Министерство науки и высшего образования РФ

Федеральное государственное автономное

образовательное учреждение высшего образования

**«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт нефти и газа

кафедра проектирвоания и эксплуатации газонефтепроводов

Петров О.Н.

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**

к выполнению курсовой работы

Предназначено для студентов, обучающихся по направлению 23.03.03 «Эксплуатация транспортно-технологичесих машин и комплексов», профили 23.03.03.09 «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта, хранения и распределения нефти, нефтепродуктов и газа», 23.03.03.34 «Эксплуатация и обслуживание систем сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа», 23.03.03.35 «Эксплуатация и обслуживание объектов хранения и распределения нефти, нефтепродуктов и газа».

Красноярск 2023

**СОДЕРЖАНИЕ**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Введение…………………………………………………………………. |  | *999* |
| Основная часть………………………………………………………… |  |  |
| 1 Расчет линии НГВС, трубопровода «скважина – АГЗУ»……… |  |  |
| 2 Расчет линии НГВС, трубопровода «АГЗУ Куста №1 и АГЗУ Куста №2 – площадка сепараторов С, ТФС»………………….…… |  |  |
| 3 Расчет линии эмульсии, трубопровода «ТФС – КСУ – блок технологической перекачки»……………………………………….. |  |  |
| 4 Расчет линии газа, трубопровода «Сепараторы С, ТФС – Газосепаратор – СИКГ – ГКС»…………………………………….. |  |  |
| 5 Расчет линии воды, трубопровода «Очистные сооружения пластовых вод – БКНС»……………………………………………… |  |  |
| 6 Принципиальная схема сбора, подготовки и транспортировки углеводородного сырья……………………………………………… |  |  |
| Заключение……………………………………………………………….. |  |  |
| Список сокращений……………………………………………………… |  |  |
| Список использованных источников………………………………….. |  |  |

**ВВЕДЕНИЕ**

Технологические сооружения подготовки нефти и газа к транспорту обеспечивают:

* непрерывный прием продукции от скважин к технологическим площадкам подготовку нефти до требований ГОСТ Р 51858 – 2020 с дальнейшей подачей нефти на головную нефтеперекачивающую станцию магистрального нефтепровода;
* очистку газа первой ступени сепарации от капельной жидкости и подачу на головную компрессорную станцию для компримирования и дальнейшей закачки в магистральный газопровод или в газоутилизирующие скважины;
* очистку газа второй ступени сепарации от капельной жидкости и использование на технологические нужды и котельную вахтового поселка;
* компримирование газа низкого давления и совместную транспортировку с газом первой ступени на ГКС;
* очистку пластовой воды от нефти и механических примесей до норм, соответствующих требованиям ОСТ-39-225 – 88, и подачу на БКНС с последующей закачкой совместно с очищенными производственно-дождевыми стоками в водоутилизирующие скважины;
* измерение количества нефти, газа и воды по каждому направлению;
* выработку, хранение и подачу инертного газа на нужды месторождения и склада метанола опорной базы промысла.
* прием, хранение и подачу дизельного топлива на аварийную дизельной электростанции.

Цель курсовой работы – составить принципиальную схему сбора, подготовки и транспортировки углеводородного сырья.

Задачи:

1) рассчитать трубопроводы, транспортирующие флюид от скважины до АГЗУ, от АГЗУ до площадки сепарации газа и далее нефтяную эмульсию дро УПН;

2) рассчитать трубопровод, транспортирующий отделившийся газ в процессе сепарации от площадки сепараторов до ГКС;

3) рассчитать трубопровод-водовод пластовой воды от очистных сооружений до БКНС;

4) на основании расчетов составить принципиальную схему сбора, подготовки и транспортировки углеводородного сырья.

**ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ**

**1 Расчет линии НГВС, трубопровода «скважина – АГЗУ»**

От устья скважины (фонтанной арматуры) до АГЗУ осуществляется трубопроводный транспорт флюида, представляющего собой нефтегазоводяную смесь.

Известен перепад давления в трубопроводе «скважина – АГЗУ», массовый расход флюида, длина трубопровода. Необходимо определить наружный диаметр трубопровода .

Решение.

Подобные задачи следует решать графоаналитическим методом. Этот метод предполагает построение графической зависимости  и далее, по заданному значению перепада давления определить диаметр трубопровода.

С точки зрения математики функция бесконечна, если она не ограничена условиями, поэтому нужно задаться не менее, чем пятью различными вариантами диаметров трубопроводов, и далее провести расчет по схеме:

Задаемся произвольными диаметрами . Согласно ГОСТ Р 53580 – 2009, Приложение Е, промысловые трубопроводы сварные и бесшовные имеют следующие стандартные наружные диаметры: от 26 до 1220 мм. Трубопроводы от выкидных линий фонтанной арматуры до автоматизированных групповых замерных установок обычно имеют наружные диаметры не более 200 мм. Поэтому можем задаться несколькими стандартными значениями, например: 60, 83, 121, 140 и 159 мм.

Для условия задачи находим скорости  движения флюида для принятых диаметров  по формуле:

,

где  – пропускная способность трубопровода, м3/с (то есть объемный расход);

 – площадь поперечного сечения трубопровода, м2.

Пропускная способность трубопровода в м3/с (объемный расход) связан с пропускной способность трубопровода в т/с (массовым расходом) через формулу:

,

где  – плотность флюида, в т/м3 или кг/м3.

Плотность флюида можно определить по одной из формул:

– для двухкомпонентных однофазных смесей (жидкость – вода и нефть):

;

– для трехкомпонентных двухфазных смесей (газожидкостная смесь – вода, нефть и газ (нефтегазоводяная смесь, НГВС)):

,

где ,  – плотности нефти и воды соответственно, кг/м3;

 – обводненность, ед;

,  – то же, что и формуле (1).

 – газосодержание в долях единицы;

 – доля дисперсной фазы в смеси;

, ,  – соответственно плотность дисперсионной среды, дисперсной фазы и газа.

Газосодержание в долях единицы определяется по следующей формуле:

,

где ,  – плотности жидкости и газа соответственно, кг/м3;

 – газовый фактор, м3/м3.

Плотность жидкости в составе НГВС находим по формуле:

,

где ,  – плотности нефти и воды соответственно, кг/м3;

 – обводненность, ед.

Чтобы определить какой компонент будет дисперсионной средой, а какой – дисперсной фазой, необходимо оценить объемную долю воды в смеси .

Возможны следующие варианты:

1) если ≤ 0,741, то дисперсной фазой является вода, а дисперсион­ной средой – нефть, принимается  и ;

2) если  > 0,741, то дисперсной фазой является нефть, а дисперсион­ной средой – вода, принимается  и .

Аналогично вычисляем динамическую вязкость НГВС:



Находим кинематическую вязкость НГВС:

.

Площадь поперечного сечения трубопровода вычисляется по формуле:

,

где  – внутренний диаметр трубопровода, м:

,

где  – толщина стенки трубопровода, м.

Поскольку толщина стенки в задании не указана (обычно она вычисляется в зависимости от давления по условию прочности), то можно принять ее по тому же ГОСТ Р 53580 – 2009, Приложение Е. Толщина стенки 3 мм может быть у всех трубопроводов, наружными диаметрами которых мы задались, ее и примем для расчетов.

Находим скорости движения флюида для принятых диаметров:

.

Далее, в соответствии со схемой расчета, необходимо определить режим течения в трубопроводе, а значит определить числа Рейнольдса для выбранных и заданных условий:

.

Возможны два режима течения – ламинарный, если число Рейнольдса ниже критического – 2300 ед и турбулентный, если число Рейнольдса выше критического – 2300 ед.

При турбулентном режиме существует 3 области: гладкого сопротивления (гидравлически гладкие трубы), доквадратичного и квадратичного сопротивления (гидравлически шероховатые трубы), то необходимо определить границы этих областей –  и , чтобы знать в какой области турбулентного режима проходит течение:

;

,

где  – относительная шероховатость труб, ед:

,

где – эквивалентная шероховатость труб, мм (см. таблицу 1)

Таблица 1 – Значения эквивалентной шероховатости труб, , мм

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Вид трубы | Состояние трубы | , мм |
| Бесшовная стальная | Новая и чистая | 0,02…0,05 |
| После нескольких лет эксплуатации | 0,15…0,30 |
| Стальная сварна | Новая и чистая | 0,03…0,10 |
| С незначительной коррозией после очистки | 0,10…0,20 |
| Умеренно заржавленная | 0,30…0,70 |
| Старая заржавленная | 0,80…1,5 |
| Сильно заржавленная или с большими отложениями | 2,0…4,0 |

Труба планируется новая стальная бесшовная, примем  = 0,035 мм.

Эта информация нам нужна для того, чтобы определить формулу расчета коэффициента гидравлического сопротивления , так как для каждого режима течения и области турбулентного режима формулы различаются:

* для ламинарного режима: ;
* для турбулентного режима в области гладкого сопротивления (гидравлически гладкие трубы): ;
* для турбулентного режима в области доквадратичного сопротивления: ;
* для турбулентного режима в области квадратичного сопротивления (гидравлически шероховатые трубы): .

Далее, рассчитываем коэффициенты гидравлического сопротивления.

Вычисляем гидравлические потери давления по формуле:

.

Сводим полученные данные в таблицу 1 и строим графическую зависимость  (рисунок 1).

Таблица 1 – Рассчитанные значения

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| , мм | , м/с |  |  | , МПа |
| 60 |  |  |  |  |
| 83 |  |  |  |  |
| 121 |  |  |  |  |
| 140 |  |  |  |  |
| 159 |  |  |  |  |

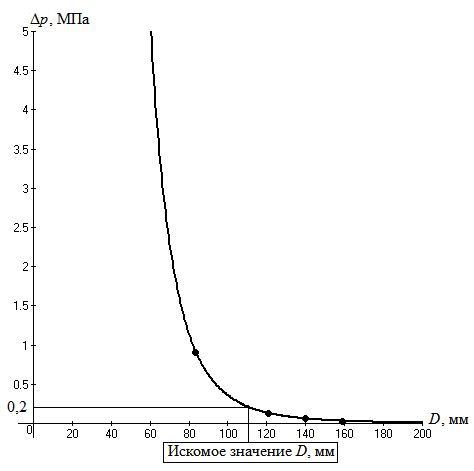


Рисунок 1 – Графическая зависимость 

Согласно условию задачи при перепаде давлении 0,2 МПа диаметр равен … мм, ближайший наружный диаметр трубы по ГОСТ Р 53580 – 2009, Приложение Е – … мм, с учетом толщины стенки и оптимальной скорости течения будет выбран один из этих вариантов. Для дальнейших расчетов примем бесшовную трубу диаметром … мм с толщиной стенки … мм.

**2 Расчет линии НГВС, трубопровода «АГЗУ Куста №1 и АГЗУ Куста №2 – площадка сепараторов С, ТФС»**

От АГЗУ Куста №1 и АГЗУ Куста №2 в один трубопровод поступает флюид представляющего собой нефтегазоводяную смесь (свойства были определены ранее в п. 1 расчета). Определить диаметр второго участка сборного коллектора и общий перепад давления на всей длине коллектора.

Решение.

Согласно классификации сложных трубопроводов сборный коллектор переменного диамет­ра с распределенным поступлением продукции – это коллектор II категории.

Схема для расчета будет выглядеть следующим образом:

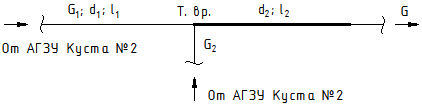


Рисунок 2 – Схема сборного коллектора переменного диаметра

Определяем скорость течения флюида на первом участке:

.

где  – пропускная способность трубопровода (массовый расход), значение которой уже использовалось в п. 1 расчета;

 – площадь поперечного сечения трубопровода, м2;

 – плотность флюида, так же была определена ранее, кг/м3;

 – внутренний диаметр трубопровода, м:

,

где  – толщина стенки трубопровода, м.

Поскольку в п. 1 расчета была подобрана труба диаметром … мм и толщиной стенки … мм, то мы можем определить внутренний диаметр трубопровода.

Труба планируется новая стальная бесшовная, примем  = 0,035 мм.

.

При турбулентном режиме существует 3 области: гладкого сопротивления (гидравлически гладкие трубы), доквадратичного и квадратичного сопротивления (гидравлически шероховатые трубы), то необходимо определить границы этих областей –  и , чтобы знать в какой области турбулентного режима проходит течение:

;

.

Таким образом устанавливаем формулы для расчета коэффициента гидравлического сопротивления аналогично п. 1 расчета.

Находим потери давления на первом участке:

.

Определяем скорость течения продукции на втором участке:

.

Поскольку диаметр неизвестен, но известен режим течения жидкости, выразим диаметр через :

 ;

.

Далее вычисляем диаметр:



По ГОСТ Р 53580 – 2009, приложению Е выбираем стандартный размер трубы – … мм с толщиной стенки … мм.

,

где  – толщина стенки трубопровода, м.

Вычислим потери давления на втором участке:

;

**3 Расчет линии эмульсии, трубопровода «ТФС – КСУ – блок технологической перекачки»**

С этого момента свободный газ уже отделен от НГВС и далее транспортируется нефтяная эмульсия.

Решение.

Плотность жидкости (эмульсии) в составе НГВС мы находили ранее в п. 1 расчета.

Также было установлено, что тип эмульсии и что является которой дисперсной фазой и дисперсион­ной средой.

Определяем динамическую вязкость эмульсии:



Вычисляем кинематическую вязкость:

.

Находим внутренний диаметр трубопровода:

,

где  – разность геодезических отметок начальной и конечной точек трубопровода, м;

 – ускорение свободного падения, м/с2.

По ГОСТ Р 53580 – 2009, приложению Е выбираем стандартный размер трубы диаметром … мм с толщиной стенки … мм.

**4 Расчет линии газа, трубопровода «Сепараторы С, ТФС – Газосепаратор – СИКГ – ГКС»**

От газосепаратора типа ГС до системы измерения количества и контроля качества газа СИКГ-1 осуществляется трубопроводный транспорт газа, подготовленного на газосепараторе после его поступления с площадки установок предварительного отбора газа УПОГ, сепараторов С и трехфазных сепараторов типа ТФС. Необходимо определить наружный диаметр трубопровода .

Решение.

Исходная формула для расчета простых газопроводов имеет вид:

,

где  – массовый расход газа в трубопроводе, кг/с;

 – начальное давление в трубопроводе, Па;

 – конечное давление в трубопроводе, Па;

 – внутренний диаметр трубопровода, м;

 – коэффициент гидравлического сопротивления, ед;

 – коэффициент сжимаемости газа, ед;

 – газовая постоянная газа, дж/(моль·К) ( = 8,31 дж/(моль·К));

 – температура окружающей среды (принимается постоянной), К;

 – длина трубопровода, м.

Из всех переменных формулы нам известны: массовый расход газа в трубопроводе, , начальное (на выходе из ГС) и конечные (которое должно быть на входе в СИКГ) давления  и  в трубопроводе, температура окружающей среды и длина трубопровода .

Неизвестными остаются: внутренний диаметр трубопровода (искомая величина) , коэффициент гидравлического сопротивления  и коэффициент сжимаемости газа .

Коэффициент гидравлического сопротивления  рассчитывается по разным формулам в зависимости от режима течения газа в трубопроводе. Нам он неизвестен. Поэтому изначально  рассчитываем по формуле:

,

а затем, рассчитав трубопровод, можно скорректировать режим и уточнить формулу. В формуле расчета коэффициента гидравлического сопротивления присутствует величина – эквивалентная шероховатость труб, мм. Эта величина уже ранее была описана и значение ее принято по таблице 1  = 0,035 мм.

Поскольку в формуле расчета коэффициента гидравлического сопротивления учитывается диаметр, а он нам неизвестен, поэтому подставим формулу для расчета коэффициента гидравлического сопротивления в основное уравнение:



Далее, нам неизвестна коэффициент сжимаемости газа. Этот коэффициент определяется по специальным номограммам в зависимости от приведенных температур и давления, либо по формуле, рекомендованной отраслевыми нормами проектирования

,

где ,  – соответственно приведенные к псевдокритическим условиям значения давления и температуры газа, которые вычисляются по формулам

,

где  – давление, на которое рассчитывается газопровод, МПа.

,

где  – расчетная температура газа в газопроводе, К.

Псевдокритические параметры природного газа в соответствии с нормами технологического проектирования газопроводов рассчитываются по плотности газовой смеси :

;

.

Плотность газовой смеси  известна и составляет  = 1 кг/м3.

Поскольку теперь известны все данные кроме диаметра, подставим все значения и выразим диаметр из основной формулы:

;

Из этой формулы выразим значение диаметра .

По ГОСТ Р 53580 – 2009, приложению Е выбираем стандартный размер трубы – … мм.

**5 Расчет линии воды, трубопровода «Очистные сооружения пластовых вод – БКНС»**

От ТФС, отстойников О, электродегидраторов ЭДГ, а также с резервуаров Р вода собирается на площадку подготовки пластовой воды («Очистные сооружения пластовых вод»). Требуется рассчитать диаметр водовода.

Решение.

Расчет водовода решается графоаналитическим методом, аналогично п. 1 расчета. Задаемся произвольными диаметрами . Согласно ГОСТ Р 53580 – 2009, Приложение Е, промысловые трубопроводы сварные и бесшовные имеют следующие стандартные наружные диаметры: от 26 до 1220 мм. Трубопроводы-водоводы обычно диаметром 150…250 мм поэтому можем задаться несколькими стандартными значениями, например: 140, 168, 194, 245 и 273 мм.

Для условия задачи находим скорости  движения флюида для принятых диаметров  по формуле:

,

где  – пропускная способность трубопровода, м3/с (то есть объемный расход);

 – площадь поперечного сечения трубопровода, м2.

Площадь поперечного сечения трубопровода вычисляется по формуле:

,

где  – внутренний диаметр трубопровода, м:

,

где  – толщина стенки трубопровода, м.

Поскольку толщина стенки в задании не указана (обычно она вычисляется в зависимости от давления по условию прочности), то можно принять ее по тому же ГОСТ Р 53580 – 2009, Приложение Е. Толщина стенки 5,5 мм может быть у всех трубопроводов, наружными диаметрами которых мы задались, ее и примем для расчетов. Тогда:

.

Вычисляем площади поперечных сечений трубопроводов с назначенными диаметрами:

.

Находим скорости движения флюида для принятых диаметров:

,

Далее, в соответствии со схемой расчета, необходимо определить режим течения в трубопроводе, а значит определить числа Рейнольдса для выбранных и заданных условий:

,

где  – кинематическая вязкость воды, м2/с:

.

Возможны два режима течения – ламинарный, если число Рейнольдса ниже критического – 2300 ед и турбулентный, если число Рейнольдса выше критического – 2300 ед.

При турбулентном режиме существует 3 области: гладкого сопротивления (гидравлически гладкие трубы), доквадратичного и квадратичного сопротивления (гидравлически шероховатые трубы), то необходимо определить границы этих областей –  и , чтобы знать в какой области турбулентного режима проходит течение.

;

,

где  – относительная шероховатость труб, ед:

,

где – эквивалентная шероховатость труб, мм (см. таблицу 1)

Труба планируется новая стальная бесшовная, примем  = 0,035 мм.

Далее, рассчитываем коэффициенты гидравлического сопротивления.

Вычисляем гидравлические потери давления по формуле:

,

Сводим полученные данные в таблицу 2 и строим графическую зависимость  (рисунок 2).

Таблица 2 – Рассчитанные значения

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| , мм | , м/с |  |  | , МПа |
| 140 |  |  |  |  |
| 168 |  |  |  |  |
| 194 |  |  |  |  |
| 245 |  |  |  |  |
| 273 |  |  |  |  |

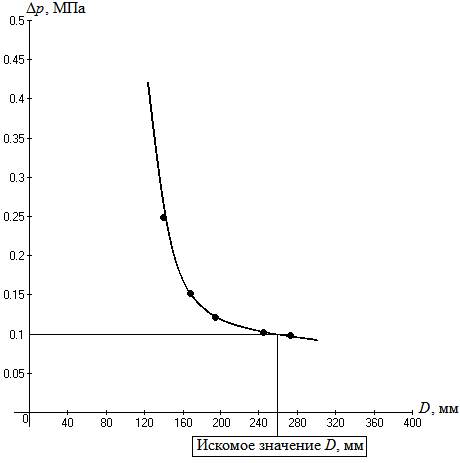


Рисунок 2 – Графическая зависимость 

Согласно условию задачи при перепаде давлении 0,1 МПа диаметр равен … мм, ближайший наружный диаметр трубы по ГОСТ Р 53580 – 2009, Приложение Е – … мм, с учетом толщины стенки и оптимальной скорости течения будет выбран один из этих вариантов. Примем трубу диаметром … мм с толщиной стенки … мм.

**6 Принципиальная схема сбора, подготовки и транспортировки углеводородного сырья**

Продукция с площадок кустов скважин под избыточным давлением 0,6 МПа и температурой около +3 °С поступает на технологическую площадку (см. рис. 1).

Для снятия основной нагрузки по газу нефтегазводяная смесь (далее – НГВС) поступает в трубные устройства предварительного отбора газа (УПОГ), а затем во входные нефтегазовые сепараторы (С). Работа сепараторов осуществляется в параллельном режиме. Рабочий уровень жидкости в сепараторах, не менее половины аппарата, поддерживается регулирующее-отсечными затворами, а давление 0,6 МПа затвором, установленным на трубопроводе подачи газа в газовые сепараторы (ГС).

После сепараторов С в трубопровод организована подача деэмульгатора и ингибитора коррозии насосами типа НДг блока дозирования реагентов (БДР).

Далее НГВС направляется в теплообменник ТО. Их два – один рабочий и один резервный. Теплообменник ТО представляет собой теплообменный блок, в котором НГВС нагревается до температуры +10 °С обратным потоком нефти. ТО позволяет, с одной стороны, достичь температуру наиболее эффективного отделения воды от нефти в трехфазных сепараторах ТФС (расположенных далее по схеме), а с другой – привести разогретую нефть до рабочей температуры +5…+30 °С.

Нагретая НГВС подается на вход трехфазных сепараторов ТФС, работа которых также осуществляется параллельно. Для подачи НГВС помимо ТФС предусмотрена байпасная линия («байпас» на схеме).

В сепараторах ТФС происходит сброс воды до остаточной обводненности 10 % . Межфазный уровень в отстойном отсеке и текущий уровень нефти в нефтесборном отсеке ТФС контролируется регулирующее-отсечными затворами. Избыточное давление в аппаратах 0,3 МПа поддерживается регулирующим затвором.

Нефтяной газ из ТФС направляется на очистку от капельной жидкости в газосепаратор сетчатый ГС и далее на узел распределения газа.

Пластовая вода из ТФС по общему трубопроводу под избыточным давлением, 0,2…0,25 МПа, отводится на установку по подготовке пластовых и сточных вод. Замер, суммирование количества воды, сбрасываемой на очистку, осуществляется расходомером.

Нефть из ТФС по общему трубопроводу через узел смешения СМ поступает в концевые сепарационные установки КСУ для разгазирования перед подачей в печи и далее в оборудование глубокого обезвоживания.

Избыточное давление в КСУ находится в пределах 0,005…0,3 МПа.

Водонефтяная эмульсия из КСУ подается на прием 4-х насосов типа ЦНСн или НК (2 рабочих + 1 резервный) блока технологической перекачки. На линии нагнетания насосов установлен регулирующее-отсечной затвор.

Нефтяной газ из КСУ направляется на площадку компрессорной станции низкого давления КСНД.

Насосами блока технологической перекачки нефть подается под давлением 1,2 МПа через узел измерения расхода на вход в печь огневого подогрева П для нагрева для температуры +45 °С для обеспечения эффективного протекания процессов глубокого обезвоживания. Газ для питания горелок П отбирается из расходного коллектора узла учета и распределения газа СИКГ.

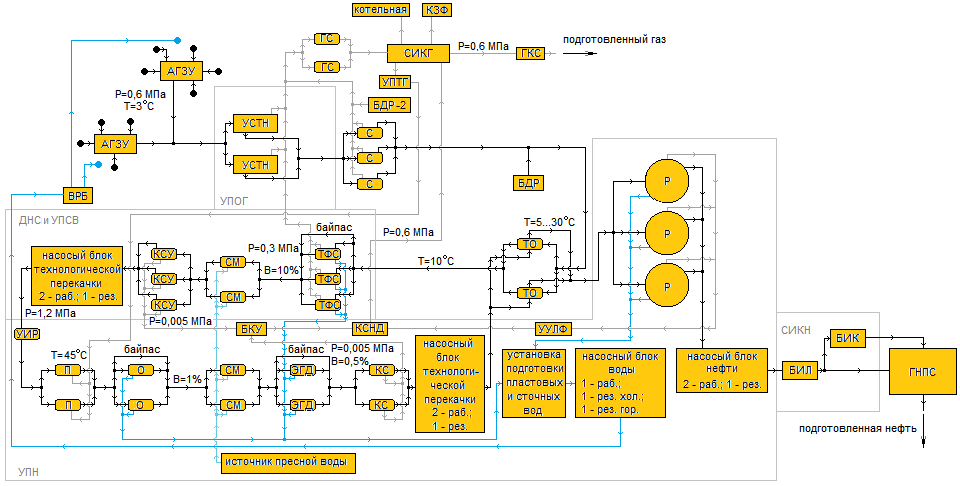


Рисунок 3 – Принципиальная схема сбора и подготовки скважинной продукции

Из печи П нефтеводяная эмульсия поступает на технологическую площадку отстойников нефти О, работа которых осуществляется параллельно по полному сечению аппарата. В отстойниках происходит сброс воды до остаточной обводненности 1 %. Межфазный уровень в отстойниках «нефть – вода» регулируется регулирующе-отсечными затворами.

После отстойников нефть через узел смешения СМ подается в электродегидраторы ЭДГ, в которых происходит обезвоживание нефти в электрическом поле до обводненности 0,5 %. Работа электродегидраторов осуществляется по полному сечению аппарата. Межфазный уровень в и избыточное давление 0,7 МПа в аппаратах поддерживается регулирующе-отсечными затворами. Технологической схемой предусматривается байпас оборудования глубокого обезвоживания – отстойников нефти О и электродегидраторов ЭДГ.

Из ЭДГ нефть через влагомер поступает на вход концевых сепараторов КС, где происходит разгазирование горячей нефти. Избыточное давление в концевых сепараторах составляет 0,005 МПа.

Нефтяной газ из КС направляется в блок компрессорных установок БКУ на площадке КСНД.

Насосами 3-х насосов типа ЦНСн или НК (2 рабочих и 1 резервный) второго блока технологической перекачки через теплообменник ТО для охлаждения обратным потоком сырой нефти от скважин до температуры +5…+30 °С в резервуары Р (2 рабочих и 1 резервный). В теплообменнике температура товарной нефти регулируется подачей потока холодного теплоносителя (сырой нефти) затвором. Обвязка резервуаров обеспечивает их взаимозаменяемость, возможность последовательной и параллельной работы, порезервуарную сдачу нефти.

Нефть из резервуаров Р поступает на прием 3-х насосов типа ЦНСн или НК внешней перекачки (1 рабочий, 1 «горячий» резерв, 1 «холодный» резерв). Внутреннюю перекачку осуществляют 3 насоса типа ЦНСн (1 рабочий, 1 «горячий» резерв, 1 «холодный» резерв), вода поступает тоже на 3 насоса типа ЦНСн или НК и далее на установку подготовки пластовых и сточных вод.

При откачке подтоварной воды из Р необходимо следить за межфазным уровнем в резервуарах во избежание попадания нефти на установку по подготовке пластовых и сточных вод.

Товарная нефть после насосов внешней перекачки подается на входной коллектор блока измерительных линий БИЛ системы измерения количества и качества нефти СИКН. После БИЛ нефть поступает на ГНПС. Из выходного коллектора БИЛ через щелевое пробозаборное устройство с лубрикатором отбирается часть нефти в блок измерений показателей качества нефти БИК для определения ее качественных показателей. После БИК нефть возвращается на ГНПС.

Нефтяной газ от УПОГ, первой ступени сепарации С направляется для дополнительной очистки от капельной жидкости в газовые сепараторы ГС. Очищенный от капельной жидкости газ подается в измерительную линию (1 рабочая и 1 резервная) системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа СИКГ и оттуда с избыточным давлением 0,6 МПа направляется на ГКС с частичным отбором газа на установку подготовки топливного газа УПТГ. После УПТГ топливный газ компримируется и закачивается в газоутилизирующие скважины. При авариях и плановых установках ГКС газ из ГС направляется на факельную систему высокого давления для сжигания (КЗФ на схеме – комплекс зажигания факела).

Нефтяной газ, отделившийся на второй ступени сепарации в ТФС подается на ГС также для очистки от капельной жидкости и далее, после СИКГ, направляется на котельную, печи огневого подгорева, КЗФ.

Конденсат из ГС отводится в емкости приемные ЕП.

Для предотвращения гидратообразования насосами блока дозирования реагентов БДР-2 в линию газа от сепараторов С до ГС осуществляется подача метанола.

Газ от КС и КСУ с избыточным давлением 0,005 МПа направляется на компримирование в блок компрессорных установок БКУ на площадке компрессорной станции низкого давления КСНД.

Пары (газ) от резервуаров Р направляется в установку улавливания легких фракций УУЛФ, расположенную на площадке КСНД. УУЛФ предотвращает срабатывание дыхательных клапанов Р на «вдох» и «выдох».

Компримированный газ до избыточного давления 0,6 МПа от КСНД направляется в СИКГ и далее на ГКС.

Вода, отделившаяся в результате технологического процесса подготовки НГВС в поступает в установку подготовки пластовых и сточных вод, а оттуда на блочную кустовую насосную станцию БКНС. БКНС предназначена для закачки в пласт очищенных пластовых вод, производственных и дождевых стоков. В БКНС установлено 3 высоконапорных насоса ЦНСн (1 рабочий и 2 резервных). На входе в насосы установлены фильтры для задержки механических примесей. Пройдя насосный агрегат, вода поступает на водораспределительную батарею ВРБ, и оттуда к скважинам. Для смазки и охлаждения подшипников электродвигателей и насосов предусмотрена централизованная маслосистема БМ. Охлаждение масла – воздушное. Подача масла из маслобаков осуществляется маслонасосом НШ (1 рабочий и 1 резервный) через фильтры и маслоохладитель.

На каждом объекте предусмотрена дренажная система в виде емкостей приемных. На каждой приемной емкости установлен погружной насос типа ВНД.

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Таким образом, рассчитаны трубопроводы:

1) линия НГВС, трубопровод «скважина – АГЗУ», перекачивающий флюид в количестве … т/ч, плотностью … кг/м3; вязкостью … мПа·с, имеющий протяженность … м, состоящий из труб диаметром … мм, толщиной стенки … мм;

2) линия НГВС, трубопровод «АГЗУ Куста №1 и АГЗУ Куста №2 – площадка сепараторов С, ТФС», перекачивающий флюид в количестве … т/ч с куста 1, в количестве … т/ч с куста 2, плотностью … кг/м3; вязкостью … мПа·с, имеющий протяженность участка до точки врезки … м, состоящего из труб диаметром … мм, толщиной стенки … мм и протяженность участка от точки врезки до площадки сепараторов … м, состоящего из труб диаметром … мм, толщиной стенки … мм;

3) линия эмульсии, трубопровод «ТФС – КСУ – блок технологической перекачки», перекачивающий водонефтяную эмульсию в количестве … м3/ч, плотностью … кг/м3; вязкостью … мПа·с, имеющий протяженность … м, состоящий из труб диаметром … мм, толщиной стенки … мм;

4) линия газа, трубопровод «Сепараторы С, ТФС – Газосепаратор – СИКГ – ГКС» перекачивающий газ в количестве … м3/ч, плотностью … кг/м3; вязкостью … мПа·с, имеющий протяженность … м, состоящий из труб диаметром … мм, толщиной стенки … мм;

5) линия воды, трубопровод «Очистные сооружения пластовых вод – БКНС» перекачивающий пластовую в количестве … м3/ч, плотностью … кг/м3; вязкостью … мПа·с, имеющий протяженность … м, состоящий из труб диаметром … мм, толщиной стенки … мм.

Составлена и описана принципиальная схема сбора, подготовки и транспортировки углеводородного сырья (см. плакат №1).

**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

БДР – блок дозирования реагента.

БКНС – блочная кустовая насосная станция.

БИЛ – блок измерительных линий.

БИК – блок измерения качества.

ГКС – газокомпрессорная станция;

ГС – газовый сепаратор.

КЗФ – комплекс зажигания факела.

КСНД – компрессорная станция низкого давления.

КСУ – концевая сепарационная установка.

НПС – нефтеперекачивающая станция.

ПТБ – печь трубчатая блочная.

РВС – резервуар вертикальный стальной.

СИКГ – система измерения количества газа.

СИКН – система измерения количества и показателей качества нефти.

ТО – теплообменный блок.

ТФС – трёхфазный сепаратор.

УПН – установки подготовки нефти.

УПОГ – устройство предварительного отбора газа.

УУЛФ – установка улавливания легких фракций.

УПТГ – установка подготовки топливного газа.

ЦНСН – центробежный насос секционный нефтяной.

ЭДГ – электродегидратор.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. ГОСТ Р 51858 – 2020 Нефть. Общие технические требования. Взамен: ГОСТ Р 51858 – 2002. Дата введения в действие: 01.10.2020. М.: Стандартинформ, 2020. – 11 с.
2. ОСТ-39-225 – 88 Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству. Введен впервые. Дата введения в действие: 01.07.90 , Дата актуализации: 01.01.2021. – 10 с.
3. ГОСТ Р 53580 – 2009 Трубы стальные для промысловых трубопроводов. Технические условия. Дата введения в действие: 01.08.2010, дата актуализации текста: 06.04.2015, дата актуализации описания: 01.01.2023. М.: Стандартинформ, 2010. – 81 с.
4. Лутошкин, Г. С. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах : учебное пособие для вузов по специальности «Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений» / Г. С. Лутошкин, И. И. Дунюшкин. – 3-е изд., стер. – Москва : Альянс, 2007. – 133 с.
5. Лутошкин, Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды : учебник для студентов вузов / Г. С. Лутошкин. – 3-е изд., стереотип. – Москва : Альянс, 2005. – 319 с.
6. Новоселов, В. Ф. Типовые расчеты при проектирвоании и эксплуатации газонефтепроводов. Учеб. пособие для вузов / В. Ф. Новоселов, А. И. Гольянов, Е. М. Муфтахов – М., Недра, 1982. – 136 с
7. Лурье, М. В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа: учебное пособие для вузов по специальности «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» направления «Нефтегазовое дело» / М.В. Лурье. – Москва: ЛитНефтегаз, 2004.
8. Чухарева, Н. В. Расчет простых и сложных промысловых трубопроводов. Методические указания к выполнению практических работ по курсу «Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции» для студентов IV курса, обучающихся по направлению 130500 «Нефтегазовое дело», специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» / Н.В. Чухарева. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010 – 49 с.
9. ГОСТ Р 58367 – 2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование. Введен впервые. Дата введения в действие: 15.04.2019. М.: Стандартинформ, 2019. – 123 с.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

**Форма задания на курсовую работу**

Министерство науки и высшего образования РФ

Федеральное государственное автономное

образовательное учреждение высшего образования

**«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт нефти и газа

кафедра проектирвоания и эксплуатации газонефтепроводов

**ЗАДАНИЕ**

**НА КУРСОВУЮ РАБОТУ**

Красноярск 20\_\_

Окончание приложения А

Студенту *фамилия, имя, отчество*

Группа *номер*  Направление 23.03.03 Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Тема курсовой работы «Технологический расчет трубопроводных систем месторождения»

Руководитель работы О.Н. Петров, доцент кафедры ПЭГ ИНиГ СФУ

Исходные данные для курсовой работы:

* массовый расход флюида  = 400 т/сут;
* объемный расход нефти = 280 м3/ч,
* объемный расход воды  = 100 м3/ч.
* обводненность 40 %;
* газовый фактор 400 м3/м3;
* плотность воды 1000 кг/м3;
* плотность нефти 800 кг/м3;
* плотность газа 1 кг/м3;
* вязкость воды 1,64 мПа·с;
* вязкость нефти 1,52 мПа·с;
* вязкость газа 0,024 мПа·с;

Задание.

1 Определить наружный диаметр трубопровода  (линия НГВС, трубопровод «скважина – АГЗУ»), если известны следующие данные:

* перепад давления в трубопроводе «скважина – АГЗУ»  = 0,2 МПа;
* длина трубопровода  = 4 км.

2 Определить диаметр второго участка сборного коллектора (линия НГВС, трубопровод «АГЗУ Куста №1 и АГЗУ Куста №2 – площадка сепараторов С, ТФС») и общий перепад давления на всей длине коллектора, если известны следующие данные:

* режим течения одинаковый – турбулентный, Re = 60000 ед;
* диаметр коллектора в местах поступления продукции изменяется;
* расстояние «АГЗУ Куста №1 – точка врезки»  = 500 м;
* расстояние «Точка врезки – технологическая площадка сепарации газа»  = 2000 м.
* поступление НГВС от куста 1 (см. п. 1 расчета)  = 400 т/ч;
* поступление НГВС от куста 2  = 300 т/ч.

3 Произвести расчет трубопровода (линия эмульсии, трубопровод «ТФС – КСУ – блок технологической перекачки»), если известны следующие данные:

* длина трубопровода 5 км;
* перепад высот начала и конца -10 м;
* перепад давления на расчетной длине трубопровода 0,2 МПа.

4 Необходимо определить наружный диаметр трубопровода  (линия газа, трубопровод «Сепараторы С, ТФС – Газосепаратор – СИКГ – ГКС»), имея следующие данные:

* давление на выходе из ГС 0,7 МПа,
* давление на входе в СИКГ 0,3 МПа;
* расход при рабочих условиях 160 тыс. м3/ч;
* температура +5 °С;
* длина трубопровода 1000 м.

5 Требуется рассчитать диаметр трубопровода (линия воды «Очистные сооружения пластовых вод – БКНС»), имея следующие данные:

* расстояние «Очистные сооружения пластовых вод – БКНС» 500 м;
* перепад высот начала и конца 9,5 м.
* перепад давления на расчетной длине трубопровода 0,1 МПа.

Перечень разделов курсовой работы: Содержание; Введение; Основная часть; 1 Расчет линии НГВС, трубопровода «скважина – АГЗУ»; 2 Расчет линии НГВС, трубопровода «АГЗУ Куста №1 и АГЗУ Куста №2 – площадка сепараторов С, ТФС»; 3 Расчет линии эмульсии, трубопровода «ТФС – КСУ – блок технологической перекачки»; 4 Расчет линии газа, трубопровода «Сепараторы С, ТФС – Газосепаратор – СИКГ – ГКС»; 5 Расчет линии воды, трубопровода «Очистные сооружения пластовых вод – БКНС»; Заключение; Список сокращений; Список использованных источников.

Перечень графического материала: «Технологическая схема УПН».

Руководитель ВКР *подпись инициалы и фамилия*

Задание принял к исполнению *подпись, инициалы и фамилия студента*

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_ г

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

**Форма титульного листа**

Министерство науки и высшего образования РФ

Федеральное государственное автономное

образовательное учреждение высшего образования

**«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт нефти и газа

кафедра проектирвоания и эксплуатации газонефтепроводов

**КУРСОВАЯ РАБОТА**

«Технологический расчет трубопроводных систем месторождения»

*Вариант 1*

Руководитель *подпись, дата, инициалы, фамилия*

Студент *номер группы, зачетной книжки, подпись, дата, инициалы, фамилия*

Красноярск 20\_