Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Булчаев Н.Д.
подпись инициалы, фамилия
« ____» _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА
21.03.01 «Нефтегазовое дело»
21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

МОДЕРНИЗАЦИЯ УСТАНОВКИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ НА ВАНКОРСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ

Руководитель _____ канд. техн. наук, доц. Квеско Б.Б.
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ Мещеряков Г. В.
подпись, дата инициалы, фамилия

Консультанты: _____ Домаев Е.В.
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ Помолотова О.В.
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Булчаев Н.Д.
подпись инициалы, фамилия
« _____» _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

Студенту Мещерякову Григорию Викторовичу
Группа ГБ 12-03 Направление (специальность): 21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема выпускной квалификационной работы: «Модернизация установки предварительного сброса воды на Ванкорском нефтегазовом месторождении Красноярского края ».

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР _____
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР: Пакет геологической и геофизической информации по Ванкорскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература, патентно-информационный обзор видов УПСВ

Перечень разделов ВКР: 1.Описание УПСВ 2. Варианты технологического исполнения установок предварительного сброса воды 3. Технология обессоливания нефти 4. Оборудование для обезвоживания и обессоливания ВНЭ на промысле 5. Патентно-информационный обзор 6. Техническое предложение 7. Прочностные и гидравлические расчеты 8. Обоснование выбора материала для отдельных деталей 9. Безопасность и экологичность проекта 10. Экономический расчет модернизации установки предварительного сброса воды 11. Геолого-физическая характеристика Ванкорского месторождения

Перечень графического материала: Обзорная карта расположения Ванкорского месторождения, Технологические схемы видов УПСВ , Расчетные схемы и эпюры нагрузок

Руководитель ВКР _____ _____
подпись инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____
подпись, инициалы и фамилия студента

« ___ » _____ 20__ г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 114 страниц, 16 рисунков, 10 таблиц, 20 источников.

МОДЕРНИЗАЦИЯ, УСТАНОВКА, СБРОС ВОДЫ, СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ, ДОЗАТОР, ОБЕССОЛИВАНИЕ, ОБЕЗВОЖИВАНИЕ.

В данной дипломной работе рассмотрена модернизация установки предварительного сброса воды. Цель модернизации улучшение качества товарной нефти, сокращение объемов применяемого ингибитора солеотложений, увеличение сроков межремонтных периодов оборудования и трубопроводов.

Это достигнуто в результате внедрения в технологическую схему УПСВ блока опреснения водонефтяной эмульсии (ВНЭ). В результате этого происходит снижение концентрации солей в ВНЭ перед этапом ее первичного нагрева. Выполнены прочностные расчеты элементов смесителя-дозатора.

Общий вид смесителя дозатора, схемы его работы, чертежи отдельных деталей представлены в графической части дипломного проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 5
1 Описание установки предварительного сброса воды 9
2 Варианты технологического исполнения установок предварительного сброса воды 11
3 Технология обессоливания нефти 17
4 Оборудование для обезвоживания и обессоливания ВНЭ на промысле 22
5 Патентно-информационный обзор 27
6 Техническое предложение 40
7 Прочностные и гидравлические расчеты 42
7.1 Потери напора в фитинге 42
7.2 Определение внутреннего диаметра смесителя дозатора 43
7.3 Расчет толщины стенки смесителя дозатора 45
7.4 Расчет смесителя-дозатора на изгибающую нагрузку 47
7.4.1 Проверка на прочность и жесткость 48
7.4.2 Проверка на жесткость 49
7.5 Режим течения жидкости в технологическом сужении трубопровода 52
7.6 Определение потребляемой мощности насоса 53
7.7 Определение мощности двигателя 54
7.8 Расчет фланцевого соединения смесителя и шайбы 55
8 Обоснование выбора материала для отдельных деталей 57
9 Безопасность и экологичность проекта 61
9.1 Недостатки базовой конструкции по обеспечению безопасности труда 63
9.2 Проектные решения по обеспечению безопасности труда на проектируемом оборудовании в соответствии с требованиями стандартов «Оборудование производственное» 65
9.3 Санитарная характеристика производственного процесса 66
9.4 Обеспечение безопасности технологического процесса 69
9.5 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях 70

9.6 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности 72
9.7 Экологичность проекта 73
10 Экономический расчет модернизации установки предварительного сброса воды 75
10.1 Цели и задачи экономической части проекта 75
10.2 Характеристика базового варианта, показатели работы, проблемы 75
10.3 Экономический эффект 77
10.4 Общие затраты 77
10.5 Расчет времени на монтаж и сборку оборудования 81
10.6 Время на сварку фланцев трубопровода 82
10.7 Расчет заработной платы персонала 83
10.8 Затраты на монтаж технологического оборудования 87
10.9 Затраты на покупку стандартного оборудования 89
10.10 Суммарные затраты на модернизацию 89
10.11 Затраты в технологическом процессе до модернизации 89
10.12 Эффект до модернизации 91
11 Геолого-физическая характеристика Ванкорского месторождения 93
11.1 Общие сведения о Ванкорском месторождении 93
11.2 Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения 97
11.3 Нефтегазоносность разреза 100
11.4 Коллекторские свойства продуктивных коллекторов и вмещающих пород и покрышек 102
11.5 Физико-химические свойства нефти и газа 105
11.6 Вывод 108
Заключение 111
Список сокращений 112
Список использованных источников 113

ВВЕДЕНИЕ

Поступающая из нефтяных и газовых скважин продукция не представляет собой соответственно чистые нефть и газ. Из скважин вместе с нефтью поступают пластовая вода, попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента).

Пластовая вода – это сильно минерализованная среда с содержанием солей до 300 г/л. Содержание пластовой воды в нефти может достигать 80 %. Минеральная вода вызывает повышенное коррозионное разрушение труб, резервуаров; твердые частицы, поступающие с потоком нефти из скважины, вызывают износ трубопроводов и оборудования. Попутный (нефтяной) газ используется как сырье и топливо.

Технически и экономически целесообразно нефть перед подачей в магистральный нефтепровод подвергать специальной подготовке с целью ее обессоливания, обезвоживания, дегазации, удаления твердых частиц.

На нефтяных промыслах чаще всего используют централизованную схему сбора и подготовки нефти. Сбор продукции производят от группы скважин на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ). От каждой скважины по индивидуальному трубопроводу на АГЗУ поступает нефть вместе с газом и пластовой водой. На АГЗУ производят учет точного количества поступающей от каждой скважины нефти, а также первичную сепарацию для частичного отделения пластовой воды, нефтяного газа и механических примесей с направлением отделенного газа по газопроводу на ГПЗ (газоперерабатывающий завод). Частично обезвоженная и частично дегазированная нефть поступает по сборному коллектору на центральный пункт сбора (ЦПС). Обычно на одном нефтяном месторождении устраивают один ЦПС. Но в ряде случаев один ЦПС устраивают на несколько месторождений с размещением его на более крупном месторождении. В этом случае на отдельных месторождениях могут сооружаться комплексные сборные пункты (КСП), где частично производится обработка нефти. На ЦПС

сосредоточены установки по подготовке нефти и воды. На установке по подготовке нефти осуществляют в комплексе все технологические операции по ее подготовке. Комплект этого оборудования называется УКПН – установка по комплексной подготовке нефти.

Глубокое обезвоживание нефти осуществляют при температуре 40-60 °С, достигаемой вследствие нагрева предварительно обезвоженной нефти в печах. В результате массовое содержание воды в нефти снижается на объектах подготовки нефти с 1,5-25 до 0,15-0,3 %. Это означает, что, если руководствоваться ГОСТ Р 51858-2002 «Общие технические условия», то глубоко обезвоженная нефть должна соответствовать товарной нефти первой группы качества. Однако содержание в ней хлористых солей достигает более 1000 мг/дм^3 в то время как в нефти первой группы качества предусмотрено не более 100 мг/дм^3.

Еще более вредное воздействие, чем вода и механические примеси, оказывают на работу установок промысловой подготовки и переработки нефти хлористые соли, содержащиеся в нефти. Хлориды, в особенности кальция и магния, гидролизуются с образованием соляной кислоты даже при низких температурах. Под действием соляной кислоты происходит разрушение (коррозия) металла аппаратуры технологических установок. Особенно интенсивно разъедается продуктами гидролиза хлоридов конденсационно-холодильная аппаратура перегонных установок. Кроме того, соли, накапливаясь в остаточных нефтепродуктах – мазуте, гудроне и коксе, ухудшают их качество.

При переработке сернистых и высокосернистых нефтей, в результате разложения сернистых соединений, образуется сероводород, который в сочетании с хлористым водородом является причиной наиболее сильной коррозии нефтеаппаратуры:

$$Fe + H2S \rightarrow FeS + H2 \text{ , } FeS + 2HCl \rightarrow FeCl2+H2S$$

Хлористое железо переходит в водный раствор, а выделяющийся сероводород вновь реагирует с железом.

Таким образом, при совместном присутствии в нефтях хлоридов металлов и сероводорода во влажной среде происходит взаимно инициируемая цепная реакция разъедания металла. При отсутствии или малом содержании в нефтях хлористых солей интенсивность коррозии значительно ниже, поскольку образующаяся защитная пленка из сульфида железа частично предохраняет металл от дальнейшей коррозии.

Для оценки товарных качеств подготовленных на промыслах нефтей в 2002 г. был разработан применительно к международным стандартам и принят новый ГОСТ России Р 51858-2002, в соответствии с которым их подразделяют (классифицируют):

- по содержанию общей серы на четыре класса;
- по плотности при 20 °С на пять типов;
- по содержанию воды и хлористых солей на три группы;
- по содержанию сероводорода и легких меркаптанов на три вида.

Технология обессоливания нефти на промыслах основана на процессе промывки ее пресной водой путем смешения после стадии глубокого обезвоживания. Динамика смешения капель пластовой и пресной вод характеризуется следующими особенностями.

1. Часть капель пластовой воды, лишенных бронирующих оболочек, сливается с каплями промывочной воды.

2. Часть пластовой воды (глобулы) с бронирующими оболочками практически не участвует в процессе обессоливания и при небольших размерах они остаются в нефти во взвешенном состоянии независимо от количества применяемой пресной воды.

3. В водонефтяной эмульсии (ВНЭ), кроме глобул пластовой воды содержатся зародышевые кристаллы солей микрометровых размеров, которые, смачиваясь нефтью, так же как и глобулы, покрываются сверхпрочными бронирующими оболочками и практически не поддаются вымыванию пресной

водой при традиционно принятых способах обессоливания. Особенно процесс очистки нефти от солей усложняется из-за нагрева ВНЭ, что только способствует укреплению оболочек кристаллов солей.

Следовательно, при обессоливании нефти возникает проблема очистки ее от кристаллов солей.

Данный процесс достаточно сложный и на практике осуществляется только переводом кристаллов из объема нефти в объем пресной воды. Для этой цели нефть после глубокого обезвоживания промывается пресной водой при среднем объемном соотношении вода-нефть, равном 1:10. Зародышевые кристаллы сначала освобождаются от бронирующих углеводородных оболочек, затем растворяются в пресной воде с образованием слабо насыщенного раствора, который отделяется от нефти, как правило, в элекродегидраторах методом отстаивания. Вторым этапом процесса обессоливания нефти является вскрытие кристаллов солей, ввод их в объем пластовой воды и растворение с последующим обезвоживанием, например, методом отстаивания.

Выше описанная методика обессоливания довольно трудоемкая и занимает большое количество времени. По нашему мнению, наиболее перспективным способом глубокого обессоливания является способ перемешивания жидких фаз под действием кинетической энергии движущегося потока пресной воды, направленного по течению флюида в технологическом сужении трубопровода, охватывающего все движущиеся в трубопроводе слои ВНЭ. Перемешивание создает интенсивную турбулизацию жидкости, омывающей освобожденные от бронирующих оболочек кристаллы солей, что создает благоприятные условия для выхода солей из нефти в обезвоживающих и обессоливающих установках. Использование пресной воды в расчете 8-10 % от общего количества водонефтяной эмульсии, позволит снизить содержание хлористых солей примерно в 10 раз, т.е. повысить качество товарной нефти.

1 Описание установки предварительного сброса воды

Технологические процессы сбора и подготовки углеводородного сырья заключаются в последовательном изменении состояния продукции нефтяной скважины и отдельных ее составляющих (нефть и газ), завершающийся получением товарной продукции. Технологический процесс после разделения продукции скважины состоит из нефтяного и газового материальных потоков.

Технология сбора, очистки и использования пластовой воды является особым процессом, который обычно рассматривается отдельно. Технология сбора и обработки нефти и газа состоит из трех последовательных этапов: 1)разделение; 2) сбор; 3) доведение нефти и газа до нормированных свойств, устанавливаемых стандартами. На третьем этапе нефтяной поток подвергается очистке от пластовой воды и минеральных солей и извлечению из него углеводородов для стабилизации нефти, что позволяет уменьшить потери углеводородов при хранении и транспорте. На этом же этапе из газового потока извлекаются тяжелые углеводороды (отбензинивание) с целью получения товарного газа и сжиженных углеводородов. Следовательно, третий этап является завершающим этапом сбора нефти и газа. Этот этап называют подготовкой нефти или газа.

Под технологической схемой сбора и подготовки нефти и газа понимается графическое изображение процесса разделения и последовательного и непрерывного изменения состояния материальных потоков углеводородного сырья, завершающегося получением товарной нефти, товарного газа и товарных сжиженных углеводородов. Системы сбора и подготовки нефти и газа представляют комплекс последовательных и взаимосвязанных аппаратов, механизмов, машин и сооружений, обеспечивающих выполнение условий, предусмотренных в технологической схеме.

Установка предварительного сброса воды на месторождении представляет собой комплекс сооружений для сбора, подготовки нефти,

поступающей от нефтяных скважин, транспорта подготовленной до товарных кондиций нефти в магистральный нефтепровод, а также отделения попутного нефтяного газа и подготовки пластовой воды для использования ее в системе ППД.

В основу заложены следующие технологические решения:

- сепарация нефтегазовой эмульсии;
- промежуточный подогрев;
- обезвоживание и обессоливание нефтяной эмульсии;
- транспорт нефти обводненностью 0,5 % в магистральный нефтепровод;
- подача деэмульгатора в поток поступающей жидкости для улучшения процесса разрушения нефтяных эмульсий;
- подача ингибитора парафиноотложения;
- использование факела закрытого типа для сжигания газа высокого и низкого давлений;
- подготовка топливного газа;
- установка предохранительных клапанов для защиты оборудования от превышения давления;
- применение блочного, каркасного, блочно-комплектного оборудования заводского изготовления;
- использование узла оперативного учета нефти;
- дренаж аппаратов в подземные дренажные емкости с последующей откачкой в технологический процесс;
- подготовка пластовой и подпиточной воды для системы ППД;
- подача ингибитора коррозии и ингибитора солеотложения в трубопроводы пластовой и подпиточной воды;
- теплоизоляция и электрообогрев аппаратов и технологических трубопроводов;

2 Варианты технологического исполнения установок предварительного сброса воды

Выбор принципиальной схемы установки предварительного сброса воды (УПСВ), оптимальной с точки зрения технологической гибкости и экономической эффективности, является важной стратегической задачей развития объектов наземного обустройства. Для определения наиболее эффективной технологической схемы были рассмотрены следующие варианты технологии подготовки нефти:

1) Согласно стандарту ОАО «НК «Роснефть» № П1-01 СД-048.01 «Унифицированные технологические схемы ДНС, УПСВ, ЦПС» Версия 1.00 (остаточная обводненность до 1 %);

2) с использованием резервуарной технологии (остаточная обводненность до 1 %);

3) с применением трубной технологии (остаточная обводненность до1 %);

4) в две ступени с использованием аппаратов типа Хитер-Тритер (остаточная обводненность до 1 %);

5) в одну ступень с применением аппаратов типа Хитер-Тритер (остаточная обводненность до 5 %);

6) в две ступени с использованием аппаратов типа ОГН-П (остаточная обводненность до 1 %);

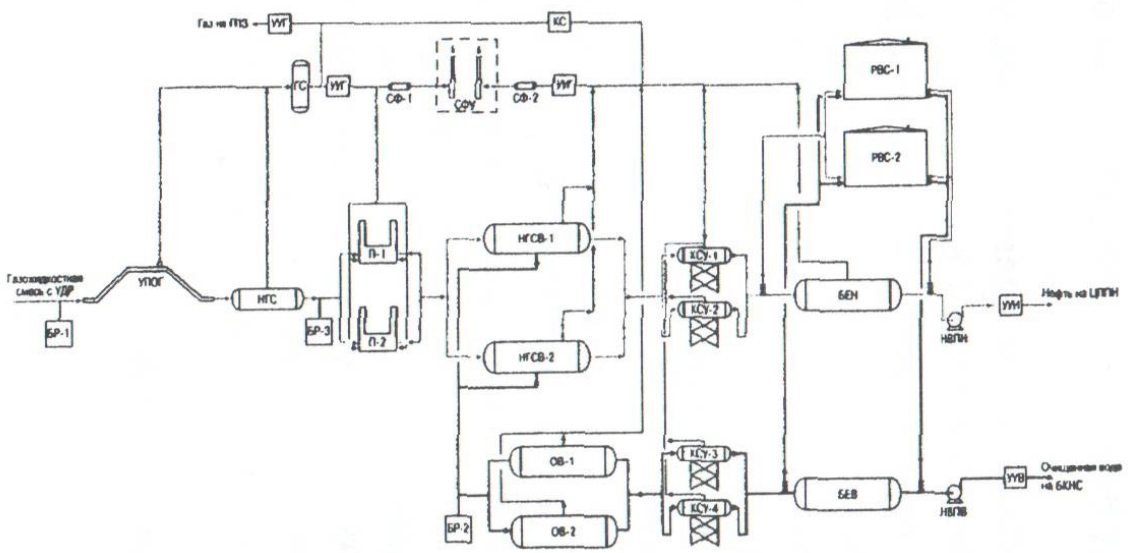
7) в одну ступень с применением аппаратов типа ОГН-П (остаточная обводненность до 5 %).

При разработке технологических схем учитывались нормы и правила, принятые в нефтяной промышленности.

Для определения технологических параметров процесса, а также типа и нормы расхода деэмульгатора были проведены научно-исследовательские работы по изучению кинетики деэмульсации водонефтяной эмульсии Приразломного месторождения. Протестировано 22 отечественных зарубежных деэмульгатора (СНПХ, «Рекод», «ИНТЭКС», «Союз», «Реапон», ФЛЭК, АМ-

7Б, ДИН, Separol и др.). Дозировка реагентов составляла 20-50 г/т. Методика проведения экспериментов по деэмульсации соответствовала режиму УПСВ и включала следующие операции: дозирование реагентов при температуре 20˚С, имитирующей условия транспорта; интенсивное перемешивание в течение 1 мин; нагрев до температуры 30 °С (для условий первой ступени сепарации); выдержка эмульсии при этой же температуре в течение 20 мин; термостатирование эмульсии при температуре 45 °С (нагрев продукции в печах) в статическом режиме 30 мин. Данные условия дают возможность определить эффективность деэмульсации для всех рассмотренных технологических схем. В процессе рассмотрения особенностей проведения технологического процесса по каждому варианту были выделены технологические схемы, отражающие разные способы подготовки нефти и воды. Традиционный подход к подготовке нефти и воды представлен в варианте 1 (технологическая схема по стандарту ОАО «НК. Роснефть»). Варианты 4 и 5 предполагают применение оборудования иностранного производства (аппаратов типа «Хитер-Тритер»). Варианты 6 и 7 (применение аппаратов типа ОГН-П) позволяют снизить энергозатраты без повышения рисков потери качества подготавливаемой продукции.

Технологическая схема но стандарту ОАО »НК.Роснефть» (рисунок 1) представляет собой классическую схему УПСВ в герметизированном варианте, широко использующуюся на месторождениях Западной Сибири. Особенностью данной технологии является предварительная сепарация поступающей на УПСВ продукции скважин в отдельных аппаратах с последующим нагревом всей жидкости до необходимой температуры и разделением ее в трехфазных сепараторах.



БР-1, БР-2, БР-3 – блок дозирования соответственно деэмульгатора, ингибитора коррозии, ингибитора солеотложения; УПОГ – установка предварительного отбора газа; НГС – нефтегазовый сепаратор; П-1,2 – печи нагрева нефти; НГСВ-1,2 – нефтегазовый сепаратор со сбросом воды; КСУ-1,2 – концевая сепарационная установка по нефти; КСУ-3,4 – концевая сепарационная установка по воде; БЕН – буферная емкость нефти, БЕВ – буферная емкость воды; РВС-1,2 – резервуары, НВПН, НВЛВ – насосная внешней перекачки соответственно нефти и воды; ГС – газовый сепаратор; УУГ, УУН, УУВ – узел учета соответственно газа, нефти и воды; КС – компрессорная станция газов низкого давления; ФС-1,2 – факельный сепаратор; СФУ – совмещенная факельная установка

Рисунок 1 – Технологическая схема УПСВ по стандарту ОАО «НК «Роснефть»

К основным преимуществам технологии можно отнести:

- минимальный набор технологического оборудования;
- простоту реализации технологического режима;
- условную универсальность для большинства технологических условий.

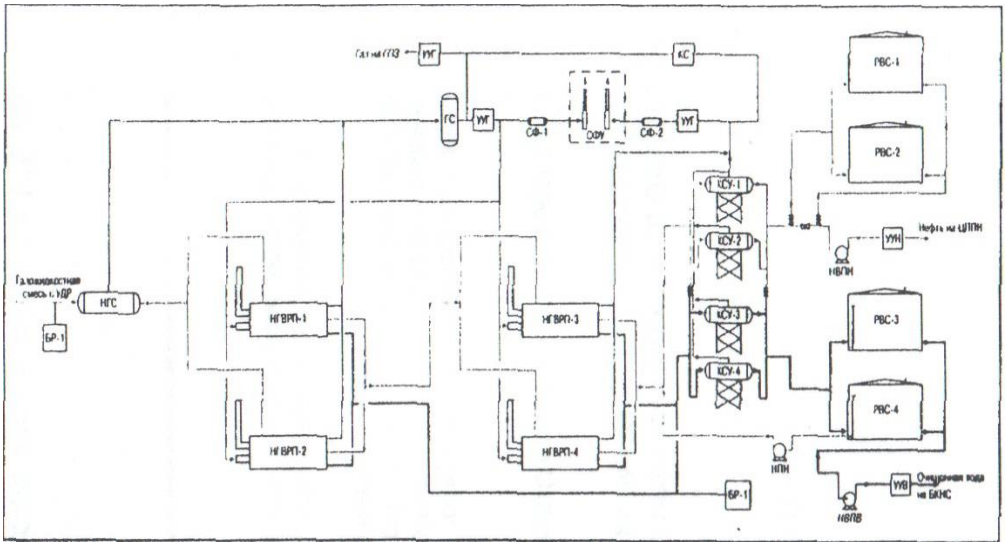
Основные недостатки заключаются:

- в необходимости установки печей большей мощности (типа ПТБ), что в свою очередь приводит к установке дополнительной азотной станции пожаротушения и частым ремонтам трубных змеевиков, прогорающих из-за

отложений солей или проскока газа при недостаточной раэгазиронаниости входящего потока;

– в нагреве всего объема поступающей на установку жидкости, что требует увеличенного расхода энергии, дополнительного расхода ингибиторов солсобразования и коррозии;

– в наличии двух факторов воздействия на технологический процесс (дозировка реагента и температура процесса), не позволяющих эффективно реагировать на изменения качественных показателей поступающей эмульсии.



НГВРП-1-4 – нефтегаэоводоразделитель с прямым подогревом; КСУ-1,2 – концевая сепарационная установка по нефти; КСУ-3,4 – концевая сепарационная установка по воде; РВС-1,2 – резервуары аварийные по нефти; РВС-3,4 – резервуары по очистке воды; НПН – насосная внутренней перекачки уловленной нефти

Рисунок 2 – Технологическая схема с применением аппаратов типа «Хитер-Тритер»

Технологическая схема с применением аппаратов типа. Хитер-Тритер. (рисунок 2) позволяет объединить в одном аппарате три функции: сепарацию газа, нагрев жидкости, де-эмульсацию. Данная технология широко

используется за рубежом, в России применяется в нефтяной компании ОАО «Сургутнефтегаз». К основным преимуществам технологии относятся также:

– блочная поставка установки, включая комплекс автоматизации и регулирующую арматуру;

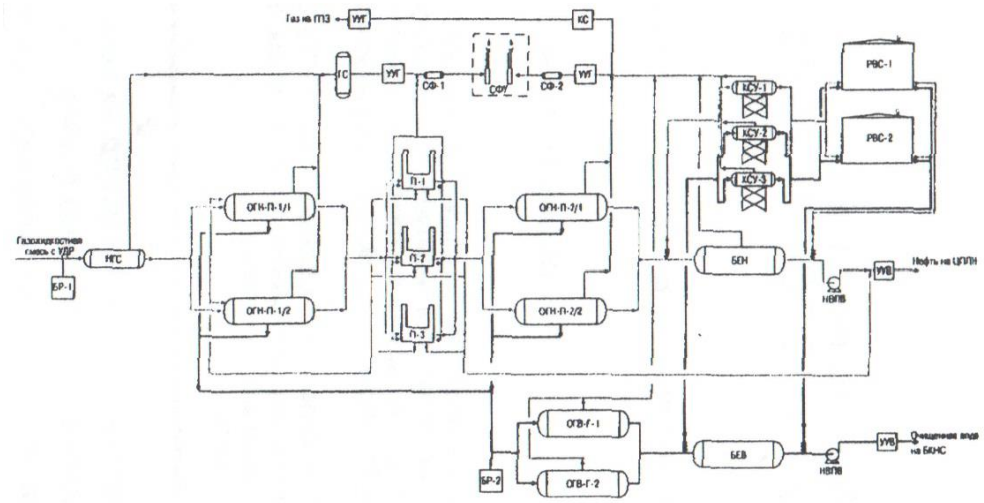
– снижение металлоемкости за счет применения меньшего числа аппаратов.

Основные недостатки:

– необходимость дублирования каждого рабочего аппарата при ремонте;

– высокое содержание нефтепродуктов и механических примесей в отделяемой пластовой воде;

– сложность ремонта и технологического обслуживания.



ОГН-П-1/1,2 – отстойник нефти горизонтальный с перегородками первой ступени сброса аоды; ОГН-П-2/1,2 – отстойник нефти горизонтальный с перегородками второй ступени сброса воды; ОГВ*Г-1,2 – отстойник воды горизонтальный гидрофобный

Рисунок 3 – Технологическая схема с применением аппаратов ОГН-П

Технологическая схема с применением аппаратов ОГН-П (рисунок 3) отличается наличием двух ступеней сброса воды. Особенность внутренней конструкции аппаратов ОГН-П позволяет нагреть только эмульсию на первой

ступени за счет возврата части нагретой обезвоженной нефти и сбросить свободную воду до получения эмульсии с остаточной обводненностью 5 %. Вторая ступень с нагревом позволяет дополнительно сбросить воду и получить нефть с остаточной обводненностью до 1 %.

Основные преимущества данной технологии:

– отсутствие необходимости подачи ингибиторов солеотложения;

– применение двух поточных печей непрямого нагрева нефти (типа ПП'Г) за счет сброса воды на первой ступени;

– эффективная очиегка воды в аппаратах с гидрофобным слоем ОГВ-Г до норм согласно техническому заданию;

– «мягкий» режим проведения процесса с возможностью применения факторов регулирования на двух ступенях.

Основные недостатки:

– большой набор технологического оборудования:

– необходимость высокого уровня автоматизации процесса.

3 Технология обессоливания нефти

Унифицированная технологическая схема подготовки нефти на промыслах предусматривает обезвоживание нефти и, как следствие, ее одновременное обессоливание. При этом оба процесса технологически усложняются на стадиях глубоких обезвоживания и обессоливания нефти.

Глубокое обезвоживание нефти осуществляют при температуре 40-60 °С, достигаемой вследствие нагрева предварительно обезвоженной нефти в печах. В результате массовое содержание поды в нефти снижается с 1,5-25 до 0,15-0,3 %. Это означает, что, если руководствоваться ГОСТ Р51858-2002. Общие технические условия, то глубоко обезвоженная нефть должна соответствовать товарной нефти первой группы качества. Однако содержание в ней хлористых солей достигает более 1000 мг/дм^3, в то время как и нефти первой группы качества предусмотрено не более 100 мг/дм^3.

Образование стойких эмульсий снижает межремонтный период (МРП) работы скважин из-за обрывов штанг в штанговых скважинных насосных установках (ШСНУ), пробоев электрической части установок электропогружного центробежного насоса (УЭЦН) вследствие перегрузок погружного электродвигателя (ПЭД). Рост давления жидкости в системах сбора нефти и газа влечет за собой порывы коллекторов. Затрудняются сепарация газа и предварительный сброс воды на УПС. Однако наибольший рост энерго- и металлоемкости связан с необходимостью разрушения стойких эмульсий и имеет место в системах подготовки нефти.

Как было сказано выше, вода образует с нефтью эмульсии различной степени стойкости, и со временем стойкость эмульсий повышается. Это является одной из причин того, что добываемую нефть необходимо обезвоживать как можно раньше с момента образования эмульсии, не допуская ее старения. Наиболее целесообразно проводить обезвоживание нефти на месторождениях

Второй, наиболее важной причиной обезвоживания нефти в районах ее добычи является высокая стоимость транспорта пластовой воды. Транспорт обводненной нефти удорожается не только в результате перекачки дополнительных объемов содержащейся в нефти пластовой воды, но и вследствие того, что вязкость эмульсии типа В/Н выше, чем чистой нефти. Так, вязкость безводной нефти Ромашкинского месторождения при 15 ^{0}С в три раза ниже, чем ее эмульсии, содержащей 20 % воды. Вязкость эмульсии на данном месторождении, содержащей 5 и 20 % воды, составляет соответственно 17 и 33,3 сСт, т. е. возрастает в 2 раза. При увеличении содержания воды в нефти на 1 % транспортные расходы возрастают в среднем на 3 – 5% при каждой перекачке.

Вместе с водой при обезвоживании из нефти удаляются соли, растворенные в воде, и механические примеси, которые являются причиной коррозии и загрязнения трубопроводов и аппаратов.

Обезвоживание нефти на месторождениях – лишь первый этап ее подготовки к переработке, так как присутствие в нефти воды, солей и механических примесей в тех количествах, которые остаются в нефти после обезвоживания на месторождении, отрицательно сказывается на процессах переработки нефти и на качестве получаемых нефтепродуктов. Так, например, для большинства нефтей Урало-Поволжского региона содержание хлористых солей при количестве остаточной пластовой воды в нефти 0,5% составляет 1000 – 1200 мг/л, а в нефти, поступающей на переработку, содержание солей не должно превышать 5 – 10 мг/л.

Более глубокая очистка нефти от пластовой воды, солей и механических примесей осуществляется в процессе обессоливания. С этой целью обезвоженную нефть интенсивно перемешивают с пресной водой, а образовавшуюся эмульсию разрушают.

Технология обессоливания нефти на промыслах основана на процессе промывки ее пресной водой путем смешения после стадии глубокого

обезвоживания. Динамика смешения капель пластовой и пресной вод характеризуется следующими особенностями.

1. Часть капель пластовой воды, лишенных бронирующих оболочек, сливается с каплями промывочной воды.

2. Часть пластовой воды (глобулы) с бронирующими оболочками практически не участвует в процессе обессоливания и при небольших размерах они остаются и нефти во взвешенном состоянии независимо от количества применяемой пресной воды.

3. В ВНЭ, кроме глобул пластовой воды содержатся зародышевые кристаллы солей микрометровых размеров, которые, смачиваясь нефтью, так же как и глобулы, покрываются сверхпрочными бронирующими оболочками и практически не поддаются вымыванию пресной водой при традиционно принятых способах обессоливания. Отмеченное особенно усугубляется при обработке пресной водой высоковязкой, высокосернистой, тяжелой нефти.

Гипотеза о наличии в глубоко обезвоженной нефти зародышевых кристаллов солей обосновывается тем, что они образуются и результате нагрева соприкасающегося с внутренней стенкой труб печи ламинарного слоя предварительно обезвоженной нефти до температур, превышающих температуру кипения водной фазы. При кипении капель пластовой поды их насыщенность солями возрастает с образованием зародышей кристаллов микрометровых размеров, которые покрываются углеводородной бронирующей пленкой и не поддаются отстаиванию. Выдвинутая гипотеза доказывается результатами анализа материального баланса по содержанию солей в водной фазе продукции скважин.

Согласно механизму образования кристаллической соли в растворе греющая труба печи типа ПТБ снаружи нагревания в очаге пламени горения природного или нефтяного газа до температуры около 1030 °С. При этом, если средняя температура контролируемой предварительно обезвоженной нефти поддерживается на уровне t=40-60 ˚С, то пристенный слой ее нагревается до температуры, превышающей температуру кипения водной фазы.

Причина перегрева пристенного слоя обменяется тем, что, так как теплопроводность λ материала трубки печи (для углеродистой стали λ=46 Вт/м·град$^{-1}$) превышает теплопроводность воды более чем в 100 раз (λ воды равна 0,6 Вт/м·град$^{-1}$ при комнатной температуре), тепловая энергия, переданная через стенку от греющей трубки, частично аккумулируется в пристенном слое жидкости. Эта тепловая энергия не успевает распространиться в поток, пристенный слой предварительно обезвоженной нефти перегревается и вскипает. Чистая вода выпаривается из раствора, последний перенасыщается, и создаются условия для образования зародышевых кристаллов. В последующем основная масса образованных зародышевых кристаллов уносится потоком нагретой нефти в систему ее глубокого обезвоживания, оставшаяся часть образует «накипь» в виде отложений на внутренней поверхности греющих трубок. Зародышевые кристаллы солей при транспорте в трубе печи в объеме предварительно обезвоженной нефти смачиваются ею, покрываются пленкой и в дальнейшем не могут перейти в объем водной фазы.

Следовательно, при обессоливании нефти возникает проблема очистки ее от кристаллов солей. Данный процесс достаточно сложный и на практике осуществляется только переводом кристаллов из объема нефти и объем пресной воды. Для этой цели нефть в промысловых условиях после глубокого обезвоживания промывается пресной водой при среднем объемном соотношении вода-нефть, равном 1:10. Зародышевые кристаллы сначала освобождаются от бронирующих углеводородных оболочек, затем растворяются в пресной воде с образованием слабо насыщенного раствора, который отделяется от нефти, как правило, в элекродегидраторах методом отстаивания. Вторым этапом процесса обессоливания нефти являются вскрытие кристаллов солей, ввод их в объем пластовой воды и растворение с последующим обезвоживанием, например, методом отстаивания.

Указанные процессы реализуются с применением методов снижения вязкости нефти, в частности, обработкой ее депрессаторами, деэмульсаторами и нагревом при одновременном перемешивании нефти с пресной водой в

интенсивном турбулентном режиме. При этом бронирующие оболочки кристаллов солей разрушаются и пограничный слой углеводородов, находящийся па поверхности кристаллов соли, полностью смывается. В результате создаются условия для контакта кристаллов соли с пресной водой и растворения.

Растворимость солей растет с повышением температуры и кривые растворимости имеют плавно восходящий характер. Аналогичный характер имеет зависимость изменения вязкости нефти от температуры до 50-60 °С, т.е. до температуры плавления парафина. Поэтому на установках промысловой подготовки нефти она нагревается до указанных температур. Перемешивание создает интенсивную турбулизацию жидкости, омывающей освобожденные от бронирующих оболочек кристаллы солей, и вследствие смывания пограничного слоя попытает скорость растворения кристаллов солей.

4 Оборудование для обезвоживания и обессоливания ВНЭ на промысле

За последнее время на нефтяных месторождениях находит все большее применение блочное оборудование, в котором процесс нагрева нефтяной эмульсии и последующего ее отстоя совмещается в одном аппарате. Эти аппараты получили название подогревателей-деэмульсаторов. Нефтяная эмульсия поступает в них из сепараторов-делителей потока или сепараторов первой ступени. В результате падения давления в коммуникациях от сепараторов до подогревателей-деэмульсаторов, а также нагрева нефтяной эмульсии из последней выделяется некоторое количество газа. Выделение газа в отстойной секции этих аппаратов мешает процессу отделения воды, поэтому во всех совмещенных аппаратах предусматривается отбор газа до поступления нефтяной эмульсии в отстойную часть аппарата, т. е. подогреватели-деэмульсаторы выполняют также функции сепараторов. Отделившийся в подогревателях-деэмульсаторах газ сжигается в своем аппарате (с целью подогрева нефтяной эмульсии) или подается в систему сбора.

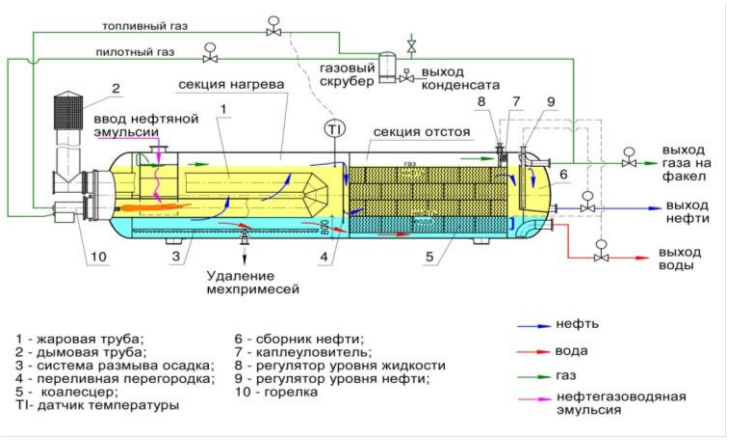


Рисунок 4 – Нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом

Растущая конкуренция в нефтегазовом секторе обуславливает необходимость повышения эффективности работы компаний.

Одно из перспективных направлений в достижении этого результата – техническое и технологическое совершенствование процессов подготовки нефти: сбора, утилизации воды и газа и обессоливания нефти на месторождении. В настоящее время более трети российских запасов «черного золота» имеют обводненность свыше 70 %. Например, в Ханты-Мансийский Автономном округе – богатейшем нефтяном регионе Западной Сибири, производящим 2/3 добываемой в России нефти, в результате многолетней интенсивной обработки многие месторождения в значительной степени выработаны и обводнены на 80-90 %.

Оснащение месторождений системами подготовки нефти традиционными способами – долгий, трудоемкий и затратный процесс. Установки для подготовки нефти (УПН) являются сложными техническими сооружениями, состоящими из целого ряда отдельно стоящих блоков (сепараторов, печей, дегидраторов, отстойников и т.п.). Все это оборудование занимает достаточно большие площади (2–6 Га), которые в условиях Западной Сибири приходится буквально «отвоевывать» у болот. Кроме этого, установки, состоящие из большого количества сооружений, сложны в обслуживании, достаточно затратны и не всегда эффективны в работе.

Совмещение процессов нагрева, сепарации, обезвоживания нефти и очистки воды в одном технологическом аппарате – нефтегазоводоразделителе с прямым подогревом (НГВРП) позволяет существенно повысить эффективность процесса подготовки нефти.

При этом при использовании этих новейших технологий комплексно решаются следующие задачи:

- повышения производительности работы оборудования,
- сокращения в 3 раза сроков ввода объектов подготовки нефти в эксплуатацию,
- оптимального использования пространства технологических площадок месторождений,
- повышения экономической эффективности.

Сегодня на российском рынке всего несколько компаний, предлагающих разработку и производство полнокомплектных трехфазных нефтегазоводоотделителей. Компания «Нефтегазовые системы» – реальный лидер в этом направлении, т.к. не только разработала и производит Нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом (НГВРП), но уже сегодня имеет результаты успешного применения агрегата в реальных условиях нефтяных месторождений.

Аппарат изготовлен на базе горизонтальной емкости объемом V=110 м^3 и состоит из секции подогрева и секции коалесценции и отстоя.

В секции подогрева происходит разделение газожидкостной смеси, нагрев водонефтяной эмульсии, сепарация нефти и отделение свободной воды. В этой секции находятся: узел входа и распределения газожидкостной смеси, жаровые трубы с горелками, система удаления механических примесей.

Узел входа и распределения представляет собой входной отражатель, препятствующий прямому попаданию свободной воды на жаровые трубы и направляющий водонефтяную эмульсию сверху вниз в пространстве между отражателем и стенкой аппарата. Благодаря различным плотностям жидкостей и изменению направления движения потока свободная вода отделяется и скапливается на дне аппарата. Эмульсия нагревается, поднимаясь вверх, одновременно двигаясь вдоль жаровых труб. Две U-образные жаровые трубы с высокоэффективными диффузионными длиннофакельными газовыми горелками обеспечивают нагрев поступающей продукции. В качестве топлива используется попутный газ, выделившийся из нефти в аппарате, либо газ из альтернативного источника.

Двухуровневая система промывки, предназначенная для удаления механических примесей и отложений на жаровых трубах и на дне аппарата, представляет собой систему коллекторов с инжекционными соплами.

После нагрева и предварительного обезвоживания эмульсия переливается через вертикальную перегородку и попадает в секцию коалесценции и отстоя. Коалесцер выполнен из рифленых полипропиленовых пластин, расположенных

на определенном расстоянии друг от друга. Капли воды, эмульгированные в нефти, оседают на верхней поверхности пластин, коалесцируют, укрупняются, скатываются с пластин и переходят в слой воды. Капли нефти, диспергированные в воде, всплывают, достигают нижней поверхности рифленых пластин, где собираются, укрупняются, всплывают и переходят в слой нефти. Коалесцер интенсифицирует как обезвоживание нефти, так и очистку выделившейся воды.

Обезвоженная нефть после секции коалесцера попадает в отстойную камеру и через перегородку переливается в сборник нефти, расположенный на правом днище, откуда и выводится из аппарата. Выделившаяся из эмульсии вода протекает вдоль всей длины сосуда. Межфазная граница нефть-вода поддерживается на заданном уровне с помощью буйкового уровнемера, который управляет клапаном сброса воды.

Внутреннее антикоррозионное лакокрасочное покрытие и анодная защита открытых металлических поверхностей защищают аппарат от коррозии.

К торцу аппарата пристыкован арматурный блок-бокс для размещения трубопроводных систем с запорнорегулирующей арматурой, первичных средств КИПиА, устройств регулирования и подачи топливного газа. Бокс оборудован инженерными системами отопления и вентиляции, электроосвещения, заземления, пожаротушения, автоматической пожарной сигнализацией.

Контроль и регулирование технологических параметров осуществляется программно-техническим комплексом, включающим шкаф управления и автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора. Оборудование программно-технического комплекса, состоящее из шкафа управления и АРМ-оператора, размещается в помещении операторной. Нефтегазоводоразделитель поставляется в виде блока НГВРП с арматурным блок-боксом.

Техническая характеристика НГВРП:

1. Производительность по нефтяной эмульсии,

т/сут, не более 10000

2. Расчетная обводненность нефтяной эмульсии, поступающей в аппарат, % вес 70-90

3. Газосодержание в нефтяной эмульсии на входе в аппарат, нм^3/т, не более 50,0

4. Обводненность нефти на выходе из аппарата, % вес, не более 5,0

5. Содержание нефтепродуктов в воде на выходе из аппарата, % вес, не более 0,06

6. Содержание механических примесей на выходе из аппарата, % вес, не более 0,05

7. Газосодержание в нефти на выходе из аппарата, нм^3 /т, не более 5,0

8. Давление рабочее, МПа, не более 0,7

9. Температура, °С:

рабочей среды на входе в аппарат 10…25

нефти на выходе из аппарата, не менее 20... 40

10. Среда в корпусе - нефть, пластовая вода, попутный газ

11. Среда в подогревателе - попутный газ и продукты его сгорания

12. Внутренний объем (вместимость), м^3, не более 100

13. Расчетный срок службы, лет 20

14. Масса, кг, пустого, не более 50000

5 Патентно-информационный обзор

Авторское свидетельство № 2301700

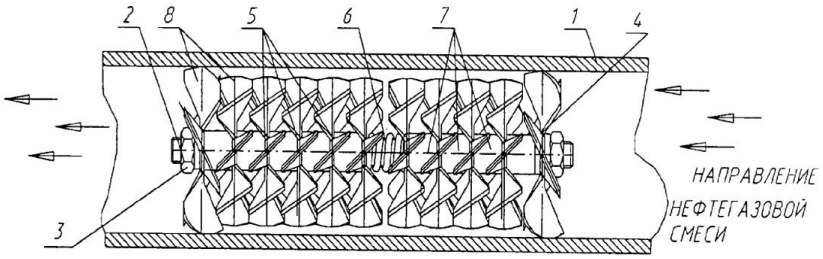


Рисунок 5 – Диспергатор

Изобретение относится к средствам нефтехимической технологии, работающим в жидкой среде, и может быть использовано в химической, нефтегазовой и других отраслях промышленности для улучшения процессов получения гомогенных смесей. Диспергатор содержит корпус, шпильку с фиксаторами, крыльчатки большего размера, крыльчатки меньшего размера, пружину, втулки. Лопасти крыльчаток имеют острые кромки. Крыльчатки вращаются в противоположные стороны. Технический результат состоит в повышении эффективности для обеспечения однородности нефтегазового потока в нефтегазопроводе.

Конструкция диспергатора приведена на чертеже, где изображены корпус 1 нефтегазопровода, шпилька 2 с фиксаторами 3, две группы крыльчаток 4 большего размера, две группы крыльчаток 5 меньшего размера, пружина 6, лопасти 7 крыльчаток 4, 5, втулки 8, установленные между крыльчатками всех групп. Лопасти 7 крыльчаток имеют острые кромки. Крыльчатки 4 обеих групп вращаются в одну сторону (например, против часовой стрелки), крыльчатки 5 обеих групп вращаются в другую сторону (например, по часовой стрелке). Крыльчатки установлены следующим образом: (слева направо) первая группа

крыльчаток 4, первая группа крыльчаток 5, пружина, вторая группа крыльчаток 5, вторая группа крыльчаток 4.

Диспергатор работает следующим образом. Диспергатор помещают в нефтепровод и запускают нефтегазовый поток. Поток заставляет вращаться крыльчатки 4 и 5. Крыльчатки 4 имеют диаметр лопастей, близкий к внутреннему диаметру нефтепровода, вращаются против часовой стрелки и служат для обеспечения диаметральной устойчивости устройства в трубопроводе и, частично, для перемалывания инородных частиц в нефтегазовом потоке. Пружина 6 устраняет люфт, возникающий при вращении и взаимодействии двух пар групп крыльчаток 4 и 5. Крыльчатки 5 имеют диаметр лопастей, меньший диаметра лопастей крыльчатки 4, и вращаются по часовой стрелке с большей угловой скоростью, чем лопасти крыльчатки 4. Поскольку лопасти 7 крыльчаток 4, 5 имеют острые кромки, то при вращении дробят все инородные частицы (соль, парафин и т.д.), которые присутствуют в нефтегазовом потоке и проходят через устройство. Необходимо отметить, что толщины втулок 8 подобраны таким образом, чтобы обеспечить динамическое взаимодействие кромок соседних крыльчаток. Под динамическим взаимодействием, в данном случае, надо понимать создание зазоров между кромками соседних лопастей 7 крыльчаток 4 или 5, обеспечивающих минимальные размеры перемолотых частиц и не допускающих соприкосновение кромок лопастей 7 соседних крыльчаток. Такое взаимодействие обеспечивает лучший режим перемалывания примесей в потоке. Это гомогенизирует поток и не засоряет последующие учетные механизмы и клапаны насосов. Таким образом, изобретение позволяет обеспечить высокую эффективность в процессе обработки и гомогенизации нефтегазового потока. Это позволяет повысить сроки работы механизмов.

Авторское свидетельство № 2250799

Изобретение относится к конструкциям смесителей и может быть использовано в химической, пищевой, нефтехимической и других отраслях промышленности для смешивания основного потока жидкости с малыми

количествами жидких добавок. Смеситель жидкости выполнен из вертикального корпуса с проточной камерой и помещенного в него смесительного элемента, который выполнен из поперечного канала и изогнутых продольных каналов. Продольные каналы между собой соединены ребром, выполненным в виде сегмента.

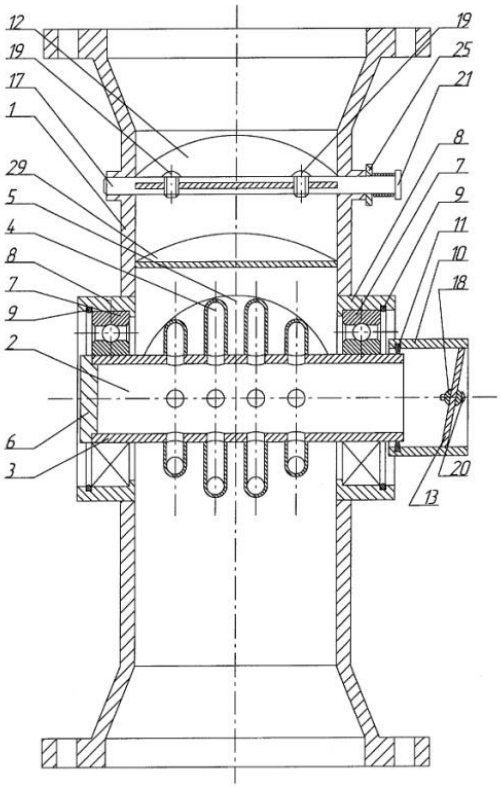


Рисунок 6 – Смеситель жидкостей

Основной поток жидкости и реактивная сила, возникающая при истечении добавочной жидкости, приводят во вращение смесительный элемент. Смеситель оснащен механизмом доя дозирования смешиваемых компонентов. Данный смеситель позволяет повысить качество готовой смеси и улучшить перемешивание путем применения смесительного элемента, который приводит ввод добавочной жидкости по всей ширине основного потока жидкости непосредственно в область смешивания, а также обеспечить необходимые дозы смешивания компонентов при помощи механизма дозирования.

Смеситель выполнен из вертикального корпуса 1, который образует проточную камеру, помещенного в него смесительного элемента 2. Смесительный элемент 2 выполнен из поперечного канала 3 и изогнутых продольных каналов 4, при этом площадь поперечного сечения канала 3 равна сумме поперечных сечений всех каналов 4. Продольные каналы 4 соединены ребром 5, которое выполнено в виде сегмента. Один конец продольного канала закрыт пробкой 6. Смесительный элемент 2 установлен на радиальных подшипниках закрытого типа 7, которые установлены в подшипниковых опорах 8. Для предотвращения перемещения подшипника 7 в подшипниковой опоре 8 выполнена выточка, в которую вставлено стопорное кольцо 9. Для подачи добавочной жидкости предусмотрен трубопровод 10, соединенный со смесительным элементом 2, для обеспечения герметичности этого соединения в трубопроводе 10 в выточке установлено уплотнительное кольцо 11. Подшипниковые опоры 8 приварены сваркой к корпусу 1. Смеситель снабжен механизмом для дозирования смешиваемых жидкостей, который выполнен в виде системы рычагов и заслонок. В корпусе смесителя 1 и трубопроводе для подачи добавочной жидкости 10 установлены заслонки 12 и 13, соединенные механической связью. Механическая связь представляет собой тягу 14, концы которой снабжены пластмассовыми наконечниками 15 и 16. Наконечники 15 и 16 накручены на тягу 14. Заслонки 12 и 13 закреплены на осях 17 и 18 при помощи болтов 19 и 20. На осях 17 и 18 жестко закреплены рычаги 21 и 22. Для того чтобы заслонки в нерабочем состоянии были всегда закрыты, в смесителе предусмотрены возвратные пружины 23 и 24, которые одним концом зацеплены за выступы на рычагах 21 и 22, а вторым концом за выступы на пластинах 25 и 26. Пластины 25 и 26 закреплены на корпусе 1 и трубопроводе 10 при помощи болтов 27 и 28. Для обеспечения лучшего вращения смесительного элемента 2 и увеличения скорости истечения основной жидкости в проточной камере корпуса 1 смесителя установлена направляющая заслонка 29.

Процесс смешивания в данном смесителе происходит следующим образом. Основной поток жидкости подают в проточную камеру корпуса смесителя 1, одновременно с этим по трубопроводу 10 в смесительный элемент 2 подают добавочную жидкость. Поток основной жидкости, направляемый заслонкой 29, и реактивная сила, возникающая при истечении добавочной жидкости, приводит во вращение смесительный элемент 2, таким образом, ввод добавочной жидкости происходит по всей ширине основного потока, что позволяет улучшить качество готовой смеси. Направляющая заслонка 29 выполняет роль диффузора. При этом дозирование смешиваемых компонентов осуществляют автоматически, в зависимости от потока основной жидкости.

Дозирование смешиваемых компонентов осуществляют с помощью системы заслонок 12 и 13, соединенных механической тягой 14. Поток основной жидкости направляют в проточную камеру корпуса 1 сверху вниз. Когда сила воздействия потока основной жидкости превысит жесткость возвратной пружины 23, заслонка 12 откроет доступ основной жидкости и повернет рычаг 21, переместит тягу 14 вниз, та в свою очередь повернет рычаг 22, который откроет заслонку 13, тем самым обеспечит ввод добавочной жидкости. Таким образом, открытие заслонки 12 основного потока жидкости приводит к открытию заслонки 13 добавочной жидкости. Когда подачу основной жидкости прекращают, заслонка 12 под действием возвратной пружины 23 закрывает канал подачи основной жидкости и тем самым через систему рычагов 21 и 22 и тягу 14 закрывает заслонку 13 добавочной жидкости.

Авторское свидетельство № 2280499

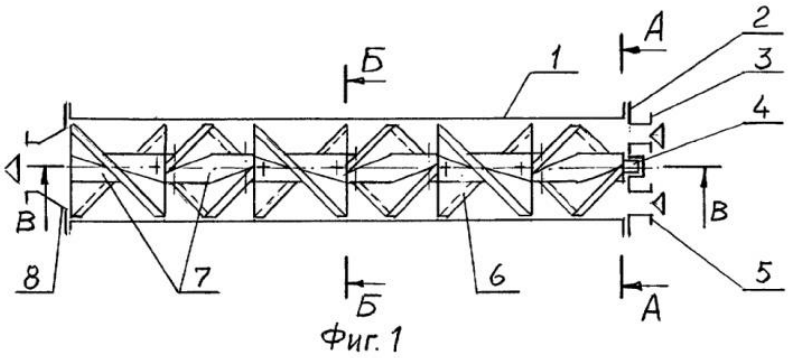


Рисунок 7 – Смеситель непрерывного действия для жидкостей

Изобретение относится к средствам смешивания различных жидких сред, в том числе полимерных веществ с различными специальными химическими компонентами (катализаторами, отвердителями и т.д.). Может применяться в химической и других отраслях промышленности. Смеситель содержит корпус в виде трубы, загрузочную и разгрузочную крышки, помещенный в корпус набор рабочих элементов, изогнутых под углом и закрепленных так, что задняя торцовая кромка одного рабочего элемента повернута на 90° относительно передней торцовой кромки следующего рабочего элемента. Набор рабочих элементов выполнен в виде сборного узла, который вставляется в трубу корпуса с гарантированным кольцевым зазором. Каждый рабочий элемент представляет из себя отрезок двухзаходного винта с центральным сердечником и длиной, равной половине хода винтовой линии. В сердечнике каждого рабочего элемента на торцах выполнены отверстия, которые используются для соединения рабочих элементов с помощью стержней и фиксирующих штифтов в единый сборный узел. Сборный узел фиксируется в корпусе от проворота торцовой шпонкой. Выполнение набора рабочих элементов в виде единого сборного узла позволяет легко разбирать смеситель.

Смеситель непрерывного действия для жидкостей состоит из корпуса 1 в виде трубы, загрузочной 2 и разгрузочной 8 крышек, сборного узла 6 рабочих элементов. Загрузочная крышка 2 имеет два штуцера 3 и 5 для ввода двух исходных жидкостей, предназначенных для смешивания. В разгрузочной крышке 8 имеется один штуцер для выхода из смесителя готовой смеси. Сборный узел 6 состоит из нескольких рабочих элементов 9 и 12. Каждый рабочий элемент выполнен в виде отрезка двухзаходного винта с центральным сердечником 7. Длина каждого элемента равна половине хода винтовой линии, чтобы передняя и задняя кромки винтовой линии находились в одной плоскости. В сердечнике каждого рабочего элемента на торцах выполнены отверстия, которые служат для соединения рабочих элементов между собой. В эти отверстия вставляются соединительные стержни 10, которые скрепляются с каждым элементом штифтами 11. Так набирается и соединяется между собой нужное количество рабочих элементов. Рабочие элементы имеют наружный диаметр несколько меньший, чем внутренний диаметр трубы корпуса 1, и между ними имеется определенный кольцевой зазор, поэтому сборный узел 6 может целиком вставляться в трубу корпуса 1 при сборке смесителя, а также его можно легко вынуть из трубы после приготовления необходимого количества смеси. Таким образом, сборный узел 6 становится доступным для его чистки после технологического цикла приготовления смеси.

Кольцевой зазор должен быть достаточным для беспрепятственной сборки-разборки смесителя и в то же время не ухудшать качества смешивания из-за проскока части потока компонентов, минуя активную зону перемешивания.

Авторское свидетельство № 2237511

Изобретение относится к технике перемешивания жидкостей особенно высокой вязкости. Смеситель содержит цилиндрический корпус, внутри которого закреплена перегородка конической формы с вершиной, направленной навстречу потоку перемешиваемых жидкостей, и с отверстиями в стенке конуса, которые выполнены осесимметрично по окружностям,

находящимся на разных расстояниях от вершины конуса. Использование статического смесителя позволит при небольших капитальных затратах увеличить эффективность процесса перемешивания особенно вязких жидкостей или экономить энергию на перемешивание.

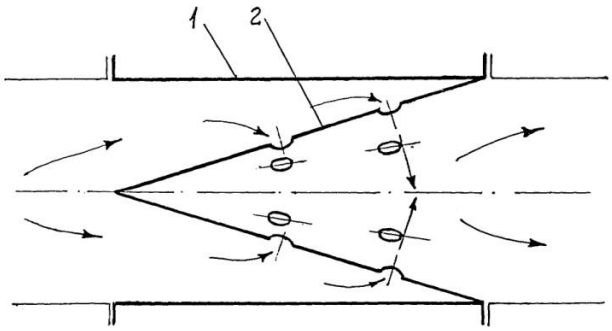


Рисунок 8 – Статический смеситель

Статический смеситель содержит корпус 1 цилиндрической формы, внутри которого закреплена перегородка конической формы 2 с отверстиями, выполненными по окружностям, одной или нескольким, при этом вершина конуса направлена навстречу потоку перемешиваемых жидкостей.

Статический смеситель работает следующим образом. Смешиваемый поток жидкостей поступает в кольцевую полость смесителя между корпусом 1 и перегородкой 2 со стороны вершины конической перегородки и проходит в отверстия в стенке перегородки. Сформированные в отверстиях струи жидкости направлены к оси смесителя. В центральной части конической полости происходит столкновение струй. При этом струи деформируются и распадаются, создавая поверхности взаимодействия жидкостных фрагментов слоев, движущихся с относительно разными скоростями. Возникает напряжение сдвига, интенсифицирующее процесс смешения.

Особо следует отметить, что кинетическая энергия, создающая сдвиговые деформации, при встречном столкновении струй значительно возрастает,

достигая двукратной величины при прямом столкновении и несколько меньшей – в зависимости от угла сходимости струй.

Именно в этом технологическом эффекте проявляется положительное конструктивное отличие предлагаемого смесителя от прототипа. Особенно заметное повышение эффективности перемешивания наблюдается при перемешивании высоковязких жидкостей, когда турбулизация потока (без применения в потоке дополнительных устройств) практически недостижима из-за необходимости создания высоких скоростей струй и связанных с этим больших затрат энергии. Предлагаемое техническое решение позволяет значительно экономить энергию для достижения той же эффективности перемешивания, что и конструкция смесителя-прототипа.

Авторское свидетельство № 2032456

Использование: обработка жидких сред, например эмульсий, суспензий, в химической, пищевой, нефтехимической, целлюлозно-бумажной и других отраслях промышленности.

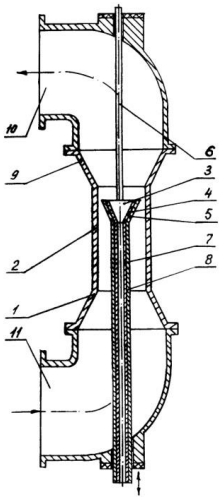


Рисунок 9 – Проточно-кавитационный смеситель

Сущность изобретения: проточно-кавитационный смеситель содержит конфузор, диффузор и проточную камеру с соосно установленным в ней составным кавитатором из отдельных полых конусообразных или сферических элементов, каждый из которых размещен внутри предыдущего по ходу потока

элемента и снабжен индивидуальным механизмом осевого перемещения. При взаимном перемещении полых элементов кавитатора возможно изменение стадий кавитации на каждом из них и создание необходимого числа ступеней кавитационного воздействия на продукт в зависимости от вида технологического процесса.

В предлагаемом изобретении поток обрабатываемого продукта через конфузор поступает в проточную камеру, поджимается и натекает на размещенный в ней кавитатор. При обтекании потоком на кавитаторе генерируются пульсирующие перемещающиеся кавитационные каверны. Уносимые в зону повышенного давления каверны распадаются с образованием поля кавитационных микропузырьков. Высокие локальные давления (до 1000 МПа), возникающие при схлопывании кавитационных пузырьков, обуславливают эффективное диспергирующее и перемешивающее воздействие на продукт. Для обработки различных сред в зависимости от вида технологического процесса требуется различное энергетическое воздействие на них. Для дробления и измельчения, например, волокнистого сырья требуется интенсивное, «жесткое» воздействие. Меньшее энергетическое воздействие требуется для смешения, растворения, гомогенизации, например, молочных продуктов. Еще меньшее при необходимости, например, активации технологических сред в том случае, когда излишнее энергетическое воздействие может вызвать нежелательные явления. Параметрами, определяющими интенсивность энергетического воздействия кавитационной обработки на технологические среды, являются стадии кавитации и кратность обработки. Регулируя каждый из этих параметров, можно настраивать проточно-кавитационный смеситель на различный уровень энергетического воздействия. При этом расширение его технологических возможностей за счет увеличения диапазона регулирования режимов его работы обуславливается осевым перемещением полых конусообразных или сферических составных элементов кавитатора, каждый из которых размещен внутри предыдущего по ходу потока элемента и снабжен индивидуальным механизмом осевого

перемещения. При этом возможно настраивать любую из ступеней кавитаторо на необходимую стадию кавитации, создавая подпор перемещением каждого последующего по ходу потока элемента кавитатора, работающего как самостоятельная ступень, или напротив, снижая его. Взаимное перемещение составных элементов кавитатора позволяет также создавать необходимое число ступеней кавитационного воздействия на продукт. Таким образом, совместное воздействие эффектов, обусловленных предложенными конструктивными особенностями и расположением составных элементов кавитатора, позволяет расширить технологические возможности на продукт в широком диапазоне и подбирать оптимальный режим его работы с учетом особенностей технологического процесса.

Авторское свидетельство №2283693

Изобретение относится к смесителям с автоматическим поддержанием соотношения сред и может использоваться в химической, нефтехимической и других отраслях промышленности.

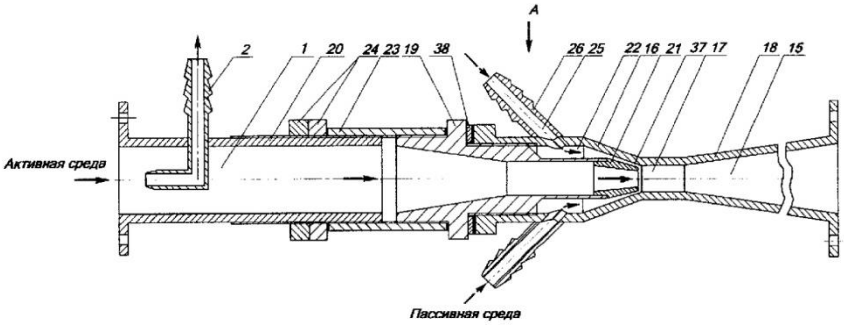


Рисунок 10 – Регулятор-смеситель

Устройство содержит канал подвода активной среды, в котором установлен датчик расхода. В канале подвода пассивной среды установлен регулирующий орган, выполненный в виде двух дроссельных заслонок, соединенных гайками со штоком чувствительного элемента датчика расхода. Степень открытия заслонок регулируют изменением длины

продольных тяг. Технический результат состоит в повышении эффективности устройства.

Регулятор-смеситель содержит канал подвода активной среды 1 с расположенным в нем датчиком расхода 2, корпус, состоящий из верхней 3, оснащенной штуцером 4, и нижней 5 частей, с размещенным в нем чувствительным элементом 6, образующим с корпусом рабочую полость 7 и полость атмосферного давления 8 и соединенным через шток 9, поперечную, продольные и Г-образные тяги 10, 11, 12 кинематического звена с регулирующим органом, выполненным в виде двух дроссельных заслонок 13, установленных в штуцерных патрубках 14. При этом канал подвода активной среды 1 образован патрубком отвода смеси 15, включающим в себя конфузор 16, камеру смешения 17 и диффузор 18, основным и дополнительным патрубками подвода активной среды 19 и 20, причем патрубок отвода смеси 15 соединен с основным патрубком подвода активной среды 19, оснащенным соплом 21, и образует с ним напорную камеру 22, а дополнительный патрубок подвода активной среды 20 соединен с основным патрубком активной среды 19 посредством цилиндрической муфты 23, фиксируемой гайками 24. Канал подвода пассивной среды выполнен в виде двух независимых по отношению друг к другу каналов 25, соединяющих напорную камеру 22 через штуцера подвода пассивной среды 26, установленные на поверхности патрубка отвода смеси 15 под углом к осевой плоскости диффузора 18, штуцерные патрубки 14, краны 27, невозвратные клапаны 28 с нижними точками резервуаров 29 посредством трубок 30, 31.

Кроме того, датчик расхода 2 соединен с рабочей полостью 7 корпуса через штуцер 4 за счет трубки 32. Шток 9 оснащен пружиной 33, одна сторона которой упирается в нижнюю часть корпуса 5, а друга – в установленную на штоке 9 тарелку 34, осевое перемещение которой ограниченно гайками 35, а продольные тяги кинематического звена 11 – регул торами длины 36. Между поверхностью конфузора 16 и соплом 21 основного патрубка подвода активной среды 19 выполнена кольцевая щель 37, дл регулировки которой между

патрубком отвода смеси 15 и основным патрубком подвода активной среды 19 установлена раздвижная сменная шайба 38.

В патрубок отвода смеси 15 врезана пробка 39, закрывающая отверстие монтажа вакуумметра в случае необходимости контроля разрежения.

6 Техническое предложение

Первичное обезвоживание и обессоливание нефти происходит на установке предварительного сброса воды (УПСВ). При обессоливании нефти возникает проблема очистки ее от кристаллов солей.

Процесс обессоливания достаточно сложный и на практике осуществляется только переводом кристаллов из объема нефти в объем пресной воды. Для этой цели нефть после глубокого обезвоживания промывается пресной водой при среднем объемном соотношении вода-нефть, равном 1:10. Зародышевые кристаллы сначала освобождаются от бронирующих углеводородных оболочек, затем растворяются в пресной воде с образованием слабо насыщенного раствора, который отделяется от нефти, как правило, в элекродегидраторах методом отстаивания. Вторым этапом процесса обессоливания нефти является вскрытие кристаллов солей, ввод их в объем пластовой воды и растворение с последующим обезвоживанием, например, методом отстаивания.

Выше описанная методика обессоливания довольно трудоемкая и занимает большое количество времени.

Наиболее перспективным способом глубокого обессоливания является способ перемешивания жидких фаз под действием кинетической энергии движущегося потока пресной воды, направленного по течению флюида в технологическом сужении трубопровода, охватывающего все движущиеся в трубопроводе слои ВНЭ. Перемешивание создает интенсивную турбулизацию жидкости, омывающей освобожденные от бронирующих оболочек кристаллы солей, что создает благоприятные условия для выхода солей из нефти в обезвоживающих и обессоливающих установках. Использование пресной воды в расчете 8-10 % от общего количества водонефтяной эмульсии, позволит снизить содержание хлористых солей примерно в 10 раз, т.е. повысить качество товарной нефти.

В данном дипломном проекте предлагается специальное техническое средство для осуществления опреснения водонефтяной эмульсии в трубопроводе.

Для осуществления данного процесса, необходимо добавить в уже существующую схему подготовки нефти блок опреснения ВНЭ. Блок опреснения представляет собой перфорированную трубку спущенную в технологическое сужение. Трубка крепиться к сужению при помощи приваренной шайбы с фланцевым соединением. Пресная вода подается от водозаборных скважин к резервуару с пресной водой, который находиться на УПСВ. После чего вода поступает в трубопровод, ведущий к насосному блоку. И уже из насосного блока пресная вода подается через трубопровод проходя обратный клапан в перфорированную трубку, и уже откуда из гидромониторных насадок происходит ввод жидкости в водонефтяную эмульсию. Гидромониторные насадки в трубке выполнены таким образом, чтобы струи пресной воды могли охватить максимальное количество слоев жидкости в трубопроводе. Это позволит объединить в себе одновременно два процесса, подачу жидкости в трубопровод и смешивание водонефтяной эмульсии с пресной водой. Технологическое сужение позволяет увеличить скорость потока и вместе с этим перевести ток жидкости из ламинарного режима течения в турбулентный. Благодаря этому пресная вода будет эффективнее растворяться в ВНЭ. Это увеличит полезное разрушающее воздействие на кристаллы солей в нефти, и их последующий переход в состав воды.

Применение данного способа опреснения на УПСВ позволит уменьшить концентрацию солей в ВНЭ, из-за этого увеличиться число межремонтных периодов, связанных с очисткой внутренних полостей обезвоживающих технологических установок от солей; сократить агрессивное воздействие солей на трубопроводы и технологическое оборудование; повысит качество товарной нефти; в значительной степени сократить применение химреагентов, таких как ингибиторов солеотложений.

7 Прочностные и гидравлические расчеты

Определим среднюю скорость истечения жидкости по трубопроводу внутренним диаметром 50 мм:

$$V_{ср} = \frac{Q}{S} = \frac{Q}{\pi d^2/4} = \frac{0{,}01}{(3{,}14 \cdot 0{,}05)^2/4} = 5{,}09\frac{м}{с} \approx 5\ м/с, \quad (7.1)$$

где Q – расход жидкости в трубопроводе от насоса до смесителя дозатора, $м^3/с$;

d – внутренний диаметр трубопровода от насоса до смесителя дозатора, м.

Определим потери по длине этого трубопровода:

$$h_{тр} = \lambda \frac{l}{d} \frac{V_{ср}^2}{2g}, \quad (7.2)$$

где λ – коэффициент Дарси;

l – длина трубопровода, м;

$$\lambda = \frac{64}{Re} = 0{,}02$$

$$h_{тр} = 0{,}02 \cdot \frac{40}{0{,}05} \cdot \frac{5^2}{2 \cdot 9{,}8} = 20\ м$$

7.1 Потери напора в фитинге

Для определения потерь напора H_V в фитинге применяется выражение:

$$H_V = \xi \cdot \frac{V^2}{2g}$$

где ξ – коэффициент потерь, 0,8;

V – скорость течения в характерной для потерь напора площади поперечного сечения, м/с.

$$H_V = 0{,}8 \cdot \frac{5^2}{2 \cdot 9{,}8} = 1{,}02 \text{ м}$$

Определим потери в сужении смесителя:

$$\xi = \frac{\lambda}{8sin^{\alpha}/_2}\left(1 - \frac{1}{n^2}\right), \tag{7.3}$$

где $n = {}^{S_1}/_{S_2}$ – степень сужения;

$$\xi = \frac{0{,}02}{8 \cdot \sin(5)}\left(1 - \frac{1}{2{,}039}\right) = 0{,}015$$

$$H_{V1} = 0{,}015\frac{5^2}{2 \cdot 9{,}8} = 0{,}019 \text{ м}$$

Принимаем общие потери напора в трубопроводе равными 20 метрам.

7.2 Определение внутреннего диаметра смесителя дозатора

Определим величину приведенного напора при манометрическом давлении:

$$\text{Н}_{\text{пр}} = \frac{\text{P}_0 - \text{P}_\text{а}}{\rho g}, \tag{7.4}$$

где P_0 – давление в насадке до сужения, атм.;

$P_а$ – давление атмосферное, атм.

ρ – плотность жидкости, кг/м^3

g – ускорение свободного падения м/с^2.

$$H_{пр} = \frac{2 \cdot 0{,}981 \cdot 10^5}{1000 \cdot 9{,}81} = 20 \text{ м.}$$

Коэффициент сопротивления для насадка Вентури со скругленными кромками ξ=0,2. Тогда коэффициент скорости струи:

$$\varphi = \frac{1}{\sqrt{1+\xi}}, \tag{7.5}$$

$$\varphi = \frac{1}{\sqrt{1+0{,}2}} = 0{,}91$$

Коэффициент расхода отверстия μ_0=0,81 при котором коэффициент сжатия ε=1.

Скорость истечения струи жидкости:

$$V_c = \mu_0 \sqrt{2gH_{пр}}, \tag{7.6}$$

$$V_c = 0{,}81\sqrt{2 \cdot 9{,}81 \cdot 20} = 16{,}02 \text{ м/с}$$

Определим внутренний диаметр смесителя-дозатора:

$$D_{вн} = \sqrt{\frac{4Q}{\mu_0 \pi \sqrt{2gH_{пр}}}}, \tag{7.7}$$

где Q – расход жидкости, м^3/с.

$$D_{вн} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0{,}011}{0{,}81 \cdot 3{,}14\sqrt{9{,}8 \cdot 20}}} = 0{,}035 \text{ м}$$

Динамическая мощность струи составит:

$$N = \frac{\rho Q V_c^2}{2}, \tag{7.8}$$

$$N = \frac{1000 \cdot 0{,}011 \cdot 16{,}02^2}{2} = 1411{,}5 \text{ Вт} = 1{,}4 \text{ кВт}$$

7.3 Расчет толщины стенки смесителя дозатора

Смеситель-дозатор изготавливается из нержавеющей стали марки 08Х18Н10, ($\sigma_{вр} = 570$ МПа). При этом способе изготовления $K_1 = 1$, а коэффициент условий работы $m_0 = 0{,}9$.

Находим расчетное сопротивление металла:

$$R_1 = R_{н1} \frac{m_0}{K_1 K_н}, \tag{7.9}$$

где $R_{н1}$ – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, определяемое из условия работы на разрыв, равное минимальному пределу прочности $\sigma_{вр}$;

$К_н$ – коэффициент надежности по назначению;

$К_1$ – коэффициент надежности по материалу.

$$R_1 = 570 \frac{0{,}9}{1{,}4 \cdot 1} = 366{,}43 \text{ Мпа}$$

Вычисляем расчетную толщину стенки:

$$R_{н1}\delta = \frac{n_1 P D_н}{2(n_1 P + R_1)}, \quad (7.10)$$

где p – рабочее давление(избыточное);

$D_н$ – наружный диаметр трубы;

n_1 – коэффициент надежности по нагрузке.

$$R_{н1}\delta = \frac{1{,}1 \cdot 0{,}1 + 0{,}049}{2(1{,}1 \cdot 0{,}1 + 366{,}43)} = 2{,}2 \cdot 10^{-4} \text{ м}$$

Абсолютное значение максимального положительного и максимального отрицательного температурных перепадов:

$$\Delta T_{(+)} = \frac{\mu R_1}{\alpha E}, \quad (7.11)$$

$$\Delta T_{(-)} = \frac{R_1(1-\mu)}{\alpha E}, \quad (7.12)$$

где μ – коэффициент Пуассона, град$^{-1}$;

Е- модуль упругости металла, МПа.

$$\Delta T_{(+)} = \frac{0{,}3 \cdot 366{,}43}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2{,}06 \cdot 10^5} = 44{,}47 \text{ град},$$

$$\Delta T_{(-)} = \frac{366{,}43(1 - 0{,}3)}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2{,}06 \cdot 10^5} = 103{,}76 \text{ град}$$

К дальнейшему расчету принимаем большую из величин $\Delta T = 103{,}76$ град.

Определим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\sigma_{\text{пр}N} = -\alpha E \Delta T + 0{,}3\frac{n_1 P D_{\text{н}}}{\delta}, \tag{7.13}$$

$$\sigma_{\text{пр}N} = -12 \cdot 10^{-6} 2.06 \cdot 10^5 \cdot 103{,}76 + 0{,}3\frac{1{,}1 \cdot 0{,}1 \cdot 0{,}049}{2{,}2 \cdot 10^{-4}} = -231{,}99 \text{ МПа}$$

Знак минус указывает на наличие осевых сжимающих напряжений. Поэтому вычисляем коэффициент ψ_1, учитывающий двухосное напряженное состояние металла:

$$\psi = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{|\sigma_{\text{пр}N}|}{R_1}\right)^2} - 0{,}5\frac{|\sigma_{\text{пр}N}|}{R_1}, \tag{7.14}$$

$$\psi = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{231{,}99}{366{,}43}\right)^2} - 0{,}5\frac{231{,}99}{366{,}43} = 0{,}59$$

Пересчитываем толщину стенки:

$$\delta = \frac{n_1 P D_{\text{н}}}{2(n_1 P + \psi R_1)}, \tag{7.15}$$

$$\delta = \frac{1{,}1 \cdot 0{,}1 \cdot 0{,}049}{2(1{,}1 \cdot 0{,}1 + 0{,}59 \cdot 366{,}43)} = 1{,}25 \cdot 10^{-5} \text{ м}$$

т.к толщина стенки не может быть менее 4 мм, принимаем $\delta =$ 0,007 м.

7.4 Расчет смесителя-дозатора на изгибающую нагрузку

Расчетная схема смесителя

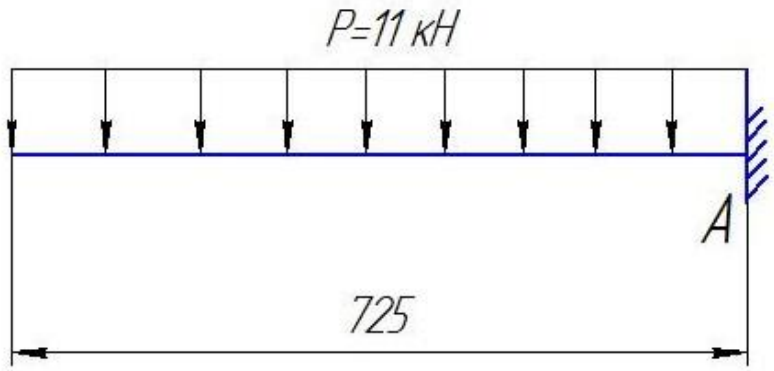


Рисунок 11 – Расчетная схема

Определяем опорные реакции:

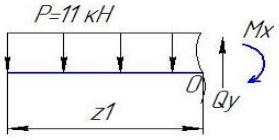
$\sum F_y = 0$ $\qquad -P \cdot 0{,}725 + V_a = 0$

$\sum M_a = 0$ $\qquad P \cdot 0{,}725(0{,}725/2) - M_a = 0$

$M_a = 11 \cdot (0{,}725^2/2) = 2{,}89\, кН \cdot м$

Построение эпюр:

$0 \le z_1 \le 0.725\, м$



$\sum F_y = 0$ $\qquad Q_y - P \cdot z_1 = 0$

$z_1 = 0$ $\qquad Q_y = 0$

$z_1 = 0{,}725$ $\qquad Q_y = 11 \cdot 10^3 \cdot 0.725 = 7{,}975\, кН$

$\sum M_0 = 0$ $\qquad -M_x + P \cdot z_1 \cdot \frac{z_1}{2} = 0$

$z_1 = 0$ $\qquad M_x = 0$

$z_1 = 0.725$ $\qquad M_x = 11 \cdot 10^3 (0{,}725^2/2) = 2{,}89\, кН \cdot м$

Построение эпюр:

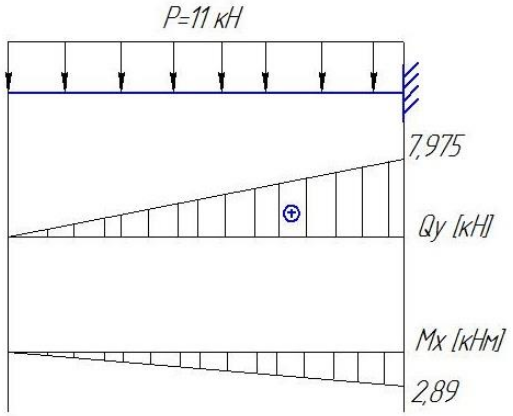


Рисунок 12 – Эпюры

Опасным сечением является сечение где момент и поперечная сила достигают наибольшего значения. Это сечение – А (М=2890 кНм; Q=7970 кН).

7.4.1 Проверка на прочность и жесткость

Максимальные нормальные напряжения в сечении определяют по формуле:

$$\sigma_{max} = \frac{M_{max}}{W_x} \leq [\sigma], \qquad (7.16)$$

где Mx – максимальное значение изгибающего момента, кНм;

Wx – момент сопротивления, см^4;

[σ] – допускаемое напряжение, МПа.

Смеситель дозатор в сечении имеет форму кольца. Для кольца площадь определяется:

$$J_x = \frac{\pi D^4}{64}(1-\beta^4)$$

$$\beta = \frac{d}{n} \quad ;$$

$$y_{max} = \frac{D}{2};$$

$$W_x = \frac{\pi D^3}{32}(1-\beta^4)$$

где Jx – момент инерции, см^4;

По ГОСТ 5949-75 для стали 08Х18Н10 $\sigma_y = 440\ МПа$;

$$[\sigma] = \frac{\sigma_y}{n} = \frac{440}{1{,}6} = 275\ МПа$$

Определим геометрические характеристики сечения:

$$\beta = \frac{d}{D} = \frac{3{,}5}{4{,}9} = 0{,}63$$

$$W_x = \frac{3{,}14 \cdot 4{,}9^3}{32}(1-0{,}63^4) = 5{,}71\ см^3$$

$$J_x = \frac{3{,}14 \cdot 4{,}9^4}{64}(1-0{,}64^4) = 31{,}21\ см^4$$

$$J_{max} = \frac{4{,}9}{2} = 2{,}45\ см$$

$$\sigma_{max} = \frac{M_{max}}{W_x} = \frac{2{,}89 \cdot 10^{-3}}{12 \cdot 10^{-6}} = 240{,}83\ МПа < 275\ МПа$$

Условие прочности удовлетворяется, прочность обеспечена.

7.4.2 Проверка на жесткость

Определим предельный прогиб:

$$[f] = \frac{l}{500} = \frac{0{,}725}{500} = 0{,}002\,м$$

Составляем универсальное уравнение изогнутой от балки:

$$Y_{(z)} = Y_0 = Y_0 \cdot z + \frac{1}{EJ_x}\left[\frac{M_0 \cdot z_1^2}{2} + \frac{V_a z^3}{6} - \frac{P(z-0{,}725)^4}{24}\right]$$

Начальные параметры: $y_0 = y_0^1$, M_0=2,89 кНм, Q_0=7,975 кН

Вычисляем прогибы балки в точках А,В и С:

$$Y_{(A)} = Y_{(0{,}725)} = \frac{1}{EJ_x}\left[\frac{2{,}89 \cdot 0{,}725^2}{2} + \frac{7{,}975 \cdot 0{,}725^3}{6}\right] = \frac{1{,}2}{EJ_x}$$

$$Y_{(B)} = Y_{(0{,}25)} = \frac{1}{EJ_x}\left[\frac{2{,}89 \cdot 0{,}25^2}{2} + \frac{7{,}975 \cdot 0{,}25^3}{6} - \frac{11 \cdot (-0{,}475)^4}{24}\right] = \frac{0{,}09}{EJ_x}$$

$$Y_{(C)} = Y_{(0{,}475)} = \frac{1}{EJ_x}\left[\frac{2{,}89 \cdot 0{,}475^2}{2} + \frac{7{,}975 \cdot 0{,}475^3}{6} - \frac{11 \cdot 0{,}25^4}{24}\right] = \frac{0{,}47}{EJ_x}$$

Проверка жесткости балки

$$Y_{max} = Y_a = \frac{1{,}2}{EJ_x} = \frac{1{,}2}{2 \cdot 10^8 \cdot 31{,}21 \cdot 10^{-8}} = 0{,}001\,м < [f] = 0{,}002\,м$$

Жесткость балки обеспечена.

Статический момент полукольца:

$$S_x = \frac{n^3}{12} - \frac{d^3}{12} = \frac{4{,}9}{12} - \frac{3{,}5}{12} = 8{,}44\ см^3$$

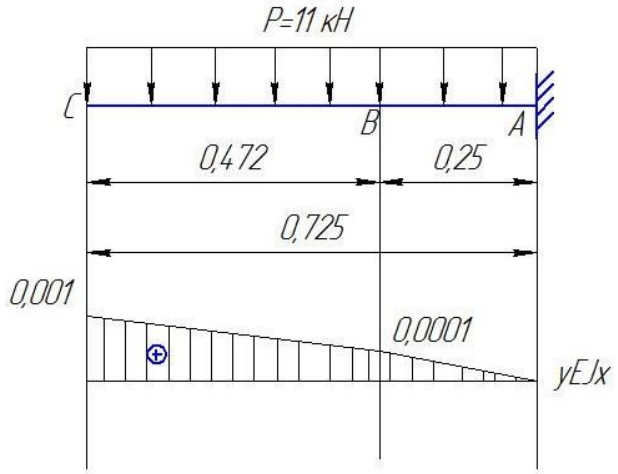


Рисунок 13 – Эпюра изгибающего момента

Максимальные касательные напряжения:

$$\tau_{max} = \frac{Q_{max} \cdot S_x}{Y_{max} \cdot Y_x} = \frac{7{,}975 \cdot 10^{-3} \cdot 8{,}44 \cdot 10^{-6}}{2{,}45 \cdot 10^{-2} \cdot 31{,}21 \cdot 10^{-8}} = 82{,}9\ МПа$$

$$[\tau] = 0{,}6[\sigma] = 0{,}6 \cdot 275 = 165\ МПа$$

Прочность обеспечена.

7.5 Режим течения жидкости в технологическом сужении трубопровода

В общем случае режим движения жидкости по трубопроводу определяется сравнением числа Рейнольдса Re с критическим значением $Re_{кр}$, при этом:

$$Re = \frac{VD_{вн}}{\upsilon}, \quad (7.17)$$

где V – скорость движения потока, м/с;

υ – кинематическая вязкость, Ст.

Определим скорость движения потока жидкости:

$$V_{суж} = \frac{4Q}{\pi d^2} \quad (7.18)$$

где Q – расход, $м^3/с$;

d – внутренний диаметр, м.

$$V_{суж} = \frac{4 \cdot 0{,}116}{3{,}14 \cdot 0{,}502^2} = 0{,}6 \ \ м/с,$$

$$Re = \frac{0{,}6 \cdot 0{,}502}{1{,}4 \cdot 10^{-6}} = 0{,}21 \cdot 10^6$$

Так как полученное значение числа Рейнольдса $Re > Re_{кр} = 2320$, то режим движения жидкости в технологическом сужении трубопровода будет турбулетный. Это создаст условия для эффективного смешивания пресной воды и водонефтяной эмульсии.

7.6 Определение потребляемой мощности насоса

Известен насос ЦНС 38-176, выберем под него электродвигатель.

Потребляемая мощность P центробежного насоса есть ни что иное как предаваемая от привода к муфте или валу насоса механическая энергия, она определяется при помощи следующей формулы:

$$P = \frac{\rho g Q H}{1000 \cdot \eta}, \quad (7.19)$$

где ρ – плотность жидкости, кг/м^3;

g – ускорение свободного падения, м/с^2;

Q – подача, л/с;

H – напор, м;

H – КПД, 0,6.

$$P = \frac{1 \cdot 9{,}8 \cdot 10{,}5 \cdot 170}{1000 \cdot 0{,}6} = 29{,}1 \text{ кВт.}$$

Или как обычно рассчитывается на практике:

$$P = \frac{\rho Q H}{367 \cdot \eta}, \quad (7.20)$$

$$P = \frac{1 \cdot 38 \cdot 110}{367 \cdot 0{,}6} = 29{,}1 \text{ кВт}$$

7.7 Определение мощности двигателя

Так как на любой установке необходимо учитывать колебания производительности и смещения рабочей точки, которые в свою очередь требуют при определённых обстоятельствах увеличения потребляемой мощности P, а так же если заказчик не указывает особых условий эксплуатации, то на практике, при расчёте типоразмера мотора учитываются следующие коэффициенты запаса мощности:

- до 7,5 кВт примерно 20 %
- от 7,5 кВт до 40 кВт примерно 15 %
- свыше 40 кВт примерно 10 %.

$$\frac{P}{100} \cdot 15 = \frac{29{,}1}{100} \cdot 15 = 4{,}3 \text{ кВт}$$

$$P_{н} = 29{,}1 + 4{,}3 = 33{,}4 \text{ кВт}$$

Ближайший двигатель имеет рабочую мощность 30 кВт.

Выбираем двигатель марки АИР180М2 с напряжением 220/380 В, частотой вращения 3000 об/мин.

7.8 Расчет фланцевого соединения смесителя и шайбы

Материал фланцевого соединения сталь 45; рабочая среда – жидкость; рабочее давление 0,1 МПа; пробное давление 0,15 МПа.

Используется резиновая прокладка. Болты из стали 40Х с резьбой М10; число болтов n=8.

1. Расчетная нагрузка на болты

$$F_{п} = \frac{k\pi D_{mп}^2}{4} P, \tag{7.21}$$

где k – коэффициент затяжки;

$D_{mп}$ – средний диаметр прокладки, мм;

P – давление среды, МПа.

$$F_{п} = \frac{2{,}5 \cdot 3{,}14 \cdot 73^2 \cdot 0{,}1}{4} = 1 \text{ кН}$$

2. Натяжение в болтах:

$$\sigma = \frac{4F_{п}}{n\pi d_1^2}, \tag{7.22}$$

$$\sigma = \frac{4F_{п}}{n\pi d_1^2} = \frac{4 \cdot 1 \cdot 10^3}{8 \cdot 3{,}14 \cdot 9^2} = 1{,}9 \text{ МПа}$$

Учитывая, что при температуре 300 ˚С для стали 45 предел текучести $\sigma_т$=260 МПа, заключаем, что условие прочности $\sigma < 0{,}6\sigma_т$ выполняется.

3. Определяем коэффициент уменьшения изгибающего момента, вычислив предварительно среднюю толщину стенки смесителя:

$$S_m = 0{,}5(S + S_1) = 0{,}5(12 + 19) = 16 \text{ мм},$$

и параметры

$$S_m/h = 16/10 = 1{,}6;$$

$$D_н/D = 144/52 = 2{,}77;$$

$$S_m/r_{тр} = 16/26 = 0{,}6$$

где $(S+S_1)$ – средняя длина на коническом участке, мм;

h – толщина фланца, мм;

$D_н$, D – соответственно наружний и внутренний диаметр фланца, мм;

$r_{тр}$ – радиус внутреннего сечения смесителя, мм.

Принимаем коэффициент уменьшения изгибающего момента равным η=0,465

4. Напряжение изгиба в опасном сечении фланца:

$$\sigma_и = \frac{6\eta F_p l_1}{\pi(D+S)S_1^2}, \qquad (7.23)$$

$$\sigma_и = \frac{6 \cdot 0{,}465 \cdot 1{,}9 \cdot 10^3 \cdot 20}{3{,}14(52+12)12^2} = 3{,}66 \text{ МПа}$$

Принимая для стали 45 при температуре 300 ˚С предел длительной прочности 10000 ч работы $\sigma_{10000}^{300} = 320$ МПа, находим, что условие прочности фланца $\sigma_и < 0{,}6\sigma_в$ выполняется.

8 Обоснование выбора материала для отдельных деталей

1. Прочность. Первой характеристикой, по которой осуществляют выбор стали для той или иной детали, является прочность. Однако прочность конструкции рассчитывается иногда не из предела прочности σ_B, а исходя из предела текучести σ=0,2, т.к. величина 0,2 – это δ=0,2 %, т.е. максимально допустимая деформация. Если деформация будет больше, то искажение формы детали приведет к отказу механизма в результате заклинивания или разрушения. Поэтому при выборе стали под ту или иную деталь прочность оценивается по пределу текучести.

2. Критический диаметр. Большинство конструкционных деталей при изготовлении подвергается упрочняющей термообработке, при этом свойства стали после термообработки в значительной мере зависят от того, прокалилась ли деталь насквозь или нет. Если деталь массивная и не содержит легирующих элементов, то после закалки сердцевина останется незакаленной. Такие детали будут плохо работать на растяжение, и особенно плохо будут противостоять знакопеременным нагрузкам, т.е. сопротивляться усталости. Поэтому для деталей, работающих на удар или на усталость, всегда ставятся требования сквозной прокаливаемости. Прокаливаемость стали оценивается по критическому диаметру. Критический диаметр – максимальный диаметр, который может закалиться насквозь в заданном охладителе. Таким образом, при выборе марки стали максимальный размер детали в сечении должен быть меньше или равен критическому диаметру. Для удобства выбора той или иной марки стали для деталей различного размера, применяются специальные таблицы, в которых все стали расставлены исходя из двух параметров – предела текучести после термического улучшения и критического диаметра. Таблица 8.1. Хладноломкость.

3. Ударная вязкость. Если детали предназначены для работы при отрицательных температурах, а так же условиях ударного нагружения, т.е. динамических нагрузок, то следующими параметрами, по которым проводится

дальнейший выбор стали, являются температура полухрупкости Т50, а так же ударная вязкость an или вязкость разрушения К1С. Температура полухрупкости показывает температуру, при которой 50% излома носит вязкий характер, 50% - хрупкий. То есть это границы хладноломкости детали. Зная рабочую температуру, всегда нужно выбирать такую сталь, чтобы граница хладноломкости была на 20-40º С ниже рабочей. Для снижения хладноломкости вводят Ni, Mo. Вязкость стали зависит от размеров зерна: чем мельче зерно, тем выше вязкость. Для повышения вязкости вводят Ni, Mo, Mn, W.

4. Дополнительные факторы. Если по условиям работы детали подвергаются дополнительным видам износа (абразивный износ поверхности, окисление поверхности в агрессивных средах, воздействие повышенных температур), то кроме типовых факторов при выборе марки стали учитываются и дополнительные, и подбираются соответствующие меры для противодействия разрушающим факторам (поверхностная закалка, ХТО, поверхностный наклеп, обдувка дробью, песком).

Для оборудования которое будет находится в трубопроводе выбираем нержавеющую сталь 08Х18Н10.

Характеристика материала.

Сталь 08Х18Н10 является одним из основных сортов нержавеющей стали. Она обладает высокой формуемостью, коррозионной стойкостью, вязкостью и высокими механическими характеристиками. Хром является основным элементом стали, определяющими ее стойкость к окислению (коррозии). Минимальное содержание хрома в стали 08Х18Н10 составляет 18%, что способствует выработке оксидного слоя на поверхности материала. Оксидный слой делает сталь 08Х18Н10 защищенной от внешних химических воздействий и позволяет ей во влажной среде не окисляться в течение 150 лет.

08Х18Н10 представляет собой основной сорт в семействе нержавеющих сталей и содержит минимум 18% Cr и 8% Ni. Такое содержание Cr обеспечивает формирование на поверхности оксидного слоя, что придает стали устойчивость к химическом воздействию разнообразных веществ.

Таблица 8.1 – Краткая характеристика и области применения стали

Наименование характеристики	08Х18Н10
Тип стали	Аустенитная
Легирующие элементы	Хром-Никель
Содержание никеля	Высокое
Коррозионная стойкость	Высокая в широком диапазоне температур и сред.
Свариваемость	Отличная
Обрабатываемость (механическая)	Отличная
Магнитные свойства	Нет

Благодаря такой структуре изделия из этой марки стали имеют целый ряд отличительных особенностей:

– во-первых, это высокие антикоррозионные показатели, из-за наличия на поверхности металла слоя оксида хрома. Вследствие того, что материалы из нержавеющей стали (трубы, прутки, листы) представляют собой однородную массу (т.е. химический состав одинаков на всей толщине, например, трубы) то, даже при механическом нарушении верхнего слоя изделие сохраняет все свои антикоррозионные свойства. Это свойство нержавеющей стали незаменимо при изготовлении изделий, подверженных воздействию агрессивных сред, например, воздействию атмосферных осадков или щелочной среды в плавательных бассейнах. Стоит отметить, что любое, даже самое прочное покрытие не устоит перед влиянием атмосферы. Резкие перепады температуры (солнце - тень, день - ночь) и различие в коэффициентах температурного расширения покрытия и основы приводят к появлению очень мелких трещин. Любая попадая в эти трещины вызывают окисление основного металла и коррозию. В случае с нержавеющей сталью, в местах разрушения оксидная пленка моментально востановливается, предотвращая коррозию.

– во-вторых, нержавеющая сталь прекрасно полируется, а сама фактура полированной нержавейки прекрасно сочетается с большинством фактур

отделочных материалов, используемых в наше время , например, в отделке интерьеров;

– в-третьих, нержавеющая сталь имеет высокую твердость и упругость (в сравнении с алюминием, обычной сталью, бронзой и латунью);

– в-четвертых, сталь указанной марки сваривается без ограничений.

Для трубопровода выбираем сталь 09Г2С.

Марка: 09Г2С ГОСТ 19281-89

Заменители: 09Г2 09Г2ДТ 09Г2Т 10Г2С

Назначение: Фланцы, корпуса, детали, работающие при температурах -40…+425 град под давлением.

Свариваемость: сваривается без ограничений. Способы сварки: РДС, АДС под флюсом и газовой защитой, ЭШС.

Температура ковки: Начала 1250, конца 850.

Склонность к отпускной способности: не склонна

Флокеночувствительность: не чувствительна

Химсостав, %: Кремний: 0.5-0.8, Марганец: 1.3-1.7, Медь: 0.30, Никель: 0.30, Сера:0.040, Углерод: 0.12, Фосфор: 0.035, Хром: 0.30, Азот: 0.008, Мышьяк: 0.08.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

Целью данного раздела является рассмотрение нормативно-правовой документации, регламентирующей безопасное ведение работ на предприятиях нефтяной и газовой промышленности, направленных на минимизацию вредных воздействий на экосистему с учетом особенностей природной и геологической среды.

В настоящее время из-за вмешательства человека изменяются свойства и состав литосферы, повышается запыленность атмосферы, её нижние слои насыщаются вредными для живых организмов веществами, а загрязнение вод делают эту среду несовместимой с жизнью морских организмов.

Одной из основных причин, отрицательно воздействующих на окружающую среду, является добыча углеводородов, которые представляют собой серьезную угрозу для жизни человека, флоры и фауны. Для России, одного из мировых лидеров по нефтедобыче, экологические проблемы стоят наиболее остро.

9.1 Недостатки базовой конструкции по обеспечению безопасности труда

В данном дипломном проекте объектом модернизации выбрана установка предварительного сброса воды (УПСВ), которая предназначена для первичной очистки водонефтяной эмульсии (ВНЭ) от газа, воды, механических примесей и солей. Без блока опреснения ВНЭ перед первичным этапом подогрева нефти, установка имеет следующие недостатки с точки зрения безопасности труда:

– высокая концентрация солей в нефти на участке выхода нефти; агрессивное воздействие солей на технологическое оборудование и трубопроводы, что создает условия к разрушению, и увеличивает вероятность возникновения аварийной ситуации;

– короткие сроки межремонтного периода, из-за негативного воздействия солей на технологическое оборудование и трубопроводы;

– использование химического реагента в технологическом процессе обессоливания, а именно ингибитора солеотложений.

Данные недостатки, оказывают значительное воздействие на качество производства, т.к. высокая концентрация солей увеличивает конечную стоимость нефти, агрессивное воздействие солей разрушает технологическое оборудование и трубопроводы и требует повышенного внимания ремонтной бригады. Кроме того используемый химический реагент негативно влияет на здоровье обслуживающего персонала.

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» блок опреснения ВНЭ позволит избавиться от физических (разрушающиеся конструкции от негативного действия солей), химических (токсическое воздействие, а так же раздражающие воздействие на кожные покровы и органы зрения ингибитора солеотложений) и психофизиологических (физические перегрузки связанные с обслуживанием, ремонтом и постоянным контролем оборудования с целью предотвращения аварийной ситуации) вредных факторов.

Согласно ГОСТ 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» проектируемый объект по пункту 4.1 относиться по условиям труда к допустимым (2 класс).

Основным показателем оценки степени воздействия аэрозоли преимущественно фиброгенного действия (апфд) на органы дыхания работника является пылевая нагрузка. В случае превышения среднесменной пдк фиброгенной пыли расчет пылевой нагрузки обязателен.

Пылевая нагрузка на органы дыхания работника (или группы работников, если они выполняют аналогичную работу в одинаковых условиях) рассчитывается, исходя из фактических среднесменных концентраций АПФД в

воздухе рабочей зоны, объема легочной вентиляции (зависящего от тяжести труда) и продолжительности контакта с пылью:

$$ПН = K \cdot N \cdot T \cdot Q \quad (9.1)$$

где К – фактическая среднесменная концентрация пыли в зоне дыхания работника, мг/м^3, К=10 мг/м^3 – для слабофиброгенных пылей;

N – число рабочих смен, отработанных в календарном году в условиях воздействия АПФД, N=250 рабочих смен;

Т – количество лет контакта с АПФД, Т=25 лет;

Q – объем легочной вентиляции за смену, м^3.

$$ПН =$$

9.2 Проектные решения по обеспечению безопасности труда на проектируемом оборудовании в соответствии с требованиями стандартов «Оборудование производственное»

Требования безопасности к производственному оборудованию установлены ГОСТ 12.2.003-74 «Оборудование производственное. Общие требования». В них определены требования к основным элементам конструкции, органам управления и средствам защиты, входящим в конструкцию производственного оборудования любого вида и назначения.

Основными из общих требований являются следующие. Производственное оборудование должно быть безопасно при монтаже, эксплуатации и ремонте как отдельно, так и в составе комплексов и технологических схем, а также при транспортировании и хранении. Оно должно быть пожаровзрывобезопасным. Все это рассчитывается на обеспечение безопасности в течение всего срока службы оборудования.

Непременным условием является обеспечение надежности, а также исключение опасности при эксплуатации в пределах, установленных технической документацией. Нарушение надежности может возникнуть в результате воздействия влажности, солнечной радиации, механических колебаний, перепада давлений и температур, агрессивных веществ, ветровых нагрузок, обледенения и т. п.

Материалы, применяемые в конструкции производственного оборудования, не должны быть опасными и вредными. Не допускается использование новых веществ и материалов, не прошедших проверки на пожаробезопасность. Установленные требования к производственному оборудованию обеспечиваются выбором принципов действия, конструктивных схем, безопасных элементов конструкции и т. п.; применением в конструкции средств механизации, автоматизации и дистанционного управления; применением в конструкции средств защиты; выполнением эргономических требований; включением требований безопасности в техническую документацию по монтажу, эксплуатации, ремонту, транспортированию и хранению.

Конструкция оборудования должна исключать возможность случайного соприкосновения работающих с горячими (> + 45 °С) и переохлажденными частями.

Выделение и поглощение оборудованием тепла, а также выделение им влаги в производственных помещениях не должны превышать предельно допустимых концентраций в рабочей зоне.

Конструкция производственного оборудования должна предусматривать защиту от поражения электрическим током, включая случаи ошибочных действий обслуживающего персонала, а также исключать возможность накопления зарядов статического электричества в опасных количествах.

9.3 Санитарная характеристика производственного процесса

Согласно СНиП 2.09.04-87* «Административные и бытовые здания» установлены следующие группы производственных процессов блок опреснения ВНЭ относится к группе 1б по санитарной характеристике производственных процессов (процессы, вызывающие загрязнение тела и спецодежды).

В соответствии со статьей 221 Трудового кодекса РФ и постановления Минтруда РФ от 18.12.2008 г. № 51 работникам, занятым на работах с вредными и опасными условиями труда, выдается бесплатно сертифицированная специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты в соответствии с нормами, утвержденными в порядке, определенном Правительством Российской Федерации.

Выдача спецодежды производится согласно «Типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной и газовой промышленности» (утвержденным постановлением Минтруда РФ от 26.12.1997 г. № 67), и согласно приказа Минздравсоцразвития России от №43 от 7 апреля 2009 г. «Об утверждении норм бесплатной выдачи работникам теплой специальной одежды и теплой специальной обуви по климатическим поясам, единым для всех отраслей экономики».

Таблица 9.3 – Средства индивидуальной защиты оператора обезвоживающей и обессоливающей установки.

Наименование средств индивидуальной защиты	Нормы выдачи на год (единицы или комплекты)
Костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающей пропиткой	1
Ботинки кожаные или сапоги кирзовые	1 пара
Рукавицы комбинированные или перчатки комбинированные	6 пар
Головной убор летний (бейсболка или кепка)	1 на 1,5 года
Каска защитная	1 на 2 года

Окончание таблицы 9.3

Наименование средств индивидуальной защиты	Нормы выдачи на год (единицы или комплекты)
Плащ непромокаемый	1 на 3 года
На наружных работах зимой дополнительно:	
Костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой	1 на 1,5 года
Валенки	1 пара на 2 года
Сапоги утепленные	1 пара на 2 года
Перчатки утепленные	до износа
Головной убор зимний	1 на 1,5 года

9.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При одновременном содержании в воздухе рабочей зоны нескольких вредных веществ однонаправленного действия сумма отношений фактических концентраций каждого из них в воздухе к их ПДК не должна превышать значений, указанных в таблице 9.4.[ГОСТ 12.1.005-88]

Таблица 9.4 – ПДК Вредных и опасных веществ

№	Вещество	ПДК, среднесменный, мг/м^3	Класс опасности	Характер воздействия на человека	Температура, °С		НКПР, ВКПР, % об.
					вспышки	Самовоспламенения	
1	Органические газы и пары	300	4	Вызывают неустойчивость нервной системы, зуд кожи	17-44	255-450	1,3/6,5
2	Сероводород	10	2	Отравление	-	260	4/46
3	Ингибитор коррозии (Кватрамин)	3	3	Отравление	40	262	-

Окончание таблицы 9.4

№	Вещество	ПДК, среднесменный, мг/м^3	Класс опасности	Характер воздействия на человека	Температура, °С		НКПР, ВКПР, % об.
4	Растворитель АСПОПральт	150	3	Отравление	10	290	-

Почти все вещества, вредные для организма применяются в современной технологии добычи нефти и газа. При этом они оказывают обще токсическое, раздражающее, канцерогенное и мутагенное действие на человека, представляя по этой причине опасность для его здоровья и жизни

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора.

Шум и вибрация оказывают вредное воздействие на организм человека. Сильный шум нарушает нормальную деятельность нервной, сердечнососудистой и пищеварительной системы, вызывает переутомление.

Для борьбы с вибрацией применяют следующие методы:

1) исключение в источнике возникновения (центровка, регулировка);
2) изменение в конструкции;
3) использование пружинных амортизаторов, виброизоляционных прокладок.

Уровни вибраций в соответствии с гигиеническими нормами, установленными ГОСТ 12.1.012.-2004 представлены в таблице 9.5, уровень шума на рабочих местах по ГОСТ 12.1.003-83* в таблице 9.6.

Таблица 9.5 - Уровни вибраций

Виды вибраций	Направление по которому нормируется вибрация	Среднеквадратичные значения виброскорости, м/с □ 10-2							
		Уровни вибрации, дБ в среднегеометрических частотах октавных полос, Гц							
		1	2	4	8	16	31,5	63	125
Технологические на постоянных рабочих местах	Вертикальная или горизонт.	-	1,3 108	0,45 99	0,22 93	0,2 92	0,2 92	0,2 92	-

Таблица 9.6 - Шум на рабочих местах

Характеристика помещений	Уровень звукового давления, дБ в средне- геометрических частотах октавных полос, Гц								Уровень звука и эквивалент-ные уровни звука, дБА
	63	125	250	500	100 0	200 0	400 0	8000	
Постоянные работы, рабочие зоны и места в производственных помещениях и территории предприятия	99	92	86	83	80	78	76	74	85

Основные средства для защиты от электрического тока:

– защитное отключение, позволяющее в случае замыкания или неисправности какого-либо оборудования предотвратить несчастный случай;

– применение электрических схем, которые исключают самопроизвольное включение или отключение изделия;

– для защиты емкостей, насосов и узла налива в автоцистерны выполнены три молниеприемника высотой 25 метров.

9.5 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Вся промышленная безопасность это предупреждение крупных аварий, включая готовность к ликвидации их последствий. Поэтому на крупных предприятиях, которые эксплуатируют опасные производственные объекты, имеются противопожарная служба, газоспасательная служба, система противопожарной защиты, готовятся нештатные аварийно-спасательные формирования из числа работников, имеется ПЛА (план ликвидации аварии) и т.п. Как правило, слаженность работы всех этих служб существенно влияет на результат работы по ликвидации аварийных ситуаций.

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана:

– заключать с профессиональными аварийно-спасательными службами или с профессиональными аварийно-спасательными формированиями договоры на обслуживание, а в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации, создавать собственные профессиональные аварийно-спасательные службы или профессиональные аварийно-спасательные формирования, а также нештатные аварийно-спасательные формирования из числа работников;

– обучать работников действиям в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;

– создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии и поддерживать указанные системы в пригодном к использованию состоянии;

– планировать и осуществлять необходимые меры в области защиты работников организаций и подведомственных объектов производственного и социального назначения от чрезвычайных ситуаций;

– планировать и проводить мероприятия по повышению устойчивости функционирования организаций и обеспечению жизнедеятельности работников организаций в чрезвычайных ситуациях;

– обеспечивать создание, подготовку и поддержание в готовности к применению сил и средств по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций, обучение работников организаций способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях в составе невоенизированных формирований;

– создавать и поддерживать в постоянной готовности локальные системы оповещения о чрезвычайных ситуациях;

– обеспечивать организацию и проведение аварийно-спасательных и других неотложных работ на подведомственных объектах производственного и социального назначения и на прилегающих к ним территориях в соответствии с планами предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций;

– предоставлять в установленном порядке информацию в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, а также оповещать работников организаций об угрозе возникновения или о возникновении чрезвычайных ситуаций.

9.6 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Электрооборудование промыслового объекта, контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства и телефонные аппараты, устанавливаемые во взрывоопасных зонах

классов в-1, в-1а, в-1г, должны быть во взрывозащищенным исполнении и иметь уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной смеси.

Таблица 9.7 – Категории помещений по взрывопожарной и пожарной безопасности

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов
А взрыво-пожароопасные	Горючие газы, легковоспламеняющиеся (ЛВЖ) с температурой вспышки (Твсп) не более 28 ºС в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается избыточное расчетное давление взрыва в помещении, превышеющее 5 кПа (0,05 атм). Вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом в таком количестве, что избыточное давление в помещении превышает 5 кПа.
Б взрыво-пожароопасные	Горючие пыли и волокна ЛВЖ с Твсп более 28 ºС горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении оторых развивается избыточное давление помещения, превышающее 5 кПа.
В1-В4 Пожароопасные	Горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом гореть при условии, что помещения, в которых они имеются в наличие или обращаются, не относятся к категориям А и Б.
Г	Негорючие вещества и материалы в горючем раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени, которые ожигаются или утилизируются в качестве топлива.
Д	Негорючие вещества и материалы в холодном состоянии

Монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электродвигателей насосов блока опреснения производится в соответствии с требованиями «Правил

устройства электроустановок», «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, с учетом классов взрывоопасное, зон их работы».

Отечественное электрооборудование должно иметь взрывозащитную маркировку, импортное – сертификат изготовителя о допустимости их эксплуатации во взрывоопасной зоне и среде. Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления не допускается.

При проведении строительно-монтажных работ: все работы по монтажу и демонтажу технологического оборудования, транспортировки оборудования начинаются только после выдачи бригаде наряда на производство СМР.

Проведение электросварочных работ при монтаже и демонтаже технологического оборудования во взрывоопасных зонах производится только при наличии нарядов-допусков на проведение этих работ, утверждаемых главным инженером предприятия.

Персонал бригады СМР, подготовительной бригады выполняет только работы соответствующие их квалификации и допуску.

9.7 Экологичность проекта

В соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–07 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» и пунктом 7.1.3 проектируемый объект относится к III классу (Промышленные объекты по добыче нефти при выбросе сероводорода до 0,5 т/сутки с малым содержанием летучих углеводородов.). Санитарная зона для этого класса 300 метров.

В согласии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–07 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» и пунктом 7.1.13(1) размер СЗЗ для канализационных очистных сооружений производительностью более 280 тыс. $м^3$/сутки (расчетный расход 1000

$м^3$/сутки), а также при принятии новых технологий очистки сточных вод и обработки осадка, следует устанавливать в соответствии с требованиями п.4.8. настоящего нормативного документа.

При рабочем режиме эксплуатации оборудования максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ в рабочей зоне на проектируемом объекте не превышают предельно-допустимые.

Проектом предусматриваются следующие мероприятия направленные на поддержание концентрации вредных веществ в пределах ПДК:

– поддержание в полной технической исправности и герметичности резервуаров и емкостей, содержащих нефть, дизельное топливо и реагенты, технологического оборудования и трубопроводов;

– планово-предупредительные ремонты оборудования, выполняемые по утвержденным планам-графикам специализированными бригадами предприятия;

– устройство озеленения площадки; контроль сварных стыков физическими методами; эксплуатация исправной автомобильной техники, прошедшей контроль токсичности выхлопных газов.

В технологическом процессе обессоливания используется ингибитор солеотложения типа «СНПХ-5311». Он способствует предотвращению отложения солей в трубопроводах и оборудовании. Представляет собой однородную жидкость светло-желтого цвета.

Кроме этого химического реагента на установке используются деэмульгатор, ингибитор парафиноотложений, ингибитор коррозии.

Все ингибиторы по воздействию на организм человека относятся к 3 классу умеренно опасных веществ по ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности», являются малотоксичными, взрывобезопасными, трудногорючими. Они могут вызвать местнораздражающее и кожнорезобтивное действие, ингаляционное отравление.

Подбор наиболее эффективных реагентов устанавливается в каждом

случае опытным путем по результатам промысловых испытаний реагентов. Рабочие дозировки и марки реагентов уточняются в процессе эксплуатации. На все применяемые химические реагенты оформляются паспорта безопасности.

Загрязнение атмосферы происходит за счет испарения углеводородов через неподвижные уплотнения фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры, вследствие нарушения их герметичности, дыхательные клапаны резервуаров при «больших и малых дыханиях», воздуховоды емкостей и блочных установок, а также при сжигании попутного газа в нагревателях нефти и на факельной установке, дизельного топлива в дизельной электростанции.

Производственный контроль источников выбросов в атмосферу осуществляется экологической службой предприятия или специализированными подразделениями в соответствии с требованиями руководства по контролю РД 52.04.186-89 «Руководство по контролю загрязнения атмосферы». Для определения количественных и качественных характеристик выбросов в атмосферу используются следующие методы:

– инструментальный метод, основанный на применении автоматических газоанализаторов, непрерывно измеряющих концентрации загрязняющих веществ в выбросах контролируемых источников;

– инструментально-лабораторный метод, основанный на отборе проб отходящих газов из контролируемых источников с последующим их анализом в химических лабораториях и на автоматических приборах.

– расчетный метод, основанный на определении массы выбросов по данным о составе и качестве исходного сырья, технологическом режиме, количестве готовой продукции.

Решения по защите воздушной среды рабочей зоны от загрязнения предусматривают проведение производственных процессов в условиях соблюдения следующих нормативов: ГОСТ 12.1.005-88* «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»; ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе

рабочей зоны»; ГН 2.2.5.2308-07 «Ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

10 Экономический расчет модернизации установки предварительного сброса воды (УПСВ)

10.1 Цели и задачи экономической части проекта

Целью экономической части проекта является расчет затрат на модернизацию, и сравнение полученных данных с затратами в технологическом процессе на реагенты, ремонты технологического оборудование и цены на нефть. В результате сравнения ожидается получить положительный экономический эффект от модернизации УПСВ. Планируется, что после данного нововведения сократятся расходы, связанные с закупкой химического реагента, увеличиться стоимость нефти, межремонтный период.

10.2 Характеристика базового варианта, показатели работы, проблемы

Первичное обезвоживание и обессоливание нефти происходит на установке предварительного сброса воды (УПСВ). Установка предварительного сброса воды на месторождении представляет собой комплекс сооружений первой очереди строительства для сбора, подготовки нефти, поступающей от нефтяных скважин, транспорта подготовленной до товарных кондиций нефти в магистральный нефтепровод, а также отделения попутного нефтяного газа и подготовки пластовой воды для использования ее в системе поддержания пластового давления.

Динамика смешения капель пластовой и пресной вод характеризуется следующими особенностями:

1. Часть капель пластовой воды, лишенных бронирующих оболочек, сливается с каплями промывочной воды.

2. Часть пластовой воды (глобулы) с бронирующими оболочками практически не участвует в процессе обессоливания и при небольших размерах они остаются в нефти во взвешенном состоянии независимо от количества применяемой пресной воды.

3. В водонефтяной эмульсии (ВНЭ), кроме глобул пластовой воды содержатся зародышевые кристаллы солей микрометровых размеров, которые, смачиваясь нефтью, так же как и глобулы, покрываются сверхпрочными бронирующими оболочками и практически не поддаются вымыванию пресной водой при традиционно принятых способах обессоливания. Особенно процесс очистки нефти от солей усложняется из-за нагрева ВНЭ, что только способствует укреплению оболочек кристаллов солей.

Следовательно, при обессоливании нефти возникает проблема очистки ее от кристаллов солей.

Процесс обессоливания достаточно сложный и на практике осуществляется только переводом кристаллов из объема нефти в объем пресной воды. Для этой цели нефть после глубокого обезвоживания промывается пресной водой при среднем объемном соотношении вода-нефть, равном 1:10. Зародышевые кристаллы сначала освобождаются от бронирующих углеводородных оболочек, затем растворяются в пресной воде с образованием слабо насыщенного раствора, который отделяется от нефти, как правило, в элекродегидраторах методом отстаивания. Вторым этапом процесса обессоливания нефти является вскрытие кристаллов солей, ввод их в объем пластовой воды и растворение с последующим обезвоживанием, например, методом отстаивания.

Выше описанная методика обессоливания довольно трудоемкая и занимает большое количество времени. Наиболее перспективным способом глубокого обессоливания является способ перемешивания жидких фаз под действием кинетической энергии движущегося потока пресной воды, направленного по течению флюида в технологическом сужении трубопровода, охватывающего все движущиеся в трубопроводе слои ВНЭ.

Перемешивание создает интенсивную турбулизацию жидкости, омывающей освобожденные от бронирующих оболочек кристаллы солей, что создает благоприятные условия для выхода солей из нефти в обезвоживающих и обессоливающих установках. Использование пресной воды в расчете 8-10% от общего количества водонефтяной эмульсии, позволит снизить содержание хлористых солей примерно в 10 раз, т.е. повысить качество товарной нефти.

В данном дипломном проекте предлагается специальное техническое средство для осуществления опреснения водонефтяной эмульсии в трубопроводе.

10.3 Экономический эффект

Модернизация технологического процесса позволит решить такие проблемы, как:

– агрессивного воздействия солей на технологическое оборудование и трубопроводы, что вызывает поломки и простои;
– снизить затраты на химический реагент (ингибитора солеотложений);
– улучшить качество очищенной товарной нефти;

Экономический эффект достигается за счет ввода в уже созданную технологическую схему подготовки нефти блока опреснения, который включает трубопровод идущий от резервуара с подпиточной водой в насосный агрегат. Данная линия позволит уменьшить концентрацию солей в водонефтяной эмульсии, что облегчит их последующее отделение в обезвоживающих и обессоливающих установках.

10.4 Общие затраты

Для экономической оценки целесообразности применения нового технологического процесса, рассчитаем общие затраты на модернизацию по формуле, руб.:

$$З_{общ} = З_{изг} + З_{монтаж} + З_{пок}\ , \qquad (10.1)$$

где $З_{общ}$ – общие затраты на модернизацию технологии, руб.;

$З_{изд}$ – затраты на изготовление деталей смесителя дозатора, руб.;

$З_{монтаж}$ – затраты на монтаж, руб.;

$З_{пок}$ – затраты на покупные изделия, руб;

Определим затраты на изготовление нестандартных деталей по статьям калькуляции и сведем их в таблицу.

Смеситель-дозатор, шайба, трубный переходник не являются стандартными и изготавливается отдельно, поэтому затраты на их изготовление рассчитаем исходя из массы затраченной стали:

$$З_{изд} = З_{ст} \cdot m, \qquad (10.2)$$

где $З_{изд}$ – затраты на создание изделия, руб.;

$З_{ст}$ – стоимость килограмма стали, руб.

m – масса изделия, кг.;

Определим массу изготавливаемых нестандартных изделий. Известна формула для нахождения массы детали:

$$m = \pi\rho\delta(D - \delta)L, \qquad (10.3)$$

где m – масса детали, кг;

ρ – плотность стали, (для низколегированной стали 7850 кг/м^3; для нержавеющей стали 7750 кг/м^3);

δ – толщина стенки, м;

D – диаметр, м;

L – длинна, м.

Смеситель-дозатор:

$$m_{верх} = 3{,}14 \cdot 7750 \cdot 0{,}02(0{,}07 - 0{,}02) \cdot 0{,}22 = 5{,}35$$

$$m_{низ} = 3{,}14 \cdot 7750 \cdot 0{,}02(0{,}049 - 0{,}007) \cdot 0{,}48 = 3{,}43$$

$$\sum m_c = m_{верх} + m_{низ} = 5{,}35 + 3{,}43 = 8{,}78$$

Шайба:

$$m_ш = 3{,}14 \cdot 7850 \cdot 0{,}01(0{,}09 - 0{,}01) \cdot 0{,}155 = 3{,}05$$

Трубный переходник:

$$m_ш = 3{,}14 \cdot 7750 \cdot 0{,}012(0{,}06 - 0{,}012) \cdot 0{,}305 = 4{,}27$$

Гидромониторные насадки (4 штуки):

$$m_ф = (3{,}14 \cdot 7750 \cdot 0{,}007(0{,}015 - 0{,}007) \cdot 0{,}02) \cdot 4 = 0{,}1$$

$$З_{смес.} = 196{,}9 \cdot 8{,}78 = 1728{,}78;$$

$$З_{шайба} = 62{,}3 \cdot 3{,}05 = 190{,}15;$$

$$З_{тр.пер.} = 168 \cdot 4{,}72 = 792{,}96 \text{ руб.}$$

$$З_{гидр.мон.насадка} = (196{,}9 \cdot 0{,}1) \cdot 4 = 19{,}69 \text{ руб}$$

$$\sum З_{изд} = 1728{,}78 + 190{,}15 + 792{,}96 + 19{,}69 = 2731{,}68 \text{ руб.}$$

Таблица 10.1 – Затраты на изготовление нестандартных деталей

Статьи калькуляции				Стоимость, руб.
1. Детали: Смеситель- дозатор, 1 шт Шайба, 1шт. Трубный переходник, 1 шт. Гидромониторная насадка, 4 шт. Итого:		Сталь 08Х18Н10; 8,78 кг Сталь 10Г2ФБЮ; 3,05 кг Сталь 08Х13; 4,72 кг Сталь 08Х18Н10; 0,1 кг		1728,78 190,15 792,96 19,69 2731,58
2. Транспортно – заготовительные расходы 5 % от (1)				136,58
3. Всего (1+2)				2868,16
4. Основная заработная плата				
Вид работ	Разряд	Тариф, руб./ч	Норма, ч	
Заготовитель		94,7	5	473,5
Слесарные	5	94,7	2	189,4
Токарные	4	66,29	10	662,9
5. Всего:				1325,8
6. Дополнительная заработная плата (12 % от 5)				159,1
7. Основная и дополнительная ЗП (5+6)				1484,9
8. Р.К. (30 % от 7)				397,74
9. С.Н. (30 % от 7)				397,74
10. Премия (100 % от 7)				1484,9
11. Всего (7+8+9+10)				3765,28
12. Страховые выплаты (34 % от 11)				1280,19
13.Затраты на содержание инструмента 20 % от (11)				753,06
14. Затраты на содержание оборудования 25 % от (11)				941,32
15. Накладные расходы цеховые 225 % от (11)				8471,88
16. Накладные расходы общепроизводственные 187 % от (11)				7041,07
17. Итого затрат на изготовление (3+11+12+13+14+15+16)				25120,96
18. Рентабельность 15 % от (14)				3768,14
19. Всего с рентабельностью (17+18)				28889,1
20. НДС 18 % от (19)				5200,04
Всего (19+20)				**34089,14**

10.5 Расчет времени на монтаж и сборку оборудования

Определим время необходимое для установки фланцевого соединения проходным диаметром 80 мм.,мин.:

$$t_1^{\text{сл.р}} = n \cdot t_{\text{фл}}, \tag{10.4}$$

где n – число фланцевых соединений диаметром 80 мм, шт.;

$t_{1\text{фл}}$ – норма времени на сборку фланцевого соединения двумя слесарями 5 разряда, мин.

$$t_1^{\text{сл.р}} = 10 \cdot 8 = 80; \tag{10.5}$$

Монтаж насоса и задвижек проходным диаметром 800 мм $t_2^{\text{сл.раб}}$ = 240 мин.

Так же в технологической схеме имеется 4 фланца проходным диаметром 820 мм. Число шпилек в данном фланцевом соединении составляет 32 штуки. Время закручивания шпилек двумя слесарями составляет $t_{\text{фл.32}}$ = 43 минуты.

Определим количество времени необходимое двум слесарям 5 разряда для сборки фланцевого соединения с фланцами проходным диаметром 820 мм.

$$t_3^{\text{сл.р}} = 4 \cdot 43 = 172;$$

Общее время слесарных работ включающих сборку оборудования и установку насоса:

$$\sum t^{\text{сл.работ}} = t_1^{\text{сл.раб}} + t_2^{\text{сл.раб}} + t_3^{\text{сл.раб}} = 80 + 240 + 172 = 492 \text{ мин} = 8{,}2 \text{ ч.}$$

Примем общее время монтажа блока опреснения водонефтяной эмульсии 12 час., т.к. все оборудование расположено на нескольких участках промысловой установки.

10.6 Время на сварку фланцев трубопровода

В технологической схеме имеется 9 фланцев проходным диаметром D_1=80 мм, и 2 фланца проходным диаметром 820 мм.

Средняя скорость электродуговой сварки равна $V_{св} = 0{,}008$ м/сек

Определим длину окружности фланца с проходным диаметром 80 мм, м.:

$$l_{окр1} = \pi D_1, \tag{10.5}$$

$$l_{окр1} = 3{,}14 \cdot 0{,}08 = 0{,}25;$$

Следовательно, время необходимое для приваривания одного фланца, мин.:

$$t_1 = \frac{l_{окр1}}{V_{св}} = \frac{0{,}25}{0{,}008} = 32;$$

Учитывая время приготовления оборудования, смотку/размотку кабелей, одевание СИЗ и др. фактическое время сварки увеличивается до 40 минут на 1 фланец. Т.к. фланцев 9 отсюда следует что общее время их сваривания составит 360 минут или 6 часов. Так как сварщика 2 то время равно 3 часа.

Для приваривания четырех фланцев с проходным диаметром D_2 =820 мм. Потребуется 2 сварщика, каждый из которых приварит половину.

Определим длину сварного шва:

$$l_{окр2} = 3{,}14 \cdot 0{,}820 = 2{,}57 \text{ м.}$$

Определим время сварки:

$$t_2 = \left(\frac{l_{окр2}}{V_{св}}\right) \cdot 4 = \left(\frac{2{,}57}{0{,}008}\right) \cdot 4 = 1285;$$

Учитывая время приготовления оборудования, смотку/размотку кабелей, одевание СИЗ и др. фактическое время сварки увеличивается до 1400 минут на 4 фланца. Так как задействованы 2 сварщика время работы будет равно 12 часам.

Итого время сварочных работ:

$$\sum t^{св.раб} = t_1 + t_2 = 3 + 12 = 15 \text{ часов}$$

Учитывая время отдыха персонала, примем общее время для сварочных работ 2 полноценных дня или 48 часов.

10.7 Расчет заработной платы персонала

Суммарная заработная плата включает в себя основную заработную плату, дополнительную заработную плату, премию (100 %), начисления районного коэффициента (30 %) и северных надбавок (30 %). Далее приведен расчет суммарной заработной платы, руб.:

$$ЗП_{сум} = (ЗП_{осн} + ЗП_{доп}) \cdot СВ \cdot П \cdot РК \cdot СН, \quad (10.6)$$

$$ЗП_{доп} = ЗП_{осн} \cdot 12\%, \quad (10.7)$$

где $ЗП_{сум}$ – суммарная заработная плата, руб.;

$ЗП_{осн}$ – основная заработная плата, руб.;

П – премия, руб.;

СВ = 34% (страховые выплаты);

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

РК – районный коэффициент (для цеховых работников 30 %, для промысловых работников 80 %), руб.;

СН – северная надбавка(для цеховых работников 30 %, для промысловых работников 80 %), руб.

Определение тарифной ставки цехового слесаря, токаря и заготовителя исходя из заработной платы за месяц, руб. [1,2,3]:

$$Т = \frac{ЗП_{мес}}{n \cdot 24}, \qquad (10.8)$$

где T – тарифная ставка, руб/ч.;

$ЗП_{мес}$ – заработная плата слесаря, токаря, заготовителя за месяц, руб.;

n – количество рабочих дней.

Тарифная ставка токаря:

$$Т_{токаря} = \frac{35000}{22 \cdot 24} = 66{,}29;$$

Тарифная ставка слесаря:

$$Т_{слесаря} = \frac{50000}{22 \cdot 24} = 94{,}7;$$

Тарифная ставка заготовителя:

$$Т_{заготовитель} = \frac{50000}{22 \cdot 24} = 94{,}7;$$

Так же, следует учесть заработную плату персонала который будет монтировать оборудование на промысле. К этому персоналу относится: два слесаря и два сварщика. Тариф слесаря был рассчитан выше. Определим тариф сварщика:

$$Т_{сварщика} = \frac{25000}{22 \cdot 24} = 47{,}35;$$

Определение основной заработной платы, руб.:

$$ЗП_{осн} = T \cdot k\ , \qquad (10.9)$$

где k – количество отработанных часов, ч.

Основная заработная плата цеховых рабочих, руб.:

$$ЗП_{осн}^{токарь} = 66.29 \cdot 10 = 662{,}9;$$

$$ЗП_{осн}^{сл.цех} = 94{,}7 \cdot 2 = 189{,}4;$$

$$ЗП_{осн}^{заготов.} = 94{,}7 \cdot 5 = 473{,}5;$$

Основная заработная плата промысловых рабочих, руб.:

$$ЗП_{осн}^{сл.пром.} = (94{,}7 \cdot 12) \cdot 2 = 2272{,}8;$$

$$ЗП_{осн}^{сварщик} = (47{,}35 \cdot 48) \cdot 2 = 4545{,}6;$$

Определим размер дополнительной заработной платы цеховых работников:

$$ЗП_{доп}^{токарь} = 662{,}9 \cdot 0{,}12 = 79{,}55;$$

$$ЗП_{доп}^{сл.цех} = 189{,}4 \cdot 0{,}12 = 22{,}73;$$

$$ЗП_{доп}^{заготов} = 473{,}7 \cdot 0{,}12 = 56{,}85;$$

Определим размер дополнительной заработной платы промысловых работников:

$$ЗП_{доп}^{сл.пром} = 2272{,}8 \cdot 0{,}12 = 272{,}74;$$
$$ЗП_{доп}^{сварщик} = 2272{,}8 \cdot 0{,}12 = 545{,}47;$$

Определим размер суммарной заработной платы цеховых работников:

$$ЗП_{сум}^{токарь} = (662{,}9 + 79{,}55) \cdot 1{,}34 \cdot 2 \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}3 = 3362{,}7;$$
$$ЗП_{сум}^{сл.цех} = (189{,}4 + 22{,}73) \cdot 1{,}34 \cdot 2 \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}3 = 958{,}97;$$
$$ЗП_{сум}^{заготов} = (473{,}5 + 56{,}85) \cdot 1{,}34 \cdot 2 \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}3 = 2402{,}06;$$
$$\sum ЗП_{сум.цех} = ЗП_{сум}^{токарь} + ЗП_{сум}^{сл.цех} + ЗП_{сум}^{заготов} = 3362{,}7 + 958{,}97 + 2402{,}06 = 6723{,}73;$$

Определим размер суммарной заработной платы промысловых работников:

$$ЗП_{сум}^{сл.пром} = (2272{,}8 + 272{,}74) \cdot 1{,}34 \cdot 2 \cdot 1{,}8 \cdot 1{,}8 = 22103{,}78$$
$$ЗП_{сум}^{сварщик} = (4545{,}6 + 545{,}47) \cdot 1{,}34 \cdot 2 \cdot 1{,}8 \cdot 1{,}8 = 44206{,}78$$
$$\sum ЗП_{сум.пром.} = ЗП_{сум}^{сл.пром} + ЗП_{сум}^{сварщик} = 22103{,}78 + 44206{,}78 = 66310{,}56.$$

10.8 Затраты на монтаж технологического оборудования

В технологической схеме присутствует много габаритных деталей грузоподъемность которых превышает 25 кг. Отсюда следует, что необходимо задействовать грузоподъемную технику. Для для этого потребуется применение автомобильного крана грузоподъемностью 16 тонн на базе УРАЛа. Стоимость часа работы такого крана составляет 1450 руб. Так как все работы составляют не более 4 часов, стоимость аренды крана определится:

$$С_{аренды\ крана} = 1450 \cdot 12 = 17400\ руб.$$

Для проведения электродуговой сварки необходим сварочный аппарат. Выберем сварочный аппарат марки ProfHelper EUROTIG 160P стоимостью 14592 руб.

Таблица 10.8.1 – Расходуемый материал

Наименование	**Количество**	**Стоимость, руб.**
Электрод ОЗЛ-8 d3	Упаковка 5 кг. 1 шт.	1570
Саморез прессшайба 4,2х13	1000 шт.	182,4
Суммарные затраты		1752,4
Затраты на транспортировку (5% от 3)		87,62
Итого:		**1840,02**

Затраты на монтаж будут складываться из заработной платы персонала, стоимости расходуемого материала, стоимости используемого инструмента, спецодежды и СИЗ и стоимости аренды грузовой техники.

$$З_{монт} = ЗП_{сум.пром} + С_{расх.мат.} + С_{Инстр\ и\ СИЗ} + С_{аренды\ крана}, \qquad (10.10)$$

где $ЗП_{сум.пром}$ – заработная плата промыслового персонала, руб.;

$С_{аренды\ крана}$ – стоимость аренды крана, руб.;

$$З_{монт} = 66310{,}56 + 1840{,}02 + 40108{,}17 + 17400 = 125\,658{,}75 \text{ руб}$$

Таблица 10.8.2 – Затраты на используемый инструмент, спецодежду и средства индивидуальной защиты (СИЗ)

Наименование	Количество, шт.	Стоимость, руб.
Сварочный аппарат ProfHelper EUROTIG 160P	1	14952
Машина шлифовальная угловая BOSH GWS 11-125 Cl	1	4890
Аккумуляторный шуруповерт Hitachi DS12DVF3	1	4229
Рулетка 50 м. ТАМО	1	570
Ключ накидной 10х12	1	37,5
Ключ накидной 19х22	1	81,6
Ключ рожковый 10х11	1	16,8
Ключ рожковый 19х22	1	36,5
Кувалда с ручкой 5 кг	1	440
Перчатки нетриловые EXTRA	7	248,43
Каска «Супер Босс»	7	1925,91
Каска электросварщика	2	179,52
Ботинки «Супер Бут»	7	6620,32
Костюм «Техник»	7	3970,68
Суммарные затраты		38198,26
Затраты на транспортировку (5 % от суммарных затрат)		1909,91
Итого:		**40108,17**

10.9 Затраты на покупку стандартного оборудования

Таблица 10.9 – Затраты на закупку стандартного оборудования

Изделие	Количество	Цена, руб.
Трубопровод d=60 мм	250 метров	89708,8
Теплоизоляция трубопровода(10 % от (1))	250 метров	8970,8
Трубопровод d=800 мм	10 метров	92015
Фланец d=50 мм	9 шт	2061
Фланец d=46 мм	1 шт	149
ЦНСг 38-176	1 шт	73025
Диффузор d=530 мм	3,2 метра	30558,15
Шпилька d=10 мм	90 шт	3150
Шпилька d=22 мм	64 шт	10880
Гайка d=10 мм	90 шт	1496,7
Гайка d=22 мм	64 шт	5248
Обратный клапан	1 шт	4238
Задвижка d=80 мм	3 шт	12702
Задвижка d=800 мм	2 шт	680000
Суммарные затраты за изделия		1014202,45
Затраты на транспортировку (5% от суммарных затрат на изделия)		50710,12
Суммарные затраты		**1 064 912,57**

10. 10 Суммарные затраты на модернизацию

$$З_{общ} = 34089{,}14 + 125658{,}75 + 1064912{,}57 = 1\ 224\ 660{,}46 \text{ руб}$$

10.11 Затраты в технологическом процессе до модернизации

Из-за агрессивного воздействия солей на оборудование, а именно забивание обезвоживающих фильтров коалисцеров в нефтегазоводоразделителе с прямым подогревом (НГВРП), обслуживающий персонал вынужден останавливать оборудование для чисток от шлама. Чистка фильтров

коалисцеров НГВРП занимает 4 дня. В эти 4 дня входит отключение и дренирование сепаратора, демонтаж жаровых труб, демонтаж кассет фильтров. После демонтажа фильтров происходит их чистка передвижной паровой установкой на специально отведенной площадке. После очистки сосуд собирают в обратной последовательности, опрессовывают и запускают в работу. Планируется сократить данные простои с двух в год, до одного.

Определим потери за один простой. Через один НГВРП в сутки проходит 3300 м^3 ВНЭ. 85 % от 3300 м^3 составляет нефть. Следовательно, в сутки через сосуд проходит около 2805 м^3 нефти. Плотность нефти 0,85 гр/см^3.

Определим массу:

$$m_{\text{нефть}} = 2805 \cdot 0{,}850 = 2384{,}25 \text{ тонн}$$

В итоге за четыре дня простоя теряется 9537 тонн.

Цена 1 тонны сырой нефти составляет 10 900 руб. Определим потери от четырехдневного простоя НГВРП:

$$C_{\text{простоя}} = 9537 \cdot 10900 = 103\,953\,300 \text{ руб.}$$

В технологическом процессе применяется ингибитор солеотложений. Он служит для уменьшения агрессивного воздействия солей на трубопроводы и технологическое оборудование. Стоимость этого реагента составляет $C_и$= 46000 руб/т. Расход этого реагента составляет $Q_и$ =20 г/м^3=0,0002 т/м^3. Известен так же расход водонефтяной эмульсии в год, он составляет $Q_{внэ}$=3650000 м^3/год. Следовательно, в год нам потребуется следующее количество химреагента:

$$Q_{\text{инг.в год}} = Q_{\text{и}} \cdot Q_{\text{внэ}}, \qquad (10.11)$$

$$Q_{\text{инг.в год}} = 0{,}0002 \cdot 3650000 = 730 \text{ тонн}$$

Определим стоимость реагента:

$$C_{\text{инг.в год}} = Q_{\text{инг.в год}} \cdot C_{\text{и}}, \qquad (10.12)$$

$$C_{\text{инг.в год}} = 730 \cdot 46000 = 33\,580\,000 \text{ руб.}$$

10.12 Эффект от модернизации

В результате внедрения в технологическую схему блока опреснения ВНЭ основной эффект планируется получить от повышения качества товарной нефти до 1 группы качества с содержанием солей до 100 мг/дм^3.

Определим экономический эффект при увеличении цены на нефть хотя бы на 10 копеек.

$$ЭЭ_{\text{нефть.1}} = V_{\text{н.день}} \cdot 365 \cdot C_{WTI} \qquad (10.13)$$

где $V_{\text{н.день}}$ – объем нефти в день, баррель.

Определим стоимость барреля (1 баррель = 0.159 м^3) нефти WTI на 4.05.2011 года: $C_{\text{WTI}} = 109{,}06\ \$ = 109{,}06 \cdot 27{,}03 = 2947{,}9$ руб.

$$ЭЭ_{\text{нефть.1}} = 52924{,}53 \cdot 365 \cdot 2947{,}9 = 56945921025{,}26 \text{ руб/год}$$

$$ЭЭ_{\text{нефть.2}} = 52924{,}53 \cdot 365 \cdot 2948 = 56947852770{,}6 \text{ руб/год}$$

Отсюда следует, что экономический эффект при незначительном повышении цены на нефть равной 10 копейкам даст экономический эффект равный **1 931 745,34** руб/год.

Для более точного определения повышения качества необходимы промысловые испытания блока опреснения.

Так же планируется сократить использование хим. регента на 50 %. Т.е. до 365 тонн в год или 16 790 000 руб.

С учетом всех экономических расчетов экономический эффект от модернизации технологической схемы УПСВ составляет:

$$\sum ЭЭ = (103953300 + 1931745{,}34 + 16790000) - 1224660{,}46 = \mathbf{121\ 450\ 384{,}88}\ \text{руб/год}$$

В итоге технологического улучшения схемы УПСВ блоком опреснения ВНЭ экономический эффект составил только по самым скромным подсчетам более 121 млн. рублей в год. Внедрение данной технологии является целесообразно, т.к. она снижает агрессивное воздействие солей на оборудование, сокращает применение химического реагента, улучшает качество товарной нефти, является малозатратной, быстроокупаемой и эффективной.

Таблица 10.12 – Прайс-лист

№	Изделие	Ед. изм.	Цена, руб.
1	Сталь 08Х18Н10	кг	196,9
2	Сталь 10Г2ФБЮ	кг	62,3
3	Сталь 08Х13	кг	168
4	Трубопровод d=80 мм	т	42800
5	Фланец d=46 мм	шт	149
6	Фланец d=80 мм	шт	229
7	ЦНСг 38-110	шт	61400
8	Диффузор	т	62300
9	Шпилька d=10 мм	шт	35
10	Шпилька d=20 мм	шт	82
11	Обратный клапан	шт	4238
12	Задвижка Dy=80	шт	4234

Окончание таблицы 10.12

№	Изделие	Ед. изм.	Цена, руб.
13	Аренда крана	час	1450
14	Ингибитор солеотложений	т	46000
15	Электрод ОЗЛ-8 d3	5 кг	1570
16	Саморез прессшайба 4,2х13	1000 шт.	182,4
17	Сварочный аппарат ProfHelper EUROTIG 160P	шт	14952
18	Машина шлифовальная угловая BOSH GWS 11-125 Cl	шт	4890
19	Аккумуляторный шуруповерт Hitachi DS12DVF3	шт	4229
20	Рулетка 50 м. ТАМО	шт	570
21	Ключ накидной 10х12	шт	37,5
22	Ключ накидной 19х22	шт	81,6
23	Ключ рожковый 10х11	шт	16,8
24	Ключ рожковый 19х22	шт	36,5
25	Кувалда с ручкой 5 кг	шт	440
26	Перчатки нетриловые EXTRA	7 шт	248,43
27	Каска «Супер Босс»	7 шт	1925,91
28	Каска электросварщика	2 шт	179,52
29	Ботинки «Супер Бут»	7 шт	6620,32
30	Костюм «Техник»	7 шт	3970,68

11 Геолого-физическая характеристика Ванкорского месторождения

11.1 Общие сведения о Ванкорском месторождении

Ванкорское газонефтяное месторождение открыто в 1988 году и административно расположено на территории Туруханского района Красноярского края и лишь его северная часть частично находится на

территории Дудинского района Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа. Владельцем лицензии на право геологического изучения и добычи нефти и газа в пределах Северо-Ванкорского лицензионного участка является ООО «Таймырнефть» (лицензия ДУД №10891 НР от 16.05.2000 г) (рисунок 14).

В настоящее время деятельность на территории Северо-Ванкорского участка осуществляет ЗАО «Ванкорнефть», на основании агентского соглашения между ним и недропользователем.

Рельеф местности равнинный (преобладающие высоты от 20 до 60 м, максимум 100 м). Значительная площадь её сильно заболочена, имеются многочисленные озера. Поверхность равнины плоская и лишь изредка возвышаются одиночные холмы (сопки) высотой до 100 м. Вершины холмов округлые или плоские, склоны расчленены густой сетью речных долин.

Район изобилует реками и озерами. Наиболее крупной рекой в районе работ является река Лодочная, протекающая в 1 км на юго-восток от места заложения скважины. Река Лодочная является притоком реки Большая Хета, не судоходна, ширина до 50 м, глубина от 0,3 до 2 м, скорость течения от 0,3 до 0,5 м/с. Самые крупные озера имеют площадь от 15 до 20 км^2. Берега озер низкие, дно песчаное или вязкое, вода в них пресная. Снабжение буровой питьевой и технической водой будет осуществляться из ближайшего озера, расположенного в 300 м [4].

По данным Игарской научно-исследовательской мерзлотной станции Сибирского отделения АН РФ, основанным на температурных замерах в поисковых и разведочных скважинах Ванкорского и Сузунского месторождений можно определить, что толщина многолетнемерзлых пород на лицензионном участке составляет от 470 до 575 м, при средней их температуре минус 2,5 °С.

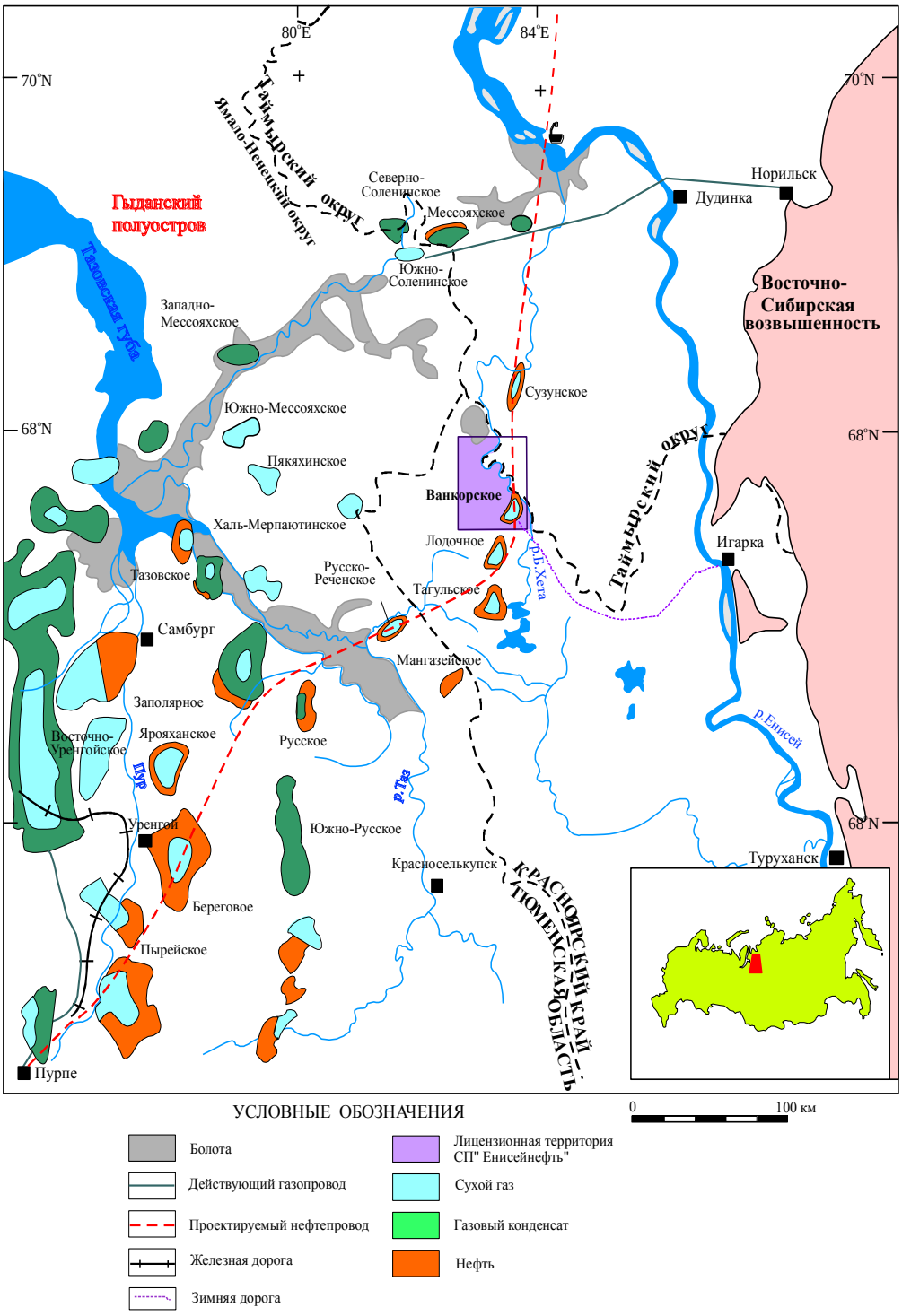


Рисунок 14 – Обзорная карта района Ванкорского месторождения

Температурный режим верхнего слоя грунтов формируется исключительно под влиянием современных условий теплообмена в системе грунт-атмосфера. Особая роль в этом принадлежит толщине снежного покрова. Исследования показали, что при средней толщине снега 64 см

среднегодовая величина отепляющего влияния снежного покрова составляет около 7 °С при средней многолетней температуре этого региона минус 8,7 °С.

Величина геотермического градиента ниже зоны отрицательных температур составляет от 2,37 до 2,78 °С/100 м. Прогнозная температура пород на глубинах 2 и 3 км соответственно равна 44 и 68 °С.

Растительный и животный мир характерен для зоны лесотундры. Деловой древесины в районе работ нет. Площадь сельхозугодий менее 20 %.

Климат района арктический: суровая продолжительная зима, короткое прохладное лето. Среднегодовая температура воздуха отрицательная: от минус 10 до минус 11 °С. Наиболее теплый месяц года июль, средняя температура воздуха в июле плюс 16 °С, в отдельные дни до плюс 30 °С. Наиболее холодные месяцы – январь, февраль, средняя температура минус 26 °С, а в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57 °С [4].

Почвы глеетаежные в сочетании с заболоченными.

Количество осадков, выпадающих в виде дождя и снега, в среднем от 250 до 500 мм в год. Наибольшее количество осадков приходится на август по сентябрь. Мощность снегового покрова неравномерна: на равнинных участках до одного метра, в оврагах, распадках до 3,0 м.

На протяжении всего года на данной территории дуют сильные ветры. В весенне-летний период преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой – южного и юго-западного. Максимальная сила ветра достигает 25 м/сек, средняя скорость ветра от 5 до 7 м/сек. Среднее давление воздуха на уровне моря в январе от 1018 до 1021 , а в июле от 1006 до 1009 миллибар (1 мб = 0,75 мм. рт. ст.). Район участка относится к VI климатической зоне. Отопительный сезон начинается с 1 сентября и длится 289 суток (г. Игарка). Длительность периода с температурой выше 10 °С от 60 до 90 дней.

Крупных населенных пунктов на площади работ нет. Ближайшие: город Игарка в 180 км на юго-восток и город Дудинка в 220 км на северо-восток. База организации подрядчика работ расположена в городе Дудинка. Кроме того

существуют: продовольственная база Сузун-берег в 138 км, Ванкор-берег в 18 км, Прилуки в 230 км и Геологический в 256 км (среднее удаление).

Ванкорское месторождение рассматривается как первоочередной объект создания нового центра нефтедобывающей промышленности на севере Красноярского края и от скорейшего его вовлечения в промышленную разработку зависит развитие нефтяной промышленности края в целом.

11.2 Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения

На месторождении пробурено шесть поисковых, шесть разведочных и одна поисково-оценочная скважины, вскрывшие отложения нижнего мела.

В разрезе нижнего мела выделены нижнехетская, суходудинская, яковлевская и нижняя часть долганской свиты (рисунок 15).

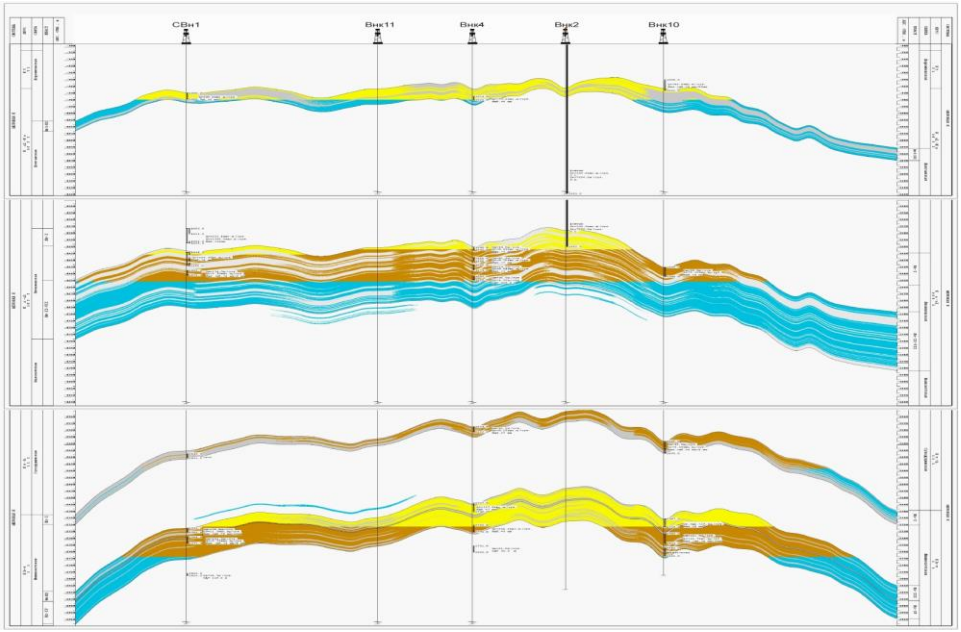


Рисунок 15 – Схематический геологический профиль продуктивных отложений

Нижнехетская свита ($K_1br - v_1$) в объеме берриаса и низов валанжина в пределах месторождения пользуется повсеместным распространением и представлена преимущественно глинистыми породами с прослоями

алевролитов и песчаников. Глины и аргиллиты темно-серые, плитчатые, с голубоватым оттенком, тонкослоистые, слабо песчанистые, с обугленными растительными остатками и обломками фауны. Песчаники и алевролиты светло-серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, слюдистые, местами известковистые, плотные.

В средней части свиты выделяется два песчаных продуктивных пласта (Нх – III, Нх – IV), общей толщиной около 80 м, а в верхней части – песчаная пачка Нх – I, толщиной порядка 10 м с доказанной нефтенасыщенностью.

К кровле пласта Нх – I приурочен отражающий сейсмический горизонт $I^{Д}$. Максимальная вскрытая толщина отложений нижнехетской свиты в скважине №ВН-4 до 441 м.

Суходудинская свита (K_1v_1 – h) сложена преимущественно песчано-алевритовыми породами, согласно залегающими на подстилающих отложениях нижнехетской свиты. Свита является региональным коллектором, в разрезе которого выделяется до 13-ти песчаных пластов, в том числе до десяти газоносных (Соленинское, Казанцевское, Пеляткинское месторождения). На Ванкорском месторождении выдержанные глинистые прослои отсутствуют, в связи с чем, залежи углеводородов не локализуются. Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, местами известковистые. Алевролиты серые и темно-серые, плотные, песчанистые. Аргиллиты темно-серые, плотные, плитчатые, с многочисленными остатками пелицепод, обугленных растительных остатков и конкрециями сидерита. Толщина свиты довольно выдержанная и составляет от 548 до 588 м.

Малохетская свита (K_1br – a_1), так же как и суходудинская литологически представлена песчаниками с малочисленными прослоями глинисто-алевритовых пород. Верхняя часть разреза более песчанистая, в нижней – глинизация увеличивается. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые. Толщина свиты от 256 до 261 м.

Яковлевская свита ($K_1a_1al_3$) на месторождении представлена частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с преобладанием глинистых разностей, обогащенных линзовидными прослоями углей.

С пластами Як I – VII связана нефтегазоносность разреза свиты. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, плитчатые. В продуктивной части свиты прослеживается сейсмический горизонт $I^Б$. Толщина отложений свиты от 432 до 441 м.

В разрезе верхнего мела выделена долганская свита, охватывающая отложения сеноманского яруса и частично верхов альба, дорожковская свита в составе нижнего турона, насоновская (верхний турон-сантон), а так же салпадаяхинская и танамская свиты в составе кампанского и маастрихтского ярусов.

Отложения долганской свиты (K_1al_3 – K_2s) согласно перекрывают породы яковлевской свиты и представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Толщина песков и песчаников достигает нескольких сот метров. Песчаники серые, светло-серые, разнозернистые, кварцполевошпатовые, нередко косослоистые. С прослоями песчаников на месторождении связаны продуктивные газоносные пласты Дл I – III.

Алевролиты и аргиллиты зеленовато-серые, кварцполевошпатовые, встречаются аркозовые разности. В кровле долганской свиты выделен сейсмический отражающий горизонт $I^А$. Толщина отложений свиты 305 - 322 м.

Дорожковская свита (K_2t_1) на всей территории Енисей-Хатангского прогиба и Пур-Тазовской НГО является региональной покрышкой, породы которой представлены темно-серыми аргиллитами с тонкими прослоями серых и зеленовато-серых алевролитов. На нижележащих отложениях долганский свиты они залегают согласно. Толщина отложений 70 – 78 м.

Насоновская свита (K_2t_2 – st) литологически сложена песчаниками и алевритами. Основной состав свиты – алевриты, в кровельной и подошвенной частях наблюдается опесчанивание разреза. Алевриты серые, серо-зеленые, с

подчиненными прослоями глин, темно-серых, вязких. Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые на глинистом цементе. Толщина свиты 310 – 31 м.

Отложения салпадаяхинской и танамской свит (K_2kp – m) венчают разрез верхнего мела представлены глинами темно-серыми, с прослоями алевролитов светло-серых, слюдистых, со стяжениями известковистых алевролитов, и песков серых, плотных, мелкозернистых, глинистых. Толщина отложений 467 – 530 м.

Четвертичные образования с размывом залегают на отложениях танамской свиты и представлены песками, глинами, супесями и суглинками. Толщина отложений, в зависимости от гипсометрического плана поверхности размыва верхнемеловых пород колеблется в пределах от 30 до 80 м [7].

11.3 Нефтегазоносность разреза

Промышленные притоки нефти и газа Ванкорского месторождения связаны с продуктивными пластами долганской свиты (пласты Дл – I) яковлевской свиты (пласты Як – 1, Як – II – VII) и нижнехетской свиты (пласты Нх – I, Нх – III – IV).

Технологической схемой разработки месторождения предусматривается разбуривание залежей пластов Як – II – VII, Нх – I, Нх – III – IV.

Залежь пласта Як – II – VII. Залежь пласта Як – II – VII является газонефтяной, вскрыта на Северном и Южном куполах и опробована в 3 скважинах. На Северном куполе в скважине №СВ-1 из интервала 1666 – 1672 м получен приток нефти дебитом 134 $м^3$/сут на штуцере 8 мм при депрессии 1,3 МПа, а из интервалов 1654 – 1658, 1646 – 1651 и 1638 – 1642 м получен приток газа дебитом 205,7 тыс.$м^3$/сут на шайбе 10 мм при депрессии 1,7 МПа.

На Южном куполе притоки нефти получены в скважинах №ВН-6 и ВН-10. В скважине №ВН-6 опробовано 4 объекта в интервале 1640 – 1688 м, из которых получен притоки нефти дебитом 21,7 – 74 $м^3$/сут, а из нижнего объекта

– нефть с водой дебитом 36 и 4,2 $м^3$/сут соответственно. В скважине №ВН-10 приток нефти дебитом 37,1 $м^3$/сут получен из интервала 1686 – 1700 м, на штуцере 6мм при депрессии 11,6 МПа.

Эффективные толщины рассматриваемого пласта колеблются в пределах 51 – 71м, сокращаясь к крыльям структуры при высоком коэффициенте расчлененности. Количество песчаных прослоев по скважинам достигает 17 – 20. Вскрытые газонасыщенные толщины составляют 0,8 – 18,5 м, нефтенасыщенные 12,1 – 30,7 м. По результатам опробования водонефтяной контакт был принят на отметке минус 1643 $\pm$ 2,8 м, а ГНК – минус 1601 м. По типу залежь пластовая, сводовая. Ее размеры 26 × 9 км, высота – 70 м.

Залежь пласта Нх – I. Нефтяная залежь пласта Нх – I установлена в пределах обоих куполов и вскрыта в 6-ти скважинах, в 3-х из которых выполнено опробование. На Северном куполе в скважине №СВ-1 приток не получен, а на Южном куполе притоки нефти составили 35,7 – 49,6 $м^3$/сут на штуцере 9 и 6 мм соответственно (скв. №ВН-4 и ВН-9).

Залежь является пластовой, сводовой, размеры ее 30 × 10 км, высотой 85 м. Водонефтяной контакт принят по наиболее низкой отметке подошвы нефтенасыщенного коллектора в скважине №ВН-5 минус 2635 м, установленной по данным ГИС.

В сводовой части залежи нефтенасыщеный коллектор, представленный прослоями песчаников и алевролитов, вскрыт на отметках минус 2543 – 2565 м, а на крыльях и периклиналях – минус 2614 – 2620 м. Эффективные толщины песчаных прослоев составляют 0,2 – 3,8 м, при суммарных значениях 1,0 – 11,0 м.

Залежь пластов Нх – III – IV газонефтяная залежь пластов Нх – III – IV развита в пределах обоих куполов месторождения, является пластовой, сводовой, и вскрыта в шести скважинах. Кровля продуктивных коллекторов залегает на глубинах 2725 – 2785 м на абсолютных отметках минус 2670 – 2729 м.

Литологический состав пластов-коллекторов довольно однообразен. Это

песчаники и алевролиты с тонкими прослоями аргиллитов и глин. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 24,4 до 31,8 м, а максимальные газонасыщенные достигают 36 м.

По результатам интерпретации материалов ГИС и испытаний поисково-разведочных скважин водонефтяной контакт на Северном и Южном куполах принят на абсолютных отметках минус 2753 – 2760 м (скв. №СВ-1, ВН-10). Газовая шапка вскрыта на Южном куполе, где газо-водяной контакт принят на отметках минус 2721 – 2927 м.

В пределах Северного купола опробована скважина №СВ-1, в которой из интервалов 2755 – 2761 и 2768 – 2777 м получены притоки нефти дебитом 178,8 и 277,2 $м^3$/сут на штуцере 8 и 10 мм соответственно. На Южном куполе опробование нефтяной и газовой частей залежи выполнено в четырёх скважинах (№ВН-4, ВН-5, ВН-9 и ВН-10). Во всех скважинах, вскрывших залежь, получены промышленные притоки нефти и газа. Дебиты нефти изменялись в широких пределах, составляя 14,2 $м^3$/сут (скв. №ВН-5), 182,5 $м^3$/сут (скв. №ВН-10) на штуцере диаметром 3 и 8 мм соответственно, а газа, – 154,9 тыс. $м^3$/сут на шайбе 9 мм (скв. №ВН-4).

Размеры залежи 22 × 7 км, высота газовой шапки около 70 м, нефтенасыщенной части пласта – 30 м.

Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения предполагается бурение кустовых наклонно направленных и горизонтальных скважин [1].

11.4 Коллекторские свойства продуктивных коллекторов и вмещающих пород и покрышек

Коллекторские свойства пород продуктивного разреза Ванкорского месторождения охарактеризованы данными лабораторного исследования керна и результатами интерпретации материалов ГИС.

Коллекторы горизонта Як – III – VII яковлевской свиты представлены

слаболитифицированными алевролитовыми песчаниками, преимущественно массивной текстуры. Кое-где встречаются тонкие косые прерывистые прослойки углистого материала и темной слюды. По вещественному составу песчаники относятся к аркозовым. Породы неравномерно карбонатизированы. Содержание кальцита изменяется от 1 до 18 %.

Пористость по керну достигает 32,9 %, проницаемость 1950 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 24,2 % (110 образцов), а средняя проницаемость – 300,3 мД (98 образцов). Средняя величина водонасыщенности – 32.9 % (41 образец).

По данным ГИС среднее значение пористости 29,7 % (197 определений), средняя проницаемость – 512,4 мД, а средняя величина коэффициента нефтенасыщенности составляет 53,7 % (87 определений).

Покрышкой продуктивного горизонта служит пачка алеврито-глинистых пород толщиной до 20 м. Породы покрышки керном не охарактеризованы.

Коллекторы горизонта Нх – I,III – IV нижнехетской свиты сложены песчаниками массивной текстуры, карбонатизированными (от 2 до 23 %). Присутствие карбонатного материала снижает коллекторские свойства.

Пористость по керну достигает 30,2 %, проницаемость 1387 мД. Средняя пористость пластов-коллекторов по керну составляет 17,9 % (206 образцов), а средняя проницаемость – 50,1 мД (197 образцов). Средняя величина коэффициента водонасыщенности – 49,8 % (135 образцов).

По данным ГИС средняя пористость равна 19,8 % (146 определений), средняя проницаемость 42,3 мД, а средняя нефтенасыщенность составляет 50,8 % (108 определений).

Покрышками для коллекторов нижнехетской свиты служат глинисто-алевролитовые отложения.

Смачиваемость пород определялась методом адсорбции на 40 образцах керна из скважины №СВ-1 и 20 образцах из скважины №ВН-9. По данным экспериментов коэффициент смачиваемости изменялся от ноля (фильность) до единицы (фобность). Все исследованные образцы являлись преимущественно

фильными. Значения коэффициентов смачиваемости приведены в таблице 11.4.

Таблица 11.4 – Значения коэффициентов смачиваемости

Порода	Коэффициент смачиваемости
Песчаники	0,02 – 0,39
Алевролиты	0,01 – 0,21
Аргиллиты	0,01 – 0,06

Вытеснения нефти исследовалась на насыпных моделях, для которых использовался дезинтегрированный керн из скважины №ВН-9. Моделировались термобарические условия залегания продуктивных пластов яковлевской и нижнехетской свит. Вытеснение нефти производилось моделью пластовой воды и газом. Результаты экспериментов приведены на рисунке 16. Из приведенных данных видно, что с ростом проницаемости модели коэффициент вытеснения увеличивается.

Средневзвешенные значения проницаемости нефтегазонасыщенных частей пластов Як – II – VII, Нх – I, Нх – III – IV оцениваются величиной 150, 10 и 500 мД соответственно. Этим значениям проницаемости по данным (рисунок 1.3) отвечают величины коэффициентов вытеснения (при вытеснении водой) равные 0,575; 0,500; 0,720.

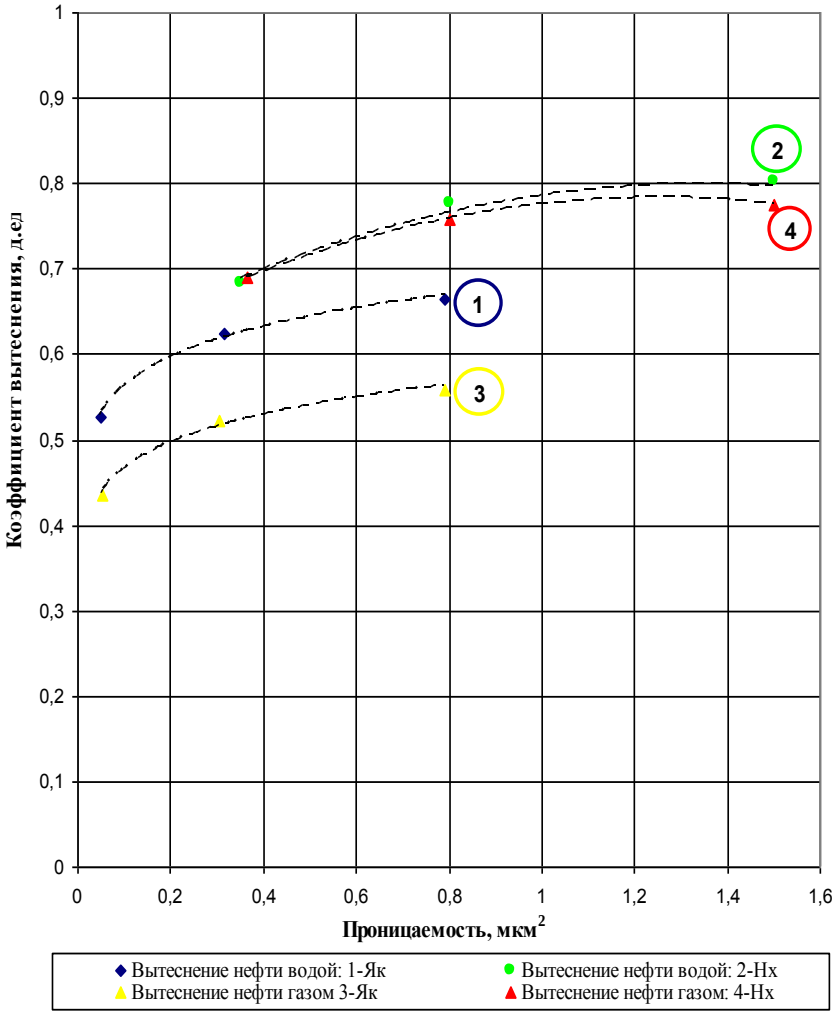


Рисунок 16 – Состояние оценок коэффициентов вытеснения и проницаемости насыпных моделей

11.5 Физико-химические свойства нефти и газа

Глубинные пробы в пределах месторождения были отобраны в семи скважинах.

Пробы отбирались при испытании пластов Нх – I, Нх – III – IV и Як – III – VII. По пласту Нх – I была отобрана одна проба в скважине №Внк-10. По пласту Нх – III – IV были отобраны семь проб по четырем скважинам. По пласту Як – III – VII отобрано пять проб из трех скважин, все пробы являются представительными.

По результатам исследования глубинных проб, содержащаяся в них нефть по пласту Нх – III – IV имеет в газонасыщенном состоянии плотность в интервале 0,677 – 0,742 г/см^3 (среднее значение 0,701), вязкость динамическая 0,74 – 4,76 мПа·с (среднее 0,90), газосодержание 116,1 – 156,81 м^3/м^3 (среднее 140,02), давление насыщения 18,2 – 24,62 МПа (среднее 20,67), объемный коэффициент 1,25 – 1,45 (среднее 1,38).

Свойства пластовых нефтей по глубинным пробам представлены в таблице 11.5.

Таблица 11.5 – Свойства пластовых нефтей по глубинным пробам

Наименование	Продуктивные пласты		
	Як – II – VII	Нх – I	Нх – III – IV
Давление насыщения газом, МПа	11,6	19,0	21,4
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, м^3/м^3	25,3	115,5	109,8
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, м^3/т	28	139,0	128,0
Объемный коэффициент при $P_{пл}$ и $t_{пл}$ -однократное разгазирование, доли ед. -дифференциальное разгазирование, доли ед.	 - 1,21	 - 1,54	 1,30 1,27
Объемный коэффициент при $P_{нас}$ и $t_{пл}$ -однократное разгазирование, доли ед.	-	-	1,31
-дифференциальное разгазирование, доли ед.	-	-	1,28
Плотность пластовой нефти при $P_{нас}$ и $t_{пл}$, г/см^3 -однократное разгазирование	-	-	-
-дифференциальное разгазирование	0,846	0,702	0,739
Плотность нефти в поверхностных условиях	0,902	0,831	0,858
Плотность газа при 20^0 С, г/см^3	-	-	0,75
Вязкость пластовой нефти при Рпл и tпл, мПа·с	24,4	0,98	1,1

Плотность насыщенной газом нефти по глубинным пробам пласта Як – III – VII составляет 0,815 – 0,851 г/см^3 (среднее значение 0,827), вязкость динамическая 8,8 – 20,79 мПа·с (среднее 17,27), газосодержание 23,51 – 48,42 м^3/м^3 (среднее 37,13), давление насыщения 7,18 – 15,44 МПа (среднее 10,92), объемный коэффициент 1,057 – 1,148 (среднее 1,1).

Практически по всем продуктивным пластам производился отбор поверхностных проб нефти. При наличии фонтанирующих притоков пробы отбирались из мерной емкости, либо из газосепаратора. При непереливающих притоках – желонкой с уровня или при промывке. Всего проанализировано 15 проб из шести скважин.

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Нх – I в среднем составляет 0,829 г/см^3. Нефть малосернистая (0,08 – 0,36 %, в среднем 0,22 %), малосмолистая (3,05 – 4,4 %, в среднем 3,72 %), парафиновая (2,0 – 4,8 %, в среднем 3,4 %).

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Нх – III – IV в среднем составляет 0,850 г/см^3. Нефть малосернистая (0,01 – 0,176 %, в среднем 0,112 %), малосмолистая (3,66 – 7,35 %, в среднем 6,51 %), парафиновая (2,17 – 5,66 %, в среднем 3,33 %).

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Як – III – VII в среднем составляет 0,906 г/см^3. Нефть малосернистая (0,09 – 0,37 %, в среднем 0,21 %), малосмолистая (6,89 – 12,72 %, в среднем 9,59 %), малопарафиновая и парафиновая (0,47 – 2,7 %, в среднем 1,5 %).

Состав и физико-химические свойства растворенного нефтяного газа изучены при исследовании глубинных проб нефти в пяти скважинах по десяти объектам. Содержание метана в растворенном газе продуктивного пласта Як – III – VII составляет 82 – 95 %. Растворенный газ пласта содержит 80 – 87 % метана и относится к классу полужирных по данным исследования скважины №Внк-9. По данным исследования скважины №СВнк-1, газ, растворенный в нефти пласта Нх – III – IV северного купола, на 96 % состоит из метана и является сухим.

Пробы свободного газа отбирались при исследовании скважин на устье, либо из газосепаратора, в двух скважинах отобрано 4 пробы.

Свободный газ продуктивного пласта Нх – III – IV относятся к классу полужирных, содержание метана составляет 88 – 91 %, содержание тяжелых углеводородов до гексана включительно 7 – 10 %.

Полученные при лабораторных исследованиях величины давления насыщения нефти газом для пластов Як – III – VII и Нх – III – IV оказались заметно ниже величин соответствующих пластовых давлений. Это можно объяснить частичной потерей газа при отборе и транспортировке глубинных проб. По этой причине для целей оценки запасов и технологических ресурсов величины давления насыщения были приняты равными пластовому давлению на ГНК, а значения газосодержания и объемного коэффициента пересчитаны на основе корреляции между газосодержанием, давлением насыщения и объемным коэффициентом.

11.6 Вывод

Ванкорское газонефтяное месторождение расположено на территории Туруханского административного района Красноярского края. В орографическом отношении район месторождения занимает центральную часть Нижне-Енисейской возвышенности

Район месторождения характеризуется зоной распространения многолетнемерзлых пород, толщина которых достигает 450 – 480 м, при толщине деятельного слоя не более 0,5 – 1,0 м.

В тектоническом отношении Ванкорское месторождение приурочено к южному окончанию Большехетской структурной террасы, являющейся восточным продолжением Надым-Тазовской синеклизы Западно-Сибирской плиты.

По результатам проведенных сейсморазведочных работ на Ванкорской площади в разрезе верхней части земной коры было выделено два структурных

этажа – доюрское основание и мезо-кайнозойский осадочный чехол. Промышленные притоки нефти и газа Ванкорского месторождения связаны с продуктивными пластами долганской свиты (пласты Дл – I – Ш), яковлевской свиты (пласты Як – I, Як – III – VII) и нижнехетской свиты (пласты Нх – I, Нх – III – IV).

Технологической схемой разработки месторождения предусматривается разбуривание залежей пластов Як – III – VII, Нх – I, Нх – III – IV.

Балансовые запасы нефти, растворенного и свободного газа поставлены на баланс ЗАО "Ванкорнефть", в количестве: 1191600 тыс. тон нефти, а извлекаемых – 520200 тыс. тон нефти; растворенный газ балансовых 28187 млн. $м^3$ категория С1.

Краткая геолого–физическая характеристика представлена в таблице 11.6.

Таблица 11.6 – Геолого-физическая характеристика разрабатываемых пластов

Пласты	Як III–VII	НХ I	НХ III–IV
Тип коллектора	Терригенный, поровый	Терригенный, поровый	Терригенный, поровый
Средняя глубина залегания, м	1670	2670	2780
Площадь, тыс. $м^2$	271480	384920	301410
Нефтенасыщенная толщина, м	19,1	6,3	17,3
Газонасыщенная толщина, м	5,9	-	16,5
Проницаемсоть, мД	480	20	240
Средняя пористость, доли. ед.	0,27	0,2	0,2
Начальное пластовое давление, атм.	159	254	271
Давление насыщения, атм.	159	254	271
Газосодеожание, $м^3$/т	61	202	211
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,12	1,422	1,458
Плотность нефти, кг/$м^3$	902	823	845
Вязкость нефти, сПз	8,9	0,7	0,7

Окончание таблицы 11.6

Пласты	Як III–VII	НХ I	НХ III–IV
Плотность газа, кг/м^3	0,7	0,84	0,89
Содержание парафинов в нефти, % масс.	0,9	7	4,6
Содержание смол в нефти, % масс.	7	3,4	5,8
Содержание асфальтенов в нефти, % масс.	0,1	<0,1	0,1
Содержание серы в нефти, % масс.	0,2	0,1	0,1
Геологические запасы нефти / газоконденсата, млн.т	695,7	129,2	366,7 / 8,8
Извлекаемые запасы нефти / газоконденсата, млн.т	323	47,9	149,3 / 4,8
Геологические запасы свободного газа, млрд. м^3	8,8	-	39,5

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной дипломной работе была рассмотрена модернизация установки предварительного сброса воды.

Проведенные улучшения позволяют:

- повысить качество товарной нефти;
- сократить объемы применяемого ингибитора солеотложения;
- увеличить сроки межремонтных периодов оборудования и трубопроводов.

Это достигнуто в результате внедрения в технологическую схему УПСВ блока опреснения водонефтяной эмульсии и в результате этого происходит снижение концентрации солей.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВНЭ-водонефтяная эмульсия;

ГИС- геофизические исследования скважин;

КИН-коэффициент извлечения нефти;

УПСВ- установка предварительного сброса воды;

ЭЦН-электроцентробежный насос.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анурьев, В.И. Справочник конструктора-машиностроителя: В 3 т. – 8-е изд., перераб. и доп. Под ред. И.Н. Жестковой.-М.: Машиностроение, 2001. – 920 с.: ил.
2. Безопасность жизнедеятельности: учебно-методическое пособие по выполнению раздела «Безопасность и экологичность проекта» в дипломном проектировании /Сост. А. Г. Лапкаев, В. Я. Кондрасенко, Л. Н. Горбунова, А. А. Кондрасенко, О. Н. Ледяева.
3. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
4. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности.
5. ГОСТ 12.1.019-79 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».
6. ГОСТ 12.1.007-76 «Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности».
7. СНиП 2.09.04 «Административные и бытовые здания»
8. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования».
9. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация. Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий».
10. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
11. РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».
12. Ластовкин, Г.А. Справочник нефтепереработчика: Справочник/Под ред. Г.А. Ластовкина, Е.Д. Радченко, М.Г. Рудина.- Л.: Химия, 1986. – 648 с., ил.
13. ГОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству».

14. Силаш, А.П. Добыча и транспорт нефти и газа. Пер. с англ.-М. Недра, 1980. – 375 с.

15. Башта, Т.М. Гидравлика, гидромашины и гидропривод: учеб. для вузов / Башта Т.М., Руднев С.С., Некрасов Б.Б. – М., 1982. – 211с.

16. Винников, В.А. Гидромеханика: учеб. для вузов / Винников В.А., Каркашадзе Г.Г. – М. Издательство Московского государственного горного университета, 2003. – 302 с.

17. Чичеров, Л.Г. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования: учеб. пособие для вызов / Чичеров Л.Г., Молчанов Г.В., А.М. Рабинович и др. – М.: Недра, 1987. – 422 с.

18. Хафизов, А.Р. Сбор, подготовка и хранение нефти. Технология и оборудование: учеб. пособие для вузов / Хафизов А.Р., Пестрецов Н.В., Чеботарев и др. – М., 2002 г., 551 стр.

19. Шаймарданов, В.Х. «Технология обессоливания нефти с использованием аппаратов с подвижной насадкой» / В.Х. Шаймарданов, Е.П. Масленников// Нефтяное хозяйство. – 2009. – №6. – 94-97 с.

20. Голубев, В.Ф. «Расчет вариантов технологического использования установок предварительного сброса воды в ООО «РН-Юганскнефтегаз»/В.Ф. Голубев, М.Х. Газизов, М.Ф. Голубев// Нефтяное хозяйство. – 2010. - №2. –109-111 с.