

5 Технологічні схеми промислової підготовки нафти і газу та їх обладнання

5.1 Промислові технологічні схеми підготовки нафти

Технологічні схеми підготовки нафти пройшли довгий і складний шлях розвитку та вдосконалення: від використання найпростіших амбарних технологій до впровадження сучасних прогресивних схем з використанням універсального блочно-комплексного обладнання. Схеми підготовки нафтопромислової продукції, як і її збору, завжди є індивідуальними і залежними від фізико-хімічних властивостей продукції свердловин, об'ємів підготовки, техніко-економічних умов видобутку та реалізації готової продукції.

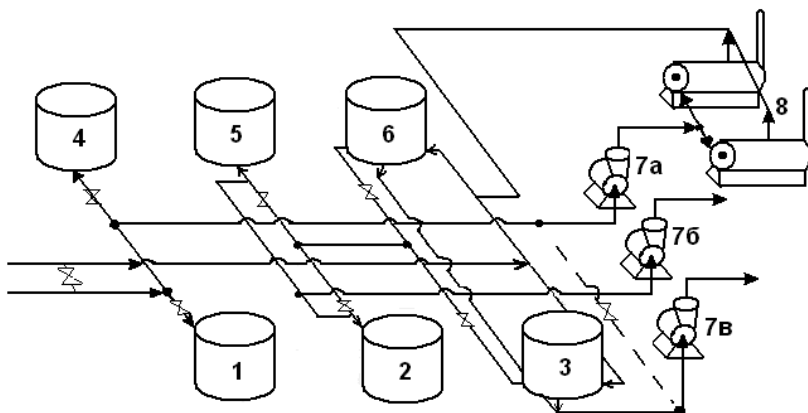
Незалежно від того, яка технологія лежить в основі промислової підготовки нафти, цей процес повинен передбачати три основні послідовні стадії: руйнування бронюючого шару крапель дисперсної фази, створення сприятливих умов для злиття крапель води та послідуючого відстою нафти і води. Будь-яке порушення послідовності таких операцій приведе до погіршення умов підготовки нафти.

Основною і найбільш поширеною технологією підготовки нафти залишається так звана резервуарна (рис.5.1).

Продукція свердловини може поступати або в сировинні резервуари 1, 4, або, обминаючи їх, прямо в технологічні 3, 6.

Частина сирові, непідготовленої ще нафти відбирається насосом 7а і подається на печі підігріву 8. Звідти підігріта до 60-80°C емульсія повертається в технологічні резервуари, де і підтримує встановлену температуру підготовки всієї кількості нафти. В технологічних резервуарах здійснюється весь

необхідний процес зневоднення та знесолення і підготовлена товарна нафта періодично або постійно поступає в товарні резервуари 2, 5, а вода насосом 7в відкачується на установку її підготовки.



1,4 – сировинні резервуари; 2,5 – буферні; 3,6 – технологічні;
7 – насоси для відкачки сирої (а) та товарної (б) нафти і
води (в); 8 – печі підігріву попутної (підтоварної) води

Рисунок 5.1– Найпростіша технологічна схема підготовки нафти

Після перевірки якості підготовленої нафти та виміру її маси вона з допомогою насоса 7б направляється на головні споруди магістрального трубопроводу і далі на НПЗ. Сировинні резервуари можуть виконувати роль буферних ємностей, які згладжують нерівномірність подачі емульсії на установку підготовки, а також використовуватись для попереднього скиду вільної пластової води.

Загальна кількість резервуарів УПН та їх об'єм можуть коливатись в широких межах, в залежності від умов підготовки нафтопромислової продукції. Введення деемульгатора може здійснюватися перед установкою

підготовки або безпосередньо перед технологічними резервуарами.

В технологічних резервуарах постійно підтримується водяна подушка висотою 3-5 м. Емульсія подається в нижню частину резервуара через спеціальний розподільчий пристрій, який забезпечує рівномірне спливання її по всій площі поперечного перетину. Тут і проходить процес руйнування емульсії, коалесценція глобул води та затримка їх в водяній зоні.

Такі резервуари дістали назву гідрофільний фільтр, оскільки шар води немовби фільтрує, затримує воду.

Резервуарна технологія підготовки нафти є достатньо універсальною, надійною і стійкою до перевантажень в випадках нерівномірної подачі емульсії на установку підготовки або значної зміни її якості.

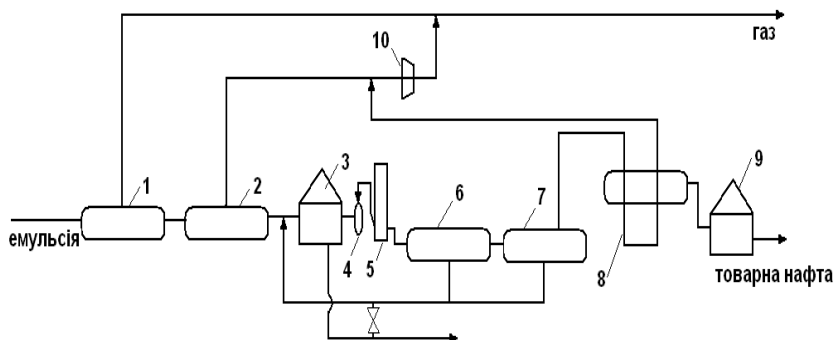
Використовуючи резервуари, можна легко створювати умови для тривалого перебування та відстою в них водонафтових емульсій. Така схема залишається і досі основною при підготовці порівняно невеликих об'ємів нафти.

Основними недоліками резервуарної і практично відкритої технології підготовки нафти є великі втрати тепла, зв'язані із складністю теплоізоляції стінок резервуарів, та не менш значні втрати парів вуглеводів. Існуючі методи вловлювання та використання продуктів випарювання поки що застосовують рідко.

На рис.5.2 приведена більш вдосконалена технологічна схема термохімічної установки підготовки нафти.

Після проходження через сепаратори першої та другої ступені сепарації, які можуть бути розміщені, в залежності від схеми збору, на певній відстані від установки підготовки, емульсія поступає в блок попереднього зневоднення 3. Тут відділяється значна частина вільної води, а емульсія насосом 4 подається в піч підігріву 5 і далі в блоки

глибокого зневоднення та знесолення. Подача деемульгатора в емульсію може здійснюватись насосом 4, який забезпечує достатню турбулізацію розчину ПАР з емульсією і, при необхідності, додатково перед блоком знесолення.



1,2 – сепаратори першої та другої ступені сепарації; 3 – блок попереднього зневоднення; 4 – насос; 5 – піч підігріву; 6,7 – блоки зневоднення та знесолення; 8 – сепаратор “гарячої” сепарації; 9 – товарний резервуар; 10 – компресор

Рисунок 5.2 – Технологічна схема герметизованої установки підготовки нафти

В сепараторах кінцевої ступені “гарячої” сепарації 8 з допомогою компресора 10 відбираються газоподібні вуглеводні і подаються разом з газом перших ступеней сепарації на переробку (ГПЗ) або в деяких сучасних технологічних схемах можуть перероблятися і використовуватись безпосередньо на нафтопромислі.

Частина пластової мінералізованої води, яка виділилась в блоках зневоднення та знесолення, повертається знову на вхід в установку підготовки.

Такий технологічний прийом, тобто повторне використання дренажної води, зменшує витрати тепла на

підігріву емульсії та дозволяє використати і певну кількість деемульгатора, розчиненого в воді.

Використання для підготовки нафти підігрівальної та відстійної апаратури, що здатна працювати під певним надлишковим тиском, застосування ступені “гарячої” сепарації в певній мірі ліквідує недоліки відкритої резервуарної схеми підготовки нафти.

При значних об’ємах видобутку нафти розроблена та рекомендована для впровадження уніфікована технологічна схема збору та підготовки нафти, газу та води (рис. 5.3).

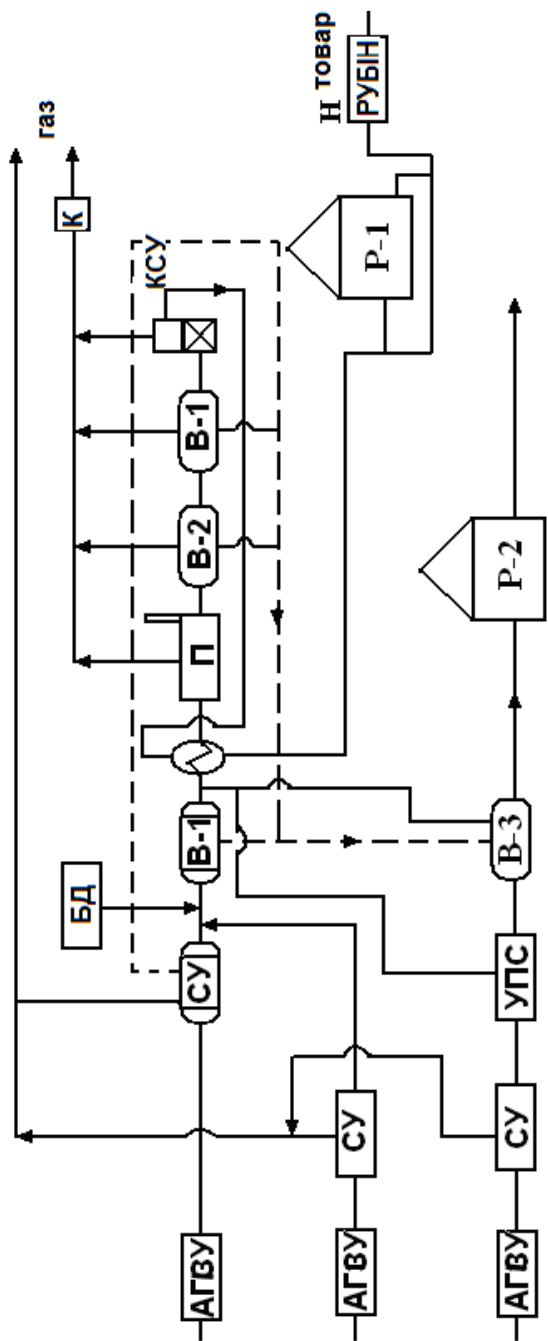
Свердловинна продукція після проходження вимірних установок подається на сепараційну установку СУ і звідси рідина поступає безпосередньо на установку підготовки.

Якщо ж технологічні схеми збору передбачають наявність проміжних ступеней сепарації та попереднього скиду води, то продукція свердловин буде направлена прямо на відстійник В-1 або, обминувши його, на теплообмінник Т.

Подальша технологія підготовки в цілому відповідає вище розглянутій схемі УПН. Вона передбачає попередній підігрів емульсії в теплообмінній апаратурі, подачу в значно обезводнену нафту на виході з відстійника В-2 прісної води, а при потребі і деемульгатора, знесолення нафти в електродегідраторах і кінцеве розгазування підготовленої нафти в сепараторах кінцевої ступені сепарації КСУ. Всі основні об’єкти системи підготовки передбачають можливість відбору газу і його використання, в тому числі як паливного газу для підігріву емульсії.

Готова продукція (товарна нафта) поступає на установку автоматизованого виміру кількості та якості товарної нафти („Рубін”) і далі на НПЗ.

Одночасно з підготовкою нафти комплексна система підготовки нафтопромислової продукції передбачає і підготовку



СУ – сепараційна установка; В-1, В-2 – водовідстійник, В-3 – водозбірник; П – піч підігріву;
 Е-1 – електрогідратор; КСУ – кінцева сепараційна установка; БВ – блок водоочистки та
 відстою; УПС – установка; Р-1 – резервуар запасний, Р-2 – резервуар для води; БД – блок
 деаератора, К – компресор, Н – насос

Рисунок 5.3 – Спрощена схема уніфікованої установки підготовки нафти

попутної пластової води, дощових та промислових стоків. Детальніше процеси підготовки води розглянуті в розділі 7.

Всі основні об'єкти комплексної установки підготовки нафти є блочними, заводського виготовлення і оснащені системою автоматичного контролю та управління.

Це дозволяє оперативно нарощувати промислові потужності по переробці нафти і, відповідно, демонтувати частину блоків та перекидати на інші установки при зменшенні об'ємів її підготовки.

Комплексні схеми підготовки нафти в розглянутому вище варіанті впроваджуються на великих нафтових родовищах чи групах родовищ, з об'ємами підготовки в мільйони тонн нафти в рік.

На нафтових родовищах України, які характеризуються порівняно невеликими запасами нафти та річним рівнем її видобутку, впроваджені, в основному, резервуарні технології підготовки нафти.

В 70-80 р.р. ХХ ст. відбулась певна реконструкція систем збору і підготовки нафти і газу з використанням блочних установок виміру продукції свердловин, сепарації газу та підготовки нафти. Подальше вдосконалення існуючих систем підготовки нафти є однією з найважливіших задач в галузі нафтогазовидобутку.

5.2 Блочне автоматизоване обладнання технологічних схем підготовки нафти

Блочні установки підготовки нафти, як і розглянуті раніше установки виміру дебіту та сепарації газу, є багатофункціональними і високопродуктивними об'єктами, які забезпечують якісну і з мінімальними економічними витратами підготовку нафти.

Основні серії блочного автоматизованого обладнання заводського виготовлення включають:

1 Установки деемульсії та обезсолування, типу УДО-2М, УДО-3 та їх перші прототипи – сепаратори-підігрівачі СП-1000.

2 Нагрівачі нафтопромислової продукції системи збору і підготовки, типу УН-0,2; ПТТ-0,24; ПТ160/100М; НН-2,5; БН-5,4.

3 Відстійну апаратуру – відстійники вертикального руху рідини (ВВР) або горизонтального (ВГР).

4 Електродегідратори другої ступені зневоднення та знесолення нафти (ЕГ-200-10).

5 Установки виміру якості та кількості готової продукції типу “Рубін-2М”.

Найбільш досконалими сучасними установками технологічних схем підготовки нафти є деемульсійні установки типу УДО. Блочні установки цього типу (рис.5.4) дозволяють проводити нагрів емульсії, її руйнування та відстій, а при потребі і знесолення продукції.

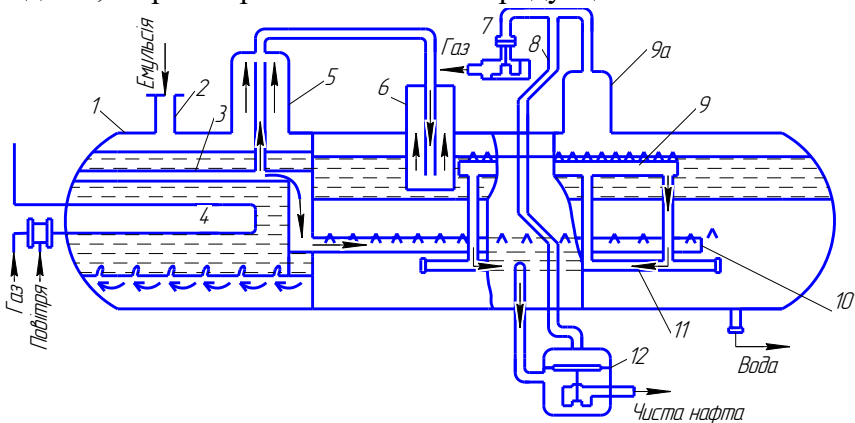


Рисунок 5.4 – Схема установки УДО-3М

Такі установки базуються на використанні стандартних горизонтальних циліндричних ємностей об'ємом 200 м³.

Установка УБС складається з двох відсіків – нагрівального I та відстійного II. Через патрубок 2 емульсія поступає в апарат, обгинаючи перегородку 3, і через нижні прорізи поступає в перший відсік, де нагрівається до температури 60°C. Переливаючись через перегородку, підігріта емульсія попадає в колектор 10 і звідси рівномірно по всій площі перетину проходить вверх через шар води. Тут емульсія остаточно руйнується. Чиста нафта, піднімаючись вверх, попадає в збірник 9 і потім в колектор чистої нафти 11. За допомогою клапана 12 вона автоматично виводиться з установки. Газ, який попав в установку разом з нафтою, і той, що виділився в процесі підігріву, поступає в сепаратор 5 і далі в барботер другого відсіку. Тут він збирається в сепараторі 5а і за допомогою регулятора тиску “до себе” 7 направляється на споживання. Вода виводиться з установки за допомогою патрубків, змонтованих в нижній частині.

Система автоматики дозволяє контролювати і регулювати тиск, температуру входу та підігріву емульсії, витрату води та нафти на виході із установки. Для боротьби з відкладанням солей в нагрівальних пристроях передбачена можливість дозування в потік емульсії хімічних реагентів – інгібіторів солеутворення.

Установки типу УДО, як і інші блочні автоматизовані установки, є складними, вимагають висококваліфікованого обслуговування, надійного електропостачання. Вони не допускають різкої зміни технологічного процесу підготовки нафти або об'єму поступлення емульсії.

Нагрівальна апаратура, яка використовується в системі збору і підготовки нафти, характеризується значною кількістю модифікацій. Всі вони являють собою блочні трубчасті печі підігріву нафтопромислової продукції без наявності

відстійних секцій і використовують для підігріву нафтопромислової продукції попутний газ.

Нагрівачі нафти типу НН (рис.5.5) є циліндричною горизонтальною ємністю, змонтованою на пересувному днищі 10.

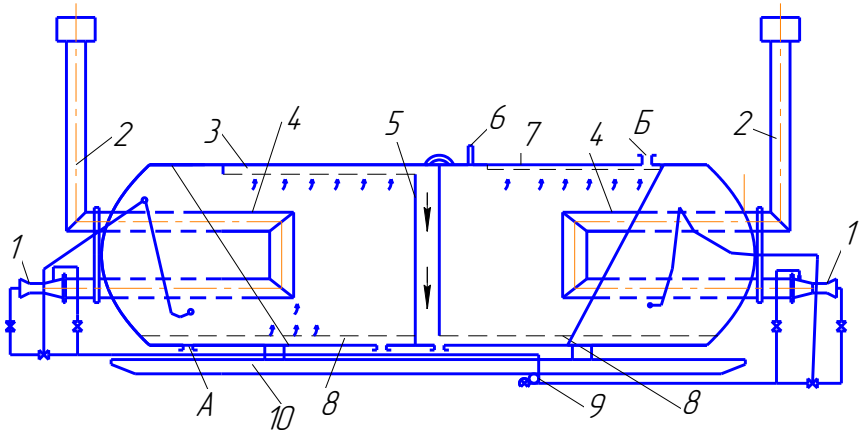


Рисунок 5.5 – Загальний вид установки підігріву рідини, типу НН-2,5

Внутрішня порожнина ємності розділена перегородкою 5 на два відсіки, обладнані паливними пристроями 4 з газовими інжекційними пальниками і димовими трубами 2.

Емульсія поступає в нагрівач через вхідний патрубок А під розподільчу решітку першої секції установки і, піднімаючись вгору, підігрівається, а потім перетікає по перфорованому збірнику 3 в другу секцію, де процес її підігріву повторюється. Підігріта нафтова емульсія разом з вільною водою попадає в збірник 7 і через патрубок Б виводиться з нагрівача. На установці монтується також газовий колектор 9, запобіжний клапан 8, пристрої для обслуговування, огляду та ремонту (люк-лази, робочі площадки). Прилади контролю та регулювання включають датчики тиску, температури.

Пропускна здатність установки НН-2,5 складає 3000 т/д при робочій температурі 60°C. Загальна витрата газу на підігрів дорівнює 360 м³/год.

Більш потужні нагрівачі типу НН-6,3 розраховані на пропускну здатність до 9000 т/д.

Горизонтальні відстійники призначені для відстою емульсії та розподілу її на нафту і воду і являють собою сталеву циліндричну ємність об'ємом до 200 м³ і діаметром 3400 мм (рис.5.6).

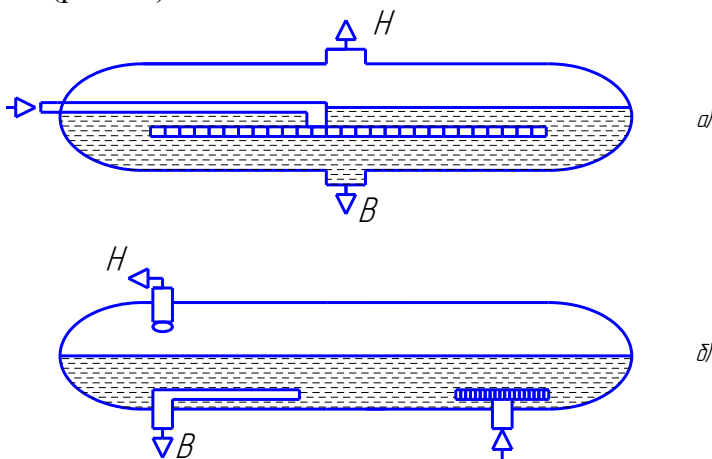


Рисунок 5.6 – Загальний вигляд відстійника вертикального руху, типу ОВД-200 (а) та блочного нафтового відстійника горизонтального руху, типу ОБН-3000/6 (б)

Принцип їх роботи теж ґрунтується на гравітаційному розподілі фаз та промиванні емульсії в шарі дренажної води. Вхід емульсії в відстійники та вихід води і нафти показано стрілками на рис.5.6. Для забезпечення рівномірного входу та виходу рідини в середині відстійників монтуються заспокійливі пристрої (перфоровані труби, відбійні пристрої, перфоровані барабани).

Пропускна здатність відстійників коливається в межах 3000-8000 м³/д, в залежності від властивостей емульсії, її стійкості. При нормальних умовах експлуатації обводненість нафти на виході не повинна перевищувати 0,5 %.

Електродегідратори застосовуються для глибокого зневоднення та знесолення; руйнування стійких емульсій (рис.5.7).

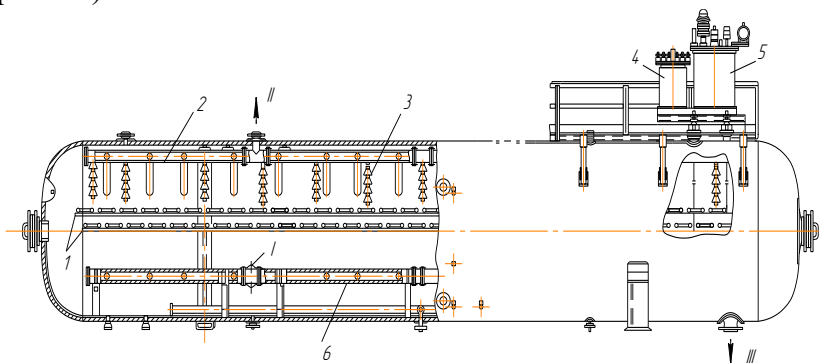


Рисунок 5.7 – Загальний вигляд електродегідратора ЕГ-200-10

Електродегідратор являє собою горизонтальну циліндричну ємність об'ємом 200 м³, розраховану на робочий тиск до 1 МПа, оснащену розподільвачами емульсії 5, збірниками нафти 4 і води 6, які виготовлені з перфорованих труб. Ці пристрої практично такі ж, як і в відстійниках ОВД.

Додатково електродегідратор обладнується двома електродами – нижнім 1 і верхнім 2, виконаними у вигляді прямокутних решіток, які встановлюються на відстані 25-40 см одна від одної.

За допомогою трансформатора на електроди подається електричний струм промислової частоти з максимальною напругою електричного поля між електродами 1,6 кВ/см.

Емульсія рівномірно поступає в дегідратор по всій площі його перетину і поступово перетікає через три зони. В першій зоні вона проходить через шар відстояної води, рівень якої підтримується постійним. Тут відбувається процес, аналогічний як і в іншій відстійній апаратурі, тобто в товщі води залишається значна кількість емульсії. Піднімаючись ввєрх, рештки емульсії послідовно проходять через другу зону низької напруги (між нижнім електродом 2 і рівнем води) і далі через третю зону високої напруги (між двома електродами), де і проходить процес їх руйнування під дією електричного поля. Електродегідратори забезпечують високу якість підготовки нафти із залишковим вмістом води не більше 0,1–0,2 % та солей до 20-40 мг/л.

Пропускна здатність електродегідратора ЕГ-200-10 складає 500 м³/год.

Ще один тип блочного автоматизованого обладнання, яке застосовується в сучасних установках підготовки нафти і розглядається тут, є установка для виміру якості та кількості товарної нафти або установка автоматизованої задачі готової продукції типу “Рубін”, рис.5.8.

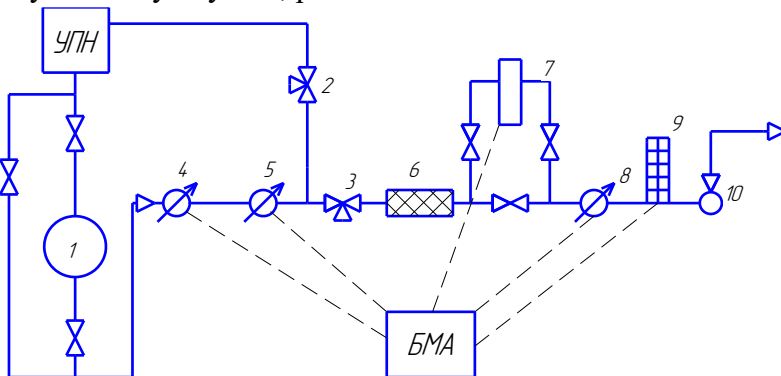


Рисунок 5.8 – Технологічна схема установки автоматизованої задачі готової продукції (Рубін-2М)

Готова продукція з установки підготовки нафти, минаючи товарні резервуари 1, проходить через датчики якості: вологомір 4 та солемір 5. Якщо вміст домішок відповідає встановленим нормам, то потік нафти направляється даліше через фільтр 6 та лічильник рідини 8 і за допомогою насоса 10 відправляється споживачам (НПЗ). Всі покази приладів поступають в блок місцевої автоматики БМА, аналізуються тут і фіксуються. Радіоізотопний густиномір 7 та електроконтактний термометр 9 потрібні для точного переведу об'ємної витрати в масову, яка лежить в основі фінансових розрахунків між нафтовидобувними та нафтопереробними підприємствами.

Якщо якість підготовки продукції погіршилась і вміст води та солей перевищує норму, то БМА видає сигнал і з допомогою гідроприводу відкривається відсікач 2 та закривається відсікач 3 і нафта направляється на повторну підготовку. Автоматизовані установки розглянутого типу доцільно використовувати при великих об'ємах підготовки (сотні м³/год). На невеликих нафтопромислах об'єми товарної нафти вимірюються безпосередньо в резервуарах.

5.3 Особливості підготовки нафти з аномальними властивостями та руйнування особливо стійких емульсій

Вже відмічена раніше тенденція збільшення видобутку високов'язкої та сірчанистої нафти значно ускладнює процеси їх збору, транспорту та підготовки.

Основні труднощі підготовки важкої нафти зв'язані не тільки з великою її в'язкістю, але й з малою різницею густин води і нафти, яка різко зменшує ефективність гравітаційного відстою. Тому технологічні показники процесу зневоднення такої нафти характеризуються значним часом відстою,

до 6-24 год, навіть при досягненні температури до 110°C і при витраті деемульгатора до 150-300 г/т. Емульсії високов'язкої нафти володіють підвищеною міцністю внаслідок того, що в склад їх природних емульгаторів входять, в основному, асфальтосмолисті вуглеводні. Крім того, така нафта схильна до піноутворення, яке теж зменшує ефективність роботи установок сепарації та підготовки.

Тому збір і підготовку важкої нафти необхідно проводити з використанням всіх відомих способів зниження в'язкості емульсії: підігрів, подача розчинників, хімічних речовин – депресаторів, полімерів, транспорт і підготовка в газонасиченому стані. Найбільш доцільним методом є змішування високов'язкої та легкої нафти або газового конденсату при наявності в даному нафтовидобувному районі різних родовищ нафти і газу. Додаток легкої нафти навіть в невеликій кількості до 20% зменшує в'язкість важкої в десять разів. Ще ефективнішою є додаток газового конденсату. Потрібно також врахувати, що витрати тепла на підігрів газонасиченої нафти менші, ніж дегазованої.

Підготовку високов'язкої нафти ведуть з використанням резервуарної технологічної схеми, яка дозволяє регулювати час відстою і руйнування емульсії в широкому діапазоні.

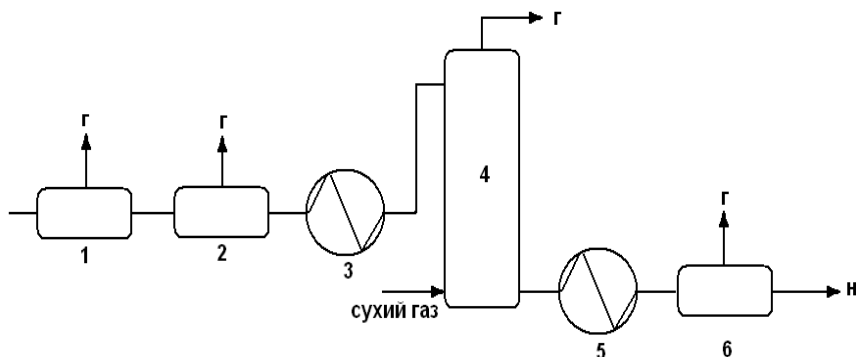
Значні проблеми існують і при підготовці сірчанистої нафти. В залежності від вмісту сірчанистих сполук, в основному сірководню, нафтові родовища поділяють на три групи: I група з незначним вмістом сірки (0,0015 - 0,5% мол); II група з середнім вмістом сірчанистих з'єднань (0,51-2,00 % мол) і III група з їх великим вмістом > 2,0% мол.

Збір та підготовка нафти першої групи родовищ проводяться за загально прийнятими технологіями без додаткового очищення. Для другої групи родовищ вже необхідно передбачити додаткове очищення газу і нафти та особливе

дотримання правил охорони праці і навколишнього середовища.

Значну складність створює збір і підготовка нафти на родовищах третьої групи. Тут потрібні вже і особливі матеріали, захисні покриття, використання інгібіторів корозії та додаткових технологій якісної очистки нафти і газу від сірководню.

Багатоступенева сепарація газу дозволяє відділити значну частину сірководню. Ефективність його відділення буде тим більшою, чим вища температура на останній ступені сепарації. Додатково очистка нафти від сірководню може проводитись методом віддуву. Схема такого процесу зображена на рис.5.9.



1, 2, 6 – відповідно, сепаратори високого, середнього та низького тиску; 3, 5 – підігрівач; 4 – віддувна колона

Рисунок 5.9 - Схема багатоступеневої сепарації з віддувкою нафти сухим газом

Після сепараторів першої та другої ступені нафта подається в нагрівач і далі поступає в колону (десорбер). В нижню частину десорбера подають сухий, без H_2S , газ, який розчиняє в собі сірководень. Внутрішня конструкція колони

стандартна, із застосуванням різних насадок, контактних тарілок чи решіток. Питома витрата газу складає біля $100 \text{ м}^3/\text{т}$. Більш універсальним способом очистки нафти від сірководню є метод ректифікації, а також обробки її хімреагентами (водний розчин лугу).

Окремою проблемою в процесах підготовки нафти є утворення особливо стійкої емульсії в відстійній апаратурі, так званий “проміжний шар”. Така емульсія є надзвичайно стійкою, що пояснюється наявністю в бронюючому шарі дисперсної фази великої кількості тонкодисперсних механічних домішок (продукти руйнування продуктивного пласта, та ті, які попали в пласт при бурінні свердловини, підземних ремонтах, застосуванні методів інтенсифікації). Наявність таких домішок затруднює контакт деемульгатора з бронюючим шаром, тобто його руйнування. З часом висота проміжного шару зростає і нормальний режим роботи відстійної апаратури порушується. Повернення цієї емульсії на повторну переробку є малоефективним і тільки ускладнює нормальний технологічний режим роботи УПН. Залишаються неефективними і всі відомі способи руйнування цих емульсій. Навіть витрата $100\text{-}200 \text{ г/т}$ деемульгатора та підігрів до 90°C часто є недостатніми для її руйнування. Тому на багатьох пунктах підготовки споруджують відкриті шламагромад-жувачі, куди і скидають емульсію проміжного шару.

З часом її частина все-таки руйнується і деяку кількість нафти відкачують для повторної підготовки, але проблема використання (утилізації) решти емульсії залишається. В даний час продовжуються промислові дослідження та розробляються технології руйнування особливо стійких емульсій або використання їх в інших галузях промисловості.

5.4 Стабілізація нафти на промислах

Під стабільністю нафти розуміють її здатність до випаровування легких вуглеводнів на всьому шляху від установок підготовки до нафтопереробного заводу. Якщо такий транспорт передбачає наявність значної кількості проміжних насосних станцій з резервуарними парками, залізничні або танкерні перевезення нафти на значну відстань, то втрати легких вуглеводнів або широкої фракції легких вуглеводнів (ШФЛВ) можуть бути невиправдано великими.

Стабільною вважається нафта з мінімальним вмістом бутан-пропанових фракцій. Відповідно, тиск насичених парів такої нафти буде менше 660 Па. В сучасних установках підготовки нафти, в яких передбачена кінцева ступінь гарячої сепарації з компресорним відбором нафтового газу, товарна нафта є достатньо стабільною. В інших випадках може бути доцільною додаткова стабілізація нафти з використанням ректифікаційних колонок, рис.5.10.

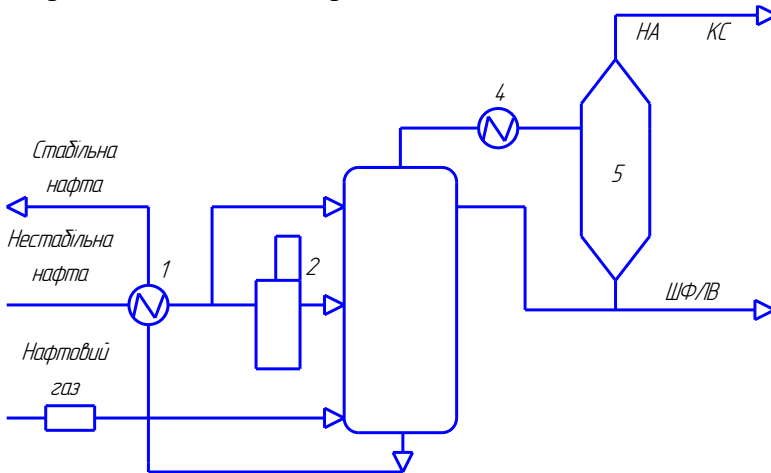


Рисунок 5.10 – Технологічна схема стабілізації нафти

Основний потік нестабільної нафти подається в установку через теплообмінник 1 та нагрівальну піч 2 в середню частину стабілізаційної колони 3. В нижню відгінну частину її подається газ, який інтенсифікує відпарку низькокиплячих компонентів з нафти та вихід ШФЛВ при одночасному зменшенні тепла.

Менша частина нестабільної нафти з температурою біля 50°C, минуючи піч підігріву, поступає на зрошування стабілізаційної колони. З її верху парогазова суміш відводиться в конденсатор-холодильник 4 і розподіляється в рефлюксивній ємності 5 на несконденсований газ та нестабільний бензин (ШФЛВ). Частина нестабільного бензину теж подається на зрошування стабілізаційної колони. Виходячи з нижньої частини колони, стабільна нафта передає тепло нестабільній в теплообміннику 1 і поступає в систему далекого транспорту до споживачів.

Стабілізація нафти є економічно доцільною при значних об'ємах її підготовки.

5.5 Промислова підготовка нафтового газу

Видобуток нафтового газу певним чином відрізняється від видобутку природного газу. Об'єми видобутку природного газу легко регулювати в залежності від транспортних можливостей та рівня його споживання. Нафтовий газ видобувається разом із нафтою, незалежно від того чи є споживач і на якій відстані він знаходиться.

Крім того, нафтовий газ, на відміну від природного, має високий (до 30%) вміст пропан-бутанових та більш важких вуглеводів. Безпосереднє його використання в виробництві та побуті без переробки недоцільне або неможливе. Переробка нафтового газу здійснюється на газопереробних заводах і їх

готовою продукцією, крім сухого газу, є широка фракція легких вуглеводів (ШФЛВ), стабільний та нестабільний газові бензини, зріджені гази – пропан, бутан. Останні є особливо цінною сировиною для хімічних та нафтохімічних виробництв.

Газопереробні заводи являють собою комплекс складних і дорогих об'єктів і їх спорудження може початися тільки при наявності достатніх об'ємів видобутку нафтового газу, які б гарантували нормальну роботу заводу впродовж багатьох десятків років.

В даний час в Україні працюють 3 газопереробних заводи, які в стані забезпечити переробку всієї кількості нафтового газу, що добувається. Відмітимо, що річний видобуток його складає майже 1 млрд.м³/рік.

Газопереробні заводи не висувають певних вимог до якості газової продукції, що надходить з промислів, за винятком хіба дотримання деякого мінімального тиску входу газу в заводські установки, яку диктує технологічна схема переробки газу. Тому якість промислової підготовки газу диктується, в першу чергу, необхідністю забезпечення нормальних умов його транспорту на значну відстань по магістральному газопроводу. Крім нестабільних вуглеводів, газ містить в собі вологу та інші домішки, типу сірководень, окисли азоту.

При зміні термодинамічних умов транспорту і, в першу чергу, температури, окремі вуглеводні можуть переходити з газоподібного стану в рідку фазу, а волога конденсується в крапельну воду. Такий конденсат, як відмічалось раніше, створює додаткові опори при транспорті газу, приводить до пульсації тиску і зменшення пропускної здатності газопроводу. Наявність води спричиняє також появу

кристалогідратів, які можуть призводити до повної закупорки трубопроводу.

Тому для попередження вказаних ускладнень може виникати необхідність попередньої промислової підготовки газу і, в першу чергу, його осушки. Методи осушки нафтового газу є такими ж самими, як і природного (низькотемпературна сепарація, абсорбція та адсорбція). Вони детально висвітлені в навчальній літературі [15].

В окремих випадках, при особливо високих газових факторах та значних тисках на гирлах свердловин, можна здійснити розподіл нестабільних вуглеводнів на установках низькотемпературної сепарації так, як це робиться при підготовці природного газу. Практично, в більшості випадків, потрібно при осушці нафтового газу застосовувати технології НТС з використанням холодильних установок або абсорбційні методи.

В даний час підготовка нафтового газу на промислах України практично не здійснюється. В той же час мають ще місце значні втрати нафтового газу на окремих родовищах, розташованих на значній відстані від ГПЗ і з порівняно невеликими об'ємами видобутку газу, транспорт якого на далеку відстань з використанням компресорних станцій є економічно не вигідним. В зв'язку з цим, а також, враховуючи необхідність введення в розробку багатьох нових, порівняно невеликих нафтових родовищ, потрібно передбачати промислову підготовку та відбензинування нафтового газу більш простими засобами, ніж будівництво нових газопереробних заводів. Для цього доцільно використовувати створені давно блочні автоматизовані малогабаритні газобензинові установки (МГБУ) з продуктивністю переробки від 40 до 500 тис.м³/добу нафтового газу.

ємність Е-1 і звідси насосом Н-2 йде частково на зрошення стабілізаційної колони, а надлишок поступає на реалізацію.

Рідина, яка стікає вниз колони, поступає в підігрівач П-1. В ємності Е-2 проходить розподіл рідкої та газової фаз. Пари вуглеводнів подаються знову в стабілізаційну колону, а рідина (газовий бензин) віддає надлишок тепла в теплообміннику Т-1, охолоджується в холодильнику Х-3 і відправляється в систему споживання.

Установки МГБУ складаються з багатьох мобільних блоків, встановлених на металічних рамах, повністю укомплектованих приладами контролю та автоматизації і випробуваних в заводських умовах. Їх перевагою є і можливість швидкого переміщення в інші промислові райони нафтогазовидобутку при зміні об'ємів видобутку нафтового газу.

Малогабаритні газові відбензинуючі установки більшої продуктивності використовують абсорбційні методи його підготовки для далекого транспорту.

5.6 Технологічний розрахунок теплообмінної та відстійної апаратури

Сучасні технологічні схеми підготовки нафти і газу на промислах передбачають необхідність використання теплонагрівальної, теплообмінної та водовідвідної апаратури. Теплообмінники значно знижують сумарні витрати тепла в процесах підготовки нафти і газу. Вони, згідно з існуючими нормами проектування систем збору і підготовки нафти, повинні обов'язково використовуватись при значних об'ємах підготовки нафтопромислової продукції.

Найбільш поширеними та простими конструкціями є теплообмінники типу "труба в трубі".

На рис. 5.12 зображена схема протитечійного теплообмінника, в якому гаряча рідина із початковою температурою $T_{\text{п}}$ подається в центральну трубу, а холодна в кільцевий простір. При цьому за рахунок конвективного теплообміну температура теплоносія зменшується до якоїсь кінцевої $T_{\text{к}}$, а температура холодної рідини збільшується від початкового значення $t_{\text{п}}$ до кінцевого $t_{\text{к}}$.

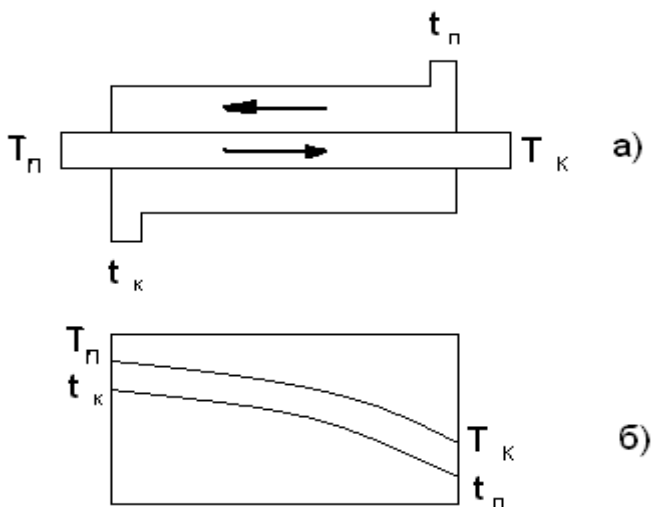


Рисунок 5.12 - Схема руху рідини в теплообміннику (а) та характеристика зміни їх температур (б)

Різниця середніх значень температур двох рідин, або температурний напір ΔT дорівнює:

$$\Delta T = T_{\text{ср}} - t_{\text{ср}}, \quad (5.1)$$

де $T_{\text{ср}}$ і $t_{\text{ср}}$ - середньологарифмічні значення їх температур. Це значення для теплоносія (як і рідини, яка підігрівается в теплообміннику) визначається за формулою:

$$t_{\text{cp}} = \frac{t_{\text{к}} - t_{\text{п}}}{\ln\left(\frac{t_{\text{к}}}{t_{\text{п}}}\right)}. \quad (5.2)$$

Технологічний розрахунок теплообмінної апаратури зводиться до визначення наступних параметрів:

1) розрахунок необхідної поверхні нагріву, яка забезпечує передачу заданої кількості тепла від гарячої до холодної рідини;

2) розрахунок кількості теплоти Q (Дж/с), яка може бути передана через відому поверхню нагріву S ;

3) знаходження кінцевих температур рідини при відомих (заданих) значеннях Q та S .

В основі таких розрахунків лежать наступні основні формули (деякі із них вже розглядалися в розділі 2.3):

1) рівняння теплового балансу, яке визначає кількість теплоти Q , яку потрібно передати від теплоносія до холодної рідини при заданих значеннях їх масових витрат G_1 і G_2 , початкових та кінцевих значень температури $T_{\text{п}}$, $T_{\text{к}}$, $t_{\text{к}}$, $t_{\text{п}}$

$$Q = G_1 \cdot c_1 (T_{\text{п}} - T_{\text{к}}) = G_2 \cdot c_2 (t_{\text{к}} - t_{\text{п}}), \quad (5.3)$$

де Q - кількість теплоти, Дж/с;

c_1 і c_2 - коефіцієнти теплоємності рідин, Вт/кг·К;

2) основна формула теплопередачі через циліндричні поверхні теплообмінника:

$$Q = K \cdot S \cdot \Delta T, \quad (5.4)$$

де K - коефіцієнт теплопередачі від однієї рідини до другої, тобто кількість тепла, яку можна передати через одиницю поверхні при різниці температур між ними в один градус. Розмірність даного коефіцієнта Вт/м²с.

Визначення сумарного коефіцієнта теплопередачі K від рідини-теплоносія до тієї рідини, що підлягає підігріву, є достатньо складним. Формула для визначення коефіцієнта

теплопередачі через циліндричну стінку товщиною δ має наступний вигляд

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda_c} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (5.5)$$

де α_1 - коефіцієнт теплопередачі від гарячої рідини до стінки теплообмінника, Вт/м²К;

α_2 - коефіцієнт тепловіддачі від стінки труби до рідини, яка нагрівається;

λ_c - коефіцієнт теплопровідності матеріалу стінки, Вт/мК.

Коефіцієнти тепловіддач α_1 , і α_2 залежать від багатьох факторів: фізичних властивостей рідин, їх температур та температур стінок теплообмінника, форми таких апаратів і, саме основне, від характеру руху рідини в теплообмінниках.

Основною формулою для визначення цих двох коефіцієнтів тепловіддач є наступна:

$$\alpha = Nu \cdot \frac{\lambda_p}{d}, \quad (5.6)$$

де Nu - безрозмірний параметр Нуссельта, який визначає процеси передачі тепла між теплоносіями та стінками труб і залежить від таких критеріїв потоку рідини, як параметр

Рейнольдса $Re = \frac{v \cdot d}{\nu}$; Прандтля $Pr = \frac{\mu \cdot c}{\lambda_p}$; та Грасгофа

$$Gr = \frac{d^2 g}{\nu^2} \cdot \beta \cdot \Delta t.$$

В цих формулах всі фізичні величини та їх розмірність вже відмічені раніше. β - коефіцієнт температурного розширення рідин, К⁻¹, d - внутрішній (для теплоносія) та зовнішній (для підігрівальної рідини) діаметри центральної труби.

При турбулентному режимі руху рідини в теплообмінниках, який забезпечує максимальне значення коефіцієнтів тепловіддач, параметр Нуссельта дорівнює:

$$Nu = 0,15 \cdot Re^{0,33} \cdot Pr^{0,4} \cdot Gr^{0,1} \left(\frac{Pr_p}{Pr_{ст}} \right)^{0,25} . \quad (5.7)$$

В останній формулі параметр Прандля характеризує умови транспорту ядра рідин або середні значення, а $Pr_{ст}$ - значення його на стінках теплообмінника. Різниця цих значень невелика і, враховуючи, що вони під знаком кореня 0,25, її можна прийняти рівною одиниці і тому формула (5.7) набуває вигляду:

$$Nu = 0,15 \cdot Re^{0,33} \cdot Pr^{0,43} \cdot Gr^{0,1} . \quad (5.8)$$

При турбулентному режимі руху

$$Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} . \quad (5.9)$$

У формулі Прандля λ_p є коефіцієнтом теплопровідності рідин, яка лежить в межах (0,1 - 0,2) Вт/мК. Коефіцієнти їх теплоємності с залежать від фізичних властивостей та від температури. Так, коефіцієнт теплоємності нафти c_H при збільшенні температури від 20 до 80 °С підвищується від 1,5 до 1,9 Вт/кгК.

Оскільки в технологічних системах підготовки нафти застосовуються, як правило, теплообмінники, для попереднього підігріву водонафтової емульсії, то теплофізичні її властивості необхідно визначати із врахуванням ступеня обводненості, властивостей мінералізованої води та дегазованої нафти зокрема. Крім того, при визначенні критерія Рейнольдса в міжтрубному просторі в теплообмінниках "труба в трубі" необхідно користуватися еквівалентним діаметром $d_e = D - d$. Відмітимо також, що розглянута методика розрахунків не враховує втрат тепла в навколишнє середовище через стінку зовнішньої труби, а, отже, справедлива для теплоізованої труби.

Технологічні розрахунки відстійників зводяться до визначення їх пропускної здатності або вибору необхідного їх

типорозміру. В гравітаційних водовідстійниках горизонтального руху, які найбільш широко застосовуються в технологічних схемах підготовки нафтопромислової продукції (рис. 5.13), теж підтримується певний рівень води (водяна подушка).

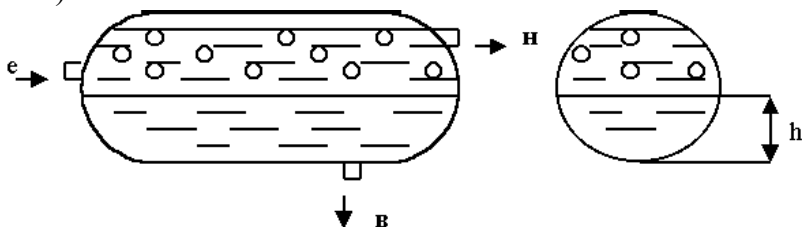


Рисунок 5.13 - Загальний вигляд горизонтального відстійника

Основною умовою забезпечення якісного відстою, тобто опускання крапель води із шару зруйнованої емульсії в водяну подушку є забезпечення ламінарного режиму руху в зоні відстою, тобто

$$Re_{em} \leq 2300 \text{ або } Re_{em} = \frac{v_e \cdot D_{ек} \cdot \rho_e}{\mu_e} \leq 2300, \quad (5.10)$$

де v_e - горизонтальна швидкість руху рідини в зоні відстою, м/с;

ρ_e і μ_e - густина та в'язкість емульсії, кг/м³ та Па·с, відповідно;

$D_{ек}$ - еквівалентний діаметр, який залежить від встановленого рівня (висоти водяної подушки) h або відносної висоти ξ :

$$\xi = \frac{h}{D}. \quad (5.11)$$

При відомому чи заданому значенні ξ еквівалентний діаметр визначається за формулою:

$$D_{екв} = D \left\{ \frac{1}{\pi} \left[0,5 \cdot \pi + (1 - \xi) \cdot \sqrt{\xi \cdot (2 - \xi)} + \arcsin(1 - \xi) \right] \right\}^{0,5}. \quad (5.12)$$

Позначивши вираз в дужках через $f(\xi)$ як функцію відносної висоти водяної подушки отримуємо

$$D_{\text{екв}} = D \cdot f(\xi). \quad (5.13)$$

Горизонтальна швидкість руху рідини в відстійнику дорівнює

$$v_e = \frac{4Q_e}{\pi \cdot D_e^2}, \quad (5.14)$$

де Q_e - витрата емульсії; $\text{м}^3/\text{с}$.

Враховуючи (5.11), (5.13), (5.14) отримаємо формулу для визначення діаметра відстійника

$$D \geq 9,81 \cdot 10^{-3} \frac{Q_e \cdot \rho_e}{\mu_e f(\xi)}. \quad (5.15)$$

Висоту водяної подушки в відстійнику можна підтримувати різною.

Аналіз залежності $f(\xi)$ показує, що існує екстремум для цієї функції при $\xi=0,46$. Отже, при цьому значенні $f(0,46)$ із врахуванням (5.12) $f(0,46)=2,596$, а рівняння (5.15) записується в кінцевому вигляді, як

$$D = 0,6 \cdot 10^{-3} \frac{Q_e \cdot \rho_e}{\mu_e}. \quad (5.16)$$

При відомому або заданому значенні діаметра відстійника його пропускна здатність згідно з (5.16) дорівнює

$$Q_e = \frac{1645 \cdot D \cdot \mu_e}{\rho_e}. \quad (5.17)$$

В'язкість емульсії в останніх двох формулах визначають з допомогою формул, наведених в розділі 4, або за наближеною формулою:

$$\mu_e = \frac{\mu_n}{(1-v)^{2,5}}, \quad (5.18)$$

де v - обводненість емульсії.

Необхідна для якісного відстою довжина водовідстійника визначається виходячи із наступних міркувань. Осідання крапель рідини відбувається із певною швидкістю W_{cr} , починаючи із верхнього рівня емульсії до рівня водяної подушки. Тому при повному заповненні відстійника рідиною (крайній випадок) краплі води повинні пройти відстань $D-h$, тобто час їх опускання t_1 дорівнює

$$t_1 = \frac{D-h}{W_{cr}}, \quad (5.19)$$

де W_{cr} - швидкість опускання системи крапель води в нафті в стиснених умовах, м/с. З іншого боку час перебування емульсії в відстійнику або час відстою крапель води t_2 дорівнює

$$t_2 = \frac{L}{W_e}, \quad (5.20)$$

де L - ефективна довжина відстійника або довжина зони ламінарного руху рідини в ньому.

Очевидно, що необхідною умовою якісного відстою води є збереження нерівності $t_2 \leq t_1$ або

$$\frac{L}{W_e} \leq \frac{D-h}{W_{cr}}. \quad (5.21)$$

Швидкість опускання системи крапель можна визначити по одній із формул, приведених в [18], наприклад, за формулою:

$$W_{cr} = W_0 (1-v)^{4,7}, \quad (5.22)$$

де W_0 - швидкість опускання одиночної краплі в нафті, яка визначається за відомими формулами гідравліки. Із врахуванням формул (5.12), (5.20) та приймаючи, як і раніше $\xi=0,46$ отримуємо, що

$$L = \frac{1945 \cdot \mu_e}{\rho_e \cdot W_0 (1-v)^{4,7}}. \quad (5.23)$$

5.7 Аналіз технологічних схем збору і підготовки нафти на нафтових родовищах України

Однією із класичних схем облаштування нафтових родовищ, які споруджувались в 60-70 роки минулого століття і продовжують експлуатуватись в даний час, є схема збору, транспорту і підготовки нафтопромислової продукції на Долинському нафтовому родовищі (рис.5.14).

Особливістю рисунка 5.14 є те, що тут одночасно наведені схеми збору та сепарації нафтопромислової продукції на групових збірних пунктах і власне схема термохімічної установки підготовки нафти ТХУ. Крім того, на схемі показані місця обліку видобутої продукції та місця можливих втрат вуглеводнів.

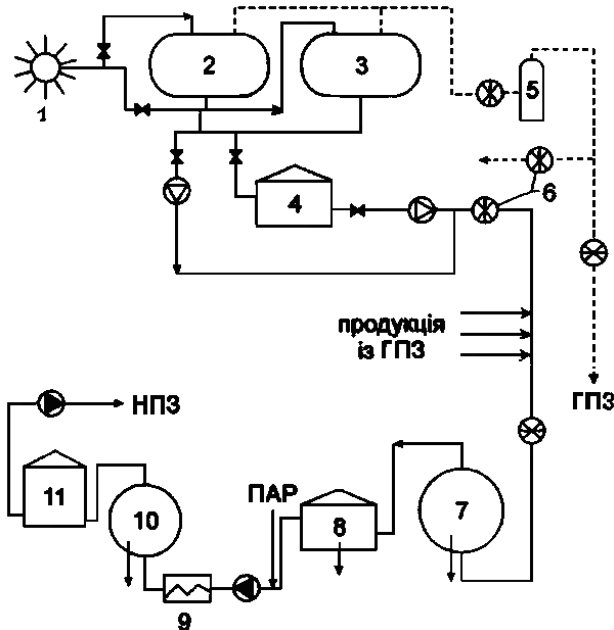


Рисунок 5.14 - Технологічна схема збору і підготовки нафти в НГВУ "Долина нафтогаз"

Нафтопромислова продукція поступає в ТХУ із чотирьох групових збірних пунктів ГЗП, розміщених на території Долинського нафтового родовища та аналогічних збірних пунктах, збудованих на території порівняно невеликих нафтових родовищ (Струтинське, Танявське, Спаське), розміщених на відстані 20-30 км від ТХУ.

Як правило, на ГЗП відбувається тільки сепарація газу з допомогою горизонтальних сепараторів, наприклад, типу ТГ-2000. Із сепараторів рідина поступає в сировинні (буферні) резервуари і далі за допомогою насосних станцій ГПЗ подається на ТХУ. Одночасно здійснюється і облік рідини (бригадний облік) за допомогою турбінних лічильників типу «Норд». На деяких збірних пунктах проведена реконструкція і встановлені установки блочних сепараторів із насосною відкачкою рідини типу УБСН. При цьому рідина на ГЗП не зберігається, а одразу подається на ТХУ.

Продукція деяких ГЗП може проходити певну первинну підготовку в резервуарах або в установках УДО. В цьому випадку відокремлена вода використовується в системі підтримання пластового тиску, а нафта, в залежності від її якості, подається на другу ступінь підготовки ТХУ або безпосередньо в товарні резервуари.

Рідина, що надходить з більшості ГЗП, характеризується високою, до 74-76%, обводненістю та вмістом неорганічних солей (до 25-30 г/л). Спочатку вона подається на першу ступінь підготовки або "холодного" відстою. В даному випадку такими відстійниками є кульові (КВ), які в процесі проектування та будівництва установки ТХУ повинні були виконувати роль електродегідраторів. В кульовому відстійнику першої ступені підготовки постійно підтримується подушка підтоварної води висотою біля 6 м. Надлишок води спускається вручну регулюванням ступені

відкриття засувки, а контроль за розподілом фаз проводиться з допомогою контрольних трубок, розміщених на висоті 3 та 6 м. Для покращення процесу руйнування емульсії на першій ступені підготовки подається гаряча (до 60°C) вода із другої ступені її підготовки. Після першої ступені підготовки вміст води зменшується до 15÷30 %, а солей – до 7-15 г/л.

Із першої ступені підготовки нафта подається в сировинні резервуари, які виконують роль і технологічних, оскільки там продовжується процес відстою та спуску підтоварної води. З цих резервуарів нафта за допомогою насоса подається в два кульових відстійника другої "гарячої" ступені підготовки. Підігрів нафти здійснюється до вже вказаної вище температури (60°C) шляхом подачі безпосередньо в потік нафти перегрітої пари.

Одночасно перед паропідігрівачем в потік нафти за допомогою дозуючої установки вводиться деемульгатор.

При цьому подача деемульгатора проводиться як в концентрованому (товарному) вигляді, так і у вигляді 1% водного розчину. Витрата одного з найбільш ефективних деемульгаторів - дисолвана 4411, - який тривалий час був основним, не перевищувала 35 г/т.

Для знесолення нафти перед підігрівачем періодично з допомогою відцентрового насоса подається прісна вода, біля 100 м³/добу (на рисунку не показано).

В кульових відстійниках другої ступені підготовки (їх об'єм становить 600 м³) також підтримується водяна подушка висотою 6 м, яка містить, крім пластової мінералізованої води, також і прісну воду та конденсат пари.

З кульових відстійників другої ступені підготовки нафта поступає в товарні резервуари, де відстоюється протягом кількох годин. Після відстою та спуску певної невеликої

кількості вільної води проводиться комерційний облік якості і кількості товарної нафти згідно існуючих стандартів.

Таким чином, розглянута технологічна схема підготовки нафти, споруджена в 1967 році, відноситься, як і багато інших схем на нафтових промислах України, до резервуарної.

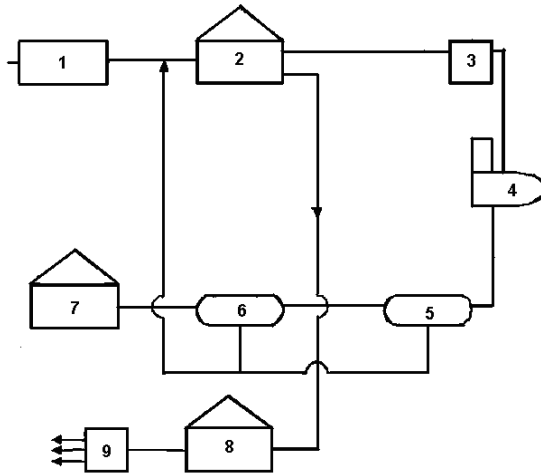
Всього в системі підготовки нафти використовується 12 резервуарів РВС-5000 (крім кульових відстійників КВ). Великий резервуарний парк установки підготовки нафти спричиняє надзвичайно великі втрати тепла, особливо в холодний період.

Проведені в свій час спроби термоізоляції зовнішньої поверхні резервуарів виявилися невдалими. Такі покриття є нестійкими, впливають негативно на механічну стійкість вразливої до перевантажень конструкції сталевих вертикальних резервуарів і головне, призводять часто до інтенсивної їх корозії.. Складною проблемою виявилось і застосування газовимірювальної і газоуловлювальної систем зменшення втрат парів вуглеводнів.

Серйозним недоліком розглянутої схеми є відсутність підготовки попутної води. Підтоварна вода після установки підготовки характеризується високим (до 13 г/л) вмістом солей та, відповідно, значним вмістом залишків нафти (до 130 мг/л).

Вода після ТХУ поступає в бетоновані амбари відстою, звідки плівка нафти періодично саморозливом подається в підземний резервуар і повертається на повторну підготовку в ТХУ. Подальший процес підготовки підтоварної води є теж недосконалим і полягає тільки в її відстоюванні в допоміжних резервуарах системи ППТ.

На рисунку 5.15 подана одна з поширених на східних нафтових родовищах України схема підготовки нафти, в даному випадку на Глинсько-Розбишевському нафтогазо-конденсатному родовищі.



1-кінцева сепараційна установка; 2 - технологічний резервуар;
 3 - насос; 4 - підігрівач нафти; 5, 6 - відстійники першої і
 другої ступені; 7 - товарний резервуар; 8 - резервуар для
 відстою води; 9 - кушова насосна станція

Рисунок 5.15- Технологічна схема підготовки нафти
 на Глинсько-Розбишевському родовищі

Згідно зі схемою, свердловинна продукція з цехів видобутку нафти поступає на кінцеву сепараційну установку (КСУ)..Тут використовуються гідроциклонні та горизонтальні гравітаційні сепаратори, які забезпечують достатньо якісну кінцеву сепарацію газу. Рідина після КСУ поступає в технологічні резервуари товарно-сировинного парку, в яких здійснюється відокремлення вільної води. Вода подається в систему ППТ, а емульсія насосом 3 перекачується через підігрівач, підігрівається до температури 60°C і надходить в горизонтальні ємності двох послідовних ступеней глибокого зневоднення нафти. Після здійснення процесу руйнування емульсії та розподілу фаз вода повертається в технологічні резервуари, а підготовлена нафта в товарні резервуари.

Подача деемульгатора (дисолвану, девону та ін.) здійснюється в різні ділянки системи підготовки: на вхід в насос, в першу 5 і другу 6 ступені підготовки нафти.

Особливістю цієї схеми підготовки нафти та основною відмінністю її від розглянутої вище є застосування горизонтальних ємностей великого (до 180 м³) об'єму, які працюють з надлишковим тиском (до 0,2 МПа).

5.8 Аналіз закордонних схем збору, транспорту та підготовки нафтопромислової продукції

Розвиток та вдосконалення технологічних схем збору, транспорту та підготовки нафтопромислової продукції має практично єдину тенденцію, як в країнах СНД, так і в основних нафтовидобувних країнах світу.

Стрімкий ріст видобутку нафти в середині минулого століття супроводжувався значними недоліками та недосконалістю технологічних схем збору. Великі факели, в яких спалювався попутній нафтовий газ, освітлювали не тільки території України, Татарії чи Західного Сибіру, але і країни Близького Сходу, Америки та Африки.

З часом облаштування всіх закордонних нафтових родовищ почало характеризуватись завершеністю всіх технологічних процесів, використанням вискоєфективного обладнання, в т.ч. і малогабаритного для використання його на невеликих власних площах нафтовидобутку. Такі схеми передбачають практично повне використання попутного газу, якісну підготовку нафтопромислової продукції і певну її переробку безпосередньо на території нафтових родовищ, високу ступінь автоматизації всіх виробничих процесів.

Велике значення в закордонній практиці надають забезпеченню якісної сепарації газу. Це пояснюється

високими вимогами до якості газу, що продається, потребою ліквідації його втрат та жорсткими умовами екологічного захисту території нафтогазовидобутку.

Сепараційні установки виготовляються десятками фірм, хоча в цілому вони мало відрізняються між собою і є переважно вертикальними або горизонтальними гравітаційними ємностями.

Певне поширення набули і сферичні сепаратори, які є більш компактними, займають малу площу і порівняно дешеві. Загальну перевагу віддають горизонтальним чи похилим сепараторам, які при одних і тих же діаметрах мають більшу пропускну здатність. Внутрішня їх конструкція попереджує турбулізацію газорідних потоків, тобто сприяє якісній сепарації.

Для зневоднення нафти на багатьох родовищах використовуються блочні установки сепараторів-деемульсаторів, аналогічні розглянутим раніше установкам УДО. При значних об'ємах підготовки, близько 5 млн.м³/рік і більше, споруджуються комплексні центральні пункти із достатньо широким використанням резервуарної технології підготовки нафти. При цьому, як правило, такі технологічні схеми передбачають використання малогабаритних сепараторів кінцевої "гарячої" ступені сепарації та відбором і використанням парів вуглеводнів, які виділяються в технологічних резервуарах. При цьому буферні або сировинні резервуари використовуються в мінімальній кількості.

Єдиних вимог до вмісту води в товарній нафті у багатьох нафтовидобувних країнах не існує. В нафтовидобувних штатах США допустимий вміст води в нафті перед її подачею на НПЗ може коливатись в межах 0,5-3%. Нафтопереробні заводи Європи скуповують переважно високоякісну нафту (із країн Близького Сходу, Африки та Росії) і допустимий вміст

води в ній не перевищує 1% при максимальній допустимій кількості неорганічних солей 40-100 мг/л.

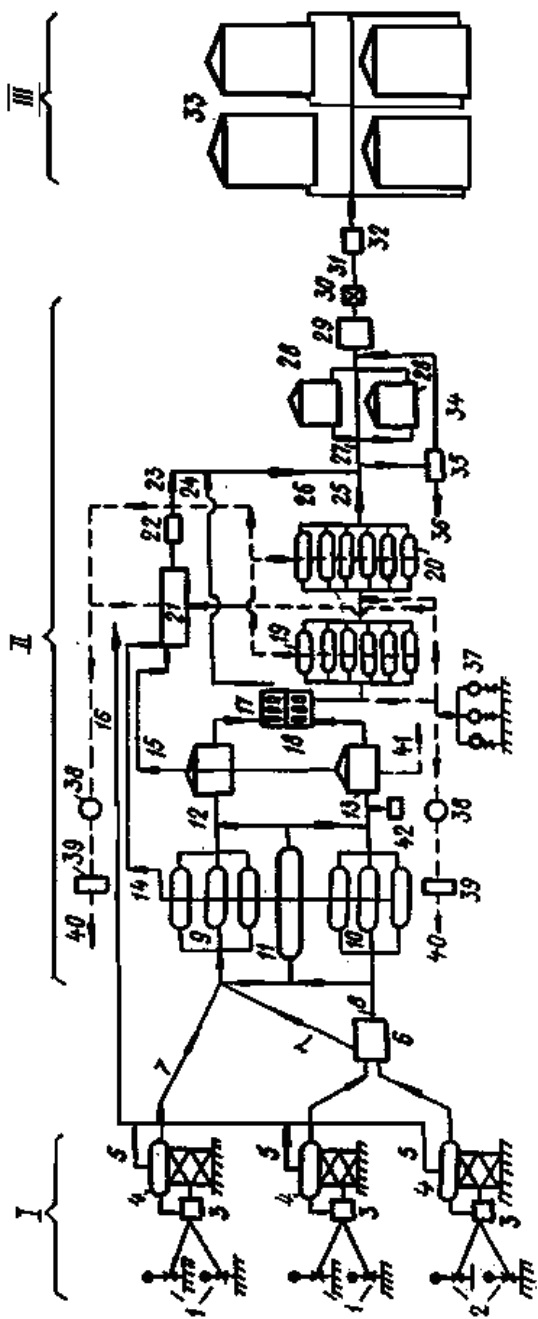
Значною проблемою підготовки нафти на більшості нафтових родовищ світу є її знесолення. Якщо в процесі зневоднення нафти можна часто підтримувати температуру в 30-40°C, то глибоке її знесолення вимагає інколи значно вищої, до 80°C і більше, температури, тобто викликає значні витрати на підготовку нафти, спорудження дорогої теплообмінної апаратури, проведення трубопроводів для подачі прісної води.

Глибоке знесолення нафти на промислах диктується необхідністю захисту НПЗ від значних ускладнень (корозія обладнання, відкладення солей). В той же час, оскільки період експлуатації НПЗ повинен значно перевищувати основний час розробки кожного нафтового родовища зокрема, то абсолютна їх більшість передбачає кінцеві гарячі технології підготовки нафти із доведенням вмісту солей до 2-5 мг/л. Концентрація кінцевої підготовки нафти на НПЗ дозволяє істотно зменшити витрати тепла на окремих родовищах, кількість резервуарних парків, тобто спростити в цілому технологічну схему підготовки нафти.

В той же час закордонна практика підготовки на багатьох родовищах передбачає проведення глибокого знесолення. На рис. 5.16 приведена одна з достатньо складних схем підготовки великих об'ємів нафти (родовище Саріра, розміщене в пустелі Лівії) [13].

Згідно зі схемою, на родовищі здійснюється роздільний збір безводної та обводненої нафти, багатоступенева сепарація газу, відбір рідких фракцій з газу та зворотна подача їх в товарну нафту.

На центральному збірному пункті здійснюється зневоднення та глибоке знесолення із використанням



I - групові установки системи збору; II - центральний збірний пункт; III - головні споруди

Рисунок 5.16 - Принципова схема збору, транспорту та підготовки свердловинної продукції на родовищі Саріра

1,2 - відповідно, свердловини з безводною та обводненою продукцією; 3 - маніфольди групових сепараторів 4 першого ступеня сепарації; 5 - газ першого ступеня сепарації; 6 - проміжний збірний пункт подачі обводненої нафти 8 на центральний збірний пункт; 7, 8 - відповідно, подача безводної та обводненої продукції на ЦЗП; 9, 10, 11 - сепаратори безводної, обводненої нафти та вимірні; 12, 13 - резервуари безводної нафти та технологічні; 14, 15, 16 - нафтовий газ другого і третього ступеня сепарації та від групових установок; 17, 18 - насос и подачі безводної та обводненої нафти; 19, 20 – блоки другої та третьої ступеней знесолення; 21 - установки відбору рідких фракцій газу; 22 - насос відкачки рідкої фракції в нафту; 23 - рідка фракція газу; 24 - безводна товарна нафта; 25 - знесолена нафта; 26, 27 - нафта, яка змішується із рідкою фракцією газу; 28 - резервуари товарної нафти; 29- головна насосна станція з лічильником 30 обліку товарної нафти; 31 - магістральний нафтопровід із підпірною насосною станцією 32; 33 - головні споруди магістрального транспорту; 34 - важкі фракції нафти; 35 - установка з виготовлення дизельного палива 36; 37 - водяні свердловини; 38 - установка виділення кисню із води; 39, 40 - насосна станція закачування води в пласт; 41 - скидання вод після першого ступеня знесолення; 42 - дозуюча установка подачі деемульгаторів.

резервуарів та електродегідраторних установок. При цьому загальний вміст солей в нафті зменшується від 2,1-2,5 г/л до 40 мг/л. Технологічна схема підготовки нафти передбачає також і випуск дизельного палива, яке використовується переважно на власні потреби.

Прісна вода, яка використовується в технологічних процесах видобутку нафти, видобувається з підземних водонасичених пластів і проходить певну підготовку, в тому числі дегазацію, зменшення кількості кисню, тобто корозійної її активності.

На порівняно невеликих закордонних нафтових родовищах підготовка нафти здійснюється більш простими технологічними схемами, в цілому аналогічними як в Україні, так і в Росії.

5.9 Особливості збору та підготовки нафти на морських родовищах

Стрімке збільшення видобутку нафти і газу на морі почалося в середині минулого сторіччя і з наростаючими темпами продовжується в наш час.

Акваторії багатьох морів, їх шельфові зони містять величезні запаси вуглеводнів, які, згідно прогнозних висновків, значно перевищують континентальні запаси.

Вже тепер видобуток нафти на морі досягає 50 % від загального світового, а ряд країн (Норвегія, Великобританія) повністю забезпечують свої потреби в нафті виключно за рахунок морського нафтогазовидобутку.

В колишньому Радянському Союзі широкомасштабний видобуток нафти почався в 50-60 роки на Каспійському морі шляхом прокладки багатокілометрових, надзвичайно складних, як на той час, надводних металевих естакад. З допомогою пристакадних площадок проводилось поодинокі або кущове буріння свердловин, а самі естакади служили транспортними артеріями для подачі свердловинної продукції на сушу, де і проводилась їх подальша підготовка. Застосування естакад можливе при порівняно невеликих глибинах (до 10-20 м) і, в більшості випадків, є економічно недоцільним.

В Україні протягом двадцяти останніх років проводиться активне освоєння шельфу Чорного та Азовського морів [16]. Тут відкрито 10 порівняно невеликих газових та газоконденсатних родовищ. Половина із них вступила в стадію промислової та дослідно-промислової експлуатації і вже забезпечує основні потреби Криму в паливі. При цьому використовують виключно стаціонарні надводні платформи,

які найбільш поширені в світовій практиці морського нафтогазовидобутку.

Морські платформи є надзвичайно складними металевими конструкціями, з допомогою яких здійснюють буріння свердловин, їх експлуатацію, збір, підготовку нафти і газу.

Принципово всі існуючі системи збору нафтопромислової продукції поділяються на надводні та підводні. В першому випадку значний комплекс нафтопромислового обладнання (гирло свердловин, технологічне обладнання установок попереднього розподілу фаз та їх подальшого транспорту, системи керування технологічними процесами та енергопостачання) знаходиться на надводних спорудах.

Безумовною перевагою використання надводних споруд і, в першу чергу, стаціонарних платформ є вільний доступ до контролю та ремонту всього обладнання.

Подача свердловинної продукції на берег може здійснюватись за різними схемами:

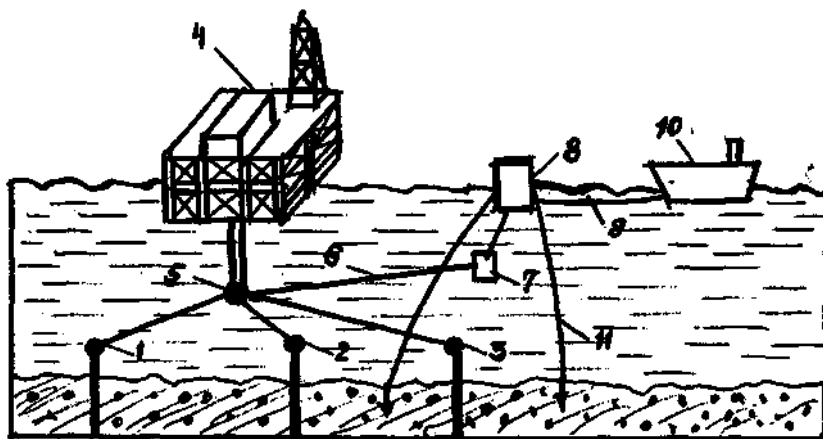
- сумісний транспорт всієї продукції підводними трубопроводами;
- роздільний транспорт газу та рідини;
- попередній розподіл продукції безпосередньо на платформах, зберігання певний час нафти з наступним танкерним перевезенням на берег. Остання схема використовується при значній відстані родовищ від берега.

Найстарішим районом морського газонафтовидобутку і своєрідним полігоном для впровадження нових технологій є Мексиканська затока. Там на різних родовищах за допомогою стаціонарних та пересувних бурових установок пробурено багато тисяч свердловин, їх продукція по викидних лініях направляється на центральні стаціонарні платформи. Тут встановлені робочі та вимірні сепаратори, компресори для збільшення тиску відсепарованого газу та подачі в

газопроводи високого тиску. Всі викидні лінії обладнані клапанами - відсікачами. На центральних платформах здійснюється також і підігрів рідини, резервуарний відстій і окрема подача води в нагнітальні (поглинальні) свердловини та нафти баржами або танкерами на берег.

Відкриття значних по запасах нафтогазових родовищ в акваторіях Північного моря та в Арктичній зоні Аляски і Канади привело до значного збільшення видобутку нафти і газу в суворих кліматичних умовах.

Особливістю основних технологій освоєння морських родовищ Північного моря є використання напівзануреного бурового обладнання та підводне обладнання гірла свердловин (рис. 5.17).



- 1,2,3 - гирла свердловин; 4 - напівзанурена платформа;
 5 - стояк; 6 - трубопровід; 7 - маніфольд; 8 - плаваючий буй;
 9 - шланг; 10 - танкер; 11 - якірна система

Рисунок 5.17- Схема збору нафтопромислової продукції морського родовища

Викидні лінії видобувних свердловин різної (до 2500 м) довжини під'єднуються до стояка напівзануреної платформи. Тут проводиться процес сепарації та виміру дебіту. Газ, як правило, спалюється (в початковий період розробки), а нафта закачується насосами зворотньо до стояка і далі по підводному трубопроводу поступає в кінцевий маніфольд. Останній з'єднаний гнучким шлангом високого тиску із плавучим буєм, який утримується на місці якірною системою. По плаваючому шлангу нафта подається в танкери для перевезення на нафтопереробні заводи країн нафтовидобутку.

Підводне обладнання фонтанних свердловин включає в себе ручне та автоматичне управління фонтанних засувки та гідравлічні системи їх керування.

Контрольні питання.

1 Якою повинна бути послідовність стадій підготовки нафти і чому?

2 Нарисуйте спрощену технологічну схему підготовки нафти і поясніть, як проходять в ній технологічні процеси.

3 Сформулюйте основні переваги та недоліки резервуарної технології підготовки нафти.

4 Поясніть послідовність проходження нафти через основні об'єкти уніфікованої технологічної схеми підготовки нафти.

5 Поясніть особливості конструкцій установок УДО та принцип їх роботи.

6 Які параметри обліковує та контролює автоматизована установка здачі готової продукції на установках УПН?

7 Чим пояснюється складність підготовки високов'язкої нафти?

8 В чому полягає особливість підготовки сірчанистої нафти?

9 Від яких домішок необхідно вести очистку газу перед подачею на ГПЗ?

10 Поясніть принцип роботи блочної установки відбензинування нафтового газу.

11 Приведіть алгоритм розрахунку теплообмінної апаратури.