

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Кафедра розробки і експлуатації нафтових і газових родовищ

Попадюк Р.М., Соломчак Я.В.

**ЗБІР І ПІДГОТОВКА
НАФТОПРОМИСЛОВОЇ ПРОДУКЦІЇ**

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

для студентів напрямку підготовки 0903 „Гірництво”
спеціальності „Видобування нафти і газу”

2003

Міністерство освіти і науки України
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Кафедра розробки і експлуатації нафтових і газових родовищ

Попадюк Р.М., Соломчак Я.В.

**ЗБІР І ПІДГОТОВКА
НАФТОПРОМИСЛОВОЇ ПРОДУКЦІЇ**

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

для студентів напрямку підготовки 0903 „Гірництво”
спеціальності „Видобування нафти і газу”

МВ 02070855-1051-2003

Івано-Франківськ

2003

Попадюк Р.М., Соломчак Я.В. Збір і підготовка нафтопромислової продукції. Конспект лекцій.—Івано-Франківськ:Факел, 2003.—105с.

Конспект лекцій складається з 7 розділів, в яких висвітлені наступні питання:

- системи збору нафти, газу та води і вимір свердловинної продукції;
- внутрішньопромисловий транспорт свердловинної продукції;
- сепарація газу від нафти;
- причини утворення, фізико-хімічні властивості та способи руйнування водонафтових емульсій;
- технологічні схеми промислової підготовки нафти і газу та їх обладнання;
- зберігання нафти на промислах;
- підготовка та використання прісної та пластової мінералізованої води.

Матеріал викладений в доступній формі з необхідним графічним матеріалом та схемами, які доповнюють та наглядно ілюструють текстову частину.

Слід відзначити, що авторами опрацьований обширний матеріал російських джерел інформації і вперше подається українською мовою в такому зібраному виді.

Конспект лекцій виконаний згідно з вимогами і стандартами як за змістом, так і щодо оформлення і послужить навчальним посібником для студентів спеціальності „Видобування нафти і газу” як при вивченні курсу, так і в подальшій практичній роботі.

Рецензент:

**кандидат технічних наук,
доцент**

Ю.В. Марчук

Дане видання — власність ІФНТУНГ.
Забороняється тиражування та розповсюдження.

Конспект лекцій складений згідно з програмою курсу „Збір і підготовка нафтопромислової продукції”, затвердженою Радою університету і призначений для самостійної роботи при вивченні дисципліни студентами денної і заочної форм навчання.

Автори:

доцент, канд. техн. наук
доцент

Р.М. Попадюк
Я.В. Соломчак

Ухвалено на засіданні навчально – методичного
об’єднання спеціальності „Видобування нафти і газу”
протокол № від

Голова методоб’єднання
спеціальності, професор

Р.М. Кондрат

Нормоконтролер

О.Г. Гургула

Коректор

Н.Ф. Будуйкевич

Голова експертно –
рецензійної комісії
університету

А.І. Волобуєв

Дане видання – власність ІФНТУНГ.
Забороняється тиражувати та розповсюджувати без відома автора

ЗМІСТ

	стор.
ГЛАВА 1. Системи збору нафти, газу та води і вимір продукції свердловин	5
1.1 Системи збору нафти, газу і води на нафтових промислах	5
1.2 Вимір продукції свердловин	12
ГЛАВА 2. Внутрішньопромисловий транспорт свердловинної продукції	18
2.1. Технологічний розрахунок трубопроводів при транспорті однорідної рідини	18
2.2. Технологічний розрахунок трубопроводів при транспорті газорідних сумішей	20
2.3. Технологічний розрахунок трубопроводів при неізотермічному транспорті свердловинної продукції	25
2.4. Методи боротьби з ускладненнями при експлуатації промислових трубопроводів	27
2.5. Причини зменшення пропускної здатності трубопроводів та методи боротьби з ними	27
2.6. Корозія промислового обладнання та технологічні методи її попередження	31
ГЛАВА 3. Сепарація газу від нафти	35
3.1. Загальні положення, класифікація, конструкція і принцип роботи сепараційних установок	35
3.2. Визначення кількості газу та його компонентного складу в процесах сепарації	39
3.3. Розрахунок сепараторів на пропускну здатність рідини та газу	42
3.4. Основні напрями підвищення ефективності сепарації газу від нафти	45
ГЛАВА 4. Причини утворення, фізико-хімічні властивості та способи руйнування водонафтових емульсій	49
4.1. Причини утворення та фізико-хімічні властивості водонафтових емульсій	49
4.2. Механізм хімічного руйнування емульсій та основні властивості деемульгаторів	53
4.3. Вибір ефективного типу деемульгатора та технології його використання	55
4.4. Електричний та механічні методи руйнування нафтових емульсій	59
4.5. Фізико-хімічні основи знесолення нафти	60
ГЛАВА 5. Технологічні схеми промислової підготовки нафти і газу та їх обладнання	62
5.1. Промислові технологічні схеми підготовки нафти	62
5.2. Блочне автоматизоване обладнання технологічних схем підготовки нафти	67
5.3. Особливості підготовки нафти з аномальними властивостями та руйнування особливо стійких емульсій	73

5.4. Стабілізація нафти на промислах	76
5.5. Промислова підготовка нафтового газу	77
Глава 6. Зберігання нафти на промислах	81
6.1. Конструкція, облаштування та експлуатація резервуарів	81
6.2. Боротьба з втратами вуглеводнів при видобутку та зберіганні нафти	85
ГЛАВА 7. Підготовка і використання прісної та пластової мінералізованої води	91
7.1. Основні вимоги до фізико-хімічних властивостей води, яка закачується в пласт	91
7.2. Технологічні схеми водовідбору, водопостачання та підготовки прісної води	93
7.3. Технологія підготовки пластової стічної води	96
7.4. Обладнання системи підтримання пластового тиску	101
Список літератури	103

ПЕРЕДМОВА

Нафтогазова промисловість України і багатьох інших країн світу є провідною галуззю економіки та народного господарства, яка забезпечує енергетичні, побутові та інші потреби життя народу.

Стабілізація та ріст видобутку нафти і газу являються основною задачею в найближчі роки. Виконання такої задачі викликає необхідність введення в розробку багатьох новорозвіданих нафтогазових родовищ та спорудження на них значної кількості виробничих об'єктів збору, транспорту і підготовки нафтопромислової продукції.

Витрати на обладнання нових нафтових родовищ, реконструкцію їх на старих нафтодобувних площах складають більшу частину всіх капітальних та експлуатаційних витрат.

Світова практика видобування нафти виробила значний досвід з вдосконалення та оптимізації систем збору та підготовки нафти і газу. В основі процесів таких виробництв лежить використання великопродуктивного та багатофункціонального обладнання, яке забезпечує якісну сепарацію газу від нафти, відокремлення вільної води на установках їх попереднього скиду, сучасні технології підготовки нафти і газу. Більшість основних об'єктів систем збору та підготовки нафти і газу, включаючи насосні і компресорні станції, сепараційні та вимірні установки, виготовляються заводським способом і в готовому вигляді поставляються на нафтовидобувні промисли. Це дозволяє оперативно нарощувати потужності по збору та підготовці нафти і газу та перекидати їх на новостворені площі нафтогазовидобутку.

Разом з тим існують і певні проблеми, зв'язані з погіршенням структури залишкових видобувних запасів основних нафтових родовищ, збільшенням частки їх таких, що приурочені до заводнених, водоплаваючих та підгазових зон покладів і до родовищ з малою проникністю продуктивних колекторів або з високою в'язкістю нафти. Відповідно, ускладнюються проблеми облаштування таких родовищ, збору та підготовки нафтопромислової продукції.

Вимагають подальшої реконструкції системи збору нафти і газу на основних "старих" високопродуктивних родовищах - Гнідинцевського, Леляківського, Прилуцького, Долинського, Качанівського та інших.

В даному навчальному посібнику розглянуті основні принципи та напрями сучасних уявлень про облаштування нафтових родовищ, розглянуті проблеми підготовки нафти та газу.

Зміст даного підручника відповідає програмі курсу "Збір та підготовка нафтопромислової продукції" і може бути використаний для

теоретичного засвоєння цієї дисципліни та набуття певних знань в майбутній творчій інженерній діяльності

Глава 1 Системи збору нафти, газу та води і вимір продукції свердловин

1.1 Системи збору нафти, газу і води на нафтових промислах

Кожна система збору продукції нафтових свердловин складається з широкого комплексу різноманітних об'єктів та обладнання, включаючи нафтопроводи, газопроводи, водопроводи, газосепаратори, установки виміру продукції свердловин, резервуари, насосні та компресорні станції, які призначені для збору рідини та нафтового газу і їх транспорту на установки підготовки нафтопромислової продукції.

Впродовж багатьох століть нафта, яка піднімалась на поверхню з неглибоких колодязів чи свердловин, відстоювалась в земляних амбарах і звідти відвантажувалась для подальшого використання. Перші системи збору появляються в кінці XIX століття, коли почалося застосування трубопровідного транспорту нафти, спорудження металічних резервуарів для їх зберігання та нафтоналивних танкерів для транспортування на значну відстань. Такі системи були негерметичними (відкритими) та самоплинними. Біля кожної свердловини встановлювався газосепаратор та вимірювальна ємність. Періодично, після виміру дебіту свердловини, рідина направлялась в самоплинний промисловий колектор і далі в бригадні резервуарні парки. Газ, що відділявся в сепараторах, як правило, відводився на факел і спалювався. При подальшій реконструкції таких систем збору нафтовий газ міг збиратись та використовуватись, що означало необхідність прокладки від кожної свердловини газопроводу (двохтрубна система збору). Рештки таких систем збору збереглися і до сьогодення на старих нафтодобувних площах Західної України (Борислав, Битків).

Очевидна необхідність зменшення втрат вуглеводнів при зборі нафтопромислової продукції призвела до розробки та застосування групових напірних герметизованих систем збору.

Принциповий або класичний варіант такої системи показано на рис.1.1.

- 1 - розподільча гребінка;
- 152102340 - вимірний газосепаратор;
- 152102424 - робочий газосепаратор;
- 152102508 - вимірювальний резервуар;
- 152102592 - робочі сировинні резервуари;
- 152102593 – сепаратор високого тиску.

Рисунок 1.1 - Групова герметизована напірна система збору.

Згідно з рисунком 1.1, продукція свердловин, під'єднаних до групової установки, направляється спочатку на розподільчу гребінку 1. Звідти певну кількість свердловин можна переключити на вимір дебіту, в залежності від кількості вимірних газосепараторів 2 та резервуарів 4. Продукція решти свердловин в цей час поступає в робочі сепаратори 3. Рідина після відділення газу подається в робочі резервуари 5 і далі на установку підготовки нафти (УПН). Газ під тиском сепарації або за допомогою компресора направляється на газопереробний завод (ГПЗ) або іншим споживачам.

До однієї групової установки може бути під'єднано 30-50 свердловин. Тому в залежності від кількості свердловин на кожному конкретному нафтовому родовищі може бути розташована різна кількість групових збірних пунктів, як це показано на рис. 1.2.

- _____ - нафтопроводи;
- - газопроводи.

Рисунок 1.2. - Схема розміщення групових збірних пунктів на нафтовому родовищі

В склад групових збірних пунктів входять також такі об'єкти, як котельня для підігріву нафти в резервуарах та для побутових потреб, насосна станція для подачі нафти на установку її підготовки та ін.

Розглянута вище групова напірна система збору з тими чи іншими відмінностями споруджувалась на нафтових родовищах України в 1950-1970 роках. Основним недоліком подібних систем збору нафтопромислової продукції є велика кількість розкиданих по нафтопромислу об'єктів, а, значить, значні капітальні та експлуатаційні витрати на їх спорудження та обслуговування. Крім того, велика

кількість резервуарів і складність їх герметизації призводять до істотних втрат вуглеводнів, внаслідок їх випаровування та до значних втрат тепла.

Виходячи з аналізу існуючих технологічних схем збору нафтопромислової продукції та враховуючи досягнутий в останні десятиліття науково-технічний прогрес в нафтопромисловій галузі, можна сформулювати основні вимоги до сучасних технологічних схем збору нафти і газу, які повинні впроваджуватись на нових нафтових родовищах або там, де назріла необхідність реконструкції застарілих схем.

Основними з них являються:

- повна герметизація системи збору та підготовки нафти і газу на всьому шляху руху нафтопромислової продукції від гирла свердловин до споживачів готової продукції;
- корисне використання всієї кількості нафтового газу;
- спорудження мінімальної кількості розкиданих по території нафтопромислу об'єктів, їх максимальна централізація;
- максимальне використання універсального і високопродуктивного обладнання, виготовленого заводським способом в блочному вигляді. Таке обладнання в готовому вигляді, включаючи системи контролю та автоматизації, поставляється на територію нафтових промислів, дозволяє значно скоротити період вводу родовища в промислову розробку;
- найбільш можлива універсальність основних технологічних процесів збору та підготовки нафти і газу;
- висока надійність систем збору і підготовки, екологічний захист довкілля.

Виходячи з вказаних вимог, сучасну систему збору нафтопромислової продукції можна зобразити в такому вигляді, як це показано на рис. 1.3.

□ - видобувні свердловини;

▲ - нагнітальні свердловини.

Рисунок 1.3. - Сучасна централізована система збору.

У відповідності з даною схемою, продукція свердловин за рахунок тиску на їх викиді направляється спочатку на автоматизовані групові вимірні установки АГЗУ і далі - на центральний пункт збору. Тут, в газосепараційних установках (ГСУ), газ відділяється від рідини і

подається на газопереробний завод, а рідина поступає на установку комплексної підготовки нафти (УКПН).

Попутня пластова мінералізована вода, після відділення від нафти, проходить очистку на установці підготовки води (УПВ) і поступає в систему підтримання пластового тиску для закачки в пласт.

Реалізувати подібну систему збору можна тільки на порівняно невеликих за площею нафтових родовищах, при видобуванні малов'язкої нафти та відсутності значних ускладнень при транспортуванні газорідинної суміші від свердловин до центрального пункту збору. Основними такими ускладненнями є інтенсивне парафінування промислового обладнання, пульсації тиску в ньому тощо. Крім того, необхідність підтримання на викиді свердловин високого тиску (іноді до 3.0 МПа) призводить до ускладнень в процесі експлуатації свердловин або до зниження їх дебіту. Тому реальні системи збору, як правило, значно складніші, з більшою кількістю різноманітних промислових об'єктів.

В останні роки на основі узагальнення практики експлуатації різноманітних систем збору нафтопромислової продукції, в т. ч. і в екстремальних умовах (райони Західного Сибіру, Аляски та при видобуванні нафти з аномальними властивостями) розроблені уніфіковані технологічні системи збору, транспортування і підготовки нафти, газу і води. Це універсальні схеми, які забезпечують облаштування будь-яких різних за розмірами родовищ або їх групи і які враховують фізико-хімічні властивості продукції свердловини, рівень обводненості, енергетичні можливості, кліматичні та географічні умови збору і транспорту.

Для кожного нафтового родовища або нафтопромислового району в цілому передбачається спорудження одного центрального пункту збору (ЦПЗ), на якому здійснюються процеси кінцевої сепарації нафти, її зневоднення та знесолення, очищення води з подальшою подачею її в систему підтримання пластового тиску. При необхідності тут проводиться і первинна підготовка газу для забезпечення можливості його транспортування на значну відстань.

Всього рекомендується для впровадження 7 базових варіантів уніфікованих технологічних схем (рис. 1.4).

Перша найпростіша схема відповідає тій, що зображена на рис. 1.3, тобто передбачає наявність на території родовищ тільки викидних ліній, автоматизованих групових замірних установок (АГЗУ) та промислових колекторів. Якщо АГЗУ розміщено безпосередньо біля ЦПЗ, то відпадає необхідність і в промислових колекторах.

Схема II передбачає наявність на родовищі сепараційної установки (перша ступінь сепарації). Тиск сепарації в ній підтримується

таким, щоб створити можливість безкомпресорного транспортування газу до ГПЗ, а також безнасосної подачі рідини на ЦПЗ. Схема включає і вузол бригадного обліку нафти, який обладнується ротаційним лічильником.

Використання першої ступені сепарації, розміщеної на значній відстані від УПН чи ЦПЗ пов'язано з необхідністю ліквідації або зменшення ускладнень, які виникають при транспорті газорідинних сумішей в промислових трубопроводах. Докладніше про це йде мова в главі 2.

Схема III доповнюється насосною установкою для відкачки нафти. Вона розміщується переважно безпосередньо біля сепараційної установки або являється її складовою частиною.

Схема IV застосовується при значній обводненості продукції свердловин і передбачає наявність установки попереднього обезводнення нафти або попереднього відокремлення вільної води. Вода, що відділяється у відстійнику В-1 використовується для заводнення пласта. Після додаткового відстою в блочному відстійнику БВ вона попадає в блок дегазатора БД. Нафта та водонафтова емульсія із відстійника В-1 та дегазатора БД поступає на вхід насоса Н-1 і подається на ЦПЗ.

Схема V включає в себе підігрівачі рідини і застосовуються в першу чергу при зборі високов'язкої нафти. Після підігріву свердловинної продукції доцільно проводити додаткову сепарацію нафти (друга ступінь сепарації), технологічні схеми VI і VII (на рисунку 1.4 вони не показані) переважає наявність додаткових ступіней сепарації, підігріву і транспорту особливо високов'язкої нафти і проектується дуже рідко.

Остаточний вибір технологічної схеми збору здійснюється на основі всесторонніх техніко-економічних розрахунків багатьох альтернативних варіантів з врахуванням вище сформульованих вимог та очевидною необхідністю зменшення витрат (капітальних та експлуатаційних) на облаштування даного родовища.

1.2 Вимір продукції свердловин

Вимір нафтопромислової продукції або дебіту кожної окремої нафтової свердловини необхідно проводити з метою:

- 1) контролю за процесом розробки нафтового родовища;
- 2) контролю за роботою свердловинного обладнання та відповідності фактичного і проектного режимів його роботи;
- 3) проведення гідродинамічних методів дослідження свердловин, побудови індикаторних ліній припливу рідини до них;
- 4) оцінки ефективності проведених на свердловині методів інтенсифікації припливу рідини, ізоляції пластової води та інших геолого-технічних заходів.

В першому випадку регулярний вимір дебіту нафти, газу та води по свердловинах дає можливість встановити характер та швидкість просування водонафтового і газонафтового контактів, темп обводнення свердловин та зміну в часі газових факторів. В кінцевому результаті це дозволяє визначити характер відбору нафти з різних участків родовища та коефіцієнт нафтовилучення. Оскільки основні показники розробки нафтових родовищ змінюються в часі досить повільно, то періодичність виміру дебіту свердловин може складати 3-4 рази в рік.

З іншого боку, вимір дебіту свердловин з метою контролю за режимом роботи свердловин повинен здійснюватись якнайчастіше, щоб оперативно виявляти ускладнення в роботі нафтопромислового обладнання або відхилення від встановленого режиму його роботи. В ідеальному випадку вимір дебіту свердловин повинен бути безперервним.

Традиційним методом виміру дебіту нафтових свердловин по рідині залишається об'ємний метод, тобто з допомогою вимірних ємностей чи резервуарів.

Рівень рідини в них від часу постановки тієї чи іншої свердловини на вимір її дебіту та після його закінчення вимірюється з допомогою мірних рейок, рулеток або з допомогою спеціальних приладів - рівнемірів. При цьому точність виміру дебіту буде тим більша, чим менший діаметр вимірювальної ємності та чим більша тривалість такого виміру. Всі вимірювальні ємності відповідним чином відтаровуються, після чого складається таблиця залежності об'єму рідини в ємності від висоти наливу рідини (тарувальна таблиця).

Обводненість продукції свердловин визначається шляхом відбору проб нафти (переважно на гирлі свердловини) з наступним їх лабораторним аналізом на вміст води.

В сучасних технологічних схемах збору нафтопромислової продукції застосовуються виключно автоматизовані групові вимірні установки, які в свій час дістали назву "Спутник".

Принципова схема вимірної установки "Спутник-АМ" показана на рис. 1.5.

Продукція всіх свердловин, під'єднаних до установки, поступає через засувки 2 в багатоходовий перемикач свердловин (БПС) 1. Звідси продукція однієї свердловини направляється у вимірний патрубок 4, а всіх решти свердловин в загальний колектор 6 і далі в систему збору.

Із вимірного патрубку газорідинна суміш поступає в гідроциклонний сепаратор 7, де проходить розподіл її на рідину та газ. За допомогою регулятора рівня та заслонки 8, встановленої на газовій лінії, рідина періодично витискується із сепаратора (коли поплавков перекрес газу лінію), проходячи при цьому через турбінний витратомір 9.

Рисунок 1.5. - Схема групової вимірної установки "Спутник-АМ"

Дебіт свердловини по рідині визначається за показами лічильника з врахуванням часу перебування даної свердловини на її вимірі.

Почергове перемикання свердловин на вимір дебіту можна здійснювати вручну шляхом повороту каретки БПС або автоматично по наперед заданій програмі. Для цього установка АГЗУ укомплектована спеціальною системою з гідроприводом.

Більшість установок “Спутник-АМ” розраховані на під’єднання до 14 свердловин, які працюють з дебітом від 1.0 до 500 м³/добу при максимальній в’язкості продукції до 80 мПа. с. Конструктивно установка виготовляється у вигляді двох блоків: вимірного (схема якого зображена на рис. 1.5) та блоку управління або блоку місцевої автоматизації, де розміщена реєструюча апаратура та система телемеханіки.

Система автоматики дозволяє, сумуючи покази лічильника витрат рідини, визначати дебіт свердловини у будь-який час, вести контроль за роботою свердловин та наявністю їх подачі і видавати аварійний сигнал, коли такої подачі немає. Установка обладнана також електроконтактним манометром, що дає можливість перекрити вимірну та робочі лінії з допомогою відсікачів 5, якщо тиск в установці вийде за встановлені межі. При наявності відповідних каналів зв’язку, в тому числі з використанням космічних супутникових систем, інформація про роботу свердловин може передаватись на будь-яку відстань для прийняття оперативних рішень при виникненні відхилень від нормальних технологічних режимів роботи свердловин та системи збору в цілому.

Більш досконалими є вимірні автоматизовані установки типу “Спутник - Б”. Їх технологічна схема в цілому аналогічна, як і “Спутника – АМ”, але вони розраховані на під’єднання більшої кількості свердловин (до 24) і комплектуються вологоміром-вимірним пристроєм для визначення обводненості рідини.

Як і в попередньому випадку, продукція свердловин по викидних лініях 1 послідовно проходить через зворотний клапан 4, засувку 2 і поступає в перемикач свердловин 3. Продукція однієї свердловини через замірний патрубок та поршневий відсікаючий клапан КПП-1 6 поступає у вимірний сепаратор 9 пристрою “Імпульс”, в якому газ відділяється від рідини. Продукція решти свердловин теж проходить через відсікаючий клапан 7 і далі в збірний колектор 11. Газ, що відділився в сепараторі, проходить через датчик 16 витратоміра “Агат”, заслінку 15 і змішується із загальним потоком продукції інших свердловин в збірному колекторі. Рідина поступає в нижню порожнину сепаратора і за рахунок надлишкового тиску, який створюється заслінкою, протискується через турбінний лічильник рідини 10, регулятор витрати 12 та датчик вологоміра 13 і далі в збірний колектор.

Установки “Спутник - Б” дозволяють також здійснювати роздільний збір безводної та обводненої продукції свердловин, які під’єднані до них. Для цього від установки необхідно

прокласти збірні колектори безводної та обводненої нафти. Крім того, установка передбачає можливість подачі різних хімреагентів в колектор обводненої нафти. Для цього в технологічному блоці змонтовано дозуючий насос НД-05310/100 з реагентним блоком.

Принцип роботи уніфікованого вологоміра для визначення вмісту води в нафті (УВН) є непрямим і ґрунтується на вимірюванні ємності конденсатора, через дві обкладинки якого пропускають продукцію свердловин. Як відомо, нафта, являючись діелектриком, має проникливість $\epsilon_{н=2.0-2.5}$, а мінералізована вода (провідник) $\epsilon=80$. Тому в залежності від співвідношення нафти та води ємність конденсатора буде різною.

Конструктивно вологомір являє собою короткий патрубок з фланцями на кінцях і він же є зовнішнім електродом. В середині патрубку монтується скляна трубка (ізолятор), на внутрішній поверхні якої напілюється тонкий шар срібла (внутрішній електрод). Шкала вологоміра відградуйована в відсотках об'ємного вмісту води в нафті.

Достатня точність виміру вмісту води може бути досягнута тільки при рівномірному розподілі крапель води в нафті, відсутності значної кількості пухирців газу.

Невелике поширення на промислах набули групові вимірні установки типу "Спутник ВМР", які обладнуються вібраційно-масовими витратомірами. Такі установки виконують ті ж функції, що і розглянуті вище установки, але відрізняються від них відсутністю сепаратора та перемикаючого пристрою типу ПСБ.

Продукція свердловин I проходить через засувки 1 і вібраційно-масові витратоміри 2, які монтуються на кожній викидній лінії (рис. 1.6). Пройшовши їх, продукція через зворотні клапани 3 та трьохходові клапани 4 направляється в колектори безводної II або обводненої нафти III, на яких встановлюються відсікаючі триходові клапани 5 і 6.

Сам датчик ВМР складається з герметичного корпусу 1, вимірної трубки 2 з тягарцем 3, індуктивного датчика 5 і електромагніта 4. Принцип його роботи ґрунтується на вимірюванні часу згасання вільних коливань заземленої вимірної трубки з тягарцем, через яку проходить газорідинна суміш. Такі коливання збуджуються з допомогою електромагніта і з часом їх амплітуда зменшується пропорційно масовій витраті рідини, яка проходить через вимірну трубку.

Рисунок. 1.6. Схема установки "Спутник ВМР-40-14-40"

Вимірюється коефіцієнт гасіння вільних коливань трубки з допомогою індуктивного датчика і переводиться в масову витрату.

"Спутник ВМР" має відносно просту і надійну конструкцію, дозволяє вести оперативний контроль за режимом роботи нафтових

свердловин, хоча точність виміру витрати рідини є низькою. Цей недолік має місце і в установках “Спутник А і Б”

Сучасні установки АГЗУ мають безперечні переваги перед об’ємним методом виміру дебіту свердловин, але не позбавлені і значних недоліків. Основним з них є недостатня точність виміру об’ємної витрати рідини та газу. Як відомо, принцип роботи лічильника турбінного типу полягає в зміні числа обертів його крилець при зміні швидкості потоку рідини чи газу. Паспортна похибка лічильників витрати рідини не перевищує 2.5 %. В промислових умовах, при використанні їх на установках АГЗУ, похибка значно зростає в зв’язку з неякісною сепарацією газу від нафти, залежністю об’ємної витрати продукції свердловин від тиску та температури, відкладанням парафіну та солей на стінках установки та вимірювальної апаратури.

ГЛАВА 2 Внутрішньопромисловий транспорт свердловинної продукції

Трубопровідні системи збору і підготовки нафти (нафтопроводи, водопроводи, газопроводи, продуктопроводи) складають основну частину витрат на облаштування нафтових промислів. Їх довжина складає сотні кілометрів на невеликих по площі родовищах, а для значних за розмірами досягає багатьох десятків тисяч кілометрів. Практично всі трубопроводи (викидні лінії, збірні та товарні колектори) являються підземними напірними системами з робочим тиском від 1...3 МПа в системах промислового збору, до 15...18 МПа в системах ППТ.

Особливістю експлуатації промислових трубопроводів є одночасний сумісний транспорт водонафтогазових сумішей, значна зміна в часі сумарних об'ємів їх транспорту. Розраховані на оптимальні умови транспорту в період максимального видобутку нафти, такі трубопровідні системи вимушені експлуатуватись в неоптимальних режимах при зменшенні об'ємів транспорту та зміні фізико-хімічних властивостей продукції свердловин. Наявність ускладнень при транспорті продукції свердловин, які призводять до зниження пропускної їх здатності, часто вимагає застосовувати завищені їх діаметри. Так, наприклад, всі сучасні викидні лінії свердловин прокладаються діаметром біля 100мм. З точки зору врахування втрат тиску в них, цей діаметр є значно завищений, оскільки, навіть при дебітах свердловин в 100...200 м³/добу, втрати тиску в цих лініях не перевищують 0,1...0,2 МПа на 1 км траси трубопроводу. Технологічні особливості транспорту нафтопромислової продукції змушують використовувати більший, ніж це слідує з результатів технологічних розрахунків, їх діаметр.

2.1 Технологічний розрахунок трубопроводів при транспорті однорідної рідини

В основі розрахунку однорідної рідини лежать класичні формули трубої гідравліки: Бернуллі та Дарсі-Вейсбаха.

Остання визначає втрати тиску на подолання сил тертя на довжині трубопроводу при усталеному русі:

$$P_{TP} = \lambda \frac{L}{D} \frac{v^2}{2} \rho, \quad (2.1)$$

де P_{TP} - втрати тиску на тертя, Па; L - довжина трубопроводу, м; D - діаметр трубопроводу, м; v - швидкість руху рідини, м/с; ρ - густина рідини, кг/м³; λ - коефіцієнт гідравлічного опору, який залежить від режиму руху рідини та відносної шорсткості внутрішніх стінок трубопроводу.

Режим руху рідини визначається значенням параметра Рейнольдса:

$$Re = \frac{v \cdot D}{\nu}, \quad (2.2)$$

де ν - кінематична в'язкість, м²/с. При ламінарному русі ($Re < 2320$) коефіцієнт гідравлічного опору дорівнює:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (2.3)$$

При турбулентному розрізняють три зони:

1. Гідравлічно гладкі труби. В цій зоні коефіцієнт λ не залежить від шорсткості труб;

152102708. Перехідна зона, де λ залежить від режиму руху, тобто числа Рейнольдса, та від шорсткості труб;

152101292. Автомодельна зона, в якій λ залежить лише від шорсткості труб $\lambda = 2e/D$, де e - абсолютна шорсткість, м.

Відповідно до кожної зони існують емпіричні формули по визначенню коефіцієнта λ .

Для практичних розрахунків в діапазоні зміни числа Рейнольдса $2320 \leq Re \leq 10^5$ можна користуватись формулою Блазіуса:

$$\lambda = \frac{0.3164}{\sqrt[4]{Re}} \quad (2.4.)$$

В загальному випадку, перепад тиску між початковою та кінцевою точками трубопроводу дорівнює:

$$P_1 - P_2 = P_{TP} \pm \Delta Z \rho g + P_{M.O}, \quad (2.5)$$

де ΔZ -перепад висот трубопроводу, м; $P_{м.о}$ -втрати тиску в місцевих опорах, Па.

При транспорті обводненої нафти необхідно попередньо визначити густину водонафтової суміші ρ_c .

$$\rho_c = \rho_H (1 - n_B) + \rho_B n_B \quad (2.6)$$

тут n_B -доля води в суміші; ρ_B -густина води, кг/м³. Аналогічно визначається і в'язкість водонафтової суміші, μ_c :

$$\mu_c = \mu_H (1 - n_B) + \mu_B n_B \quad (2.7)$$

В зв'язку з утворенням водонафтових емульсій в процесі видобутку і транспорту свердловинної продукції, в'язкість яких може бути значно більшою, ніж це виходить з рівняння (2.7), гідравлічні розрахунки значно ускладнюються. Докладніше про це розглядається в розділі 5.1.

Визначення тиску в початкових і кінцевих точках трубопроводу, використовуючи рівняння (2.5), при заданих значеннях геометричних розмірів трубопроводів, витрати рідини та її властивостей не викликають труднощів.

Визначення пропускної здатності трубопроводів Q при заданому значенні перепаду тиску $\Delta P = P_1 - P_2$ дещо ускладнюється, оскільки коефіцієнт гідравлічного опору λ залежить від числа Рейнольдса, а отже, від невідомого значення витрати рідини.

Цю задачу можна розв'язувати графо-аналітичним способом. Для цього задаються кількома (не менше 2-3-х) довільними значеннями витрати рідини Q і визначають втрати тиску так, як це розглянуто вище. Після цього будують графік залежності $\Delta P = P_1 - P_2 = f(Q)$. Оскільки допустимий перепад тиску відомий, то з графіка знаходять ту витрату рідини або максимально пропускну здатність трубопроводу, яка буде забезпечена при цьому перепаді тиску.

Аналогічно вирішується задача визначення необхідного діаметра трубопроводу при відомих значеннях витрати рідини, довжини трубопроводу та перепаду тиску. В цьому випадку задаються кількома значеннями діаметра трубопроводу i , відповідно, визначають втрати тиску та будують графік залежності цих втрат від діаметра, а вже із графіка знаходять необхідний діаметр.

2.2 Технологічний розрахунок трубопроводів при транспорті газорідинних сумішей

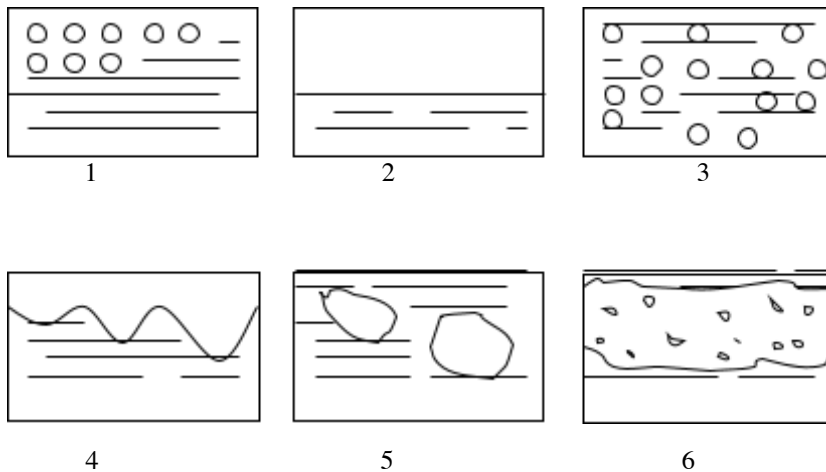
Практично завжди на шляху від гирла свердловин до кінцевих сепараційних установок в промислових трубопроводах рухається газорідинна суміш. Фізичні властивості таких сумішей (густина, в'язкість) в залежності від співвідношення витрат рідини та газу, тиску та температури транспорту змінюються в широких межах. Це ускладнює гідравлічні розрахунки трубопроводів, особливо, визначення коефіцієнта гідравлічного опору і втрат тиску на тертя.

Характерною особливістю транспорту газорідинних сумішей є існування різних структурних форм потоку, під якими розуміють взаємне розміщення рідкої та газової фаз.

Перша із приведених структур може існувати при відносно невеликому витратному газовмісті β

$$\beta = \frac{V_r}{V_r + Q_p}, \quad (2.8)$$

де V_r і Q_p - відповідно, об'ємні витрати газу та рідини, м³/с.



1- початок утворення газової фази; 2- розшарована; 3-емульсійна; 4- хвильова; 5- снарядна (пробкова); 6- плівочно-дисперсійна (кільцева).

Рисунок 2.1. - Основні структурні форми руху газорідинних сумішей (ГРС)

Межі існування тих чи інших структур, крім газовмісту, визначає також і швидкість руху суміші V_c або безрозмірний критерій Фруда $F_{r,c}$.

$$F_{r,c} = \frac{V_c^2}{gD} \quad (2.9)$$

При збільшенні газовмісту та при порівняно невеликому значенні параметра Фруда (1-10) створюється безперервна газова фаза та розшарована структура руху. При всіх структурах потоку швидкість руху газової фази в горизонтальних трубах більша швидкості руху рідкої фази, тобто існує відносний рух фаз. Подальше збільшення параметра Фруда призводить спочатку до зникнення чіткого розділу фаз (хвильова структура), а потім і до появи снарядної і емульсійної структур.

Снарядна структура характеризується відносно великими розмірами газових з'єднань, співставимими із розмірами трубопроводу. Емульсійна структура має місце при великих значеннях параметра Фруда (25-100) і характеризується значною кількістю пухирців газу відносно малих розмірів, більш-менш рівномірно розподілених в потоці рідини.

При ще більших швидкостях руху газорідинної суміші і значному вмісті газової фази структура їх руху стає плівково-дисперговою або кільцевою. При цьому частина рідини рухається в трубопроводі у вигляді плівки по його внутрішній стінці, а решта - у вигляді подріблених крапель в газовому потоці.

Наявність багатьох структур руху газорідинних сумішей, які характеризуються різною відносною швидкістю руху рідкої та газової фаз, істотно впливають на їх дійсний газовміст ϕ , який є відношенням площі поперечного перетину трубопроводу, зайнятої газом, до загальної її площі. При відсутності відносної швидкості руху двох фаз дійсний газовміст дорівнює витратному ($\phi = \beta$). Оскільки витратний газовміст ϵ , як правило, завжди відомий або заданий, то наступні гідродинамічні розрахунки (визначення густини та в'язкості ГРС) не викликають затруднень.

При транспорті реальних газорідинних сумішей дійсний газовміст не дорівнює витратному і залежить від великої кількості факторів: структури потоку, фізико-хімічних властивостей нафти та газу, співвідношення їх витрат. Крім того, зв'язок між ϕ та β є різним

для горизонтального або похилого трубопроводу з висхідним та нисхідним участками руху.

Існує значна кількість методик та емпіричних формул для визначення дійсного газовмісту ϕ , які отримані на основі обробки результатів лабораторних та промислових досліджень руху газорідних сумішей в вертикальних (свердловина) та горизонтальних трубопроводах.

Найпростіші з них враховують тільки швидкість руху суміші V_c або параметр Фруда F_r .

Наприклад, по формулі А. Гужова та інш. дійсний газовміст для горизонтальних трубопроводів та їх висхідних ділянок дорівнює:

$$\phi = \frac{\beta}{1 + \frac{1}{V_c}} \quad (2.10)$$

Для нисхідних ділянок:

$$\phi = \frac{\beta}{1 - \frac{1}{V}} \quad (2.11)$$

Формула Уолліса для горизонтальних та висхідних ділянок і для снарядної та емульсійної структур руху має вигляд:

$$\phi = \frac{\beta}{1 + 0.345 \cdot F_{r.c}^{-0.5}} \quad (2.12)$$

Для таких же умов запропонована і формула В. Мамаєва:

$$\phi = 0.81 \cdot \beta \left[1 - e^{-2.2\sqrt{F_{r.c}}} \right] \quad (2.13)$$

Технологічні розрахунки при транспорті ГРС проводяться в цілому аналогічно, як і для однорідної рідини. В їх основі лежить та ж формула:

$$\Delta P_c = \lambda_c \cdot \frac{L}{D} \frac{V_c^2}{2} \cdot \rho_c \pm \Delta z \cdot \rho_c g \quad (2.14)$$

Індекс “С” означає необхідність врахування і визначення властивостей газорідинної суміші.

При відомому (заданому) значенні тиску, наприклад, в початковій точці трубопроводу, витрати рідини та газу, його довжині та діаметра порядок розрахунку втрат тиску проводяться в такому порядку:

1. Визначають швидкість руху суміші V_c

$$V_c = \frac{Q_H + Q_G}{F} \quad (2.15)$$

Об'ємна витрата газу Q_G залежить від термодинамічних умов його транспорту. Якщо об'ємну витрату газу визначити через відомий газовий фактор G , то

$$Q_G = Q_H (G - \alpha \cdot P) \frac{P_o}{P} \frac{T}{T_o} \cdot Z, \quad (2.16)$$

де P - середньоарифметичне значення тиску в трубопроводі.

$$P = \frac{P_1 + P_2}{2}$$

. Оскільки значення P_2 невідоме, то ним необхідно задатись. Очевидно $P_2 < P_1$. Т-середня температура по довжині трубопроводу, K , α -коефіцієнт розчинності газу в нафті, $m^3/m^3 \cdot Pa$.

2. Вираховують витратний газовміст та параметр Фруда.

3. По одній з вищепроведених методик (2.11-2.14) знаходять дійсний газовміст.

4. Знаходять густину газорідинної суміші

$$\rho_c = \rho_H (1 - \varphi) + \rho_G \cdot \varphi. \quad (2.17)$$

При цьому необхідно пам'ятати, що густина газу ρ_G теж залежить від тиску та температури.

5. Знаходять в'язкість суміші μ_c або ν_c

$$\mu_c = \mu_H (1 - \varphi) + \mu_G \cdot \varphi. \quad (2.18)$$

6. Обраховують параметр Рейнольдса суміші

$$R_{e.c} = \frac{V_c D}{\nu_c}, \quad (2.19)$$

і за відповідними формулами визначають коефіцієнт λ_c і остаточно втрати тиску на тертя.

Розрахункове значення тиску в кінці трубопроводу $P_{\sigma.p}$ таким чином буде дорівнювати

$$P_{\sigma.p} = P_1 - \Delta P_c. \quad (2.20)$$

Якщо різниця між наперед заданим значенням P_2 та розрахунковим менше прийнятої допустимої похибки $|P_2 - P_{\sigma.p}| \leq C$, то розрахунок на цьому закінчується. Якщо ні, то приймають $P_2 = P_{\sigma.p}$ і розрахунок повторюють (метод ітерації).

Задачі визначення пропускної здатності трубопроводів при транспорті газорідинної суміші та їх діаметра розв'язують аналогічно, з врахуванням особливостей, відмічених в розділі 2.1.

Розглянута методика гідравлічних розрахунків транспорту газорідинних сумішей є спрощеною і може використовуватись для наближених розрахунків порівняно коротких трубопроводів, наприклад, викидних ліній свердловин. При розрахунку промислових колекторів та у випадку транспорту газорідинної суміші з віддалених родовищ до установок сепарації та підготовки нафти необхідно проводити більш детальні розрахунки, які враховують велику кількість факторів: зміну фізико-хімічних властивостей продукції по довжині трубопроводу, наявність нисхідних та висхідних ділянок по його трасі та багато інш.

Сучасна достатньо точна методика розрахунку втрат тиску в елементарному участку трубопровода приведена в додатку 1. При використанні цієї методики всю довжину трубопровода необхідно розбивати на окремі участки з врахуванням рельєфу, його траси, кожен з яких в свою чергу для збільшення точності розрахунків поділяється на більш елементарні (10 - 100 м). Сумуючи розрахункові втрати тиску на всіх ділянках, визначають тиск в кінці чи на початку трубопроводу. З додатку 1 також видно, що для проведення розрахунків необхідна підготовка і обґрунтування значної кількості вихідних даних.

2.3 Розрахунок трубопроводів при неізотермічному транспорті свердловинної продукції

Транспорт свердловинної продукції практично завжди є неізотермічним. Переважно, при русі рідини та газу в промислових системах відбувається їх охолодження. Це призводить до зміни фізико-хімічних властивостей продукції (густини, в'язкості) та до появи значних ускладнень в вигляді інтенсивного парафіно- та гідратуутворення. Тому на стадії проектування нафтогазозбірних систем, виборі глибини прокладки трубопроводів та при їх експлуатації потрібно розрахувати характер розподілу температури по довжині трубопроводу.

Закон розподілу температури при транспорті будь-якої продукції має вигляд:

$$T_x = T_o + (T_n - T_o) \cdot e^{-ax}, \quad (2.21)$$

де T_x - середня по перерізу температура продукції на відстані x від початку трубопроводу, К;

T_n , T_k , та T_o - відповідно початкова, кінцева та температура навколишнього середовища; a - параметр В.Шухова:

$$a = \frac{\pi \cdot D_3 \cdot K}{Q \cdot \rho \cdot C}, \quad (2.22)$$

де D_3 - зовнішній діаметр трубопроводу, м; Q - об'ємна витрата, $\text{м}^3/\text{с}$; ρ - густина $\text{кг}/\text{м}^3$; c - кінцевий коефіцієнт теплоємності, $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$; K - повний коефіцієнт теплопередачі від рідини в навколишнє середовище.

Теплоємність нафти залежить від густини та температури і може визначатись за емпіричними формулами [3], а при наближених розрахунках прийматись $C_H=2,09$ $\text{кДж}/\text{кг} \cdot \text{К}$. Теплоємність води $C_B=4,19$ $\text{кДж}/\text{кг} \cdot \text{К}$. Теплоємність газу залежить від тиску та температури. Тому спочатку за емпіричними формулами визначають молярну теплоємність газу C_p , а потім і масову C_g :

$$C_g = \frac{C_p}{M}, \quad (2.23)$$

де M - молекулярна маса газу, $\text{кг}/\text{кмоль}$.

Повний коефіцієнт теплопередачі K ($\text{Вт}/\text{м}^2\text{К}$) залежить від багатьох факторів і визначається за формулою:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1 D_B} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_{CT}} \ln \frac{D_3}{D_B} + \frac{1}{\alpha_2 D_3}}, \quad (2.24)$$

тут D_3 - внутрішній діаметр трубопроводу; λ_{CT} - коефіцієнт теплопровідності стінки труби. Для сталевих труб $\lambda=45-55$ Вт/м·К; Основну складність викликає визначення коефіцієнта теплопередачі від транспортної продукції до стінки труби (α_1) та від стінки в навколишнє середовище (α_2). Залежить коефіцієнт α не тільки від фізичних властивостей продукції, але й режиму її транспорту і може визначатись в залежності від числа Рейнольдса:

$$\alpha_1 = 0.138 Re^{0.75} \cdot \frac{\lambda_c}{D_B} \quad \text{для } Re \leq 10^5, \quad (2.25)$$

$$\alpha_1 = 0.105 Re^{0.75} \frac{\lambda_c}{D_B} \quad \text{для } Re \geq 10^5,$$

Зовнішній коефіцієнт тепловіддачі α_2 від трубопроводу до ґрунту залежить від наявності та властивостей матеріалу ізоляції трубопроводу, теплопровідності ґрунту, глибини закладання трубопроводу. Для підземного трубопроводу

$$\alpha_2 = \frac{2 \cdot \lambda_{GP}}{P_3 \cdot \ln \left[\frac{2 \cdot h}{D_3} + \sqrt{\left(\frac{2h}{D_3} \right)^2 - 1} \right]}, \quad (2.26)$$

де h - глибина закладання трубопроводу від його осі, м; λ_{GP} - коефіцієнт теплопровідності ґрунту, який в залежності від його складу, щільності та вологості може коливатись в межах 0,4-3,4 Вт/м·К.

Тому в наближених розрахунках для ґрунту, який складається із сухого піску, $K \approx 1,16$ Вт/м²К, а для вологого $K=3,5$ Вт/м²К.

2.4 Методи боротьби з ускладненнями при експлуатації промислових трубопроводів

Все нафтопромислове обладнання, включаючи і трубопроводи, повинно надійно і з мінімальними експлуатаційними витратами працювати тривалий час, теоретично співставимий з періодом розробки даного родовища. На практиці це далеко не так. І основні ускладнення в роботі обладнання, включаючи аварії і вихід з ладу, стосуються в першу чергу трубопроводів.

Пояснюється це рядом причин: низька якість матеріалу труб; помилки, допущені в період проектування та будівництва трубопроводів; недосконала технологія збору, транспорту та їх експлуатації.

В даному розділі розглядаються сучасні технології боротьби з ускладненнями при експлуатації промислових трубопроводів, хоча в значній мірі вони застосовуються і для іншого нафтопромислового обладнання, включаючи вимірні та сепараційні установки, об'єкти систем підготовки нафти і закачки води в пласт.

Основними ускладненнями при транспорті промислової продукції практично на всіх нафтових родовищах являються зниження пропускної здатності трубопроводу, його корозія, пульсації тиску.

2.5 Причини зменшення пропускної здатності трубопроводів та методи боротьби з ними

Головною причиною значного зменшення пропускної здатності нафтопроводів є відкладення на їх внутрішніх стінках асфальто-смолистих та парафінових речовин (АСПР), неорганічних солей та скупчення в нижній частині різноманітних механічних домішок. Проблема боротьби з відкладенням АСПР або скорочено парафінізація нафтопромислового обладнання є найбільш поширеною і завжди викликає значні труднощі та витрати на попередження або їх ліквідацію.

Тверді складові компоненти нафти - парафіни - являють собою високомолекулярні вуглеводні від $C_{17}H_{36}$ до $C_{71}H_{144}$ і в пластових умовах вони розчинені в нафті, а при підйомі на поверхню здатні утворювати кристали. Основна причина цього є зниження температури. Початок утворення перших відкладів парафіну коливається в межах 30-45 °С. Виділення газу із нафти при зниженні тиску інтенсифікує процес парафіноутворення.

Парафіноутворення починається , як правило, в свердловинах на глибині 1200-1500 м і продовжується в промисловій системі збору, а інколи і за її межами.

Зона інтенсивного парафіноутворення може носити локальний характер в кілька десятків метрів, а здебільшого розповсюджується на значну відстань, особливо в зимово-осінній період. Без застосування заходів по боротьбі з парафіноутворенням повна закупорка трубопроводів може відбутись на протязі кількох діб, а то й годин.

Основним методом ліквідації парафінових відкладів є тепловий з використанням мобільних парогенераторних установок, змонтованих на шасі автомобілів високої прохідності типу КрАЗ-225Б. Парові котли таких установок (ППУА-1200/100) дозволяють доводити температуру пари до 310°C при максимальному тиску 10 МПа.. Під'єднуючись до стояків викидних ліній , розміщених безпосередньо біля свердловини і далі по трасі трубопроводів, вони здатні на протязі кількох годин розплавити парафінові відклади. Недоліком такої технології є значні економічні витрати, в першу чергу дизельного палива, яке використовується для виробництва пари та в двигунах автомобілів.

Певне поширення набули і механічні методи ліквідації АСПР в горизонтальних трубопроводах. Для цього використовуються скребки різних конструкцій та гумові кулі. Для їх використання в початкових та кінцевих точках трубопроводу монтуються пристрої для запуску та вловлювання гумових куль. В промислових умовах цей метод ліквідації парафіноутворень не знаходить значного застосування . Низька якість зварювальних швів, звивистість трубопроводів, їх корозія та наявність механічних домішок призводить часто до закупорки механічних пристроїв очистки трубопроводів від АСПР і значних труднощів в їх пошуку та вилучення з трубопроводу.

Завжди найбільш доцільним методом боротьби з будь -якими ускладненнями є їх попередження. В останній час розроблено широкий спектр хімічних з'єднань, які є інгібіторами парафіноутворення. Подача розчинів їх в відносно невеликій кількості (0,01-1,0%) в систему нафтогазозбору призводить до значного зниження адгезійних зв'язків АСПР з металевою поверхнею труб або в результаті їх дії створюються легко руйновані відклади.

В залежності від характеру взаємодії інгібіторів парафіноутворення з кристалами парафіну, вони спричиняють на них диспергуючий , модифікуючий або депресуючий вплив.

Хімічні речовини - диспергатори (солі металів, вищих жирних синтетичних кислот, силікатно-сульфанольні розчини) значно обмежують кристалізацію парафіну на металічній поверхні. В результаті їх дії, утворення основної кількості кристалів парафіну відбувається в масі рідини.

Модифікатори (поліпропілен, сополімери етилену та складного ефіру, поліетилен) входять в хімічну дію з кристалами парафіну і перешкоджають створенню великої щільності їх упаковки. Крім того, вони мають і значну розчинну здатність і можуть руйнувати вже створені відклади АСПР. Депресуючі з'єднання, наприклад, присадка ПАРАФЛОУ, володіють властивостями модифікаторів і, крім того, загальмовують процес структуроутворення твердоплавких парафінів. Інгібіторами парафіноутворення можуть бути і інші типи хімічних сполук - поліакриламід, кислі органічні фосфати, водні розчини поверхнево-активних речовин. Вони теж здатні створювати гідрофільну плівку на поверхні нафтопромислового обладнання і перешкоджають появі міцних адгезійних зв'язків АСПР з нею.

Зменшення цих зв'язків можна досягнути і шляхом створення гладких захисних покриттів на стінках трубопроводів. Склянні, епоксидні та емалеві покриття внутрішньої поверхні труб, які давно, хоча і в невеликому об'ємі, використовуються в процесах нафтовидобутку, головним чином при експлуатації свердловин, показали високу ефективність захисту нафтопромислового обладнання від запафінювання. Використання таких покриттів в системі нафтогазозбору доцільно з точки зору боротьби з внутрішньою корозією.

Часто в системах збору і транспорту продукції свердловин та підтримання пластового тиску відбувається відкладання неорганічних солей (карбонатні та гіпсові відклади). Їх відкладення на стінках труб пояснюється випаданням в осад малорозчинних солей лужноземельних металів типу CaSO_4 , CaCO_3 , $\text{Mg}(\text{OH})_2$, BaSO_4 . Основною причиною солеутворення є зміна термодинамічних умов збору і транспорту, перенасичення водного розчину тією чи іншою сіллю. Велика механічна міцність солевих відкладів створює значні труднощі у їх ліквідації.

В практиці боротьби з соляними відкладами в промислових системах підігріву теплообмінної апаратури, охолодження та інших використовується значна кількість інгібіторів: похідні карбонових кислот типу поліакрилова та поліметакрилова, інгібітори

сульфанолюї групи (лінігін), неорганічні поліфосфати (триполіфосфат натрію) та інші фосфорорганічні з'єднання.

Високоєфективними є багатокомпонентні композиції, які разом з інгібіторами солеутворення вміщують поверхнево-активні речовини, що являються деємульгаторами і руйнують водонафтові емульсії. Такими композиціями можуть бути суміші: поліфосфат+поліакрилат, поліакрилат+фосфонат і багато інших.

Суміші кількох інгібіторних з'єднань разом із ПАР можуть володіти синергетичним ефектом, тобто позитивна дія одного із них може підсилювати таку дію другого.

Витрата інгібіторів солеутворення складає різну величину, від 2-10 до 100 мг/л, в залежності від якості нафтопромислової продукції. Велике значення має правильний вибір концентрації інгібіторів солеутворення, як і інших хімічно-активних речовин.

При збільшенні їх концентрації вище певної величини можливе повторне створення осаду солей або утворення малорозчинних з'єднань інгібіторів парафіносолеутворень з осадкостворюючими катіонами солей (рис.2.2).

Рисунок 2.2. - Характер впливу концентрації інгібітора солеутворення на інтенсивність осаду неорганічних солей.

2.6 Корозія промислового обладнання та технологічні методи її попередження

Корозія металу є найскладнішою і до кінця не вирішеною проблемою як промисловості в цілому, так і при видобутку нафти і газу. Наявність агресивних компонентів в їх складі (мінералізована вода, сірководень, рештки хімічних речовин, які використовуються при бурінні свердловин, їх експлуатації та ремонті) призводить до значної внутрішньої корозії трубопровідних систем та всього іншого нафтопромислового обладнання. Загальна доля виходу з ладу

промислових трубопроводів від внутрішньої корозії може досягати 80%. В особливо складних умовах транспорту повний вихід з ладу промислових трубопроводів може відбуватись на протязі 1-3 років.

Однією із причин інтенсивної корозії є низька якість металу. Особливо придатними антикорозійними є труби, виготовлені із низьколегованої, повністю розкисленої сталі і з добавками рідкоземельних металів.

Найбільш ефективним методом захисту нафтопромислового обладнання від внутрішньої корозії залишається хімічний, з використанням інгібіторів корозії. Захисна дія цих речовин ґрунтується на їх здатності до адсорбції на металевій поверхні. Молекули інгібіторів корозії повинні мати дифільну структуру, тобто полярну гідрофільну групу та достатньо довгий гідрофобний радикал (вуглеводнева група). В склад полярних груп входять переважно азот, сірка та фосфорні складові.

При зборі і транспорті нафтопромислової продукції доцільно використовувати комплексні інгібітори солеутворення та корозії. Такі властивості мають фосфатні або амінофосфатні з'єднання (комплексони типу НТФ, ДПФ, ОЕДФ).

Важливе значення має і технологія застосування хімічних методів боротьби з корозією та парафіно- і солеутворенням. Місця і спосіб подачі реагента, принцип його підготовки та дозування повинні бути досліджені і обґрунтовані в кожному конкретному випадку. Одна із можливих схем установки приготування розчину різних хімреагентів показана на рис.2.3

Інтенсивна внутрішня корозія трубопроводів може відбуватися раптово, наприклад, при появі сірководневих сполук в продукції свердловин на пізній стадії розробки нафтових родовищ. Тому доцільно з метою контролю за станом промислових систем збору використовувати спеціальні вставки, періодичний огляд яких дозволяє виявити момент різкого збільшення інтенсивності внутрішньої корозії.

Рисунок 2.3. - Технологічна схема установки інгібіторів корозії та парафінових і солевих відкладів.

1 - насос високого тиску, 2 - витратна ємність, 3 - змішувач, 4 - редуктор, 5 - електродвигун, 6 - ємність для хімреагента, 7 - ємність для приготування розчину, 8 - відцентровий насос, 9 - ємність розчинника хімреагентів.

Зовнішня корозія трубопроводів виникає внаслідок руйнування захисних покриттів, їх низької якості. Сучасні методи ізоляції

трубопроводів ґрунтуються, в основному, на використанні бітумних та бітумно-гумових мастил із наступною обгорткою поліхлорвініловою чи склополотною плівкою. У випадку механічного пошкодження ізоляції чи її старіння може виникати інтенсивна електролітична корозія. Велика енергонасиченість нафтових промислів викликає появу блукаючих підземних струмів, які посилюють інтенсивність зовнішньої корозії нафтопромислового обладнання.

Існуючі активні методи захисту від корозії (катодний та протекторний захист) в промислових умовах нафтогазовидобутку застосовується дуже рідко. В той же час велика концентрація об'єктів збору і підготовки нафти, наявність резервуарних парків, велика щільність розміщення їх між собою створюють всі передумови для широкого застосування електрохімічного захисту як промислових трубопроводів, так і всіх інших об'єктів нафтогадозбору, включаючи і експлуатаційні колони свердловин.

Надійність роботи трубопроводів та безпечна експлуатація має надзвичайне значення, враховуючи велику загальну довжину нафтогазотрубопровідних систем і ті важкі наслідки, які можуть виникати при їх аваріях. Причинами таких аварій можуть бути помилки, допущені на всіх етапах проектування, будівництва та їх експлуатації. На стадії проектування необхідно передбачати застосування труб необхідної якості, з заводською їх ізоляцією, відповідної глибини їх прокладки. Потрібно також передбачити можливість контролю та діагностики стану як трубопроводів, так і всіх інших основних об'єктів нафтогазовидобутку.

При будівництві трубопроводів необхідно піддавати їх неруйнуючим методам контролю, вести контроль зварних з'єднань радіографічним методом. Всі земляні роботи повинні проводитися у відповідності з існуючими вимогами якості та з обов'язковим післяопераційним контролем всіх технологічних процесів.

Висока надійність в період експлуатації нафтопродуктопроводів досягається в результаті: суворого дотримання технологічних режимів експлуатації і відповідних регламентних інструкцій, періодичного або постійного контролю за фактичним станом обладнання, своєчасним проведенням його планово-технологічного обслуговування.

Особливо важливим є швидке виявлення розгерметизації трубопроводів та інших технологічних об'єктів систем збору і підготовки і появи значної втечі нафтопродуктів. Значну аварію при

транспорті нафти можна легко виявити по різкій зміні показів манометрів, появи грифутворень, помітному виході нафти на поверхню.

При неповних (малозначних) руйнуваннях технологічних систем збору втечі нафти можуть бути виявлені із значним запізненням. Відомі надзвичайно складні і екологічно небезпечні аварії трубопроводів, які призвели до великого забруднення величезної території і водних систем (республіка Комі). Під сніговим покривом втрати нафти довгий час були непомітними. Ще мають місце і трагічні наслідки аварій нафтогазопроводів, які відбувалися в різних нафтогазовидобувних регіонах (трагедія двох пасажирських поїздів в Свердловській губернії з численними людськими жертвами внаслідок розгерметизації продуктопровода).

Світова практика будівництва транспортних систем, чинне законодавство багатьох країн зобов'язує застосувати при експлуатації будь-яких трубопроводів технологію оперативного виявлення появи незначної втечі вуглеводнів.

Одна із таких технологій полягає в тому, що при будівництві нафтогазопроводів разом із ним прокладають тонку синтетичну трубку, виготовлену із спеціального матеріалу, який здатний пропускати пари вуглеводнів зовні трубопроводу вони дифундують всередину цієї трубки.

Періодично продуваючи трубку будь-яким неуглеводневим газом і аналізуючи хімічний склад на її виході, можна швидко встановити наявність втечі вуглеводнів із трубопроводу і приблизне місце його пошкодження.

ГЛАВА 3 Сепарація газу від нафти

3.1 Загальні положення, класифікація, конструкція і принцип роботи сепараційних установок

Відокремлення газової фази вуглеводнів від нафти (сепарація газу) є першою стадією підготовки нафтопромислової продукції. Механізм розгазування нафти проходить внаслідок зниження тиску в системі пласт-свердловина-трубопровід і закінчується в технологічних установках її підготовки.

Основна кількість газу відокремлюється від нафти в сепараторах. В даний час на нафтових промислах України експлуатують найрізноманітніші типи таких пристроїв, що пояснюється порівняно великим періодом їх експлуатації, поступовим впровадженням в експлуатацію нових, прогресивних їх модифікацій. Всю різноманітність сепараторів газу можна класифікувати за такими основними ознаками:

1. По своєму технологічному призначенню сепаратори поділяються на вимірні та робочі ;
2. По конструкції всі сепаратори є переважно циліндричними з вертикальним або горизонтальним їх розташуванням (рис. 3.1);
3. В залежності від робочого тиску вони поділяються на:
 - а) високого тиску $P \geq 2,4$ МПа;
 - б) середнього $0,6 - 2,4$ МПа;
 - в) низького $P < 0,6$ МПа;
4. По принципу використання основних сил, що спричиняють розподіл фаз, сепаратори діляться на чисто гравітаційні (схема а і в рис. 3.1), інерційні (схема б) та гідроциклонні (схема в);
5. По кількості фаз, які розподіляються в сепараторах, вони можуть бути дво- або трифазними.

Незалежно від типу сепараторів, всі вони повинні бути обладнані певними пристроями, які забезпечують нормальну, безаварійну їх роботу та якісну сепарацію газу від нафти (рис.3.2).

В їх число обов'язково входять :

Запобіжні клапани 1, які повинні направляти газову фазу на факел у випадку непередбаченого різкого підвищення тиску сепарації, регулятори тиску типу "до себе" 2, які підтримують встановлений тиск сепарації, зразкові манометри 3 відповідно відтаровані та опломбовані, що вимагається існуючими правилами експлуатації посудин високого тиску.

Рисунок 3.1 - Принципова схеми газонафтових сепараторів.

Особливо відповідальним вузлом в сепараторах будь-якого типу є регулятор рівня рідини 4. Максимальний та мінімальний рівні рідини в сепараторах повинні бути строго фіксованими, щоб не допустити попадання відсепарованого газу в систему збору рідини або, навпаки, появи значної кількості рідини в потоці газу. При цьому з метою досягнення високої якості сепарації принцип роботи регулятора рівня повинен забезпечувати максимальний час перебування рідини в сепараторі та швидкий вихід її в період спорожнення.

Всі регулятори рівня використовують металеві сферичні пустотілі поплавки, які піднімаються та опускаються разом з рівнем рідини і які зв'язані з тим чи іншим виконавчим механізмом. В старих конструкціях сепараторів виконавчі механізми є переважно шинопневматичного типу, а в сучасних - електроіндукційного. Відповідно різним може бути і внутрішнє обладнання сепараторів. Ще порівняно недавно на якість сепарації не звертали особливої уваги і всередині сепараторів не монтувалось ніяких додаткових пристроїв. Сучасні установки сепарації газу повинні мати певний набір внутрішніх або і зовнішніх пристроїв, які забезпечують додаткову чистку газу від крапельної рідини 5, плавний ламінарний рух рідини всередині сепаратора 6, спеціальні протизавихрювальні пристрої вводу та виводу продукції. Особливістю сучасних сепараційних установок є також їх значні розміри і висота, пропускна здатність, достатня якість сепарації. Всі вони базуються на використанні стандартних горизонтальних ємностей об'ємом 100-200 м³. Найпростішими із них є горизонтальні сепаратори типу НГС, розраховані на робочий тиск до 4,0 МПа з діаметром від 1400 до 3000 мм. Більш досконалими є багатофункціональні установки типу УБС, УБСН, УПС.

Блочні сепараційні установки типу УБС характеризуються наявністю пристрою попереднього відбору газу (депульсатора) 1 (рис 3.3). Змонтований із труб значного діаметру він має висхідний і нисхідний участки. В оптимальних умовах експлуатації на нисхідному участку зберігається розширована структура руху газорідинної суміші, що дозволяє відбирати основну кількість вільного газу з верхньої частини депульсатора і направляти його на доочистку в виносну краплевловлювальну секцію 2. Остаточне відокремлення газу від нафти проходить в основній сепарувальній ємності 3. Звідси газ теж направляється в краплевловлювач 2, а рідина по мірі її накопичення

витискується в систему збору. Вловлена в краплевлловлювачі рідина стікає вниз в основну ємність.

Рисунок 3.3 - Схема сепараційної установки з попереднім відбором газу (УБС).

В залежності від типорозміру установки УБС розраховані на пропускну здатність по рідині від 1500 до 16000 м³/добу при газовому факторі в межах 120 м³/т.

Однією із різновидностей блочних сепараційних установок є такі, що обладнані насосними агрегатами (установки БН або УБСН). Два паралельно працюючих відцентрових насоси здатні здійснювати подачу рідини від сепараційної установки в межах від 2000 до 6000 м³/добу і з тиском від 9,0 до 26,6 МПа. Режим відкачки може бути постійним або періодичним по сигналу автомата відкачки.

Третій клас блочних сепараційних установок призначений для відокремлення газу від обважненої нафти та попереднього скиду вільної пластової води (трифазні сепараційні установки типу УПС).

Рисунок 3.4 - Принципова схема установки УПС-3000 (УПС-6300).

1- ввід продукції; 2-нафтозливна поличка; 3-розподільувач входу рідини; 4-виносна краплевлловлювальна секція; 5,6-пристрої для періодичного скиду обезводненої нафти та пластової води.

Конструктивно горизонтальна ємність поділена на два основних відсіки - сепараційний А та відстійний Б. Для покращання умов сепарації в секції А монтуються нафтозливні полички 2. Для рівномірного розподілу потоків рідини та газу по обох відсіках вони з'єднуються між собою в верхній і нижній частині трубопроводами. Таким чином газ, який відділився від рідини в першій секції, поступає в другу і далі вся його кількість проходить додаткову очистку в краплевлловлювачі 4 та поступає в газозбірний колектор. Рідина із відсіка А поступає під тиском сепарації у відстійну секцію Б через розподільувач потоку 3. Одночасно для покращання умов відокремлення вільної води від нафти в відсік Б може подаватись додаткова кількість води з установки підготовки нафти (УПН).

Всі розглянуті тут блочні сепараційні установки відносяться до автоматизованого обладнання, тобто вони вже в заводських умовах обладнуються системами контролю та управління. В установках УПС вони дозволяють регулювати рівень розподілу "нафта-газ" приблизно на висоті 2400 мм від днища ємності; рівень "вода-нафта" на висоті 900 мм, тиск сепарації, а також вимірювати витрати окремо обезводненої нафти, пластової води, що скидається з установки, та зворотньої води і їх температуру.

3.2 Визначення кількості газу та його компонентного складу в процесах сепарації

Процес дегазації нафти в промислових умовах можна здійснювати на основі однократного її розгазування (рис 3.5, а) та багатократного (дво-, три- і більш ступеневого) (рис 3.5, б).

Рисунок 3.5 - Схеми одно- (а) та багатоступеневої (б) сепарації газу.

В першому випадку для повного виділення газу із нафти тиск в сепараційних установках повинен бути мінімальним і близьким до атмосферного. Подача всієї кількості газу на значну відстань споживачам, а ними являються в першу чергу газопереробні заводи, без будівництва компресорної станції практично неможлива.

В більшості випадків уніфіковані технологічні схеми збору і транспорту свердловинної продукції, розглянуті раніше, передбачають багатоступеневу сепарацію з тиском сепарації на першій ступені до 3-4 МПа і поступовим його зниженням на послідовних ступенях в залежності від умов збору, об'ємів газорідинної продукції, відстані від основних їх споживачів.

Багатоступенева сепарація, являючись різновидністю диференціального розгазування, характеризується підвищеним вмістом в рідкій фазі (нафті) нестабільних вуглеводнів (бутанпентанових фракцій), а, значить, і підвищеним вмістом бензинових фракцій.

При виборі та обґрунтуванні необхідної кількості ступеней сепарації, кількості сепараторів та їх типо-розмірів необхідно знати об'єми газу, що виділяється на різних ступенях сепарації, та компонентний склад як газоподібної, так і рідкої фаз.

Загальна кількість газу, що поступає в систему збору при відомому газовому факторі G , визначається з формули

$$V=GQ_{\text{г}} \quad (3.1)$$

При наявності води в продукції

$$V = G(1 - n_w)Q_p, \quad (3.2)$$

де: n -доля води в рідині; Q_p - сумарна витрата її (нафта+вода) .

На першій ступені сепарації в розчиненому вигляді в нафті залишиться певна кількість V_{p1} , яка залежить від тиску сепарації P та коефіцієнту розчинності газу в нафті α

$$V_{p1} = \alpha P Q_p (1 - n_w). \quad (3.3)$$

Отже, кількість газу, що виділився на першій ступені V_1 , в нормальних умовах буде дорівнювати

$$V_1 = V - V_{p1} = Q_p [G - \alpha P] (1 - n_w). \quad (3.4)$$

Відповідно, кількість газу, яка виділяється на послідовних ступенях сепарації, буде визначатись як різниця кількості розчиненого газу на цих ступенях, тобто

$$V_2 = V_{p1} - V_{p2} \text{ або} \\ V_2 = \alpha_1 P_1 Q_p (1 - n_w) - \alpha_2 P_2 Q_p (1 - n_w) \quad (3.5)$$

і т.д.

Формула (3.5) передбачає, що коефіцієнти розчинності α різні на окремих ступенях сепарації. Їх значення, а також величину газового фактора при різних термодинамічних умовах отримують в лабораторних умовах при розгазуванні проб пластової нафти в бомбах PVT. Такі дослідження дозволяють також визначати молекулярний склад вуглеводнів газоподібної та рідкої фаз при різних умовах розгазування (контактне або диференціальне). В доповнення до лабораторних чи промислових методів доцільно завжди використовувати і аналітичний метод розрахунку, оснований, в першу чергу, на використанні констант фазової рівноваги.

Константа рівноваги - це відношення мольної долі i -го вуглеводневого компонента, що знаходиться в газовій фазі y_i , до мольної долі цього ж компонента x_i в рідкій фазі при певній температурі і тиску.

$$K = \frac{y_i}{x_i} \quad (3.6)$$

Константи рівноваги давно визначені в лабораторних умовах для всіх існуючих в природі газів і оформлені в вигляді таблиць або графіків залежності їх від тиску і температури.

Оскільки вуглеводнева система складається з n компонентів, то концентрація їх в поровій та рідкій фазах визначається із таких рівнянь:

$$\sum_{i=1}^n X_i = \sum_{i=1}^n \frac{Z_i}{L + K_i \cdot N} = 1; \sum_{i=1}^n y_i = \sum_{i=1}^n \frac{Z_i}{N + \frac{L}{K_i}} = 1 \quad (3.7)$$

де: Z_i -мольна концентрація i -го компонента в вихідній суміші компонентів; L і N - мольна доля всіх компонентів, які знаходяться, відповідно, в рідкій або газовій фазі при даних термодинамічних умовах (P, T).

Три параметри (x_i ; L і N) або (y_i ; L і N) тут являються невідомими. Тому для розв'язання цих рівнянь (фактично достатньо використати будь-яке з них) застосовують метод поступових наближень. Послідовність розрахунків при цьому така:

1. Якщо відомий масовий склад, то його переводять в мольний склад, знаючи молекулярну масу кожного компонента. Практично такі розрахунки включають вуглеводні C_1 - C_6 та нафтовий залишок C_{7+} вищі, тобто $n=7$ (без врахування ізомерних складових).

2. При заданих термодинамічних умовах сепарації знаходять в довідковій літературі (наприклад, в [6]) значення константи рівноваги для кожного компонента.

3. Задаються довільно мольною долею рідкої L та газоподібної N фаз так, щоб $L+N=1$. Починати розрахунки можна, задаючись $L=N=0,5$.

4. Використовуючи одне з рівнянь (3.7), знаходять значення, наприклад, x_i для кожного компонента, а потім і їх загальну суму $\sum x_i$. Якщо в результаті розрахунку ця сума дорівнює одиниці, що з першої спроби мало ймовірно, то розв'язок рівняння на цьому закінчується. Якщо ні, то задаються іншим значенням L та N і повторюють розрахунки. При застосуванні ПЕОМ їх проведення не викликає помітних труднощів.

3.3 Розрахунок сепараторів на пропускну здатність по рідині та газу

Абсолютна більшість сепараторів, що застосовуються на промислах, відносяться до гравітаційного типу, в яких розподіл фаз проходить виключно або, головним чином, (в інерційних сепараторах), за рахунок сили тяжіння. Розглянемо принцип розрахунку таких сепараторів на прикладі найбільш простого вертикального без краплевловлювальної

секції чи насадки. Основна кількість газу відділяється від рідини в газовіддільній секції А (рис. 3.6 а)



Рисунок 3.6 - Розрахункова схема вертикального гравітаційного сепаратора на пропускну здатність по газу (а) та по рідині (б)
А-основна газовіддільна секція; Б- відстійна секція.

Вертикальна швидкість підйому газового потоку V дорівнює:

$$V = \frac{V_z}{F}, \quad (3.8)$$

де: F -площа сепарації або площа поперечного перетину сепаратора, m^2 ;

V_z - об'ємна витрата газу, приведена до умов сепарації.

Якщо для визначення витрати газу на першій ступені сепарації використати рівняння 2.16, то V_z буде дорівнювати :

$$V_z = Q_p [G - \alpha P] (1 - n_d) \frac{P_0 T Z}{P T_0}, \quad (3.9)$$

де: P, T - тиск і температура сепарації; розмірність V_z буде відповідною з Q - m^3/c або $m^3/добу$.

В газовому потоці завжди знаходиться значна кількість крапель рідини, які опускаються вниз з певною швидкістю W , тим меншою, чим менший їх діаметр та різниця в густині рідини та газу.

Очевидно, що умовою якісної сепарації газу від нафти буде дотримання співвідношення $V \leq W$, при якому основна кількість крапель рідини не буде виноситись газовим потоком вгору за межі сепаратора. При відомому діаметрі краплі рідини її швидкість падіння в газовому потоці можна достатньо точно вирахувати з допомогою відомих класичних формул загальної гідравліки (Стокса, Аллена, Ньютона-Рітінгера). Але для практичних розрахунків використання цих формул ускладнюється тим, що важко обґрунтувати той мінімальний діаметр крапель рідини, які повинні опуститись в відстійну секцію сепаратора. Ясно, що всі краплі рідини меншого діаметра в цьому випадку будуть винесені газовим потоком вгору. Крім того, краплі розміром менше 100 мкм, взагалі практично не осідають, підкоряючись швидше законам броунівського руху, а не законам гідравліки.

Практика експлуатації сепараторів, спеціальні промислові дослідження дозволили встановити ту оптимальну швидкість газового потоку V_m , при зменшенні якої помітного збільшення якості сепарації не

спостерігається. Або, навпаки, збільшення швидкості газового потоку понад V_m помітно знизить цю якість. Таким чином, умовою якісної сепарації буде дещо інше, ніж написане раніше співвідношення, а саме:

$$V \leq V_m, \quad (3.10)$$

Оптимальну швидкість V_m можна знайти в спеціальних таблицях або визначати за наближеною формулою:

$$V_m = 0,25 P^{0.5}, \quad (3.11)$$

де: P - тиск сепарації в МПа.

Ця формула показує, що із збільшенням тиску сепарації оптимальна швидкість газового потоку буде зменшуватись, що пояснюється погіршенням умов сепарації, збільшенням кількості особливо дрібних крапель рідини з врахуванням (3.8), (3.9) та двох останніх. Формула рівняння визначення пропускної здатності вертикального сепаратора по газу остаточно записується в вигляді:

$$\frac{V_z}{F} = 0,25 P^{-0.5} \quad (3.12)$$

або

$$V_z = F \cdot 0,25 P^{-0.5}. \quad (3.13)$$

При відомому (заданому) значенні витрати газу V_1 з рівняння (3.13) можна визначити необхідну площу сепарації та діаметр сепаратора.

Розглянемо принцип визначення пропускної здатності вертикального сепаратора по рідині.

Разом з рідиною в нижню секцію збору та відстою рідини Б (рис 3.6) попадає певна кількість пухирців газу. В період, коли вихід рідини із сепаратора перекритий виконавчим механізмом, рівень рідини піднімається вгору із швидкістю V_p , яка дорівнює

$$V_p = \frac{V_z}{F}, \quad (3.14)$$

де: F - площа дзеркала рідини, яка в вертикальному сепараторі співпадає із площею його поперечного перетину, m^2

Щоб за час перебування рідини в відстійній секції сепаратора більшість пухирців газу встигла покинути зону відстою необхідно, щоб

$$V_p \leq W, \quad (3.15)$$

де: W - середня швидкість вспливання пухирців газу в рідині.

Якщо для визначення цієї швидкості скористуватись формулою Стокса, то рівняння для визначення пропускної здатності сепаратора по рідині з врахуванням (3.13) та (3.14) набуває вигляду:

$$\frac{V_p}{F} = \frac{gd^2 (\rho_p - \rho_d)}{18 \mu_p}, \quad (3.16)$$

де: d-розрахунковий або найбільш представницький діаметр пухирців газу.

Ясно, що і в даному випадку проявляються відмічені раніше труднощі з обґрунтування допустимого мінімального діаметру тих пухирців, які не встигнуть піднятись над дзеркалом рідини і будуть в процесі опорожнення сепаратора захоплені рідиною і винесені в нафтозбірну лінію.

При визначенні пропускної здатності горизонтальних гравітаційних сепараторів можна використовувати приведені вище залежності. Тільки при розрахунках пропускної здатності по рідині площа сепарації являє собою площу дзеркала рідини S і є різною, в залежності від висоти рівня рідини в сепараторі. Очевидно, що найбільшою площа дзеркала буде тоді, коли висота рівня рідини в сепараторі h дорівнює половині його діаметра, а, значить, $S=D \cdot L$ (без врахування площі двох півкуль, що припадають на днища сепаратора). Відповідно, при визначенні пропускної здатності по газу можна в наближених розрахунках приймати площу поперечного перетину сепаратора, не зайняту рідиною.

Високопродуктивні установки типу УБС вибираються переважно за їх паспортною характеристикою, якщо відомі витрати рідини та газу. Після цього необхідно провести такі розрахунки:

1.Розрахунок депульсатора (вибір його діаметра, кута нахилу нисхідного участка та його довжини).

2. Визначення кількості рідини, що виноситься із сепараційної ємності газовим потоком (втрат рідини) та кількості газу, що виноситься разом із рідиною (втрат газу). Такі розрахунки досить складні і передбачають визначення середнього діаметра пухирців газу та крапель рідини, швидкості спливання чи осідання системи їх під дією сили тяжіння та Архімедової, часу перебування продукції в сепараторі та багатьох інших параметрів. Провести повністю алгоритм таких розрахунків в даному посібнику неможливо.

Програми таких розрахунків укладені, зберігаються в ІФНТУНГ і можуть використовуватись студентами в навчальному процесі та науковими працівниками при виконанні науково-проектних робіт.

3.4 Основні напрями підвищення ефективності сепарації газу від нафти

Велика кількість сепараційних установок, встановлених на кожному родовищі нафти, наявність багатьох факторів, негативно впливають на процес дегазації нафти, вимагають покращення конструктивних параметрів цих установок та впровадження нових технологій їх експлуатації.

На ефективність та якість сепарації впливають, в основному, наступні фактори:

1. Завантаження сепаратора по рідині та газу та ступінь рівномірності їх вводу. Паралельно працюючі сепараційні установки повинні мати рівномірне завантаження, що можна забезпечити відповідною їх обов'язкою з застосуванням регулюючих пристроїв. Пульсація тиску в промислових трубопроводах часто призводить до значної нерівномірності вводу нафтопромислової продукції в сепаратор та до різкого зниження якості сепарації. Установки з попереднім відбором газу є найбільш стійкі до перевантаження за рахунок наявності пристрою попереднього відбору газу - депульсатора.

2. Висока в'язкість нафти надзвичайно ускладнює та сповільнює процес дегазації нафти. Збільшення тривалості часу перебування рідини в сепараторі призводить до значного зменшення його продуктивності. В холодний період може також спостерігатись і явище застигання нафти, тобто може скластись аварійна ситуація.

3. Схильність певних сортів нафти до піноутворення. Як правило, це теж високов'язка нафта з великим вмістом важких вуглеводнів. Утворення шару піни на поверхні розділу двох фаз перешкоджає як осіданню крапель рідини в відстійну секцію, так і виходу пухирців газу із неї.

Боротьба з піноутворенням здійснюється як технологічними прийомами, шляхом якомога більшої ламінарності газорідних потоків всередині сепаратора, так і хімічним методом, використовуючи піногасні речовини.

Основні втрати вуглеводнів в процесі сепарації зв'язані з виносом крапельної рідини з потоком газу. Як відомо, основним споживачем нафтового газу є газопереробний завод. Його технологічна схема передбачає переробку легких фракцій вуглеводнів C_1-C_5 . Тому наявність в газі важких вуглеводнів значно ускладнює процес переробки. Ускладнюється також і транспорт газу, появляється

необхідність частоті продувки газопроводів і спалювання виділеної рідини (нафта+конденсат) на факелі.

Для зменшення втрат необхідно використовувати краплєвловлювальні пристрої - виносні або вмонтовані всередині сепаратора. Виносні газоочисні пристрої мають ту перевагу, що вони можуть обслуговувати групу сепараторів, в тому числі старих конструкцій, в яких краплєвловлювальні секції відсутні. Основним елементом цих пристроїв є різного виду насадки: жалюзійні, сітчасті з металевої пряжі, струнні з металевими або капроновими нитками. Налітаючи разом із потоком газу на насадку, краплі нафти прилипають до неї і формують тонку плівку, яка по спеціальних каналах стікає вниз в зону відстою рідини. Якість очистки газу при цьому залежить від швидкості газового потоку. Як показано на рис. 3.7, із збільшенням швидкості проходження газу через газоочисну секцію винесення води за його межі (втрати нафти) збільшується практично для насадок любого типу.

4

8

Рисунок 3.7 - Залежність винесення крапельної рідини, (г/м^3) від швидкості руху газу
1-жалюзійна насадка; 2-сітчаста; 3 -струнна.

Із рисунка теж видно, що найбільш стійкою та ефективною є струнна насадка.

На рис 3.8 показана одна з ефективних конструкцій виносних краплєвловлювачів.

Рисунок 3.8 - Принципова схема виносного апарата-краплєвловлювача (АК-2)

Газ через ввід 1 поступає у вхідну камеру, яка має перегородки 3 та конусну насадку або віддзеркалювач 4. Тут відбувається попередня очистка газу за рахунок співударів крапель рідини та різкої зміни напрямку руху газового потоку. Решта крапель рідини вловлюється в фільтрах грубої 5 та тонкої 6 очистки, виконаних із в'язаної металічної сітки. Очищений газ виходить із краплєвловлювача через патрубок 7, а вловлена рідина через

патрубок 8 стікає вниз в основну сепараційну ємність (якщо це установка УБС) або в іншу таку ж спеціальну ємність. Очисна здатність краплевловлювачів є достатньо високою. Так, при вмісті рідини в газі на вході до 500 г/м³ то на виході він не перевищує 0,05 - 1,0 г/м³.

Практика підготовки природного газу на газовидобувних та газопереробних підприємствах, де проблема його підготовки є особливо актуальною, показала доцільність використання додаткових внутрішніх пристроїв доочистки газу, принцип роботи яких оснований на використанні інерційних сил і завихрювачів потоку газу, при якому рідка фаза відкидається на стінки очисної секції і стікає вниз. Для створення обертового руху газового потоку використовують різні завихрювачі пасивного типу, гвинтові та шнекові пристрої, стрічкові спіралі. Завихрювачі активного типу обладнуються невеликими турбінами, ротор яких може обертатись як за рахунок енергії руху газу, так і з допомогою електродвигуна /4/.

Глава 4 Причини утворення, фізико-хімічні властивості та способи руйнування водонафтових емульсій

Даний розділ розпочинає висвітлення принципів підготовки нафти, газу та води. Промислова підготовка є одним із найбільш складних, високо затратних в енергетичному та економічному плані процесом видобутку нафти в цілому. Зростання обводненості продукції нафтових свердловин на пізній стадії розробки нафтових родовищ, погіршення структури запасів, розробка родовищ з аномальними властивостями нафти, моральне та фізичне старіння існуючих систем підготовки нафти, газу та води ще більше ускладнюють проблему їх підготовки як в Україні, так і в інших нафтовидобувних регіонах.

Нафтовидобувні підприємства відпускають готову продукцію споживачам, тобто нафтопереробним заводам, керуючись діючими в галузі нормативними документами. В даний час, в усіх країнах СНД, існує практично єдиний стандарт, який передбачає підготовку нафти на промислах за трьома категоріями якості (табл. 4.1).

Таблиця 4.1 – Категорії якості підготовки нафти

№ п/п	Параметр якості	Категорія		
		I	II	III
1	Вміст води не більше, %	0,5	1,0	1,0
2	Вміст солей не більше, мг/л	100	300	1800
3	Вміст механічних домішок, %	0,05	0,05	0,05
4	Тиск насичених парів вуглеводнів, Па	660	660	660

Із наведеної таблиці видно, що промислова підготовка нафти зводиться до відокремлення води (зневоднення), неорганічних солей (знесолення) та механічних домішок. В окремих випадках, в залежності від умов транспорту нафти до споживачів, виникає необхідність і її стабілізації, тобто відбір нестабільних пропан-бутанових фракцій, для зменшення тиску насичених парів та втрат вуглеводнів.

4.1 Причини утворення та фізико-хімічні властивості водонафтових емульсій

Основною проблемою підготовки нафти та зв'язаними з нею значними матеріально-технічними витратами є відокремлення води. Певна кількість води в продукції свердловин знаходиться у вільному стані або у вигляді великих крапель. Відокремлення такої води від

нафти не викликає труднощів і може здійснюватись в будь-якій відстійній апаратурі (УПС, відстійники, резервуари).

Значна кількість води, а інколи і основна, знаходиться в нафті у вигляді водонафтової емульсії. Всі емульсії являють собою дисперсну систему двох взаємно нерозчинних рідин, одна з яких розподілена в іншій у вигляді дрібних крапель малих розмірів. Причиною утворення емульсій будь-яких типів є інтенсивне перемішування двох різнополярних рідин.

Водонафтові емульсії утворюються на всьому шляху від вибою свердловини до установок підготовки нафти. Інтенсивна турбулізація водонафтової суміші відбувається практично при будь-якому способі експлуатації свердловин, тому основним недоліком є утворення емульсії в колоні НКТ. Проте і в промисловій системі збору продовжується процес емульсієутворення, додаткове подрібнення великих крапель води, тобто утворення особливо стійких водонафтових емульсій. Розглянемо основні фізико-хімічні властивості нафтових емульсій.

Водонафтові емульсії поділяються на два типи: прямі та зворотні (рис. 4.1).

А – прямі (Н/В); Б – зворотні (В/Н); 1 – дисперсне середовище; 2 – дисперсна фаза

Рисунок 4.1 – Водонафтові емульсії

Прямі емульсії являють собою тонкоподрібнені краплі нафти (полярна рідина) у воді (неполярна рідина) або масло у воді. І, навпаки, зворотні емульсії – це такі, в яких дрібною дисперсною фазою є вода у нафті. Створюється той чи інший тип емульсій в залежності від співвідношення об'ємів нафти та води, тому зовнішнім дисперсним середовищем намагається стати рідина з більшим об'ємом її вмісту в суміші.

Основними фізико-хімічними властивостями емульсії є такі:

1. Дисперсність емульсій. Ця властивість характеризує ступінь подрібнення крапель дисперсної фази і є зворотною величиною

$$D = \frac{1}{d}$$

їх діаметру, тобто дисперсність D є виразом $\frac{1}{d}$, де d є діаметром крапель дисперсної фази. Як правило нафтові емульсії є

полідисперсними структурами і складаються із крапель різних розмірів, від 0,1 до 100 мкм.

2. В'язкість емульсій. Дана властивість є не однозначною і залежить не тільки від в'язкості складових частин емульсії чи її температури, але і від ступеню її обводненості, дисперсності та типу емульсії.

Нафтові емульсії відносяться до неньютонівських рідин, тобто їх в'язкість змінюється в залежності від градієнта швидкості. Таку в'язкість називають показною або уявною і характер зміни її від вмісту води в емульсії показано на рис. 4.2.

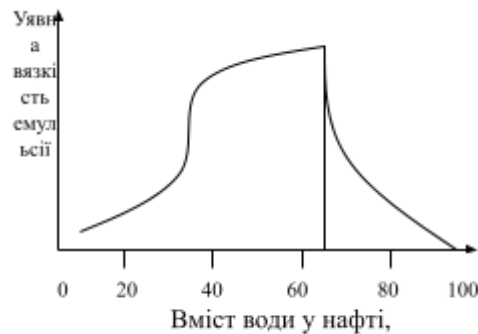


Рисунок 4.2 – Залежність показної в'язкості емульсії від вмісту води (%)

Із кривої рисунка видно, що збільшення вмісту води в емульсії приводить до значного зростання показної в'язкості, яка стає значно більшою окремо взятої нафти чи води. Ця негативна властивість нафтових емульсій значно ускладнює процеси підйому нафти на поверхню, знижуючи коефіцієнт корисної дії всіх технологій експлуатації нафтових свердловин та збільшуючи енергетичні витрати на транспорт свердловинної продукції в поверхневих системах збору.

Збільшення в'язкості емульсії спостерігається до певної критичної концентрації води n_v , яка при різних фізико-хімічних властивостях нафти може лежати в межах 0,6 – 0,8. Критичне значення обводнення емульсії, при якому її в'язкість починає знижуватися, називається точкою інверсії. Тут проходить обернення фаз – вода, яка була дисперсною фазою, стає дисперсним середовищем, тобто зовнішньою суцільною фазою, що і приводить до зниження в'язкості.

Існують аналітичні залежності для визначення в'язкості емульсії в залежності від долевого вмісту води n_v . Найпростішою із них є формула А. Ейнштейна

$$\mu_e = \mu_n (1 + 2,5 \cdot n_e) \quad (4.1)$$

де μ_e – в'язкість емульсії; μ_n – в'язкість дисперсійного середовища, в даному випадку нафти. Формула (4.1) справедлива при значеннях обводненості $n_b < 0,5$, тобто для емульсій зворотного типу.

Більш точнішими є формули, які враховують існування критичної швидкості $W_{кр}$ транспорту емульсії, при якій починається процес інтенсивного емульсієутворення. Ця швидкість може бути визначена із виразу

$$W_{кр} = 0,064 \cdot 56^{n_e} \cdot \sqrt{g \cdot P} \quad (4.2)$$

Якщо $n_b \leq 0,5$, а дійсна швидкість руху водонафтової суміші W більша, а $W_{кр}$, то буде спостерігатися явище утворення емульсії зворотного типу. В'язкість такої емульсії може бути визначена за формулою:

$$\mu_e = B \cdot \frac{1 + 2,9 \cdot n_e}{1 - n_e} \quad (4.3)$$

Тут: B – коефіцієнт, який в свою чергу залежить від параметра A .

$$A = \frac{1 + 20 \cdot n_e^2}{W_3 \cdot 0,48 \cdot W} \quad (4.4)$$

Для визначення параметрів B та A необхідно вирахувати швидкість зсуву W_3 – потоку емульсії при термодинамічних умовах її транспорту

$$W_3 = \frac{8 \cdot W}{D} \quad (4.5)$$

Коефіцієнт B залежить від параметра A . Якщо $A \leq 1$, то $B = \mu_n$. Коли $A > 1$, то $B = A \cdot \mu_n$.

В'язкість емульсій прямого типу (Н/В) може визначатися за наступною наближеною залежністю:

$$\mu_e = \mu_n \cdot e \cdot 10^{3,2 \cdot (1-W)} \quad (4.6)$$

3. Кінематична та агрегатна стійкість. Під кінематичною стійкістю розуміють здатність емульсії протистояти розподілу на дві фази: воду та нафту. Ця стійкість пов'язана з високою дисперсністю

крапель води, при якій сила гравітації є недостатньою для осідання їх в процесі відстою.

Агрегатна стійкість – це здатність глобул дисперсної фази зберігати свою кулеподібну форму при взаємних співударах та протистояти взаємному злиттю в більш великі краплі, які б змогли відділитися під час відстою. Агрегатна стійкість емульсії є основною причиною їх стабільності та тих труднощів, які виникають при підготовці нафти.

Пояснюється ця стійкість наявністю на поверхні крапель дисперсної фази адсорбційних захисних оболонок (“бронюючий шар”) по загальноприйнятій термінології. Природними речовинами, які спричиняють утворення емульсій та їх стійкість, є високомолекулярні з’єднання нафти – парафіни, асфальтени, смоли та солі і кислоти, розчинені у воді. Певна кількість молекул таких речовин або емульгаторів має специфічну будову і складається із двох частин – полярної групи та вуглеводневого неполярного радикалу. Полярна група володіє гідрофільними властивостями, тоді як вуглеводневий радикал, навпаки, гідрофобний. Адсорбуючись на поверхні розподілу фаз, молекули емульгатора орієнтуються так, що вуглеводнева частина направлена у дисперсне середовище, а полярна група – у дисперсну фазу (воду).

Емульгуюча дія цих природних поверхнево-активних речовин (ПАР) багато в чому залежить від ступеня збалансованості полярних та неполярних частин. Тільки при певній збалансованості можлива концентрація емульгатора на міжфазній поверхні і утворення бронюючого шару.

З часом стійкість водонафтових емульсій зростає, що пояснюється продовженням адсорбції природних ПАР на поверхні глобул дисперсної фази (явище “старіння” емульсій).

Стійкість емульсій залежить теж від хімічного складу емульгатора. Якщо в цьому складі переважають асфальтени і смоли, то утворюються особливо стійкі емульсії, а якщо переважає парафін, то емульсії менш стійкі.

Збільшує стійкість емульсій і наявність електричних зарядів на поверхні глобул дисперсної фази.

4.2 Механізм хімічного руйнування емульсій та основні властивості деемульгаторів

Всі сучасні засоби і численні прийоми зневоднення та знесолення (теплохімічний з відстоєм у резервуарах, використання

електричного поля різної напруги, промивка та фільтрація емульсії і т.д.) є в кінцевому результаті різновидністю хімічної деемульсації.

Деемульгатори нафтових емульсій відносяться до обширного класу поверхнево-активних речовин, тобто таких, які здатні адсорбуватись на поверхні розділу двох фаз. Найбільш поширеними є неіоногенні ПАР, які отримують на основі використання окисів алкіленів, продуктів їх модифікації або композицій.

Як і природні емульгатори, синтезовані ПАР складаються з двох частин – гідрофобної та гідрофільної і емульгуюча їх здатність залежить від активності кожної із них та їх співвідношення.

Деемульгатори повинні відповідати певним вимогам.

1. Вони повинні бути високоефективними, тобто мати більшу поверхневу активність, ніж природні емульгатори.

2. Здатними максимально зміцнювати міцність “бронюючого” шару. Витісняючи з поверхні краплі природні емульгатори, деемульгатор створює гідрофільну плівку, тобто умови для коалесценції дрібних крапель в значно більші, які вже здатні відділитись в процесі відстою.

3. Добре розчиняються в одній із фаз, тобто бути водо- або нафторозчинними. При цьому розчин деемульгатора в одній із фаз повинен бути дійсним та стабільним не залежно від хімічного складу води чи нафти та термодинамічних умов його використання.

Інші вимоги до деемульгаторів (антикорозійність, мала токсичність, висока технологічність застосування, якомога менша ціна і т.д.) залишаються такими ж, як і до всіх інших класів хімічних речовин, які використовуються в промисловості.

Товарні деемульгатори являють собою 50-70% розчин активної речовини (ПАР або їх композиція). Як розчинники використовують водний розчин метанолу, нижчі спирти, ароматичні вуглеводні або їх суміші. Розчинник зменшує в'язкість товарного продукту, температуру застигання і, в той же час, не пригнічує деемульгуючу здатність ПАР.

В залежності від типу розчинника деемульгатори поділяють на три групи:

1. Реагенти, в яких розчинниками є метанол (дипроксамін 157-65М, проксамін НР-71М, прогаліт ДЕМ 15/100, сепарол, дисолван).

2. Деемульгатори, в яких розчинниками є суміш ароматичних вуглеводнів та нижчих спиртів (СНВХ-44Н, Реапон-1М).

3. Реагенти, розчинниками яких є водні розчини метанолу (проксанол 305-50, проксамін 385-30, Реапол 4-В, прогаліт 20/40Е).

Реагенти перших двох груп відносяться до маслорозчинних деемульгаторів, а третьої – до водорозчинних.

Крім деемульгаторів, що виробляються в країнах СНГ, традиційно продовжують застосовувати імпортовані типу дисолван

(Німеччина), Оксойд А (США), Х-2647 (Японія). В Україні теж налагоджено випуск різноманітних хімічних реагентів для потреб нафтовидобувної галузі. Деємульгаторами являються ПАР типу ПМ-3, КОФОС, КАРПАТОЛ (сумісне з Білорусією виробництво). Принагідно відмітити, що їх річна потреба для підготовки нафти складає біля 3000 тонн в рік.

4.3 Вибір ефективного типу деємульгатора та технології його використання

Більшість типів ПАР деємульгаторів являються достатньо універсальними і здатні руйнувати емульсії, що утворюються на різних нафтових родовищах, незалежно від фізико-хімічних властивостей нафти. Проте з метою зменшення їх витрати та підвищення якості підготовки нафти (і враховуючи велику кількість існуючих типів ПАР), завжди доцільно проводити вибір найбільш ефективного типу деємульгатора.

Дослідження деємульгуючої здатності ПАР проводиться в лабораторних умовах в такому порядку: в 4-6 проб емульсії, до 100-150 г кожна, вводиться досліджуваний деємульгатор з розрахунку півторакратного його збільшення в кожній наступній пробі. Всі проби ретельно перемішують і поміщають в термостат. Через певний проміжок часу, наприклад, 15, 30, 60 і 120 хвилин від початку відстою, в кожній пробі визначається кількість відстояної води, а по закінченню відстою і остаточний вміст води в нафті, наприклад, приладом Діна і Старка.

Результати досліджень представляються у вигляді графіків (рис. 4.3). На рисунку показана залежність якості підготовки нафти або кількості відстояної води від температури підігріву (а), витрати деємульгатора (б) та часу (в).

Рисунок 4.3 – Характер руйнування нафтових емульсій
(в % виділеної води) в залежності від: а – температури
обробки; б – витрати деемульгатора; в – часу відстою

Очевидно, що для всіх досліджуваних деемульгаторів будуть отримані різні криві, але характер їх зміни залишається однаковим. Результати лабораторних досліджень дають можливість орієнтовно встановити і технологічні параметри процесу підготовки нафти (заштрихована область), тобто температуру підготовки, час відстою та витрату деемульгатора.

Питома витрата різних деемульгаторів в промислових умовах коливається в широкому діапазоні: від 20-30 до 150-200 г/т емульсії. Тому на основі лабораторних досліджень можна і потрібно скласти ряд відносної ефективності різних деемульгаторів. Для цього один із найбільш поширених деемульгаторів приймають за еталонний і визначають необхідні витрати його та найбільш перспективних інших ПАР. В результаті отримують відносну ефективність f , яка є відношенням

$$f = \frac{D_e}{D_{\text{дос}}} , \quad (4.7)$$

де D_e і $D_{\text{дос}}$ – відповідно, необхідна питома витрата еталонного та іншого із числа досліджених деемульгаторів. Якщо $f > 1$, то даний реагент менш ефективний, ніж еталонний і, навпаки, при $f < 1$ ефективність еталонного деемульгатора є меншою. Як правило, в промислових умовах підготовки нафти, вибраний лабораторним методом деемульгатор для ефективності різних реагентів підтверджується, хоча фактичні витрати деемульгатора можуть відрізнятися від експериментальних.

Важливе значення в процесах підготовки нафти має визначення оптимального місця вводу деемульгатора в емульсію та спосіб його подачі.

Найбільш доцільними точками вводу різних хімічних реагентів як деемульгаторів, так і інгібіторів солеутворення та корозії являються наступні (рис. 4.4).

Рисунок 4.4 – Основні місця вводу деемульгатора в продукцію свердловини

1. Безпосередня закачка хімреагента в приви́бійну зону пласта. Така закачка може здійснюватися пересувними насосними агрегатами і порівняно дешевим методом подачі хімреагентів. Поступово виносячись разом із рідиною із пласта в свердловину, деемульгатор запобігає утворенню стійкої емульсії і, крім того, знижує в'язкість водонафтової суміші та збільшує коефіцієнт корисної дії газорідного підйомника. Значним недоліком цього способу є нерівномірність дозування деемульгатора.

2. Використання дозуючих пристроїв, які кріпляться до колони НКТ незалежно від способу експлуатації свердловин. Існують і частково застосовуються десятки конструкцій дозуючих пристроїв. Всі вони мають контейнери (ємність) для хімреагента та вузли дозування. Перевагою застосування глибинних дозуючих пристроїв є відсутність температурних коливань, використання пластового тепла і можливість руйнування емульсії меншими дозами реагента.

3. Подача хімреагента в затрубний простір. Сприятливими для застосування такої внутрішньосвердловинної деемульсації є ті способи експлуатації, при яких в свердловину закачується робочий агент, тобто газліфтний спосіб та гідропоршневі насоси. При інших способах експлуатації біля кожної свердловини необхідно монтувати дозуючі пристрої. Оскільки обладнання свердловин додатковими пристроями ускладнює їх експлуатацію, то у практиці нафтовидобутку подібні схеми дозування застосовуються надзвичайно рідко.

4. Найбільш доцільною з економічної точки зору є подача хімреагентів в групові вимірні установки (АГЗУ), тим більше, що деякі з них обладнані дозуючими насосами. Така, хоча і часткова, внутрішньотрубна деемульсація теж в значній мірі зменшує емульсієутворення в промислових трубопроводах і приводить до попереднього руйнування емульсії перед її входом в установку підготовки нафти.

Додаткова подача деемульгатора в емульсію здійснюється безпосередньо в УПН (точки 5 і 6) і детальніше про це розглядається в розділі 5.1.

Велике значення для досягнення достатньої ефективності використання ПАР та зменшення їх витрати має спосіб вводу деемульгатора в емульсійний потік. Він може здійснюватися в товарному вигляді (без додаткового розбавлення) та у вигляді концентрованих тонкодисперсних емульсій в нафті чи емульсій водного розчину в нафті або тільки у воді. Концентрація товарного розчину деемульгатора при цьому складає 0,05-0,1%.

Кожен із способів подачі ПАР в емульсію повинен забезпечити рівномірний розподіл деемульгатора в емульсії, добавку молекул ПАР до кожної краплі води. Це досягається інтенсивним перемішуванням емульсії з деемульгатором, інтенсивність та тривалість якого повинні визначатись промислово-дослідним шляхом. Промислова практика підготовки нафти показує, що різні способи подачі нафти в емульсійний потік (товарна чи розбавлена форми) мають різну ефективність і правильний їх вибір дозволяє зменшити витрату деемульгатора.

На рисунк. 4.5 показана схема приготування низько концентрованих розчинів деемульгатора в нафті (н) або у воді (в).

Рисунок. 4.5 – Технологічна схема приготування розчинів деемульгаторів.

1, 2 – відповідно, змішуючий відцентровий та дозуючий поршневі насоси; 3- насос подачі товарного реагента; 4 – товарний реагент.

Хімічний спосіб руйнування емульсії може бути ефективним тільки при підвищеній температурі, до 40-70 °С. Висока температура сприяє зменшенню в'язкості і полегшує доставку молекул ПАР до крапель води, зменшує стійкість бронюючого шару.

4.4 Електричний та механічні методи руйнування нафтових емульсій

Другим основним методом руйнування нафтових емульсій, після термохімічного, є електричний. Цей спосіб достатньо розповсюджений як в нафтовидобувній, так і в нафтопереробній практиці (установки електрообезводнення та обезсолювання ЕЛОУ) підготовки нафти. Процес руйнування нафтових емульсій під дією електричного поля пояснюється наступним чином. При проходженні через електричне поле високої напруги краплі води поляризуються із утворенням різномісних дипольних зарядів. Відповідно із розподілом

силових ліній електричного поля дипольні краплі орієнтуються вздовж цих ліній у вигляді ланцюжків.

В полі змінного струму дипольні краплі води змінюють напрям своєї орієнтації і деформуються. При цьому міцність бронюючого шару

зменшується і створюються умови для злиття окремих крапель в більші.

Електричний метод доцільно застосовувати на кінцевих стадіях підготовки нафти, при відносно вже невеликому вмісті в ній емульсії. Цей метод забезпечує високу якість підготовки нафти із залишковим вмістом води до 0,2 % та солей до 20-40 мг/л. Оптимальний діапазон зміни напруги електричного поля складає від 0,5 до 4,0 кВ.

Підготовка нафти електричним способом здійснюється в спеціальних установках – електродегідраторах.

Механічними методами руйнування є їх центрифугування, фільтрація через гідрофільні поверхні, використання ефекту виділення газу в емульсійному середовищі. Центрифугуванням можна зруйнувати і виділити воду із особливо стійких емульсій, але цей метод потребує значних економічних витрат.

Емульсії середньої стійкості можна розділяти, фільтруючи їх через гідрофільні поверхні (гравій, бите скло, полімерні матеріали, деякі види подрібнених дерев). Як самостійний процес ці механічні методи для підготовки значної кількості нафти не застосовуються.

Більш широко в технологічних схемах підготовки використовують спосіб руйнування емульсії, який ґрунтується на використанні ефекту виділення газу із нафти. Він полягає в тому, що при зниженні тиску в системі підготовки нафти відбувається безперервне утворення пухирців газу. Розширюючись в краплі нафти, пухирець газу витискує із неї краплі води і ті, попадаючи у водяну зону, з'єднуються з основною масою води.

4.5 Фізико-хімічні основи знесолення нафти

Знесолення необхідне для зниження вмісту солей у товарній нафті перед її подачею на переробку. В процесі знесолення із нафти виділяють не тільки солі – хлориди натрію, барію, магнію і кальцію, сульфати і карбонати, а також окис та сульфід заліза, механічні домішки.

Необхідність значного знесолення (до 50-100 мг/л) викликана, в першу чергу, наявністю значних ускладнень при переробці нафти. Основними із них є зменшення продуктивності установок підготовки та міжремонтного періоду, посилення корозії складного та дорогого обладнання, кристалізація солей на стінках теплонагрівальної та теплообмінної апаратури.

З іншої сторони, всі нафтопереробні заводи мають потужності по глибокому знесоленню і доведенню вмісту солей до 2-3 мг/л.

Тому питання якості підготовки нафти на промислах як її знесолення, так і зневоднення залишаються суперечливими і вимагають подальшого дослідження і обґрунтування.

Значне знесолення нафти досягається автоматично вже в процесі її зневоднення. При низькій мінералізації пластової води одного зневоднення нафти може бути достатньо для доведення її до необхідної кондиції. В більшості випадків необхідні додаткові заходи по знесоленню, причому це часто більш складний технологічний процес, ніж обезводнення і вимагає іноді більш складної апаратури та високої температури.

Основним методом обезсолення є промивка нафти прісною гарячою водою в кількості 20-30 % від загальної кількості нафти. Прісна вода здатна розчинити солі, які знаходяться в нафті, але не можуть розчинити ті, які залишаються в диспергованих частинках води, тобто в рештках емульсії. Тому на останній ступені підготовки нафти, її знесолення, доводиться часто вводити додаткову кількість ПАР та застосовувати підвищений підігрів нафти.

Добавка прісної води в значно обезводнену та частково обезсолену нафту може приводити до вторинного емульгування нафти, але така емульсія нестійка і легко та швидко руйнується.

Втрати прісної води в значній мірі залежать від інтенсивності її перемішування з нафтою. В кожному конкретному випадку необхідно проводити промислові дослідження по визначенню оптимальної інтенсивності та тривалості як перемішування водонафтової суміші, так і наступному відстою. Подача прісної води в нафту може бути як одноразовою, так і окремими порціями в різні точки технологічної схеми підготовки нафти.

Оскільки електричне поле прискорює процеси коалесценції крапель води, зближення крапель прісної та соленої води, то для глибокого зневоднення та знесолення слід застосовувати електродегідратори.

Глава 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 являються 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 послідовного 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 сировини, 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.

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.

Рисунок.5.1. Найпростіша технологічна схема підготовки нафти:
1,4 – сировинні резервуари; 2,5 – буферні; 3,6 – технологічні; 7 – насоси для відкачки сирової нафти (а) та товарної (б); 8 – печі підігріву і полутньої (під товарної) води (В)

Загальна кількість резервуарів УПН та їх об'єм можуть коливатись в широких межах, в залежності від умов підготовки нафтопромислової продукції. Подача деемульгатора може здійснюватися перед установкою підготовки в точках їх подачі, які розглянуті раніше, або безпосередньо перед технологічними резервуарами.

В технологічних резервуарах постійно підтримується водяна подушка висотою в 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 випарування (глава VII) 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.

Рисунок 5.2 Технологічна схема герметизованої установки підготовки нафти.

1,2 – сепаратори відповідно 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.

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 підігрів 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 (рисунок.5.3). Свердловинна продукція після проходження виміряних установок ГЗУ подається на сепараційну установку СУ і звідси рідина поступає безпосередньо на установку підготовки.

Якщо ж технологічні схеми збору передбачають наявність ступеней сепарації та попереднього скиду води (проміжних), то продукція свердловин буде направлена прямо на відстійник В–1, або, минуючи 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 (товарна нафта) продукція 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 попутної пластової води, дощових та промислових стоків. Детальніше процеси підготовки води розглянуті в главі VII.

Всі основні об'єкти комплексної установки підготовки нафти являються 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 роки 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, являються 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 обезсолювання, типу УДО-2М, УДДО-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 (ВВР) руху рідини 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 200м³. Установка УБС складається з двох відсіків – нагрівального І та відстійного ІІ. Через патрубок 2 емульсія поступає в апарат, обгинає перегородку 3 і через нижні прорізи поступає в перший відсік, де нагрівається до температури 60°С. 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.

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

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

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/добу 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/добу.

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 3400мм (див.рис.5.6).

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

Принципи їх роботи теж ґрунтуються на гравітаційному розподілі фаз та промиву 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/добу, 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 теж являє собою горизонтальну циліндричну ємність об'ємом 200 м³, розраховану на робочий тиск до 1 МПа, оснащена 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 проходить процес, аналогічний, як і в іншій відстійній апаратурі, тобто в шарі води залишається значна кількість води. Піднімаючись вгору, 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 з 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 розглядується тут, є установка для виміру якості та кількості товарної нафти, або установка автоматизованої здачі готової продукції типу “Рубін”, рис.5.8.

Рисунок 5.8 Технологічна схема установки автоматизованої здачі готової продукції (Рубін-2М).

Готова продукція з установки підготовки нафти, минуючи товарні резервуари 1, проходить через датчики якості: вологомір 4 та солемір 5. Якщо вміст домішок відповідає встановленим нормам, то потік нафти направляється далі через фільтр 6 та лічильник рідини 8 і за допомогою насоса 10 відправляється споживачам (НПЗ). Всі покази приладів поступають в блок місцевої автоматизації БМА, аналізуються тут і фіксуються. Радіоізотопний густиномір 7 та електроконтактний термометр 9 потрібні для точного переведення 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 досяганні 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 добавка 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% мольН); 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 додаткової очистки. Для другої групи родовищ вже необхідно передбачити додаткову очистку 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

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 $5 \text{ м}^3/\text{т}$. Більш універсальним способом очистки нафти від сірководню є метод ректифікації, а також обробки її хімреагентами (водний розчин лугу).

Рисунок 5.9 - Схема багатоступеневої сепарації з віддувкою нафти сухим газом.

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

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 малоефективне 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 шламагромадjuвачі, 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.

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.

Рисунок 5.10 Технологічна схема стабілізації нафти.

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 і 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 являються особливо цінною сировиною для хімічних та нафтохімічних виробництв.

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

В рідких 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 газові установки (МГБУ) з продуктивністю переробки від 40 до 500 тис.м³/добу нафтового газу.

Такі установки призначені для відбензинення газу, що виділяється на останніх ступенях сепарації, і можуть входити в склад установок підготовки нафти.

Робота найпростішої із них, установки МГБУ-40, базується на використанні принципів стиснення газу і наступної переробки рідкої фази в стабілізаційній колоні, рис.5.11.

Рисунок 5.11 Технологічна схема блочної автоматизованої установки відбензинення нафтового газу МГБУ-40.

Нафтовий газ, який поступає на установку під тиском $0,1 \pm 0,12$ МПа проходить сепаратор С-1 і після відділення крапельної рідини стискується в компресорі ГК-1 до 0,5 МПа. Після цього він охолоджується в холодильнику Х-1 і поступає в сепаратор С-2. Тут, внаслідок охолодження проходить конденсація і розподіл рідкої та газової фаз. Підготовлений сухий газ може використовуватись на промислові потреби, а конденсат насосом Н-1 подається через теплообмінник в стабілізаційну колону К-1. Пари пропан-бутанової фракції із стабілізаційної колони охолоджуються і конденсуються в повітряних холодильниках Х-2. Рідка їх фракція стікає в ємність Е-1 і

звідси насосом Н–2 йде частково на зрошення стабілізаційної колони, а надлишок поступає на реалізацію.

Рідина, яка стікає знизу 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 нафто-газовидобутку при зміні об'ємів видобутку нафтового газу.

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

Глава 6 Зберігання нафти на промислах

6.1 Конструкція, обладнання та експлуатація резервуарів

Всі сучасні технології видобутку, транспорту та підготовки і переробки нафти, як правило, передбачають необхідність тривалого зберігання нафти і нафтопродуктів в резервуарних парках. Загальний об'єм зберігання складає сотні тисяч тон і їх спорудження та експлуатація вимагають значних матеріальних витрат. Крім того, резервуари є вразливими, екологічно небезпечними промисловими об'єктами і їх застосування повинно строго відповідати існуючим нормам безпечної експлуатації та охорони довкілля.

Сучасні конструкції резервуарів відзначаються значною різноманітністю їх за матеріалом, формою та способами розміщення. В промисловій практиці видобутку і підготовки нафти використовуються переважно сталеві вертикальні циліндричні резервуари наземного розміщення (РВС).

Будівничими нормами України визначені можливі стандартні об'єми їх спорудження (РВС-100, 200, 400, 700, 1000, 2000, 3000, 5000, 10000 м³). Резервуари з мінімальним об'ємом в 100-200 м³ використовуються як вимірні ємності, більші є технологічними або сировинними і товарними. Споруджуються резервуари із сталевих листів розміром 1000 × 2000 або 1500 × 3000 мм та із рулонних заготовок, довжина яких відповідає периметру пояса резервуара. Товщина металу стінок резервуару складає 4-12 мм, а якість і марка сталі повинні гарантувати високу міцнісну характеристику, мати встановлений хімічний склад, високу корозійну стійкість.

Обладнання кожного резервуара повинно передбачати безпечну його експлуатацію, можливість наповнення та опорожнення, вимір рівня рідини, підтримання внутрішнього тиску в резервуарі в безпечних межах, його зачистку та ремонт(рис. 6.1)

Рисунок 6.1 - Схема обладнання РВС

Світловий люк 2 та люк-лаз 6 потрібні для огляду резервуара, його провітрювання під час ремонту. Приймально-роздавальні патрубки 1,7 забезпечують операції по заповненню та звільненню резервуара від рідини. При цьому вони повинні передбачати ламінарний рух рідини всередині резервуара, відсутність розбризкування та інтенсивного перемішування. Всередині резервуарів можуть монтуватись парозмієвики для підігріву продукції, а в технологічних резервуарах і пристрої для покращення умов підготовки нафти.

Особливе значення при збереженні нафти і нафтопродуктів має герметизація резервуарів, відсутність прямого контакту їх газового середовища з атмосферою. Для цього всі резервуари повинні бути обладнані дихальними клапанами. Механічний дихальний клапан (рис. 6.2, а) являє собою литий корпус, в якому розміщені два клапани: 1- відкривається при зменшенні тиску в резервуарі нижче встановленої норми та 2- відкривається при надмірному тиску.

Ці клапани виготовляються у вигляді тарілок, відповідно відтарованих, які піднімаються з клапанного гнізда вгору під дією перепаду тиску, а опускаються під власною вагою, коли надлишковий тиск чи вакуум досягає норми.

Більш досконалими являються дихальні клапани типу НДКМ (рис. 6.2, б), які виключають можливість примерзання клапанних тарілок до їх сідел в холодний період.

Рисунок 6.2 - Принципові схеми дихальних резервуарних клапанів а, б та запобіжного в.

Схема а: 1 - клапан вакуума; 2 - клапан надлишкового тиску; 3 - оглядові покриття клапанів. Схема б: 1 - тарілка клапана; 2 - нижня і верхня мембрани; 3 - металевий диск з відрегульованим навантаженням; 4 - ланцюжок. Схема в - гідравлічний запобіжний клапан.

Під дією різних зусиль, що діють на нижню мембрану клапана, тарілка клапана припіднімається і повітря поступає в газовий простір резервуара. Якщо тиск газового простору резервуара перевищує

встановлені норми, то в міжмембранній камері цей надлишковий тиск долає сумарну вагу тарілки 1 та диску 3 і з допомогою ланцюжка 4 тарілка клапана піднімається, випускаючи газо-повітряну суміш в атмосферу.

В більшості сучасних резервуарів типу РВС надлишковий тиск не повинен перевищувати 2000 Па, а вакуум 400 Па, тобто ці резервуари є дуже нестійкими і вразливими до механічних перевантажень конструкціями. Для забезпечення достатньої надійності їх експлуатації, поряд з дихальними клапанами, монтуються і запобіжні, як правило, гідравлічні клапани. Вони повинні спрацювати при відказі механічного клапана або коли його пропускна здатність недостатня для проходження газоповітряної суміші.

Запобіжний клапан (рис 6.2, в) працює на використанні відомого принципу гідравлічного затвору. Кільцевий простір такого клапана заповнюється незамерзаючою рідиною (трансформаторне масло, дизельне паливо, розчини гліцерину та етиленгліколю). Для того, щоб запобіжний гідравлічний клапан не спрацював разом із механічним, його розраховують на дещо більший, (5-10 %) надлишковий тиск або вакуум

Стандартні дихальні клапани типу НДКМ по своїй технічній характеристиці передбачені на пропускну здатність від 500 до 3000 м³/год. При виборі їх типо-розмірів для обладнання резервуарів необхідно враховувати максимальну витрату вуглеводнеповітряної суміші $Q_{\max}$, яка може проходити через дихальний клапан, не викликаючи надмірних величин тиску внутрішнього середовища резервуара або вакууму.

В період заповнення резервуара ця витрата дорівнює

$$Q_{\max} = Q_n + Q_t + Q_r \quad (6.1)$$

де Q_n - максимальна витрата рідини або інтенсивність заповнення резервуара, м³/с ; Q_t - витрата вуглеводневих парів, які викликані нагрівом газового простору резервуара

$$Q_t = \beta \Delta T V \quad ($$

6.2)

де β - коефіцієнт об'ємного розширення газу (1/273 K);

ΔT - швидкість прогріву газового простору резервуара в середньому біля 0,0013 K/с;

V - об'єм заповнення резервуару;

Q_r - об'ємна витрата нафтового газу, який не відділився від нафти і в тій чи іншій кількості поступає в резервуар. В недосконалих системах збору та підготовки нафти в деякі резервуарні парки поступає настільки

значна кількість газу, що приходится експлуатувати резервуари, знімаючи тарілки дихальних клапанів та з відкритими вимірними люками.

Особливу турботу повинна завжди викликати безпечна і довготривала експлуатація резервуарів. Група резервуарів або резервуарний парк повинні споруджуватись в понижених участках місцевості, з врахуванням механічних властивостей ґрунтів і їх стійкості. Резервуарні парки повинні мати надійну обваловку для запобігання розливу нафти по значній території при аварії. Всі резервуари повинні забезпечуватися стаціонарними або пересувними засобами пожежогасіння з використанням води та водоспінювальних систем.

Кожен резервуар повинен мати повний комплект обладнання, передбачений існуючими нормативними документами. В процесі експлуатації їх постійно слідкують за станом зварних швів, наявністю чи відсутністю корозії, механічною справністю всього обладнання (засувки, клапани, сходи і їх перила та інше).

Для запобігання небезпечних розрядів статичних електрострумів кожен резервуар повинен бути надійно заземлений, а перевірка електричних опорів такого заземлення має бути регулярною.

Особливо відповідальною операцією при експлуатації промислових резервуарів є їх зачистка від механічних домішок (рештки глинистих розчинів, продукти корозії, соляні відклади). Для звільнення від парів вуглеводнів в резервуарі відкривають всі люки та отвори і він пропарюється на протязі 15-24 годин в залежності від об'єму. Сама зачистка резервуарів здійснюється з допомогою миючих машин типу ММ-4.

При зборі сірчаної нафти велику увагу потрібно звертати на можливість появи в резервуарах пірофорних з'єднань заліза, які здатні до самозагоряння в широкому діапазоні зміни температур.

Кожен новозбудований резервуар або резервуар, що пройшов ремонт, може бути введений в експлуатацію тільки після проведення відповідних випробовувань та прийняття спеціальною комісією.

Оскільки автоматизовані установки здачі готової продукції застосовуються рідко, то вимір кількості та якості нафти після її підготовки здійснюється переважно в товарних резервуарах об'ємним методом.

Попередньо кожен резервуар калібрується, про що вже згадувалось в розділі 1.2., з інтервалом не більше 1 см, щоби встановити залежність висоти наливу від об'єму рідини. Результат

калібровки оформляють в вигляді таблиці, яка є офіційним документом для обліку та реалізації товарної нафти.

Вимір рівня рідини повинен здійснюватись з великою точністю за допомогою вимірної стрічки з міліметровими поділками. Наявність шару підтоварної води та її висоту визначають з допомогою спеціальної водочутливої стрічки. Для перерахунку об'ємної кількості товарної нафти в масову в резервуар спускають пробовідбірник і відбирають ряд проб нафти по висоті, згідно існуючих стандартів.

Після відбору проби нафти необхідно якомога швидше визначити температуру, густину нафти і привести середнє значення її густини до стандартної до температури $+20^{\circ}\text{C}$.

У великих товарних резервуарах можуть монтуватись стаціонарні пристрої для відбору проб нафти. Після визначення в лабораторних умовах процентного вмісту води обраховують загальну масу чистої нафти, яку і реалізують споживачам.

6.2 Боротьба з втратами вуглеводнів при видобутку та зберіганні нафти

Значна, а інколи і основна, частина втрат вуглеводнів при видобутку нафти пов'язана з необхідністю тривалого зберігання її в резервуарних парках. Причиною втрат є наявність великих та малих "дихань" резервуарів. Великі дихання відбуваються внаслідок проведення спуско-наливних операцій. Під час спорожнення резервуара в ньому створюється вакуум, тому дихальний клапан відкривається і повітря заходить в газовий простір, вирівнюючи внутрішній та зовнішній тиски, і змішується при цьому з вуглеводневими парами. В період заповнення резервуара газоповітряна суміш виходить в атмосферу, тобто втрачається.

Малі дихання резервуарів відбуваються при зміні температурного режиму зберігання нафти: при підвищенні денної температури або в зв'язку із зміною технологічного процесу підігріву, збільшується тиск насичених парів вуглеводнів, що знаходяться в газовому просторі резервуару, і частина їх виходить в атмосферу. В нічний час, при охолодженні газового простору резервуара відбувається зворотній процес - відкривається дихальний клапан і повітря входить всередину резервуара.

Промислові дослідження підтверджують, що сумарна масова втрата вуглеводнів тільки при зберіганні та підготовці нафти може досягти 2-3% від загального її видобутку. Масові втрати вуглеводнів G

за одне велике дихання, тобто при заповненні резервуара, визначаються за формулою:

$$G = V \rho_r C, \quad (6.3)$$

де V - об'єм газоповітряної суміші, яка вийшла з резервуара в період його заповнення, м^3 . Якщо незначним значенням надлишкового тиску в резервуарі або величиною вакуума, які підтримуються дихальним клапаном, нехтувати, то об'єм V дорівнює об'єму рідини, що поступила в резервуар при його заповненні;

ρ_r - густина газу в нормальних умовах, $\text{кг}/\text{м}^3$. Враховуючи значний вміст в нафтовому газі пропан-бутанових фракцій, його густина може коливатись в широких межах ($1.2 - 2.0 \text{ кг}/\text{м}^3$);

C - середня концентрація парів вуглеводнів в газовому просторі. Залежить ця концентрація від багатьох факторів - густини нафти, вмісту в ній легких вуглеводнів, температури та часу зберігання нафти в резервуарі, площі контакту нафти з газовим середовищем:

$$C = \frac{q S t T}{V}, \quad (6.4)$$

де q - інтенсивність випаровування нестабільних вуглеводнів та переходу їх в газовий простір;

S - площа поверхні рідини;

t - час перебування нафти в резервуарі;

T - температура зберігання;

V - об'єм газового простору.

Використання формули (6.4) викликає значні труднощі, зв'язані насамперед із складністю визначення коефіцієнта q , оскільки процеси насичення газового простору відбуваються в складних, неізотермічних умовах. Крім того, в промислові, технологічні та товарні резервуари попадає ще і значна кількість залишкового нафтового газу, який взагалі не піддається кількісному розрахунку.

Практично, враховуючи високу, як правило, температуру зберігання нафти, вже через 2-3 години після попадання повітря в резервуар концентрація парів вуглеводнів в газоповітряній суміші досягає 0.3 - 0.5. Отже, якщо для прикладу $V=1000 \text{ м}^3$, то при повному заповненні резервуара і при $\rho = 1.5 \text{ кг}/\text{м}^3$ та $C=0.5$ втрата вуглеводнів (за одне велике дихання) складає 750 кг .

Більш точний розрахунок втрат від великих дихань повинен враховувати, що об'єм газоповітряної суміші V , яка виходить із резервуара в період його заповнення фактично дорівнює

$$V = V_n - \Delta V \quad (6.5)$$

де V_n - об'єм нафти, що поступила в резервуар, м³,

ΔV - частина об'єму газового простору резервуара, яка не буде виходити із нього в період заповнення, внаслідок деякого стискування, газового простору до допустимого його значення і при перевищенні якого спрацювують дихальні клапани.

$$\Delta V = V_1 \frac{P_{к.т} + P_{к.в}}{P_a + P_{к.т} - P} \quad (6.6)$$

де $P_{к.т}$ і $P_{к.в}$ - відповідно тиск спрацювання дихального клапана при надлишковому тиску і вакуумі;

P_a і P - атмосферний та середній тиск в період заповнення резервуара ;

V_1 - об'єм газового простору на кінець заповнення резервуара. Величина ΔV є порівняно невеликою і не впливає істотно на розрахунок втрат вуглеводневих парів від великих дихань.

Втрати від малих дихань складають меншу частину загальних втрат (10-15%), але при тривалому зберіганні нафти їхня сумарна величина є значною.

Основними методами зменшення або повної ліквідації втрат легких фракцій вуглеводнів при зберіганні нафти являються:

1. Повна герметизація резервуарів, експлуатація їх з підвищеним внутрішнім тиском чи вакуумом;
2. Ліквідація газового простору резервуарів;
3. Вловлювання та використання парів вуглеводнів, які виходять в атмосферу.

В практиці нафтовидобутку резервуари високого тиску, які практично повністю запобігають втратам вуглеводнів, не застосовуються. Ліквідація газового простору резервуарів типу РВС досягається шляхом використання плаваючих покрівель або понтонів. Такі пристрої плавають на поверхні рідини, рухаються разом з нею вверх-вниз і створюють достатню ізоляцію нафти та нафтопродуктів від зовнішнього повітряного середовища. Втрати вуглеводнів при їх використанні зменшуються на 70-80%. Певне застосування такі конструкції знаходять в великих резервуарних парках магістрального транспорту нафти та на базах зберігання і постачання нафтопродуктів і при використанні резервуарів значних об'ємів (РВС -5000-20000).

В промислових умовах підготовки та зберігання нафти, при наявності значної кількості резервуарів типу РВС - 500 - 2000, більш

доцільною технологією боротьби з втратами вуглеводнів є вловлювання та використання їх парів (рис 6.3).

Рисунок 6.3 - Схема обв'язки резервуара при вловлюванні та використанні парів вуглеводнів

1 - сигналізатори внутрішнього тиску парів в резервуарах;
2 – конденсатозбірник; 3 – компресор; 4 - регулювальний клапан

Така технологія передбачає обв'язку газового простору всіх резервуарів товарного парку, відбір і подачу парів вуглеводнів в конденсатозбірник 2. З допомогою компресора 3 газова фаза відбирається, стискується і направляється в систему збору газу, а конденсат на переробку або на внутрішні потреби. Особливе значення має чітке підтримання внутрішнього тиску в резервуарах для запобігання їх руйнування.

Тому режим роботи компресора регулюється в залежності від показів особливо чутливих електроконтактних манометрів 1. При зменшенні тиску газового простору резервуарів понад встановлені межі спрацьовує система, яка відкриває регулювальний клапан 4 для стабілізації тиску в резервуарах. Для збільшення надійності такої системи на резервуарах повинні залишатись дихальні клапани.

Крім основних і найбільш радикальних методів боротьби із втратами вуглеводнів при зберіганні нафти в резервуарах, необхідно застосовувати і більш прості технології : зменшення об'єму газового простору резервуарів та кількості зливно-наливних операцій, зниження інтенсивності температурних коливань внутрішнього середовища шляхом пофарбування резервуарів в білий колір, їх теплової ізоляції. Ефективним методом зменшення втрат вуглеводнів від випаровування є використання простих екранів, які плавають на поверхні рідини (поліетиленові плівки, кульки, швидко твердіючі, легкі і пористі пластмаси) .

Втрати вуглеводнів в процесі видобутку нафти і газу відбуваються не тільки в процесах підготовки та зберігання нафти. Середньо статистична, найбільш вірогідна структура втрат вуглеводнів, отримана на основі обробки чисельних промислових досліджень, приведена в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 - Характерна структура втрат вуглеводнів при видобутку нафти

№ п/п	Види та технологічні місця втрат вуглеводнів	% від загальної кількості втрат
1	При підготовці та зберіганні нафти (в сировинних, технологічних, товарних резервуарах).	45
2	Втрати нафтового газу (продувка свердловини, трубопроводів в атмосферу, неякісна сепарація)	15
3	Освоєння свердловини, виклик припливу рідини, дослідження свердловин	15
4	Аварії (розгерметизація обладнання, спрацювання запобіжних клапанів)	7
5	Проведення ремонтних робіт (підземні та поверхневі роботи, зачистка резервуарів та іншого обладнання)	7
6	Інші види втрат (в системі ППТ, через сальники, засувки, при депарафінізації, спуску скребків та вимірювальної апаратури)	11
Всього		100

Аналіз таблиці 6.1 підтверджує наявність істотних втрат при зберіганні нафти та існування значної кількості інших видів втрат, зв'язаних, насамперед, з недосконалістю сучасних технологій експлуатації свердловин, їх дослідження, при проведенні ремонтних робіт.

Порівняно низька величина втрат вуглеводнів від аварій пояснюється тим, що вони носять епізодичний характер. Таблиця не враховує можливості виникнення надзвичайно великих аварій (відкритий аварійний фонтан, розриви магістральних нафтогазопроводів і інше), які спричиняють дуже великі втрати вуглеводнів.

РОЗДІЛ 7 Підготовка і використання прісної та пластової мінералізованої води

Видобуток нафти тісно пов'язаний з необхідністю використання значної кількості технічної води. Вона потрібна при проведенні різних технологічних процесів охолодження, знесолення нафти, проведення підземних ремонтів свердловин, зачистки резервуарів, гідравлічного випробування трубопроводів і в багатьох інших, але основна кількість прісної води використовується в системі підтримання пластового тиску.

На початковій стадії розробки кожного нафтового родовища, технологічна схема розробки якого передбачає закачку води в пласт, використовують виключно прісну воду. Тільки пізніше, із збільшенням в продукції свердловин пластової мінералізованої води, переходять на поступове зменшення закачки в пласт прісної води, хоча повністю відмовитись від її використання в системі ППТ по різних причинах вдається рідко.

7.1 Основні вимоги до фізико-хімічних властивостей води, яка закачується в пласт

Незалежно від того, яка вода застосовується для закачки в пласт, прісна чи пластова мінералізована, вимоги до якості їх є одними і тими ж. Така вода повинна відповідати наступним вимогам:

1. Володіти високою фільтраційною, нафтовитісняючою та нафтовідмиваючою здатністю;
2. Вміщувати різні сторонні домішки в таких межах, які не викликають помітного зменшення приємності нагнітальних свердловин;
3. Бути сумісною з пластовою водою, не спричиняти при їх змішенні утворення нерозчинних солей, які могли б знизити проникливість продуктивного пласта;
4. Не порушувати екологічну рівновагу продуктивного пласта.

Із аналізу вказаних вимог виходить, що прісна вода за своїми фізико-хімічними властивостями менш придатна для закачки в пласт, ніж пластова мінералізована вода. Прісна вода має меншу, ніж пластова мінералізована, густину та в'язкість, отже, і меншу нафтовитісняючу здатність. Вона може спричиняти набухання глинистих складових продуктивного пласта і значне зменшення його проникності. Крім того, в прісній воді можуть знаходитись небезпечні сульфатовідновні бактерії, в результаті життєдіяльності яких в пласті утворюються сірководень та погіршується якість нафти.

Пластова мінералізована вода, що відокремлюється в процесі підготовки нафти і використовується в системі підтримання пластового тиску, позбавлена в значній мірі вказаних недоліків, і крім того, містить в собі певну кількість поверхнево-активних речовин, має підвищену температуру. З іншої сторони, пластова мінералізована вода може мати значну кількість механічних домішок, рештків нафти, а значить вимагати більших витрат на її підготовку.

Важливою проблемою є визначення ступеню підготовки води перед закачкою її в пласт. В початковий період впровадження методів підтримання пластового тиску з використанням води допустимі норми вмісту механічних домішок визначались лабораторним методом, шляхом вивчення впливу води різної якості на фільтраційні властивості зразків (керна) продуктивного пласта. В результаті були розроблені правила та інструкції, які передбачали досить жорсткі норми підготовки води із допустимим вмістом механічних домішок до 2 мг/л, солей заліза до 0,3 мг/л.

Практика закачки води в продуктивні пласти показала, що при вимушеній закачці води в пласт значно гіршої якості різкого зменшення прийнятності нагнітальних свердловин не відбувається. Це пояснюється особливостями будови продуктивних пластів. При наявності тріщинного колектора, із значною розкритістю тріщин, вміст різного виду домішок в нагнітальній воді може бути значно більшим, ніж для гранульованого колектора.

Норми якості води, наведені в таблиці (7.1), носять якісний характер і повинні уточнятися шляхом дослідно-промислової експлуатації перших нагнітальних свердловин на кожному конкретному нафтовому родовищі.

Таблиця 7.1 Норми граничного вмісту домішок мг/л.

№ п/п	тип колектора	нафти, мг/л	механічних домішок, мг/л	солей заліза, мг/л
1	тріщинний	25	30	2
2	слаботріщин- ний	15	10	1
3	гранувальний(п оровий)	1	2	0,5

7.2 Технологічні схеми водовідбору, водопостачання та підготовки прісної води

Для заводнення нафтових пластів використовуються переважно поверхнева вода річок та озер і, в меншій мірі, морська та підземна пластова. При виборі джерела водо-постачання та місця водозабору керуються необхідністю забезпечення достатньої кількості води, її якістю, відстанню до місця заводнення. Найбільш економічно доцільно використовувати підруслові свердловини, які відбирають воду з водоносних аллювіальних відкладів, що залягають на глибині 10 - 50 м. Така вода, яка вже пройшла природну фільтрацію через гравій, пісок, містить мінімальну кількість домішок, навіть в період повені.

Технологічна схема водопостачання системи ППТ з сифонним відбором підруислової води показана на рисунку 7.1. Водовідбірні свердловини бурять в безпечних на період розливу ріки місцях, на відстані 50 -100 м одна від другої, обладнують обсадними трубами 1 діаметром до 300 мм та водопідйомами 2 з фільтром діаметром до 200 мм.

Група свердловин колекторною системою під'єднується до вакуумних котлів 3. З допомогою вакуум-насосів 4 (РМК -2) в системі створюється вакуум до 85 кПа, що дозволяє підняти воду з порівняно невеликої глибини (до 8,0 м).

Рисунок 7.1 - Технологічна схема водопостачання з сифонним водозабором.

1-обсадна колона ; 2- водопіднімальна колона ; 3- вакуум-котел ; 4-вакуум-насос ; 5- насосна станція 1-го підйому ; 6,8 - буферні резервуари ; 7 - водоочистна установка ; 9 - насосна станція 2-го підйому ; 10 - кушова насосна станція ;11- нагнітальні свердловини.

Вода при цьому спочатку поступає в вакуум-котел і звідти насосами станції першого підйому 5 подається далі в технологічну схему її підготовки та використання.

При низькому рівні ґрунтової підруислової води необхідно використовувати індивідуальні водозабори, тобто опускати в кожен підруслову свердловину занурений відцентровий насос з електродвигуном.

Гирло водозабірних свердловин розміщують в колодязях, закритих герметичних люках, а вакуумні котли разом з електровідцентровими насосами станції першого підйому в бетонних шахтах глибиною 9 - 17м.

Підруслові води, як правило, можна використовувати для заводнення без підготовки. При використанні відкритих водозаборів така обробка

обов'язкова і здійснюється на станціях очистки, типова схема яких показана на рис. 7.2.

Вода насосами 1 станції першого підйому подається в змішувач 3, куди дозується також певна кількість коагулянта. Коагуляція - це процес захоплення тонкодисперсних механічних домішок пластивцями коагулянтів (сірчано-кислого алюмінію, хлорного заліза, або залізного купоросу), які в ре-зультаті відстою можуть бути легко виділені із води разом з вловленими домішками.

Рисунок 7.2 - Принципова схема водоочисної станції підготовки прісної води.

Після змішувача вода поступає в освітлювач 4, де і проходить осідання основної кількості механічних домішок і далі в гравійно-пішані фільтри 5. Чиста вода нагромаджується в буферних резервуарах 6 і звідси насосами 7 станції другого підйому подається на кушові насосні станції. Насос 8 передбачає можливість періодичної промивки фільтрів, шляхом створення зворотної циркуляції.

Якщо в воді знаходиться значна кількість бікарбонатів кальцію та магнію $[Ca(HCO_3)_2 \text{ і } Mg(HCO_3)_2]$, то, відкладаючись в пласті, їхні солі можуть привести до закупорки пор пласта.

Декарбонізацію води здійснюють шляхом її обробки розчином гашеного вапна $Ca(OH)_2$. Декарбонізація в певній мірі зменшує і вміст солей заліза в воді, які можуть сприяти особливо швидкому зменшенню прийнятності нагнітальних свердловин. Додатково для зменшення солей заліза в воді застосовують також і її аерацію в градирнях чи відкритих басейнах, але збагачення води киснем підвищує її корозійну активність і є небажаною.

Перспективним напрямом застосування води в системі ППТ є її видобуток із відносно глибоких водоносних горизонтів з різною ступінню мінералізації (рис. 7.3).

Рисунок 7.3 - Схема закритої закачки пластових вод в нагнітальні свердловини.

1-нагнітальні свердловини ; 2- водопроводи високого тиску ; 3- занурений електровідцентровий насос ; 4- водорозподільчий та вимірний вузол ; 5- станція управління ; 6- трансформатор.

Згідно цієї схеми, вода із водозабірної свердловини 3 насосом подається на розподільчу гребінку і після виміру витрати рідини закачується в нагнітальні свердловини .При використанні потужних занурених електровідцентрованих насосів типу УЕВН-16-3000-1000 з

подачею 3000 м³/добу одна водозабірنا свердловина здатна забезпечити заплановану подачу води в кілька нагнітальних свердловин .

При сприятливих умовах на деяких родовищах можна здійснити внутрішньосвердловинний потік води із водоносного горизонту в продуктивний пласт без підйому води на поверхню.

7.3 Технологія підготовки пластової стічної води

Пластові стічні води складаються в основному (до 85 %) із попутної пластової води , яка відділяється від нафти в процесі її збору та підготовки , а також містить прісну воду (каналізаційна , дощові стоки) .

Пластові води характеризуються різною мінералізацією або вмістом неорганічних солей від 1,0 до 3000 г/л . Відповідно, із збільшенням мінералізації зростає і густина води , яка може досягати 1500 кг/м³.В незначній мірі в такій воді розчинені вуглеводневі гази, азот, сірководень та інші. Пластові стічні води характеризуються значною корозійною активністю .

Частина стічних вод на деяких нафтогазопромислах нагнітають в водопоглинальні горизонти, оскільки це не потребує їх підготовки, а скидання в відкриті водойми заборонено.

Але деяка економія на підготовці стічних вод не може компенсувати тих недоліків та ускладнень, які характерні при використанні в системі ППТ прісної води. Крім того, скидування пластової води без її попередньої підготовки може спричинити і відчутні втрати нафти .

Як відмічалось в розділі 1, зневоднення нафти може починатись в установках попереднього скиду води УПС і продовжуватись на центральному збірному пункті в установках УПН. Промислова практика показує, що пластова вода, яка відділяється від нафти в установках УПС та на першій ступені заводнення в установках УПН містить порівняно незначну кількість домішок, в тому числі і нафти. В деяких випадках, особливо при видобутку легкої малов'язкої нафти, яка не схильна до утворення стійких емульсій, таку воду можна використовувати в системі ППТ без попередньої підготовки .

Якщо ж пластова вода не відповідає встановленим вимогам, що часто має місце при наявності слабопроникних колекторів, то її необхідно направляти на установку підготовки води (УПВ).

Перші такі установки були відкритого типу з використанням пісכולовок, нафтопасток, земляних або залізобетонних амбарних установок.

Сучасні установки підготовки води є закритими, а принцип її підготовки ґрунтується в основному на відстої та фільтрації або тільки на відстої води. На рис.7.3 показана конструкція резервуара, як основного об'єкта підготовки води (гідрофобний фільтр).

Рисунок 7.4 - Резервуар-відстійник з гідрофобним фільтром.

1- колектор ; 2- камера переливу нафти ; 3 - ємність збору води ;
4-відводи ; 5- плунжер ; 6- відвідна труба ; 7- поплавок ; 8-шар
емультованої нафти.

Принцип роботи такого відстійника полягає в наступному. Забруднена вода по колектору 1 поступає в ємність 3 і по спеціальних відводах 4 рівномірно стікає вниз . Проходячи через нафтову "подушку" 8 , вода фільтрується . Краплі нафти контактують з навколишньою нафтою і переходить в її склад. Рівень гідрофобного фільтра підтримується постійним за рахунок переливу надлишку нафти в камеру 2 і звідти виводиться на повторну підготовку в установку УПН. Розміщення водонафтового рівня можна регулювати з допомогою пересуви плунжера 5 в водовідвідній трубі 6, а контроль за цим рівнем здійснюється з допомогою поплавка 7.

Вода, яка відділяється від нафти на другій ступені зневоднення та знесолення, а також і каналізаційна , характеризується підвищеним вмістом тонкодисперсних механічних домішок , залишками емульсії, тобто якість такої води значно гірша, а об'єм складає біля 15 - 20 % від загальної кількості видобувної води. Тому в деяких випадках підготовку такої води доцільно вести по окремій технологічній схемі (рис. 7.5)

1-установка попереднього скиду води ; 2,3- перша та друга ступені зневоднення та знесолення ; 4- резервуар збору технічної , каналізаційної води та дощових стоків ; 5- установка підготовки води ; 6- резервуар-гідрофобний фільтр.

Рисунок 7.5 - Роздільна технологія підготовки пластової та стічної води.

Як видно із схеми, попутна пластова вода, яка відділяється на перших ступенях підготовки нафти, не змішується з іншою водою, а поступає прямо в систему ППТ або проходить очистку в гідрофобному фільтрі. Решта води потребує більш складної підготовки, яка здійснюється з допомогою фільтрів-відстійників або гідроциклонних установок. Цю

воду після підготовки можна використати, аналогічно, як і в першому варіанті, а при низькій концентрації солей можна повторно подати на ступінь глибокого зневоднення. Роздільна технологія підготовки рідини за своїми властивостями води, дозволяє знизити загальні витрати та уникнути ускладнень, які можуть виникати при їх об'єднанні.

Схема коалесцентного фільтра-відстійника показана на рис.7.6.

Рисунок 7.6 - Горизонтальний фільтр-відстійник підготовки води.

Подача рідини в фільтр здійснюється по трубі 2 в камеру попереднього відстою 3 і далі в фільтр 4. Гранульований матеріал фільтрів спричиняє руйнування плівок окремих глобул нафти їх прилипання і з'єднання в більш масивні краплі. Ефективність таких фільтрів залежить, в першу чергу, від гідрофобної характеристики їх твердої поверхні. Високою змочуваною здатністю до нафти володіють пластмасові речовини, типу поліетилен, в вигляді гранул 2-3 мм, кам'яне вугілля, оброблене спеціальними способами, природні матеріали (кварц, метал) та інші. Нафтові плівки, в складі яких є і затримані механічні домішки, при досягненні критичної довжини відділяються в вигляді великих крапель і виносяться потоком води через перегородку в шар нафти, де зливаються і залишаються там. Для забезпечення нормальної роботи фільтр-ра-відстійника необхідна періодична його промивка. Така промивка може здійснюватися з допомогою розчинників (гас, бензин, толуол), поєднуючи і посилюючи їх дію пароводяною сумішшю. Допустимий і доцільний вміст нафтопродуктів в стічній воді при подачі в фільтр-відстійник не повинен перевищувати 2,0 г/л, а твердих домішок до 0,2 г/л. Поєднання в єдиному апараті процесів відстою, коалесценції та фільтрації дозволяє вести обробку води низької якості з мінімальними виробничими витратами.

Очищення стічної води в невеликих об'ємах від нафтопродуктів та механічних домішок доцільно проводити і з допомогою гідроциклонних апаратів типу НУР-3500 (рис.7.4). Принцип роботи таких апаратів ґрунтується на розподілі гетерогенних систем під дією відцентрових зусиль швидкого обертального руху потоку рідини.

Забруднена вода подається тангенціально в розподільчу камеру 1. Тут проходить відділення відносно великих твердих домішок, які періодично з допомогою засувки 10 перепускаються в збірник шламу 4.

Рисунок 7.7 - Мультигідроциклон НУР - 3500.

Вода з розподільної камери рівномірно подається на гідроциклони 2, де внаслідок інтенсивного обертального руху і йде розподіл твердих домішок, нафти та води.

Тверді складові через отвори 3 гідроциклонів відводяться в шламовісбірник, а рідина - в зливну камеру 5, де продовжується її обертання та розподіл на нафту і воду. Через зливні трубки 6 нафтопродукти відводяться в камеру їх збору 7, а вода проходить по радіальних отворах в стінках верхньої частини зливної камери і поступає в секцію збору 8 та відводиться з мультигідроциклона. Вловлені в шламовісбірнику механічні домішки періодично виводяться, а відстоюна вода через всмоктуючі трубки 9 поступає знову в гідроциклони.

Технологічна схема очистки води з використанням мультигідроциклона приведена на рис.7.8.

Рисунок 7.8 - Принципіальна технологічна схема очистки стічної води з використанням мультигідроциклона.

1,5,7-відцентрові насоси; 2,4,6,-буферні ємності; 3-мультигідроциклон.

7.4 Обладнання системи підтримання пластового тиску

Основними об'єктами системи підтримання пластового тиску є численні насосні станції, основними з яких є кушові насосні станції, які здійснюють безпосередню закачку води в нагнітальні свердловини під високим тиском. Кількість кушових насосних станцій, їх розміщення на території нафтового родовища залежить від його розмірів, числа нагнітальних свердловин та об'ємів закачки.

Сучасні насосні станції споруджуються індустріальним способом, тобто являються блочними кушовими станціями -БКНС. Технологічні схеми БКНС розраховані на одночасну сумісну або роздільну закачку прісної та пластової стічної води під тиском 10-18 МПа. Конструктивно окремі блоки являють собою металічну основу, на якій монтується комплекс технологічного обладнання. Основними блоками являються - насосний блок (НБ); низьковольтної апаратури та управління (БА); дренажних насосів (БД); напірної гребінки (БГ).

В залежності від типу БКНС вони можуть комплектуватись 1-4 окремими насосними блоками, основним обладнанням яких є відцентрові насоси типу ЦНС-180 або ЦНС-500. Кожен такий блок це окрема індивідуальна насосна установка (рис.7.9) з власним допоміжним обладнанням та системою управління. Це дозволяє легко нарощувати сумарну подачу БКНС за рахунок установки додаткового

блоку або його відключення і наступне застосування в інших системах ППТ.

Рисунок 7.9 – Технологічна схема блочної кущової насосної станції

Список літератури

1. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. Учебник / Г. С. Лутопжин. - М: Недра, 1979.-318с.
2. В. П. Тронов. Промысловая подготовка нефти М: Недра, 1977 - 271 с.
3. Р. М. Попадюк, В.Г. Боднарук. Збірник задач. Розрахунок збору та підготовки нафтопромислової продукції. - 1ФДТУНГ. 1996 - 95 с.
4. Р. В. Капитонов. Совершенствование сепараторного оборудования. Обзорная информация. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М: ВНИИЭгазпром, 1984, вып 7, - 37с.
5. Нефтепромысловое оборудование: Справочник / Под ред. Е. Й. Бухаленко. 2-е изд. - "М: Недра, 1990. - 559 с.
6. Степанова Г, С. и др. Расчет фазовых равновесий углеводородных смесей. - М: Недра, 1969.-230с.
7. В. И. Бараз. Добыча, подготовка и транспорт нефтяного газа. - М: Недра, 1975.- 150с.
8. Т. М. Бекиров, А. Т. Шаталов. Сбор и подготовка к транспорту природных газов, - М: Недра, 1986. - 260 с.
9. Н. Н. Репин и др. Предупреждение образования эмульсий при добыче и сборе нефти. - М: ВНИОЭНГ, 1979. - 50 с.
10. О. Т. Ткачев, П. Й. Тугунов. Сокращение потерь нефти при транспорте и хранении. - М: Недра, 1988 - 116с.