні їх кількість не перевищує 30.

Основною особливістю описуваного обладнання є робота гнучкої труби при наявності пластичних деформацій, що вимагає створення труб з принципово іншими властивостями, ніж виготовляються в даний час. Досить інтенсивні роботи в цьому напрямку, фахівці ведуть під егідою ТОВ "ЛУКОЙЛ-Західний Сибір" НК "ЛУКОЙЛ".

Бурхливий розвиток техніки і технології з використанням колони гнучких труб обумовлено наступними їх перевагами:

а) при дослідженні свердловин:

- Забезпечення можливості доставки приладів в будь-яку точку горизонтальної свердловини;
- Висока надійність лінії зв'язку зі спускаються приладами;

б) при виконанні підземних ремонтів:

- Відсутня необхідність в глушіння свердловини і, як один з наслідків, не погіршуються колекторські властивості привибійної зони продуктивного пласта;
- Скорочується час проведення спускопідйомні операцій за рахунок виключення згвинчування (розгвинчування) різьбових з'єднань колони труб;
- Зменшується період підготовчих і заключних операцій при розгортанні і згортанні агрегату;

- Виключається забруднення навколишнього середовища технологічної та пластової рідинами;

в) при проведенні бурових робіт:

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

- Забезпечується можливість буріння з використанням в якості бурового розчину нафти або продуктів її переробки. Це дозволяє здійснювати розтин продуктивного пласта оптимальним чином і поєднувати процес буріння з відбором пластової рідини;

- Стає можливим виконувати руйнування породи в умовах депресії;

- Забезпечується ефективно буріння горизонтальних ділянок свердловин;

- Стає можливим застосовувати пристрої, що інформують бурильника про режими буріння та оперативного управління процесом проводки свердловини. При роботі з подібним обладнанням реалізується "ефект присутності" оператора установки на вибої свердловини.

Дуже важливим при проведенні будь-яких робіт у свердловині є рішення соціального завдання - виключається значний обсяг операцій, виконуваних під відкритим небом у будь-який час року при будь-якій погоді. Хоча найбільш трудомісткі операції з згвинчення і розгвинчування труб в даний час механізовані, обсяг ручної праці залишається значним.

У ряді випадків, це стосується перш за все робіт у горизонтальних свердловинах, застосування КГТ є необхідною умовою проведення операцій. До таких випадків належить виконання будь-яких робіт у горизонтальних ділянках великої довжини.

При розбурюванні та експлуатації морських родовищ використання КГТ особливо ефективно.

Слід відзначити і недоліки, властиві даної техніки. До них, зокрема, відносяться:

а) мимовільна і неконтрольоване скручування КГТ;

б) неможливість примусового проворота КГТ;

в) обмежена довжина труб, намотаних на барабан;

г) складність ремонту КГТ в промислових умовах.

У той же час нові технології не є панацеєю від всіх бід і повністю не замінюють існуючих традиційних технологій, а в ряді областей не можуть бути ними замінені. Наявність обладнання для роботи з колоною гнучких труб не виключає застосування агрегатів ПРС, підйомників та іншого існуючого нафтопромислового обладнання. Воно доповнює його і в ряді випадків примножує до цих пір не реалізовані можливості.

У той же час область застосування описуваних технологій постійно розширюється. Зараз у фахівців, що працюють над створенням і удосконаленням, існує думка, що немає таких операцій або процесів при бурінні і ПРС, де не можна було б застосувати КГТ. Припускають, що найближчим часом за допомогою таких установок буде виконувати більше половини всіх підземних ремонтів свердловин.

У нашій країні до цих пір не сформувалася і не усталилася термінологія цієї нової області нафтопромислової техніки і технології. Основним застосовуваним

терміном у нас для позначення цього напрямку є русифікована транскрипція "coiled tubing" - колтубінг, що означає трубу, намотувану на котушку.

1. АГРЕГАТИ З ВИКОРИСТАННЯМ КОЛОН ГНУЧКИХ ТРУБ ІСТОРІЯ СТВОРЕННЯ АГРЕГАТИВ

Ідея використання колони гнучких труб (КГТ) являє собою принципово новий підхід до вирішення даної проблеми. При цьому не сама пропозиція про застосування однієї суцільної безперервної колони замість збирається з окремих труб є новаторським, а реалізація схем працездатного обладнання в підземних умовах.

Робота з безперервною колоною сталевих труб ускладнена тим, що, як відомо, діючі напруження не повинні перевищувати межі пружності. Якщо ж ця умова не дотримується, то ні про яку міцності при статичному або циклічних навантаженнях говорити не доводиться.

Реалізація схем працездатного обладнання стала можливою тільки після рішення двох технічних завдань: це створення колони гнучких труб, які мають досить високим циклічною міцністю навіть за межами пружності, і промислового обладнання, що забезпечує спуск і підйом такої колони в свердловину, а також виконання всіх необхідних технологічних операцій. У результаті вирішення цих завдань з'явилася нова технологія проведення бурових робіт і підземного ремонту свердловин на основі використання колони безперервних гнучких труб. Причому мається на увазі нова технологія виконання не спускопідйомні операцій, а всього комплексу робіт. До них належать підготовка обладнання, виконання операцій ремонту або буріння свердловини і згортання комплексу устаткування.

У 50-х роках Н.В. Богдановим було запропоновано використовувати колони гнучких труб для спуску в свердловину електропогружного відцентрового насоса. При цьому кабель, що живить занурювальний електродвигун, розташовувався всередині колони гнучких труб. Подібне рішення дозволяло не тільки прискорити процес виконання спускопідйомні операцій при зміні насоса, а й забезпечував збереження кабелю при експлуатації викривлених свердловин. Проте практична реалізація цієї пропозиції в скільки-небудь широких промислових масштабах в той час була нереальна.

Тоді ж були розроблені і доведені до практичного впровадження конструкції бурових установок із застосуванням безперервних колон гнучких труб - шлангокабелей. По суті, вони представляли собою резинометалличні рукави великого діаметру. Роботи з їх створення проводили, зокрема, фахівці Франції і нашої країни. Спільні випробування здійснювали на дослідній буровій установці, однак в силу ряду причин їх промислове впровадження не відбулося.

Тим не менше, і у нас в країні, і за кордоном продовжували розробляти обладнання подібного класу. Вже перші пробні його варіанти показали, що, незважаючи на очевидну простоту самого принципу нової технології проведення підземного ремонту, його реалізація вимагає створення машин нового типу, що раніше не існували і не мали аналогів ні в одній галузі машинобудування. Ще більшу проблему представляла розробка технології

виготовлення гнучких труб, міцність і довговічність яких відповідали б умовам їх експлуатації.

Як і будь-яке нове напрямок техніки, устаткування із застосуванням колон гнучких труб і технологія їх виробництва створювалися не на порожньому місці. До цього моменту вже існували машини для спуску в свердловину під тиском кабелю і труб. Були розроблені технології виробництва електрозварювальних труб.

У загальних рисах простежити історію створення цього виду обладнання можна на основі патентів (отриманих насамперед у США та Росії).

Стан, в якому знаходяться розробка, виготовлення і експлуатація обладнання з використанням колони гнучких труб в нашій країні традиційно як і для будь-якого нового напрямку розвитку техніки і технології. З одного боку, у нас розроблено досить багато оригінальних технічних рішень, а з іншого боку, їх впровадження у виробництво відстає на відміну від аналогічних ситуацій в зарубіжних фірмах. Накопичений останніми великий досвід в області виробництва і експлуатації устаткування подібного типу, а також вітчизняні напрацювання дозволяють зробити висновок про те, що принципово всі основні технічні питання можна вважати вирішеними.

В даний час апробовані в експлуатації різні конструктивні схеми, є достатньо велика елементна база для створення агрегатів. Крім того, розроблені та випробувані різні варіанти технологій виконання робіт з використанням агрегатів нового типу. Природно, що процес вдосконалення і конструкцій агрегатів, і реалізованих технологій буде продовжуватися.

Основні переваги ОБЛАДНАННЯ З ВИКОРИСТАННЯМ КОЛОН ГНУЧКИХ ТРУБ І ОБЛАСТЬ ЙОГО ЗАСТОСУВАННЯ

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

а) забезпечення герметичності гирла свердловини на всіх етапах виконання внутрішквужинного операцій, починаючи з підготовки комплексу ремонтного обладнання, і аж до його згортання;

б) можливість здійснення робіт в нафтових і газових свердловинах без їх попереднього глушіння;

в) відсутність необхідності освоєння і виклику припливу свердловин, в яких виконувались роботи з використанням колони гнучких труб;

г) безпеку проведення спускопідйомні операцій, так як в даному випадку не потрібно здійснювати згвинчення-розгвинчування різьбових з'єднань і переміщати насосно-компресорні труби (НКТ) на кладку;

д) значне поліпшення умов праці працівників бригад підземного ремонту при виконанні всього комплексу операцій;

е) скорочення часу при спуску і підйомі внутрішквужинного обладнання на проектну глибину;

ж) забезпечення можливості буріння, спуску забійних інструментів та приладів, а також виконання операцій підземного ремонту в горизонтальних і сильно викривлених свердловинах;

з) дотримання більш високих вимог в області екології при проведенні всіх операцій по ремонту та буріння свердловин, зокрема, за рахунок менших розмірів комплексів обладнання для цих цілей порівняно з традиційними;

і) істотний економічний ефект в результаті застосування колон гнучких труб як при ремонті, так і при проведенні бурових робіт.

Всі ці переваги нової технології реалізуються при виконанні видів робіт, зазначених у табл. 1, в якій представлені також орієнтовні обсяги проведення кожної операції по відношенню до загального обсягу всіх робіт, що виконуються за кордоном і в нашій країні.

В даний час фахівці різних фірм щороку виконують близько тисячі операцій на свердловинах з використанням колон гнучких труб.

Застосовувати КГТ почали для здійснення найбільш простих операцій при проведенні ПРС - очищення колони труб і вибоїв від піщаних пробок. При впровадженні цієї технології використовували КГТ із зовнішнім діаметром 19 мм . В даний час створені бурові установки, що працюють з колонами діаметром 114,3 мм . За допомогою КГТ з проміжними значеннями діаметрів в цьому діапазоні (19 - 114,3 мм) Можна здійснювати практично весь набір операцій підземного ремонту свердловин і буріння.

Паралельно з удосконаленням і створенням нових технологій виконання нафтопромислових робіт йшов розвиток і технології виготовлення гнучких труб, а також нафтопромислового обладнання та інструменту, що забезпечує їх застосування.

Таблиця 1.

Види робіт	Частка кожного виду робіт у загальному балансі, %	
	США і Канада	Росія
Підземний ремонт свердловин	95	100
У тому числі:		
видалення пробок		
в колоні НКТ електроцентробежного насоса	10	82,9
в засурмив установки штангового насоса	-	3,5
очищення вибою, продування свердловин азотом	50	6,7
кислотна обробка	10	1
ловильні роботи	13	1,74
цементування свердловин	5	-
картаж і перфорація	7	-
перфорація НКТ	-	2,4
Буріння горизонтальних ділянок стовбура свердловини і забурювання другого стовбура	2	-
Інші операції	3	-

Примітка. Прочерки в графах означають, що ці види робіт із

застосуванням КГТ не освоєні.

Характерною особливістю

процесу вдосконалення даної технології ведення робіт та обладнання для її реалізації є те, що освоєння цієї групи устаткування йде більш високими темпами, ніж в цілому всієї групи машин для обслуговування свердловин. Зараз можна сказати, що нафтопромислове обладнання, реалізує традиційні технології, підійшло дуже близько до межі своєї досконалості. І обладнання для реалізації технологій з використанням КГТ є "проривом", що забезпечує різке підвищення ефективності процесів ремонту і буріння свердловин, особливо при проведенні робіт на родовищах зі складними географічними і кліматичними умовами, наприклад, в Мексиканській затоці, Канаді, Північному морі, Західного Сибіру, на Алясці і узбережжі Льодовитого океану.

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

Природно, що за допомогою даного комплексу ще в певній частині не досягнуті параметри та режими робіт, які забезпечує традиційне устаткування. Однак переваги КГТ і нові технічні рішення, що сприяють їх удосконаленню, дозволяють постійно розширювати сферу застосування даного устаткування і підвищувати ефективність ведення робіт. Наприклад, використання колони гнучких труб внесло радикальні позитивні зміни в практику буріння нафтових і газових свердловин, особливо при їх закінченнях, а також в технологію виконання каротажних досліджень, робіт з розкриття пласта в сильно викривлених і горизонтальних свердловинах.

Перспективи подальшого застосування КГТ обумовлені, зокрема, такими факторами:

а) до цього часу створено обладнання, що дозволяє працювати з колонами гнучких труб практично всіх необхідних діаметрів і довжин при високих швидкостях спуску і підйому;

б) забезпечена довговічність КГТ в умовах нейтральних і корозійно-активних рідин.

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

Можна виділити основні ключові напрямки розвитку даних технологій в Росії:

а) розширення класу типорозмірів установок;

- б) підвищення технічного рівня обладнання, експлуатаційних характеристик агрегатів;
- в) розробка систем автоматизованого контролю за функціонуванням вузлів агрегатів і технологічними процесами;
- г) створення установок з довгомірними безмуфтовими трубами великого діаметра для забурювання другий стовбурів і проходки горизонтальних ділянок свердловин;
- д) забезпечення комплектності постачань;
- е) можливість сервісного обслуговування;
- ж) доступна вартість.

ОСНОВНІ ПРИНЦИПИ КОНСТРУЮВАННЯ АГРЕГАТУ

Розробка агрегату складається з декількох етапів.

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

Отримані дані є основою для виконання наступного етапу робіт - вибору відповідних конструктивних схем та опрацювання основних вузлів агрегату, що в підсумку дозволяє визначити їх габарити, вагові характеристики і потужність, необхідну для приведення їх у дію.

Подальші етапи включають попередню компоновку необхідних вузлів агрегату і вибір відповідної транспортної бази. Одночасно встановлюють тип приводного двигуна (ходової або палубний) і його характеристики.

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

Особливістю розробленої нами методики побудови параметричного ряду обладнання є відмова від створення машин з геометрично подібними кінематичними схемами. При цьому кожен тип схеми установки має цілком певну область оптимального застосування, вихід за межі якої у бік збільшення призводить до погіршення її техніко-економічних показників (прогресуючого збільшення маси і вартості), а зменшення - до зниження експлуатаційних характеристик (ускладнення обслуговування і ремонту). Тому в якості основного принципу створення ряду агрегатів із заданими параметрами прийнято проєктування окремих установок з різними принциповими схемами,

але при забезпеченні максимальної уніфікації деталей, що зношуються в процесі експлуатації.

1.4. Вимоги до конструкції агрегату

Установки з використанням колони гнучких труб слід створювати компактними і монтувати на автомобільному шасі з прохідністю, що забезпечує пересування в умовах наливних кушів і доріг без твердого покриття. Обладнання агрегату повинно працювати при температурі навколишнього середовища від -45 до $+45$ ° С і бути стійким до агресивних середовищ. Необхідно, щоб монтаж-демонтаж установки на усті свердловини проводився без залучення додаткової вантажопідйомної техніки.

Агрегат повинен забезпечувати виконання наступних технологічних операцій:

а) очищення експлуатаційних колон від гідратопарафінових пробок шляхом промивання гарячим сольовим розчином з густиною до 1200 кг / м^3 і температурою до 150 ° С;

б) видалення піщаних пробок;

в) витяг бурового розчину з свердловини;

г) ловильні роботи при капітальному ремонті свердловин (ВРХ);

д) цементування свердловин під тиском;

е) кислотні обробки під тиском;

ж) розбурювання цементу;

з) ізоляцію пластів.

Основне обладнання повинно складатися з набору блоків.

Перший блок включає:

- Котушку з колоною гнучких труб;

- Монтажне пристрій;

- Інжектор - пристрій, яке транспортує КГТ;

- Кабіну управління агрегатом;

- Насосну (компресорну) станцію для очищення гнучкої труби від технологічної рідини.

Другий блок включає:

- Ємність для технологічної рідини ($8 - 10 \text{ м}^3$), Забезпечену теплоізоляцією;

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

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

До складу **допоміжного обладнання**, яким повинна укомплектовуватися установка, входять:

- Ущільнювальний елемент гирлової гнучкої труби;

- Чотирьохсекційний противикидним превентора;

- Комплект бистроразборному маніфольда для технологічної рідини;

- Прилад, що реєструє навантаження від ваги колони труб;

- Комплект внутрішквужинного інструменту (локатори кінця труби, шарнірні відхилювача, роз'єднувач з вилучаються пристроєм, центратори колони, зворотні клапани, струменеві насадки, яси і акселератори і т.п.).

У комплект устаткування входить **інструмент**:

- Повний комплект інструмента, необхідного для виконання технологічних операцій і технічного обслуговування;

- Запасні частини, якими установка повинна бути забезпечена на три роки її експлуатації.

Необхідно, щоб конструкція агрегату відповідала вимогам техніки безпеки, що діють в нафтовій та газовій промисловості:

а) система освітлення установки повинна бути захищена від вибухів і забезпечувати освітленість на гирлі свердловини, рівню 26 лк;

б) рівень звукового тиску на робочих місцях не повинен бути вище 85 дБ;

в) майданчики, розташовані на висоті більше 1 м, повинні мати перильні огороження висотою не менш 1 м;

г) для підйому на платформу агрегату потрібні маршові сходи з перильні огорожами шириною не менше 0,75 м;

д) вихлопну систему двигунів агрегатів слід забезпечувати іскрогасниками;

е) пост управління агрегатом потрібно розміщувати з урахуванням гарної видимості робочих місць як у свердловини, так і на інших ділянках;

ж) розташування центру ваги агрегату має забезпечувати його стійке положення при переміщенні по дорогах з ухилом до 25 ° в осьовому напрямку і до 15 ° у бічному;

з) агрегат необхідно постачати електричної панеллю з виходом 220/50 В для освітлення, зарядним пристроєм і трансформатором-випрямлячем на 24 В постійного струму для підзарядки акумуляторів і аварійним освітленням.

Габаритні розміри агрегату в транспортному положенні не повинні перевищувати за висотою 4,5 м, А по ширині - 3,2 м.

1.5. Уніфікація вузлів агрегатів

Принимаемая ідеологія уніфікації вузлів і деталей машин обумовлюється серійністю їх виробництва і кількістю типорозмірів.

Тираж агрегатів, що працюють з колоною гнучких труб, в порівнянні з кількістю машин масового виробництва відносно малий. При цьому розкид параметрів окремих типорозмірів установок вельми великий. Отже, недоцільно уніфікувати їх металоконструкції, елементи шасі й інші частини, ремонт яких не запланований, а термін служби відповідає терміну служби всього агрегату.

У даній ситуації важливіше уніфікувати вузли, складні в кінематичному відношенні, складові, що забезпечують швидке перенастроювання при необхідності переходу під час роботи з одного діаметра труб на інший, а також вузли, безпосередньо не пов'язані з величиною параметрів агрегатів, наприклад, пульти керування, елементи обладнання кабін операторів і інші, а також складні комплектуючі вироби, перш за все елементи гідроприводу.

При виборі комплектуючих слід орієнтуватися на вироби, що застосовуються для агрегатів, що працюють в аналогічних умовах, до яких насамперед належать дорожні і будівельні машини, а також транспортна техніка. В даний час для них освоєна широка гамма комплектуючих виробів

гідроприводу - насоси, мотори, керуюча й регулююча апаратура, елементи гідросистем. Ці вироби мають найбільшу надійністю в порівнянні з існуючими аналогами в інших галузях. Для них створена ремонтна база, система придбання цих виробів достатньо добре відпрацьована.

Що стосується уніфікації унікальних вузлів спеціалізованого призначення, то її слід проводити насамперед для тих складових, параметри яких або взагалі неістотно залежать від їхніх характеристик, або це простежується лише на певному інтервалі. Це завдання має вирішуватися при проектуванні конкретних вузлів типу транспортерів гнучкої труби, її укладальників, елементів барабанів і ущільнень гирла.

2. Пристрій агрегатів для роботи з колоною гнуття труб

2.1. Основні типи компонувань агрегатів

До теперішнього часу сформувалося кілька визначених і відрізняються один від одного напрямів в проектуванні і виготовленні комплексів обладнання для роботи з використанням колони гнучких труб.

Операції із застосуванням КГТ:

- а) транспортні операції з доставки устаткування на місце проведення робіт;
- б) спуск і підйом колони гнучких труб;
- в) підготовка технологічної рідини, що застосовується при ремонті свердловини, - доставка рідини, її підігрів і т.д.;
- г) власне підземний ремонт - промивка пробок, збивання клапана і т.д. До цієї ж групи операцій відноситься і закачування рідини в свердловину;
- д) операції з відновлення властивостей технологічної рідини, використаної в процесі підземного ремонту, - дегазація, очищення і підігрів. При певній організації робіт ця група операцій може не виконуватися.

Всі елементи, що входять в комплекс розглянутого обладнання, виконуються мобільними. Відрізняються вони лише кількістю одиниць, що входять в комплекс, типами транспортних засобів, що використовуються для їх переміщення, і компонування основних вузлів на останніх. Така пильна увага до засобів транспортування обумовлено тим, що саме вони значною мірою визначають загальне компонування машин та їх основні показники.

Розглянемо найбільш характерні і досить добре відпрацьовані в даний час конструктивні рішення.

Комплекс обладнання, розміщений на двох спеціалізованих транспортних засобах і більше

Найбільш типовим з описуваних комплексів є обладнання фірми "Dresco". Воно являє собою два агрегати, один з яких здійснює операції з трубою, другий забезпечує подачу технологічної рідини.

Агрегат, що забезпечує роботу з КГТ (рис.1), змонтований на спеціалізованому шасі з формулою "10 '10". Воно включає два передніх і три задніх мосту, які все

є головними. У конструкції використовують серійно виготовляються мости, встановлені на раму, спеціально спроектовану для даного агрегату. Для переміщення останнього і приводу його механізмів під час роботи служить

дизельний двигун, розташований за кабіною водія. Крутний момент від двигуна передається карданним валом до роздавальної коробки, що знаходиться в середній частині рами, а від неї - до групи передніх і задніх мостів. Над двигуном змонтована кабіна управління агрегатом, яка може переміщатися вертикально по спеціальних напрямних на висоту близько 1 м.

У середній частині рами агрегату знаходиться барабан з колоною гнучких труб, на ньому змонтовано укладальник труби. У кормовій частині агрегату встановлений гідропривідні маніпулятор, передбачено місце для перевезення транспортера, превентора та інструментів. Поруч з ними розташовується котушка з гнучкими трубопроводами, що служать для з'єднання транспортера з агрегатом.

Рис.1. Агрегат для роботи з колоною гнучких труб фірми "Dresco":

1 - кабіна водія; 2 - силовий агрегат; 3 - кабіна оператора, 4 - барабан з КГТ; 5 - котушки з гнучкими шлангами; 6 - напрямна дуга; 7 - транспортер, 8 - монтажне пристрій; 9 - задня візок шасі; 10 - роздавальна коробка шасі; 11 - передня візок шасі

Останній в робочому положенні на свердловині спирається на чотири гідравлічних домкрата. Для обслуговування обладнання агрегат має зручні сходи і трапи, що дозволяють безпечно переміщатися і працювати на ньому.

Агрегат, що забезпечує нагрівання і закачування технологічної рідини, зображений на рис.2. Його устаткування змонтовано на спеціалізованому автошасі з формулою "6 '4", конструкція кабіни управління якого аналогічна застосовуваної в агрегаті для роботи з колоною гнучких труб. І так само за кабіною водія розташований двигун. Кабіна для обслуговуючого персоналу тут відсутня, а управління вузлами агрегату здійснюється зі спеціального пульта, розташованого в середній частині установки. На агрегаті є піч для нагрівання технологічної рідини, насос для закачування її в колону гнучких труб, ємність для зберігання, паливні баки і контрольно-вимірвальна апаратура.

Нагріта рідина подається від насоса до агрегату з КГТ по металевому трубопроводу, обладнаний бистроразборному сполуками.

Необхідно відзначити, що кабіни керування транспортними базами не тільки описаного устаткування, але і всіх інших імпортих агрегатів добре спроектовані. Вони зручні при керуванні машинами в дорожніх умовах і забезпечують достатній огляд в робочому положенні при установці їх на свердловинах.

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

Для повноти огляду конструкцій агрегатів слід зазначити, що існують різні варіанти розміщення комплексу обладнання на транспортному засобі та його причепі, один з яких представлений на рис.3. Вони цікаві тим, що кабіна оператора розташовується в кормовій частині за барабаном. При цьому оператор має добрий огляд гирлового обладнання, проте спостереження за процесом намотування труби на барабан утруднено.

Рис.2. Агрегат для підготовки і закачування технологічної рідини фірми "Dreco":

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

Рис.3. Розміщення комплексу обладнання на автомобільному шасі та причепі:

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

Агрегати, змонтовані на серійних автомобільних і тракторних шасі

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

Як правило, для описуваних агрегатів використовують автомобільні шасі "КамАЗ" і "УралАЗ", що володіють вантажопідйомністю не менше 12 т і мають досить довгу раму. Досить широко для монтажу нафтопромислового обладнання застосовуються автошасі "КрАЗ". Однак до їх окремим недоліків в даний час додалася і складність поставки машин та запасних частин до них, оскільки завод-виробник знаходиться в ближньому зарубіжжі.

Найбільш характерними конструкціями з використанням різних рішень є такі агрегати: КПРС, що виготовляється заводом "Рудгормаш" (рис. 4), і "Скорпіон", що випускається заводом "Брянський Арсенал" (рис. 5).

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

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

У робочому положенні агрегату на свердловині ресори задньої візки автошасі розвантажуються за допомогою двох гідравлічних домкратів.

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

У кормовій частині агрегату є ємність для зберігання технологічної рідини з теплообмінником для подачі пари, а вздовж лівого борту (по ходу автомобіля) розміщені два гвинтових насоса для нагнітання рідини. Два останніх вузла дозволяють говорити про даному агрегаті як про комплекс, що забезпечує не тільки переміщення колони гнучких труб, але і закачування технологічної рідини.

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

Рис. 4. Агрегат КПРС, що виготовляється заводом "Рудгормаш", в транспортному положенні:

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

Рис. 5. Агрегат "Скорпіон" в транспортному положенні:

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

Агрегати, змонтовані на причепах (Напівпричепах)

Монтаж устаткування агрегату на причепі (типу трейлера) дозволяє значно скоротити частку вартості транспортної бази в загальному балансі вартості агрегату, значно спростити компоновку останнього, забезпечити реалізацію необхідних параметрів при менших вагових і габаритних обмеженнях. Такі фірми, як "Dowell" (рис. 6.), "Newsco Well Service Ltd.", Застосовують подібні рішення. У цьому випадку привід агрегату здійснюють від палубного двигуна.

Рис. 6. Компонування агрегату на напівпричепі в робочому положенні на свердловині:

1 - автомобіль-буксирує; 2 - кабіна оператора; 3 - барабан з КГТ; 4 - укладальник КГТ; 5 - колона гнучких труб; 6 - напрямна дуга; 7 - транспортер, 8 - герметизатор гирла; 9 - превентора; 10 - опора транспортера ; 11 - обладнання гирла свердловини; 12 - гирло свердловини, 13 - насосна установка; 14 - рама агрегату

2.2. Вузли, що забезпечують транспортування колони гнучких труб

Одним з найбільш відповідальних вузлів агрегату є транспортер. Він повинен забезпечувати переміщення колони гнучких труб в заданому діапазоні без прослизання робочих елементів і пошкоджень зовнішньої поверхні труби і її геометрії. Необхідно, щоб транспортер при переміщенні КГТ і вгору, і вниз працював однаково надійно.

До теперішнього часу склалися два напрямки в конструюванні транспортерів - з однією і двома тяговими ланцюгами, забезпеченими плашками, взаємодіючими з колоною гнучких труб. Плашки притискаються до гнучкої трубі за допомогою гідравлічних циліндрів.

Принципова схема транспортера з двома ланцюгами наведена на рис.7, а. На корпусі 1 ліворуч і праворуч від гнучкої труби 3 розташовані дві дворядні ланцюга 5, що складаються з пластин 14 і втулок 13. Ланки ланцюгів з'єднані пальцями 15 і забезпечені плашками 16. Плашки розташовані між ланками ланцюгів (рис.7, б). Кожна плашка встановлена на двох пальцях, які один з одним з'єднані "в замок", в результаті чого їх тильні поверхні 18 утворюють безперервну площину. Кожна плашка виконана з можливістю невеликого (порядку 3 - 5 °) кутового переміщення щодо одного з пальців (верхнього) ланцюга. Це дозволяє плашками проводити самоустановку робочої поверхні 17 щодо гнучкої труби.

Рис. 7. Принципова схема транспортера з двома ланцюгами (а) і поперечне перетин його вузла плашок (б):

а, б, с, f - точки підведення рідини від вторинних регуляторів до циліндрів притиску

Тильні поверхні плашок взаємодіють з роликами 12, які не більше ніж по три штуки закріплені в каретках 11. Останні притискаються до ланцюга за допомогою гідравлічних циліндрів 10. Рідина в порожнині останніх надходить від регуляторів тиску 6, до яких попарно приєднані циліндри, що знаходяться ліворуч і праворуч від гнучкої труби. До регуляторів тиску робоча рідина гідроприводу надходить від насосної станції 7. Для забезпечення постійного співвідношення зусиль притиску плашок діаметри $d_1 - d_4$ гідроциліндрів 10 можуть бути різними.

Ланцюги з плашками перекинуті через зірочки провідні 2, 4 і напрямні 8, 9. Для забезпечення синхронності переміщення ланцюгів вали провідних зірочок кінематично пов'язані синхронізуючими шестернями (на схемі не показані). Кожна верхня зірочка через редуктор з'єднана з гідравлічним мотором (на схемі не показані), що призводить її в дію. Харчування гідромоторів здійснюється від насосної станції агрегату підземного ремонту, до складу якого входить описуваний пристрій. Конструкція осей, на яких встановлені нижні зірочки 8 і 9, передбачає можливість їх вертикального переміщення і за допомогою натяжних гідроциліндрів (на схемі не показані).

Характерні розміри каретки, плашки і ланцюги наступні: відстані між осями роликів на каретці і між осями роликів сусідніх кареток дорівнює кроку ланцюга, а довжина робочої поверхні плашки менше або дорівнює кроку ланцюга.

Робота транспортера для переміщення колони гнучких безперервних труб агрегату підземного ремонту свердловин відбувається наступним чином.

При русі труби 3 гідроциліндри 10 притискають каретки 11 з роликами 12 до тильної поверхні 18 плашок 16, а вони, у свою чергу, робочою поверхнею 17 стикаються з поверхнею гнучкої труби 3. Крутний момент від гідромоторів передається редукторами до провідних зірочкам 2 і 4, які забезпечують переміщення ланцюгів 5 і з'єднаних з ними плашок в потрібному напрямку. При русі плашок 16 ролики 12 котяться по їх тильній поверхні 18.

Геометричні співвідношення розмірів плашок і кареток забезпечують гарантоване додаток навантаження, створюваної гідроциліндром, до якої-небудь плашці в будь-якому її положенні. Заданий розмір робочої частини плашки виключає деформування поверхні труби в періоди входження в контакт з плашкою і виходу з нього.

За наявності яких-небудь дефектів гнучкої труби (наприклад, місцеве зминання, спучування, порушення правильної геометрії) відхиляється від свого нормального положення та плашка, що контактує з поверхнею труби в цій зоні.

Необхідний закон зміни тягового зусилля по довжині контакту плашок з трубою встановлюється регуляторами тиску 6 та змінами діаметрів циліндрів 10.

Принципова схема транспортера з одним ланцюгом наведена на рис. 8. У даному випадку переміщення труби здійснюється за допомогою одного ланцюга, що несе на собі шарнірно з'єднані плашки (по суті використовуються дві паралельно встановлені однорядні ланцюги, між якими розташовуються плашки). Пристрій складається з корпусу, у верхній частині якого розміщений вал провідної зірочки, а в нижній - відомою. Обертання ведучого валу забезпечується за допомогою ланцюгового редуктора, що приводиться в дію від гідромотора. Як і в раніше розглянутій схемі, в конструкції нижнього валу передбачена можливість переміщення його у вертикальному напрямку, що дозволяє регулювати натяг ланцюга. Гідравлічні циліндри знаходяться на зовнішній стороні корпусу.

Плашки, захоплюючи трубу (рис. 9), виконані таким чином, що вісь пальців ланцюгів перетинається з віссю гнучкої труби і перпендикулярна їй. Це забезпечує передачу на ланцюгу тільки вертикально спрямованих сил без ексцентриситету щодо осі кожної з них. У результаті ланцюг передає тільки розтягувальну навантаження, згинальні моменти в будь-яких площинах відсутні. Усередині корпусу кожної плашки розташовані два шарнірно закріплених захоплення, в середній частині вони забезпечені змінними плашками, взаємодіючими з трубою, а на кінці, протилежному шарніру, мають ролики. Саме вони взаємодіють з притискним пристроєм в тій зоні, де повинен бути забезпечений контакт плашок і труби. На рис. 9 плашки, що знаходяться у верхніх положеннях у зоні зірочок, показані розкритими. При підході до робочого ділянки плашки закриваються і щільно охоплюють гнучку трубу.

Рис. 8. Принципова схема транспортера з одним ланцюгом

1 - вузол розкривних плашок; 2 - провідний вал із зірочками, 3 - ланцюгова знижує передача; 4 - гідравлічні циліндри натягу ланцюгів; 5 - ведений вал із зірочками; 6 - опора транспортера; 7 - герметизатор гирла; 8 - гідромотор; 9 - корпус

Рис. 9. Поперечний перетин вузла плашок, захоплюючих трубу:

1 - вісь обертання плашок; 2 - каретка, 3, 4 - відповідно вкладиш і корпус плашки; 5 - ланцюг приводу; 6 - стопор; 7 - ролик.

2.3. ВУЗЛИ ДЛЯ ЗБЕРІГАННЯ КОЛОНИ гнучких труб

Колона гнучких труб або її частина, яка не перебуває у свердловині, розташовується на барабані, конструкція якого має вигляд циліндричної бочки, як правило, підкріпленої зсередини ребрами і обладнаної з боків ребордами або радіально розташованими стрижнями. Якщо використовують останні, то між ними найчастіше натягують металеву сітку, що виключає потрапляння між витками сторонніх предметів. Барабан обертається на валу, встановленому на підшипниках кочення. Для фіксації "мертвого" кінця гнучкої труби, намотаною на барабан, його бочка має затиски.

Діаметр останньою в залежності від діаметра гнучкої труби змінюється від 1,6 до 2 м, А ширина складає в середньому 1,8 - 2,5 м. "Мертвий" кінець гнучкої

труби з'єднується через засувку, а в ряді випадків і через зворотний клапан з каналом, просвердленим в валу барабана. Біля виходу з отвору на торці валу розміщують вертлюг, що забезпечує подачу технологічної рідини від насосів в порожнину валу і далі в колону гнучких труб.

Необхідність встановлення засувки обумовлена вимогами безпеки - у разі втрати герметичності вертлюга або трубопроводів маніфольда вона забезпечує герметичність внутрішньої порожнини колони гнучких труб, які знаходяться у свердловині, і виключає неконтрольоване витікання рідини в навколишній простір. Найбільш кращою є конструкція вузла з засувкою, а не з зворотним клапаном, оскільки з її допомогою при виникненні аварійної ситуації можна оперативно керувати процесом і зменшувати гідравлічні втрати при течії технологічної рідини.

Вузол кріплення "мертвого" кінця труби, з'єднувальні елементи і засувку розташовують у внутрішній порожнині бочки барабана. У деяких конструкціях там же розміщують і привід барабана - гідромотор і редуктор.

Конструкція барабана, яку в тому чи іншому вигляді застосовують для більшості агрегатів, наведено на рис. 10.

У комплект барабана для гнучкої труби входить і її укладальник - пристрій для забезпечення рівної укладання витків труби при її розмотуванні і намотування (рис. 11.) В даний час загальноприйнята монтувати укладальник у вигляді двухзаходної гвинта, що переміщує каретку по напрямних. Через неї пропускається гнучка труба, намотується на барабан. Гвинт приводиться в дію від вала барабана за допомогою ланцюгової передачі. Ролики каретки, направляючи гнучку трубу, з'єднуються гнучким тросом з лічильником, реєструючим глибину її спуску. Фахівці деяких фірм вважають за необхідне дублювання лічильників, встановлюючи один безпосередньо на каретці, а другий - в кабіні оператора.

Рис. 10. Конструкція барабана для зберігання колони гнучких труб:

1 - траверса; 2 - котушка для намотування КГТ; 3 - механізм укладальника; 4 - рухома каретка укладальника; 5 - стопор котушки; 6 - рама; 7 - фіксатор; 8 - привід котушки; 9 - трансмісія; 10 - кришка опори підшипника; 11 - привід механізму укладальника

Вузол, у який входить барабан, може бути нерухомо закріплений на рамі агрегату або мати вертикальну вісь, що дозволяє йому повертатися з невеликими відхиленнями (15 - 20 °), що призводить до зниження навантаження на елементи агрегату при розмотуванні або намотування витків труби, які перебувають на краях барабана. Однак у цьому випадку ускладнюються конструкції і рами, і вузла барабана.

Для забезпечення змащення поверхні труби, що направляється в свердловину, і захисту її від корозії після вилучення на поверхню проводять зрошення (змочування) труби, намотаною на барабан. Для цього уздовж нижньої частини барабана встановлюють розпилувачі, а під ним самим - збірник.

Рис. 11. Укладальник гнучкої труби: 1 - реборда; 2 - траверса; 3 - бочка барабана, 4 - рама

Рідина, приготовлену на вуглеводневій основі, на поверхню труби подає насос при обертанні барабана, її надлишки стікають з витків, намотаних на останній, до збірки і

знову надходять на прийом насоса.

Відомі конструкції, де для спрощення процесу змочування поверхні труб барабан розташовують у картері, розмір якого підбирають таким чином, щоб витки труби, що лежать на барабані, були занурені в змазує рідина. У нижній частині картера є дренажний трубопровід, службовець для зливу скупчується там води.

2.4. Система управління агрегатом

До системи управління агрегатом відносяться кабіна оператора, пульти управління основним і допоміжним обладнанням.

З огляду на складні кліматичні умови, в яких відбувається експлуатація агрегатів, а також особливості організації виконання робіт (використання вахтового методу), до кабіни оператора пред'являють досить високі вимоги:

- а) зручність робочого місця оператора;
- б) комфортні умови праці з точки зору обігріву (охолодження);
- в) хороший огляд робочої зони;
- г) зручний пульт управління.

Задоволення зазначених вимог повинна поєднуватися із забезпеченням допустимих габаритів агрегату і обмежень навантаження на колеса транспортної бази. Тому при конструюванні кабін управління слід враховувати їх розміщення в транспортному та робочому положеннях. У більшості зарубіжних агрегатів кабіна оператора, що знаходиться за кабіною водія транспортного засобу, забезпечена гідроприводом, забезпечує її вертикальне переміщення в межах 1 - 1,5 м. Відомі технічні рішення, в яких перекид кабіни в робоче положення здійснюється шляхом її повороту. І в тому, і в іншому випадках з'являється більш зручний огляд барабана з намотуванням на нього гнучкою трубою, укладальника труби і гирлового обладнання, перш за все транспортера.

На пультах управління агрегату розташовують весь комплекс контрольно-вимірювальних приладів і органів управління. До перших відносяться прилади,

що контролюють режими робіт приводного двигуна і всіх систем гідроприводу, довжину труби, спущеної в свердловину, і тиск технологічної рідини, а до других - органи управління транспортером, ущільнювачем, барабаном, укладальником труби і привідним двигуном.

Залежно від конструктивних особливостей агрегату застосовують гідравлічні або електрогідравлічні системи управління.

3. Основні вузли агрегатів, їх розрахунок і конструювання

3.1. Транспортер колони гнучких труб (інжектор)

Кінематичний розрахунок

Мета розрахунків, наведених у даному розділі, полягає у визначенні взаємозв'язку швидкості переміщення колони гнучких труб та подачі робочої рідини гідроприводу до гідромоторів транспортера.

Два гідромотора, що приводять у дію ланцюга транспортера, отримують робочу рідину від насоса того ж типу, що й кожен гідромотор.

Подача насоса

$$Q_{\phi} = q_{\text{до}} n_{\phi} K_0 / 1000,$$

де $q_{\text{к}}$ - об'єм робочої камери насоса ($q_{\text{к}} = 112 \text{ см}^3$); n_{ϕ} - фактична частота обертання вала гідромотора; коефіцієнта подачі насоса $K_0 = 0,95$.

При $n_{\phi} = 1500 \text{ об / хв}$ $Q_{\phi} = 112 \times 1500 \times 0,95 / 1000 = 159,6 \text{ л / хв}$.

Кутова швидкість обертання вала гідромотора

$$\omega_{\Gamma} = [(Q_{\phi} / 2) \rho K_{\text{м}} 1000] / 30 q_{\text{к}},$$

де $K_{\text{м}}$ - об'ємний ККД гідромотора ($K_{\text{м}} = 0,95$).

Відповідно кутова швидкість обертання зірочки інжекторного механізму

$$\omega_{\Gamma} = [(Q_{\phi} / 2) \rho K_{\text{м}} 1000] / 30 i q_{\text{до}},$$

де i - передавальне відношення редуктора транспортера.

Швидкість підйому безперервної труби

$$v = \omega_{\Gamma} R,$$

де R - радіус зірочки, яка приводить в дію ланцюг інжекторного механізму ($R = 114 \text{ мм}$).

У результаті

$$v = [R (Q_{\phi} / 2) \rho K_{\text{м}} 1000] / 30 i q_{\text{к}}.$$

Швидкість переміщення труби при номінальній частоті обертання вала приводного двигуна

$$v = [0,114 (159,6 / 2) \times 3,14 \times 0,95 \times 1000] / 30 \times 24 \times 112 = 0,336 \text{ м / с}.$$

При роботі приводного двигуна з максимальною частотою обертання $n_{\phi} = 1800 \text{ об / хв}$, подача насосів $Q_{\phi} = 191 \text{ л / хв}$ і відповідно швидкість переміщення труби $v = 0,4 \text{ м / с}$.

Визначення допустимого зусилля на плашки

Зусилля, з яким плашки впливають на трубу, однозначно пов'язане з величинами напружень, що виникають в останній. Для визначення максимально допустимого значення зусиль простежимо взаємозв'язок внутрішніх силових факторів і зовнішнього навантаження.

Для оцінки напружень, що виникають у поздовжніх перерізах гнучкої труби, стиснутої плашками, розглянемо можливі варіанти їх взаємодії, які визначають картину програми зовнішніх сил до труби.

Надалі приймемо такі припущення, які, як показує практика, достатньо обґрунтовані: плашка являє собою абсолютно жорсткий моноліт, а труба - пружне тело. При взаємодії плашок з трубою можливі три варіанти прикладення зусиль:

- а) при $R_{\text{тр.н}} < R_{\text{п}}$ виникає ситуація, зображена на рис. 12, а;
- б) при $R_{\text{тр.н}} > R_{\text{п}}$ має місце варіант, представлений на рис. 12, в;
- в) при $R_{\text{тр.н}} = R_{\text{п}}$ характерною є картина, зображена на рис. 12, б.

Тут $R_{\text{тр.н}}$ - зовнішній радіус гнучкої труби, $R_{\text{п}}$ - радіус кривизни контактної поверхні плашок.

Картини взаємодії плашки і труби, представлені на рис. 12, а, в, можуть спостерігатися не тільки при невідповідності розмірів труби і плашки, але і при деформації поперечного перерізу труби. Крім цього зустрічаються й інші варіанти програми навантаження, наприклад, несиметричний. У цьому випадку кожна з плашок по-своєму взаємодіє з трубою.

Рис. 12. Схема взаємодії плашок транспортера з гнучкою трубою: при стисненні труби: а - двома зосередженими силами, б - рівномірно розподіленим навантаженням, в - двома парами зосереджених сил

Для визначення найбільш небезпечного з точки зору міцності труби випадку взаємодії плашки з її поверхнею розглянемо внутрішні силові фактори (див. рис. 12), що виникають при різних варіантах докладання зусиль.

Додаток двох зосереджених сил. Цей випадок відповідає співвідношенню $R_{\text{тр.н}} < R_{\text{п}}$ (див. рис. 12, а). При цьому в поперечних перерізах труби з кутовою координатою j діють наступні сили:

нормальна

$$N(j) = 0,5 P \sin j;$$

поперечна

$$Q(j) = 0,5 P \cos j;$$

згинальний момент

$$M(j) = PR_{\text{тр.н}} (0,3183 - 0,5 \sin j).$$

Додаток двох пар зосереджених сил. Цей випадок відповідає співвідношенню $R_{\text{тр.н}} > R_{\text{п}}$. Тут також як координати розглядуваного перерізу прийнятий кут j .

Нормальна сила:

інтервал $0 \leq j \leq a$

$$N(j) = - (P / 2) [0,3183 \cos j (\sin^2 b - \sin^2 a)];$$

інтервал $a \leq j \leq b$

$$N(j) = - (P / 2) [0,3183 \cos j (\sin^2 b - \sin^2 a) + \sin j];$$

Інтервал $b \leq j \leq p$

$$N(j) = - (P / 2) [0,3183 \cos j (\sin^2 b - \sin^2 a)].$$

Поперечна сила:

інтервал $0 \leq j \leq a$

$$Q(j) = (- P / 2) [0,3183 \sin j (\sin^2 a - \sin^2 b)];$$

інтервал $a \leq j \leq b$

$$Q(j) = (- P / 2) [0,3183 \sin j (\sin^2 a - \sin^2 b) + \cos j];$$

інтервал $b \leq j \leq p$

$$Q(j) = (- P / 2) [0,3183 \sin j (\sin^2 a - \sin^2 b)].$$

Згинальний момент:

інтервал $0 \leq j \leq a$

$$M(j) = (PR_{\text{тр.н}} / 2) [0,3183 (b \sin b + \cos b - a \sin a - \cos a - \sin^2 a \cos j + \sin^2 b \cos j) - \sin b + \sin a];$$

інтервал $a \leq j \leq b$

$$M(j) = (PR_{\text{тр.н}} / 2) [0,3183 (b \sin b + \cos b - a \sin a - \cos a - \sin^2 a \cos j + \sin^2 b \cos j) - \sin b + \sin j];$$

інтервал $b \leq j \leq p$

$$M(j) = (PR_{\text{тр.н}} / 2) [0,3183 (b \sin b + \cos b - a \sin a - \cos a - \sin^2 a \cos j + \sin^2 b \cos j)].$$

У даному випадку навантаження труби припускають, що кожна з діючих сил дорівнює половині зусилля, прикладеного до плащі.

Додаток розподіленого навантаження. Цей випадок відповідає співвідношенню $R_{\text{тр.н}} = R_{\text{п}}$ (див. рис. 12, б). Значення j характеризує поточну кутову координату поздовжнього перерізу, в якій визначається згинальний момент, а a - половину кута охоплення труби плашкою. Силкові чинники в поперечних перерізах визначаються наступним чином.

Нормальна сила:

інтервал $0 \leq j \leq a$

$$N(j) = - qR_{\text{тр.н}} \sin^2 j;$$

інтервал $a \leq j \leq p - a$

$$N(j) = - qR_{\text{тр.н}} \sin a \sin j.$$

Поперечна сила:

інтервал $0 \leq j \leq a$

$$Q(j) = qR_{\text{тр.н}} \sin j \cos j;$$

інтервал $a \leq j \leq p - a$

$$Q(j) = qR_{\text{тр.н}} \sin a \cos j.$$

Згинальний момент:

інтервал $0 \leq j \leq a$

$$M(j) = qR_{\text{тр.н}}^2 \{ (1/p) [(0,5 a + a \sin^2 a + 1,5 \sin a \cos a) - 0,5 \sin^2 a - 0,5 \sin^2 j];$$

інтервал $a \leq j \leq p - a$

$$M(j) = qR_{\text{тр.н}}^2 \{ (1/p) [(0,5 a + a \sin^2 a) + 1,5 \sin a \cos a] - 0,5 \sin^2 a - \sin a \sin j + 0,5 \sin^2 a \}.$$

Для визначення екстремальних значень згинальних моментів в безрозмірною формі були побудовані епюри, що характеризують залежності $M(j)$ для різних умов програми навантаження. Для забезпечення можливості зіставлення одержуваних величин за формулами при розподіленому навантаженні коефіцієнт виражений через величину сили P , яка додається до плашці, і її ширину $L_i = 2R \sin a$. Тоді

$$qR^2_{тр.н} = R^2_{тр.н} P / L = R^2_{тр.н} P / 2R_{тр.н} \sin a = PR_{тр.н} / 2\sin a.$$

Звідси величини безрозмірних згинальних моментів $M_1(j)$ можуть бути представлені таким чином:

при прикладанні двох зосереджених сил

$$M_1(j) = M(j) / PR_{тр.н} = -0,3183 + 0,5 \sin j;$$

при прикладанні двох пар зосереджених сил

інтервал $0 \leq j \leq a$

$$M_1(j) = M(j) / 2PR_{тр.н} = (1/2) [0,3183 (b \sin b + \cos b - a \sin a - \cos a - \sin^2 a \cos j + \sin^2 b \cos j) - \sin b + \sin a];$$

інтервал $a \leq j \leq b$

$$M_1(j) = M(j) / 2PR_{тр.н} = (1/2) [0,3183 (b \sin b + \cos b - a \sin a - \cos a - \sin^2 a \cos j + \sin^2 b \cos j) - \sin b + \sin j];$$

інтервал $b \leq j \leq p$

$$M_1(j) = M(j) / 2PR_{тр.н} = (1/2) [0,3183 (b \sin b + \cos b - a \sin a - \cos a - \sin^2 a \cos j) + \sin^2 b \cos j];$$

при додатку розподіленого навантаження

інтервал $0 \leq j \leq a$

$$M_1(j) = M(j) / (PR_{тр.н}) = [1 / (2\sin a)] \{ (1/p) [(0,5 a + \sin^2 a + 1,5 \sin a \cos a) - 0,5 \sin^2 a - 0,5 \sin^2 j];$$

інтервал $a \leq j \leq p - a$

$$M_1(j) = M(j) / (PR_{тр.н} / 2\sin a) = [1 / (2\sin a)] \{ (1/p) [(0,5 a + \sin^2 a + 1,5 \sin a \cos a) - 0,5 \sin^2 a - \sin a \sin j + 0,5 \sin^2 a].$$

Графіки, що ілюструють зміна згинального моменту, наведено на рис. 13, 14. З них випливає, що оптимальним з точки зору мінімізації напруг, що виникають при стисканні плашкою труби і дії розподіленого навантаження, є значення кута охоплення a , близьке до 90° . Досягти такої величини з конструктивних міркувань неможливо, тому в якості максимального значення слід приймати $a = 80, 85^\circ$.

Це ж положення відноситься і до випадку дії двох пар зосереджених сил. Однак цей варіант навантаження є проміжним при переході до розподіленої навантаженні.

За умови рівності геометричних розмірів поперечних перерізів гнучких труб для трьох розглянутих варіантів взаємодії їх з плашками найбільш небезпечним буде випадок, при якому виникає максимальний за модулем згинальний момент. При проведенні розрахунків на міцність слід, в першу чергу, враховувати напруження розтягу, що підсумовуються з розтягуючою напруженнями, що виникають при дії тиску технологічної рідини.

Максимальні значення згинальних моментів для трьох розглянутих випадків представлені нижче:

Спосіб програми навантаження	Дві зосереджені	Дві пари зосереджені	Розподілена навантаження
------------------------------	-----------------	----------------------	--------------------------

.....	сили	тися	чинних	
		сил		
Максимальний згинальний момент	0,318 $PR_{тр.н}$	0,24 $PR_{тр.н}$		0,125 $PR_{тр.н}$
Координата перерізу труби j , в якій діє максимальний момент, градус	0	0		0 і 90

Рис. 13. Епюра згинальних моментів $M(j)$ в поперечному перерізі гнучкої труби, яка взаємодіє з плашками при $R_{тр.н} < R_{п.}$

1 - зосереджена сила; кут охоплення труби плашкою α , градус: 2 - 20, 3 - 40, 4 - 60, 5 - 80; j - поточна координата

Рис. 14. Епюра згинальних моментів $M(j)$ в поперечному перерізі гнучкої труби, яка взаємодіє з плашками при $R_{тр.н} > R_{п.}$

1 - зосереджена сила; кутова координата точок прикладання сил α , градус: 2 - 20, 3 - 30, 4 - 40, 5 - 60, 6 - 80; j - поточна координата

З наведених даних випливає, що найбільш кращим випадком при взаємодії труби і плашок є додаток розподіленого навантаження. Разом з тим, при дії двох зосереджених сил деформація поперечного перерізу труби призводить до збільшення площі контакту і в підсумку до передачі зусилля по всій площі плашки. Картина деформації поперечного перерізу при прикладанні двох пар зосереджених сил є більш складною. При куті α 40°, 50° вони можуть викликати сплюскування труби. Але оскільки подібні значення кутів у плашках не передбачені, дане питання як представляє суто теоретичний інтерес розглянутий не буде.

Виходячи з отриманих залежностей, може бути обчислений згинальний момент і визначені максимальні напруження, що виникають при стисненні труби плашками.

Розглянемо приклад розрахунку напружень у припущенні, що відсутній тиск технологічної рідини у внутрішній порожнині труби і на неї немає осьового навантаження.

Під дією згинального моменту в поздовжньому перетині гнучкої труби виникають нормальні напруження, максимальне значення яких визначається наступним чином:

$$s_x = M_{x1} / W_{x1},$$

де $M_{x1} = K_{нагр} P_1 R$ - максимальне значення згинального моменту, що діє в поперечному перерізі, в розрахунку на одиницю довжини труби (значення максимальних моментів і відповідних коефіцієнтів навантаження $K_{нагр}$ наведені вище); $W_{x1} = b_{тр} d_{тр}^2 / 6$ - момент опору вигину поперечного перерізу труби, що має довжину, рівну одиниці (де $d_{тр}$ - товщина стінки труби; $b_{тр}$ - ширина її поперечного перерізу, в даному випадку $b = 1$).

Моменти опору вигину для труб різної товщини мають таке значення:

Товщина стінки труби, d тр, мм	2	2,5	3	3,5	4	5
Момент опору вигину, мм ³	0,667	1,667	1,500	2,040	2,667	4,167

Максимальне зусилля, яке до одиниці довжини труби, обмежено і визначається максимально допустимими нормальними напруженнями, що виникають при вигині за межею пружності при утворенні пластичного шарніра. При розрахунку деталей транспортера і режимів його роботи максимальне стискаюче зусилля може бути встановлено з умови рівності цих напруг межі текучості:

$$s_x = s_T = M_{x1} / W_{x1} = K_{нагр} P_1 R / W_{x1}.$$

Звідси величина стискає сили P_1 , особливості програми якої до труби характеризує коефіцієнт $K_{нагр}$, може бути знайдена з виразу

$$P_1 = W_{x1} s_T / K_{нагр} R.$$

Значення максимального навантаження для найбільш поширених розмірів труб наведені нижче:

Параметри труби, мм:						
зовнішній діаметр $d_{тр.н}$	2	2	3	3	4	4
товщина стінки $d_{тр}$	5	5	3	3	4	4
Межа текучості s_T , МПа	2	2	3	3	3,5	3
Максимальна стискаюча сила P_1 , Н / мм:	4	7	4	7	4	7
зосереджена	80	00	80	00	80	00
розподілена	8	1	1	2	1	2
	7,5	27,5	51	20,2	53,9	24,4
	2	3	3	5	3	5
	22,7	24	83,4	59,2	90	70

Примітка. Межа текучості 480 МПа відповідає

маловуглецевих сталей, а 700 МПа - низьколегованих.

Наведені значення максимальної стискає сили P_1 служать вихідними даними при визначенні максимального тягового зусилля інжектора.

Визначення тягового зусилля інжектора

Максимальне тягове зусилля Q_{\max} , що забезпечується транспортером без прослизання плашок щодо гнучкої труби, визначається силою тертя, що діє між ними, тобто $Q_{\max} = F_{\text{тр}}$.

При плоских поверхнях величину сили тертя обчислюють за відомою формулою

$$F_{\text{тр}} = kP,$$

де k - коефіцієнт тертя між плашкою і гнучкою трубою; P - зусилля притиску плашки до труби.

Однак використовувати наведену залежність не можна, так як контактна поверхня має циліндричну форму.

Визначимо силу тертя, що виникає між трубою і плашкою на циліндричній поверхні контакту (рис.15).

Елементарна сила q , прикладена до майданчика dl довжиною, що дорівнює одиниці, може бути розкладена на дві складові: нормальну до поверхні труби $q_n(j)$ і розпираючий плашку $q_r(j)$. Сила $q_n(j)$ забезпечує створення сили тертя $dF_{\text{тр}}$, що діє в площині, перпендикулярної розглядався перетину. Сила $q_r(j)$ повинна бути врахована при розрахунки на міцність плашки.

Для майданчика з координатою j можна записати

$$q(j) = q / \cos j.$$

Сила тертя, створювана на цьому майданчику,

$$dF_{\text{тр}} = (q / \cos j) kdl.$$

Сила тертя, що виникає на поверхні труби одиничної довжини, відповідна кутку а охоплення її плашкою,

Так як $dl = R_{\text{тр.н}} dj$, то при підстановці отримуємо

Для однієї плашки висотою h цей вираз буде мати наступний вигляд:

$$F_{\text{тр1}} = \int_0^j (q / \cos j) kR_{\text{тр.н}} h dj.$$

У результаті перетворень отримаємо

$$F_{\text{тр1}} = qkR_{\text{тр.н}} h \int_0^j (1/\cos j) dj = qkR_{\text{тр.н}} h \ln [(1/\cos j) + \text{tg} j].$$

Після підстановки значень кута отримаємо вираз для сили тертя, створюваної плашкою на контактній поверхні при зміні кута j від нуля до максимуму,

$$F_{\text{тр1}} = qkR_{\text{тр.н}} h \ln [(1/\cos j_{\max}) + \text{tg} j_{\max}],$$

де j_{\max} - половина кута охоплення труби плашкою.

Так як кут охоплення труби плашкою становить $2j_{\max}$, то вираз буде мати вигляд

$$F_{\text{тр1}} = 2 qkR_{\text{тр.н}} h \ln [(1/\cos j_{\max}) + \text{tg} j_{\max}].$$

У практичних розрахунках зручніше обчислювати силу тертя, що забезпечується парюю плашок, притиснутих до труби з двох протилежних сторін. У результаті значення сили тертя має бути подвоєно:

$$F_{TP1} = 4 q k R_{тр.н} h \ln [(1/\cos j_{max}) + tg j_{max}].$$

Величина розподіленого навантаження q може бути визначена як

$$q = P / hb = P / R_{тр.н} h 2 \sin j_{max}.$$

Після підстановки в отримаємо

$$F_{TP1} = 2 P k \ln [(1/\cos j_{max}) + tg j_{max}] / \sin j_{max}.$$

Таким чином, криволінійний профіль плашки в формулі для визначення сили тертя може бути врахований за допомогою коефіцієнта

$$h_{\phi} = \ln [(1/\cos j_{max}) + tg j_{max}] / \sin j_{max},$$

а остаточна формула набуде традиційного вигляду:

$$F_{TP1} = 2 P k h_{\phi}.$$

Для спрощення розрахунків можна користуватися величиною коефіцієнта h_{ϕ} , залежить тільки від кута охоплення труби плашкою j_{max} :

Кут захоплення труби плашкою j_{max} , градус	20	30	40	50
.....				0
.....				
Коефіцієнт h_{ϕ}	1,0	1,0	1,1	1
.....	42	99	87	,320
Кут захоплення труби плашкою j_{max} , градус	60	70	80	85
.....				5
.....				
Коефіцієнт h_{ϕ}	1,52	1,8	2,4	3
.....	1	47	74	,143

Максимальне тягове зусилля Q_{max} , створюване транспортером при переміщенні труби, визначається сумою сил тертя, що створюються плашками, що знаходяться в контактi з поверхнею труби, тобто

$$Q_{max} = S F_{тр} n,$$

де n - число пар плашок.

Якщо зусилля притиску плашок до труби однакове, то максимальне тягове зусилля може бути розрахована за формулою

$$Q_{max} = 2 P_{max} k h_{\phi} n.$$

Величина максимального зусилля, що додається до плашці, P_{max} може бути визначена виходячи з умови міцності труби, стиснутої плашками.

При проектуванні пристроїв для переміщення труби доводиться вирішувати зворотну задачу - визначати необхідну кількість пар плашок, які можуть забезпечити заданий тягове зусилля.

Алгоритм рішення цієї задачі наступний:

а) виходячи з геометричних розмірів поперечного перерізу труби і міцнісних властивостей матеріалу, з якого вона виготовлена, визначають максимально допустиме зусилля $[P_{max}]$, яке може бути докладено до плашки;

б) за заданою величиною тягового зусилля транспортера Q_{\max} з урахуванням коефіцієнта тертя k і передбачуваного кута охоплення плашками труби встановлюють необхідну кількість пар плашок, які повинні бути притиснуті до труби одночасно.

Рішення завдання ускладнено тим, що транспортер будуть використовувати з колонами гнучких труб, виготовлених з матеріалів з різними характеристиками міцності, тому його конструкція повинна забезпечувати створення номінального тягового зусилля для різних колон.

Для задоволення цієї умови число плашок слід визначати, виходячи з умов роботи з трубою, що має мінімальні міцнісні характеристики, а розміри гідравлічних циліндрів і тиску в них, - виходячи з максимальних значень цих характеристик:

$$n = Q_{\max} / 2 P_{\max} s_{\min} k h_{\phi}$$

Розрахунок режиму роботи гідроприводу транспортера

Дві нескінченні ланцюги транспортера приводяться в дію гідромоторами типу 3102.112 через планетарні редуктори. Технічні характеристики гідромотора наступні:

Об'єм робочої камери, см ³	112
.....	
Номінальна частота обертання вала, об / хв	1500
..... ..	
Номінальна витрата рідини, л / хв	175
.....	
Номінальний перепад тиску для гідромотора, МПа	20
.....	
Максимальний тиск на вході в гідромотор, МПа	35
.....	
Крутний момент гідромотора, Н:	342
номінальний	258
.....	
страгивания	
.....	
Номінальна потужність насоса, кВт	58,4
.....	
Коефіцієнт подачі для насоса в номінальному режимі,%, не менше	95
.....	
Гидромеханічеській ККД для гідромотора в номінальному режимі,%, не менше	96
.....	
ККД в номінальному режимі,%, не менше:	91
насоса	92
.....	
гідромотора	
.....	

Маса без робочої рідини, кг, не більше 31

Зусилля, що розвивається транспортером, при роботі двох гідромоторів при їх номінальному тиску

$$P = 2 M_{\text{кр.ном}} / R,$$

де $M_{\text{кр.ном}}$ - крутний момент на валу кожної з провідних зірочок транспортера; R - радіус зірочки ($R = 114$ мм).

Момент

$$M_{\text{кр.ном}} = M_{\text{Г.М.ном}} i,$$

де $M_{\text{Г.М.ном}}$ - крутний момент, що розвивається гідромотором, при номінальному тиску, i - передавальне число редуктора, встановленого між гідромотором і зірочкою ($i = 24$).

При роботі гідромотора з перепадом тиску, що відрізняється від номінального значення, що крутить момент, що розвивається гідромотором,

$$M_{\text{Г.М}} = M_{\text{Г.М.ном}} P_{\text{Г}} / P_{\text{ном}},$$

де $P_{\text{ном}}$ - тиск, що відповідає номінальному обертовому моменту на валу гідромотора; $P_{\text{р}}$ - робочий тиск в гідроприводі.

Аналогічні залежності мають місце і для Страгивает моменту. Остаточного зусилля, що розвивається транспортером при постійному русі (при номінальному режимі роботи гідромотора),

$$P = 2 M_{\text{Г.М.ном}} i / R = 2 \times 342 \times 24 / 0,114 = 144 \text{ кН.}$$

Зусилля, що діє на гнучку трубу при страгивання,

$$P = 2 M_{\text{Г.М.стр}} i / R = 2 \times 258 \times 24 / 0,114 = 108,63 \text{ кН.}$$

3.2. Барабан (лебідка)

Визначення ємності барабана

Ємність барабана визначається його габаритами і діаметром гнучкої труби, намотуваним на нього (рис. 16, а). Габарити барабана - внутрішній $D_{\text{Б.В}}$ і зовнішній $D_{\text{Н}}$ діаметри, довжина робочої частини $L_{\text{б}}$.

При проектуванні внутрішній діаметр барабана встановлюють, виходячи з досвіду експлуатації аналогічних установок, зазвичай $D_{\text{Б.В}} = 1600$ мм для труб діаметром 25 мм, Зовнішній діаметр прийнятий з конструктивних міркувань - можливості установки барабана на конкретне автомобільне шасі - $D_{\text{Н}} = 1900$, 2400 мм, Довжина робочої частини барабана $L_{\text{б}} = 1200$ мм.

Число рядів труб, намотуваних на барабан, визначають за формулою

$$Z = (D_{\text{Н}} - D_{\text{Б.В}}) / 2 d_{\text{тр}},$$

звідки

$$Z = (1900 - 1600) / 2 \times 25 = 6.$$

Число витків труби, намотаною на барабан в одному ряду,

$$i = [L_{\text{б}} / (d_{\text{тр}} + a_{\text{с}})] - 1,$$

де $a_{\text{с}}$ - сума допуску на овальність труби і зазору між трубами ($a_{\text{с}} = 1$ мм),

звідси

$$i = [1200 / (25 + 1)] - 1 = 45.$$

Ємність барабана розраховують за формулою

$$L = \rho i Z (D_{\text{Б.В}} + d_{\text{тр}} Z) = 3,14 \times 45 \times 6 \times (1600 + 25 \times 6) = 1483 \text{ м.}$$

Маса труби, намотаною на барабан,

$$M_{\text{тр}} = Lq_{\text{тр}},$$

де $q_{\text{тр}}$ - маса 1 м труби.

Для 1 м труби при її діаметрі 25 мм і товщиною стінки 2 мм $q_{\text{тр}} = 1,435$ кг, А відповідно при 33 мм і 3 мм $q_{\text{тр}} = 2,808$ кг.

Для труб діаметрами 25 і 33 мм їх маси відповідно будуть

$$M_{\text{тр}} = 1483 \times 1,435 = 2128 \text{ кг};$$

$$M_{\text{тр}} = 1483 \times 2,808 = 4164 \text{ кг}.$$

3 3.Т руб оук лад чик М

Рис. 16. Кінематична схема барабана для намотування колони гнучких труб та їх укладальника при використанні планетарного редуктора (а) і ланцюгової передачі (б):

1 - ланцюгова передача приводу механізму укладання КГТ (Z_1, Z_2 - число зубів зірочок), 2 - каретка, 3 - ходовий гвинт; 4 - котушка; 5 - планетарний редуктор, 6 - гідравлічний мотор.

би на барабан забезпечує її щільну регулярну намотування без освіти пережимів і петель. При роботі в штатному режимі переміщення каретки укладальника має бути синхронізоване з обертанням барабана. Подібна система прийнята у всіх агрегатах, вироблених в США і Канаді (див. рис. 16).

На ряді установок роботою укладальника труби на барабан оператор управляє вручну. У таких умовах він повинен концентрувати свою увагу на приладах пульта управління, тому подібну конструкцію слід вважати не відповідає сучасному рівню розвитку устаткування даного типу.

У той же час механізм укладальника повинен забезпечувати можливість ручного коректування укладання труби, що обумовлено, наприклад, неминучим зміщенням зовнішніх витків при транспортуванні агрегату зі свердловини на свердловину, відхиленням зовнішнього діаметра від номінального через зім'яло труби, похибки її виготовлення і т.д.

Кінематична схема укладальника включає (див. рис. 16) каретку, встановлену на ходовому гвинті з кроком t , ланцюгову передачу (або передачі) з передавальним відношенням i , що забезпечує синхронізацію руху каретки і барабана. Ведена зірочка ланцюгової передачі з'єднана з ходовим гвинтом за допомогою кулачковою муфти. Ходовий гвинт також має привід від гідромотора, вал якого з'єднаний з ходовим гвинтом через редуктор.

Умова узгодження переміщення каретки і обертання барабана наступне: один оборот барабана повинен відповідати переміщенню каретки на величину, рівну діаметру гнучкої труби.

Частота обертання ходового гвинта

$$n_{\text{х.в}} = n_6 (Z_1 / Z_2),$$

де n_6 - частота обертання барабана; Z_1, Z_2 - число зубів відповідно ведучої і веденої зірочок ($Z_1 / Z_2 = i$).

Переміщення каретки по ходовому гвинту

$$s = tn_{x.b} = tn_6 Z_1 / Z_2.$$

За один оборот барабана каретка повинна переміститися на величину діаметра укладається труби, тобто $s = d_{тр}$.

Тоді

$$d_{тр} = t (Z_1 / Z_2) = ti.$$

Таким чином, кінематичні характеристики укладальника труби не залежать від ємності барабана і числа рядів труб на ньому, а визначаються тільки кроком гвинта укладальника і передавальним відношенням синхронізуючої ланцюгової передачі.

3.4. Привід

Привід включає в себе двигун, що забезпечує енергією всі системи агрегату, і трансмісію.

У залежності від параметрів агрегату прийнято використовувати наступні схеми приводів:

а) для легких установок - двигун транспортної бази, тобто ходовий двигун серійного автомобільного шасі;

б) для середніх і важких установок використовують один з двох варіантів:

- Палубний двигун при виконанні агрегату на причепі, що транспортується звичайним автомобілем-тягачем. При цьому число блоків, коли кожен змонтований на окремому причепі, а в цілому складають єдиний комплекс, може бути дорівнює двом або трьом;

- Двигун, потужність якого визначається згідно з умовою забезпечення енергією агрегату при монтажі його на спеціально спроектованому автомобільному шасі. При цьому для пересування використовують двигун агрегату. Фактично даний двигун є палубним, який застосовують в якості ходового. Як і в попередньому випадку, агрегат являє комплекс, що складається з двох-трьох автономно пересуваються пристроїв.

Найбільш простий і раціональнішою є кінематична схема легкого агрегату за умови його повної гідрофікації. Останнє дозволяє компоувати обладнання агрегату виходячи з оптимальних умов взаємного розташування його компонентів як для забезпечення функціонування агрегату на свердловині, так і для виконання вимог, що пред'являються до нього як до транспортного засобу.

При використанні стандартного автомобільного шасі кінематична схема установки включає (мал. 17) ходовий двигун 1, коробку передач 3, коробку відбору потужності 4 (всі перераховані вузли є невід'ємною частиною шасі), вал відбору потужності 5, роздатковий редуктор 4, на якому закріплені насоси гідросистеми 6 (кількість останніх визначається особливостями гідравлічної схеми агрегату), передній міст 9 і задню візок 8.

Залежно від типу шасі і конструкції агрегату кінематична схема роздаткового редуктора може бути послідовною, паралельною або комбінованою.

Послідовна схема передбачає передачу енергії від веденого вала послідовно через усі ступені зубчастої передачі. У цьому випадку перша ступінь передає повну потужність, а кожна наступна - частина її, за винятком відібраної на попередньому валу. *Паралельна схема* припускає надходження енергії від

одного провідного вала до декількох веденим. При цьому кожна пара шестерень передає тільки ту енергію, яка необхідна для обертання веденим валом з'єднаних з ним насосів. *Комбінована схема* заснована на спільному використанні двох попередніх варіантів.

Застосування тієї чи іншої схеми встановлюється перш за все по наявності вільного місця на шасі транспортної бази і можливої конфігурації роздаткового редуктора. З точки зору досягнення необхідних вагових параметрів та показників надійності найкращою є схема з паралельними потоками енергії, оскільки вона дозволяє забезпечувати найбільш сприятливий режим навантаження основних деталей редуктора.

Потужність, що передається до гідроприводу установки, залежить від здійснюваних ним функцій при виконанні конкретних операцій.

Рис. 17. Кінематична схема агрегату ПРС легкого типу: 1 - ходовий двигун автомобільного шасі; 2 - насос масляний, що входить до складу силового агрегату шасі, 3 - коробка зміни передач шасі, 4 - коробка відбору потужності; 5 - карданний вал відбору потужності; 6 - насос гідросистеми агрегату; 7 - роздатковий редуктор, 8 - задня візок шасі; 9 - передній міст шасі.

Допоміжні операції полягають у приведенні в дію гідравлічних домкратів агрегату і приводу вантажозахоплювальних пристроїв, що працюють при розгортанні і згортанні установки.

До основних операцій відносяться наступні.

Переміщення колони гнучких труб. Можна виділити кілька основних режимів при переміщенні труб, наприклад, їх рух з максимальною і мінімальною швидкістю, які відрізняються в 10 - 15 разів і відповідно визначають величини необхідних потужностей. За затрачуваної потужності слід виділити рух колони вниз і вгору. У першому випадку необхідний тиск робочої рідини, що визначається настройкою гальмівного клапана, мінімально. Крім того, в процесі спуску труб транспортер повинен забезпечити зусилля, необхідне для розмотування труби з барабана і переміщення її через укладальник і канал транспортування. При цьому необхідна потужність мінімальна і її в загальному балансі можна приймати рівною нулю. Максимальне зусилля при переміщенні труб буде мати місце при ході вгору і визначатися вагою колони труб і силами тертя.

Відзначимо, що термін "максимальне зусилля" не означає максимального зусилля, на яке розрахований транспортер і яке він має забезпечувати при виникненні аварійної ситуації. До останньої слід віднести випадок прихвата колон гнучких труб. При виникненні подібної ситуації переміщення останньої здійснюється на мінімальній швидкості.

Намотування (розмотування) труби на барабан. При намотуванні труби на барабан привід повинен забезпечувати його обертання з обертовим моментом, необхідним для деформування труби в процесі її проведення по всій довжині каналу. Величина цього моменту залежить від діаметру, товщини

стілки і міцнісних властивостей гнучкої труби, але на неї не впливає швидкість підйому КГТ.

Частота обертання барабана визначається швидкістю переміщення труби транспортером. При проведенні розрахунків слід враховувати її максимальну величину.

При спуску труби в свердловину і змотуванні її з барабана привід не витрачає енергію на ці процеси. Барабан розкручується за рахунок натягнення труби, створюваного транспортером.

Нагнітання технологічної рідини в колону гнучких труб. При спуску і підйомі колони, а також виконання технологічних операцій з видалення пробок або бурінні в колону подається технологічна рідина. Незалежно від довжини колони, спущеної в свердловину, гідродинамічні втрати в колоні постійні і визначаються її довжиною. Впливом кривизни труб, намотаних на барабан, при проведенні більшості розрахунків можна знехтувати. При проведенні технологічних операцій насос, що подає рідину, повинен долати ще й перепад тиску на забійній двигуні або на гідромоніторний насадці.

Підйом і спуск колони можна виконувати не при максимальній подачі технологічної рідини, а при деякому мінімально можливому її значенні, що забезпечує безпечне виконання робіт. Тому при розрахунках приймають і мінімальну, і максимальну величини подачі.

Для визначення необхідної потужності приводного двигуна даний порівняльний аналіз потужностей, споживаних основними вузлами агрегату, при виконанні різних технологічних операцій, якісні оцінки яких наведено нижче:

Комплектуючі агрегату	вузли	Транспортер	Барабан	Насоси технологічної рідини
Параметри вузлів	P	v	M	v p_n Q_n
		б	б	
Режим роботи агрегату:				
У тому числі:				
спуск колони до робочої зони	n	mi ax	m in	m ax min n mi
технологічні операції:				
видалення пробок піщаної	n	mi n	mi in	m in x ma x
гідратної	n	mi n	mi in	m in x ma x
розбурювання	n	mi n	mi in	m in x ma x
буріння свердловин	ax	m n	mi in	m in x ma x
ходіння колони при прихопі	ax	m ax	m ax	m in x ma x
витяг колони труб поверхню	ax	m ax	m ax	m ax x ma x

Потужність приводного двигуна необхідно визначати в залежності від конкретних значень параметрів агрегату та номенклатури технологічних операцій, виконуваних ним. Як показано вище, параметричний ряд агрегатів підземного ремонту свердловин, що працюють з колоною гнучких труб, повинен складатися з трьох-чотирьох типорозмірів. Зроблені розрахунки дозволили визначити потужності, необхідні для виконання операцій при різних параметрах агрегатів. Їх результати представлені на спеціальній гістограмі, з якої випливає, що у разі використання стандартної транспортної бази - автомобільного шасі вантажопідйомністю 12 - 16 т, що серійно випускається промисловістю, з потужністю двигуна 130 - 180 кВт максимальний діаметр колони труб складає 33 мм, А довжина - 2000 м.

За допомогою транспортної бази такого агрегату можна забезпечити виконання всіх необхідних технологічних операцій.

Для створення потужних агрегатів необхідні технічні рішення, що базуються на застосуванні яких спеціальних транспортних засобів, або причепів, обладнаних палубними двигунами.

4. Колона гнучких труб

4.1. Світовий досвід застосування колон гнучких труб

Вперше масове використання гнучких труб великої довжини було здійснено під час проведення операції по форсуванню Ла-Маншу при висадці союзних військ у Франції під час другої світової війни. Для забезпечення постачання військ паливом було розгорнуто 23 нитки трубопроводів по дну протоки: 6 трубопроводів були сталевими з внутрішнім діаметром 76,2 мм, А решта мали композиційну конструкцію - всередині шар зі свинцю, зовні сталева оплітка. Укладання сталевих трубопроводів проводили з плавучих котушок діаметром порядку 12 м. На них були намотані секції трубопроводів довжиною 1220 м. Кожна секція, у свою чергу, складалася із зварених встик труб довжиною 6,1 м.

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

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

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

Незабаром фахівці цієї ж фірми виготовили колону бурильних труб діаметром 60,3 з алюмінію. Роботи зі створення труб подібної конструкції були припинені через їх низьку міцності, при якій спуск на глибину колони можливий лише до 900 м.

Основна увага виробників труб було зосереджено на відпрацьовуванні технології, яка могла б забезпечити якомога більшу довжину окремих батогів і таким чином скоротити число поперечних стиків, а також на вдосконаленні конструкції самого стику.

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

До 1991 р. глибина спуску КГТ збільшилася до 5200 м, а в 1995 р. було розпочато випуск труб із зовнішнім діаметром 114,3 мм.

4.2. Матеріали, застосовувані для виготовлення колони

В даний час більшість гнучких труб виготовляють зі сталі звичайної маловуглецевої, низьколегованої і нержавіючої. Невелика кількість труб виробляють і з інших металів, наприклад, сплавів титану.

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

Хімічний елемент	C	Mn	P	S	Зміст елемента, %
	0,1-0,15	0,6-0,9	Не більше 0,03	Не більше 0,005	

Ця сталь характеризується наступними міцнісними та деформаційними показниками:

Межа плинності (мінімальний), МПа.	80
Межа міцності при розтягуванні (мінімальний), МПа	50
Подовження при руйнуванні, %	0
Твердість, НRс	2

Поліпшення показників міцності труби може бути досягнуто за рахунок використання високоміцних низьколегованих сталей, які піддаються термообробці, що включає загартування і відпуск. Хімічний склад сталей

відрізняється підвищеним вмістом хрому і молібдену, які забезпечують здатність сталі приймати загартування.

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

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

Однак їхнім недоліком є складність ремонту в промислових умовах, так як виконання зварювальних робіт призводить до місцевого відпуску та зниження межі текучості до 550 МПа. Як приклад використання нержавіючої сталі для виготовлення труб можна привести сталь 08X18H10T (ГОСТ 5632-72).

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

Сплави титану мають такі механічні властивості:

Сплав	"2"	"12"	"Бе та-С"	4.3. Технологія виготовлення гнучкої труби
Межа плинності (мінімальний), МПа.	280	480	970	В даний час найбільш великими виробниками гнучких труб за кордоном є такі компанії: "Precision Tube Technology", "Quality Tubing Inc.", "Southwestern Pipe Inc."
Межа міцності при розтягуванні (мінімальний), МПа	345	550	103	
Подовження при руйнуванні, %	20	18	12	

У 1989 р . у виробництво було впроваджено цельнопрокатние труби з мінімальною кількістю поперечних швів. У результаті дефекти, пов'язані з утворенням норниць, скоротилися до мінімуму.

Наприклад, компанія "Quality Tubing Inc." контролює якість кожного зварного шва, присвоює йому відповідний ідентифікаційний номер і в разі втрати герметичності виплачує страхову суму для усунення дефекту.

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

а) спочатку з рулонів тонколистової сталі необхідної товщини вирізують безперервні стрічки, ширина яких відповідає довжині кола твірної готової труби. Довжина смуг визначається можливостями прокатних станів виробників аркуша. Для США вона відповідає 570 м, Для Японії - 900 - 1000 м ;

б) окремі стрічки зварюють встик, причому листи з'єднують або навскоси, або "ласточкиним хвостом". Шви зачищають, поверхню обробляють механічно і термічно. Після цього якість зварювальних швів перевіряють за допомогою дефектоскопії;

в) отриману сталеву стрічку направляють в трубопрокатний стан, де вона проходить між валками, що формують з неї трубу. Для з'єднання крайок останньої застосовують ковальську зварювання в атмосфері інертного газу -

кромки труби нагрівають за допомогою індуктора, а потім притискують один до одного валками;

г) із зовнішньої поверхні труби механічним способом видаляють зварювальний грат і зачищають стик;

д) зону зварювального шва піддають відпустці і подальшого охолодження;

е) перевіряють якість шва;

ж) трубу пропускають через калібрувальний стан і піддають остаточній термообробці - середньому відпустці з наступним охолодженням на повітрі і у ванні.

У результаті виконання зазначених операцій відбувається утворення перлітової і феритової структури металу.

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

Особливості технології виготовлення труби з низьколегованої сталі полягають в тому, що після калібрування колону піддають гарту і подальшого відпуску. В результаті матеріал набуває мартенситну структуру.

4.4. Механізм руйнування гнучких труб та основні результати їх експлуатації

В даний час не дивлячись на великий обсяг накопиченої інформації про роботу КГТ відсутня загальна теорія, що пояснює механізм їх руйнування в процесі експлуатації. Наявність подібної теорії необхідно для правильної оцінки ресурсу труб і можливостей прогнозування їх довговічності в промислових умовах.

При нормальній роботі КГТ, відсутності заводського браку і позаштатних ситуацій при експлуатації їх довговічність визначається кількістю циклів спуску-підйому до втрати герметичності. До параметрів режиму їх роботи слід віднести мінімальний діаметр барабана D_6 або напрямних, на яких відбувається вигин труб, тиск технологічної рідини $p_{ж}$ в трубі, її діаметр $d_{тр}$ і товщину стінки $d_{тр}$, а також максимальну глибину спуску КГТ. Крім того, на довговічність труби впливають умови роботи та її стан. До них належать наявність механічних пошкоджень і корозія. Однак вони носять випадковий характер і в даній роботі не розглядаються.

Аналіз перелічених параметрів відразу приводить до висновку про складність їх опису, реєстрації та аналізу. Це пояснюється і унікальністю режимів ведення робіт на кожній свердловині, і різноманіттям варіантів навантаження КГТ навіть при проведенні одного підземного ремонту свердловини. Крім того, в суто технічному плані складність представляє реєстрація умов роботи труби в процесі проведення всього комплексу операцій - спуск колони, виконання технологічних операцій і її підйому. Наприклад, навіть така проста в технологічному відношенні операція, як промивка свердловини, супроводжується періодичною зупинкою КГТ, піднесенням її на невелику величину, повторним спуском і т.д. При цьому змінюються тиск технологічної рідини, що прокачується через труби, температури навколишнього середовища та рідини і т.д. Істотний вплив на цікаві показники надають також термін і умови зберігання труби до введення її в експлуатацію.

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

Складність створення такої теорії визначається перш за все тим, що в даний час відсутні методики розрахунку деталей в умовах малоциклического навантаження, матеріал яких працює за межею пружності, тому що в подібних умовах навантаження не працює жодна з деталей, що використовуються в галузях цивільного і військового машинобудування.

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

При деформації труби в точках, найбільш віддалених від нейтральної лінії вигину, виникають максимальні напруги. При певному співвідношенні зовнішнього діаметра труби і радіуса її вигину напруги можуть перевищити межу пружності.

Радіус вигину, відповідний переходу матеріалу труби з пружного стану у пластичний, визначається за формулою

$$R = Ed_{tr} / 2s_{tr}$$

де E - модуль пружності матеріалу труби.

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

Зовнішній діаметр КГТ, мм	1	2	3	3	4	ε овні0091 шні , , 4 й 83 діа мет р КГ Т, мм Г адіу0294 с , , , , виг 9826 ину 81 (мін іма льн ий), м
Радіус вигину (мінімальний), м	9,1	5,4	1,8	8,1	4,5	
	3,	5,	6,	8,	9,	
	97	49	71	24	46	

З опису конструкцій агрегатів та їх основних вузлів, очевидно, впливає, що при існуючих габаритах установок і реальних розмірах деталей і вузлів тракту, по якому проходить гнучка труба, радіуси її вигину набагато менше наведених вище, і тому, виникнення пластичних деформацій неминуче. З урахуванням цього і будемо розглядати питання міцності гнучкої труби відповідно до теорії пластичності, оскільки напруги, що діють в небезпечному перерізі, перевищують межу пропорційності.

Процес роботи матеріалу КГТ протягом усього терміну служби виробу можна охарактеризувати за допомогою графіків, наведених на рис. 18.

Рис. 18. Діаграми деформування матеріалу КГТ в процесі їх експлуатації:

а - видозміна діаграми розтягування матеріалу в процесі експлуатації труби; 1 - вихідна діаграма; 2 - 4 - діаграми, що відповідають різним стадіям накопичення втоми матеріалом труби; 5 - діаграма, що відображає момент руйнування труби; $s_{в1} - s_{в4}$ - межі міцності матеріалу труби, відповідають різним стадіям; $s_{вmax}$ - межа міцності матеріалу труби, що відображає момент її руйнування; Ds - різниця між межами міцності і текучості; $s_{п}$ - межа пропорційності матеріалу труби; $e_{ф}$ - максимальна величина деформацій, що має місце при руйнуванні труби; б - напружений стан матеріалу труби в зонах пластичного деформування при її розмотуванні і намотування на барабан, в - те ж, у небезпечному перерізі в точці підвісу труби; нормальні напруги: $s_{т}$ - тангенціальні, зумовлені тиском технологічної рідини в трубах, s_{z} - осьові, зумовлені осьовим навантаженням на трубу і внутрішнім тиском; t - дотичні напруження, що виникають в результаті реактивного крутного моменту при роботі вибійного двигуна

На початку експлуатації труби міцнісні і деформаційні властивості матеріалу відповідають кривій 1, що представляє по суті діаграму ідеально пластичного матеріалу. При цьому напруги, що виникають при пластичному деформуванні труби в період її взаємодії з барабаном, визначаються суто геометричними параметрами

$$s_i = Ed_{тр} / D_{б}$$

Цією деформації відповідають напруги s_a в точці a , які можна вважати рівними межі плинності матеріалу нової труби $s_{т0}$. При дії внутрішнього тиску

технологічної рідини і поздовжнього зусилля натягу труби в поздовжніх і поперечних перерізах виникають такі нормальні напруги:

$$\text{меридіональні } s_m = p_{\text{ж}} D_{\delta} / 4d_{\text{тр}};$$

$$\text{тангенціальні } s_t = p_{\text{ж}} D_{\delta} / 2d_{\text{тр}};$$

$$\text{поздовжні } s_{\text{п}} = P_{\text{пр}} / F_{\text{тр}};$$

$$\text{радіальні } s_r = -P_{\text{ж}};$$

де $F_{\text{тр}}$ - площа поперечного перерізу труби; $P_{\text{пр}}$ - зусилля, розтягує трубу.

Величиною останніх можна знехтувати, оскільки вони на порядок менше від інших напруг. Таким чином, напружений стан труб будемо вважати плоским.

Зазначені напруги діють на головних майданчиках, які збігаються з поздовжнім і поперечним перерізами труби, так як дотичні напруги тут відсутні.

Для розрахунків на міцність при складному напруженому стані труби, виготовленої з пластичного матеріалу, найкращим чином підходить енергетична теорія Хубера-Мізеса. Сутність цієї теорії полягає в тому, що як критерій міцності матеріалу, що знаходиться в складному напруженому стані, може бути прийнята величина накопиченого питомої енергії деформації зміни форми. У технічній літературі ця теорія іноді називається четвертою. Еквівалентні напруги $s_{\text{екв}}$ в даному випадку визначаються, виходячи з величин головних напружень s_1, s_2, s_3 , наступним чином:

$$s_{\text{екв}} = \{0,5 [(s_1 - s_2)^2 + (s_2 - s_3)^2 + (s_3 - s_1)^2]\}^{1/2}.$$

Цю теорію для розрахунків на міцність в основному використовують фахівці американських і канадських фірм, що виробляють гнучкі труби.

З урахуванням положень теорії пластичності визначимо величину еквівалентних напружень, використовуючи цю теорію як найбільш зручну для опису процесів утворення пластичних деформацій,

$$s_{\text{екв}} = 2^{-1/2} [(s_1 - s_2)^2 + (s_2 - s_3)^2 + (s_3 - s_1)^2]^{1/2}.$$

Тут

$$s_1 = s_i + s_t + s_{\text{п}} = Ed_{\text{тр}} / D_{\delta} + p_{\text{ж}} D_{\delta} / 2d_{\text{тр}} + P_{\text{пр}} / F_{\text{тр}};$$

$$s_2 = s_m = p_{\text{ж}} D_{\delta} / 4d_{\text{тр}};$$

$$s_3 = 0.$$

При цьому абсолютний запас міцності, виражений в напруженнях, а не в коефіцієнті запасу міцності за її межі, може бути визначений як

$$Ds_1 = S_{\text{вл}} - s_{\text{екв}}.$$

Процес утворення тріщин в матеріалах труби починається в тому випадку, якщо Ds_1 наближається до нуля.

Для гнучкої труби в початковий період експлуатації значення Ds_1 досить велике, та дію внутрішнього тиску технологічної рідини не приводить до утворення тріщин.

У міру експлуатації гнучкої труби вона піддається циклічним навантаженням і відбувається наклеп на межкристаллических рівні. При цьому збільшуються твердість і відповідно міцнісні показники. У процесі накопичення наклепу пластичні властивості матеріалу погіршуються, протяжність площадки плинності скорочується, а значення вторинного модуля пружності збільшується. Цей процес добре відображається на графіку функції, положення якого змінюється від горизонтального до похилого. На рис. 18 наведено сімейство

ліній (1 - 5), що відповідають різним стадіям навантаження гнучкої труби і відповідно до різних ступенях ефекту наклепу.

Процес зміцнення матеріалу супроводжується переміщенням крапки a по вертикалі, абсциса якої ϵ_{ϕ} відповідає величині деформацій при вигині труби під час намотування її на барабан. При цьому величина $Ds_i = s_{vi} - s_{екв}$ весь час зменшується. Це обумовлено тим, що в процесі охрупчівання s_{vi} росте повільніше, ніж s_t . Врешті-решт настає момент, коли нормальні напруги, що виникають при пластичному деформуванні труби з утворенням деформацій ϵ_{ϕ} , стають рівними або близькими до межі міцності s_{vi} . При цьому наявність навіть незначного тиску в трубах призводить до утворення мікротріщин, які поступово поширюються в глиб стінки труби. Ці тріщини, на нашу думку, повинні розташовуватися в її поперечній площині, що збігається з майданчиками, на яких діють максимальні головні напруження.

Зі сказаного випливає, що неприпустимо використовувати плашки транспортерів з насічкою, оскільки остання провокує утворення мікротріщин на поверхні гнучкої труби.

Для кількісної оцінки числа циклів, витримує гнучкою трубою при її пластичній деформації і дії внутрішнього тиску, необхідно знати закономірності зміни характеристик міцності матеріалу в залежності від кількості циклів навантаження. Подібних даних в узагальненому вигляді в даний час не існує.

Якщо такі залежності будуть отримані, то їх можна використовувати в практичних розрахунках для оцінки максимального тиску рідини, яке повинно бути забезпечене для нової труби, міцнісні показники якої відомі.

Описаний механізм руйнування гнучкої труби в процесі її експлуатації досить добре узгоджується з даними американських і канадських фірм.

Вважають, що основними факторами, що визначають довговічність труби, є радіус її вигину і тиск технологічної рідини. Причому останнє в певному діапазоні значень відіграє вирішальну роль.

Наприклад, в результаті експериментальних досліджень, виконаних фахівцями фірми "Southwestern Pipe Inc.", При випробуваннях труби з зовнішнім діаметром 31,8 мм і товщиною стінки 2,2 мм, виготовленої із сталі з межею текучості 480 МПа, і циклічному вигині по радіусу 1,83 м отримані такі дані. При тиску рідини в трубі 17,2 МПа руйнування сталося через 500 подвійних циклів навантаження (зігнути-розігнути) при збільшенні зовнішнього діаметра до 33 мм, А при тиску 34,5 МПа - через 150 подвійних циклів при збільшенні діаметру до 35 мм.

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

Рис. 19. Вплив внутрішнього тиску технологічної рідини на довговічність гнучкої труби:
1 - число циклів вигину труб; 2 - число виконаних спусків-підйомів колони

Результати випробувань, проведених фахівцями фірми "Bowen Tools, Inc.", Наступні (рис. 19): за відсутності тиску труби, виготовлені з матеріалу з межею пружності 70 МПа, витримують 200 циклів навантаження, а при внутрішньому тиску 35 МПа в тих же умовах - 40 циклів. Крім того, істотний вплив на довговічність надає товщина стінки труби, що підтверджується матеріалами фірми "Bowen Tools, Inc.", Фахівці якої ввели одиницю навантаження колони труб - один цикл тиску [Pressure Cycle Unit (PCU)], що є величиною, еквівалентній одному повного циклу спуску і підйому колони при внутрішньому тиску 14 МПа.

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

Фахівці різних фірм приводять різні описи картини руйнування гнучкої труби. Так, на фірмі "Bowen Tools, Inc." вважають, що місцем, де починається руйнація, є внутрішня (або нижня) сторона труби. У цій зоні напруги, викликані пластичною деформацією, мають негативне значення.

Фахівці всіх організацій, що експлуатують установки, сходяться на думці, що характер руйнування труби при її правильної експлуатації - втомний. Механізм руйнування труби складається з наступних етапів:

- а) утворення мікротріщин;
- б) подальшого зростання однієї з них до макроразмерів;
- в) "раптового" обриву труби.

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

Існують і інші версії механізму руйнування труби, які, втім, не пояснюють появи вихідної мікротріщини. Так, фахівці фірми "Bowen Tools, Inc." вважають, що основним є гідроклинові ефект, який полягає в тому, що при відкриванні тріщина заповнюється технологічної рідиною. При взаємодії з криволінійної напрямної і барабаном рідина, що потрапила в тріщину, закривається в обсязі металу і при стисканні діє подібно клину, розколюючи трубу. Цю ж теорію підтверджують і інші дослідники. При цьому, однак, не ясно, як виникає вихідна мікротріщина.

Графіки, що характеризують напрацювання гнучкої труби з зовнішнім діаметром 25 мм і товщиною стінки 2,2 мм в залежності від величини внутрішнього тиску, наведені на рис.19.

За даними Е. Дж. Уолкер, розвиток тріщин починається на поверхні труби, їх напрямок перпендикулярно утворюючим труби. Більшість тріщин виникає в результаті поверхневих дефектів труби. У поздовжньому напрямку по зварному

шву їх наявності не виявлено. За результатами випробувань при тиску порядку 7 МПа колона діаметром 45,3 мм витримує 157 циклів спуску-підйому, а при тиску 17,2 МПа - тільки 17.

Складність аналітичного розрахунку гнучких труб на міцність посилюється ще й погано передбачуваним їх поведінкою в свердловині. Так, в результаті малої жорсткості труб і наявності стискаючих навантажень, обумовлених силами тертя і реактивними силами, що виникають при роботі інструмента, виникає поздовжній вигин колони. Через те, що втрата стійкості відбувається в обмеженому обсязі свердловини (при першій критичному навантаженні по Ейлера), на першому етапі геометрична форма осі труби змінюється від прямолінійної або зігнутої з великим радіусом кривизни, до синусоїдальної. Якщо поздовжня стискаюча сила стає більше значення першої критичної навантаження, вісь труби приймає гвинтову форму.

В останньому випадку різко зростають зусилля тертя гнучкої труби об стінки каналу, в якому вона розташовується. При досягненні певної межі поздовжнього навантаження переміщення колони гнучких труб стає неможливим. Цей процес супроводжується зростанням стискаючих напруг.

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

4.5. Шляхи підвищення надійності колони гнучких труб

Підвищення довговічності колони гнучких труб забезпечується двома шляхами - поліпшенням якості їхнього виробництва і грамотної експлуатацією при проведенні робіт.

Під грамотної експлуатацією КГТ мається на увазі ведення обліку режимів експлуатації окремих ділянок колони, зокрема фіксування в документах числа циклів "розмотування-намотування" для кожного інтервалу колони. У найкращому випадку передбачається також реєструвати значення внутрішнього тиску, при якому була здійснена напруження цього числа циклів. Коли останній показник не вдається відстежити з достатньою точністю, вважають, що тиск рідини було максимальним.

Весь комплекс цих заходів найбільш доцільно здійснювати з використанням ЕОМ.

Періодично необхідно обробляти отримані дані, визначаючи найбільш небезпечні ділянки. Їх слід видаляти, якщо потрібно вставляти новий шматок труби.

Оскільки основними факторами, що впливають на довговічність колони труб, є величина тиску рідини і число спусків-підйомів, то при проведенні операцій, під час яких необхідно періодично переміщати колону в межах оброблюваного інтервалу, доцільно перед спуском або підйомом труб знизити тиск в них до мінімально можливого. Зменшення тиску до 7 МПа, як уже зазначалося, призводить до істотного збільшення довговічності колони.

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

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

4.6. Характеристики гнучких труб

В даний час фірмами США і Канади освоєний випуск колон гнучких труб з наступними характеристиками:

Зовнішній діаметр,	2	25,4	31,8	38,1
мм	2,2			
Товщина стінки,	2	1,7-	1,9-4	2,4-4
мм	,2	2,8		
Маса 1 м , Кг	1	1,02-	1,4-	2,12-
	,09	1,54	2,73	33,3
Допустиме	€	58,8-	83,4-	127,
розтягуюче	зусилля,	5,5	92,8	162,5
кН				7-199,3
Випробувальний	7	48,6-	43,9-	46,8-
тиск, МПа	3,2	74,9	91,4	76,2
Зовнішній діаметр,	44,5	50,8	60,3	
мм				
Товщина стінки,	2,8-4	2,8-4	3,2-4	
мм				
Маса 1 м , Кг	2,84-	3,2-4,6	4,5-5,5	
	3,95			
Допустиме	170,5-	19,6-	26,5-	
розтягуюче	зусилля,	236,2	27,3	32,8
кН				
Випробувальний	45,9-	40,2-	38,4-	
тиск, МПа	65,3	57,1	48,1	

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

Геометричні параметри:

зовнішній діаметр, мм	33
	+0,5
товщина стінки, мм	2,5
	+0,25
довжина в бухті, м	180
	0

Міцнісні і деформаційні характеристики:

межа міцності, МПа, не менше	656
------------------------------	-----

межа текучості, МПа, не менше	500
подовження, %, не менше	33,
	9
руйнівне навантаження зразка з кільцевим швом без внутрішнього тиску, кН, не менше	155
робоче внутрішній тиск, МПа	31,
	5

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

Марка сталі	2	С	08Г	08Г2	10Г
	0 0	т. 2	20Ф	0Ф6	МФ
Межа текучості, МПа	: 10 50	2 20	2 400	2 420	2 400
Межа міцності, МПа	: 40 20	4 30	3 550	3 570	3 550
Відносне подовження, %	: 1 1	2 4	2 22	2 22	2 22

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

Діаметр труби, мм:				
умовний	20	25	26	33
зовнішній	20	25	26,8	33,5
Товщина стінки, мм	2;	2,5;	2,8;	2,8;
	2,5; 2,8	3	3,2	3,2
Випробувальний тиск, МПа, для мінімальної товщини стінки при марках сталі:				
20	56	56	60	45
10ГМФ	90	90	95	83
Діаметр труби, мм:				
умовний	42	48	60	73
зовнішній	42,3	48	60	73
Товщина стінки, мм	3,2	3;	3,5;	3,5;
		3,5	4	4
Випробувальний тиск, МПа, для мінімальної товщини стінки при марках сталі:				
20	40	32	30	24
10ГМФ	64	53	48	38

Однією з основних завдань, що стоять перед вітчизняними виробниками труб, є збільшення їх довговічності при малоциклическом навантаженні з утворенням пластичних деформацій.

5. Бурові роботи з використанням колони

гнуття труб**5.1. Особливості проведення****бурових робіт**

Колони гнучких труб при бурінні застосовують для:

а) буріння нових неглибоких свердловин до 1800 м з діаметром стовбура до 216 мм ;

б) забурювання другого або декількох стовбурів, які можуть бути вертикальними. Проте найбільший ефект досягається при бурінні похило-спрямованих і горизонтальних відводів від основного стовбура. Колона гнучких труб забезпечує набір кривизни до $10^\circ / 10$ м. Прохідність за допомогою КГТ горизонтальних ділянок у 1993 - 1995 рр.. перевищувала 300 м при діаметрі колони 50,8 мм , А до теперішнього часу вона збільшена до 500 - 600 м при діаметрах 60,3 і 73 мм і в перспективі буде доведена до 1000 м ;

в) повторного розтину пластів при поглибленні свердловини;

г) буріння частини стовбура свердловини із забезпеченням режиму депресії на вибої.

Усі зазначені операції можна виконувати без глушіння свердловини, через стовбур якої ведуться роботи, навіть в режимі депресії на вибої. Досягається це при мінімальному погіршенні колекторських властивостей продуктивного пласта. Причому розтин останнього і буріння в ньому свердловини сумісні з процесом видобутку. Це дозволяє виключати проведення будь-яких робіт за викликом припливу і освоєння свердловини. Відсутність необхідності у виконанні цих операцій підвищує ефективність робіт не тільки в інженерному, але і в економічному плані.

У процесі буріння пластів з високою проникністю і низьким пластовим тиском зменшується кількість випадків поглинання промивної рідини, втрат циркуляції і прояви інших особливостей, оскільки процес буріння з використанням КГТ ведеться при мінімально можливому тиску.

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

Бурове устаткування, що використовує КГТ, досить компактно, бурова вишка у більшості випадків відсутня. По суті, агрегати, що входять в комплекс обладнання для буріння, представляють собою масштабно збільшені агрегати, що застосовуються для підземного ремонту. Крім того, в комплекс входять пересувні установки, які забезпечують підготовку і очищення бурового розчину. В якості промивної можна використовувати рідину на вуглеводневій основі, у найпростішому випадку відфільтровану і відсепаровану нафту. У зв'язку з цим знижуються витрати на приготування і очищення бурового розчину. Крім того, відпадають проблеми, пов'язані з утилізацією відпрацьованого розчину. Для розміщення комплексу досить мати площу в 800 м^2 , Замість 1500 м^2 для малогабаритних бурових установок традиційної конструкції.

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

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

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

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

Обертання породоруйнуючого інструменту забезпечується забійними двигуном, який встановлено на гнучкій трубі і має свої особливості, зумовлені малою жорсткістю КГТ при роботі на кручення, вигин і стиснення. Крім того, при використанні колони гнучких труб відсутня можливість застосування обважнених бурильних труб. Це накладає обмеження і на вибір обладнання, і на режими буріння через:

- а) малої навантаження на породоразрушаючий інструмент;
- б) незначного крутного моменту, який повинен розвивати двигун;
- в) високих обертів двигуна, тому що в протилежному випадку потужність, що підводиться до породоразрушаючим інструменту, буде низькою.

Сказане вище вказує на недоліки при використанні КГТ в бурінні. До них ставляться більш низька швидкість провідки, необхідність зменшення діаметрів свердловин, незначні терміни служби й доліт, і забійних двигунів малого діаметру. Однак ці негативні моменти при проведенні додаткових робіт можна або повністю, або в достатній мірі усунути.

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

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

У залежності від застосовуваного діаметра КГТ і класу бурової установки забойное обладнання може бути досить простим і містити сполучну муфту, стабілізатор, забійний двигун і породоразрушаючий інструмент. Подібний комплект інструментів використовують при трубах діаметром 33 - 55 мм . При застосуванні труб з діаметром 60,3 мм і вище в компонування входять сполучна муфта, що забезпечує перехід від КГТ до забійній установці, спрямовує інструмент (у вигляді однієї труби зі збільшеною товщиною стінки), запобіжний

роз'єднувач, немагнітний Перевідники, вимірювальний прилад з джерелом гамма-випромінювання, немагнітна утяжеленная бурильна труба (УБТ) , бурової забійний двигун об'ємного типу з регульованим відхилювача і долото.

При роботі з КГТ обов'язковим елементом внутріскважінного компонування є стабілізатор. Він сприймає частина радіальних зусиль, що виникають у процесі роботи, дозволяє зменшувати амплітуду коливань і в підсумку знижує величини циклічних напружень, що діють на ділянці гнучкої труби, розташованої безпосередньо над двигуном.

Для виключення аварійного втомного руйнування труби періодично слід відрізати її ділянка в нижній частині, так як тут матеріал втомлюється в найбільшою мірою.

5.2. Устаткування, що застосовується для буріння

Породоразрушающий інструмент

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

Для розбурювання цементу і породи найкраще підходять долота истирающего типу, армовані алмазами або вставками з карбїду вольфраму. До основних характеристик долота відносяться його марка, діаметр, перепад тиску на ньому.

Вибійний двигун

При виконанні бурових робіт і видаленні пробок застосовують забійні двигуни двох типів - об'ємного і динамічного впливу. До перших відносяться гвинтові і аксіально-поршневі двигуни, до других - турбобури. Найбільш доцільно використовувати забійні двигуни об'ємної дії, а з них переважно гвинтові, оскільки останні мають більш прийнятною характеристикою для умов роботи з КГТ. Крім того, для їх приводу необхідний менший витрата технологічної рідини, що важливо, як буде показано нижче, для забезпечення міцності колони.

Характеристики найбільш типових забійних двигунів наведено нижче:

Марка двигуна	Д-42	Д-48	Д1-54	ДГ-60	Д-85
Діаметр зовнішній, мм	42	48	54	60	85
Діаметр доліт, мм	59	59-76	59-76	76-98,4	98,4-120,6
Витрата робочої рідини, л /с	0,3	1,2-2,6	1-2,5	1-2	4,8
Перепад тиску на двигуні, МПа	2-4	4-5	4,5-5,5	4,5-5,5	5,5

5.3. Бурові установки

В даний час застосовують два типи бурових установок - забезпечені вишкою і без неї.

Бурова установка фірми "Canadian Francmaster Ltd." складається з чотирьох блоків - пульта управління, розташованого на окремій транспортній базі, блоку з барабаном гнучкої труби, змонтованого на трейлері, блоку, що включає підставу, транспортер і П-подібну щоглу, блоку містків, розміщених на окремому трейлері.

По суті бурова установка з використанням КГТ аналогічна агрегату, призначеному для роботи з КГТ малих діаметрів. Проте в даному випадку збільшення маси комплектуючого обладнання, габаритів, зусиль, що діють в процесі функціонування установки, приводить до її розростання. У результаті весь комплект перевозять на чотирьох транспортних одиницях. Сюди не входять блок для приготування бурового розчину, насосні агрегати для останнього і закачування азоту, а також ємність для його зберігання.

Розглянуте обладнання має наступні конструктивні особливості.

Колона гнучких труб забезпечена каротажних кабелем і двома трубопроводами малого діаметру для подачі рідини гідроприводу до забійного обладнання.

Остання включає керований з поверхні відхилювача долота, що забезпечує оперативний вибір напрямку буріння. Крім того, у забійній обладнанні розміщується блок орієнтації, що дозволяє визначати фактичне напрямком буріння свердловини і передавати відповідну інформацію на пульт управління. Воно містить також комплект датчиків, що реєструють і передають у вигляді електричних сигналів на пульт управління інформацію про величину вибійного тиску, результати гамма-каротажу, витраті рідини, що тече по внутрішньої порожнини КГТ і кільцевому простору. За допомогою кабельної телеметрії здійснюється передача всіх відомостей в режимі реального часу на пульт управління.

Пульт керування обладнаний комплексом звичайних приладів, що реєструють режим буріння, закачування рідини і протікання всіх інших процесів, а також бортовий ЕОМ, в яку закладають програму буріння. При виконанні робіт ведуть постійний контроль за положенням долота, напрямком проводки свердловини, фізичними властивостями розбурюється породи, зміною витрат бурового розчину і рідини, що надходить з пласта. Всі ці дані відображаються на екрані дисплея оператора. Режим роботи бурового агрегату, зокрема, направлення буріння стовбура свердловини можуть задаватися оперативно, наприклад, за допомогою "миші" ЕОМ.

Все це створює ефект присутності оператора в свердловині і подання їм місця в разбурюється просторі пласта. Постійно надходить інформація про стан навколишнього середовища дозволяє приймати досить швидко обґрунтовані рішення щодо управління процесом буріння. Створення подібного обладнання по важливості розв'язуваних проблем і рівню їх вирішення перевершує деякі космічні програми, реалізовані до теперішнього часу.

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

Використання подібної бурової передбачається після проведення вертикальної ділянки свердловини з використанням традиційних технологій. Його бурять на глибину, практично досягає покрівлі пласта, без розтину останнього. Потім виконують весь комплекс робіт з обсаджування, цементування, обладнання гирла свердловини колоною голівкою. Діаметр експлуатаційної колони складає 144 - 168 мм .

Для розкриття пласта похилими відгалуженнями або горизонтально розташованими стовбурами на гирлі пробуреної свердловини монтують описуваний бурової агрегат. На трубної голівці закріплюють блок превенторів, що містить (знизу вгору) секцію з глухими зрізують плашками, секцію з фланцями для підведення рідини глушіння, секцію з трубними плашками, секцію з утримують плашками, універсальний превентора з еластичним ущільнюючим елементом, лубрикатор та ущільнювач КГТ. Ця збірка має висоту близько 6 м .

На блоці превенторів монтують транспортер, конструкція якого містить два ряди ланцюгів з плашками, захоплюючими трубу. Над нею розташовують відхилювача.

Крім описаної бурової установки існують більш компактні, призначені для роботи з меншими діаметрами труб. Їх характерною особливістю є відсутність щогли. Все обладнання таких установок розміщується на одній транспортній одиниці (крім блоку підготовки та обробки бурового розчину). Основною відмінністю цих установок від агрегатів, призначених для проведення підземного ремонту, є більш висока установка транспортера, обумовлена необхідністю наявності шлюзу досить великої довжини, що забезпечує спуск в свердловину інструментів, що входять до складу бурової головки. Це, у свою чергу, вимагає вантажопідіймального пристрою, який утримує транспортер під час роботи з більшою висотою підйому.

5.4. Особливості розрахунку параметрів колони гнучких труб при бурінні

Основними параметрами насосної установки агрегату є розвивається тиск перекачується технологічної рідини p_{\max} і її подача Q_{\max} .

Алгоритм розрахунку цих параметрів наступний.

1. визначають необхідну подачу технологічної рідини. Цю величину приймають відповідно до маркою використовуваного вибійного двигуна;

2. вибирають технологічну рідину, з використанням якої будуть здійснювати роботи. При руйнуванні пробки в стовбурі свердловини в якості технологічної рідини можна використовувати воду з необхідними добавками. При бурінні горизонтальної ділянки свердловини, і особливо в зоні продуктивного пласта, бажано застосовувати технологічну рідину на вуглеводневій основі, зазвичай для цього служить очищена нафту;

3. визначають схему внутріскважінного обладнання, відповідно до якої виконують розрахунок гідродинамічних втрат при прокачування технологічної рідини по каналах в свердловині. Ці втрати складаються з наступних складових:

$D p_{\text{ГТ}}$ - гідродинамічних втрат при прокачування технологічної рідини по колоні гнучких труб. Так як колони незалежно від глибини буріння

характеризуються постійною довжиною, то для кожного режиму ця величина має певне значення;

$D p_{вр}$ - гідродинамічних втрат висхідного потоку технологічної рідини у вертикальному ділянці свердловини - кільцевому просторі між колоною гнучких труб та експлуатаційною колоною;

$D p_{нк}$ - гідродинамічні втрати висхідного потоку технологічної рідини в похилій ділянці свердловини - кільцевому просторі між стінками пробуреного ділянки свердловини і експлуатаційною колоною;

$D p_{дв}$ - перепаду тиску на забійній двигуні при проводці свердловини;

$D p_{дл}$ - перепаду тиску на породоразрушаючим інструменті (гідромоніторним насадки долота і т.д.);

$D p_{мф}$ - гідродинамічних втрат в маніфольд насосного агрегату (лінії прийому відпрацьованої технологічної рідини, всмоктувальні і нагнітальні трубопроводи насосів). Зазвичай ці втрати становлять дуже малу частку в загальному балансі і в практичних розрахунках ними можна знехтувати.

4. Визначають тиск, необхідний для ведення даного технологічного процесу. Його величина

де $D p_i$ - гідродинамічні втрати і перепади тиску, що мають місце в даному конкретному технологічному процесі. Наприклад, при проведенні бурових робіт втрати будуть складатися з усіх складових, перелічених вище. При руйнуванні пробки в експлуатаційній колоні величина $D p_{нк}$ буде дорівнює нулю.

Розрахунок гідродинамічних втрат на кожній ділянці однотіпен.

Величини перепадів тисків на забійній двигуні вибираються згідно характеристикам доліт і двигунів.

5. Виконують перевірочний міцнісний розрахунок колони гнучких труб для верхнього небезпечноперетину. При цьому повинні бути враховані напруги від власної ваги труб, спущених в свердловину, напруги, викликані дією розрахункового тиску технологічної рідини, і дотичні напруження, зумовлені реактивним моментом, що виникають при роботі вибійного двигуна.

Нормальні напруження від власної ваги труб (без врахування дії Архимедової сили, що йде в запас міцності колони)

$$s_v = g_{тр} L_{тр},$$

де $g_{тр}$ - питома вага матеріалу колони гнучких труб; $L_{тр}$ - довжина гнучкої труби, спущеної в свердловину.

Напруження, зумовлені тиском технологічної рідини, тангенціальні

$$s_t = p_{ж} R / d_{тр},$$

меридіональні

$$s_m = p_{ж} R / 2d_{тр},$$

де $p_{ж}$ - тиск технологічної рідини; $R = (d_{тр.н} + d_{тр.в}) / 2$ - радіус серединної поверхні труби; $d_{тр} = (d_{тр.н} - d_{тр.в}) / 2$ - товщина стінки труби.

Дотичні напруги, зумовлені реактивним моментом,

$$t = M_{кр} / W_r,$$

де $M_{кр}$ - крутний момент; $W_r = 2pd_{тр} R$ - полярний момент опору поперечного перерізу труби.

Головні напруги визначаються за наступними формулами:

$$s_1 = 0,5 [s_a + s_b + ((s_a + s_b)^2 + 4t^2)^{1/2}];$$

$$s_2 = 0,5 [s_a + s_b - ((s_a + s_b)^2 + 4t^2)^{1/2}];$$

$$s_3 = -p_{ж}.$$

У цих висловлюваннях

$$s_a = S_m + s_b;$$

$$s_b = s_t.$$

6. Перевіряють КГТ на відповідність умові міцності по третій або четвертій теоріям міцності. При цьому визначають еквівалентну напругу в небезпечному перерізі

$$s_{екв3} = s_1 - s_3;$$

$$s_{екв4} = (0,5)^{1/2} [(s_1 - s_2)^2 + (s_2 - s_3)^2 + (s_3 - s_1)^2]^{1/2}.$$

Якщо при розрахунках по четвертій теорії міцності знехтувати величиною $p_{ж}$ і вважати напружений стан плоским, то остання формула набуває більш простий вигляд

$$s_{екв4} = (s_1^2 + s_{лютого}^2 - S_1 s_2)^{1/2}.$$

Еквівалентні напруги, одержувані з використанням третьої теорії міцності, зазвичай мають більше значення. Для отримання достатньо надійних результатів найкраще обчислення проводити по обом теоріям.

Умова міцності буде дотримано в тому випадку, якщо виконується нерівність

$$s_{екв} \leq s_T / n,$$

де n - коефіцієнт запасу міцності.

Найбільшу складність при проведенні розрахунків на міцність для гнучкої труби представляє визначення реального значення межі текучості і коефіцієнта її запасу. Враховуючи те, що в процесі намотування і розмотування труби на барабані напруги досягають межі текучості, коефіцієнт запасу міцності можна приймати близьким до одиниці - 1,05 - 1,1.

Більш складним є визначення межі текучості, величина якого в процесі експлуатації труби змінюється внаслідок старіння матеріалу і його крихкості. Для роботи з новою трубою можуть бути прийняті паспортні значення, взяті із сертифіката на матеріал труби.

У тому випадку, якщо матеріал труби не задовольняє умові міцності, необхідно зменшити робочий тиск до прийнятного рівня. Практично при проведенні буріння можна варіювати лише цією величиною. Зниження тиску може бути забезпечено або за рахунок зменшення подачі технологічної рідини, або заміни вибійного двигуна на модель, що вимагає меншої витрати останньої і, отже, зумовлює менші гідродинамічні втрати, або використання колони гнучких труб більшого діаметра. Останній варіант чреватий виникненням організаційних проблем, оскільки вимагає переналагодження агрегату - установки барабана з великим діаметром гнучких труб і зміни робочого діаметра труб інжектора.

Для знову прийнятого варіанта діаметрів труб, тисків і подач технологічної рідини повинні бути повторно проведені всі розрахунки.

5.5. Особливості роботи колони гнугтя труб

У процесі буріння частина колони гнучких труб знаходиться під дією осьової стискаючого навантаження. Остання визначається силами тертя, що діють у напрямку, протилежному переміщенню колони, тобто знизу вгору, а також реактивним зусиллям, викликаним взаємодією долота з матеріалом руйнується пробки або породи. У результаті, як і при бурінні свердловини з використанням традиційної технології, нижня частина колони перебуває в стислому стані. Відмінність полягає в тому, що перетин з нульовою осьовим навантаженням при використанні гнучких труб розташовується вище в порівнянні з традиційною технологією, оскільки в даному випадку не використовують обтяжені бурильні труби.

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

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

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Молчанов А.Г., Вайншток С.М., Некрасов В.І., Чернобровкін В.І. Підземний ремонт і буріння свердловин із застосуванням гнучких труб-224с.
2. Молчанов А.Г. До питання визначення потреби в нафтогазовопромислового обладнання // Нафта і капітал. - 1998. - № 12. - С. 62-67.
3. Орлов П.І. Основи конструювання. - М.: Машинобудування, 1977. - 623 с. - Т. 1
4. Нафтопромислове обладнання: Довідник / За ред. Є.І. Бухаленков. - 2-е вид. - М.: Надра, 1990. - 559 с.

РОЗДІЛ 2

Експлуатаційна свердловина є основним - найважливішим видом споруд, а їх сукупність являє собою експлуатаційний фонд свердловин, вартість якого становить до 75 - 80% вартості всього технічного оснащення сучасного промислу. Порушення цілісності, працездатності експлуатаційної свердловини призводить до припинення її експлуатації, до неминучого зменшення видобутку нафти або газу, що робить необхідним виконання так званого капітального ремонту свердловини - процесу тривалого, трудомісткого і дуже дорогого; вартість ремонту свердловини часто порівнянна, а іноді однакова з вартістю її спорудження.

Тому довговічність свердловини повинна відповідати періоду розробки продуктивного пласта, т. Е. Дорівнює кільком десятиліттям, як правило, не менше 30 - 40 років. Звідси і головна вимога до якості обладнання, що використовується в експлуатаційній свердловині, - його надійність.

Вимоги до спорудження свердловини і до її устаткуванню визначаються умовами її експлуатації, які, в свою чергу, дуже різні, залежать перш за все від геологічних особливостей родовищ, режиму експлуатації свердловини.

2.1 Обладнання експлуатаційної свердловини

У пробурених експлуатаційних свердловинах обладнають як забійну (в зоні продуктивного пласта), так і гирлову частину. При всіх способах експлуатації свердловин підйом рідини і газу на поверхню відбувається за спеціальними насосно-компресорних труб - НКТ, які спускалися в свердловини перед початком їх експлуатації.

Устя свердловини оснащують колоною головкою (колонна обв'язка). Колонна головка призначена для роз'єднання міжколонних просторів і контролю за тиском в них. Її встановлюють на різьбі або за допомогою зварювання на кондуктора. Проміжні та експлуатаційні колони підвішують на клинах або муфті.

Конструкція колоною обв'язки передбачає можливість:

- відновлення герметичності міжколонних просторів подачею в межпакерную порожнину консистентного мастильного матеріалу;
- опресування фланцевих з'єднань;
- контролю та розвідки тиску середовища в міжколонних просторах;
- проведення цементування свердловини.

Іноді колонна головка може мати сальник, щоб експлуатаційна колона могла переміщатися у вертикальному напрямку (наприклад, при закачуванні теплоносія).

Основні параметри колонних обв'язок: число обв'язують колон; їх діаметри; тиску, на які розраховані корпусу колонних обв'язок, в помірному і холодному макрокліматичних районах; виконання корозійно-стійке К2, К2І, К3 для свердловин, продукція яких містить (за об'ємом) сірководень і вуглекислий газ відповідно до 6% без пригнічення робочого середовища і з пригніченням до 25%.

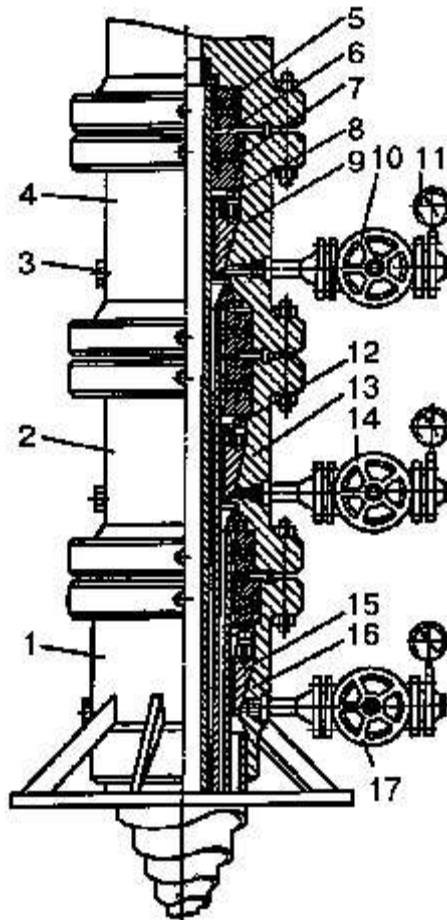
Для позначення колонних обв'язок прийнята система шифрування. Повний шифр обладнання обв'язки обсадних колон умовно представляється у вигляді ОККХ - Х1 - Х2Х3Х4Х5, де ОК - обладнання обв'язки колон; К - підвіска кліньовая; Х - число колон, що підвішуються на клинах; Х1 - робочий тиск; Х2 - діаметр експлуатаційної колони; Х3 - діаметр проміжної колони; Х4 - діаметр напрямки; Х5 - виконання по корозійної стійкості.

Наприклад, обладнання обв'язки колон з клиньовой підвіскою двох колон, робочим тиском 350 атм., Діаметром експлуатаційної колони 168 мм, Діаметром кондуктора 245

мм, напрямки 324 мм для середовищ, що містять H_2 і CO_2 до 6%, позначається ОКК2-350-168x245x324xК2.

Трехкорпусні колонна обв'язування (рисунок 2.1) складається з однофланцеві колоною головки 1 і двухфланцеві колонних головок 2 і 4. Колонні головки включають корпусу 9, 13, 16, клиньеві підвіски 8, 12 і 15, пакери, що складаються з опорних (нижніх) і натискних 6 (верхніх) кілець і пружних ущільнювачів 5, 7. На бічних відводах корпусів колонних головок встановлюють маніфольди контролю тиску, що складаються з запірних пристроїв 10, 14, 17, манометрів 11 відповідного класу, фланцевих або різьбових заглушок 3.

Промисловістю випускається також колонні головки типу ОКБ, конструкція яких принципово відрізняється тим, що вона дозволяє в одному корпусі обв'язати три обсадних колони.



Малюнок 2.1 - трехкорпусні колонна обв'язка ОК

Для попередження відкритих фонтанів при експлуатації фонтанних свердловин застосовуються комплекси типу кусають і кусають-Е. Вони можуть обслуговувати від однієї до восьми свердловин в разі розгерметизації гирла, при відхиленні від заданих параметрів (тиску, дебіту) роботи свердловин і при виникненні пожежі.

Основні елементи комплексів - пакер, свердловинний клапан-відсікач, що встановлюється всередину НКТ на глибині до 200 м, і наземна станція керування. Управління клапаном-відсікачем може бути пневмогідролічним (тип кусаються) або електрогідролічним (типу кусати-Е).

Запірним органом служить хлопавка або куля.

Клапан-відсікач (також і засувка арматури) може бути закритий зі станції управління примусовим шляхом або дистанційно з пульта диспетчера, пов'язаного зі станцією управління за допомогою промислової телемеханіки.

Є ще автоматичні клапани-відсікачі, що спрацьовують при збільшенні дебіту свердловини вище заданого. Вони встановлюються на НКТ. Автоматизація фонтанної свердловини передбачає і автоматичне перекриття викидних ліній розвантаженим отсекателем маніфольдним типу РОМ-1. Відсікач спрацьовує автоматично при підвищенні тиску в трубопроводі на 0,45 МПа (освіта парафінової пробки) і при зниженні тиску до 0,15 МПа (порив трубопроводу).

2.2 Насосно-компресорні труби

При всіх способах експлуатації свердловин підйом рідини і газу на поверхню відбувається зазвичай по НКТ, які стосовно до способів експлуатації ще називають фонтанними, компресорними, насосними, підйомними або ліфтовими.

Насосно-компресорні труби використовуються також для різних технологічних процесів (наприклад, для солянокислотного обробок пластів, розбування цементних пробок і т.д.).

Обмеженням при виборі діаметра прохідних отворів свердловинного трубопроводу служить швидкість потоку робочого середовища. Для нафтових свердловин вона не повинна перевищувати 10 м / с, а для газових - 24 м / с. Це пов'язано з різко збільшується ерозійним зносом трубопроводу і гирлового обладнання. Іноді збільшують діаметр трубопроводу з метою забезпечення ерозійної і корозійної стійкості.

У таблиці 2.1 представлені основні розміри НКТ, передбачені існуючим стандартами.

Таблиця 2.1

Умовний діаметр труби, мм	27	33	42	48	60	73	89	102	114
Товщина стінки, мм	3	3,5	3,5	4,0	5,0	6,5; 7,0	8,0	6,5	7,0

Вітчизняна промисловість випускає НКТ діаметром 60, 73, 89, 114 мм муфти до них зі сталі групи міцності «Д», «К» і «Е». Механічні властивості яких наведені в таблиці 2.

Таблиця 2.2

показники		Група міцності сталі		
		Д	До	Е
Тимчасовий опір σ_B , МПа		655	379	699
Межа плинності σ_T , МПа	не менше		491	552
	не більше	552	-	758
Відносне подовження δ , %, не менше		14,3	12,0	13,0

Конструкції виготовляються НКТ наступні:

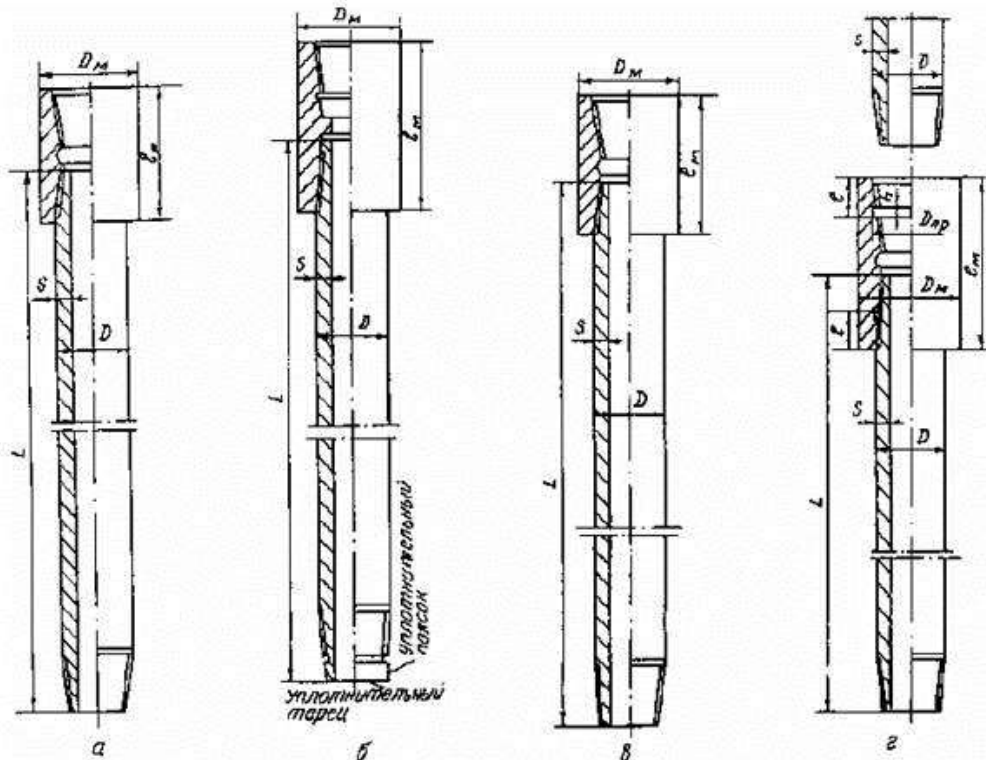
- муфтові гладкі з конічною різьбою трикутного профілю по ГОСТ 633-80 (рисунок 2.2, а);
- муфтові гладкі високогерметичних з конічною різьбою трапецеїдального профілю - тип НКМ по ГОСТ 633-80 (рисунок 2.2, б);
- муфтові, гладкі з конічною різьбою трикутного профілю з підвищеною пластичністю і хладостойкою то ТУ 14-3-1534-87 (рисунок 2.2, в);
- муфтові, гладкі з конічною різьбою трикутного профілю з вузлом ущільнення з полімерного матеріалу по ТУ 14-3-1534-87 (рисунок 2.2, г).

У з'єднанні труб з трикутною різьбою (рисунок 2.2, а) застосовується різьблення конусністю 1:16 з кутом профілю 60 °. Міцність з'єднання до 70% від міцності тіла труби. З'єднання недостатньо герметично через недосконалість конструкції. Розрахункові величини граничних тисків складають 2/3 практичних.

Труби типу НКМ (рисунок 2.2, б) характеризуються равнопрочность нарізного сполучення з тілом труби і високою герметичністю. Герметичність забезпечується конічним і торцеве ущільнення типу «метал-метал». Збільшений крок різьблення дозволяє прискорити складання з'єднання в 2,5 рази в порівнянні з трикутною різьбою.

Експлуатаційна довговічність НКТ гладких труб з різьбленням трикутного профілю з підвищеною пластичністю і хладостойкою на 40% вище, ніж по ГОСТ 633-80.

НКТ гладкі з різьбленням трикутного профілю з вузлом ущільнення з полімерного матеріалу відрізняються високою герметичністю і меншим корозійних зносом різьблення. Експлуатаційні характеристики труб аналогічні по ГОСТ 633-80.



Малюнок 2.2 - Труби насосно-компресорні муфтові гладкі
 а- з конічною різьбою трикутного профілю; б - з конічною різьбою трапецеїдального профілю; в - з конічною різьбою трикутного профілю з підвищеною пластичністю і морозостійкою; г - з конічною різьбою трикутного профілю з вузлом ущільнення з полімерного матеріалу

Довжина насосно-компресорних труб 5.5 - 10.5 м. На товщину стінки встановлений мінусовий допуск в 12,5% від товщини. Внутрішній діаметр НКТ перевіряється шаблоном.

Насосно-компресорні труби заводом-виготовлювачем маркуються по ГОСТ 633-80 клеймением і фарбою.

Наприклад, Синарський трубний завод. На кожній трубі, на відстані 0,4 - 0,6 м від її кінця, забезпеченого муфтою, повинна бути чітке маркування (ударний спосіб, накатка): умовний діаметр труби, мм; номер труби; група міцності; товщина стінки труби, мм (без коми); товарний знак заводу; місяць виготовлення; рік виготовлення. На муфті клеймением наноситься товарний знак заводу і група міцності.

НКТ можуть бути виготовлені з алюмінієвого сплаву марки «Д 16». Такі труби можна спускати глибше сталевих, вони більш корозійностійкі в сероводородсодержащих середовищах.

Ефективне застосування фібергласових труб, а також безрізбовим НКТ довжиною по 6000 м на барабанах.

Для захисту НКТ від парафіну і корозії і зниження гідросопротивленіє на 20 - 30% застосовуються захисні покриття (скло, склоемалі, лакофарбові матеріали та ін.).

Розрахунок НКТ на міцність визначають за параметрами:

- навантаженні, що викликає страгивание нарізного сполучення;
- еквівалентному напруги, яка виникає в небезпечному перерізі труби з урахуванням тиску середовища і осьового навантаження;
- циклічної змінному навантаженні;
- зусиллям, що викликає поздовжній вигин труби.

В основному застосовують труби умовним діаметром (округленим зовнішнім) 60 і 73 мм. Гранична глибина спуску НКТ в фонтанні свердловину в залежності від діаметра і групи міцності становить 1780 - 4250 м, А допустимий мінімальний зазор між внутрішньою стінкою обсадної колони і зовнішньою стінкою муфти НКТ - 12 - 15 мм. Це означає, що максимальний діаметр НКТ не повинен перевищувати при 146 мм експлуатаційній колоні 73 мм, при 168 мм - 89 мм і при 194 - 114 мм (Взято до умовних діаметрів обсадних труб і НКТ).

2.3 Труби обсадні

Обсадні труби служать для кріплення стовбура свердловини. За ГОСТ 632-80 вітчизняні обсадні труби випускаються наступних діаметрів і товщини:

Таблиця 3

Ø, мм	114	127	140	146	168	178	194	219	245
s, мм	5,2-10,2	5,6-10,2	6,2-10,5	6,5-9,5	7,3-12,2	5,9-15,0	5,2-10,2	7,6-15,1	7,9-15,9
273	299	324	340	351	377	406	426	473	508
7,1-16,5	8,5-14,8	8,5-14,0	8,4-15,4	9,0-12,0	9,0-12,0	9,5-16,7	10,0-12,0	11,1	11,1-16,1

Група міцності стали Д, К, Е, Л, М, Т. Труби маркуються клеймением і фарбою. При спуску в свердловину обсадні труби шаблонірують.

Обсадні труби можуть застосовуватися замість НКТ, наприклад, при відборі 5000÷7000 м³ / добу. води з свердловин великого діаметру. Іноді для цього використовують буриньні труби.

2.4 Бурильні труби

Бурильні труби пристосовані до тривалого свінчіванія/розвінчіванія. Промисловість випускає бурильні труби довжиною $6 \pm 0,6$; $8 \pm 0,6$; $11,5 \pm 0,9$ м, зовнішнім діаметром 60, 73, 89, 102 мм. Труби діаметром 114, 127, 140 і 168 мм випускають довжиною $11,5 \pm 0,9$ м.

Бурильні труби виготовляються з такою ж стали, як і обсадні. Для зменшення ваги бурильної колони застосовують алюмінієві бурильні труби (АБТ), що виготовляються зі сплаву Д 16. Застосовуються колони труб із зовнішнім діаметром 2 7/8 " для буріння забійними двигунами.

2.5 Труби для нафтопромислових комунікацій

Для нафтопромислових комунікацій використовуються електрозварні гарячекатані сталеві труби, придатні по міцності і гідравлічному опору:

труби сталеві безшовні, гарячедеформовані - ГОСТ 8732-78, зовнішнім діаметром від 20 до 550 мм, з товщиною стінок від 2,5 мм і більше сталь 10; ЮГ 2; 20 12ХН 2А і ін.);

труби сталеві зварні для магістральних газонафтопроводів - ГОСТ 2029585, діаметром від 159 до 820 мм (сталь До 34, К 50, К 60 і ін.);

Для викидних ліній можуть помінятися гнучкі безперервні колони труб діаметром до 2 7/8 ".

Трубопроводи проектується і виготовляються відповідно до правил, встановлених Держнаглядохоронпраці. Виняток становлять трубопроводи для пара, експлуатовані з Рабс <0,2 МПа, для води з температурою до 120оС, тимчасово встановлюються трубопроводи з терміном дії до 1 року і деякі інші.

Труби цих трубопроводів повинні витримувати тиск випробування

$$P = 2 S [d] / D_{вн},$$

де S - товщина труби (за вирахуванням допуску); $[\sigma]$ - допустиме напруження, що дорівнює 40% межі текучості; $D_{вн}$ внутрішній діаметр труби.

2.6 Хімічні ущільнювачі (пакери)

Пакери при експлуатації встановлюються зазвичай в обсаджена частини свердловини і спускають їх на колони підйомних труб. Ущільнення, притискає до обсадної труби, має надійно роз'єднувати частини стовбура свердловини, що знаходяться над і під ущільнювачем. Ущільнювачі для експлуатаційних потреб підрозділяються за своїм призначенням.

1. Ущільнювачі, застосовувані при відборі нафти і газу з пласта в разі:

а) обладнання, що вимагає створення в свердловині двох ізольованих каналів (наприклад, НКТ і ущільнення знизу просторів між НКТ і обсадними трубами при роздільної експлуатації декількох пластів);

б) беструбною експлуатації (підйомі рідини по обсадної колоні, в нижній частині якої встановлено ущільнення);

в) запобігання від викиду при газопроявленні (пакер з клапаном-відсікачем).

2. Ущільнювачі, застосовувані при дослідженні або випробуванні в разі:

а) роздільного дослідження пластів, розкритих однієї свердловиною;

б) перевірки герметичності обсадної колоні або герметичності ізоляції пластів цементним кільцем.

3. Ущільнювачі, застосовувані при впливі на пласт або його привибійну зону при:

- а) гідророзриві пласта;
- б) підтримці пластового тиску;
- в) подачі в пласт теплоносіїв.

За способом посадки пакери поділяють на механічні М (рис. 3, а, б), гідравлічні Г (рис. 3, в, г) і гідромеханічні ГМ. Механічний пакер розширюється при впливі осьового навантаження (маса НКТ); оболонка гідравлічного пакера розширюється при подачі в неї рідини.

У всіх Пакер повинна бути опора (якір) для пакера:
 упор на забій через хвостовик;
 перехід діаметра обсадної колони;
 шліпсовий захоплення за обсадних колон (якір);
 шліпсовий захоплення і торець обсадної труби в її муфтових з'єднань.

Пакери випускають діаметром від 88 до 245 мм, для обсадних труб - 114÷273 мм, які забезпечують перепад тиску: 14, 21, 35, 50 і 70 МПа.

Розрізняють такі види пакеров:

ПВ - пакер, що сприймає зусилля від перепаду тиску, спрямованого вгору.
 ПН - теж, спрямованого вниз;
 ПД - то ж, спрямованого як вниз, так і вгору.

Заякорюють пристрої (якір) можуть бути Г - гідравлічні (за способом посадки); М - механічні; ГМ - гідромеханічні.

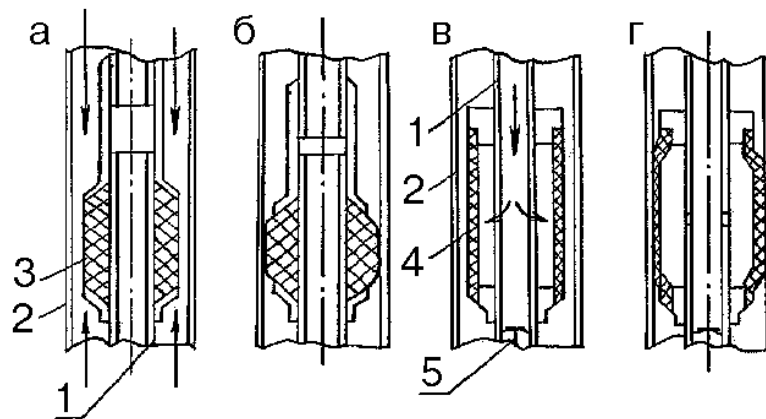


Рис. 3. Пакера

Приклад позначення пакера: 2ПД-ЯГ-136НКМ-35К1. 2 - номер моделі; ПД тип пакера; Я - наявність якоря; Г - спосіб посадки пакера (гідравлічний); 136 - зовнішній діаметр пакера, мм; НКМ - різьблення гладких високогерметичних насосно-компресорних труб (ГОСТ 633-80); 35 - робочий тиск, МПа; К1 виконання по корозійній стійкості (для середовищ з об'ємною концентрацією CO₂ до 10%).

Приклад позначення якоря: ЯГ-118-21. Я - якір; Г - гідравлічний спосіб посадки; 118 - зовнішній діаметр якоря, мм; 21 - робочий тиск, МПа.

Пакери здатні сприймати зусилля від перепаду тиску, спрямованого як вгору, так і вниз, можуть залишатися в свердловині і виконувати свої функції і без колони підйомних труб, яку витягують після посадки пакера. В цьому випадку для від'єднання колони труб від пакера і повторного з'єднання її з пакером застосовуються роз'єднувачі колон типів РК, ЗРК, 4РК, що встановлюються над пакером. У що залишається з пакером частина роз'єднувача перед роз'єднанням за допомогою канатної техніки встановлюється пробка, що перекриває пласт, а яку видобувають частина роз'єднувача піднімається разом з колоною підйомних труб. Приклад позначення роз'єднувача колон: РК 89 / 145-80-350. РК - роз'єднувач колон; 89 - умовний діаметр, мм; 145 - діаметр пакера, мм; 80 - діаметр прохідного отвору, мм; 350 - робочий тиск, кг / см².

РОЗДІЛ 3

У більшості випадків фонтанний спосіб експлуатації дозволяє добувати з свердловини найбільшу кількість нафти при найменших питомих витратах. Тому одним з головних завдань при експлуатації свердловин цим способом є забезпечення можливості тривалого фонтанування свердловини, що пов'язано з раціональним використанням енергії пласта шляхом забезпечення високого к. П. Д. Роботи фонтанного підйомника.

Фонтанування тільки від гідростатичного тиску пласта рідко в практиці експлуатації нафтових родовищ. У більшості випадків разом з нафтою в пласті знаходиться газ, і він грає головну роль в фонтанування свердловин. Це справедливо навіть для родовищ з явно вираженим водонапірним режимом.

3.1 Устаткування для експлуатації свердловин фонтанні способом

Умови експлуатації фонтанних свердловин вимагають герметизації їх гирла, роз'єднання міжтрубному простору, напрямки продукції свердловин в пункти збору нафти і газу, а також при необхідності повного закриття свердловини під тиском. Ці вимоги виконуються при установці на гирлі фонтанної свердловини колоною головки і фонтанної арматури з маніфольди.

Устаткування будь свердловини, в тому числі фонтанної, має забезпечувати відбір продукції в заданому режимі і можливість проведення необхідних технологічних операцій з урахуванням охорони надр, довілля та запобігання аварійним ситуаціям. Воно поділяється на наземне (добичі) і свердловинне (підземне).

До наземного обладнання відносять фонтану арматуру і маніфольд. Фонтанної арматурою обладнають фонтанні нафтові і газові свердловини. Її встановлюють на колонну головку.

3.2 Фонтанна арматура і маніфольд

Фонтанний підйомник на поверхні стикуються з фонтанної арматурою, що монтується на колоною голівці свердловини.

Фонтанна арматура виконує кілька функцій, головні з яких: утримання у висячому положенні колони НКТ, спущеною в свердловину, а при двухрядном підйомнику - двох колон, герметизація затрубних просторів і їх взаємна ізоляція, забезпечення можливості регулювання режиму роботи свердловини в заданих межах, безперервності її роботи і дослідження свердловини шляхом вимірювання параметрів її роботи як всередині самої свердловини, так і на поверхні.

Сучасна фонтанна арматура - результат багаторічних робіт конструкторів і виробників щодо вдосконалення гирлового обладнання цього виду експлуатаційної свердловини.

Необхідність в фонтанної арматури виникла в зв'язку з початком застосування підйомника і пристроїв для регулювання витрати (дебіту) рідини або газу фонтанної свердловини за допомогою дреселів, які отримали назву штуцери, а також для контролю тиску рідини або газу в підйомнику на гирлі свердловини. Для цього спочатку застосовувалася найпростіша фонтанна арматура, що включає трійник, запірний пристрій, вентиль, манометр, штуцер; запірний пристрій використовувався при зміні штуцера. Необхідність зміни штуцера без зупинки свердловини привела до появи арматури з двома викидних лініями - струнами. Ця арматура складається з трьох трійників і трьох запірних

пристроїв і штуцерів, поєднання яких почали називати фонтанної ялинкою. Необхідність в контролі тиску в міжтрубному просторі в більш зручній та надійній системі підвіски фонтанного підйомника привела до доповнення фонтанної арматури вузлом, що складається з трійника, запірною пристрою, вентиля і манометра, який отримав назву трубної головки і службовця для утримання колони підйомних труб. З цього моменту фонтанна арматура початку виготовлятися з двох головних частин - ялинки і трубної головки.

Зношування вузлів арматури в свердловинах з великими дебітом і високими тисками при наявності в пластовій рідині або газі навіть невеликих кількостей механічних домішок призвело до необхідності установки додаткових запірних пристроїв по стовбуру арматури. Необхідність спуску в підйомник працює свердловини вимірвальних приладів, засобів депарафінізації зумовила доповнення ялинки арматури лубрикатори, а для його установки або зміни введення ще одного ствольового запірною пристрою. Така арматура сприяла подальшому збільшенню і вертикального її розміру.

Для зменшення габариту фонтанної арматури була розроблена арматура, побудована не з трійників, а з хрестовин, що дозволило поліпшити її врівноваженість і спростити обслуговування.

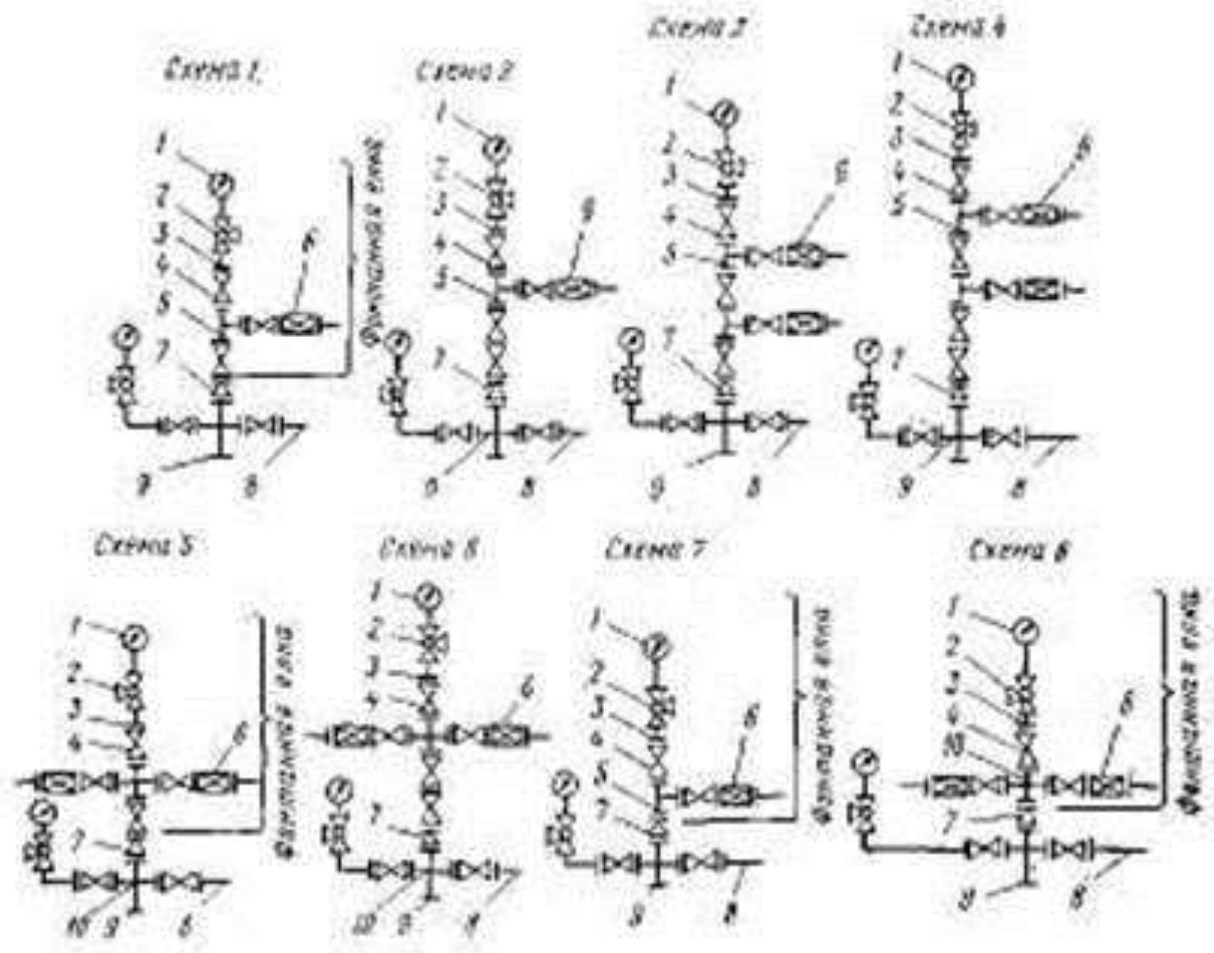
Для фонтанної експлуатації однієї свердловиною декількох горизонтів окремо використовується арматура двох типів: для концентрично і для рядного розташування підйомників.

Підвищення вимог до оперативності управління фонтанної свердловиною, до зниження трудомісткості обслуговування призвело до використання в фонтанної арматури запірних пристроїв з дистанційним управлінням, застосування телеконтроля витрати, тиску і використання регульованих штуцерів з дистанційним управлінням.

В результаті сучасна фонтанна арматура перетворилася в складну, досить металоемність конструкцію, в ряді випадків виготовляється з високолегованих сталей з великим вмістом дефіцитних легуючих елементів, таких, як нікель, молібден, хром, ніобій. Особливо складна фонтанна арматура свердловин для видобутку нафти або газу на шельфі, розрахована на роботу під водою.

Фонтанна арматура будується на базі використання в різних поєднаннях трійників, хрестовин, запірних пристроїв, вентилів, лубрикаторів, пристроїв для підвіски НКТ. У свою чергу пристрої ці виконуються в різних конструктивних виконаннях. Арматури для різних витрат рідини або газу відрізняються діаметрами прохідних отворів, для різних тисків - міцністю корпусів, конструкцією ущільнень і кріплень, арматура для середовищ з різним вмістом агресивних компонентів (насамперед H₂S і CO₂) і різного клімату відрізняється марками сталей, властивостями застосовуваних полімерів.

Стандартом передбачено кілька схем фонтанних арматур (рис. 3.1), що складають дві групи арматур - на базі використання трійників і на базі хрестовин.

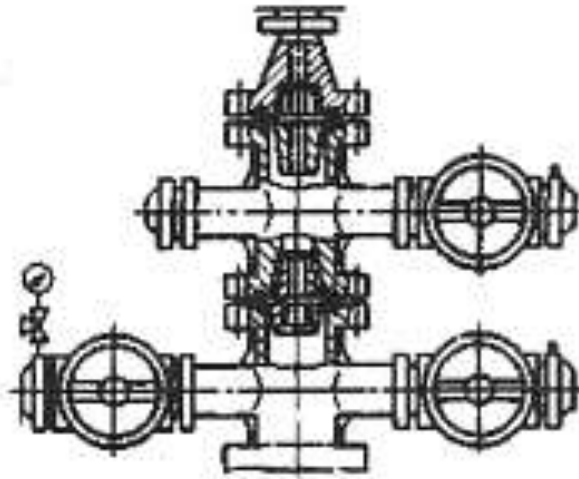


Малюнок 3.1 - Стандартизовані схеми фонтанних арматур:

- 1 - манометр; 2 - вентиль; 3 - буферний фланець під манометр; 4 - запірний пристрій;
- 5 - трійник; 6 - дросель; 7 - переводник трубної головки; 8 - у відповідь фланець;
- 9 - трубна головка; 10 - хрестовина

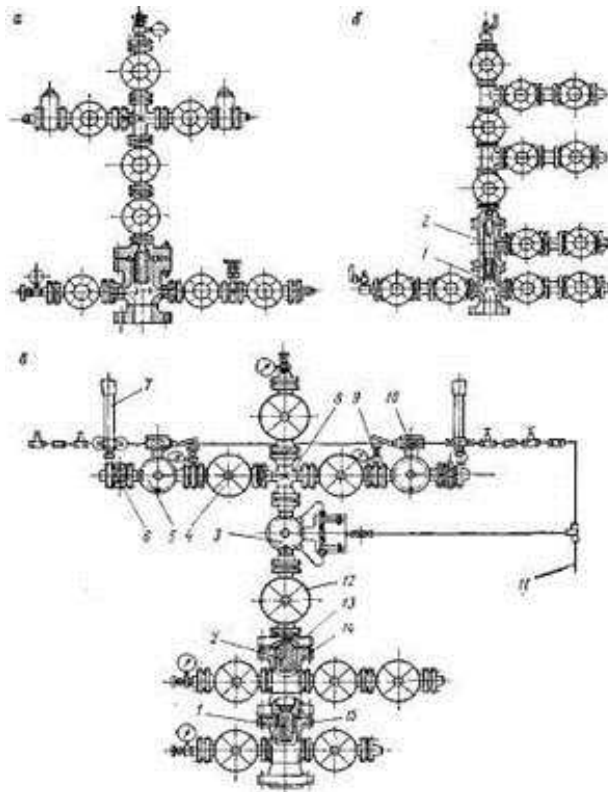
Трубна головка (Рис. 3.2) найбільш характерного типу, використовувана в фонтанних арматурах, розміри і тип якої підпорядковані зазначеному стандарту, складається з корпусу-хрестовика 1 з двома бічними відводами і фланцями для кріплення запірних пристроїв, трубодержателя 4, переводника 10 для підвіски НКТ, ущільнення 2 з грундбуксой 3, втулкою 9 і стопорними гвинтами 6.

хрестова арматура (Рис. 3.3, а) для свердловин, що не містять абразив, з прохідним (умовним) отвором 50 мм, Розрахована на робочий тиск 70 МПа. Ялінка арматури має два змінних штуцера, що дозволяє швидко їх замінити. Арматура розрахована як на однорядний, так і на дворядний підйомник, в останньому випадку використовується інша трубна головка.



Малюнок 3.2 -Трубная головка:

1 - хрестовик; 2 - набір манжет; 3 - гнундбукаса; 4 - Трубодержатель; 5 - запобіжник; 6 - гвинт; 7 - манжети; 8 - гайка; 9 - втулка; 10 - переводник



Малюнок 3.3 - Фонтанна арматура:

а - арматура хрестова; б - арматура трійникова; в - арматура хрестова з Дистанційним управлінням запірними пристроями

трійникова арматура(Рис. 3.3). Трубна головка, крім хрестовини 1, має трійник 2, що дозволяє нести два ряди НКТ.

У зв'язку з широким застосуванням клапанів-відсікачів пласта і цілого ряду приладів для вимірювання всередині працюючої свердловини, діаметри яких значні, в останні роки намітилася тенденція збільшення діаметра проходу в фонтанній арматурі, що одночасно сприяє збільшенню продуктивності свердловини і підвищенню точності

вимірювань. Прикладом такої арматури може служити вітчизняна арматура АФбаВ-80 / 65x700 для високодебітних, високонапірних свердловин, в якій діаметр прохідного отвору по стовбуру збільшений до 80 мм, А в бічних відводах - до 65 мм (Див. Рис. 3.3, в).

Підйомні труби в цій арматурі підвішують на різьбі на Переводники 1 і 2, в хрестовик 14, 15 і переказний фланці 13. Через відводи трубної головки прокачують рідину при освоєнні свердловини і проводять різні технологічні операції в процесі її експлуатації, а також контролюють затрубний і кільцеве простору. У бічних фланцях хрестовиків нарізана різьба для вгвинчування пробки зворотного клапана при зміні засувок за допомогою спеціального пристосування без зупинки свердловини.

Одна зі стовбурових засувок в фонтанній арматурі має дистанційне пневматичне управління. Електричний сигнал надходить з пульта управління на соленоїд клапана пневмопривода, клапан спрацьовує, і газ під тиском надходить у верхню чи нижню порожнину пневмоциліндра засувки 3, при цьому засувка відкривається або закривається. Пневмопривод монтується безпосередньо на засувці. Для його харчування використовують повітря або азот, що надходить по трубопроводу 11 через газовий редуктор. Дві інші стовбурові засувки 12 мають ручне управління. Два робочих відведення фонтанної арматури йдуть від бічних відводів верхнього хрестовика 8. На робочих струнах передбачено по одній засувці 4 з ручним приводом діаметром 65 мм по одній з пневмоприводом 5, керованим клапаном 7, встановлюються за швидкозмінним штуцером 6. Засувка 5 в процесі експлуатації закривається автоматично при підвищенні або зниженні тиску в лініях манифольда або арматури проти заданих значень. Для відкривання пневмопривідною засувки 5 вручну вентиль перед клапаном закривають, а ручку золотника 10 встановлюють в положення «Відкрито», при цьому верхня порожнина пневмоциліндра засувки повідомляється з атмосферою, а нижня - з лінією від повітряного балона. При стабілізації робочого тиску поршень пілота зайняв свою попередню позицію, перекриваючи отвір в його корпусі. Швидкозмінний штуцер 6 дозволяє поступово регулювати режим роботи свердловини. Тиску в робочих струнах і в затрубному просторі заміряються манометрами, встановленими на вентилях 9.

3.3 Запірні і регулюючі пристрої фонтанної арматури і манифольда

До запірних пристроїв відносяться засувки і крани для перекриття або відкривання каналів арматури і манифольда, до регулюючих - змінні штуцери і вентиля для зміни дросселированием витрати пластової рідини або газу.

Залежно від схеми фонтанної арматури або манифольда число запірних пристроїв в ялинці і трубної голівці може становити 10 - 12, а в манифольді - 15 - 20 засувок або кранів.

Широкий діапазон дебітів і тисків, хімічного складу рідини або газу, температур поряд з масовим характером виробництва запірних пристроїв зробили доцільним і їх випуск не в універсальному, а в спеціалізованому виконанні, перш за все для різних тисків, витрат, хімічного складу і температур. Параметри і виконання запірних пристроїв регламентуються стандартами.

Принципові схеми основних запірних і регулювальних пристроїв відрізняються способом ущільнення. Ефект ущільнення клинєвой засувки забезпечується за рахунок распорного зусилля клина - шибера, притискає до гнізд каналів засувки. Недолік засувок - складність забезпечення герметичності контакту поверхонь клин - гніздо, як при

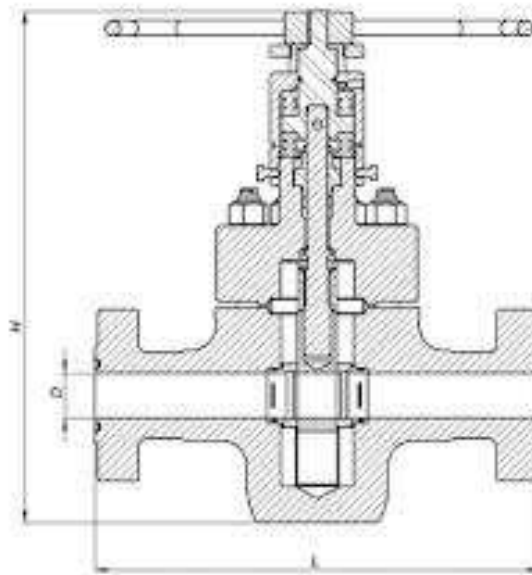
виготовленні, так і при ремонті, внаслідок чого їх виробництво різко скоротилося, проте парк їх до сих пір дуже великий.

Більш досконала плоскошиберная засувка, в якій ущільнення контакту шибера - гніздо досягається різними способами, але у всіх випадках конструкція їх виключає омивання герметизуючих поверхонь шибера в відкритому положенні рідиною або газом. Пропускається потік рідини або газу зберігає напрямок при проході через шибера, тому засувки цього типу називаються також прямоструминними. Такий принцип пристрою дозволив значно підвищити довговічність засувки і різко скоротити в ній гідравлічні втрати. Плоска форма шибера сприяє спрощенню її виготовлення і ремонту. Засувки цього типу - основні серед випускаються.

Крім засувок, як запірні пристрої використовуються крани з різними за формою пробками: циліндричної, кульової, конічної. Кран забезпечує прямоточність потоку рідини або газу.

У якості регулюючих пристроїв застосовуються вентилі і втулкові змінні штуцери. Використання вентилів, званих часто регульованими штуцерами, в фонтанної арматури дозволило плавно змінювати площа перетину каналу і забезпечити безступінчасте регулювання. Втулкові змінні штуцери розраховані на поетапне регулювання, за рахунок використання набору деталей, що представляють собою дроселі з каналами різних діаметрів.

Прямоточная плоскошиберная засувка з діаметром умовного прохідного отвору 65 мм розрахована на робочий тиск 21 МПа (рис. 3.4). Основні деталі засувки: сталевий корпус 1 з кришкою 4, шибера 13, гнізда (сідло). На вході 2 і виході 12 встановлені підпирють тарілчасті пружини 11.



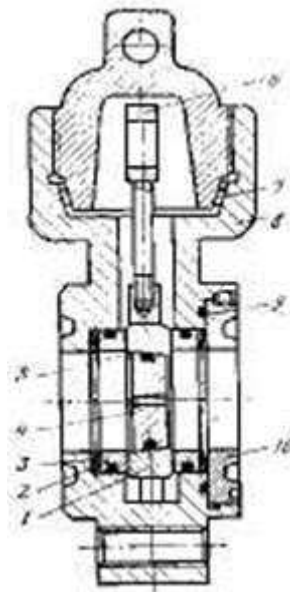
Малюнок 3.4 - Прямоточная плоскошиберная засувка

Така конструкція найбільш типова для засувок, розрахованих на невеликі витрати і тиску. Маса засувок - 80 -100 кг. Герметичність запору досягається за рахунок рухливості гнізд 12 з кільцевими ущільнювачами та високого класу виготовлення їх торцевих поверхонь і контактують з ними поверхонь шибера. Для поліпшення герметичності і підвищення корозійної стійкості корпус засувки заповнений маслом.

Для забезпечення управління засувками, а також для забезпечення можливого телеуправління вони забезпечуються гідроприводом або пневмоприводом. Конструкції засувок відрізняються лише виконанням пристрою для переміщення шпинделя і наявністю приводних циліндрів, гідравлічного або пневматичного.

Регульовані штуцери аналогічні по конструкції вентиля. Вони дозволяють безступінчатий регулювати тиск на викиді фонтанної свердловини за рахунок осьового переміщення шпинделя штуцера з насадкою, що входить в гніздо. Через змінного профілю насадки площа кільцевого отвору між гніздом і насадкою при переміщенні шпинделя змінюється в межах від 3 до 35 мм, що і дозволяє регулювати витрату рідини чи газу. Штуцер розрахований на робочий тиск до 70 МПа. Маса штуцера близько 80 кг. Для полегшення управління штуцерами і для можливості телеуправління вони оснащуються приводом.

Зміна звичайного втулкового штуцера трудомістка і тривала. Для полегшення і прискорення цієї операції застосовуються швидкозмінні штуцери (рис. 3.5). За рахунок використання змінних втулок з отворами діаметром 5, 8, 10, 15, 20, 25, 30 мм і можливості їх швидкої зміни можна східчасто регулювати витрату рідини або газу. Штуцер розрахований на робочий тиск 70 МПа.



Малюнок 3.5 - Швидкозмінний штуцер:

1 - обойма; 2, 9 - ущільнювальні кільця; 3 - пружина; 4 - дросель; 5 - ущільнення дроселя; 6 - гвинт; 7 - проточка; 8 - корпус; 10 - кільце

РОЗДІЛ 4

Газліфтна експлуатація свердловин є продовженням фонтанної експлуатації, при якій кількість газу для підйому рідини закачують в свердловину з поверхні.

Область застосування газліфта - високодебітні свердловин з великими забійними тисками, з високими газовими факторами і забійними тисками нижче тиску насичення, що містять в продукції свердловини пісок, а також свердловини, що експлуатуються в важкодоступних умовах (наприклад, затопляемость, паводки, болота і ін.). Газліфт характеризується високою техніко-економічною ефективністю, відсутністю в свердловинах механізмів і деталей, що труться, простотою обслуговування свердловин і регулювання роботи.

4.1 Устаткування для газліфтної експлуатації свердловин

Сенс газліфтного способу експлуатації полягає в забезпеченні фонтанування свердловини шляхом подачі до низу колони НКТ необхідної кількості стисненого газу. У зв'язку з цим режим і схема газліфтного підйомника аналогічні фонтан.

При компресорному газліфта на відміну від фонтанного способу експлуатації необхідно не тільки мати джерело стисненого газу, але і систему комунікацій для транспортування його до гирла свердловини, спеціальне обладнання гирла і самої свердловини для подачі газу. Крім того, необхідно відділення газу від видобутої газорідинної суміші для його компримування і повторного нагнітання, внаслідок чого його піддають спеціальній підготовці. Як і фонтанний, газліфтний підйомник складається з колони НКТ, діаметр якої розраховують за спеціальною методикою.

За затрубному простору газ з поверхні подається до черевика НКТ, де змішується з рідиною, утворюючи ГЖС, яка піднімається на поверхню по підйомним трубах (НКТ). Закачується газ додається до газу, що виділяється з пластовою рідини. В результаті змішування газу з рідиною утворюється ГЖС такої щільності, при якій наявного тиску на вибої свердловини досить для підйому рідини на поверхню.

Застосування повітря сприяє утворенню в НКТ дуже стійкою емульсії, розкладання якої вимагає її спеціальної обробки поверхнево-активними речовинами, нагріву і тривалого відстою. Застосування вуглеводневого газу, хоча і сприяє утворенню емульсії, але така емульсія нестійка і руйнується (розшаровується) часто простим відстоєм без застосування дорогої обробки для отримання чистої кондиційної нафти. Це пояснюється відсутністю кисню або його незначним вмістом в використовуваному вуглеводневому газі і хімічним спорідненістю газу і нафти, які мають спільну вуглеводневу основу. Кисень, що міститься в повітрі, сприяє окислювальним процесам і утворення на глобулах води стійких оболонок, що перешкоджають злиттю води, укрупнення глобул і подальшого їх осідання при відстої. Причому отсепарирован газ газліфтній свердловини при бурхливому перемішуванні його з нафтою при русі по НКТ збагачується бензиновими фракціями. При фізичної переробці такого газу на газобензинових заводах отримують нестабільний бензин і інші цінні продукти.

Перероблений (осушене) на газобензинових заводах газ знову використовується для роботи газліфтних свердловин після його попереднього стиснення до необхідного тиску на компресорних станціях промислу.

Єдиною перевагою ерліфта є необмеженість джерела повітря як робочого агента для газорідинного підйомника. Для роботи газліфтних свердловин використовується вуглеводневий газ, стиснений до тиску 4 - 10 МПа. Джерелами стисненого газу зазвичай бувають або спеціальні компресорні станції, або компресорні газопереробних заводів, розвиваючі необхідний тиск і забезпечують потрібний подачу. Таку систему газліфтній експлуатації називають компресорним газліфтом. Системи, в яких для газліфта використовується природний газ з чисто газових або газоконденсатних родовищ, називають безкомпресорним газліфтом.

Існує система газліфтній експлуатації, яка називається внутрішньосвердловинним газліфтом. У цих системах джерелом стисненого газу служить газ газоносних пластів, що залягають вище або нижче нефтенасиченої пласта.

У таких випадках газоносний горизонт ізолюється від нафтоносного пласта одним або двома пакерами (зверху і знизу), і газ вводиться в труби через штуцерний пристрій, дозуюче кількість газу, що надходить в НКТ.

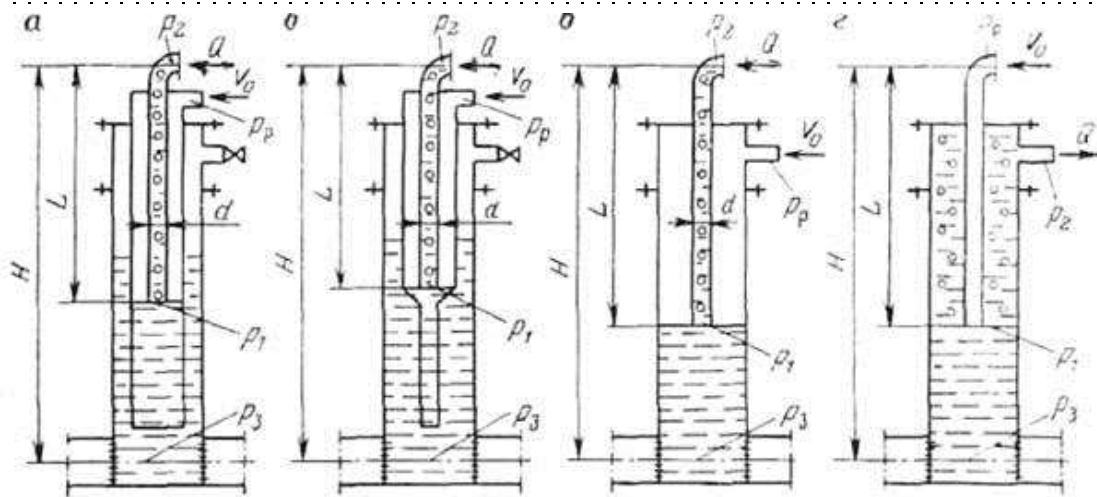
4.2 Конструкції газліфтних підйомників

Конструкція будь-якого газліфтного підйомника повинна забезпечувати можливість закачування газу в свердловину і підйому газорідинної суміші на поверхню. Такі можливості можуть бути створені шляхом закачування газу в затрубний простір при однорядном ліфті, або двома концентрично розташованими рядами труб при закачуванні газу між рядами труб.

Залежно від числа рядів труб, концентрично розташованих в свердловині, розрізняють дворядні, півтора рядні і однорядні підйомники (рис. 4.1). У перших двох підйомниках зовнішній ряд труб спускають до інтервалу перфорації для поліпшення умов виносу піску з вибою за рахунок збільшення швидкості потоку. Газ подають в міжтрубний простір між першим (зовнішнім) і другим (внутрішнім) рядами труб.

Однак з огляду на великий металоємності, вартості, ускладнення при збільшенні глибини спуску підйомних (внутрішніх) труб через необхідність попереднього зміни підвіски зовнішнього ряду труб півтора рядного підйомника, забезпечення умов виносу піску іншими шляхами дво- і півтора рядні підйомники не застосовуються. Їх застосування може бути виправдане як вимушений захід за відсутності герметичності експлуатаційної колони.

В даний час застосовується однорядний підйомник, при якому в експлуатаційну колону спускається один ряд НКТ. Він є найменш металомістких і найбільш дешевим, забезпечує можливість вільного зміни діаметра і довжини підйомних труб, причому діаметр може бути вже значно більшим. Для забезпечення виносу піску з вибою свердловини труби спускають до забою, а газ вводять вище на необхідній глибині через робочий газліфтний клапан або через 2 - 4 отвори діаметром 5 -8 ммв робочій муфті. Клапан або робоча муфта при проходженні газу створюють постійний перепад тиску (0,1 - 0,15 МПа), який утримує рівень рідини нижче точки введення газу на 10 -15 мі забезпечує тим самим рівномірне надходження газу в підйомні труби. Цим зменшуються пульсації в роботі, які сприяють руйнуванню пласта і утворення піщаних пробок.



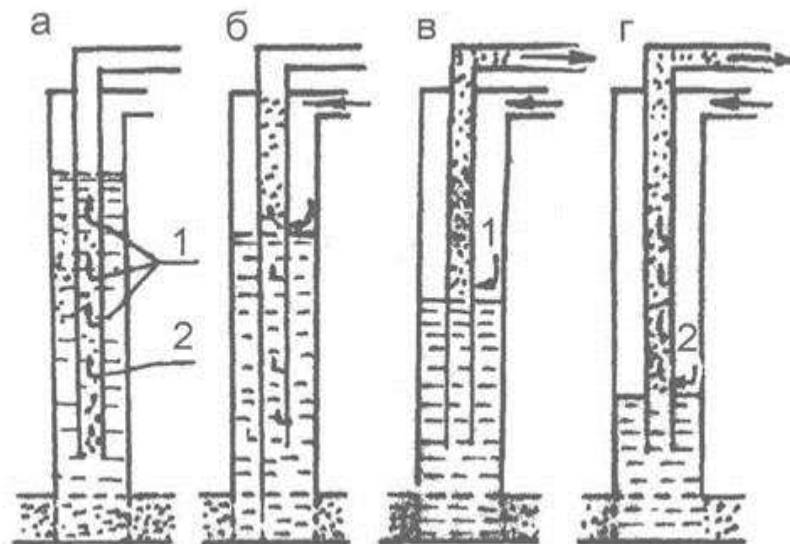
Малюнок 4.1 - Конструкції і системи газліфтних підйомників:
 а Б В - відповідно дво-, півтора- і однорядний підйомники кільцевої системи;
 г - однорядний підйомник центральної системи

Для очищення забою від піску зворотного (закачуванням рідини в НКТ) промиванням свердловини робочий газліфтний клапан постачають додатковим вузлом зворотного клапана, який перекриває отвори і рідина йде не через газліфтний клапан, а через башмак НКТ. На додаток до цього велике затрубний простір дозволяє встановлювати газліфтні клапани вздовж колони НКТ.

Залежно від напрямку подачі газу розрізняють кільцеву і центральну системи підйомників. При кільцевій системі газ закачують в кільцеве (затрубний або міжтрубне) простір (рис. 4.1, а, б, в), і центральної - в центральні труби (рис. 4.1, г). На практиці газліфтної свердловини в основному працюють по кільцевій системі. Це пов'язано з наступним:

- оптимальні умови ліфтування досягаються зазвичай при малих прохідних перетинах;
- пісок роз'їдає з'єднання муфт на трубах і можливий їх обрив;
- при видобутку парафінової нафти періодичне видалення відкладень парафіну зі стінок кільцевого простору утруднено.

Недоліком однорядного підйомника є низька швидкість висхідного потоку між забоєм і черевиком, глибина спуску якого визначається робочим тиском газу, відбором рідини, а також коефіцієнтом продуктивності свердловини. Однак при цьому спрощується допуск труб або взагалі зміна глибини їх підвіски, якщо виникає така необхідність. Тому існує різновид однорядного підйомника - підйомник з робочим отвором (рис. 4.2, г). Один ряд труб необхідного діаметра спускається до забою (або до верхніх дірок перфорації), але на розрахунковій глибині, т. Е. На глибині, де повинен бути башмак (глибина місця введення газу в НКТ), встановлюється робоча муфта з двома - чотирма отворами діаметром 5 -8 мм. Перетин отворів повинно забезпечити пропуск розрахункової кількості газу при перепаді тисків у отворів, що не перевищує 0,1 - 0,15 МПа. Перепад тиску у отворів утримує рівень рідини нижче отвори на 10 -15 м і забезпечує більш рівномірне надходження газу в труби.



Малюнок 4.2 - Процес запуску газліфтної свердловини

1 - муфти з отворами для пуску свердловини; 2 - муфта з отворами для роботи свердловини

Однорядний підйомник з робочим отвором (або муфтою) створює найбільші швидкості висхідного потоку, є найменш металомістких, однак вимагає підйому колони труб при необхідності зміни занурення.

Однорядна конструкція газліфта, при якому використовуються 60 або 73-мм труби, створює широке міжтрубний простір, розміри якого грають вирішальну роль в разі використання різних клапанів, широко вживаних в даний час. У однорядном підйомнику замість робочої муфти з робочими отворами може застосовуватися так званий кінцевий робочий клапан, що підтримує постійний перепад тиску при проходженні через нього газу, що дорівнює 0,1 - 0,15 МПа, достатній для того, щоб постійно утримувати рівень рідини нижче клапана на 10 -15 м. Кінцевий клапан зазвичай приварюється до спец муфті з зовнішньої сторони і має пружинну регулювання необхідного перепаду тиску і витрати газу. Такий клапан забезпечується ще спеціальним кульковим клапаном, який закриває робочий отвір і дозволяє здійснювати зворотне промивання свердловини до забою.

4.3 газліфтного клапани

Існує велика кількість глибинних клапанів різноманітних конструкцій.

Всі клапани за своїм призначенням можна розділити на три групи.

1. Для пуску газліфтних свердловин і їх освоєння застосовуються пускові клапани
2. Для безперервної або періодичної роботи газліфтних свердловин застосовуються робочі клапани. При періодичної експлуатації через ці клапани відбувається перетік газу в НКТ в ті моменти, коли над клапаном накопичиться стовп рідини певної висоти, і ці клапани перебивають подачу газу після викиду з НКТ рідини на поверхню.
3. Для підтримки рівня рідини в міжтрубному просторі нижче клапана на деякій глибині встановлюють кінцеві клапани. Вони встановлюються поблизу черевика колони труб.

За конструктивним виконанням газліфтного клапани дуже різноманітні. Як пружинний елемент у них використовується або пружина (пружинні клапани), або сифонна камера, в яку заздалегідь закачано азот до певного тиску (сифонні клапани).

У цих клапанах пружним елементом є стислий азот. Існують комбіновані клапани, в яких використовуються і пружина, і сильфон. За принципом дії більшість клапанів є диференціальними, т. Е. Відкриваються або закриваються залежно від перепаду тисків в міжтрубному просторі і в НКТ на рівні клапана. Вони використовуються як в якості пускових, так і в якості робітників.

Газліфтного клапани для різних умов експлуатації мають різні конструктивні виконання. Найбільш поширена така класифікація клапанів:

- у напрямку потоку робочого агента - нормальні (з затрубного простору в труби) і зворотні (з труб в засурмили);

- за способом кріплення - стаціонарні і знімні. Останні мають переважне поширення, оскільки для їх зміни не потрібно підйому насосно-компресорних труб, але володіють великим поперечним розміром;

- по розташуванню стаціонарних клапанів - ексцентричні (встановлюються збоку) і концентричні - рукавні. Останні охоплюють трубу і можуть пропускати великі витрати газу.

Знімні клапани можуть бути з центральною установкою і в бічних кишенях свердловинних камер. Останні - найбільш поширені, так як при будь-якому числі клапанів в установці поперечний переріз ліфта залишається вільним.

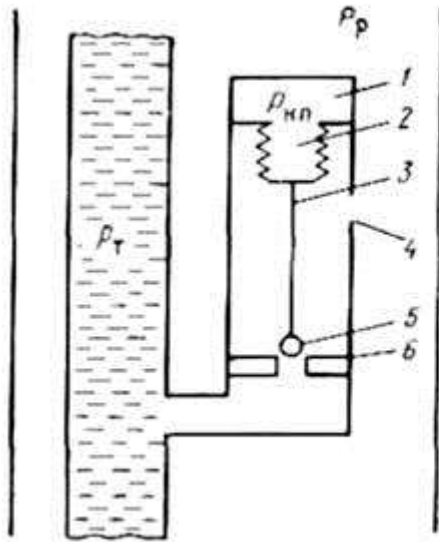
Міняють клапани спеціальним набором спускається на канаті інструменту. Для цієї мети використовуються агрегати для свердловинних канатних робіт, що включають пересувну лебідку з гідроприводом і обладнання гирла свердловини з лубрикатори і превентора.

Перед спуском в свердловину газліфтного клапани налаштовують на відповідне проекту газліфтній установки тиск відкриття і закриття. На спеціальних стендах заряджають сильфонні камери нейтральним газом (азотом) до розрахункового тиску, потім перевіряють спрацьовування клапана. При розрахунку тиску зарядки враховують, що відхилення свердловинкою температури від стендової вимагає внесення відповідної поправки.

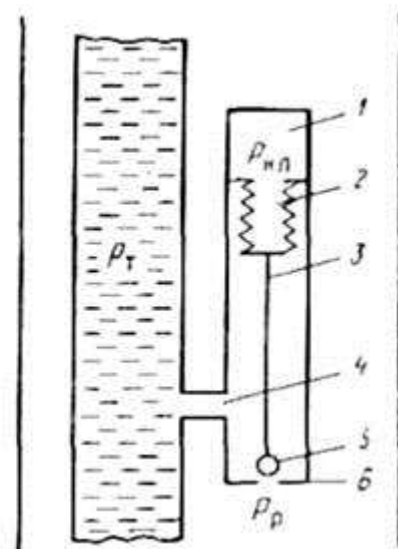
Клапан, керований робочим тиском, закривається при його зниженні (рис. 4.2). Він складається з камери 1 з сильфоном 2, до якого прикріплений шток 3 з кульовим клапаном 5, що закриває отвір в сидлі 6. Повідомлення клапана з міжтрубному просторі відбувається через штуцерний отвір 4.

Цей клапан часто використовується як пусковий, оскільки їм легко управляти, змінюючи робочий тиск.

Клапан, керований тиском газожидкостной середовища (рис. 4.3), закривається при його зниженні. Цей тип клапана може бути використаний в якості робочого, оскільки в певних межах ступінь його відкриття залежить від тиску стовпа рідини і, будучи встановлений поблизу вибою, він сприяє підтримці забійного тиску, збільшуючи витрату газу при збільшенні обводнення, при відкладенні парафіну на трубах і інших явищах, що призводять до зростання тиску на черевіку труб. Крім того, клапани, керовані тиском середовища, придатні в якості пускових для систем одночасної роздільної експлуатації декількох пластів однієї свердловини (ОРЕ), оскільки процес освоєння кожного пласта управляється незалежно.



Малюнок 4.2 - Газліфтний клапан, який працює від робочого тиску



Малюнок 4.3 - Газліфтний клапан, який працює від тиску газожидкостной середовища

1 - камера; 2 - сильфон; 3 - шток; 4 - штуцерний отвір; 5 - кульовий клапан; 6 - отвір в сидлі; p_p - тиск робочого агента на рівні клапана; p_t - тиск в середовищі; РНП - тиск зарядки сильфона

Клапан диференціальної дії (керований перепадом тисків) відкривається, коли перепад тисків робочого агента і середовища менше заданого. Обов'язковим елементом в клапані є пружина.

Цей клапан нормально закритий. Його доцільно застосовувати для періодичної газліфтній експлуатації.

У світовій практиці відомо, крім описаних основних типів, багато їх різновидів, в тому числі клапани з пілотним керуванням, у яких тиску відкриття і закриття практично збігаються (збалансовані), з гумовим запірним органом, з гідравлічним амортизатором для гасіння пульсацій та ін.

РОЗДІЛ 5

Припинення або відсутність фонтанування зумовило використання інших способів підйому нафти на поверхню, наприклад, за допомогою штангових свердловинних насосів.

Більше половини фонду (59,4%) діючих свердловин Росії (приблизно 16,1% всього обсягу видобутку нафти) експлуатуються ШСНУ.

Дебіт свердловин становить від десятків кілограмів на добу до декількох десятків тонн. Насоси спускають на глибину від декількох десятків метрів до 3000 м, а в окремих свердловинах на 3200 - 3400 м.

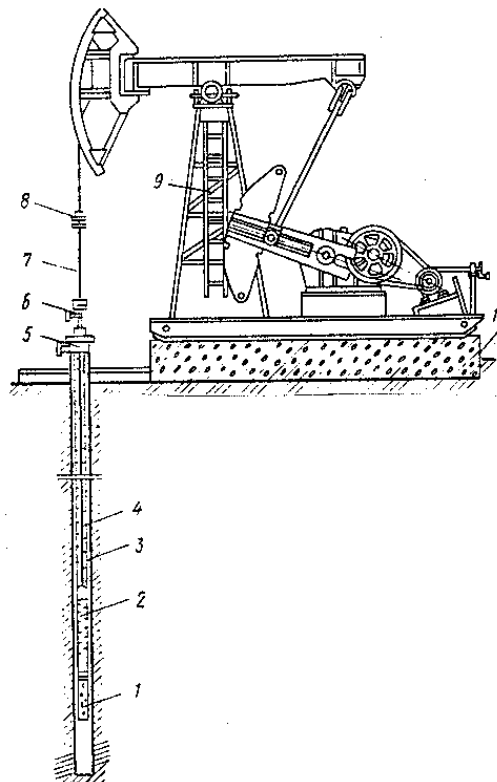
5.1 Устаткування для експлуатації свердловин насосами з механічним приводом

Нафтова скважинна насосна установка (ШСНУ) включає:

1. Наземне обладнання: верстат-качалка (СК), обладнання гирла.
2. Підземне обладнання: насосно-компресорні труби (НКТ), насосні штанги (НШ), штанговий свердловинний насос (ШСН) і різні захисні пристрої, що поліпшують роботу установки в ускладнених умовах.

Відмітна особливість ШСНУ полягає в тому, що в свердловині встановлюють плунжерний (поршневий) насос, який приводиться в дію поверхневим приводом за допомогою колони штанг (рис. 5.1).

Глибинна нафтова насосна установка (рис. 5.1) складається з свердловинного насоса 2 вставного або НЕ вставного типів, насосних штанг 4, насосно-компресорних труб 3, підвішених на планшайбе або в трубній підвісці 8, сальникового ущільнення 6, сальникового штока 7, верстата-качалки 9, фундаменту 10 і трійника 5. На прийомі свердловинного насоса встановлюється захисне пристосування у вигляді газового або пісочного фільтра 1.



Малюнок 5.1 - Схема установки штангового свердловинного насоса

Верстат-качалка (рис. 5.2), є індивідуальним приводом свердловинного насоса.

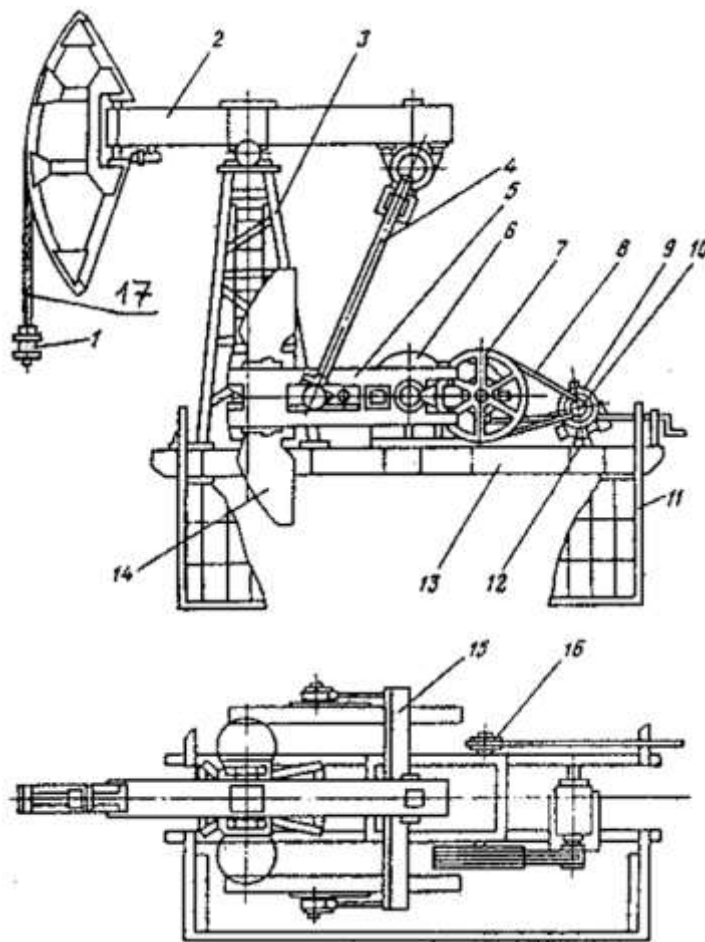


Рис. 13. Верстат-качалка типу СКД:

1 - підвіска гирлового штока; 2 - балансир з опорою; 3 стійка; 4 шатун; 5 кривошип; 6 редуктор; 7 ведений шків; 8 ремінь; 9 електродвигун; 10 - провідний шків; 11 огорожу; 12 - поворотна плита; 13 - рама; 14 - противагу; 15 - траверса; 16 - гальмо; 17 канатна підвіска

Верстат-качалка повідомляє штангах зворотно-поступальний рух, близьке до синусоїдальної. СК має гнучку канатну підвіску для зчленування з верхнім кінцем полірованого штока і відкидну або поворотну головку балансира для безперешкодного проходу спускопідйомні механізмів (лівого блоку, гака, елеватора) при підземному ремонті.

Балансир гойдається на поперечній осі, укріпленої в підшипниках, і зчленовується з двома масивними кривошипами за допомогою двох шатунів, розташованих по обидві сторони редуктора. Кривошипи з рухомими противагами можуть переміщатися щодо осі обертання головного валу редуктора на ту чи іншу відстань уздовж кривошипів. Противаги необхідні для рівноваження верстата-качалки.

Редуктор з постійним передавальним числом, масло заповнений, герметичний має трансмісійний вал, на одному кінці якого передбачений трансмісійний шків, з'єднаний клиноремінною передачею з малим шківом електродвигуна. З протилежного боку трансмісійного валу є гальмівний барабан. Опорний підшипник балансира укріплений на металевій стійці-піраміді.

Всі елементи верстата-качалки: піраміда, редуктор, електродвигун кріпляться до єдиній рамі, яка закріплюється на бетонному фундаменті. Крім того, всі СК забезпечені гальмівним пристроєм, необхідним для утримання балансира і кривошипів в будь-якому заданому положенні. Точка зчленування шатуна з кривошипом може змінювати своє відстань щодо центру обертання перестановкою пальця кривошипа в ту чи іншу отвір. Цим досягається ступеневу зміна амплітуди коливань балансира, тобто довжини ходу плунжера.

Оскільки редуктор має постійне передавальне число, то зміна частоти коливань досягається тільки зміною передавального числа клиноремної трансмісії і зміною шківів на валу електродвигуна на більший або менший діаметр.

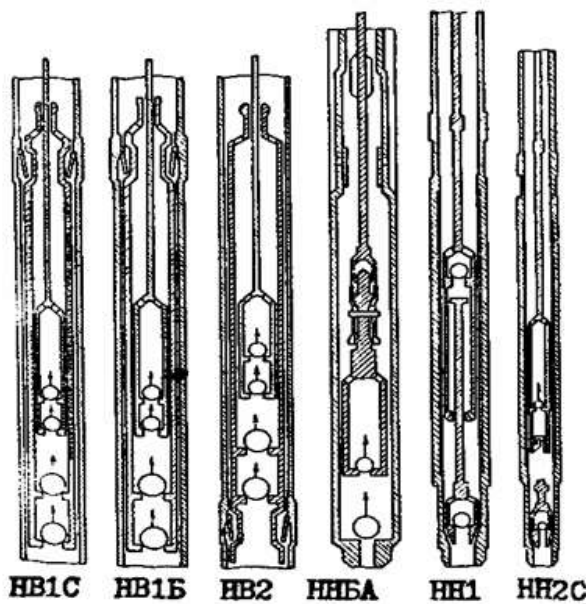
5.2 Штангові насоси свердловин

Штангові насоси свердловин (ШСН) призначені для відкачування з нафтових свердловин рідини обводненістю до 99%, температурою не більше 130 ° С, з вмістом сірководню не більше 50 мг / л, мінералізацією води не більше 10 г / л.

Свердловинні насоси мають вертикальну конструкцію одинарної дії з нерухомим циліндром, рухомим металевим плунжером і кульковими клапанами. Насоси спускають в свердловину на штангах і насосно-компресорних трубах. Розрізняють такі типи свердловинних насосів (рис. 5.3):

- НВ1 - вставні із замком нагорі;
- НВ2 - вставні із замком внизу;
- НН - невставні без ловителя;
- НН1 - невставні з захватним штоком;
- НН2С - невставні з уловлювачем.

Хімічні штангові насоси є гідравлічної машиною об'ємного типу, де ущільнення між плунжером і циліндром досягається за рахунок високої точності їх робочих поверхонь і регламентованих зазорів.



Малюнок 5.3 - Типи свердловинних штангових насосів

В умовному позначенні насоса, наприклад, НН2БА-44-18-15-2, перші дві букви і цифра вказують тип насоса, такі літери - виконання циліндра і насоса, перші дві цифри - діаметр насоса (мм), наступні довжину ходу плунжера (мм) і напір (м), зменшені в 100 разів і остання цифра - групу посадки.

Свердловинні насоси нормального виконання по стійкості до середовища, що застосовуються переважно для підйому рідини з незначним вмістом (до 1,3 г / л)

механічних домішок, комплектують плунжерами виконання ПХ1 або ПХ2 з парами «сідло-кулька» виконання До або КБ.

Свердловинні насоси Абразивостійкий виконання І, застосовувані переважно для підйому рідини, що містить більше 1,3 г / л механічних домішок, комплектують плунжерами виконання ПІ1 або ПІ2 і парами «сідло-кулька» виконання КІ.

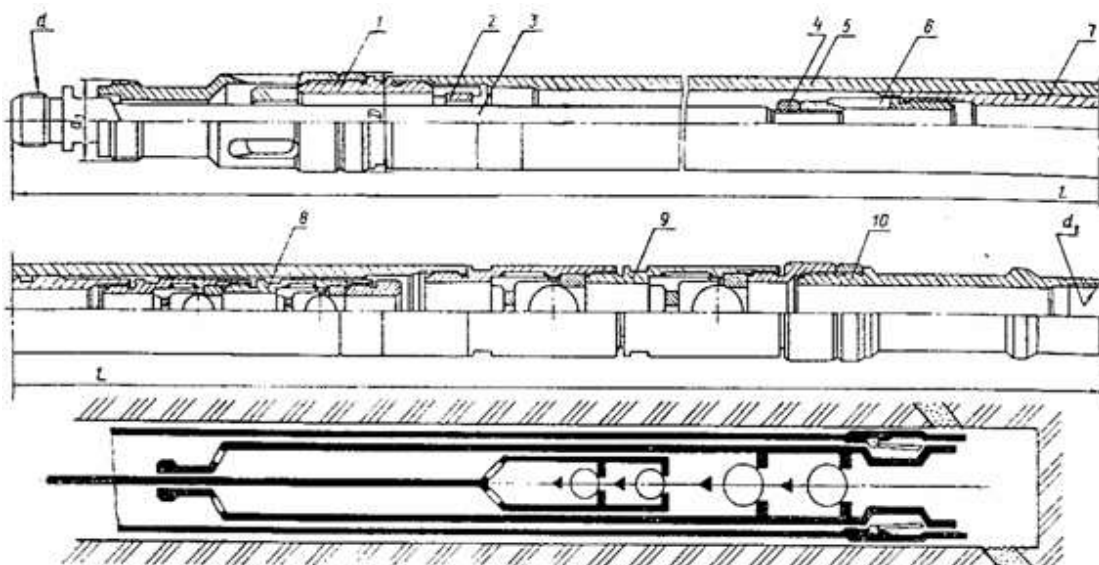
Конструктивно всі насоси свердловин складаються з циліндра, плунжера, клапанів, замку (для вставних насосів), приєднувальних і настановних деталей, максимально уніфікованих.

Свердловинні насоси всіх виконань, крім виконання НВ1БД1 і НВ1БД2, одноплунжерні, одноступінчасті.

Свердловинні насоси типу НВ2 виготовляють одного виконання:

НВ2Б - вставною з замком внизу, цільним циліндром виконання Б, одноплунжерний, одноступінчастий, нормального виконання по стійкості до середовища. (Рис. 5.3).

Замкова опора типу ОМ призначена для закріплення циліндра свердловинних насосів виконань НВ1 і НВ2 в колоні насосно-компресорних труб. Висока точність виготовлення поверхонь деталей опори забезпечує надійну герметичну фіксацію циліндра насоса в насосно-компресорних трубах на заданій глибині свердловини і одночасно запобігає викривлення насоса в свердловині.



Малюнок 5.4 - свердловини штанговий насос виконання НВ2Б:

1 - захисний клапан; 2 - упор; 3 - шток; 4 - контргайка; 5 - циліндр;

6 - клітина плунжера; 7 - плунжер; 8 - нагнітальний клапан;

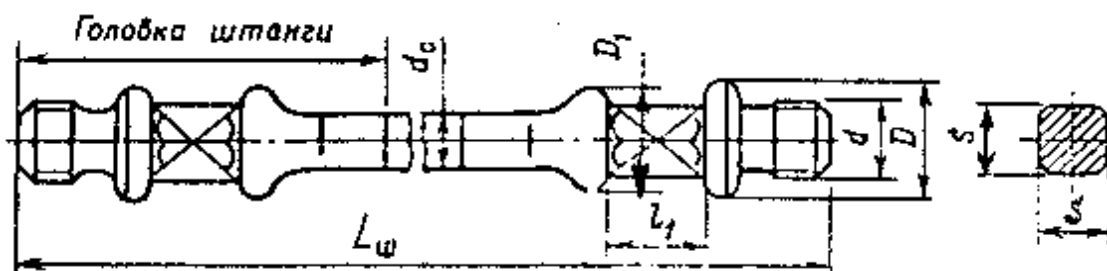
9 - всмоктуючий клапан; 10 - зав'язаний ніпель з конусом

Застосування насосів ПН переважно в свердловинах з великим дебітом, невеликою глибиною спуску і великим міжремонтним періодом, а насоси типів НВ в свердловинах з невеликим дебітом, при великих глибинах спуску. Чим більше в'язкість рідини, тим приймається вище група посадки. Для відкачування рідини з високою температурою або великою кількістю піску і парафіну рекомендується використовувати насоси третьої групи посадки. При великій глибині спуску рекомендується застосовувати насоси з меншим зазором.

Насос вибирають з урахуванням складу откачуваної рідини (наявності піску, газу та води), її властивостей, дебіту і глибини його спуску, а діаметр НКТ - в залежності від типу і умовного розміру насоса.

5.3 Насосні штанги

Штанги насосні призначені для передачі зворотно-поступального руху плунжеру насоса (рис. 5.5). Виготовляються в основному з легованих сталей круглого перетину діаметром 16, 19, 22,25 мм, довжиною 8000 мм і укорочені - 1000, 1200, 1500, 2000 і 3000 мм як для нормальних, так і для корозійних умов експлуатації.



Малюнок 5.5 - Насосна штанга

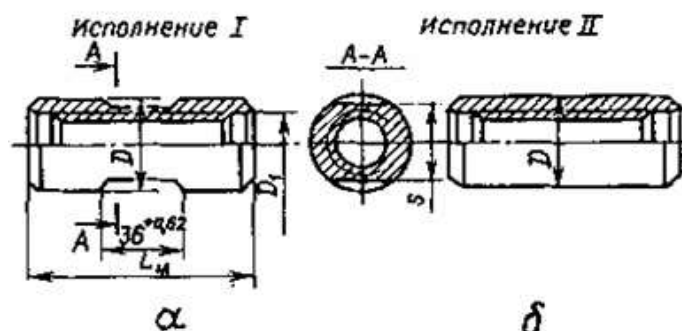
Шифр штанг - ШН-22 позначає: штанга насосна діаметром 22 мм. Марка сталей - сталь 40, 20Н2М, 30ХМА, 15НЗМА і 15Х2НМФ з межею плинності від 320 до 630 МПа.

Штанги насосні застосовуються у вигляді колон, складених з окремих штанг, з'єднаних за допомогою муфт.

Муфти штангові випускаються: з'єднувальні типу МШ (рис. 5.6) - для з'єднання штанг однакового розміру і перекладні типу МШП - для з'єднання штанг різного діаметру.

Для з'єднання штанг застосовуються муфти - МШ16, МШ19, МШ22, МШ25; цифра означає діаметр соединяемой штанги по тілу (мм).

АТ «Очерский машинобудівний завод» виготовляє штанги насосні з одноосно-орієнтованого склопластику з межею міцності не менше 800 МПа. Кінці (ніпелі) штанг виготовляються з сталей. Діаметри штанг 19, 22,25 мм, Довжина 8000 - 11000 мм.



Малюнок 5.6 - Сполучна муфта:

а - виконання I; б - виконання II

Переваги: зниження ваги штанг в 3 рази, зниження енергоспоживання на 18 - 20%, підвищення корозійної стійкості при підвищеному вмісті сірководню та ін. Застосовуються безперервні штанги «Короді».

РОЗДІЛ 6

Устаткування гирла насосних свердловин призначене для герметизації затрубного простору, внутрішньої порожнини НКТ, відведення продукції свердловини, підвищування колони НКТ, а також для проведення технологічних операцій, ремонтних і дослідних робіт в свердловинах.

6.1 Устаткування гирла свердловин, що експлуатуються штанговими насосними установками

Устаткування гирла включає хрестовик, навернений на експлуатаційну колону, до бічних відводів кожного приєднані крани, а на верхньому, горизонтальному фланці встановлено фланець, на якому висить колона НКТ, а у верхній частині - гирлової сальник. Тиск, сприймається гирловим сальником, обумовлено протипротиводавленням на гирлі свердловини, яке з впровадженням однострубною системою збору і транспортування нафти і газу може досягати 4 МПа.

Гирлової сальник (рис. 6.1) включає: кульову головку 9 з розміщені в ній верхньої і нижньої 3 втулками, виготовленими з деревини. Остання розташовується в нижній втулці 12, відокремленої від ущільнювальної набивання 10 опорним кільцем 11. На верхню частину кульової головки нагвинчена кришка 5, забезпечена скобами, за допомогою яких підтягується ущільнювальна набивка. При підтяжки зусилля з кільцевої втулки 6 передається натискним кільцем 7 і верхнім вкладишем на ущільнювальну набивання.

Кришка 5 у верхній частині над ґрундбуксою утворює ємність, що служить для зберігання мастила тертьових деталей - гирлового штока, ущільнювальної набивання і вкладишів.

Кульова головка 9 встановлюється у верхній частині трійника 15 в кульову розточення і притискається до нього за допомогою кульової кришки 4, прикріпленою до трійника двома відкидними болтами 16 і гайками 14, встановленими за допомогою пальців 17. Пальці фіксуються від осьових зсувів шплінтами.

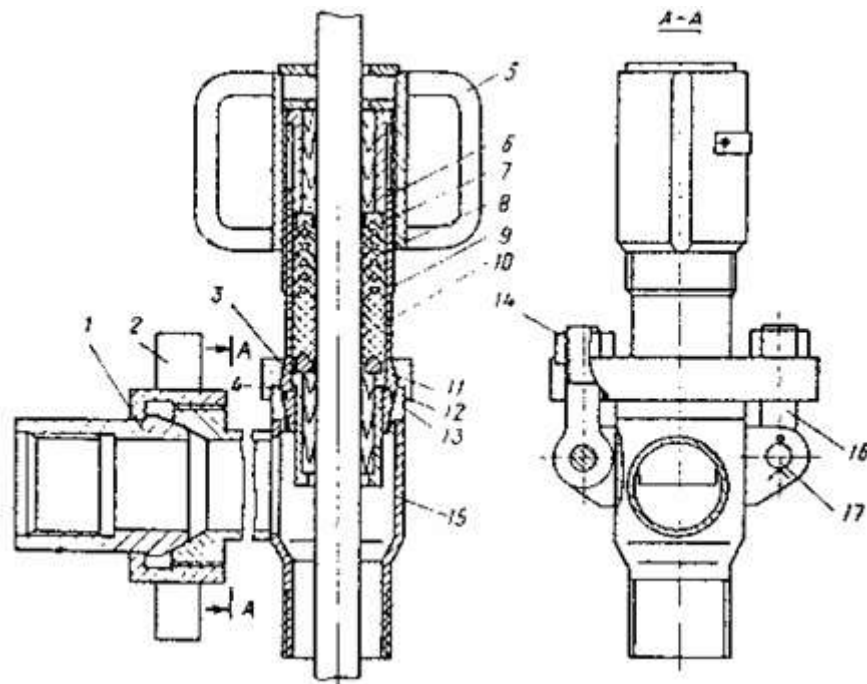
Зазор між трійником 15 і сферичною поверхнею кульової головки 9 герметизується за допомогою кільця ущільнювача 13.

Для запобігання повороту кульової головки навколо своєї осі при підтяжки ущільнювальної набивання служать два стопори.

Пластова рідина відводиться в викидних лінію, яка з'єднується з трійником за допомогою бистроразборних конструкції, що складається з ніпеля 1 і накидної гайки 2.

До особливостей даної конструкції відноситься наявність шарнірного з'єднання, що дозволяє голівці разом з ущільненням повертатися і самовстановлюється по усть шток. Це зменшує радіальні складові зусилля взаємодії гирлового штока з вкладишами, а значить, і знос. Таким чином, забезпечується більша довговічність ущільнювальної набивання, зменшується частота її підтягування.

Крім описаного застосовується гирлової сальник СУС2 з подвійним ущільненням і трьома рядами направляючих втулок.



Малюнок 6.1 - гирлового сальника типу СУС1

6.2 Верстати-качалки

Верстат-качалка комплектується асинхронним електродвигателем з підвищеним пусковим моментом і вогноморозостійкою ізоляцією, блоками управління, що забезпечують індивідуальний самозапуск верстатів-качалок або програмну роботу з індивідуальним самозапуском.

Кожен тип верстата-качалки характеризується максимальними допустимими навантаженнями на гирлової шток, довжиною ходу гирлового штока і крутним моментом на кривошипному валу редуктора.

Прийняте умовне позначення верстата-качалки характеризує: СК - верстат-качалка, перша цифра - найбільше допустиме навантаження на гирлової шток (кН), далі довжина ходу (м) і найбільший допустимий крутний момент на валу (кН · м).

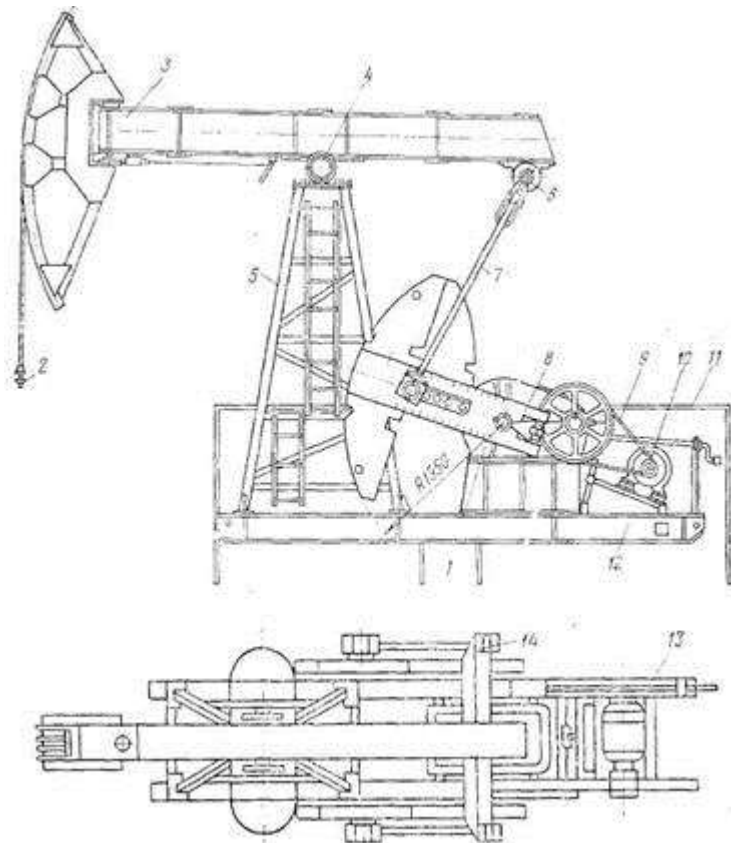
За способом врівноваження вони поділяються на верстати-качалки

з балансувати урівноваживаним - СК2;

з комбінованим урівноваживаним - СК3;

з кривошипним урівноваживаним від СК4 до СК10.

Верстат-качалка (рис. 6.2) складається з рами 12 з підставкою під редуктор і поворотні санчата, стійки 5, балансира 3 з головкою і противагами (при балансірних або комбінованому зрівноважуванні), опори 4 балансира, траверси 14, опори 6 траверси, двох шатунів 7, двох кривошипів 8 з противагами (при комбінованому або кривошипному зрівноважуванні), редуктора 1, гальма 13, клинопасової передачі 9, електродвигуна 10, підвіски гирлового штока 2 з канатом, огороження 11 кривошипно-шатунного механізму.



Малюнок 6.2 - Загальний вигляд верстата-качалки

Рама - з профільного прокату; виготовлена у вигляді двох полозів, з'єднаних поперечними зв'язками. Для зменшення висоти фундаменту до рами приварена підставка під редуктор.

Стойка - з профільного прокату чотириногих.

У верстаті-гойдалці СКЗ-1,2-630 стійка приварена до рами, в інших - прикріплена до неї болтами. На верхній частині стійки є плита, на якій встановлена опора балансира. До плити приварені чотири упору з установочними гвинтами, що дозволяють переміщати балансир в поздовжньому напрямку і регулювати становище гирлового штока по центру свердловини після монтажу верстата-качалки.

Балансир - з профільного прокату двотаврового перетину; Однобалочний або двобалкових конструкції. Головка балансира - поворотна. Для її фіксації в робочому положенні в шайбі головки передбачений паз, в який входить клин засувки. Корпус засувки з канатом, підведеним до рукоятки, прикріплений болтами до нижньої полиці тіла балансира. Для звільнення головки клин за допомогою рукоятки відтягується назад.

Опора балансира - вісь, обидва кінці якої встановлені в сферичних роликотідшипників, розташованих в чавунних корпусах. До середньої частини осі квадратного перетину приварена планка, через яку опора балансира з'єднується з балансиром.

Траверса - пряма з профільного прокату. З її допомогою балансир з'єднується з двома паралельно працюючими шатунами.

Опора траверси шарнірно з'єднує балансир з траверсою. Середня частина осі встановлена в сферичні роликотідшипники, корпус якого болтами прикріплений до нижньої полиці балансира. Кінці осі затиснуті в клеммовіе затискачах двох кронштейнів.

Шатун - сталеві труба заготовка, на одному кінці якої уварена верхня головка шатуна, а на іншому - черевик. Палець верхньої головки шатуна шарнірно з'єднаний з траверсом.

Башмак болтами прикріплений до нижньої головці шатуна. Палець кривошипа конусної поверхнею вставляється в отвір кривошипа і через розрізну втулку затягується за допомогою гайок.

Кривошип - провідне ланка перетворює механізму верстата-качалки, в якому передбачені отвори для зміни довжини ходу гирлового штока. На кривошипі встановлені противаги, які переміщуються за допомогою знімного пристрою, що вставляється в поперечний паз біля основи противаги. Після закінчення переміщення противагу закріплюють на кривошипі, затягуючи гайки на спеціальних болтах.

Редуктор виготовляється двоступінчастим з шевронними зубчастими колесами, з циліндричною передачею Новікова. Швидкохідна щабель - роздвоєний шеврон, тихохідна щабель - шевронна з канавкою.

Ведучий і проміжний вали встановлені в роликотідшипниках з короткими циліндричними роликами, ведений вал - в дворядних сферичних роликотідшипників. На кінцях ведучого вала насаджені ведений шків клинопасової передачі і шків гальма. На обидва кінці веденого вала насаджені кривошипи. Мاستило зубчатих коліс і підшипників валів здійснюється з ванни корпусу редуктора.

Гальмо - Двоколодкове. Права і ліва колодки прикріплені до редуктора. На внутрішній поверхні колодок є стрічки феррадо. За допомогою стяжного пристрою колодки затискають гальмовий шків, насаджений на ведучий вал редуктора. Стяжні пристрій складається з ходового гвинта з правою і лівою різьбою і двох гайок, закріплених на рухливих кінцях колодок. Рукоятка гальма, насаджена на стяжний гвинт, винесена в кінець рами, за електродвигун.

Санчата поворотні під електродвигун забезпечують швидку зміну і натяг клинових ременів. Виконані вони у вигляді рами, яка шарнірно укріплена на задньому кінці рами верстата-качалки в трьох точках, а на великовантажних СК (довжиною ходу понад 3,5 м) - в чотирьох.

До поворотній рамі поперечно прикріплені болтами двоє санчат, на які встановлюється електродвигун. Рама з санчатами повертається обертанням ходового гвинта.

Привід верстата-качалки здійснюється від електродвигуна зі швидкістю обертання валу 750, 1000 і 1500 хв-1.

Електродвигун - трифазний короткозамкнений асинхронний з підвищеним пусковим моментом у воломорозостойком виконанні. На валу електродвигуна встановлена конусна втулка, на яку насаджений ведучий шків клинопасової передачі.

Підвіска гирлового штока складається з верхньої та нижньої траверс, двох затискачів каната і затиску гирлового штока. Для установки в підвісці гідравлічного динамограф в неї вставляють два гвинти, за допомогою яких розсуваються траверси підвіски.

Штоки сальникові гирлові ШБУ призначені для з'єднання колони насосних штанг з канатної підвіскою верстата-качалки.

Амплітуду руху головки балансира регулюють шляхом зміни місця зчленування кривошипа шатуном щодо осі обертання (перестановка пальця кривошипа в інший отвір). За один подвійний хід балансира навантаження на СК нерівномірні. Для врівноваження

роби верстата-качалки поміщають вантажі (противаги) на балансир, кривошип або на балансир і кривошип. Тоді урівноваження називають відповідно балансирним, кривошипним (роторним) або комбінованим.

Блок управління забезпечує управління електродвигуном СК в аварійних ситуаціях (обрив штанг, поломки редуктора, насоса, порив трубопроводу і т. Д.), А також самозапуск СК після перерви в подачі електроенергії.

Довгий час нашою промисловістю випускалися верстати-качалки типорозмірів СК. В даний час по ОСТ 26-16-08-87 випускаються шість типорозмірів верстатів-качалок типу СКД табл. 5.1

У шифрі, наприклад, СКД8-3,0-4000, зазначено Д - дезаксіальний; 8 найбільша допустиме навантаження P_{max} на головку балансира в точці підвісу штанг, помножена на 10 кН; 3,0 - найбільша довжина ходу гирлового штока, м; 4000 - найбільший допустимий крутний момент $M_{кр.мах}$ на відомому валу редуктора, помножений на 10-2 кН · м.

Наявна моноблочна конструкція невеликої маси робить можливим її швидку доставку (навіть вертольотом) і установку без фундаменту (безпосередньо на верхньому фланці трубною головки) в самих важкодоступних регіонах, дозволяє здійснити швидкий демонтаж і проведення ремонту свердловинного обладнання.

Фактично безступінчасте регулювання довжини ходу і числа подвійних ходів в широкому інтервалі дозволяє вибрати найбільш зручний режим роботи і істотно збільшує термін служби підземного обладнання.

РОЗДІЛ 7

Однією з основних тенденцій розвитку штангових свердловинних установок є збільшення довжини ходу точки підвісу штанг, що покращує основні показники установки, її довговічності і подачу. Однак збільшення довжини ходу по-різному впливає на зміну параметрів її окремих елементів: приводу, колони штанг, труб, свердловинного насоса, гирлового обладнання.

При збільшенні довжини ходу показники всіх елементів установки поліпшуються за винятком показників приводу, якщо він виконується на базі установок, що мають кривошипно-шатунний механізм.

7.1 Нафтові насосні установки з гідроприводом

Як і будь-який привід нафтового свердловинного насоса, гідравлічний привід може складатися з наступних блоків: силового органу, врівноважує пристрої, блоку приводу з комутуючим пристроєм, а крім того, специфічних, характерних тільки для гідроприводу блоків, - систем компенсації витоків і реверсування. Силовий орган з'єднується колоною штанг зі свердловинним насосом, спущеним в експлуатаційну колону на колоні НКТ.

У гідроприводних установках використовуються ті ж способи врівноваження, що і в механічних.

Принципово ці установки відрізняються способом передачі енергії від двигуна до силового органу і врівноважуючим пристроєм. Гідравлічна передача, особливо з об'ємним гідроприводом, забезпечує високу «передавальне відношення» приводу при порівняно невеликих його розмірах і масі, а також різко спрощує кінематичну схему. При цьому стає можливим взагалі виключити механізм перетворення руху (чотирехзв'язковий балансирного верстата-качалки), позбутися від редуктора, гальма і т. Д.

У гідроприводних установках в якості силового органу-вузла для переміщення колони штанг, як правило, використовуються гідравлічні циліндри, а рідше - реверсивні гідромотори. У першому випадку шток циліндра з'єднується безпосередньо з гирловим штоком колони штанг, а в другому за допомогою гнучкої підвіски (наприклад, ланцюгової), перекинутою через зірочку, встановлену на валу гідромотора.

Врівноважує пристрій акумулює потенційну енергію або вантажу, що піднімається, або стисненого газу, або колони штанг сусідньої свердловини або, нарешті, кінетичну енергію маховика.

Блок приводу зазвичай є двигун з'єднаний безпосередньо з валом силового насоса, об'ємного або гідродинамічного дії. У безпосередній близькості від нього розташовується комутуючі пристрій (розподільник), перемикаючий потоки робочої рідини від силового насоса до силового органу в періоди його реверсування або зупинки. Як комутуючого пристрою може використовуватися золотниковий розподільник або власне силовий насос, який регулює подачу і реверсують напрямку потоку рідини.

У гідроприводі ШСН використовуються гідросхеми трьох типів: відкрита, закрита і комбінована. У приводі з відкритою гідросхеми бак з робочою рідиною знаходиться під атмосферним тиском, а підпір на прийомі силового насоса обумовлений різницею вертикальних координат бака і приймального патрубку силового насоса.

У приводі із закритою гідросхеми бак з робочою рідиною знаходиться під тиском, порівнянним з робочим тиском насоса, це ж тиск діє на прийомі силового насоса. Бак, що працює під надлишковим тиском, може бути виконаний у вигляді окремого блоку, або його функції виконує пневматичний акумулятор, частина обсягу якого постійно заповнена робочою рідиною.

У приводі з комбінованою схемою частина вузлів і апаратів знаходиться під дією постійного тиску, обумовленого тиском стисненого газу в акумуляторі, а частина - під атмосферним тиском.

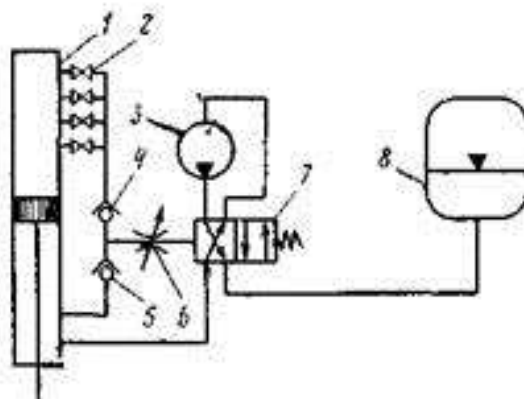
Силовим блоком керує система реверсування - або гідравлічна, або механічна. У першому випадку сигнал на перемикання розподільника подається рідиною в трубопроводах, у другому - переміщенням всякого роду кулачків, упорів і т. П., Що взаємодіють з деталями гідроприводу.

Установки з пневматичним урівноваживанням і закритою схемою гідроприводу

Установки з використанням в якості врівноважує пристрої гідропневматичного акумулятора виконувалися з гідроприводом по закритій або комбінованою схемою, в якому використовувалися як гідродинамічні, так і гідростатичні насоси. Тип застосовуваного насоса на структуру гідравлічної схеми істотно не впливав: він визначав лише динамічні характеристики установки і, що особливо важливо, робочий тиск, а отже, габарити і масу елементів установки.

Гідроприводні установки із закритою схемою (рис. 7.1) включають силовий орган - гідроциліндр 1, пневматичний акумулятор 8, блок приводу - силовий насос 3 і розподільний золотник 7, гідравлічну систему реверсування, що складається з кранів 2, встановлених на керуючих комунікаціях, зворотних клапанів 4, 5 і регульованого дроселя 6, підключених до керуючої порожнини силового золотника 7.

Установка працює в такий спосіб: при нижньому положенні поршня тиск рідини в лівій керуючій порожнині золотника 7 близько до атмосферного. Нижній зворотний клапан відкритий, і золотник займає ліве положення, т. Е. Рідина направляєтся з акумулятора на прийом силового насоса і далі в нижню порожнину силового циліндра. Поршень циліндра разом з колоною штанг переміщається вгору до тих пір, поки не пройде повз одного з верхніх вікон циліндра, кран якого відкритий. При цьому рідина з подпоршневою порожнини через що відкрився верхній зворотний клапан і дросель надійде в ліву керуючу порожнину силового золотника і, подолавши зусилля поворотної пружини, перемістить його в праве положення. Рідина почне надходити з циліндра в акумулятор. Хід поршня вниз триватиме до тих пір,



Малюнок 7.1 - Установка з закритою гідравлічною схемою

Плавність перемикання силового золотника регулюється дроселем, а довжина ходу поршня - відкриттям відповідного крана верхнього керуючого вікна (при закритих інших).

Відомо багато різновидів конструкцій установок, виконаних за даною схемою. У деяких з них в якості силового насоса використаний відцентровий, а в системі реверсування - золотник з диференціальними поршнями, що дозволило обійтися без костюмів чоловічих класичних в системі реверсування і т. П.

Оцінюючи ці установки, слід зазначити, що їх простота позірна, оскільки вони повинні включати, крім власне гідроприводу, системи компенсації витоків робочої рідини і стабілізації тиску повітря. Кожна з них містить двигун, компенсаційний насос і компресор, а також систему розподілу і автоматики. В установках з закритою схемою гідроприводу бак виконує функції акумулятора.

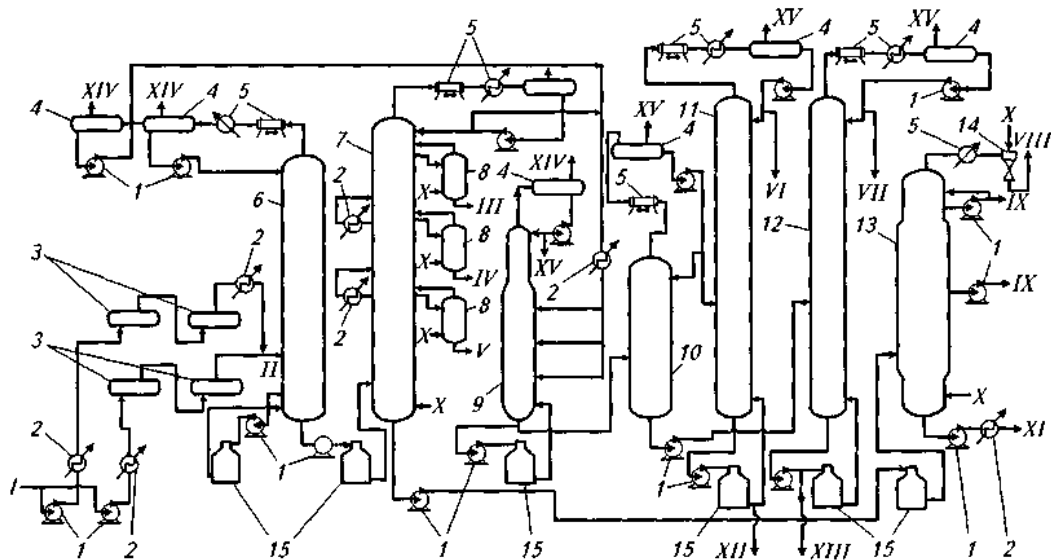
До недоліків подібних установок відноситься те, що шток силового циліндра виконує функціїгірлового штока. Тому він перебуває в контактi з робочою і пластовою рідинами, що неминуче призводить до переносу останньої у внутрішню порожнину гідросистеми. Забруднення робочої рідини нафтою, мінералізованою водою, хімічно активними компонентами і абразивним матеріалом, звичайно, відбивається на надійності і довговічності швидкозношуваних елементів гідроприводу.

Установка з пневматичним урівнюванням і комбінованої гідравлічною схемою

Установка (рис. 7.2) включає силовий орган - гідроциліндр 1, шток якого з'єднаний з колоною штанг. Його нижня порожнина з'єднана з верхньою порожниною верхнього проміжного циліндра 2, а подпоршневу порожнину останнього - з газовим акумулятором 3. Порожнини нижнього проміжного циліндра через силовий розподільник 5 поперемінно з'єднується з силовим насосом 4 і баком 6.

Установка працює в такий спосіб: система реверсування управляє силовим насосом, забезпечуючи необхідну подачу рідини і напрямку потоку. При підході до крайніх положень напрямку потоку рідини змінюється на протилежне.

Тиск азоту в газовому акумуляторі 3 підбирається таким, щоб навантаження на двигун при ході штанг вгору і вниз була б постійною.



Малюнок 6.1 - Установа з комбінованою схемою

Незважаючи на ряд недоліків: складність конструкції, значні габарити і масу, деякі незручності в обслуговуванні - установки з пневматичним урівнюванням мають більш високі показники, ніж балансирні, перш за все полягають в збільшенні довжини ходу точки підвісу штанг.

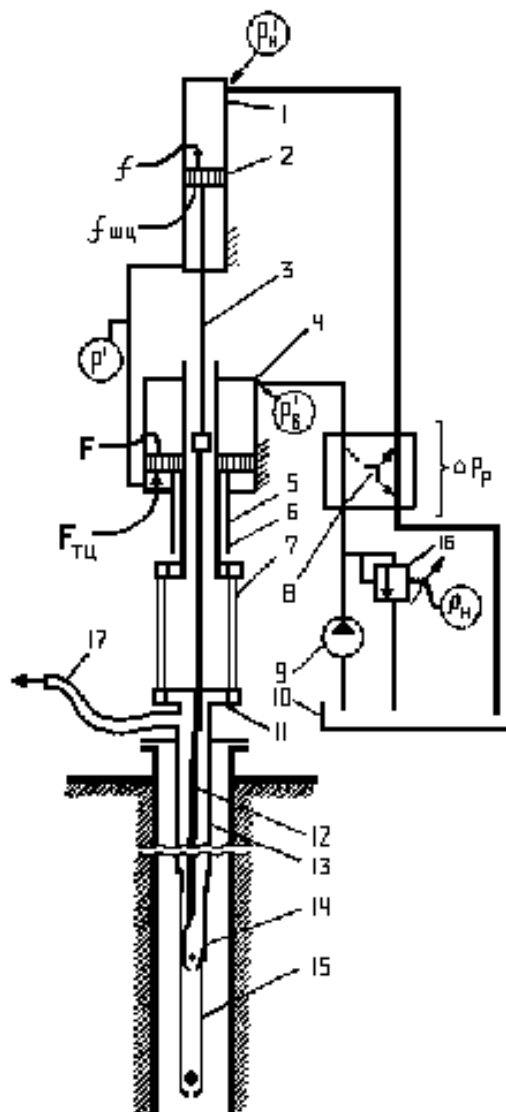
Розробка і накопичений досвід експлуатації цих установок дозволили перейти до створення компактного об'ємного гідроприводу нафтового свердловинного насоса.

Гідроприводні штангові насосні установки з урівнюванням колоною насосних труб

Особливе місце серед гідроприводних установок займають приводи з використанням колони НКТ як врівноважує вантажу, для чого ця колона підвішується до врівноважуючим циліндру. Крім цього принципова схема установки забезпечує можливість компонування всіх її вузлів у вигляді моноблока, що монтується безпосередньо на колоною голівці свердловини. Таким чином, вперше усувається необхідність в фундаменті.

Установка складається з наземної і підземної частин - власне приводу, т. Е. Верстата-качалки, і внутрішквашинного обладнання (рис. 7.3). Привід має корпус (на малюнку не показаний), що монтується на колоною голівці свердловини.

У верхній частині корпусу розміщений силовий орган - штанговий гідроциліндр 1, поршень 2 якого з'єднаний штоком 3 і колоною штанг 12 з плунжером 14 свердловинного насоса. Нижче силового органу розташовується врівноважує пристрій - трубний гідроциліндр 4, поршень якого з'єднаний порожнистим наскрізним штоком 5, тягами 7, траверсой 11 з колоною НКТ 13, в нижній частині якої розташований циліндр 15 свердловинного насоса. Циліндр 4 забезпечений також фальштоком 6, що дозволяє змінювати ефективну площу його поршня.



Малюнок 7.3 - Схема установки з використанням НКТ в якості врівноваження вантажу

Силовий блок включає в себе насос 9 для подачі робочої рідини з бака 10 через розподільник 8 поперемінно в верхні порожнини циліндрів 1 і 4,

На виході насоса встановлений переливної клапан 16.

Пластова рідина відводиться з НКТ в промисловий колектор гнучким шлангом 17.

Установка працює в такий спосіб: подається насосом з бака рідина через розподільник направляється поперемінно в верхні порожнини нафтового 1 і трубного 4 циліндрів. В результаті їх поршні здійснюють синхронне опозитное рух, перемешая колону штанг і труб в протилежних напрямках. Сума абсолютних переміщень штанг і труб відповідає ходу штанг щодо труб, т. Е. Без урахування їх деформацій, плунжера щодо циліндра свердловинного насоса.

Урівноваження установки досягається підбором такого співвідношення довжин ходів поршнів циліндрів, при якому загрузка двигуна при ході штанг вгору і вниз буде постійною.

Робочий цикл свердловинного насоса відбувається за подвійний хід штанг (труб). Пластова рідина піднімається по колоні насосно-компресорних труб і відводиться гнучким шлангом 17 в промисловий колектор.

Урівноваження гідроприводних установок, як і установок з механічним приводом, необхідно для забезпечення експлуатації установки з двигуном мінімально можливої потужності.

Об'ємний гідропривід дозволяють використовувати в якості врівноважують пристроїв акумулятори різних типів.

Розрахунок врівноваження гідроприводних установок полягає у визначенні параметрів врівноважує пристрої (тиску в акумуляторі, моменту інерції маховика і т. П.), При яких буде забезпечено необхідний режим роботи приводного двигуна.

РОЗДІЛ 8

Спосіб передачі енергії від первинного наземного двигуна до свердловинного насоса, відкачують пластову рідину, робить вирішальний вплив як на основні показники установки, так і на її конструкцію і компоновку.

Одним з основних недоліків розглянутих раніше штангових свердловинних насосних установок є використання для приводу свердловинного насоса колони штанг - елемента з відносно низькою міцністю, малою жорсткістю, малою зносо і корозійну стійкість і зі значним власною вагою. Ці недоліки не дозволяють експлуатувати ШСНУ в глибоких, викривлених свердловинах.

Для експлуатації подібних свердловин насосами об'ємного дії його привід - об'ємний гідродвигун зворотно-поступальної дії встановлюють в безпосередній близькості від свердловинного насоса.

Гідродвигун в дію приводиться потоком робочої рідини, закачуваною силовою насосом, розташованим на поверхні. Пластова рідина піднімається по колоні труб на поверхню, де частина її використовується для закачування силовою насосом назад в свердловину, а частина направляється в промисловий колектор.

8.1 Установки гідропоршневих насосів для видобутку нафти

Конструктивно гідропоршневими насосна установка (ГПНУ) являє собою: свердловинний насос і гідродвигун, об'єднані в один агрегат - гідропоршневим погрузной насосний агрегат (ГПНА), колони насосно-компресорних труб, блок підготовки робочої рідини і насосний блок.

Призначення цих елементів: насосний блок перетворює енергію приводного двигуна (електродвигун або ДВС) в механічну енергію потоку робочої рідини, гідропоршневим погрузной насосний агрегат перетворює енергію робочої рідини в енергію откачуваною пластової рідини, система колон НКТ є каналами для робочої і пластової рідини, а блок підготовки робочої рідини служить для очищення пластової рідини від газу, піску і води перед використанням її в якості робочої в силовому насосі.

Гідропоршневі установки дозволяють експлуатувати свердловини з динамічним рівнем до 4500 м, з максимальним дебітом до 1200 м³ / добу при високому вмісті в пластової рідини води (до 98%), піску (до 2%) і агресивних компонентів.

Установки гідропоршневих насосів - блокові автоматизовані, призначені для видобутку нафти з двох - восьми глибоких кущових похило спрямованих свердловин в заболочених і важкодоступних районах Західного Сибіру та інших районах.

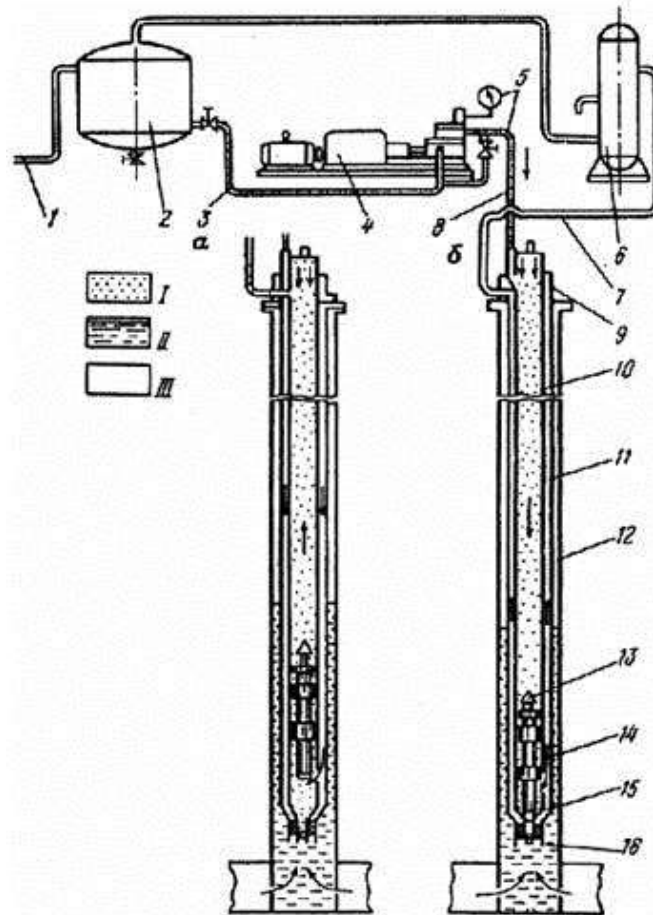
Установки випускаються для свердловин з умовним діаметром обсадних колон 140, 146 і 168 мм.

Кліматичне виконання - У і ХЛ, категорія розміщення наземного обладнання - 1, погрузного - 5 (ГОСТ 15150-69).

Гідропоршневими насосна установка (рисунок 8.1) складається з поршневого гідравлічного двигуна і насоса 13, що встановлюється в нижній частині труб 10, силового насоса 4, розташованого на поверхні, ємності 2 для відстою рідини і сепаратора 6 для її очищення. Насос 13, скидається в труби 10, сідає в сідло 14, де ущільнюється в посадковому конусі 15 під впливом струменів робочої рідини, що нагнітається в свердловину по центральному ряду труб 10. Золотниковое пристрій направляє рідину в

простір над або під поршнем двигуна, і тому він робить вертикальні зворотно-поступальні рухи.

Нафта з свердловин всмоктується через зворотний клапан 16, направляється в кільцевий простір між внутрішнім 10 і зовнішнім 11 рядами труб. В цей же простір з двигуна надходить відпрацьована рідина (нафта), тобто по кільцевому простору на поверхню піднімається одночасно видобувається робоча рідина.



Малюнок 8.1 - Схема компонування обладнання гідропоршневої насосної установки а- підйом насоса; б - робота насоса; 1 - трубопровід; 2 - ємність для робочої рідини; 3 - всмоктуючий трубопровід; 4 - силовий насос; 5 - манометр; 6 - сепаратор; 7 - викидна лінія; 8 - напірний трубопровід; 9 - обладнання гирла свердловини; 10 - 63 ммтруби; 11 - 102 ммтруби; 12 - обсадна колона; 13 - гідропоршневий насос (скидається); 14 - сідло гідропоршневого насоса; 15 - конус посадковий; 16 - зворотний клапан; I - робоча рідина; II - видобута рідина; III - суміш відпрацьованої і видобутої рідини.

При необхідності підйому насоса змінюють напрямком нагнітання робочої рідини - її подають в кільцевий простір. Розрізняють гідропоршневі насоси одинарної і подвійної дії, з роздільним і спільним рухом видобутої рідини і робочої і т.д.

Випускаються установки:

УГН25-150-25,

УГН40-250-20,

УГН100-200-18,

УГН160-380-15.

Позначення: УГН - установка гідропоршневих насосів; цифри після УГН - подача одного гідропоршневого насосного агрегату (м³ / сут.); цифри після першого тире - сумарна подача установки (м³ / сут.); цифри після другого тире - тиск нагнітання агрегату (МПа); в кінці вказується ТУ.

Гідропоршневі насосні установки різняться:

- за типом принципової схеми циркуляції робочої рідини (відкрита або закрита);
- за принципом дії свердловинного насоса (одинарного, подвійного дії або диференційний);
- за принципом роботи гідродвигуна (диференціального або подвійної дії);
- за способом спуску погрузного агрегату (спускаються на колоні НКТ - фіксовані або вільні - скидаються в свердловину);
- по числу ГПНА, що обслуговуються однією наземною установкою (індивідуальні або групові).

Тип принципової схеми циркуляції робочої рідини зумовлює спосіб повернення робочої рідини на поверхню. В установках з закритою схемою рідина після вчинення нею корисної роботи з гідродвигуна по окремому каналу піднімається на поверхню. Продукція пласта, що виходить з свердловинного насоса, піднімається по своєму окремому каналу.

В установках з відкритою схемою рідина, вийшовши з гідродвигуна, змішується з рідиною, що виходить з свердловинного насоса, і піднімається на поверхню по загальному каналу.

Недоліком першої схеми є велика металоємність, оскільки від гирла до занурювальних агрегату необхідно спустити три герметичних трубопроводу: для подачі робочої рідини до агрегату, для її відведення і для підйому пластової рідини. Перевагою цієї схеми є незначні втрати робочої рідини, що визначаються тільки лише витокami з системи приводу. Слід зауважити, що продуктивність системи підготовки робочої рідини всієї установки в значній мірі залежить від якості підготовки робочої рідини.

Установки з відкритою схемою мають меншу металоємність, так як припускають канали тільки для двох потоків рідини - зверху вниз - робочої, а від низу до верху - суміші робочої й пластової рідини. Відповідно простіше і обладнання гирла. Недоліком цієї системи є необхідність обробки великої кількості робочої рідини, що вимагає застосування складних і високопродуктивних систем для її підготовки.

До складу наземного обладнання установок входять силовий насос з приводом, обладнання гирла свердловини і блок очищення робочої рідини.

Найбільш відповідальною частиною наземного обладнання є силовий насосний агрегат, від його параметрів в прямій залежності знаходяться параметри ГПНА. Як правило, застосовуються трьох- і п'ятиплунжерні горизонтальні або вертикальні насоси, потужність приводу яких у більшості випадків становить від 14 до 300 кВт.

Для підбору агрегату, відповідного необхідному режиму експлуатації свердловини, випускаються насоси багатьох типорозмірів, причому кожен з них має набори плунжерів з ущільненнями різних діаметрів (від 30 до 95 мм), Що дозволяють поступово змінювати подачу насосів (від 130 до 1700 л / хв) і забезпечувати максимальний тиск до 35,0 МПа. Число ходів плунжерів становить 300 - 450 в хвилину. Для зменшення числа оборотів валу насоса застосовуються знижуючі редуктори.

Наземний насосний агрегат може застосовуватися як для приводу одного ГПНА, так і для декількох, розташованих в різних свердловинах. Для розподілу рідини між ними використовуються розподільні гребінки зі стабілізаторами витрати робочої рідини.

Блок підготовки робочої рідини має параметри, обумовлені, перш за все, типом гідравлічної схеми установки: закритою або відкритою. У першому випадку його продуктивність становить 1 - 3% від подачі силового насоса, у другому - до 50%.

Як правило, в якості робочої рідини використовується сира нафта, після того як з неї вилучені вільний і розчинений газ, вода, абразив. Якщо підготовка робочої рідини в малих кількостях при використанні закритих схем не викликає труднощів, то очищення її для установок з відкритою схемою досить складна.

Високі вимоги до якості робочої рідини зумовлюються в кінцевому рахунку довговічністю, якою повинні володіти і силовий насос і ГПНА. Невиконання цієї вимоги, наприклад, щодо змісту абразиву буде приводити до інтенсивного зношування пар тертя; плунжер - ущільнення в насосі, поршень - циліндр, деталі золотника і клапанів в ГПНА, збільшення вмісту корозіюючих компонентів - до корозії внутрішніх порожнин, в тому числі і робочих поверхонь, гідросистеми.

На енергетичні показники установок великий вплив робить в'язкість нафти - перевищення певного її значення призводить до різкого зниження к. П. Д., Що обумовлюється підвищенням втрат тиску на рідинне тертя.

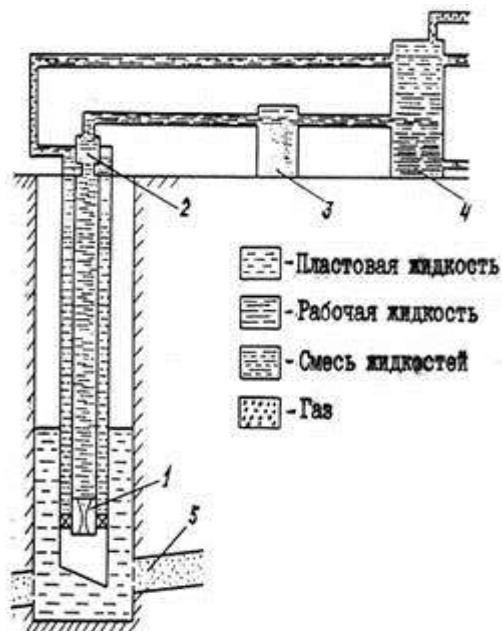
В даний час в установках ГПНА для видобутку високов'язких нафт в якості робочої рідини використовується вода зі спеціальною присадкою, що забезпечує хороші змащувальні властивості і є інгібітором корозії. Застосування її призводить до збільшення к. П. Д., Але одночасно підвищує вимоги до герметичності різьбових з'єднань колон насосно-компресорних труб.

8.2 струменеві насоси

Струменево-насосна установка являє собою насосну систему механізованої видобутку нафти, що складається з гирлового наземного і погрузного обладнання. Наземне обладнання включає сепаратор, силовий насос, гирлову арматуру, КВП; Занурювальне обладнання - струменевий насос з посадковим вузлом (рис. 8.2).

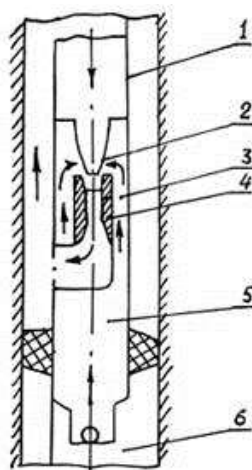
Струменеві насоси відрізняються відсутністю рухомих частин, компактністю, високою міцністю, стійкістю до корозії і абразивного зносу, дешевизною. ККД струминного установки наближається до ККД інших гідравлічних насосних систем. Робочі характеристики струминного насоса близькі до характеристик електропогрузного насоса.

Струменевий насос (рисунок 8.3) наводиться в дію під впливом напору робочої рідини (краще нафти або води), що нагнітається в НКТ 1, з'єднані з соплом 2. При проходженні вузького перетину сопла струмінь перед дифузором 4 набуває велику швидкість і тому в каналах 3 знижується тиск. Ці канали з'єднані через порожнину насоса 5 з подпакерним простором 6 і пластом, звідки пластова рідина всмоктується в насос і змішується в камері змішання з робочою. Суміш рідин далі рухається по кільцевому простору насоса і піднімається на поверхню по міжтрубному просторі (насос спускають на двох концентричних рядах труб) під тиском нагнітається в НКТ робочої рідини. Насос може відкачувати високов'язкі рідини і експлуатуватися в найскладніших умовах (високі температури пластової рідини,



Малюнок 8.2 - Струйно-насосна установка

1- струменевий насос; 2 - уловлювачі; 3 - силовий насос; 4 - сепаратор; 5 - продуктивний пласт



Малюнок 8.3 - Схема струминного насоса

1- насосно-компресорні труби; 2 - сопло; 3 - канали; 4 - дифузор; 5 - вхідна частина насоса; 6 - подпакерное простір.

Термін служби струминного насоса в абразивному середовищі не менше 8 місяців, теоретичний відбір рідини до 4000 м³ / добу., Максимальна глибина спуску -5000 м, Маса насосу 10 кг.

РОЗДІЛ 9

Недоліками штангових насосів є обмеженість глибини їх підвіски і мала подача нафти з свердловин.

На заключній стадії експлуатації разом з нафтою з свердловин надходить велика кількість пластової води, застосування штангових насосів стає малоефективним. Цих недоліків позбавлені установки електроцентробежних насосів.

Електроцентробежні насоси - це малогабаритні (по діаметру) відцентрові, секційні, багатоступінчасті насоси з приводом від електродвигуна. Забезпечують подачу 10 - 1300 м³ / добу і більше, напором 450 -2000 мвод.ст. і більше.

9.1 Обладнання для експлуатації свердловин електроцентробежними насосами

Область застосування УЕЦН - це високодебітні обводнені, глибокі і похилі свердловини з дебітом 10 - 1300 м³ / добу і висотою підйому 500 -2000 м. Міжремонтний період УЕЦН становить до 320 днів і більше.

Установки заглибних відцентрових насосів в модульному виконанні типів УЕЦНМ і УЕЦНМК призначені для відкачування продукції нафтових свердловин, що містять нафту, воду, газ і механічні домішки. Установки типу УЕЦНМ мають звичайне виконання, а типу УЕЦНМК - корозійно-стійке.

Установка (рис. 9.1) складається з погрузного насосного агрегату, кабельної лінії, що спускаються в свердловину на насосно-компресорних трубах, і наземного електрообладнання (трансформаторної підстанції).

Погружний насосний агрегат включає в себе двигун (електродвигун з гидрозащитой) і насос, над яким встановлюють зворотний і зливний клапани.

Залежно від максимального поперечного габариту погрузного агрегату установки поділяють на три умовні групи - 5; 5А і 6:

- установки групи 5 поперечним розміром 112 мм застосовують в свердловинах з колоною обсадних труб внутрішнім діаметром не менше 121,7 мм;

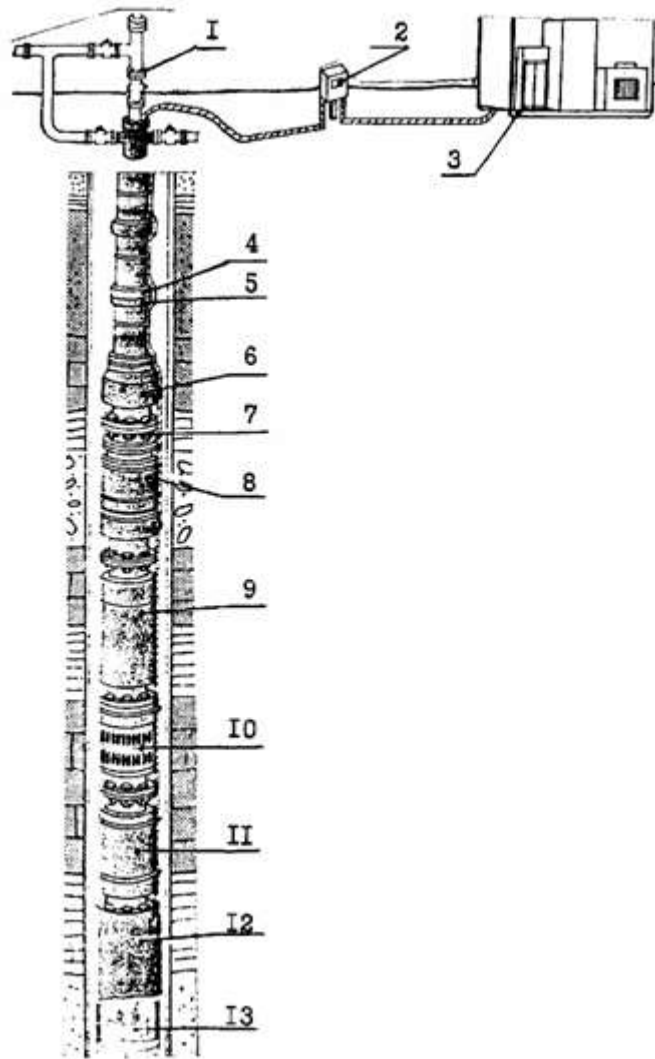
- установки групи 5А поперечним розміром 124 мм - в свердловинах внутрішнім діаметром не менше 130 мм;

- установки групи 6 поперечним розміром 140,5 мм - в свердловинах внутрішнім діаметром не менше 148,3 мм.

Випускаються серійно УЕЦН мають довжину від 15,5 до 39,2 м і масу від 626 до 2541 кг в залежності від числа модулів (секцій) і їх параметрів.

У сучасних установках може бути включено від 2 до 4 модулів-секцій. У корпус секції вставляється пакет ступенів, що представляє собою зібрані на валу робочі колеса і направляючі апарати. Число ступенів коливається в межах 152- 393. Вхідний модуль представляє підставу насоса з прийомними отворами і фільтром-сіткою, через які рідина зі свердловини надходить в насос. У верхній частині насоса ловильная головка зі зворотним клапаном, до якої кріпляться НКТ.

Насос (ЕЦНМ) - погрузний відцентровий модульний багатоступінчастий вертикального виконання. Насоси також поділяють на три умовні групи - 5; 5А і 6. Діаметри корпусів групи 5 -92 мм, Групи 5А - 103 мм, Групи 6 - 114 мм.



Малюнок 9.1 - Установка погрузного відцентрового насоса:

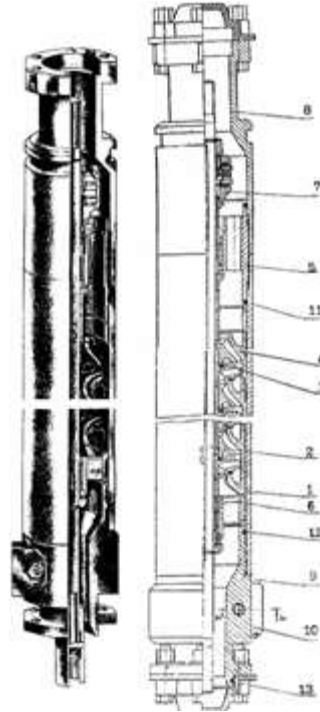
- 1 - обладнання гирла свердловин;
- 2 пункт підключательний виносної;
- 3 трансформаторна комплексна підстанція; 4 - клапан спускний; 5 клапан зворотний; 6 - модуль-головка; 7 - кабель;
- 8 - модуль-секція; 9 - модуль насосний газосепараторний; 10 - модуль вихідний;
- 11 - протектор; 12 - електродвигун;
- 13 система термоманометрическая

Модуль-секція насоса (рис. 9.2) складається з корпусу 1, вала 2, пакетів ступенів (робочих коліс - 3 і напрямних апаратів - 4), верхнього підшипника 5, нижнього підшипника 6, верхньої осьової опори 7, головки 8, підстави 9, двох ребер 10 (служать для захисту кабелю від механічних пошкоджень) і гумових кілець 11, 12, 13.

Робочі колеса вільно пересуваються по валу в осьовому напрямку і обмежені в переміщенні нижнім і верхнім напрямними апаратами. Осьове зусилля від робочого колеса передається на нижню текстолітовими кільце і потім на бурт направляючого апарату. Частково осьове зусилля передається валу внаслідок тертя колеса об вал або прихвата колеса до валу при відкладенні солей в зазорі або корозії металів. Крутний момент передається від вала до коліс латунної (Л62) шпонкой, що входить в паз робочого

колеса. Шпонка розташована по всій довжині збірки коліс і складається з відрізків довжиною 400 -1000 мм.

Робочі колеса і направляючі апарати насосів звичайного виконання виготовляються з модифікованого сірого чавуну і радіаційно модифікованого поліаміду, насосів корозійно-стійкого виконання - з модифікованого чавуну ЦН16Д71ХШ.



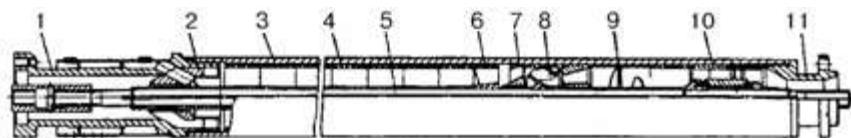
Малюнок 9.2 - Модуль секція насоса:

- 1 - корпус; 2 - вал; 3 - колесо робоче; 4 - апарат спрямовує; 5 - підшипник верхній; 6 - підшипник нижній; 7 - опора осьова, верхня; 8 - головка; 9 - підстава; 10 - ребро; 11, 12, 13 - кільця гумові

Вали модулів-секцій всіх груп насосів, що мають однакові довжини корпусів 3, 4 і 5 м, Уніфіковані.

З'єднання модулів між собою і вхідного модуля з двигуном - фланцеве. Ущільнення з'єднань (крім з'єднання вхідного модуля з двигуном і вхідного модуля з Газосепаратор) здійснюється гумовими кільцями.

Для відкачування пластової рідини, що містить у сітки вхідного модуля насоса понад 25% (до 55%) за обсягом вільного газу, до насоса приєднується модуль насосний - газосепаратор (рис. 9.3).

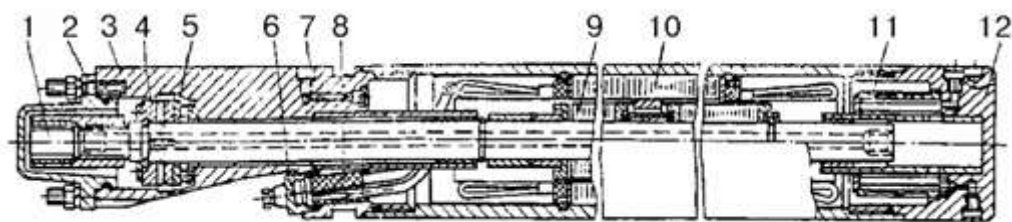


Малюнок 9.3 - Газосепаратор:

- 1 - головка; 2 - переводник; 3 - сепаратор; 4 - корпус; 5 - вал; 6 - решітка; 7 - направляючий апарат; 8 - робоче колесо; 9 - шнек; 10 - підшипник; 11 - підстава

Газосепаратор встановлюється між вхідним модулем і модулем-секцією. Найбільш ефективні газосепаратори відцентрового типу, в яких фази поділяються в поле відцентрових сил. При цьому рідина концентрується в периферійній частині, а газ - в центральній частині газосепаратора і викидається в затрубний простір. Газосепаратори серії МНГ мають граничну подачу 250 - 500 м³ / добу, коефіцієнт сепарації 90%, масу від 26 до 42 кг.

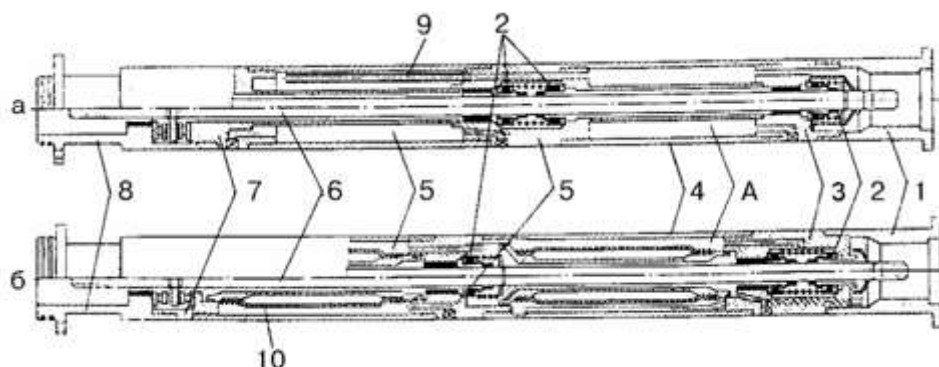
Двигун погрузного насосного агрегату складається з електродвигуна і гідрозахисту. Електродвигуни (рис. 9.4) заглибні трифазні коротко замкнуті двополюсні маслонаполнені звичайного і корозійно-стійкого виконання уніфікованої серії педу і в звичайному виконанні серії ПЕД модернізації Л. Гідростатичний тиск в зоні роботи не більше 20 МПа. Номінальна потужність від 16 до 360 кВт, номінальна напруга 530 - 2300 В, номінальний струм 26 - 122,5 А.



Малюнок 9.4 - Електродвигун серії педу:

- 1 - сполучна муфта; 2 - кришка; 3 - головка; 4 - п'ята; 5 - підп'ятник; 6 - кришка кабельного вводу; 7 - пробка; 8 - колодка кабельного вводу; 9 - ротор; 10 - статор; 11 - фільтр; 12 - підстава

Гідрозахиста (рисунок 9.5) двигунів ПЕД призначена для запобігання проникнення пластової рідини у внутрішню порожнину електродвигуна, компенсації зміни обсягу масла у внутрішній порожнині від температури електродвигуна і передачі крутного моменту від валу електродвигуна до валу насоса.



Малюнок 9.5 - Гідрозахиста:

- а - відкритого типу; б - закритого типу А - верхня камера; Б - нижня камера; 1 - головка; 2 - торцеве ущільнення; 3 - верхній ніпель; 4 - корпус; 5 - середній ніпель; 6 - вал; 7 - нижній ніпель; 8 - підстава; 9 - сполучна трубка; 10 - діафрагма.

Гідрозахиста складається або з одного протектора, або з протектора і компенсатора. Можуть бути три варіанти виконання гідрозахисту.

Перший складається з протекторів П92, ПК92 і П114 (відкритого типу) з двох камер. Верхня камера заповнена важкої бар'єрної рідиною (щільність до 2000 кг / м³, що не змішується з пластовою рідиною і маслом), нижня - маслом МА-ПЕД, що і порожнину електродвигуна. Камери повідомлені трубкою. Зміни обсягів рідкого діелектрика в двигуні компенсуються за рахунок перенесення бар'єрної рідини в гидрозашите з однієї камери в іншу.

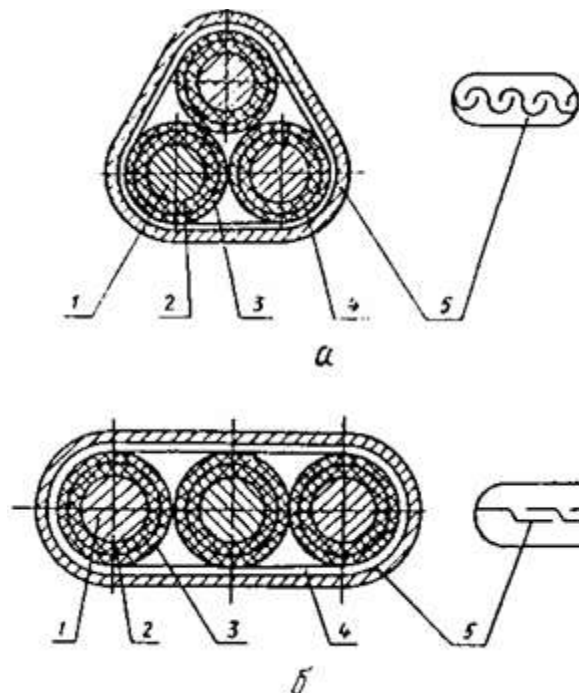
Другий складається з протекторів П92Д, ПК92Д і П114Д (закритого типу), в яких застосовуються гумові діафрагми, їх еластичність компенсує зміна обсягу рідкого діелектрика в двигуні.

Третій - гидрозашита 1Г51М і 1Г62 складається з протектора, розміщеного над електродвигуном, і компенсатора, який приєднується до нижньої частини електродвигуна. Система торцевих ущільнень забезпечує захист від попадання пластової рідини по валу всередину електродвигуна. Передана потужність гидрозашите 125 - 250 кВт, маса 53 -59 кг.

Система термоманометрическая ТМС-3 призначена для автоматичного контролю за роботою погрузного відцентрового насоса і його захисту від аномальних режимів роботи (при зниженому тиску на прийомі насоса і підвищеній температурі погрузного електродвигуна) в процесі експлуатації свердловин. Є підземна і наземна частини. Діапазон контрольованого тиску від 0 до 20 МПа. Діапазон робочих температур від 25 до 105 ° С. маса загальна 10,2 кг.

Кабельна лінія являє собою кабель в зборі, намотаний на кабельний барабан.

Кабель в зборі складається з основного кабелю - круглого ПКБК (кабель, поліетиленова ізоляція, броньований, круглий) або плоского - КПБП (рисунок 9.6), приєднаного до нього плоского кабелю з муфтою кабельного вводу (подовжувач з муфтою).



Малюнок 9.6 - Кабелі:

а - круглий; б - плоский; 1 - жила; 2 - ізоляція; 3 - оболонка; 4 - подушка; 5 - броня

Кабель складається з трьох жив, кожна з яких має шар ізоляції і оболонку; подушки з прогумованої тканини і броні. Три ізольовані жили круглого кабелю скручені по гвинтовій лінії, а жили плоского кабелю - укладені паралельно в один ряд.

Кабель КФСБ із фторопластовою ізоляцією призначений для експлуатації при температурі навколишнього середовища до + 160 ° С.

Кабель в зборі має уніфіковану муфту кабельного вводу К38 (К46) круглого типу. В металевому корпусі муфти герметично закладені ізольовані жили плоского кабелю з допомогою гумового ущільнювача.

До струмопровідних жилах прикріплені штепсельні наконечники.

Круглий кабель має діаметр від 25 до 44 мм. Розмір плоского кабелю від 10,1x25,7 до 19,7x52,3 мм. Номінальна будівельна довжина 850, 1000 -1800 м.

Комплектні пристрої типу ШГС5805 забезпечують включення і виключення заглибних двигунів, дистанційне керування з диспетчерського пункту та програмне управління, роботу в ручному та автоматичному режимах, відключення при перевантаженні і відхиленні напруги мережі живлення вище 10% або нижче 15% від номінального, контроль струму і напруги, а також зовнішню світлову сигналізацію про аварійне відключення (в тому числі з вбудованою термометрической системою).

Комплексна трансформаторна підстанція заглибних насосів - КТППН призначена для живлення електроенергією і захисту електродвигунів занурювальних насосів з одиночних свердловин потужністю 16 - 125 кВт включно. Номінальна висока напруга 6 або 10 кВ, межі регулювання середньої напруги від 1208 до 444 В (трансформатор ТМПН100) і від 2406 до 1652 В (ТМПН160). Маса з трансформатором 2705 кг.

Комплектна трансформаторна підстанція КТППНКС призначена для електропостачання, управління і захисту чотирьох відцентрових електронасосів з електродвигунами 16 - 125 кВт для видобутку нафти в куцах свердловин, харчування до чотирьох електродвигунів верстатів-качалок і пересувних струмоприймачів при виконанні ремонтних робіт. КТППНКС розрахована на застосування в умовах Крайньої Півночі і Західного Сибіру.

У комплект поставки установки входять: насос, кабель в зборі, двигун, трансформатор, комплектна трансформаторна підстанція, комплектний пристрій, газосепаратор і комплект інструмента.

РОЗДІЛ 10

Істотним недоліком відцентрових насосів є його низька ефективність при роботі в свердловинах з дебітом нижче 60 м³ / добу і з малими діаметрами експлуатаційних колон. Це явище обумовлене властивостями відцентрового насоса - статечною залежністю розвивається напору від діаметра колеса, т. Е. В кінцевому рахунку від діаметральної габариту насоса.

З іншого боку, висока одинична потужність агрегату обумовлена раціональним принципом його компонування - розташуванням первинного двигуна в безпосередній близькості від насоса.

Електрогвинтового насоси скомпоновані аналогічно УЦЕН, але замість гідродинамічного відцентрового насоса використовується об'ємний - гвинтовий насос. Це рішення дозволяє використовувати всі переваги об'ємного насоса і переваги компонування агрегату Цен.

10.1 Установки заглибних гвинтових електронасосів

Установки заглибних гвинтових здвоєних електронасосів типу УЕВН5 призначені для відкачування з нафтових свердловин пластової рідини підвищеної в'язкості (до 1,103 м² / с) температурою 70оС, з вмістом механічних домішок не більше 0.4 г / л, вільного газу на прийомі насоса - не більше 50% за обсягом .

Установка погрузного гвинтового здвоєного електронасоса (рисунок 10.1) складається з насоса, електродвигуна з гідрозахисту, комплектного пристрою, струмопідвідного кабелю з муфтою кабельного вводу. До складу установок з подачами 63, 100 і 200 м³ / добу входить ще і трансформатор, так як двигуни цих установок виконані відповідно на напругу 700 і 1000 В.

Установки випускаються для свердловин з умовним діаметром колони обсадних труб 146 мм.

З урахуванням температури в свердловині установки виготовляють в трьох модифікаціях:

для температури 30оС (А);

для температури 30 - 50оС (Б);

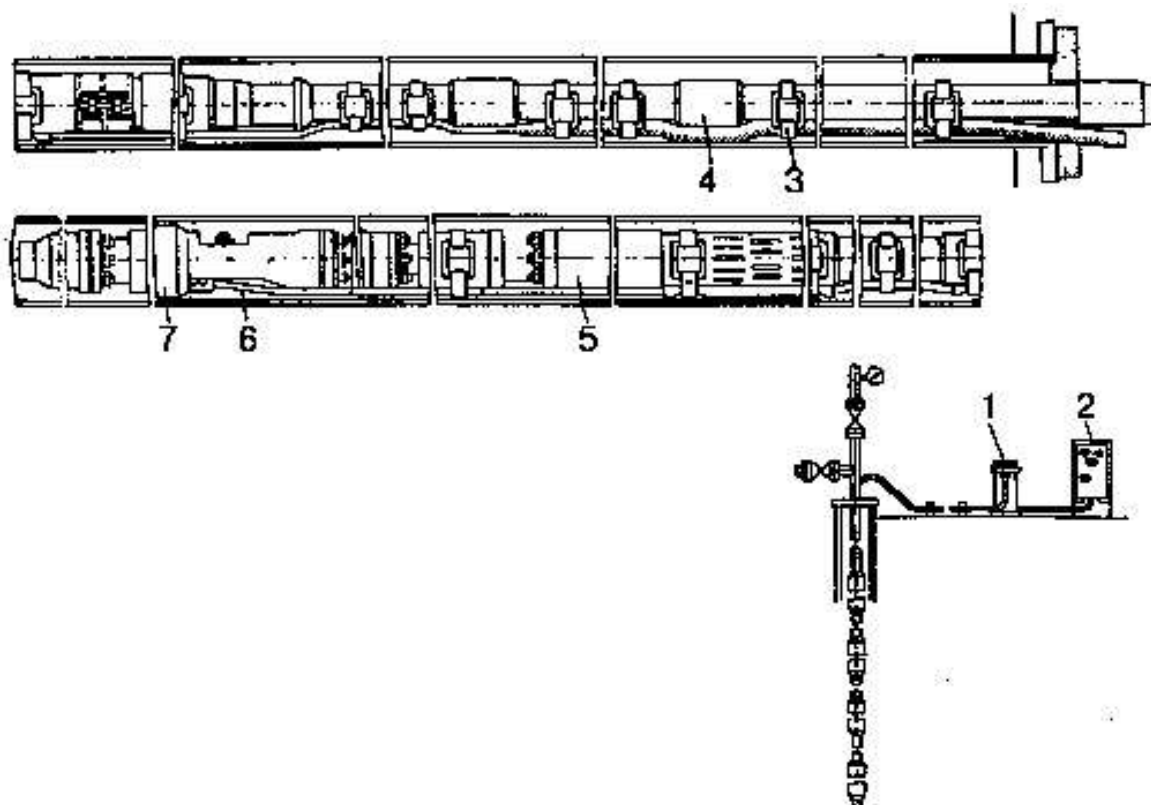
для температури 50 - 70оС (В, Г).

В позначенні установок в залежності від температури видобувається рідини введені літери А, Б і В (Г). Наприклад, УЕВН516-1200А.

Всі установки комплектують зануреними двигунами типу ПЕД з гідрозахистом 1Г51.

Приводом гвинтових насосів служить електродвигун трифазний, асинхронний, короткозамкнений, чотирьохполюсний, погрузной, маслonaповнений. Виконання двигуна вертикальне, з вільним кінцем валу, спрямованим вгору.

Принцип дії гвинтових насосів полягає в тому, що гвинт або гвинти насоса і його обійма утворюють по своїй довжині ряд замкнутих порожнин, які при обертанні гвинтів пересуваються від прийому насоса до його викиду. У початковий момент кожна порожнина сполучається з областю прийому насоса, при просуванні уздовж осі насоса її обсяг збільшується, заповнюючи рідиною, що перекачується, після чого стає повністю замкнутим. У викиду обсяг порожнини повідомляється з порожниною нагнітання, поступово зменшується, а рідина виштовхується в трубопровід.



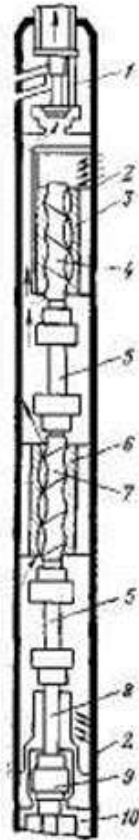
Малюнок 10.1 - Установки погрузного гвинтового зведеного електронасоса
 1- трансформатор; 2 - комплектний пристрій; 3 - пояс кріплення кабелів; 4 - НКТ;
 5- гвинтовий насос; 6 - кабельний ввід; 7 - електродвигун з гидрозащитой.

Гвинтові насоси можуть бути з декількома або з одним гвинтом. Для перекачування нафти використовуються одногвинтові насоси. У одногвинтового насоса замкнута порожнина утворюється одним металевим гвинтом і гумовою обоймою. Гвинт має однозаходний плавну нарізку з дуже великим відношенням довжини витка до глибини нарізки (15 - 30). Обойма насоса має внутрішню поверхню, відповідну двухзаходная гвинта, у якого крок гвинтової поверхні дорівнює подвоєному кроку гвинта насоса. Гвинт обертається навколо своєї осі і по колу з радіусом, рівним її ексцентриситету.

Для збільшення довговічності насоса і перш за все його основних деталей - гвинти і обойми, що працюють в умовах абразивного зношування, що сполучається з корозійним впливом рідини, їх виготовляють наступними: гвинт зі сталі з покриттям хромом, обойму - з маслостермостойкой гуми з високим опором абразивному зношуванню.

Гвинтовий насос підвішується в свердловині на насосно-компресорних трубах разом з протектором, електродвигуном татокоподводящіе кабелем. Всі елементи електроприводу у одногвинтового насоса такі ж, як у відцентрового насоса.

На рис. 10.2 показаний загальний вигляд гвинтового насоса. Він має два робочих, гвинта 4 і 7 і дві обойми 3 і 6. Прийом рідини з свердловини ведеться через дві фільтрові сітки 2. нагнати рідину надходить у порожнину між гвинтами і за обоймою 3 проходить до запобіжного клапану 1 і далі в насосно-компресорні труби . Привід насоса йде від двигуна через протектор 10, пускову муфту 9 і вал 8. Шарнірні муфти 5 дозволяють осях гвинтів обертатися по колу з радіусом, рівним ексцентриситету. Осьові зусилля від двох гвинтів прикладені до муфти, розташованої між ними, і взаємно компенсуються.



Малюнок 10.2 - Схема гвинтового свердловинного насоса

Одногвинтові насоси для видобутку нафти розраховані на подачі 40, 80, 100 м³ / добу рідини і напори 800 і 1400 м для застосування в 146 і 168 мм колонах. К. п. Д. Насосів знаходиться в межах 0,4 - 0,7.

Насоси працюють від двигунів з 2800 - 3000 оборотами валу в хвилину.

У заглибних гвинтових насосах застосовується ряд специфічних вузлів і деталей - пускова і ексцентрикова муфти, запобіжний клапан, шламова труба. Пускова муфта служить для з'єднання вала протектора з валом насоса при обертанні двигуна з робочим числом оборотів і роз'єднання їх в момент запуску електродвигуна. Таким чином, забезпечується максимальний крутний момент по валу насоса при його пуску.

Крім цього пускова муфта не дозволяє при знеструмленні двигуна обертатися валу насоса в протилежну сторону.

При аварійному виході з ладу насоса пускова муфта відключає вал протектора від вала насоса.

Необхідність установки ексцентрикової муфти обумовлена особливостями кінематики насоса. При роботі його крім того, що гвинт обертається навколо власної осі, одночасно відбувається обертання осі гвинта, причому напрямки цих рухів протилежні. Ексцентрикові муфти встановлюються між валом протектора і гвинтом і між гвинтами.

Гидрозащита оберігає його внутрішню порожнину від попадання пластової рідини, а також компенсує температурні зміни обсягу і витрати масла при роботі двигуна. За допомогою гідрозащиту здійснюється вирівнювання двигуна з тиском в свердловині на рівні його підвіски.

Внутрішня порожнина двигунів заповнена спеціальним маслом діелектричної міцності.

Установки забезпечують подачу від 16 до 200 м³ / добу, тиск 9 - 12 МПа; ККД погрузного агрегату становить 38 - 50%; потужність електродвигуна 5,5, 22 і 32 кВт; маса погрузного агрегату 341 - 713 кг; частота обертання - 1500 хв-1.

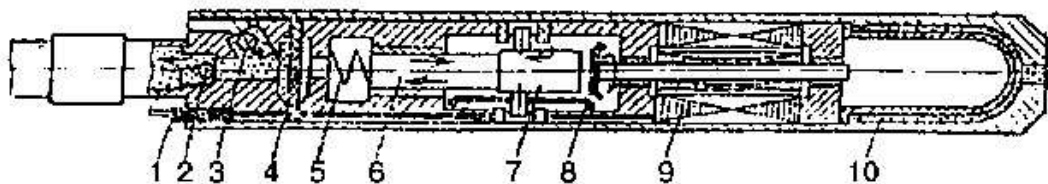
10.2 Установки заглибних діафрагменних електронасосів

Установки заглибних діафрагменних електронасосів УЕДН5 призначені для експлуатації малодобітних свердловин переважно з пескопроявленнями, високою обводненістю продукції, кривими і похилими стволами з внутрішнім діаметром обсадної колони не менше 121,7 мм.

Зміст попутної води в перекачується середовищі не обмежується. Максимальна масова концентрація твердих частинок 0,2% (2 г / л); максимальне об'ємне зміст попутного газу на прийомі насоса 10%; водневий показник попутної води рН = 6,0 - 8,5; максимальна концентрація сірководню 0,001% (0,01 г / л).

Погружний діафрагмовий електронасос опускається в свердловину на насосно-компресорних трубах умовним діаметром 42, 48 або 60 мм.

Електронасос (рисунок 10.3 - насос і електродвигун в одному корпусі) містить асинхронний чотирьохполюсний електродвигун, конічний редуктор і плунжерний насос з ексцентриковим приводом і пружиною для повернення плунжера. Муфта кабелю з'єднується з токовводи.



Малюнок 10.3 - Погрузной діафрагмовий електронасос:

- 1- Токоввод; 2 - нагнітальний клапан; 3 - всмоктуючий клапан; 4 - діафрагма; 5- пружина; 6 - плунжерний насос; 7 - ексцентриковий привід; 8 - конічний редуктор; 9 - електродвигун; 10 - компенсатор

Установки забезпечують подачу від 4 до 16 м³, Тиск 6,5 - 17 МПа, ККД 35 - 40%, потужність електродвигуна 2,2 - 2,85 кВт; частота обертання електродвигуна - 1500 хв-1, маса від 1377 до 2715 кг.

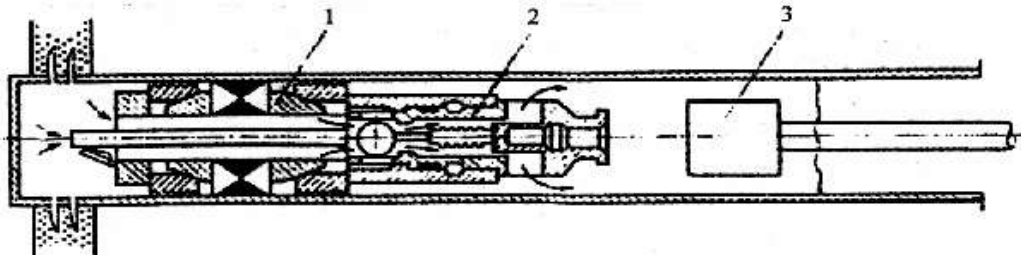
10.3 Комплекс обладнання типу КОС і КОС1

Комплекси призначені для перекриття стовбура свердловин при підвищенні забійного тиску або динамічного рівня рідини в полуфонтанних свердловинах, експлуатованих нафтовими і зануреними електроцентробежними насосами. Комплекси забезпечують проведення ремонтно-профілактичних робіт в свердловині без попереднього глушіння.

Комплекс КОС складається з пакера ПД-ЯГ або 2ПД-ЯГ, роз'єднувача колони типу ЗРК і клапана-відсікача типу КАС з замком типу ЗНЦБ.

Комплекс КОС1 (рисунок 10.4) складається з разбурюваного пакера з хлопущечним зворотним клапаном типу ІПД-Ягр і знімного клапана відсікача сифонного типу КАС1, що встановлюється в пакер, гідравлічного домкрата ДГ.

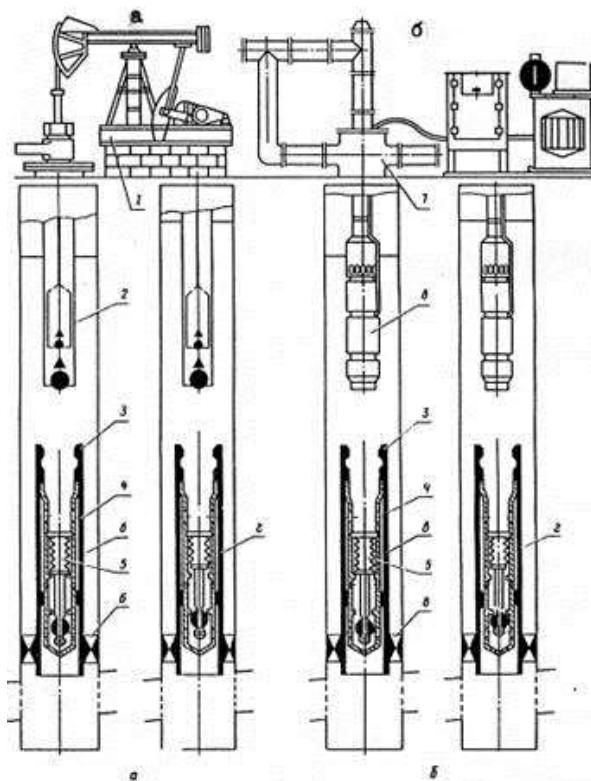
До складу комплексів входять також комплект інструментів, монтажних частин, стенд для зарядки і регулювання клапанів-відсікачів.



Малюнок 10.4 - Комплекс обладнання типу КОС1:

1- пакер типу ІПД-Ягр; 2 - клапан-відсікач типу КАС1; 3 - відцентровий електронасос

На малюнку 10.5 показаний комплекс обладнання КОС в свердловинах, що експлуатуються свердловинними і зануреними насосами.



Малюнок 10.5 - Комплекс обладнання типу КОС:

а- для свердловин, що експлуатуються свердловинними штанговими насосами; *б* - для свердловин, що експлуатуються відцентровими електронасосами; *в* - клапанотсекатель відкритий; *г* - клапанотсекатель закритий; 1 - верстат-качалка; 2 - свердловинний штанговий насос; 3- замок типу ЗНЦБ; 4 - роз'єднувач колони типу ЗРК; 5 - клапанотсекатель типу КАС; 6 - пакер 2ПДЯГ; 7 - обладнання гирла свердловини; 8 - відцентровий свердловинний електронасос

У комплексі КОС установка пакера і клапана відсікача проводиться насосно-компресорних труб, а КОС1 - за допомогою канатної техніки.

Технічна характеристика комплексів КОС:

Робочий тиск, МПа	35
Умовний діаметр експлуатаційної колони, труб, мм	140, 146, 168
Зовнішній діаметр пакера, мм	118, 122, 136, 140, 145
Глибина клапана, м, не більше	2500
маса, кг	від 110 - 129 до 252 - 349

РОЗДІЛ 11

Різноманіття геологічних умов залягання і способів розробки нафтових родовищ, а також специфіка облаштування родовищ, яка полягає насамперед у прагненні збільшити крок сітки свердловин і зменшити їх абсолютне число, привели до експлуатації двох, а в ряді випадків трьох і більше пластів однією свердловиною. Подібний спосіб експлуатації називають одночасним роздільним (ОРЕ).

Одночасна роздільна експлуатація декількох шарів через одну свердловиною включає в себе комплекс технічних і технологічних заходів для експлуатації кожного з пластів нафтового родовища. При цьому основною вимогою, що пред'являються до цього устаткування, є забезпечення експлуатації кожного пласта відповідно до необхідного режимом, не залежних від інших пластів, експлуатованих цієї ж свердловиною. В крайньому випадку, ця вимога може зводитися до якомога більшого зменшення їх взаємного впливу.

Крім вилучення пластової рідини обладнання цієї групи дозволяє також вирішувати завдання підтримки тиску в кожному пласті при закачуванні в них води.

11.1 Обладнання для роздільної експлуатації свердловин

Одночасно-роздільна експлуатація (ОРЕ) дозволяє реалізувати систему роздільного розробки об'єктів многопластового родовища однією сіткою свердловин, а також є одним з методів регулювання розробки родовища при економії ресурсів.

Накопичений досвід одночасної роздільної експлуатації дозволяє сформулювати вимоги до обладнання для реалізації цієї технології:

- 1 - надійне роз'єднання пластів протягом усього періоду експлуатації;
- 2 - можливість проведення всіх необхідних технологічних операцій з кожним пластом окремо (освоєння, дослідження пласта, видалення парафіну, промивка і т. П.);
- 3 - можливість регулювання відбору рідини з кожного пласта окремо або її закачування;
- 4 - простота конструкцій;
- 5 - мінімальна металоємність;
- 6 - надійність в експлуатації.

Схема ОРЕ пластів за призначенням класифікується на три групи:

- 1) ОРЕ пластів;
- 2) одночасно-роздільна закачування робочої рідини;
- 3) ОРЕ пласта і закачування робочого агента.

Окремо експлуатують пласти способами:

- 1) обидва пласта фонтанні (фонтан-фонтан);
- 2) один пласт фонтанними, а інший - механізованим (фонтан-насос, причому це означає, що нижній шар експлуатується фонтаном);
- 3) обидва пласта механізованим (насос-насос).

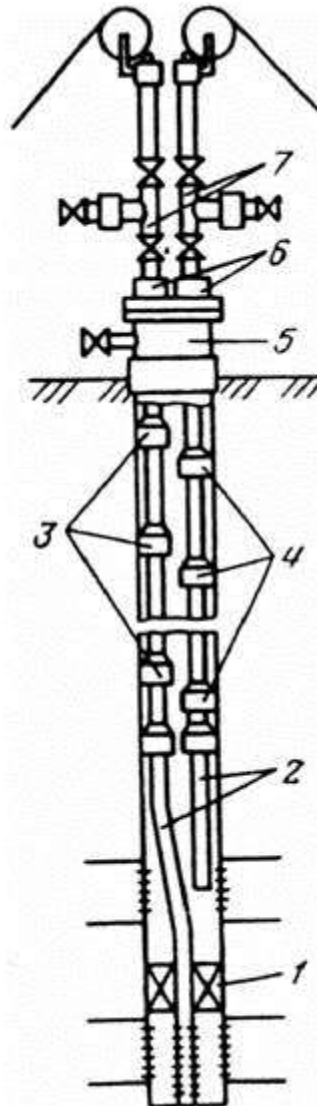
Устаткування для ОРЕ пластів складається з наземних і внутрішньосвердловинним вузлів. Наземні вузли обладнання, так само, як фонтанна арматура, насосні установки та ін. Призначені для герметизації гирла свердловин, передачі руху і забезпечення регулювання режимних параметрів.

Підземні вузли забезпечують герметизацію пластів, відбір (або закачування) заданого об'єму рідини і його підйом на поверхню.

Серійно випускається устаткування, обов'язковий елемент якого - пакер, забезпечує можливість експлуатації пластів по одній колоні труб.

Для свердловин з видобутком нафти за схемою фонтан-фонтан відомі установки двох типів: з двома паралельно розташованими рядами насосно-компресорних труб типу УФ2П (УФЕ, УФП, УФП2) і з концентрично розташованими рядами НКТ - установка УВЛГ, що застосовується також для внутрішньосвердловинним газліфтній експлуатації.

Установки типу УФ2П (рисунок 11.1) призначені для експлуатації колон діаметрами 116 і 168 мм з допустимими поєднаннями умовних діаметрів НКТ першого і другого рядів 48х48, 60х60, 73х48 мм.



Малюнок 11.1 - Схема установки для роздільної експлуатації двох пластів з двома паралельними рядами труб за схемою фонтан-фонтан:

1 - пакер; 2 - насосно-компресорні труби; 3, 4 малогабаритні пускові клапани з примусовим відкриття відповідно для першого і другого рядів труб; 5 - трійник фонтанної арматури (для повідомлення з затрубного простору); 6 - дворядний сальник; 7 - трійники для направлення продукції в викидні лінії.

Для роздільної експлуатації двох пластів за схемою фонтан - насос і насос фонтан випускаються установки з використанням нафтового свердловинного насоса і погрузного

відцентрового насоса. В установках штангового типу одна з паралельно спущених колон НКТ береться великого діаметру, що допускає спуск вставного насоса. Для того щоб під час спуску або підйому колони НКТ не відбувалося зачеплення муфт, над ними встановлюються конічні кільця. Схема із застосуванням погрузного відцентрового насоса представляє більш складну конструкцію підземного обладнання.

Для роздільної експлуатації двох пластів за схемою насос-насос використовуються штангові установки типу УТР на родовищах з низьким газовим фактором нижнього шару, УНР - з різко відрізняються тисками пластів і УГРП - з роздільним транспортуванням продукції кожного пласта.

Установка УТР (рисунок 11.2) складається з наземного і підземного обладнання.

Наземне обладнання включає в себе обладнання гирла і верстат-качалку, що застосовуються при звичайній видобутку нафти свердловинними штанговими насосами з одного пласта. Підземне обладнання випускається в невставном (рис. 11.2, а) і вставному (рис. 11.2, б) виконаннях і включає в себе роз'єднувальний пакер, нижній насос звичайного типу ННСВ1 з замкової опорою або НСН2. Насос для експлуатації верхнього шару - спеціальний, який має нерухомий поршень і рухливий циліндр. Робота верхнього і нижнього насосів синхронна. Зворотно-поступальний рух від верстата-качалки передається через колону насосних штанг циліндру верхнього насоса, а потім через спеціальну штангу - нижній колоні штанг і плунжера нижнього насоса. Рідина, що подається нижнім насосом, проходить через поздовжній канал в посадковому конусі верхнього насоса і потрапляє в підйомні труби над верхнім насосом. Рідина, відкачувана верхнім насосом, через порожній шток, що всмоктує і нагнітає клапани, надходить в колону підйомних труб, де змішується з рідиною з нижнього шару. Установки з використанням насосів типу НСН2 більш продуктивні.

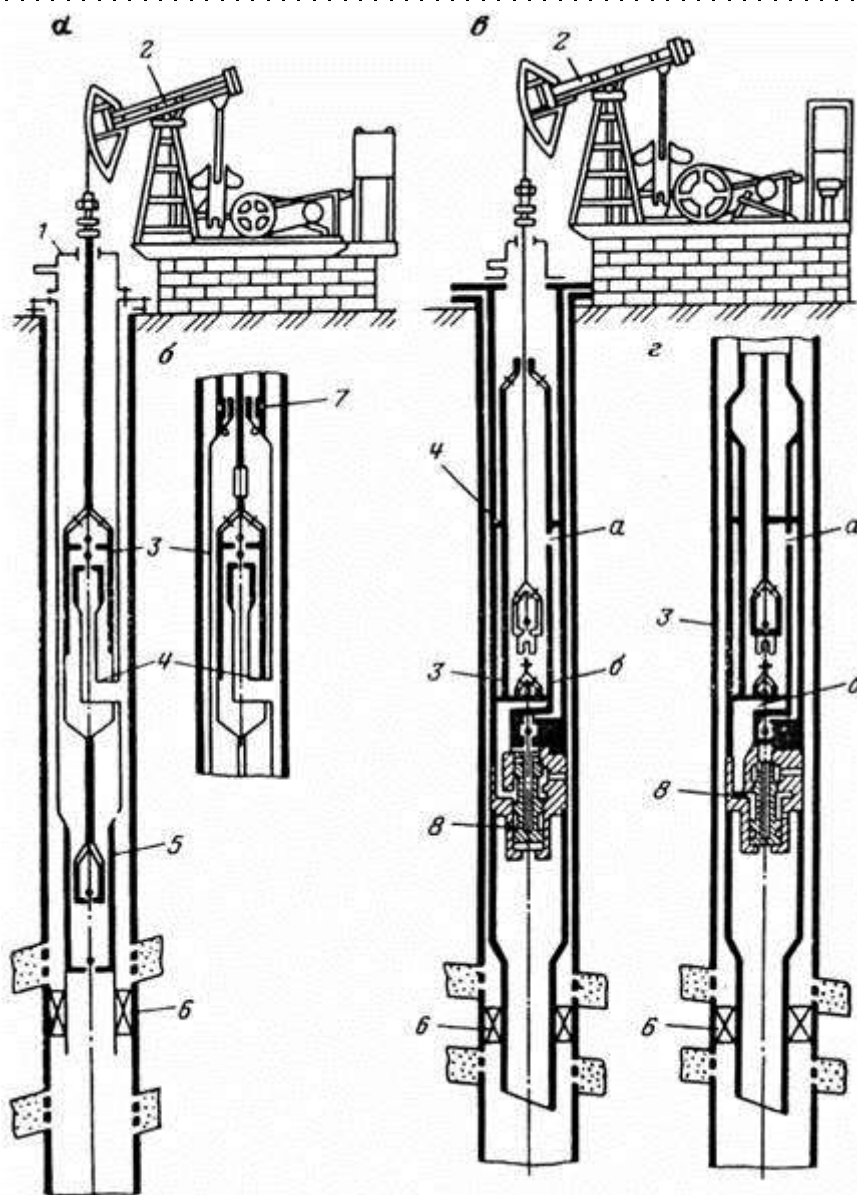
В установці типу 1УНР (рис. 11.2, г) при ході плунжера вгору відбувається заповнення циліндра насоса спочатку рідиною пласта з меншим тиском, а потім (після проходження плунжером отвори на бічній поверхні циліндра) - рідиною пласта з високим тиском.

При ході плунжера вниз рідина обох пластів нагнітається в НКТ. Надходження рідини з верхнього і нижнього шарів, роз'єднаних пакером, на прийом насоса через канал «б» (рис. 11.2, в, г) і на бічній поверхні через отвір «а» регулюється за допомогою перемикача пластів.

Установки УВКР-2Р, УВГК-2Р та НВК-2ср служать для одночасного роздільного нагнітання в пласти морської, річкової, стічної та пластових вод.

Незважаючи на істотні переваги ОРЕ широкого поширення не мають.

Як впливає з опису схем роздільної експлуатації, в комплект обладнання входять: спеціальне гирлове обладнання - хрестовики, планшайби, вузли сальників, регулятори витрати; внутрішньосвердловинним обладнання - промивні клапани, муфти перехресного течії, ущільнення, пакери, шліпсові механізми, зворотні клапани і т. п.



Малюнок 11.2 - Установки для ОРЕ двох пластів свердловинами, обладнаними штанговими свердловинними насосами:

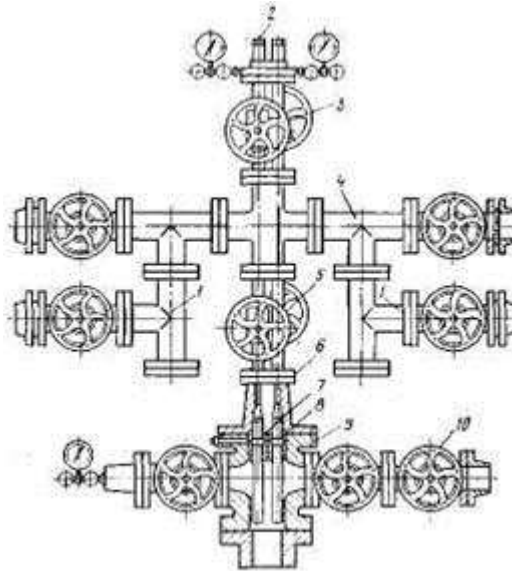
а - УТР невставного виконання; б - УТР вставного виконання;

в - 1УНР вставного виконання; г - 1УНР невставного виконання;

1 - обладнання гирла; 2 - верстат-качалка; 3 - верхній насос; 4 - опора;

5 - нижній насос; 6 - пакер; 7 - автосцеп; 8 - автоматичний перемикач пластів

При роздільній експлуатації фонтануючих пластів може використовуватися здвоєна фонтанна арматура (рис. 11.3) трійникового типу. Над колоною голівкою встановлюється трубна голівка, що складається з хрестовини 9, до бічних фланців якої приєднані засувки 10. У верхню конічну розточення хрестовини вставлені два конічних трубодержателя 7 і 8, на яких підвішені паралельні колони труб. Над хрестовиною встановлюється двухпрохідному переводник 6. До його верхнього фланця кріпиться здвоєна прямоточная засувка 5. Для регулювання режиму роботи пластів служать гирлові штуцера, що встановлюються в двох струнних викидних лініях 1 і 4. У верхній частині арматури на прямоточній центральній засувці 3 встановлені лубрикатори 2.



Малюнок 11.2 - Загальний вигляд здовоєної фонтанної арматури

Конструкція обладнання гирла дозволяє послідовний спуск насосно-компресорних труб, роботу з клиновими захопленнями і елеваторами, використання превентора і проведення прямої і зворотної промивки свердловини.

Устаткування гирла встановлюється на фланець кондуктора, навінченній на верхню його трубу, і кріпиться за допомогою болтів. До верхнього фланця хрестовини кріпиться завзятий фланець, на якому розташована наполеглива шайба з отворами, через які пропущені утримувані колони НКТ. Вище наполегливої фланця розташовується фланець з укрученим патрубком для розміщення превентора.

При експлуатації пластів свердловинними насосами може використовуватися планшайба, закріплена шпильками на фланці колоною головки. У планшайбе є дві ступінчасті розточення, в які вставлено дві муфти. Зазор між муфтами і планшайбою герметизується кільцевими ущільнювачами. У нижній частині муфт є різьблення для з'єднання її з насосно-компресорних труб, у верхній частині - різьблення для з'єднання з гирловим сальником. Збоку кожного корпусу гирлового сальника є відведення з фланцем для транспортування продукції пласта, а верхня частина забезпечена ущільненням, підтягує регулювальною гайкою.

Для забезпечення заданої витрати закачуваної в пласт води застосовуються регулятори витрати, що забезпечують в залежності від умов експлуатації підтримку постійної витрати або тиску закачуваної рідини.

Крім регуляторів витрати застосовуються регулятори відбору рідини, що встановлюють в свердловину на дроті і встановлюються, наприклад, за допомогою шарнірного отклонителя в нішу корпусу. Регулятор витрати забезпечує сталість відбору рідини з пласта і не допускає появи противотока рідини в пласт при зниженні пластового тиску або збільшення тиску у внутрішній порожнині НКТ.

Для створення зустрічних потоків у внутрішквужинного обладнання застосовуються вузли перехресного течії для напрямку потоку рідини, що йде зверху по насосно-компресорних труб в засурмили і навпаки. Подібна муфта може бути встановлена, наприклад, над пакером. У цьому випадку рідина, що подається по колоні НКТ, буде виходити в кільцевий простір, а рідина, що йде знизу по колоні труб, буде направлятися в

кільцевий простір, утворене НКТ і другим, концентрично поруч труб, вкручувати зверху в корпус.

Пакер служить для тривалого роз'єднання внутрішніх порожнин колон труб, а також для створення нерухомості ущільнюючих пристроїв і різних елементів внутріскважінного обладнання, пов'язаного з ним. Пакер працює в складних умовах під дією значних зусиль, тисків, температур. Він може бути оточений агресивною рідиною. При одночасної роздільної експлуатації застосовується пакер ПНГО-160.

Пакер встановлюють за допомогою НКТ або штанг, на яких закріплений штовхач, що впирається в бурт нижній частині пакера. При цьому хвостовик відкриває клапан. В процесі спуску, завдяки наявності сил тертя між черевиками і колоною, пакер розтягнутий, а шліпси знаходяться в нижній частині пазів головки.

Після досягнення місця установки пакера штовхач витягується з свердловини і спускається колона підйомних труб зі спеціальним фільтром, який своїм хвостовиком відкриває відкидний клапан, а бурти сідає на торець головки і переміщує верхню частину пакера щодо нижньої. При цьому шліпси розсуваються і вступають в контакт з експлуатаційною колоною.

При переміщенні пакера по внутрішньої порожнини труб шліпси ковзають по їх поверхні до тих пір, поки не потраплять в зазор між торцями труб. За рахунок цього шліпси виходять з пазів, пакер стискається і фіксується в свердловині. Після фіксації пакера зазор герметизується самоуплотнюющейся манжетою.

Для вилучення пакера в свердловину опускається трубуловка, що уловлює пакер за верхню частину. Вона розтягує його, після чого стає можливим витягти його на поверхню.

РОЗДІЛ 12

При експлуатації свердловин будь-якого призначення необхідно періодично їх ремонтувати.

Комплекс робіт, пов'язаних зі спуском в свердловини і підйомом труб, штанг, насосів або будь-яких інструментів, називається підземним ремонтом.

Підземний ремонт свердловин в залежності від виду та складності робіт умовно поділяють на поточний і капітальний.

Поточний ремонт свердловин (ТРС) - комплекс систематично виконуваних операцій, спрямованих на запобігання гирлового і підземного свердловинного обладнання від передчасного зносу, на підтримку його в робочому стані і зміна параметрів його роботи, інтенсифікація припливу.

До поточного підземному ремонту відносяться: заміна насосів, заміна труб і штанг або зміна характеру їх підвіски, очищення свердловин від піщаної пробки, нескладні ловильні роботи (ловля обірвалися штанг та інших предметів в колоні насосно-компресорних труб). Ці роботи виконують бригади по підземному ремонту свердловин, що організуються на кожному підприємстві з видобутку нафти і газу. При проведенні робіт з поточного ремонту свердловин не проводиться глушіння або тимчасове блокування продуктивного горизонту.

Капітальний ремонт свердловин (КРС) - комплекс робіт, пов'язаних з відновленням працездатності обсадних колон, цементного кільця, привибійної зони, як вставляти чи видаляти підземного обладнання, ліквідацією аварій, ускладнень і консервацією та ліквідацією свердловин, а також з роботами, які вимагають попереднього глушіння продуктивних пластів (для газових свердловин), установки противикидного обладнання. До капітального ремонту відносяться всі види робіт, вироблені із застосуванням колтубінгових, стаціонарних і мобільних підйомних установок.

12.1 Обладнання та інструмент для підземного ремонту свердловин

Капітальний ремонт свердловин включає в себе операції, пов'язані з ремонтом власне свердловини і впливом на привибійну зону і пласт. Крім того, зазвичай до них відносяться складні вимушені операції поточного ремонту, наприклад витяг обірваних штанг і труб.

Крім обстеження свердловин і уточнення номенклатури майбутніх до виконання операцій, капітальний ремонт включає:

1. ремонтно-виправні роботи (герметизація гирла, виправлення і заміна пошкодженої частини колони, перекриття дефектів в колоні, установка і розбурювання цементних пробок),
2. ізоляційні роботи,
3. кріплення порід привибійної зони,
4. очистку фільтра,
5. перехід на інший продуктивний горизонт,
6. зарезка і буріння другого стовбура,
7. ловильні роботи.

До капітального ремонту також відносять і роботи, пов'язані з впливом на привибійну зону пласта: кислотні обробки свердловини, гідравлічний розрив пласта,

тепловий вплив на привибійну зону, віброобробка привибійної зони свердловини, обробка привибійної зони ПАР.

При підземному ремонті глибоких свердловин застосовують експлуатаційні вишки й щогли, стаціонарні або пересувні, призначені для підвіски талевої системи, підтримки у висячому положенні колони труб або штанг при ремонтних роботах, що проводяться на свердловині.

Стаціонарні вишки й щогли використовуються вкрай нераціонально, тому що ремонтні роботи на кожній свердловині проводяться лише кілька днів на рік, весь інший час ці споруди знаходяться в бездіяльності. Тому доцільно використовувати при підземному ремонті підйомники, що несуть власні щогли. Транспортною базою їх служать трактори та автомобілі.

Підйомник - механічна лебідка, вмонтовується на тракторі, автомашині або окремій рамі. У першому випадку привід лебідки здійснюється від тягового двигуна трактора, автомашин, в інших від самостійного двигуна внутрішнього згоряння або електродвигуна.

Агрегат - на відміну від підйомника оснащений вишкою і механізмом для її підйому і опускання.

Широко застосовуються тракторні підйомники «АзІНмаш-43П», ЛПТ-8, агрегати «АзІНмаш-43А», «Бакинець-3М», А50У, УПТ, «АзІНмаш-37» та ін.

Тракторний підйомник АзІНмаш-43П - призначений для проведення підземного ремонту свердловин, обладнаних підйомними спорудами. Підйомник являє собою самохідну механізовану лебідку, змонтовану на гусеничному болотоходний тракторі Т-100МЗБГС або звичайний Т-100МЗ.

Управління основними виконавчими механізмами підйомника - електропневматичне; управління гальмом лебідки - ручне механічне, сдублірованне ножним пневматичним; управління іншими механізмами - механічне.

Для забезпечення повітрям пневмосистеми підйомника під капотом двигуна встановлений автомобільний компресор, що має привід від шківів вентилятора двигуна.

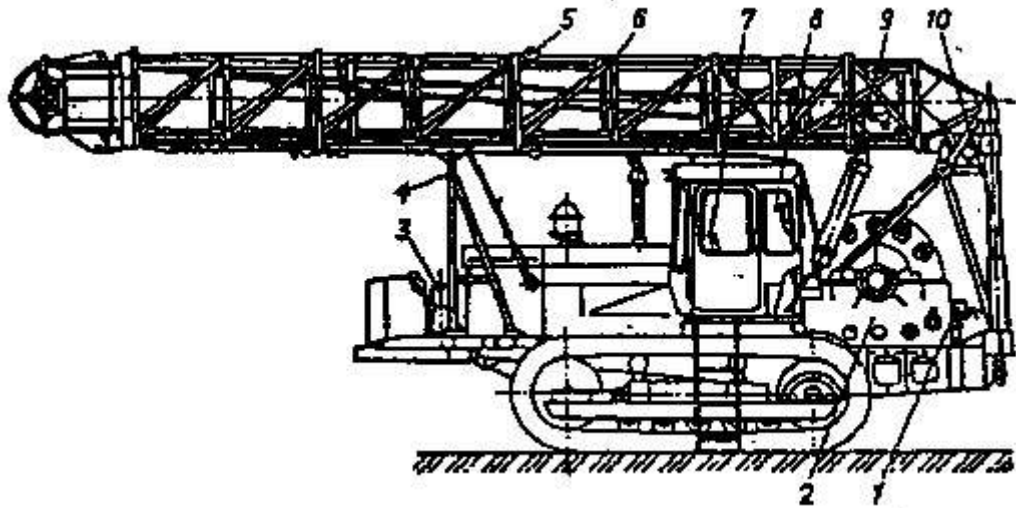
Маса агрегату 18,2 т, глибина обслуговуються свердловин від 1500 м до 6400 м (При НКТ від 114 до 48 мм).

До підйомним установок типу УПТ відносяться: УПТ-32, УПТ1-50, УПТ1-50Б, призначені для спускопідйомні операцій в процесі поточного і капітального ремонту нафтових і газових свердловин. Установки самохідні, змонтовані на гусеничних тракторах. Складаються з наступних основних вузлів: однобарабанній лебідки, встановленої на спеціальному підставі під обладнання, вишки з талевою системою, задньої і передньої опор вишки, кабіни водія.

Установки укомплектовані механізмами для згвинчування - розгвинчування труб; оснащені пристроєм протівозатасківання крюкоблок і вибухобезпечної системою освітлення робочого майданчика на гирлі свердловини і шляхи руху крюкоблок.

На відміну від УПТ-32, установки УПТ1-50 і УПТ1-50В забезпечені вузлом приводу ротора, а також укомплектовані гідрораскrepітелем.

Привід виконавчих вузлів і механізмів УПТ1-50 (рисунок 12.1) і УПТ1-50Б - від двигуна трактора; лебідки і ротора - через трансмісію; підйом вишки, привід гідрораскrepітеля і механізм для згвинчування - розгвинчування труб гідравлічні; включення фрикційних муфт - пневматична.



Малюнок 12.1 - Підйомна установка УПТ1-50

1- коробка передач; 2 - однобарабанная лебідка; 3 - компресор повітря; 4 - передня опора вишки; 5 - фара; 6 - вишка з талевої системою; 7 - управління; 8 - кабіна машиніста; 9 - гидродомкрат; 10 - задня опора вишки

Підйомні установки типу АзІНмаш-37 (малюнок 12.2) призначені для спускопідйомні операцій з укладанням труб і штанг на містки при поточному та капітальному ремонті нафтових і газових свердловин, що не обладнані вищечних спорудами.

Підйомні установки цього типу поділяються - на АзІНмаш-37А, АзІНмаш-37А1, АзІНмаш-37Б, змонтовані на базі автомобілів підвищеної прохідності КрАЗ-255Б і КрАЗ-260.

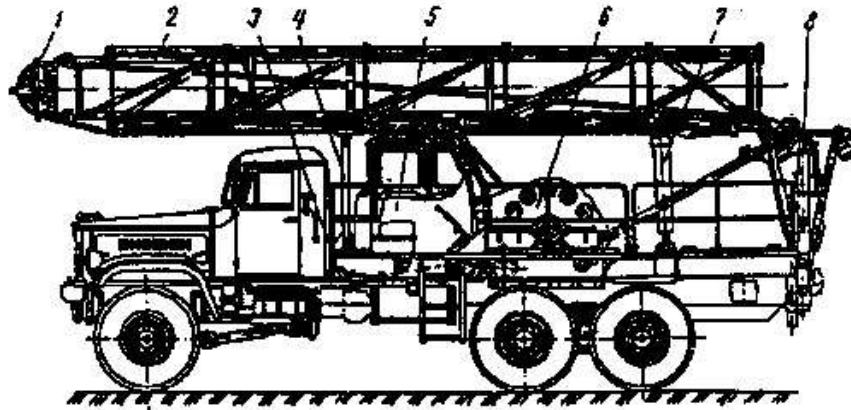
Підйомні установки АзІНмаш-37А і АзІНмаш-37А1 комплектуються автоматами АПР для згвинчування і розгвинчування насосно-компресорних труб і автоматичним ключем типу КШЕ з електроприводом для згвинчування насосних штанг.

Підйомні установки оснащені обмежувачем підйому крюкоблок, системою звукової і світлової сигналізації встановлення вишки, контрольно-вимірювальними приладами роботи двигуна і пневмосистеми, а також іншими системами блокування, що забезпечують безпеку ведення робіт при монтажі установки поблизу свердловини і спускопод'ємних операціях.

Управління всіма механізмами установки при спускопод'ємних операціях здійснюється з тримісної опалювальної кабіни оператора, розташованої між лебідкою і кабіною автомобіля. Управління установкою вишки, в робочий і транспортний положення, здійснюється дистанційно - з ручного виносного пульта (рисунок 45) (АПРС-32-01, АПРС-32-02) призначені:

Агрегати підйомні АПРС-32 і АПРС-40 призначені для виробництва спускопідйомні операцій при ремонті свердловин, необладнаних вищечних спорудами, для виробництва тартальних робіт, для чищення піщаних пробок желонкою і для збудження свердловин поршневанієм (свабірованія).

Агрегат є самохідної нафтопромислової машиною, змонтованої на шасі тривісного автомобіля високої прохідності Урал-4320 або КрАЗ-260, і складається з однобарабанній лебідки і двосекційною телескопічної вишки з талевої системою. Вишка агрегату має підвищену міцність, виготовляється з низьколегованої морозостійкої стали.

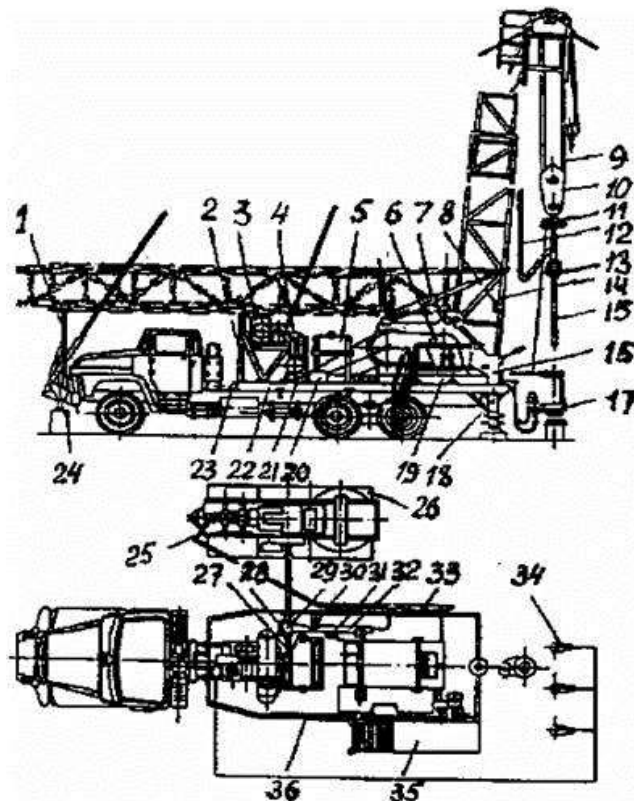


Малюнок 12.2 - Підйомна установка АЗІНмаш-37

1- талевого система; 2 - вишка; 3 - силова передача; 4 - передня опора; 5 - кабіна оператора; 6 - лебідка; 7 - гідроциліндр підйому вишки; 8 - задня опора.

Агрегат для освоєння та ремонту свердловин А-50М (рисунок 12.3) призначений для:

- разбуривання цементної пробки в трубах діаметром 5 - 6 дюймів і пов'язаних з цим процесом операцій (спуску і підйому бурильних труб, промивання свердловин і т.д.);
- спуску і підйому насосно-компресорних труб;
- установки експлуатаційного обладнання на гирлі свердловин;
- проведення ремонтних робіт і робіт по ліквідації аварії;
- проведення бурових робіт.



Малюнок 12.3 - Агрегат А-50М

1- передня опора; 2 - середня опора; 3 - електролебідка; 4 - компресорна установка; 5 - гідросистема; 6 - лебідка; 7 - домкрат; 8 - індикатор ваги; 9 - талевого канат;

10- Талевий блок; 11 - підвіска ключів; 12 - підвіска бурового рукави; 13 - вертлюг;
14- щогла; 15 - домкратних штанга; 16 - пневматичним управлінням; 17 - гідроротор;
18- домкрат; 19 - зубчастий муфта; 20 - редуктор; 21 - карданний вал; 22 - рама;
23- коробка відбору потужності; 24 - силові відтяжки; 25 - маніфольд; 26 - промивний насос; 27, 28 - карданні вали; 29 - силова передача; 30 - ланцюгова передача;
31- гідрораскrepітель; 32 - кожух; 33 - проміжний вал; 34 - електрообладнання; 35 - майданчик оператора; 36 - вузол керування і освітлення шасі.

Мобільна установка УПД-5М використовується для: руйнування гідратів і парафінових пробок; закачування в свердловину технологічних рідин; цементування свердловин в привибійній зоні; геофізичних досліджень. УПД-5М є самохідну нафтопромислового машину разом з монтажною базою, що включає в себе барабан з укладальником для намотування довгомірних труб, механізм подачі труби в свердловину, закріплену на шасі автомобіля КААЗ-65101/100, або будь-якому іншому типі шасі, за бажанням замовника.

Привід всіх механізмів установки здійснюється гідромоторами, для проведення допоміжних робіт є гідроманіпулятор вантажопідйомністю 300 кг.

Всі роботи по підземному і капітальному ремонту супроводжуються спуском в свердловину і підйомом з неї труб, штанг і різних інструментів. Тому над гирлом свердловини встановлюється підйомне споруда - вежа, щогла з обладнанням для спускопідйомні операцій (СПО).

Експлуатаційні Кронблоки є нерухомою частиною талевої системи, виготовляються вантажопідйомністю 12,5; 20; 32; 50; 80 і 125 т з числом канатних шківів 3 - 6. Кронблоки КБН для роботи в районах з помірним кліматом і типу КБ - в помірному і холодному. Приклад позначення: КБН-50 кронблок вантажопідйомністю 50 т.

Талеві блоки, рухома частина талевої системи при СПО, призначені для роботи з помірним кліматом (типу БТН) і з помірним і холодним кліматом БТ. За вантажопідйомності талеві блоки, підйомні гаки випускаються як і Кронблоки від 12,5 до 125 т. Позначення: БТ-50 і ін.

Підйомні гаки, призначені для підвішування елеваторів, вертлюгов та іншого обладнання при СПО, виготовляються двох типів: однорогі (виконання I) і трохрогой (виконання II). Гаки КН - для роботи в помірному кліматі, КПШ - в помірному і холодному. Позначення: КН-50 і ін.

Штропах служать для підвіски елеватора на гак. Конструктивно це замкнута сталева петля овальної форми, сильно витягнута по одній осі. Виготовляють їх цельнокатанними або звареними в стику контактним зварюванням з наступною термообробкою. Штропах розрізняють за призначенням: бурові нормальні - ШБН; бурові укорочені - ШБУ і експлуатаційні - Ше. Для капітального ремонту свердловин випускають штропах Ше-28-П-Б і Ше-50-Б вантажопідйомністю 28 і 50 т.

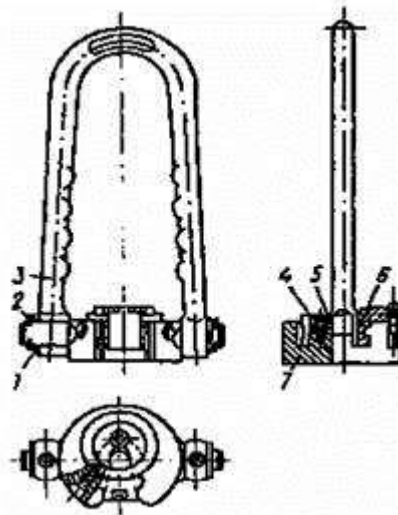
Трубні елеватори - для захоплення обсадних, бурильних і НКТ застосовують декількох типорозмірів.

Елеватори ЕЗН - одноштропние (СПО за допомогою двох елеваторів) вантажопідйомністю 15, 25 і 50 т. В комплект входять: два елеватори, захватное пристосування і Штроп.

Елеватори ЕГ - одноштропние призначені для роботи з автоматами АПР-2ВБ і спайдерами, вантажопідйомністю 16, 50 і 80 т.

Елеватори ЕХЛ для НКТ з умовним діаметром від 48 до 114 мм, Вантажопідйомністю 10 - 40 т.

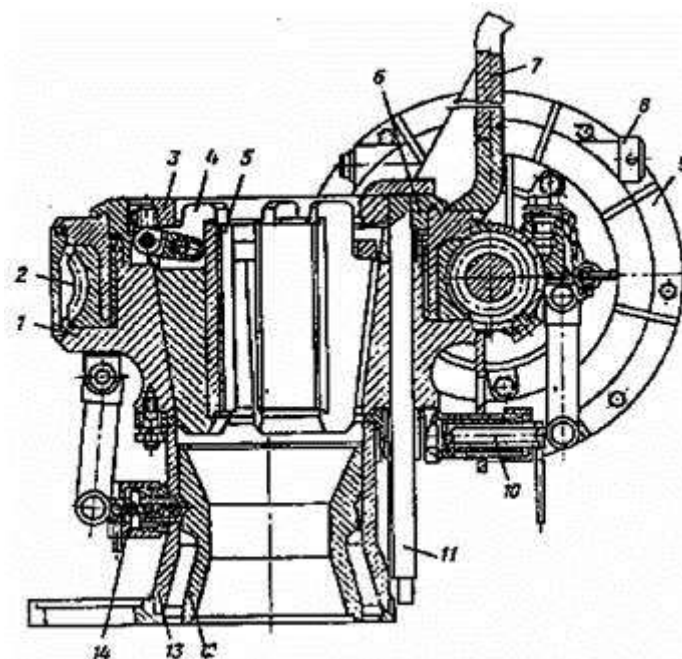
Штангові елеватори ЕШН (рисунок 12.4) - для захоплення колони штанг і утримання її в підвешанний стані при СПО, вантажопідйомністю 5 і 10 т. Конструкція їх передбачає використання двох пар вкладишів для втулок, одна призначена для штанг Ж12, 16, 19 і 22 мм, Друга - для штанг Ж25 мм.



Малюнок 12.4 - Елеватор штанговий ЕШН

1- шайба; 2 - шплінт; 3 - Штроп; 4 - гвинт; 5 - вкладиш; 6 - втулка; 7 - корпус.

Автомати типу АПР (рисунок 12.5) призначені для механізації операцій по згвинченню і розгвинчуванню, а також для автоматизації по захопленню, утриманню у висячому положенні, звільнення і центрування колони НКТ.



Малюнок 12.5 - Автомат АПР-2ВБМ

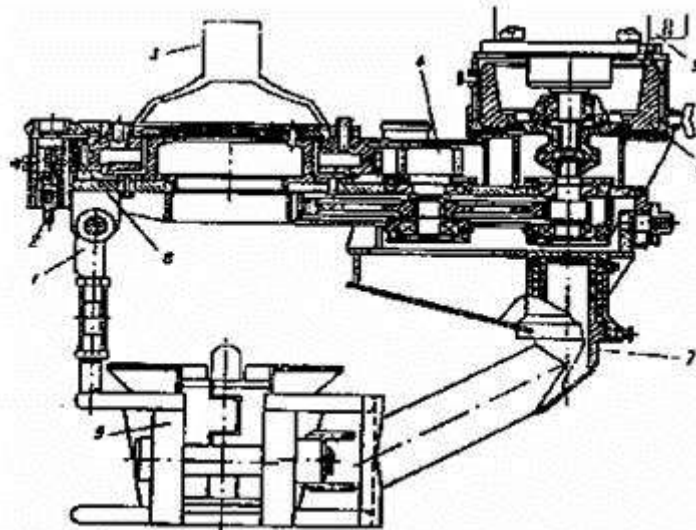
1- корпус автомата; 2 - черв'ячні колеса; 3 - клиньовая підвіска; 4 - корпус клина; 5- плашка; 6 - опорний фланець; 7 - водило; 8 - вал вилки включення маховика;

9- електроінерційний привід; 10 - вісь балансира; 11 - напрямок клинєвої підвіски; 12 - центратор; 13 - п'єдестал центратору; 14 - фіксатор центратору.

Для механізації процесу свинчівання і розгвинчування насосних штанг застосовують штангові ключі АШКТМ, КМШЕ, КАРС (автоматичні і механічні ключі), принцип аналогічний АПР.

Ключі механічні універсальні КМУ застосовують при поточному ремонті свердловин для механізації операцій по згвинченню і розгвинчування НКТ з утриманням у висячому положенні і центруванням колони труб. Найбільше застосування ключ отримав при ремонті свердловин з зануреними відцентровими електронасосами. Ключі КМУ-50, КМУ-ГП-50, КМУ-32 мають електричний інерційний вибухобезпечний з живленням від промислової мережі привід.

Універсальний механічний ключ КМУ-50 (малюнок 12.6) складається з блоку вращателя з електроприводом, спайдера з блоком клинів і блоку управління електроприводом.



Малюнок 12.6 - Ключ механічний універсальний КМУ-50

1- блокировочная рукоятка; 2 - механізм поєднання прорізів робочої шестерні і корпусу; 3 - водило; 4 - редуктор; 5 - електропривод; 6 - змінний механізм; 7- кронштейн; 8 - вращатель; 9 - спайдер

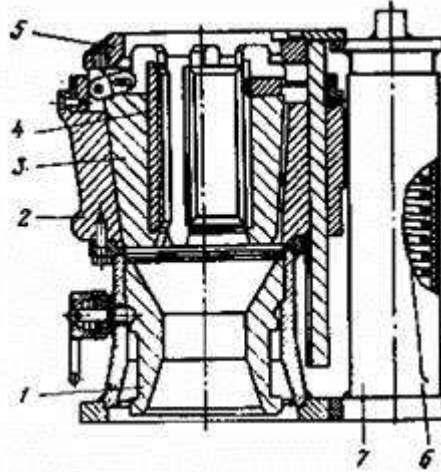
Спайдер призначені для автоматизації операцій по захопленню, утримання у висячому положенні, звільнення і центрування колони насосно-компресорних або бурильних труб в процесі спуску їх в свердловину. На малюнку 12.7 показаний автоматичний спайдер АСГ-80. Він складається з корпусу, клинєвої підвіски, змінних центраторів і механізму підйому клинів.

Механічний гідроприводних ключ КПР-12 призначений для згвинчування і розгвинчування насосно-компресорних і бурильних труб в процесі виконання спуско операцій при поточному та капітальному ремонті свердловин.

Складається з наступних основних вузлів: трубного ключа, що виробляє свинчівание і розгвинчування з розрахунковим обертовим моментом; гідравлічної

насосної станції, що створює необхідні витрати і тиск масла в гідросистемі, і підвіски ключа з гідропідйомником і амортизатором.

Ключ являє собою двошвидкісний циліндричний редуктор з розрізної робочої шестернею, в якій встановлюються змінні захоплення. Комплектується об'ємним стопорним пристроєм.

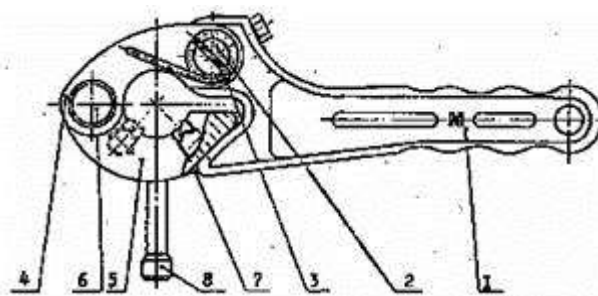


Малюнок 12.7 - Спайдер АСГ-80

1- вкладиш центратору; 2 - корпус; 3 - корпус клина; 4 - плашка; 5 - підвіска; 6- пружина повзуна; 7 - напрямна.

Ключ трубний типу КТЛ (рисунок 12.8) призначений для згвинчування і розгвинчування насосно-компресорних труб (НКТ) і замків бурильних труб механізованим, а також ручним способом при поточному та капітальному ремонті свердловин. Забезпечує надійне захоплення НКТ, збереження НКТ від деформацій.

Володіє в порівнянні з ключами типу КТГУ в залежності від типорозміру меншою на 20 - 43% масою, підвищеною в 5 - 10 разів стійкістю сухарів.

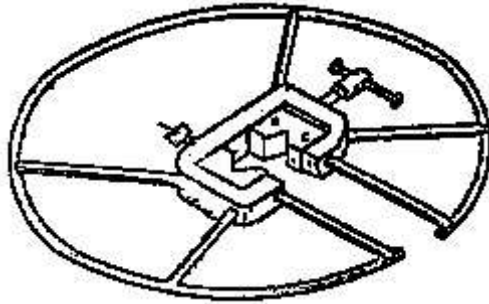


Малюнок 12.8 - Ключ трубний КТЛ

1- рукоятка; 2 - вісь; 3 - пружина; 4 - скоба; 5 - щелепу; 6 - вісь; 7 - сухар; 8 - ручка

Круговий ключ штанговий КШК (рисунок 12.9) з регульованими затискними плашками застосовується для відгвинчування штанг при закріпленому плунжері глибинного насоса. Під час підземного ремонту свердловин при заїданні плунжера глибинного насоса доводиться піднімати труби разом зі штангами. Так як муфтові з'єднання труб не збігаються з сполуками штанг, то після відгвинчування чергової труби над муфтою, встановленої на елеваторі, буде знаходитися гладке тіло штанги, захоплення якого штанговим ключем неможливий. У круговому ключі штанги захоплюються

плашками, що мають кутові вирізи з зубами. Одна з плашок нерухома, прикріплена двома штифтами до внутрішньої частини ключа, а друга - рухома, прикріплена до внутрішнього кінця затискного стрижня.



Малюнок 12.9 - Ключ кругової штанговий КШК

Ключі ланцюгові застосовуються при ручному свинчіванні і розгвинчування труб різного діаметру. Ключ складається з рукоятки, двох шарнірно з'єднаних щік з зубами з плоскими шарнірними ланками. Для додання міцності щоки термічно обробляються.

Виготовляються ланцюгові ключі двох типів: КЦН - ключ ланцюгової нормальний, КЦО - полегшений.

Герметизатори ГУ-48, ГУ-60, ГУ-73 призначені для герметизації гирла в процесі проведення ремонтних робіт в свердловині.

РОЗДІЛ 13

Підтримка пластового тиску забезпечується закачуванням в пласт через систему нагнітальних свердловин різних рідин або газу. Для цього використовується комплекс обладнання, що складається з систем водозабору, водопідготовки і розподілу насосних станцій та комунікацій.

Перераховане обладнання повинно мати досить гнучкою характеристикою і параметрами, що забезпечують закачування в пласт рідини при змінюються в часі подачах і тисках, при переміщається в продуктивному пласті фронті руху витісняє рідини.

Для витіснення нафти використовуються різні типи закачуваної рідини, характеристики окремих систем обумовлюються великою кількістю параметрів, до яких відносяться насамперед величини необхідних відборів нафти, коефіцієнт вилучення її з пласта, вартість нафти і т. Д.

13.1 Обладнання для нагнітання в пласт води і газу

Для витіснення нафти з пласта застосовуються рідини двох типів: смішувачі і змішуються з нафтою. До перших належить перш за все вода, до других - розчинники. Останні досить дорогі, і тому в переважній більшості випадків в пласт закачується вода, яка повинна відповідати таким вимогам:

кількість зважених часток не повинен перевищувати 5 мг / л, хоча в окремих випадках допускається збільшення їх змісту до 25 мг / л;

зміст заліза - не більше 0,2 мг / л, нафти - не більше 1 мг / л;

вода не повинна викликати корозії обладнання, вона має бути обескислорожена.

Морська вода може закачуватись в тому випадку, якщо пластова рідина містить лужні і жорсткі води.

Крім цього закачується вода не повинна містити сульфатвосстановлюючих бактерій, під дією яких утворюється сірководень.

При накачуванні рідин, що не змішуються з нафтою, в неї можуть вводиться поверхнево-активні речовини, що поліпшують її відмивають здатності. При цьому коефіцієнт вилучення нафти із шарів досягає 50 - 70%. Більш високий коефіцієнт вилучення (до 95 - 98%) досягається при закачуванні рідини-розчинників.

Як джерела закачуваної рідини використовуються відкриті (річки, озера, моря), підземні (артезіанські, подруслової і пластові) джерела і стічні води. Зазвичай намагаються використовувати прісну воду з подрусел річок або артезіанських свердловин. У цих випадках склад води не залежить від пори року і режим роботи очисних пристроїв залишається постійним.

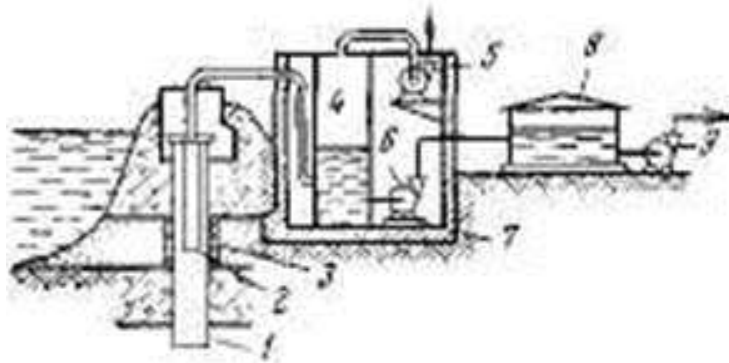
Кількість води, що нагнітається в пласт, залежить від великої кількості факторів і орієнтовно становить: при площадковому заводненні 8 - 10 м³ / т нафти, що видобувається, при законтурному - 1 - 1,5 м³ / т.

Конструкція споруд для забору і підготовки води, перш за все, обумовлена вимогами, що пред'являються до рідини, закачуваної в пласт.

Залежно від якості водопідготовки на внутрішній поверхні трубопроводів високого тиску, труб в нагнетательной свердловині, нарешті, в фільтрової зоні пласта і на самому фільтрі свердловини з часом відкладаються важко видаляються солі. При недостатньо високій якості водопідготовки інтенсивність солеотложенія буває досить високою, що призводить до поступового зменшення фактичної площі перерізу каналу трубопроводу і

до зростання втрат напору в трубопроводній системі куща, в прискважинній водовбирною частини пласта.

Для подруслових водозаборів в заплавної частині річки (рис. 13.1) бурять свердловини глибиною 20 - 30 м і обсаджують їх трубами 1 діаметром 300 мм, в які спускають водопідіймальні труби 2. Відбір рідини з цих свердловин може забезпечуватися за рахунок сифона, якщо рівень рідини в резервуарі нижче, ніж в річці, або за рахунок розрядження в резервуарі, створюваного вакуум-компресором 5. Так як вода, перш ніж потрапити в систему фільтрується через пісок, то в будь-якої додаткової очистки не потребує, і насосами 6 подається в ємність 8, звідки магістральний трубопровід підводить її до окремих насосних станцій, від яких спрямовується в свердловини.

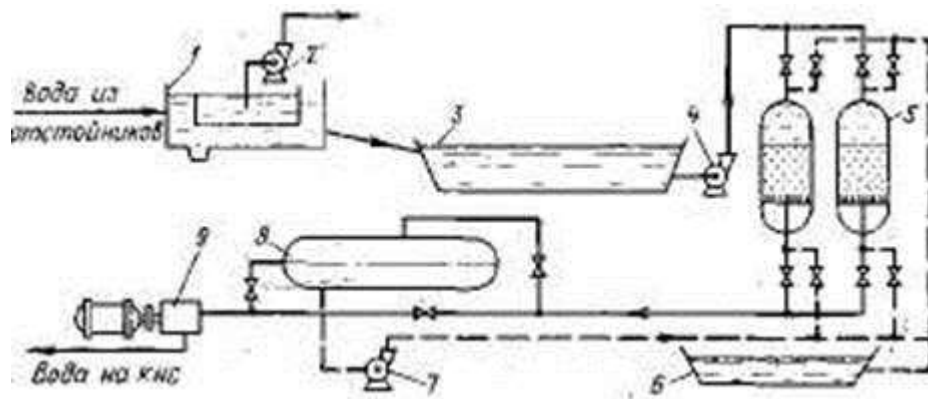


Малюнок 13.1 - Схема водозаборів:

1- обсадна колона; 2 - підіймна колона; 3 - гравійний фільтр; 4 - вакуум-котел;
5- вакуум-компресор; 6, 9 - насоси; 7 - шахта; 8 - резервуар чистої води

При використанні стічної води, що надходить із свердловин, використовуються дві системи її очищення: відкрита і закрита. У першому випадку вода, відокремлена від нафти (рис. 13.2), направляється у відстійники, звідки скидається в нефтеловушку 1, де від неї відокремлюються краплі нафти діаметром понад 80 мкм. З неї відокремилася нафту відкачується насосом 2, а вода надходить у ставки-відстійники 3, де містяться в ній механічні частинки осідають на дно, а решта нафту спливає па поверхню. Далі насосом 4 вода прямує в черзі працюють піщані фільтри 5, де від неї відокремлюються зважені частинки, і надходить в буферну ємність 6, звідки насосом 7 (або ж безпосередньо з фільтрів) направляється на кушових насосну станцію (КНС). Насоси КНС під тиском близько 14 - 20 МПа закачують воду в пласт.

Для спорудження подібних систем підготовки води необхідні велика площа, значні капітальні витрати. Пропускна здатність системи не може бути збільшена в процесі експлуатації.



Малюнок 13.2 - Відкрита схема установки очищення стічних вод:

- 1- нафтоуловлювач; 2 - нафтовий насос; 3 - відстійник; 4 - насос; 5 - піщані фільтри;
6- відстійник для забрудненої води; 7 - насос для проведення промивки фільтрів;
8- ємність для чистої води; 9 - насос для подачі води на КНС

Зіставляючи показники роботи систем для закачування води в пласт, необхідно відзначити, що найбільш раціональною є системи з використанням пластової води, яка після відповідної обробки закачується в пласт. Подібна система в цілому, включаючи і пласт, являє собою замкнутий контур, шкідливий вплив якого на навколишню природу мінімально в порівнянні з іншими системами.

При підготовці води в установках закритого типу процеси відділення води від нафти йдуть під надлишковим тиском, легкі фракції і газ збираються і надалі використовуються.

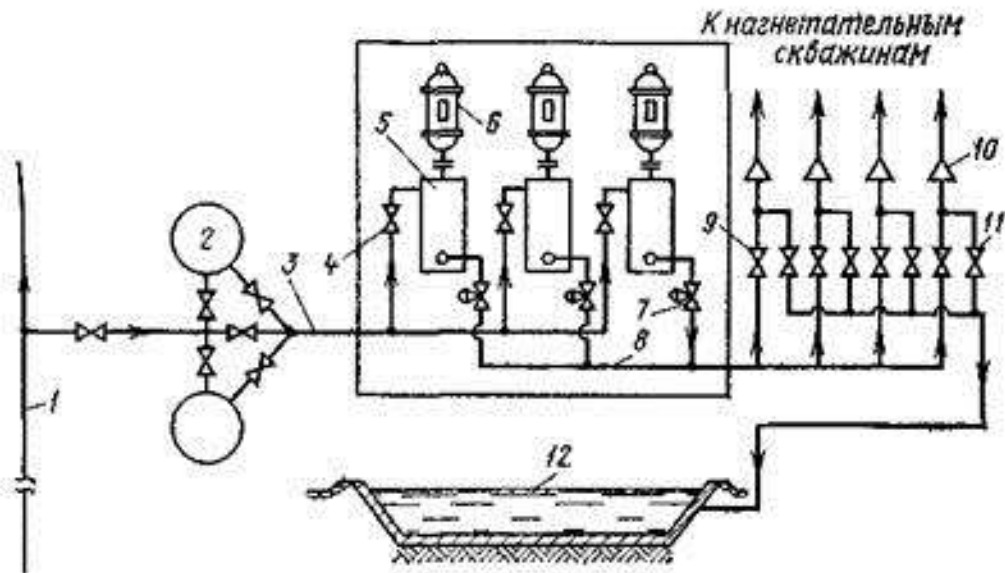
Очищена і оброблена вода прямує з резервуарів до насосних станцій - стаціонарним або блоковим. Перші являють собою капітальне приміщення, в якому розташовуються насоси з приводними двигунами, апаратура управління і контролю, електричне обладнання та побутові приміщення. Станції другого типу складаються з блоків, що виготовляються і комплектуються всім необхідним на заводі. Розміри блоків забезпечували транспортування по залізних і автомобільних дорогах. Монтаж блочного обладнання в 8 - 10 разів швидше, ніж спорудження капітальних станцій.

Кущові насосні станції з'єднані з живильним трубопроводом, який може бути кільцевим і оперізувати родовище або його частину або лінійним. Від КНС рідина під тиском направляється до нагнітальним свердловинах, причому в міру розробки видобувні свердловини переводяться в нагнітальні. При цьому відповідно видозмінюється і схема нагнітальних трубопроводів.

При спорудженні систем кущових станцій майже половина коштів, більше половини металу витрачається на трубопроводи високого тиску і внутрішньосвердловинним обладнання. Відкладення солей, корозія різко скорочують терміни служби цих металомістких, дорогих комунікацій, призводять до необхідності виконання безперервно наростаючих обсягів вкрай трудомістких ремонтних робіт по зміні трубопроводів, різко ускладнюють функціонування промислу, що збільшують трудомісткість видобутку нафти. Тому при обладнанні трубопровідної мережі особливо важливе значення мають якість ізоляційної захисту труб і використання труб з внутрішнім протівосоляним покриттям.

Блокова кущова станція (рис. 13.3) складається з ряду блоків: насосних, управління, електроапаратури, розподільного та побутового. Вода з магістрального

трубопроводу подається в резервуари або, минаючи їх, на прийом насосів. Число одночасно працюючих насосних блоків визначається сумарним витратою рідини. Один або два блоки зазвичай є резервними. За напірного трубопроводу рідина направляється до розподільної гребінки, від якої через регулятори витрати подається до нагнітальним свердловинах.



Малюнок 13.3 - Схема блокової КНС:

1- магістральний водопровід; 2 - буферна ємність; 3 - приймальний колектор; 4, 9, 11 - задвіжкі; 5 - відцентрові насоси; 6 - електродвигуни; 7 - засувки з дистанційним управлінням; 8 - високонапірний колектор; 10 - збірний колектор для брудної води; 12 - ємність

Найбільш відповідальними елементами КНС є насосні агрегати.

Вимоги, що пред'являються до них, такі:

к. п. д. на робочому режимі не нижче 70 - 75%;

рівномірна подача;

моторесурс при роботі на максимальних параметрах не менше 7 - 10 тис. ч, а тривалість безперервної роботи - 600 - 1000 год;

мінімальні габаритні розміри;

стійкість матеріалу деталей гідравлічної частини до перекачується рідин.

Насоси, які використовуються для закачування рідин в нафтові пласти, як правило, спеціалізовані, їх основні параметри: подача від 2 до 1000 м³ / ч, тиск 3 - 50 МПа.

Для закачування води в пласт використовуються насоси двох типів - відцентрові і плунжерні.

Відцентрові насоси прості в монтажі і обслуговуванні, легко піддаються автоматизації і дистанційного контролю, можуть тривалий час працювати без обслуговуючого персоналу, забезпечують високу рівномірність подачі. Однак вони працюють зі зниженим к. П. Д. При відхиленні подачі від оптимальної. Отримання малої подачі і великих тисків при високому к. П. Д. Для них неможливо.

Насоси об'ємної дії (що отримали за кордоном широке поширення), як правило, виконуються многоплунжерні з робочими тисками до 50 МПа, числом оборотів колінчастого вала 250 - 1000 хв-1. Їх к. П. Д. При роботі в широкому діапазоні подач становить 80 - 85%.

Застосовуються трьох-, п'яти-, семи-, дев'ятиплунжерні насоси одинарної дії, що забезпечує нормальну роботу приймальних та напірних трубопроводів, на яких встановлюються повітряні ковпаки з розділовою мембраною. Швидкість руху плунжерів досягає 1,2 - 1,5 м / с, причому в залежності від довжини ходу змінюється максимальне число оборотів: для 75 мм - 450 - 500 хв-1, 100 мм - 400 хв-1, 125 мм - 350 хв-1, 150 мм - 230 - 260 хв-1.

В даний час виявилася тенденція створення швидкохідних короткоходових плунжерних насосів, що дозволяє зменшити їх масу за рахунок зменшення габаритів рами і в ряді випадків відмовитися від застосування редукторів, що знижують число оборотів приводного двигуна. З іншого боку, даний напрямок призводить до погіршення умов роботи деталей пари ущільнення - плунжер.

Для виготовлення плунжерів застосовуються високовуглецеві і нержавіючі хромисті сталі з високою поверхневою твердістю (HRC 55), одержуваної в результаті обробки ТВЧ. Робоча поверхня плунжерів полірується, відхилення її від циліндричної форми допускається не більше 0,01 - 0,02 мм.рт.ст.. Відомо використання керамічних плунжерів.

Ущільнення плунжерів зазвичай виготовляються з маслобензостійких гум або спеціальних еластомерів.

Вал насоса з двигуном з'єднується:

безпосередньо за допомогою компенсаційної муфти - при використанні в якості приводу тихохідного ДВС або синхронного двигуна;

за допомогою зубчастого редуктора, що монтується на фланці приводної частини насоса;

за допомогою клинопасової передачі.

У нашій країні для нагнітання рідини в пласт застосовуються відцентрові багатоступінчасті секційні насоси ЦНС з подачею до 1000 м³ / с, при тиску 0,4 - 20 МПа. Залежно від типорозміру їх к. П. Д. Змінюється від 44 до 80%.

Напір насосів ЦНС регулюється зміною числа ступенів. Конструкція насоса являє собою набір секцій, затиснутих між всмоктуючої і нагнітальної кришками і стягнених шпильками. Вал насоса встановлений на підшипниках ковзання з примусовою змазкою, осьове зусилля сприймається наполегливим підшипником.

Для підвищення довговічності основні деталі насоса виготовляють з хромистих сталей: робочі колеса і направляючі апарати - литі зі сталі 20Х13Л, вал 40ХФА.

Насосний агрегат має систему змащення і охолодження, яка подає масло до підшипників при пуску і роботі насоса, забезпечує його охолодження.

Для скорочення витрат на будівництво кушових насосних станцій в останні роки розпочато використання відцентрових електронасосів як водозабірних і одночасно нагнітальних, для чого вони спускаються в свердловини, пробурені на пласти з водою, придатною для закачування в нефтесодержащие пласти. В цьому випадку закачування здійснюється без водопідготовки, а одночасно із забором води забезпечується додатковий напір (до 1200 - 1300 м), необхідний для нагнітання води в пласт. Таким чином, вода перепускається з пласта в пласт без контакту з повітрям, т. Е. Без її аерації, без установок

водопідготовки, без спорудження кущових свердловин. Однак при цьому ускладнюється контроль і ремонт внутрішньосвердловинним насосів, двигунів, знижується к. П. Д. Насосів і двигунів.

Крім цього при вдалому поєднанні розташування водяного пласта і пласта, в який нагнітається вода, використовують міжпластові перетікання, а для забезпечення відповідного напору встановлюють Цен, що забезпечує перекачування води з одного шару в інший без підйому її на поверхню.

В окремих випадках, коли є високонапірний водяний пласт, вдається забезпечити подачу в продуктивний пласт без застосування Цен, тільки лише за рахунок використання енергії пласта.

Як видно, закачування води в пласт - процес досить енергоємний. Енергоємність визначається кількістю що подається насосами рідини і необхідним напором, а також к. П. Д. Приводу і насоса. У свою чергу, необхідний напір залежить від довжини напірних трубопроводів, глибин нагнітальних свердловин, ефективною площі перетину каналів в зоні фільтра - привибійної частини пласта, в якій нагнітається вода. І однією з найважливіших задач є підтримка параметрів цієї системи на рівні, що забезпечує необхідний питома витрата енергії при закачуванні води в пласт.

РОЗДІЛ 14

Методи збільшення продуктивності свердловини безпосередньо пов'язані зі збільшенням проникності привибійної зони пласта. Методи збільшення проникності порід привибійну зон свердловин можна умовно розділити на хімічні, механічні, теплові та фізичні. Часто для отримання кращих результатів ці методи застосовують в поєднанні один з одним або послідовно. Вибір методу впливу на привибійну зону свердловини визначаються пластовими умовами.

Хімічні методи впливу дають хороший результат в слабопроницаємих карбонатних породах. Їх застосовують так само в цементованих пісковиках, до складу яких входять карбонатні включення. До хімічних методів впливу на пласт відносяться обробка пристовбурної зони кислотами, ПАР, органічними розчинниками.

Механічні методи обробки застосовують зазвичай в пластах, складених щільними породами, з метою збільшення їх тріщинуватості. До механічних методів належать гідравлічний розрив пласта (ГРП), гідропіскоструминна перфорація і торпедування свердловин.

14.1 Устаткування для збільшення проникності пласта. Устаткування для проведення гідравлічного розриву пласта

Гідророзрив пласта заснований на неоднорідності (шаруватості) структури нафтовмісних пластів, здатності їх розшаровуватися під впливом закачуваної в пласт рідини.

Процес здійснюється нагнітанням в пласт під великим тиском порції рідини гідророзриву, що призводить до утворення пошарових тріщин, в які відразу ж закачується рідина-пісконосіїв, продавлювати за допомогою буферної рідини. Крупнозернистий пісок, заповнюючи тріщини, створює високопроницаєміє шари, що покращують приплив рідини до фільтру свердловини.

Процес гідророзриву - швидкоплинний, ефективність його знаходиться в прямій залежності від темпу проведення операцій власне розриву і заповнення тріщини піском. Тому комплекс обладнання відрізняється високою подачею і великими тисками нагнітання. Необхідність в високому тиску (понад 100 МПа) і великих подачах привела до використання високонапірних насосів і паралельну роботу декількох агрегатів, з потужними приводами і складної обв'язки. Дороге обладнання повинно бути високомобільним, швидко монтується, тому воно виконується блоковим і монтується на автомобілях, що дозволяє виконувати одним комплектом устаткування велике число гідророзривів.

Основне обладнання для гідророзриву пласта: автоцистерни для трьох рідин - гідроразривної, пісконосіїв, буферної, насосні агрегати високого тиску для подачі гідроразривної рідини, пескосмесітелі, насосні агрегати для закачування суміші піску з рідиною-пісконосіїв, маніфольд, обладнання гирла свердловини, комплект внутріскважінного обладнання - НКТ, якір, пакер.

Автоцистерни. Вимоги до автоцистернах для гідророзриву: наявність ємності заданого обсягу, засобів стабілізації температури рідини, засобів перекачування рідини. Автоцистерна повинна володіти хорошою прохідністю і бути або самохідної, або перевезеної тягачем.

В даний час використовуються цистерни наступних марок: ППЦ-23-5524П, АЦН-11-257, АЦН-7,5-5334, ЦР-7АП, АП-15-5320 / 8350.

Найбільш місткості є цистерна ППЦ-23-5524П, що включає в себе власне цистерну, насосний блок з трансмісією, маніфольд, систему самоусмоктування та інше обладнання, змонтоване на автомобілі КрАЗ-257 і напівпричепі. Ця цистерна призначена для перевезення неагресивних рідин, подачі їх на прийом насосних установок при гідророзриві, гідропіскоструминної перфорації, кислотної обробці привибійної зони.

Обладнання, встановлене на цистерні, може забезпечити наповнення цистерни рідиною з сторонньої ємності; подачу рідини з власної або сторонньої ємності з виміром її кількості на прийом насоса високого тиску.

Рідина перекачується насосним блоком, що приводиться в дію ходовим двигуном через коробку відбору потужності і трансмісію.

Конструкція цистерни являє собою ємність еліптичного або круглого перетину, зварену з окремих листів

Як насосів для заповнення або перекачування рідини використовуються відцентрові насоси для зважених, що приводяться в дію ходовим двигуном.

Від коробки відбору потужності автомобіля енергія двигуна передається трансмісією для насосного блоку.

Цистерни мають додаткове обладнання для контролю режиму роботи насосів: тахометр, манометр і т. П., А автомобілі, на яких змонтовано обладнання, забезпечуються іскрогасниками, пристосуваннями для закріплення маніфольда і т. П.

Насосні агрегати. Вимога до насосних агрегатів: гідроразривная і буферна рідини повинні закачуватимуться одним і тим же агрегатом з автономним приводом. Насоси агрегату повинні мати більшу подачу і створювати тиск, необхідний для гідророзриву в умовах району застосування. Тиск для утворення тріщин в шарі приблизно може бути визначено як $p = 1,5 - 2,5L$,

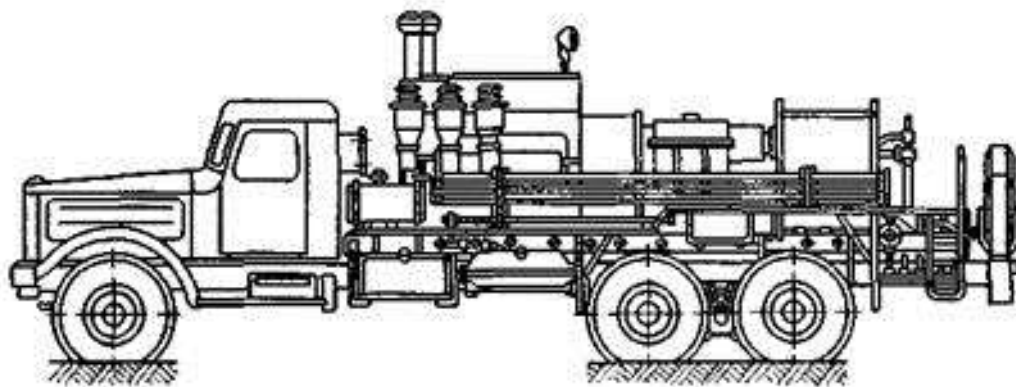
де L - глибина свердловини.

Для створення тиску використовуються насосні агрегати 4АН-700 (рис. 14.1), змонтовані на шасі автомобіля КрАЗ-257. Устаткування агрегату включає в себе силову установку 4УС-800, коробку передач ЗКПм, горизонтальний трохплунжерний насос 4Р-700, маніфольд і систему управління.

Силова установка 4УС-800 складається з дизеля з багатодискової фрикційною муфтою зчеплення, відцентрового вентилятора, систем харчування, охолодження, змащення і інших вузлів. В якості двигуна використовується V-подібний, 12-циліндровий чотиритактний дизель з безпосереднім уприскуванням палива і турбонаддувом. Максимальна потужність двигуна 588 кВт.

Коробка швидкостей ЗКПм чотирехступенчатая, забезпечує наступні передавальні відносини: 4,67; 3,43; 2,43; 1,94.

Насос 4Р-700 трохплунжерний, горизонтальний, одинарної дії. Його конструкція передбачає роботу з плунжерами діаметром 100 або 120 мм. При цьому максимальна подача становить 22 л / с при тиску 21 МПа, а мінімальна - 6,3 л / с при тиску 70 МПа.



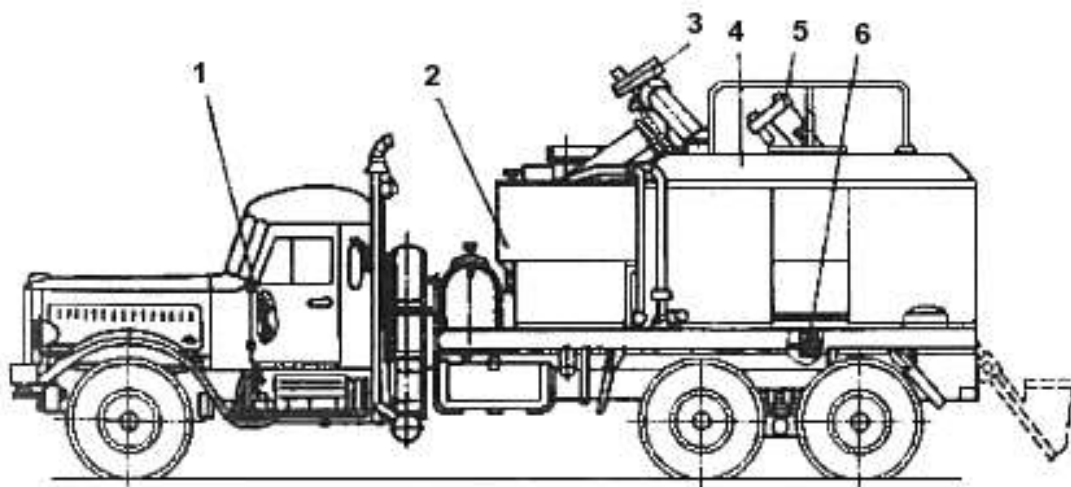
Малюнок 14.1 - Насосний агрегат 4АН-700

Пескосмеситель. Агрегат повинен забезпечувати перевезення піску та приготування піщано-рідинної суміші. Агрегати мають дві ємності для заповнення піском двох фракцій - дрібної і крупної. Бункер оснащений завантажувальним шнеком, що приводиться в дію гідромонітором. Гідропривід працює від ходового двигуна автомобіля. Для запобігання утворенню піщаних пробок і прилипання піску до стінок ємності на ній змонтовані вібратори. Привід вібраторів пневматичний від ходового компресора.

Піщано-рідинна суміш виходить в гідрозмішувачів, оснащеному робочим шнеком з гідроприводом. Продуктивність 50 - 75 т / год. Суміш накопичується в акумуляторі з лопатевими мішалками і гідромоторами для виключення осадження піску. Місткість акумулятора 1 -1,5 м³. З акумулятора до насосних агрегатів суміш подається піскові насоси.

В даний час застосовуються пескосмесительные агрегати 4ПА (рис. 14.2) і УСП-50.

Агрегат 4ПА (рис. 14.2) змонтований на шасі автомобіля КраЗ-257 і складається з пульту управління 1, акумулятора 2, змішувального горщика 3, регулятора видачі сипучого матеріалу 4, робочого шнека 5, бункера 6, завантажувального шнека 7, Пневмовібратори 8, масляного і піскові насоси, монтажної рами 9.



Малюнок 14.2 - Пескосмесительний агрегат 4ПА

Привід окремих агрегатів пісконосіїв здійснюється ходовим двигуном.

Агрегат УСП-50 в порівнянні з 4ПА має більш урівноважену конструкцію бункера, завантажувального і робочого шнеків, системи управління шнеками і мішалкою і т. П. У нього підвищений темп відбору готової суміші із змішувача, покращено керування роботою окремих вузлів.

Манифольд призначений для з'єднання в одну систему всіх агрегатів комплексу, управління процесом гідророзриву, контролю і захисту.

Блок манифольда складається з двох груп комунікацій - низького і високого тисків і оснащений зворотними клапанами, що виключають зворотний перетік рідини в лінію низького тиску при аварійній зупинці одного з насосів.

Для контролю щільності, витрати, тиску на центральній трубі розміщені відповідні датчики. Обидва манифольда мають запобіжні клапани.

Блок оснащений комплектом запасних НКТ загальною довжиною 80 - 100 м зазвичай діаметром 48 мм з швидкомонтуєчими стиками і підйомним краном.

В даний час застосовується блок манифольда 1БМ-700, який включає в себе напірний і приймальний колектори, підйомну стрілу і комплект труб із шарнірними з'єднаннями.

Напірний колектор являє собою ковану коробку з шістьма відводами для з'єднання з насосними і цементувальними агрегатів, центральної труби з датчиками контрольно-вимірювальних приладів: манометра, витратоміра, вимірювача щільності, двох відводів для з'єднання з арматурою на гирлі свердловини, кранів і запобіжних клапанів.

Крім цього на коробці встановлено шість лічильників води, автоматично від'єднується підключення насосні агрегати при припиненні ними подачі рідини.

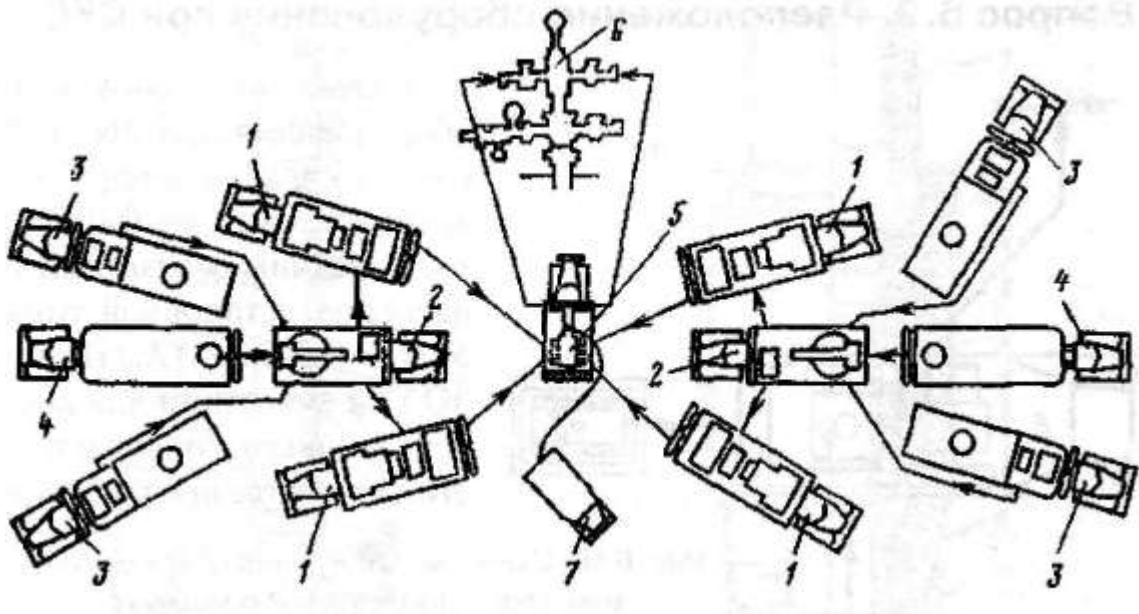
Блок манифольда дозволяє проводити весь комплекс робіт при тиску до 70 МПа, напірний колектор з'єднується двома трубопроводами з арматурою гирла. Роздатковий колектор служить для розподілу робочих рідин - продавочної розчину, води, піщано-рідинної суміші і т. П. До цементувальних і насосним агрегатом. Максимальний тиск в роздає колектора 2,5 МПа.

устаткування гирла призначене для з'єднання напірної лінії, що йде від манифольда до свердловини, з гирлом свердловини і колоною НКТ, а також сполуки НКТ з різними трубопроводами. Для цього застосовуються спеціалізовані гирлові арматури високого тиску.

В даний час гирлі свердловини обладнують універсальної арматурою 2АУ-700, яка може також використовуватися при гідропіскоструминної перфорації та цементування свердловин. Арматура складається з хрестовини з патрубком, гирлової головки з сальником і пробкових кранів. Хрестовина має три горизонтальних відведення, до двох з яких через пробкові крани приєднуються напірні лінії від манифольда. На хрестовик встановлюється манометр з олійними роздільниками. Гирлова головка має чотири відведення, три з яких з'єднані з корковими кранами, а на четвертому встановлені манометр і запобіжний клапан. Нижня частина головки за допомогою різьблення з'єднується з експлуатаційною колоною.

Максимальний робочий тиск, на яке розрахована арматура 2АУ-700, 70 МПа.

При гідророзриві пласта весь комплекс обладнання для його здійснення розташовано згідно зі схемою рис. 14.3.



Малюнок 14.3 - Схема розташування обладнання при проведенні гідророзриву пласта: 1 - насосний агрегат 4АН-700; 2 - пескосмесительний агрегат; 3 - автоцистерна; 4 - песковоз; 5 - блок манифольда 1БМ-700; 6 - арматура гирла 2АУ-700; 7 - станція контролю і управління процесом

внутрішньосвердловинним обладнанням призначене для направлення потоку рідини в пласт при забезпеченні збереження стовбура свердловини. Для цього свердловина оснащується комплектом НКТ з пакером над фільтрової зоною стовбура, що оберігає ствол від впливу високого тиску рідини. Для виключення можливості зсуву пакера при великих осевих зусиллях і розвантаження колони труб встановлюється якір.

Якір складається з корпусу, голівки, плашки, шпонки, патрубку, трубки, хвостової частини, гвинта, гайки, запобіжної заглушки. У верхню частину корпусу вгвинчена головка закінчується муфтою, для приєднання його до насосно-компресорних труб. До нижньої частини корпусу пригвинчений хвостовик з лівою різьбою бурильних труб для з'єднання якоря з пакером. Усередині якоря розташований патрубок, що охороняє гумову трубку від випинання всередину. У корпусі якоря розташовані вісім плашок. Їх випадання запобігає шпонками, які кріпляться до корпусу гвинтами.

При перепаді тиску всередині і поза якоря гумова трубка висуває плашки до упору у внутрішні стінки обсадної колони. Врізаючись гострими кінцями зубів плашок в колону, якір сприймає зусилля, що діє від пакера. При зниженні тиску гумова трубка приймає первісну форму, і плашки вільно входять в корпус якоря.

14.2 Устаткування для кислотних обробок

Обробка містить нафту колектора, в складі якого є карбонатні породи, кислотою покращує проникність пласта в зоні свердловини, а відповідно обумовлює і інтенсифікацію припливу рідини до свердловини або збільшує її прийомистість, якщо свердловина нагнетательная.

Для обробки пласта кислотою застосовується комплекс обладнання, до складу якого входять арматура для гирла свердловини, насосний агрегат для нагнітання кислоти в свердловину, автоцистерна для перевезення кислоти і хімреагентів, маніфольд для

з'єднання автоцистерни з прийомом насосного агрегату і з гирлової арматурою. Крім того, в районах з великими обсягами робіт по кислотним обробкам є бази з запасом кислоти.

При солянокислотного обробці концентрація кислоти в розчині становить 8 - 20% в залежності від порід містить нафту колектора. Якщо концентрація розчину соляної кислоти вище рекомендованої, труби гирлового і свердловинного обладнання руйнуються, а якщо нижче - знижується ефективність обробки привибійної зони.

Для запобігання труб, ємностей, насосів, трубопроводів, гирлового і свердловинного обладнання від корозійної дії кислоти в розчин додають спеціальні інгібітори. Як інгібітори застосовується формалін (40% -ний розчин формальдегіду у воді) або Унікол марки У-К. У-2 і МН. Незважаючи на застосування захисних заходів, в процесі обробки свердловини в соляній кислоті утворюється значна кількість домішок у вигляді оксидів заліза, які випадають з розчину їх і закупорюють пори пласта. Для запобігання випаданню застосовуються стабілізатори, в якості яких використовується оцтова кислота, що додається в розчин в кількості 0,8 - 1,6% обсягу розведеною соляної кислоти.

Розчин соляної кислоти готують наступним чином. Після визначення його обсягу в ємність заливається вода. До неї додаються інгібітор, потім стабілізатор і сповільнювач реакції - препарат ДС в кількості 1 - 1,5% від обсягу закачується в свердловину розчину кислоти. Після ретельного перемішування розчину в останню чергу додають розрахований обсяг концентрованої соляної кислоти при постійному перемішуванні.

На промислах застосовуються кислотні обробки декількох видів: закачування кислоти в пласт під тиском, кислотні ванни, при яких кислота закачується в свердловину тільки в обсязі забою без задавка її в пласт для очищення внутрішньої поверхні забою від забруднюючих відкладень (цемент, глинистий розчин, смоли, парафін, продукти корозії), а також закачування гарячого кислотного розчину, який нагрівається за рахунок екзотермічної реакції між соляною кислотою і реагентом - магнієвим матеріалом.

Для транспортування розчину інгибірованої соляної кислоти і нагнітання його в пласти застосовуються спеціальні агрегати Азінмаш-30А. АКПП-500, КП-6,5.

Агрегат Азінмаш-30А монтується на трехосном вантажному автомобілі КрАЗ-257 високої прохідності. Агрегат включає: трехплунжерний горизонтальний насос одинарної дії 5НК-500, коробку відбору потужності, проміжну трансмісію, маніфольд, гумована цистерни (основна і змонтована на причепі).

Агрегат АКПП-500 змонтований на трехосном вантажному автомобілі КрАЗ-255Б високої прохідності. Агрегат складається з трехплунжерного горизонтального насоса одинарної дії з приводом від тягового двигуна автомобіля через коробку відбору потужності і проміжну трансмісію, гумованою цистерни і трубопроводів з арматурою. Принцип дії агрегату не відрізняється від агрегату Азінмаш-30А. Технічна характеристика АКПП-500.

Для транспортування інгибірованої соляної кислоти і подачі її на насосний агрегат при кислотної обробці привибійної зони свердловини застосовуються спеціальні кислотозовози КП-6,5 і причіп-цистерна ПЦ-6К.

Кислотозовоз КП-6,5, змонтований на автомобілі КрАЗ-255Б, складається з гумованою цистерни, відцентрового одноступінчатого насоса, трубопроводів і запірної арматури.

Причіп-цистерна ПЦ-6К призначена для транспортування розчину інгибірованої соляної кислоти з вмістом HCl 21%.

Допускається додавати в транспортується рідина плавиковий кислоти в кількості до 5% і оцтову кислоти до 2% від обсягу соляної кислоти. Цистерна змонтована на шасі автомобільного причепа МАЗ-8925.

При відсутності описаних спеціальних кислотних агрегатів свердловину обробляють за допомогою звичайних пересувних насосних або промивних агрегатів з наступним промиванням водою гідравлічної частини насосів.

РОЗДІЛ 15

Для підвищення коефіцієнта нафтовіддачі і збільшення темпів відбору нафти з пласта застосовується термічний вплив на пласт. Воно надає ефективну дію на високов'язку нафту неоднорідних пластів, де застосування заводнення не дає значного ефекту. Нерідко термічні методи використовуються в тих випадках, коли ніяким іншим способом отримати нафту з пласта не вдається.

Важливою перевагою методів теплового впливу на пласт є досягнення високого коефіцієнта нафтовіддачі.

Методи термічного впливу на пласт характеризуються меншими в порівнянні з іншими методами капітальними вкладеннями і експлуатаційними витратами.

При застосуванні цих методів відсутня необхідність у використанні дорогих хімічних реагентів, наприклад ПАР.

15.1 Обладнання для теплового впливу на пласт

Термічні методи впливу на пласт засновані на різкому зниженні в'язкості нафти при нагріванні, в результаті чого її рухливість в пластових умовах збільшується і поліпшується приплив до експлуатаційних свердловинах.

В даний час розроблено багато способів термічного впливу. Існують три області впливу термічних методів: Привибійна зона пласта, пласт в цілому і стовбур свердловини.

Вплив на привибійну зону здійснюється: нагрівальними пристроями - гирлового і глибинними; тепловою обробкою в поєднанні з іншими засобами інтенсифікації. В якості теплоносія можуть бути використані: вода, пар, нафта, газ.

Розрізняють джерела тепла двох видів: паливо, енергія якого використовується в наземних теплообмінних апаратах, і паливо, що знаходиться в шарі або спалюється там же.

При термічному впливі на стовбур свердловини зазвичай здійснюють депарафінізації, боротьбу з гідратної пробками, підвищення прийомистості свердловин.

При термічному впливі на пласт основна мета - підвищення коефіцієнта нафтовіддачі і скорочення часу розробки родовища.

При впливі на пласт застосовується комплекс обладнання, що складається зі спеціальної арматури гирла свердловин; головки колоною сальниковой; лубрикатора для спуску приладів; термостійких пакеров; внутрішньосвердловинним компенсаторів подовження колони НКТ.

арматура гирла для герметизації гирла нагнітальних свердловин в період теплової обробки пласта забезпечує підвіску колони НКТ, компенсує її подовження і дозволяє проводити дослідницькі роботи по стовбуру свердловини і на забої. Вона складається з запірних пристроїв - засувок і вентилів, фітингів-хрестовика, трійників, катушок та спеціальних пристроїв для компенсації теплових подовжень колони і підводить паропроводу.

Арматура гирла встановлюється на свердловині перед початком паротеплового процесу і після його закінчення демонтується.

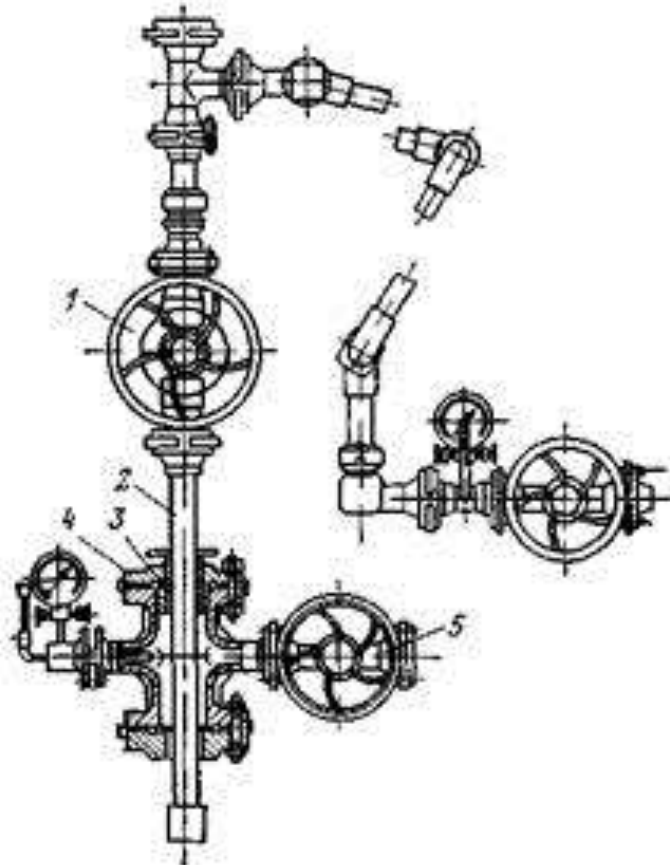
Як приклад розглянемо арматуру АП-65-150 (рис. 15.1). Залежно від внутрішквужинного обладнання розрізняють два виконання:

при установці на забої свердловини термостійкого пакера і при відсутності телескопічного пристрою для компенсації термічних подовжень колони НКТ;

при відсутності пакера на забої або при використанні його спільно з компенсатором теплового подовження НКТ.

Арматура включає в себе хрестовину, яка разом з затрубного вентилем 5 встановлюється на фланці колони обсадних труб. Колонна НКТ або з'єднується з телескопічною трубою сальника, встановленою на корпусі, або кріпиться до катушки.

Зазор між корпусом 4 і трубою 2 ущільнюється набором прогумованих азбестових манжет 3.



Малюнок 15.1 - Гирлова арматура АП-65-150

На фланці телескопічної труби (або на катушці) монтується вузол 1, що складається з засувки, шарніра і трійника. Гирлове шарнірний пристрій складається з трьох шарнірів і забезпечує компенсацію теплового розширення НКТ і лінії підведення паропроводу.

Стовбуровий шарнір забезпечує компенсацію кутових деформацій колони.

На трійнику встановлені датчики термометра і манометра, а самі прилади змонтовані на приладовому щитку. Ця група приладів заміряє температури і тиску в центральному каналі, прилади, приєднані до хрестовини, - в затрубному просторі.

Управління запірними пристроями, обслуговування арматури здійснюється зі спеціальних майданчиків, конструкція яких передбачає вертикальне переміщення елементів арматури.

Головка колонна сальникова призначена для обладнання гирла нагнітальних багатоколонних свердловин. Ці головки мають ущільнюючі пристрої, що забезпечують компенсацію теплових подовжень експлуатаційної та проміжної колон.

Головка колонна сальникова за допомогою нарізного сполучення кріпиться до Переводники проміжної колони або кондуктора. Головка монтується в процесі

будівництва свердловини або при її капітального ремонту при перекладі її на роботу для закачування пара в пласт.

лубликатор гирлової призначений для спуску в свердловину глибинних манометрів, термометрів та інших приладів для дослідження без припинення закачування пара в пласт. Лубликатор встановлюється на фланці верхньої засувки, змонтованої на трійнику арматури гирла. Лубликатор складається з корпусу, масляного бачка з трубками і блоку. У верхній частині корпусу встановлений вузол сальника, а нижня частина має фланець, за допомогою якого він приєднується до фланця засувки гирлової арматури. Через лубликатор пропущена дрот, один кінець якої, перекинута через блок, намотується на барабан лебідки, а до іншого кінця кріпиться глибинний прилад.

Перед проведенням дослідження прилад, прикріплений до дроту, закладається в корпус лубликатора, після чого він монтується на гирлової арматури.

Перед спуском приладу відкривають кран, і тиск з корпусу по трубі передається в бачок з маслом, яке витісняється в вузол сальника. Потім відкривають засувку гирлової арматури і, змотуючи дрот з барабана лебідки, опускають прилад в свердловину.

термостійкі пакери герметизують затрубний простір свердловини при нагнітанні пара в пласт і захищають експлуатаційну колону від впливу тиску і температури. Одночасно пакери запобігають теплові втрати і дозволяють знизити температурні напруги.

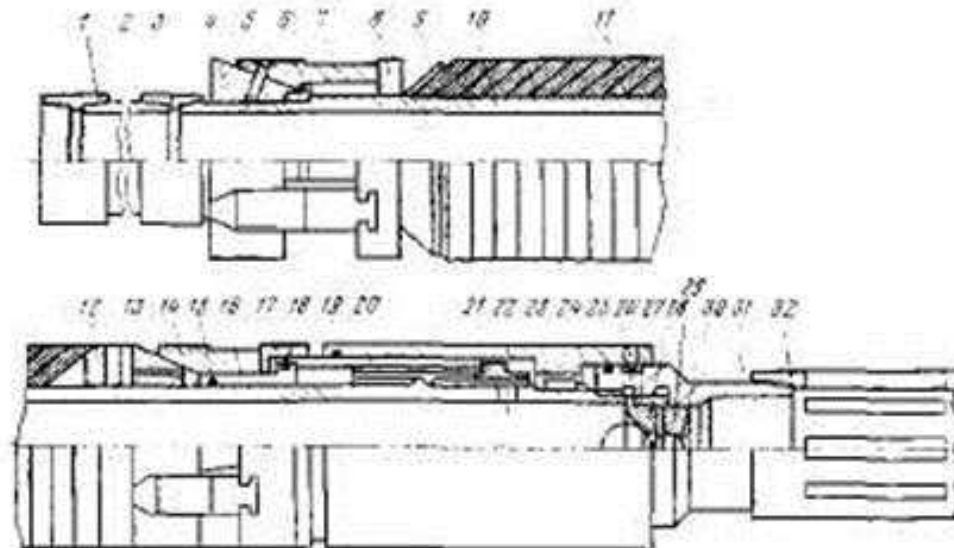
Пакер (рис. 15.2) складається з ряду деталей, змонтованих на стовбурі 10. Ствол 10 з'єднаний муфтою 3 з патрубком 2, який, в свою чергу, з'єднаний з муфтою 1, яка забезпечує з'єднання пакера з колоною НКТ. У верхній його частині розташований шліпсовий вузол для утримання пакера в обсадної колоні і запобігання його зміщення вгору під дією перепаду тиску. Цей вузол складається з конуса 4, шліпсов 7, шліпсодержателя 8, обмежувача 6 і штифта 5. При спуску пакера штифт утримує шліпси від переміщення по напрямних пазах конуса. Після зрізання штифта переміщення шліпсов обмежена деталями 6 і 8.

У середній частині пакера розташовані ущільнювальні манжети 11, зверху закриваються захисною шайбою 9, а знизу утримувані нажимної гайкою 12. Манжети залежно від їх місця установки виготовлені з різних матеріалів: по дві крайні - з прогумованої асбестометалліческой тканини, середні - з прогумованої азбестового тканини.

У нижній частині ствола є шліпсовий вузол, що запобігає переміщення пакера вниз. Він складається з конуса 13, шліпсов 14 і шліпсодержателя 17. Нижче розташований гідроциліндр для посадки пакера. Привід гідроциліндра здійснюється рідиною, яка нагнітається в НКТ.

Гідроциліндр складається з власне гідроциліндра 22, зовнішнього 20 і внутрішнього 16 поршнів, переводника 31 і кілець ущільнювачів 18, 19, 25. Для запобігання повороту циліндра щодо стовбура служить шпонка 23, а щодо переводника 31 - гвинти 26.

До поршня 20 прикріплений фіксатор 21, при спуску пакера утримує нижні шліпси в нижньому положенні.



Малюнок 15.2 - Термостійкий пакер ПТГМ

У Перевідники 31 розташовується вузол клапанів для часівного перекриття прохідного каналу пакера при його посадці. Вона складається з нижнього 29 і верхнього 28 сідел із зрізними буртами, кульок 24, 30 і приставки 27. Знизу до Перевідники приєднаний фільтр 32 для уловлювання зрізаних сідел з кульками при установці пакера.

Пакер працює наступним чином. При закачуванні рідини в НКТ після закриття нижнього сідла 29 кулькою 30 поршні 16 і 20, долаючи силу зчеплення фіксатора 21 зі стволем 10, переміщуються вгору разом з нижнім шліпсовим вузлом і ущільнювачем. Штифт 5 зрізається. Верхні шліпси 7 насуваються на конус, заклинюючи його в обсадній колоні. Захисна шайба 9 розпрямляється і перекриває зазор навколо шліпсодержателя 8. Під дією нажимної гайки манжети 11 збільшують зовнішній діаметр до тих пір, поки не ввійдуть в контакт з поверхнею експлуатаційної колони. Нижній конус 13 заклинюється в обсадній колоні шліпсами 14. Збільшуючи тиск рідини в НКТ до 20 МПа, можна зрізати бурт сідла 29, і воно разом з кулькою 30 впаде в фільтр, відкривши при цьому прохідний канал пакера.

Компенсатори теплового розширення НКТ можуть бути конструктивно об'єднані з пакером або встановлюватися окремо. Телескопічний пристрій являє конструкцію штока, поєданого з головкою, і сальникового вузла, манжети якого виготовляються з прогумованої азбестової тканини. Регулювання тиску притиску манжет здійснюється вгвинчуванням натискної втулки.

Телескопічний пристрій забезпечує осьове переміщення головки щодо патрубку при збереженні герметичності внутрішньої порожнини НКТ.

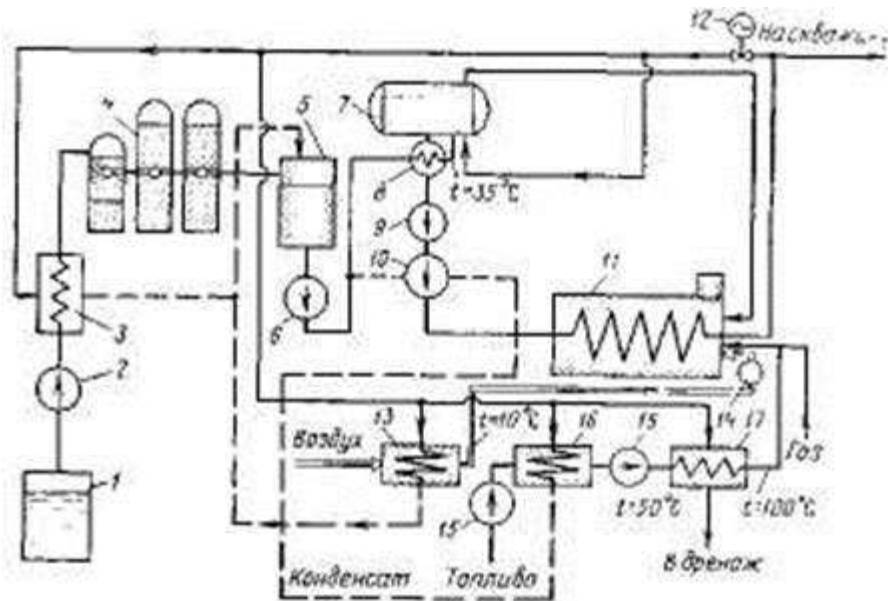
Устаткування для підготовки води і її підігріву

Використання для впливу на пласт установок підготовки води та підігріву в блочному виконанні дозволяє скоротити витрати і терміни облаштування родовища.

Парогенераторна установка ППГУ-4 / 120М (рис. 15.3) призначена для отримання 4 т / год вологої пари при тиску до 12 МПа. Установка складається з двох блоків, які можуть перевозитися залізницею або на спеціальному шасі.

Схема установки включає в себе ємність вихідної води 1, мережевий насос 2, водопідігрівач 3, блок водопідготовки 4, ємність пом'якшеної води 5, насоси 6, 10,

деаератор 7, охолоджувач 8, бустерний насос 9, парогенератор 11, дросельний вентиль 12, підігрівач повітря 13, вентилятор 14, паливний насос 15, підігрівачі палива 16, 17.



Малюнок 15.3 - Схема парогенераторної установки ППГУ-4 / 120М

Установка працює в такий спосіб: з ємності 1 (або промислового водопроводу) вода мережевим насосом 2 закачується в водопідігрівач 3, де нагрівається парою низького тиску до температури 25-30 ° С. Водопідігрівач забезпечений автоматичним регулятором, що забезпечує максимальну температуру виходить з нього води не більше 35 ° С.

З водопідігрівача вода надходить в блок водопідготовки 4, де умягчається і очищається від механічних домішок. Далі насосом 6 вода подається через охолоджувач 8 в деаератор 7, де, нагріваючись до 170 ° С, звільняється від розчинених газів. Виходячи з деаератора, вода в охолоджувачі 8 віддає частину тепла воді, що надходить в деаератор, і бустерним насосом 9 подається на прийом живильного насоса 10, яким під тиском 15,5 МПа нагнітається в парогенератор. Пароводяна суміш, що утворюється в парогенераторі, через вологомір надходить в свердловину. Частина пароводяної суміші через дросель 12 подається в водопідігрівач 3, деаератор 7, а також використовується для підігріву палива і повітря.

В якості палива використовується сира нафта, яка підігрівається в баку 16 до температури 50 - 60 ° С, звідки через підігрівач палива направляється в форсунку. Для використання нафти з високим вмістом сірки в схемі передбачено деаератор.

Парогенератор установки являє собою циліндр, усередині якого розташовані паливний пристрій і система труб. Відпрацьовані газы, пройшовши топку, надходять в парогенератор, де віддають своє тепло воді, що рухається по спіральному трубопроводу.

Паливна система включає в себе камеру згоряння, основну і запальний пальники. Камера згоряння має форму циліндра, з одного боку якого встановлено газомазутних пальник, що складається з лопатки завихрителя з нерухомими плоскими лопатками і периферійної газової частини з отворами. Залежно від типу палива змінюються діаметр і число отворів.

Для роботи в черговому режимі і забезпечення підпалу основного пальника застосовується запальник, яка складається з механічної форсунки і запальних електродів.

Тривала і економічна робота парогенератора може бути забезпечена тільки в разі запобігання утворення шару накипу на стінках нагрівачів. Поява цього шару призводить до того, що різко знижується коефіцієнт теплопередачі, що веде до перевитрати палива і перегріву стінок. Негативно впливають на довговічність парогенератора розчинені у воді гази (кисень і вуглекислота), що викликають його корозію, інтенсивність утворення накипу визначається жорсткістю води - параметром, що характеризує вміст у ній розчинених солей.

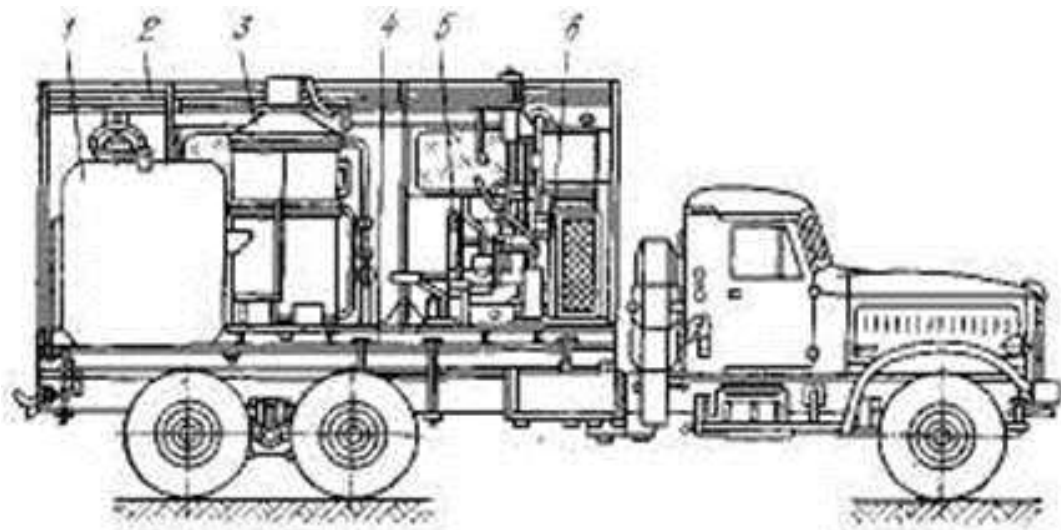
Парогенератори продуктивністю понад 0,7 т / год повинні бути обладнані установками для докотлової обробки води. Для цієї мети використовують спеціальні блокові пересувні водоподогревательні установки ВПУ.

Устаткування для прогріву стовбура свердловин

Для прогрівання стовбура свердловини і фільтрової зони пласта використовуються парові пересувні установки і електричні нагрівачі.

Як джерело пара можуть використовуватися установки ППУ-3 або ППУ-1200/100. Установка ППУ-3М (рис. 15.4) змонтована в кузові 2 на шасі автомобіля КраЗ-257 і включає в себе цистерну з водою 1, парогенератор 3, живильний насос 6 з приводний групою 5, встановлені на рамі 4, яка за допомогою хомутів кріпиться до рамі автомобіля.

При роботі установки попередньо підігріта вода подається живильним насосом 6 в парогенератор 3, де перетворюється в пар необхідної температури.



Малюнок 15.4 - Парова пересувна установка ППУ-3М

Для захисту системи в разі зупинки живильного насоса, його несправності та т. П., Перед парогенератором передбачені зворотний клапан і вентиль. На виході парогенератора є сепаратор і запобіжний клапан.

Експлуатація агрегату вимагає суворого контролю жорсткості застосовуваної води, використання фільтрів, що знижують її жорсткість, а також профілактичного контролю товщини шару накипу і видалення її.

В якості теплоносія може використовуватися не тільки пар, але і нафту. Для промивки свердловин гарячої нафтою служить агрегат 1АДП-4-150 для нагнітання в свердловину нафти під тиском до 20 МПа і витратою 4 л / с при температурі 150 ° С.

Для тривалого прогріву свердловини (від декількох місяців до 2 - 3 років) застосовуються парогенератори ППГУ-4/120.

При використанні електроенергії для нагріву привибійної зони у відповідному інтервалі глибин в свердловину опускається електронагрівач. Він являє собою герметичний кожух, усередині якого встановлені трубчасті електронагревательні елементи. Для поліпшення теплопередачі внутрішня порожнину корпусу заповнена окисом магнію. Потужність нагрівачів складає 10,5; 21 або 25 кВт. Монтують нагрівач в свердловині за допомогою кабель-троса, що має три силові і три сигнальні жили. Зовнішня частина кабелю має оплетку із сталевого оцинкованого дроту. Глибинні нагрівачі з прямими теплоелектронагрівачів ТЕН є циліндр діаметром 140 мм і довжиною 3000 мм. Вони складаються з головної частини, хвостика, нагрівальних елементів і кожуха.

Для забезпечення роботи внутрішквартинного нагрівача на поверхні в безпосередній близькості від свердловини встановлюються підвищувальний трансформатор і станція управління. Остання забезпечує контроль режиму роботи нагрівача, захист обладнання при короткому замиканні або обриві однієї з фаз.

РОЗДІЛ 16

Останнім етапом великого обсягу робіт, пов'язаних з видобутком нафти, є збір пластової рідини з окремих свердловин, внутріпромислових транспортування і первинна обробка.

Піднята зі свердловин пластова рідина містить в собі воду, газ, механічні домішки і нафту, крім цього різні агресивні компоненти.

Для відділення сторонніх і шкідливих домішок від товарної нафти призначений великий комплекс пристроїв апаратів. Всі вони розташовуються на території промислу і забезпечують доведення якості нафти до рівня, що дозволяє транспортувати її по магістральних трубопроводах, цистернами, танкерами на нафтопереробні заводи.

16.1 Обладнання для збору і підготовки нафти, газу і води

Організація збору нафти, газу і води є одним з невід'ємних компонентів проекту промислового облаштування. Система збору включає в себе комплекс трубопроводів для транспортування продукції свердловин до технологічних установок підготовки нафти, газу і води.

Вибір системи збору нафти, газу і води обумовлений особливостями технологічної схеми розробки. Його визначає необхідність:

- точного автоматичного виміру нафти, газу і води по кожній свердловині;
- герметизованого збору нафти, газу і води і їх руху від свердловин до магістрального трубопроводу;
- виготовлення основних вузлів системи збору індустріальним методом;
- забезпечення високих економічних показників по капітальних і експлуатаційних витрат;
- мінімальної металоємності обладнання.

16.2 Основні системи збору продукції свердловин

В даний час відомо велика кількість систем збору нафти, газу і води, які використовувалися і продовжують експлуатуватися. Різниця в схемах цих систем обумовлено: рівнем техніки в момент створення проекту і його впровадження; особливостями проекту розробки і облаштування родовища; реальними можливостями промисловості, які забезпечують виготовлення і поставку обладнання.

До основних характеристик системи збору відносяться тиск, що діє в ній, і спосіб транспортування продукції. За тиском розрізняються самопливні і високонапорні системи. За способом транспортування продукції - роздільна або спільна.

Самопливні системи збору нафти передбачають розташування пристроїв для виміру і сепарації нафти в безпосередній близькості від свердловин, від яких нафта і вода за рахунок різниці геодезичних відміток самопливом надходять на збірний пункт. Збірний пункт обслуговує кілька свердловин, і від нього вода і нафта насосами перекачуються до установок підготовки нафти. Якщо газ і нафту з водою транспортуються по окремих трубопроводах, то подібний спосіб називається роздільним. У соматичних системах збору зазвичай використовується роздільна (або двотрубна) система збору.

У високонапірних системах продукція свердловин може транспортуватися на значні відстані під гирловим тиском близько 6 МПа. При цьому на збірні пункти надходить пластова рідина від великого числа свердловин.

У подібних системах після попередньої обробки продукції свердловин і відділення газу вона надходить під власним тиском на установку підготовки нафти.

Високонапірні однотрубні системи збору дозволяють:

повністю усунути втрати легких фракцій нафти, що доходять до 3% в негерметизованих системах;

знизити металоємність системи збору;

скоротити експлуатаційні витрати на обслуговування системи;

автоматизувати основні операції підготовки та контролю якості пластової рідини;

спростити в ряді випадків систему збору за рахунок виключення ряду насосних станцій в тих випадках, коли продукцію свердловин можна транспортувати за рахунок гирлового тиску;

спростити очищення трубопроводів від парафіну і відкладення солей.

Разом з тим ці системи мають ряд недоліків, основними з яких є:

зниження точності вимірів дебітів окремих свердловин автоматами в порівнянні з мерниками;

скорочення періоду фонтанування свердловин через збільшення буферного тиску;

необхідність збільшення подачі газу в свердловини, що експлуатуються компресорним способом;

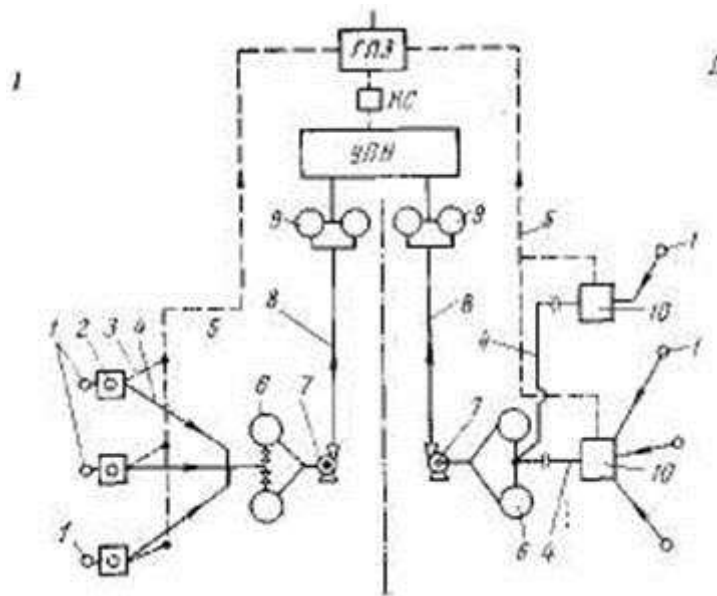
збільшення навантаження на елементи насосного обладнання, обумовлене збільшенням гирлових тисків.

Самотечная система збору продукції свердловин

Самотечная (або двотрубна) система збору продукції свердловин використовувалася на старих родовищах. На знову облаштованих родовищах система не будується, але в ряді місць застосовується і в даний час, оскільки основна частина обладнання, що забезпечує її функціонування, працездатна.

Ця система передбачає роздільний збір нафти і газу. Продукція свердловин, які обслуговує дана система, може вимірюватися за допомогою індивідуальних замірних-сепараційних установок (ИЗУ) або групових замір-сепараційних установок (ГЗУ).

Схема самопливної системи (рис. 16.1) включає в себе викидні лінії, що з'єднують гирла свердловин 1, експлуатованих насосним способом або фонтаном, з розподільною батареєю, від яких продукція свердловин надходить до ГЗУ 10. Продукція свердловин може надходити також і до індивідуальних замірних-сепараційним установкам 2. У ГЗУ і ИЗУ пластова рідина відділяється від газу. Від замірних-сепараційних установок рідина по трубопроводах 4 надходить на збірні пункти, обладнані резервуарним парком 6. Резервуари 6 не герметизовані. З них нафту і вода відцентровими насосами 7 подається по трубопроводу на установку підготовки нафти УПН, звідки на газопереробний завод ГПЗ. Газ, відокремлений від рідини в ГЗУ або ИЗУ, окремим трубопроводом 5 направляється на ГПЗ.



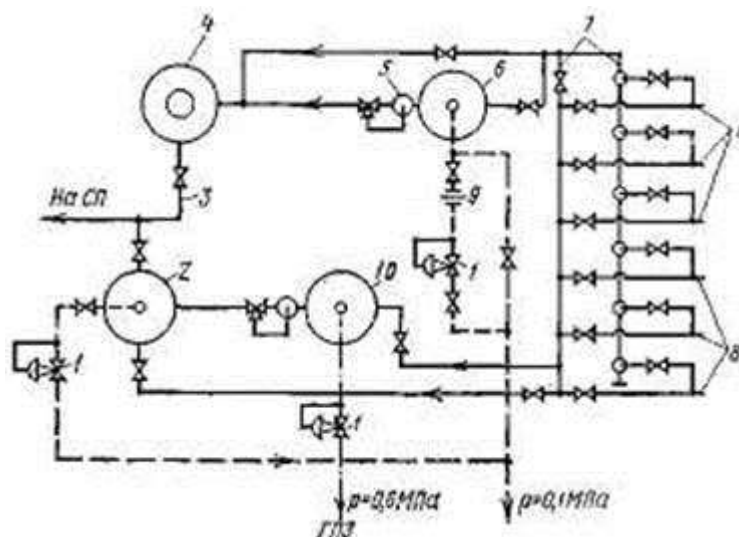
Малюнок 16.1 - Схема самопливної двотрубної системи збору продукції свердловин: I - із застосуванням індивідуальних замірних-сепараційних установок (ИЗУ); II - із застосуванням групових замір-сепараційних установок (ГЗУ)

1- свердловини; 2 - індивідуальні вимірювальні установки ИЗУ; 3 - газопроводи; 4- викидні самопливні лінії; 5 - збірний газопровід; 6 - дільничний негерметизовані резервуар; 7 - сировинної насос; 8 - збірний колектор; 9 - сировинної резервуар; 10 - групових замір установка

Індивідуальні замірний-сепараційні установки (ИЗУ) працюють таким чином. По короткому трубопроводу викидний лінії нафта надходить від свердловини в трап, де відділяється від газу. З трапа газ під власним тиском направляється в трубопровід газозбірної мережі, а рідина - в мірник, встановлений на високому підставі яких на природному узвишші таким чином, щоб забезпечити перетікання рідини з нього на збірний пункт. Подібна конструкція ИЗУ забезпечує мінімальне засунений на гирлі, яке в основному визначається різницею геодезичних відміток гирла і рівня рідини в мірнику.

Трап і мірник обв'язані трубопроводами і мають кілька засувок, регулятор тиску, заглушки та інше обладнання для експлуатації та ремонтно-профілактичних робіт.

Групових замір-сепараційні установки (рис. 16.2) працюють таким чином. Пластова рідина по відносно довгим (до 2 км) Викидних лініях надходить в розподільну батарею 8, що представляє собою ряд засувок для відключення свердловин, напрямки їх продукції через спеціальні колектори в трап першого ступеня, замірний трап, підключення до заглушки і т. П.



Малюнок 16.2 - Групових замір-сепарації установка:

1- вентиль; 2 - трап другого ступеня; 3 - самопливний колектор; 4 - мірник; 5 - регулятор рівня; 6 - вимірювальний трап; 7 - розподільна батарея; 8 - зовнішні чиванні від свердловин; 9 - вимірну діафрагма; 10 - трап першого ступеня

З розподільної батареї пластова рідина направляється в трап першого ступеня 10, де від неї відділяється газ, і перепускає в трап другого ступеня 2. Газ, що виділяється в трапі 10, пройшовши через регулятор тиску, направляється в Газозбірний мережу, а газ з трапа 2 зазвичай використовується для технологічних потреб в безпосередній близькості від ГЗУ або спалюється у факелі.

З трапа нафту з водою направляється в мірник 4 і надходить в самопливний збірний колектор 3, по якому подається в негерметизовані резервуари збірного пункту. З резервуарів рідина перекачується відцентровим насосом на установку підготовки нафти УПН.

Дебіт окремих свердловин змиритися в мірнику 6, а кількість газу - витратоміром, що складається з діафрагми 9 і самописного приладу.

Загальним для всіх соматичних систем збору є наступне.

Протитиск на гирлі свердловини при роботі системи мінімально і практично не впливає на роботу внутрішквужінного обладнання.

Мірники замірний-сепараційних установок розташовуються таким чином, щоб забезпечити достатній гідростатичний напір для перетікання рідини до СП. Траса трубопроводу повинна бути прокладена з урахуванням цієї вимоги.

Точність виміру дебітів окремих свердловин досить висока, так як обумовлена виміром об'єму рідини, накоп'юючи в мірнику за певний інтервал часу. Вона мало залежить від дебіту свердловини.

Досить глибока сепарація газу, що виключає утворення в нафтопроводах газових «мішків».

Підвищена пропускна здатність трубопроводів для забезпечення перекачування продукції при збільшенні дебітів окремих свердловин і при збільшенні в'язкості рідини при сезонних змінах температури.

Часта очищення трубопроводів від парафіну, солей і механічних домішок, відкладення яких на стінках трубопроводу досить інтенсивно через низьку швидкості течії рідини.

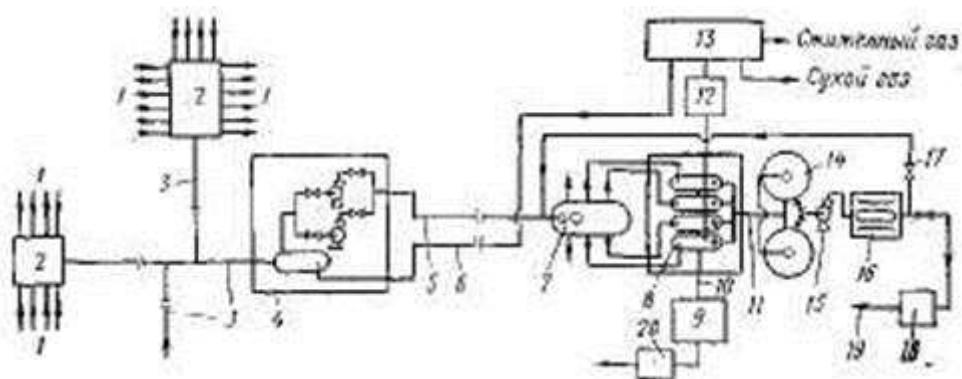
Втрати легких фракцій нафти і газу досягають 3%, вони відбуваються в негерметизованих мерниках і резервуарах.

Високонапірні системи збору

Все знову вступають в розробку родовища облаштовуються із застосуванням високонапірних систем збору.

Існує кілька основних схем, що відрізняються один від одного числом обслуговуваних свердловин і переліком виконуваних операцій.

Для збору продукції великого числа свердловин використовується схема (рис. 16.3). Вона включає в себе викидні лінії від свердловин, ГЗУ, збірні колектори, дожимні насосні станції ДНС, збірні колектори нафти і газу, сепаратори-подільники, УПН, установки підготовки води УПВ, компресорні станції КС, газопереробний завод ГПЗ, герметизовані резервуари, автоматичні установки здачі товарної нафти і т. д .



Малюнок 16.3 - Високонапірна система збору продукції свердловин на великих родовищах:

- 1- викидні лінії від свердловин; 2 - групові вимірів установка (ГЗУ); 3 - збірні колектори; 4 - дожимная насосна станція (ДНС); 5 - збірний колектор нафти;
- 6- збірний колектор газу; 7 - сепаратор-дільник; 8 - установка підготовки нафти (УПН); 9 - установка підготовки води (УПВ); 10 - водопровід для стічної води;
- 11- трубопровід товарної нафти; 12 - компресорна станція (КС);
- 13- газопереробний завод (ГПЗ); 14 - герметизовані резервуари товарної нафти; 15 - підпірних насос; 16 - автоматизована установка здачі товарної нафти;
- 17- трубопровід повернення нафти на УПН; 18 - насосна станція; 19 - магістральний нафтопровід до нафтопереробного заводу; 20 - насос подачі води на КНС

Схема збору працює наступним чином. Продукція свердловин під гирловим тиском 1,0 - 1,4 МПа по викидних лініях надходить в автоматизовані групові вимірів установки 2 типу «Супутник», які включають в себе сепаратор, що відокремлює газ від рідини і вимірює їх витрата від кожної свердловини окремо. Кожна ГЗУ обслуговує до 14 свердловин, продукція яких змішується і транспортується по колектору 3 до ДНС 4. Там відбувається поділ газу і рідини, і далі - до газопереробного заводу 13 і сепаратора-подільника 7 вони транспортуються по різним трубопроводах.

Сепаратор-дільник 7 служить для забезпечення рівномірної подачі нафтової емульсії в сепаратори-підігрівачі, розташовані на установці підготовки нафти УПН 8. На

цій установці відділяється вода і знесольовальних нафту, після чого вона надходить в установку здачі товарної нафти 16. Пластова рідина направляється в УПВ 9 .

Установа здачі товарної нафти контролює вміст води і солей в продукції і при збільшенні їх вище норми направляє некондиційний продукт по трубопроводу 17 в сепаратор-дільник 7, звідки він надходить в УПН і доводиться там до норми.

Попередньо вода може відділятися і на ДНС. На невеликих родовищах може використовуватися система збору, поєднана з установкою підготовки нафти. Зазвичай вона розташовується в центрі площі, на якій знаходяться обслуговуються нею свердловини. Продукція свердловин надходить по викидних лініях до автоматизованої вимірювальної установи, від якої спрямовується в сепаратор першого ступеня. Відокремлений в ній газ або використовується для власних потреб, або направляється по трубопроводу до далеких споживачам. Вода з нафтою і залишками розчиненого газу направляється в сепаратори другого ступеня - кінцеву поєднану сепараційні установку (КССУ), де відбувається «холодну» розгазування нафти і попереднє відділення пластової води. Відокремлений газ прямує до компресорної станції КС, а звідти на ГПЗ.

З КССУ сира нафта подається насосом через теплообмінники в сепаратор-дільник, далі в сепаратор-підігрівач, де зневоднюється і знесольовальних. Доведена до товарної кондиції нагріта нафта надходить в теплообмінники, де нагріває сиру нафту. З теплообмінників нафту направляється в черзі працюють герметизовані резервуари, звідки насосом подається в автоматичний пристрій з передачі товарної нафти і надходить в насосну зовнішньої перекачування.

Газ, відокремлений від рідини в сепараторі-підігрівачі, під власним тиском надходить на ГПЗ, пластова вода - в КССУ і використовується для попереднього руйнування емульсії. Частина гарячої пластової води з сепаратора-підігрівача може направлятися на установку підготовки води (УПВ).

РОЗДІЛ 17

Технологічні процеси підготовки нафти і газу виконуються в кілька етапів, до яких відносяться: відділення газу від суміші нафти і пластової води; вимір обсягу продукції свердловин; внутріпромислових транспортування пластової рідини і газу; знесолення і зневоднення нафти; зберігання нафти; підготовка газу до транспортування; підготовка пластової води.

17.1 Устаткування для відділення рідини від газу

Для відділення пластової рідини від газу або газу від конденсату служать сепаратори.

Відділення різних фаз продукції свердловин є одним з перших етапів її обробки.

Сепаратори складаються з чотирьох секцій: основний для виділення найбільшої частки газу; осадительной секції для виділення бульбашок газу, що вийшли з основної секції; секції збору нафти для збору нафти перед її виведенням з сепаратора і каплеуловительной секції для уловлювання крапель рідини, що буря газом з сепаратора.

Ефективність роботи сепаратора визначається вмістом газу в рідині, що виходить з сепаратора, і змістом рідини в газі, що відводиться в трубопровід для збору газу. Чим менше ці показники, тим краще працює сепаратор.

За принципом роботи, заснованому на силі, яка обумовлює розподіл фаз, сепаратори можна розділити на гравітаційні, відцентрові і хімічні.

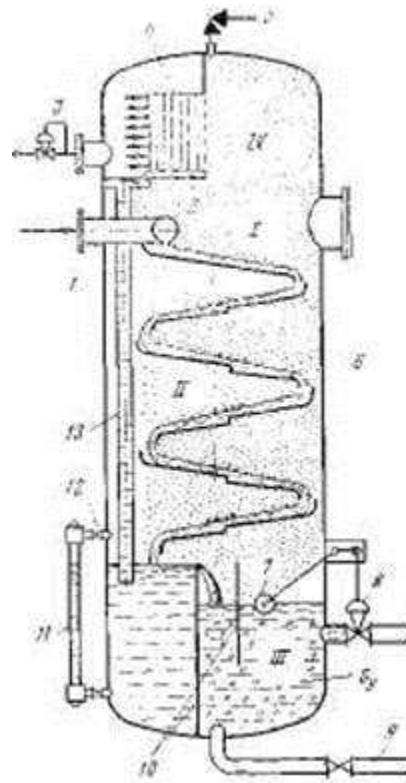
В основі роботи каплеуловительних секцій лежить зміна швидкості або напрямку потоку, використання відцентрової сили, зіткнення потоку газу з різними перегородками, набивками і т. П.

На промислах використовуються горизонтальні і вертикальні конструкції корпусів сепараторів. Розглянемо найбільш характерні конструкції.

У *вертикальному сепараторі* (Рис. 17.1) фази діляться за рахунок сил гравітації. Нафтогазова суміш потрапляє в основну секцію I по патрубку 1 до роздаточного колектора 2, забезпеченому по котра утворює циліндра щілиною. Впливає з щілини плоскою струменем суміш потрапляє на ряд похилих площин 6. Стікаючи по ним, рідина дегазується - бульбашки газу піднімаються через тонкий шар рідини.

У верхній частині сепаратора розташовується каплеуловительная секція IV, що складається з насадок 4, що мають форму жалюзі. Потік газу, проходячи по каналах, утворених деталями 4, безперервно змінює свій напрямок, в силу чого краплі рідини, що володіють більшою інерцією, вдаряються об жалюзі і стікають в піддон, а звідти по дренажній трубці 13 у секцію збору нафти III. Секція збору нафти в розглянутій конструкції об'єднана з осадительной секцією II, і в ній відбувається виділення бульбашок газу, який не встиг виділитися на похилих площинах.

У нижній частині корпусу сепаратора встановлений регулятор рівня 7, 8, що забезпечує постійну висоту шару рідини і не допускає, таким чином, прориву газу в лінію скидання нафти.



Малюнок 17.1 - Пристрій вертикального сепаратора:

- 1- введення продукції свердловин; 2 - роздатковий колектор; 3 - регулятор рівня;
 4- каплеуловительная насадка; 5 - запобіжний клапан; 6 - похилі площини;
 7- датчик регулятора рівня поплавкового типу; 8 - виконавчий механізм;
 9- патрубок; 10 - запобіжний клапан; 11 - водомірне скло; 12 - кран;
 13 - дренажна трубка

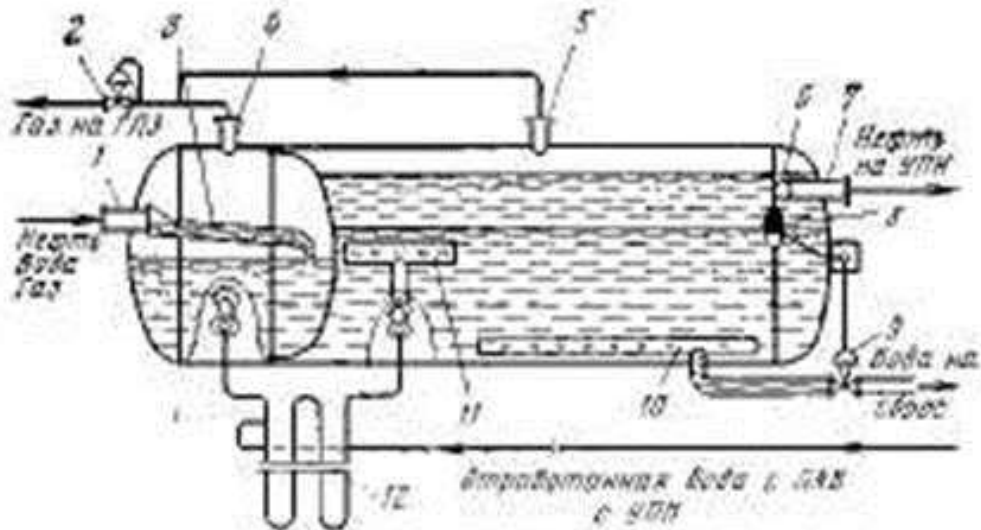
Для видалення відстою, що складається з піску, окалини і т. П., Які облягають внизу корпусу, є трубопровід 9.

Сепаратори можуть розділяти продукцію свердловин відразу на три компонента - газ, воду і нафту.

Подібна установка (рис. 17.2) являє собою горизонтально розташований циліндричний корпус, що складається з двох відсіків: сепарационного і відстійного. Суміш, потрапляючи в відсік 3, розділяється на газ і рідина. Отсепарирован газ подається на ГПЗ, а рідина через каплеобразователь 12 перетікає в відстійний відсік, де нафта відділяється від води і залишків газу.

Газ відводиться з внутрішньої порожнини відстійного відсіку по газовідвідного колектору 5 і через регулятор тиску 2 в трубопровід.

Нафта і вода відводяться по дренажним трубопроводах.



Малюнок 17.2 - Горизонтальний трифазний сепаратор:

- 1- введення суміші, що; 2 -регулятор тиску; 3 - сепараційний відсік; 4, 5 - відведення газу; 6 - збірник нафти; 7 - верхній патрубок; 8 - датчик регулятора рівня поплавкового типу; 9 - виконавчий механізм; 10 - збірник води; 11- розподільник емульсії; 12 - каплеобразователь

Для зміни рівня розділу води і нафти в сепараторі призначений регулятор рівня 8 і 9, керуючий виконавчим механізмом 9 для скидання води.

Загальним недоліком всіх гравітаційних сепараторів є низька продуктивність апарату. Це обумовлено низькою швидкістю виділення бульбашок газу, а значить, і малою швидкістю течії тонких шарів розділяється рідини.

Використання відцентрових сил в гідроциклони і циклонних сепараторах дозволяє зменшити їх габарити і збільшити продуктивність. Найпростіші циклонні сепаратори представляють собою порожнистий циліндр, в нижній частині якого приварений патрубок, що забезпечує тангенціальний вхід газорідинної суміші. Колективна суміш отримує в корпусі сепаратора обертальний рух, газ відділяється від рідини в обсязі, розташованому у осі циліндра, а дегазована рідина - у периферії.

У Циклон сепараторі застосовуються дві стадії поділу: газорідинна суміш вводиться через тангенціально розташований патрубок і в кожусі сепаратора відбувається відділення газу від рідини. Рідина накопичується над перегородкою, а газ з крапельками рідини потрапляє по тангенціальному патрубку в кожух циклону, в якому відбувається остаточне відділення фаз. Очищений газ по трубі виходить з циклону і потрапляє у верхню частину сепаратора - каплеуловительную секцію, де за рахунок різкого зменшення швидкості потоку залишилися краплі осідають і по зливний трубі стікають в секцію збору конденсату.

17.2 Обладнання для транспортування продукції свердловин

Продукція свердловин транспортується по трубопроводах. Вони розрізняються:

за характером перекачується продукції - нафтогазопроводи, нефтеводопроводи, нафтопроводи, водопроводи і газопроводи;

по напору - високого (до 6,4 МПа). середнього (до 1, 6 МПа), низького (до 0,6 МПа) тисків;

за способом прокладки - наземні, підземні, підводні;
за призначенням - викидні лінії свердловин, збірні колектори, товарні трубопроводи;

по гідравлічній схемі роботи - прості, розгалужені, кільцеві.

При проектуванні системи трубопроводів насамперед керуються розташуванням свердловин і їх передбачуваними дебітом. Ця інформація береться з проекту розробки родовища.

З урахуванням рельєфу місцевості, виходячи з розташування групових замірних установок, прокладаються траси трубопроводів від свердловин до ГЗУ, від ГЗУ до ДНС або до УПН. При прокладанні трас трубопроводів прагнуть звести до мінімуму площа відчужених земель, забезпечити мінімум капітальних витрат, наблизити трубопроводи до проїжджих дорогах, забезпечити подолання мінімуму природних і штучних перешкод.

Таким чином, проектування системи трубопроводів родовища зводиться до вирішення наступних взаємопов'язаних завдань:

вибір раціональних довжин і діаметрів трубопроводів з урахуванням витрат на їх будівництво і експлуатацію;

гідравлічний, теплової та механічний розрахунок трубопроводів;

вибір траси трубопроводу з урахуванням рельєфу місцевості.

17.3 Обладнання для знесолення і зневоднення нафти

Зневоднення нафти - це не тільки видалення пластової води, що відокремилася від нафти, але і руйнування водонафтових емульсій. Водонефтяние емульсії досить стійкі, і для їх руйнування потрібні витрати часу і енергії.

Застосовуються наступні методи руйнування емульсій; гравітаційне холодне поділ; центрифугування; фільтрація; термохімічне вплив і вплив електричним полем.

В установках для обробки пластової рідини ці методи використовуються і окремо, і в різних поєднаннях. Розглянемо основні методи руйнування емульсій і використовується для цього обладнання.

Гравітаційне холодне поділ - найбільш старий метод, застосовується при високому вмісті води в пластової рідини з використанням земляних комор, сировинних резервуарів. Для прискорення руйнування емульсій в суміш додаються ПАР.

Поділ в поле відцентрових сил виробляється в центрифугах, які представляють собою обертовий з великим числом оборотів ротор. В ротор по порожньому валу подається емульсія, де вона під дією сил інерції розділяється, так як краплі води в рідині мають різні щільності. Розділені нафту і вода відводяться з центрифуги по трубопроводах.

Фільтрація застосовується для руйнування нестійких емульсій. Як матеріал фільтрів можуть бути використані речовини, не змочувані водою, але змочувані нафтою, т. Е. Мають ефектом селективного змочування.

Конструкція фільтрів є циліндричний вертикально встановлена посудина, в середній частині якої розташовується фільтр. Нафтова емульсія подається в нижню частину колони, що проходить через фільтр нафту відводиться зверху, а вода скидається знизу колони.

термохімічне вплив використовується для обробки більш ніж 80% всієї видобутої нафти. Установки для обробки нафти поділяються на працюючі під тиском і без тиску. Найбільш ефективними є перші, і на нововведених площах використовуються тільки вони.

В даний час широкого поширення набули блокові термохімічні установки, в яких проводяться зневоднення, знесолення сепарація нафти і газу.

Вплив електричним полем дозволяє ефективно руйнувати водонефтяні емульсії. Інтенсифікація відділення води від нафти в електричному полі обумовлена порушенням окремими краплями однорідності поля, при цьому краплі води поляризуються і починають укрупнюватися за рахунок взаємного їх тяжіння. В результаті відбуваються коалесценція крапель води і швидке їх відділення від нафти.

Найбільш ефективним є застосування змінного струму, в поле якого краплі води починають рухатися синхронно основному полю. При цьому їх форма постійно змінюється, кількість взаємних зіткнень збільшується і коалесценція інтенсифікується.

Електродегідратор є циліндричний корпус, в якому розташовані електроди у формі прямокутних рам.

Емульсія подається в апарат через роздатковий колектор, який забезпечує її рівномірний розподіл по площі горизонтального перетину, і піднімається вгору через шар відокремленої води. При цьому частина води з емульсії виділяється, а що залишилася суміш потрапляє в зону розташування електродів, де діє електричне поле. Відокремлена нафту піднімається у верхню частину корпусу, а вода опускається вниз.

Електродегідратори забезпечуються регуляторами рівня, що забезпечують необхідне положення рівнів розділу води та емульсії, емульсії і нафти.

Застосування ПАР для обробки нафтових емульсій дозволяє не тільки інтенсифікувати процес їх руйнування (наприклад, при гравітаційному холодному поділі), але і запобігти утворенню емульсій. Для цього ПАР подаються безпосередньо в свердловину, в кільцевий простір між НКТ і експлуатаційної колоною. Змішуючись з пластової рідиною, ПАР витісняє з поверхневого шару крапель води природні емульгуючі речовини, утворюючи гідрофільний адсорбційний шар, що сприяє злиттю крапель води при їх зіткненні. Цей процес коалесценції крапель відбувається в колоні НКТ і в трубопроводах при перекачуванні по території промислу, що різко спрощує процес підготовки нафти.

При застосуванні ПАР - деемульгатора їх витрата складає близько 20 -30 г на тону рідини.

17.4 Обладнання для зберігання нафти

Для зберігання продукції свердловин протягом нетривалого часу з метою накопичення, обліку або проведення будь-яких технологічних процесів використовуються резервуари.

По конструкції резервуари поділяються на металеві та бетонні, наземні, полузаглиблені і заглиблені. Місткість резервуарів змінюється в межах від 100 до 10 000 м³.

Резервуар являє собою циліндричну оболонку, зварену з листової сталі. Для прийому, зберігання та відпуску продукції він обладнаний спеціальною апаратурою, яка дозволяє наповнити і спорозжити резервуар; заміряти рівень рідини; відібрати проби рідини; зачистити і відремонтувати резервуари; відстоятися нафти і видалити воду.

На резервуарі передбачені люк-лаз для проникнення людей в резервуар при його очищенні або ремонті; замірний люк для вимірювання рівня нафти і відстоюної води. Через цей же люк відбирають проби; світловий люк для освітлення і провітрювання

резервуара перед зачисткою або ремонтом; приймально-роздавальні патрубки для приєднання приймальних і роздавальних трубопроводів. Приймальний патрубок забезпечується зворотним клапаном (хлопавкою), який може бути відкритий або закритий за допомогою лебідки. Для вирівнювання тиску по обидві сторони від хлопавки є перепускний пристрій; підйомна труба для відбору нафти з необхідного рівня; дихальний клапан для сполучення внутрішнього простору резервуара з атмосферою при збільшенні або зменшенні тиску у внутрішній порожнині вище або нижче певного рівня.

При зберіганні нафти в резервуарі легкі фракції її випаровуються і через дихальні клапани резервуара йдуть в атмосферу. «Дихання» резервуарів обумовлено як добовими змінами температури, так і зміною обсягу, займаного парами, під час спорожнення і наповнення резервуара.

Для зниження втрат нафти в результаті «дихання» використовують такі методи: зменшують і запобігають випаровування нафти в резервуарі, а також збирають продукти випаровування.

Найбільш ефективним засобом є зведення до мінімуму газового простору в резервуарі і забезпечення сталості його обсягу незалежно від ступеня наповнення резервуара. Для досягнення цієї умови використовують плаваючі дахи. Для герметизації зазору між дахом і стінками резервуара застосовують різного роду ущільнення, гофри та т. Д. Особливо ефективні резервуари з плаваючою дахом при частому наповненні - спорожнення.

Крім плаваючих дахів, які відносно дорогі, для зменшення «дихання» резервуари забарвлюють в світлий колір, що зменшує їх нагрівання сонячними променями.

У резервуарних парках з великим числом резервуарів використовується газоуравнівельная система. Принцип її роботи полягає в тому, що газові простору всіх резервуарів з'єднуються трубопроводом з резервуаром-компенсатором, в якості якого зазвичай використовується резервуар з плаваючою дахом.

Всі перераховані заходи дозволяють значно зменшити втрати легких фракцій нафти при її зберіганні.

8 Рекомендовані джерела інформації

Базові

1. Костриба І. В. Нафтопромислове обладнання. Задачі, вправи: Навчальний посібник. – К.: ІЗМН, 1996. – 432 с.
2. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підручник для студентів ВНЗ / В. С. Бойко. – Київ: ІСДО, 1995. – 496 с.
3. Довідник з нафтогазової справи / за заг. ред. В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – Львів: Місіонер, 1996. – 620 с.
4. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу: (5-ти мовний укр.-рос.-англ.-фр.-нім.): в 2 т. / В. С. Бойко, Р. В. Бойко. – Київ, 2004 – 2006. – Т. 1 : А-К: близько 4800 ст. – Київ: Міжнар. екон. фундація, 2004. — 551 с.
5. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підруч. для студентів ВНЗ / В. С. Бойко. – Вид. 4-те, допов. – Київ: Міжнар. екон. фундація, 2008. – 484 с.
6. Проектування експлуатації нафтових свердловин: підруч. для студентів ВНЗ / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 784 с. : рис., табл.
7. Технологія розробки нафтових родовищ: підруч. для студентів ВНЗ / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 509 с.
8. Технологія видобування нафти: підруч. для студентів ВНЗ / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2012. – 827 с.
9. Наукові основи вдосконалення систем розробки родовищ нафти і газу: [монографія] / Гришаненко В. П., Зарубін Ю. О., Дорошенко В. М., Гунда М. В., Прокопів В. Й., Бойко В. С. [та ін.]. — Київ: Науканафтогаз, 2014. – 456 с. : іл., рис., табл.
10. Онищенко О. Г., Матвієнко А. М. Машини та обладнання для видобутку нафти і газу: Навчальний посібник. – Полтава: Видавництво ПолтНТУ, 2009. — 409 с.

Додаткові

1. Костриба І.В. Основи конструювання нафтогазового обладнання: Навч. посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2007. 194 с.
2. Копей Б.В. розрахунок, монтаж і експлуатація бурового обладнання: Підручник для вищих навчальних закладів. – Івано-Франківськ, ІФДТУНГ: Факел, – 2001. – 446 с.: іл
3. Світлицький В. М., Кривуля С. В., Матвієнко А. М., Коцаба В. І. Машини та обладнання для видобування нафти і газу: Довідковий посібник. — Харків «КП „Міська друкарня“», 2014. — 352 с.

Інформаційні ресурси

1. <http://do.nmu.org.ua/>