

Министерство образования и науки Российской Федерации
Филиал Федерального государственного автономного образовательного учреждения
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
в г. Нижневартовске

Кафедра «Информатика»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой «Информатика»
к.ф.-м.н., доцент

_____ / А.В.Ялаев

« ____ » _____ 2018 г.

**Разработка автоматизированной системы разделения
фракций добываемых нефтепродуктов в непрерывном
режиме**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ-12.03.01.2018.449.ПЗ ВКР

Консультанты
Экономическая часть

к.э.н., доцент

_____ /А. В. Прокопьев/

« ____ » _____ 2018г.

Безопасность жизнедеятельности

к.ф.-м.н., доцент

_____ /А. В. Ялаев/

« ____ » _____ 2018 г.

Руководитель работы

к.т.н., доцент

_____ /В.П.Мироненко/

« ____ » _____ 2018 г.

Автор работы

обучающийся группы НвФл-431

_____ / А.С.Ротарь /

« ____ » _____ 2018г.

Нормоконтролер

_____ старший преподаватель

_____ /Л. Н. Буйлушкина/

« ____ » _____ 2018г.

Нижневартовск 2018

АННОТАЦИЯ

Ротарь А. С Разработка автоматизированной системы разделения фракций добываемых нефтепродуктов в непрерывном режиме - Нижневартовск: филиал ЮУрГУ, Информатика: 2018, 91 с., 20 ил., 10 табл., библиогр. список – 21 наим., 3 прил.

Данная выпускная квалификационная работа является научно-исследовательской и представляет собой описание разработки автоматизированной системы разделения фракций добываемых нефтепродуктов в непрерывном режиме.

Произведен анализ и постановка задач автоматизации процессов первичной подготовки нефти. Выполнен расчет технико-экономической эффективности от внедрения автоматизированной системы разделения фракций добываемых нефтепродуктов в непрерывном режиме (АСРФ100). Предоставлены рекомендации и требования по обеспечению безопасности жизнедеятельности. Проведен литературный обзор.

					12.03.01.2018.449.ПЗ											
					<i>Разработка автоматизированной системы разделения</i>											
<i>Из</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>					
<i>Разработ</i>	<i>Ротарь А.С.</i>								<i>В</i>	<i>К</i>	<i>Р</i>	<i>5</i>	<i>91</i>			
<i>Проверил</i>	<i>Мироненко</i>								<i>Филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)»</i>							
<i>Н. контр</i>	<i>Буймишкина</i>															
<i>Утвердил</i>	<i>Ялаев А.В.</i>															

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 АНАЛИЗ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ ПЕРВИЧНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ.....	11
1.1 Перспектива автоматизации процессов первичной подготовки нефти	11
1.2 Сущность и методы обогащения.....	16
1.3 Способы разрушения нефтяных эмульсий.....	20
1.4 Установки для обезвоживания и обессоливания нефти, воды и газа.....	25
1.5 Оборудование для сбора и подготовки нефти.....	31
1.6 Гравитационное отстаивание.....	35
2 РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ РАЗДЕЛЕНИЙ ФРАКЦИЙ ДОБЫВАЕМЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ В НЕПРЕРЫВНОМ РЕЖИМЕ.....	39
2.1 Емкостный датчик CSB A41A5-32P-6-LZ	39
2.2 Методы разработки системы автоматического контроля обогащения извлекаемой нефти	42
2.3 Организация технического обслуживания отстойника.....	47
3 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ.....	53
4 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	57
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	68
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	70
ПРИЛОЖЕНИЯ	
ПРИЛОЖЕНИЕ А. ПРОЦЕССЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ПЕРВИЧНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	73

ПРИЛОЖЕНИЕ Б. РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ РАЗДЕЛЕНИЯ ФРАКЦИЙ.....	82
ПРИЛОЖЕНИЕ В. КОМПАКТ-ДИСК	91

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы. Западная Сибирь является крупнейшим поставщиком нефти в Российской Федерации. На ее территории находятся магистральные нефтепроводы общей протяженностью около 17 тыс. км, из них в Тюменской области 8 тыс. км, 83 нефтеперекачивающие станции (далее – НПС), резервуарные парки (далее – РП) общей вместимостью более 2,5 млн. м³.

В развитии нефтегазодобывающей промышленности, как и во всех других отраслях народного хозяйства, неизмеримо большую роль играет автоматизация. С развитием технического прогресса, с внедрением современных микропроцессорных приборов, с применением новых компьютерных систем изменились задачи и требования, предъявляемые к средствам автоматизации. И уже современные технологические процессы нефтедобычи невозможно стало представить без комплексной системы автоматизации, которая включает системы управления, контроля, сигнализации и сбора данных на базе современных аппаратно-программных средств.

Для решения новых задач и для выполнения современных требований стала необходимой, наряду с внедрением новых систем, реконструкция устаревших систем автоматизации на объектах нефтегазодобывающего производства.

Автоматическое управление НСП – это функционирование объекта с автоматическим выбором такого технологического режима, при котором обеспечивается наибольшая производительность с наименьшими затратами энергетических ресурсов, экономия которых является актуальной проблемой.

Добытая предприятиями сырая нефть, кроме растворенных в ней газов, в своей структуре имеет много примесей – мелкий песок, глина, кристаллики солей и воду. Доля твердых частиц в сырой нефти в целом не выше 1,5%, а масса воды может колебаться в широких пределах. С ростом длительности эксплуатации месторождения растет обводнение нефтяного пласта и масса воды в добываемой нефти. Во многих старых скважинах жидкость, получаемая из пласта, имеет 90%

воды. В нефти, идущей на переработку, не должно быть больше 0,3% воды. Чтобы снизить затраты на переработку нефти, которые называются потерей легких компонентов и отрицательный износ нефтепроводов и аппаратов переработки, извлекаемые из недр земли нефтепродукты подвергается тщательной обработке.

Чтобы сократить потери легких компонентов применяются специальные герметические резервуары хранения нефти. От большого количества воды и твердых частиц нефть освобождают путем отстаивания в резервуарах. Таким образом, повышение эффективности систем автоматического контроля обогащения извлекаемой нефти, является актуальной задачей, занимающихся проблемами автоматизированных систем управления производством и технологическими процессами сбором и подготовкой нефти.

На нефтегазовых промыслах зачастую используются централизованные схемы сбора и подготовки нефти. Сбор продукции производят от скважин на автоматизированные групповые замерные установки (далее – АГЗУ). От каждой эксплуатируемой скважины по индивидуальному трубопроводу на АГЗУ нефть поступает вместе с газом и пластовой водой. На АГЗУ происходит учет объема и массы 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).

Целью выпускной квалификационной работы является разработка автоматизированной системы разделения фракций добываемых нефтепродуктов в непрерывном режиме.

Основные задачи, решаемые в работе:

1. Охарактеризовать принципы обогащения нефти.
2. Рассмотреть способы разделения фракций извлечённой из скважины нефти.

3. Исследовать процессы разделения составляющих вода – нефть в первичных отстойниках резервуарах.

4. Изучить типы и структуру вертикальных отстойников.

5. Разработать автоматизированную систему разделения фракций добываемых нефтепродуктов в непрерывном режиме.

6. Определить экономическую эффективность разработанной системы контроля.

7. Раскрыть вопросы охраны труда и окружающей среды в процессе сбора и подготовки нефти.

Информационной базой для написания работы послужили учебная и справочная литература.

1 АНАЛИЗ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ ПЕРВИЧНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

1.1 Перспектива автоматизации процессов первичной подготовки нефти

Современный этап технологии сбора и подготовки нефти и газа характеризуется развитием автоматизированных систем управления производством и технологическими процессами. Задачи автоматизации технологического процесса – автоматическое поддержание уровня и давления в технологических аппаратах, регулирование расхода водонефтяной эмульсии и промывочной воды, подача заданного объема химических реагентов и защита от аварийных режимов. Схемой автоматизации должен быть также предусмотрен автоматический контроль обогащения извлекаемой нефти.

В настоящее время происходит единый подход к автоматизации нефтегазодобывающих предприятий, который является основным при определении объемов автоматизации и телемеханизации главного производства, являющийся источником повышения производительности труда за счет внедрения современной технологии.

Главным условием разработки проектов является экономическое обоснование эффективности автоматизации исследуемого района или объекта нефтедобычи.

Различные средства автоматизации и телемеханизации, такие, как: датчики и приборы, оборудование телемеханики, микропроцессорную технику, обязаны стать основой для технической базы автоматизированных систем управления технологическими процессами и производствами (далее – АСУ ТП и АСУП) добычи нефти и газа, а также соответствовать их главным требованиям.

Основные требования к выбору различных технических средств автоматизации и телемеханизации, автоматизированного оборудования при проектировании:

– технические средства автоматизации и автоматизированное оборудование обязаны отвечать требованиям государственных и отраслевых стандартов или

технических условий, утвержденных и прошедших регистрацию в установленном порядке;

– рекомендуется применять передовые технические средства автоматизации и телемеханизации, основывающиеся на микропроцессорной технике;

– есть необходимость повсеместно применять серийно выпускаемое оборудование, а в некоторых случаях разрешается применять технические средства автоматизации и автоматизированного оборудования, которые находятся в стадиях разработки или промышленного освоения, при тесном согласовании их поставки с компетентными органами;

– средства сбора и передачи информации обязаны отвечать за эффективное функционирование в работе по каналам связи, соответствующим российским нормам и учитывать их возможные стыковки с уже работающими системами телемеханики.

Применение заграничных технических средств автоматизации и автоматизированного оборудования обязано быть согласовано с конкретными организациями Миннефтепрома.

Технические средства автоматизации и телемеханизации обязаны отвечать за эффективное управление технологическими объектами нефтегазодобычи:

– местное – прямо на технологическом объекте;
– дистанционное – из аппаратурного блока или операторной;
– телемеханическое или в сетевом режиме – с верхнего уровня управления (диспетчерского пункта объекта или района).

Объем и порядок приема и передачи информации между уровнями управления происходит по принятому регламенту согласно с РД 39-5-1075-84.

Когда происходит оценка эффективности систем управления различными системами производства за основные принимают оценки качества и степени эффективности решения двух основных задач:

– повышение качества процесса основного сбора, обработки и использования информации для принятых целей управления. В качестве источников роста

техничко-экономической эффективности являются энерго- и ресурсосберегающие технологии управления, рост качества продукции. В результате расчет эффективности должен принимать во внимание такие показатели как цену проектирования и реализации задачи, степень взаимодействия обслуживающего персонала и программно-технической части системы, а также многие другие показатели;

– обеспечение безопасности производственных процессов.

В качестве источников повышения эффективности в данном случае есть: рост безопасности в гуманитарной, экологической и экономической составляющих до допускаемых уровней риска за счет применения процедур выявления и парирования отказов и проверки процессов, роста надежности системы управления и системы обеспечения безопасности производственного процесса. Эффективность оценивается по изменению объема ущерба аварий после введения мероприятий по повышению безопасности производственных процессов.

Имеющиеся в настоящее время стандарты нефтегазодобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий в разделе автоматизации и метрологии определяют жизненно важные характеристики и параметры, которые являются основными, обеспечивающими безопасность эксплуатации и минимизацию допустимой управляемости производственных объектов. Главной целью разработки информационно-управляющих систем является достижение эффективных показателей качества (далее – ПК) продуктов и (или) оптимальных (далее – ПТЭЭ). Главным условием при расчете ПТЭЭ, в целом, всегда, является возможность получить информации и использовать ее при управлении по техническим показателям (далее – ТП) эффективной работы агрегатов и установок, в частности, показателям качества продуктов или показателей технической эффективности – (далее – ТЭ) (к ТЭ относятся: общие затраты, качество управленческих процессов, потребительские качества – надежность).

В итоге, можно сказать, что есть необходимость получать по моделям и применять при управлении и диагностике состояния оборудования и процесса в

целом показателей: ТП, ПК и ПТЭЭ. Является неоспоримым, что экономически эффективные проекты в автоматизации связаны с решением (далее – АРС) «продвинутых» задач – АРС-задач или по другой имеющейся терминологии задач «усовершенствованного управления» – ССС-задач. Иногда используется терминология «интеллектуальные», «умные» технологии.

Для эффективного уровня производственного процесса это:

- обеспечить главные свойства интегрированных АСУ – оперативности и доступности информации для различного использования;
- оперативного расчета ПК продукции и ТЭ, например, ПТЭЭ для целей управления;
- моделирование процессов для эффективности управленческих процессов и разработки программ поддержки принятия управленческих решений;
- диагностики неисправностей, проверка состояния оборудования и внешней среды, прогноз развития производственных ситуаций и состояния оборудования.

Будущие в перспективе задачи добычи и подготовки нефти:

1. Способы и системы уменьшения обводненности скважинной продукции и оптимизации энергопотребления в процессе добычи нефти, например путем изменяющегося отбора скважинной продукции, оптимизации отборов на сетке скважин.
2. Способы и системы наибольшей добычи нефти с месторождения за счет эффективного управления системой и отбором скважинной продукции с кустов.
3. Способы и системы управления процессами подготовки нефти по запланированной обводненности товарной нефти в резервуарной и блочной технологиях подготовки нефти и оптимизация ПТЭЭ подготовки нефти.
4. Способы и системы управления по данным качества нефтепродуктов и показателям технико-экономической эффективности для процессов первичной и вторичной переработки нефти и газа.
5. Автоматическая координация работы и управление агрегатами установок поддержания пластового давления, КНС, ДНС, УПСВ, которые учитывают

технологические ограничения, динамику изменения состояния и ресурсов оборудования.

Будущие в перспективе задачи перекачки нефти и нефтепродуктов:

1. Эффективность энергозатрат при последовательно-параллельной перекачке нефтепродуктов, учитывающая технологические ограничения.

2. Эффективные задачи диагностики и проверки в процессе добычи и перекачки нефти.

3. Способы и системы диагностики элементов автоматизированного технологического комплекса и защиты от последствий отказов.

4. Способы и методы динамической адаптации характеристик контроллеров нижнего уровня АСУТП к нестационарности и нелинейности объектов.

5. Способы и системы диагностики несанкционированных проникновений и контроля утечек углеводородов из магистральных трубопроводов.

Методы решения поставленных задач.

Поставленные задачи разбиваются на три группы:

1. АРС-задачи, относимые к штатному управлению (далее – ШУ). В целом – это задачи оперативного управления по ПК и ПТЭЭ.

Для решения этого вида задач разрабатываются:

- модели для расчета ПК, показателей ТЭ и ПТЭЭ;
- комплексы сбора и обработки информации о технологических параметрах;
- способы и алгоритмы многоуровневого управления.

2. АРС – задачи диагностики состояния оборудования, защиты от последствий неисправностей, проверка технологических процессов, внешней среды, прогнозирования аварийных ситуаций. Чтобы решить задачи этого класса требуется разработка алгоритмов диагностики аппаратных отказов и защиты от последствий отказов на аппаратно-программном уровне контроллеров нижнего уровня методом применения прогнозных моделей, проектирования «виртуальных» датчиков.

3. Задачи технико-экономического обоснования (ТЭО) проектов АРС – систем, оценки уровня готовности производственной инфраструктуры к внедрению АРС – систем.

Решение поставленных задач основано на возможности использования НИОКР и фундаментальных исследований.

1.2 Сущность и методы обогащения

Методы обогащения сырья зависят от его фазового состояния. Жидкие растворы различных веществ концентрируют упариванием растворителя, вымораживанием, выделением примесей в осадок или газовую фазу.

Газовые смеси разделяют на компоненты последовательной конденсацией газов при их сжатии (компрессии) и понижении температуры.

Обогащение нефти легкими фракциями осуществляется с целью их сохранения и снижения плотности самой нефти. Обогащенная нефть содержит большее количество сжиженных легких углеводородов, чем резервуарная нефть, а отбензиненный газ получается более сухим.

Если в сырье содержится несколько полезных составляющих, его делят на составные части (фракции), обогащенные тем или иным компонентом и являющиеся сырьем для различных производств.

Термин «ОПИ». ОПИ – это сокращенное название обогащения полезных ископаемых. Обогащение полезных ископаемых – это комплекс процессов первичной обработки минерального сырья, который имеет своей целью отделение ценных минералов от пустой, бесполезной породы и разделение ценных минералов. В основе теории обогащения ископаемых заложен анализ свойств минералов, а также их взаимодействие в ходе разделения. Благодаря обогащению увеличивается концентрация ценных компонентов. Извлечение ценных компонентов в концентрат в ходе обогащения составляет порядка 60-95 процентов.

Все методы обогащения полезных ископаемых базируются на отличиях в физических и физико-химических характеристиках отдельных компонентов ископаемого. Так, бывают магнитное, гравитационное, электрическое, бактериальное, флотационное обогащения. Также есть и другие виды обогащения полезных ископаемых.

За счет предварительного обогащения ископаемых возможно:

- рост всех запасов минерального сырья благодаря использованию бедных месторождений с низким содержанием более ценных компонентов;
- увеличить производительность труда, уменьшить стоимость добываемой продукции благодаря механизации горных работ и сплошной выемки ископаемого взамен выборочной;
- увеличить технико-экономические показатели предприятий;
- осуществить необходимый комплексное использование ископаемых, так как предварительное обогащение дает возможность извлечь из них основные и сопутствующие компоненты;
- уменьшить расходы на транспортировку к конечным потребителям горной продукции благодаря транспортировке уже более обогащенных продуктов;
- выделить вредные примеси из минерального сырья.

Все эти процессы осуществляются на специальных обогатительных фабриках.

Извлечение и обогащение тяжелой нефти с помощью тепла. Основными методами, применяемыми при извлечении нефти с помощью тепла, являются: инъекция горячей жидкости, главным образом, горячей воды; инъекция пара для замачивания и отгонки, и сжигание in-situ. Другие методы, такие как инъекция горячего газа и глубинные генераторы пара, получили лишь ограниченное применение.

Помимо тепловой стимуляции для вторичного и третичного извлечения нефти применялись такие методы, как затопление водой, инъекция газа (главным образом, воздуха и CO_2), химические добавки и другие методы (микробный, электромагнитный, нагревание, добавление пены и т.д.), дающие различные

результаты в зависимости от конкретных условий месторождения. Широкое распространение получило добавление разбавителей с тепловой стимуляцией или без нее, дающее возможность существенно уменьшить количество энергии, требуемой для вытеснения сырой нефти.

Методы тепловой стимуляции преобладают во всех зонах усиленной добычи нефти (далее – УДН). Предпочтительным методом тепловой стимуляции является инъекция пара ввиду его простоты, относительно низкой стоимости и эффективности в осуществлении имеющихся проектов.

Температура пара и давление для инъекции в нефтяные формации зависят от характеристик месторождения: глубины залегания и проницаемости, а также от таких исходных качеств, как вязкость и вес. Температура около 350⁰С и давление 12-17 МПа, пригодны для месторождений глубиной 500-1000 метров. Для более глубоких месторождений эффективность инъекции пара снижается, хотя улучшенная изоляция скважины и более высокие температура и давление позволяют разрабатывать и более глубокие пласты.

Экстракция сверхтяжелых нефти и битума и извлечение нефти из нефтеносных песков и сланцев требуют исключительно термальных методов.

Обезвоживание – это процесс отделения жидкой фазы (обычно воды) от полезного ископаемого или полученных из него продуктов переработки.

Обезвоживание осуществляется в обезвоживающих установках. Для интенсификации процессов обезвоживания используется флокуляция и коагуляция тонких частиц. Обезвоживание нефти проводится для выделения пластовой воды из продукции нефтяных скважин на нефтяных промыслах. Обезвоживание основано на разрушении водонефтяной эмульсий. Содержание воды в нефти после её обезвоживания (перед подачей в систему магистральных нефтепроводов) не должно превышать 1%. Обезвоживание нефти имеет важное значение для охраны окружающей среды, так как выделяемая при этом пластовая вода закачивается обратно в продуктивные горизонты (для поддержания пластового давления), а следовательно, сокращается использование для этих целей пресной воды.

Дезэмульсация – есть процесс разрушения и расслоения нефтяных эмульсий на нефть и воду. Он происходит на нефтяных месторождениях при подготовке нефти к транспортировке и на нефтеперерабатывающих заводах.

Способами дезэмульсации являются: обработка эмульсий реагентами – дезэмульгаторами, нагревание; отстаивание, воздействие электрическими или электростатическими полями, импульсные воздействия, создаваемые с помощью различных источников колебаний, а также специальные режимы турбулентного смешивания эмульсии и др.; центрифугирование; фильтрация через специальные пористые материалы.

Самый значительный эффект дезэмульсации получается сочетанием нескольких методов воздействия на эмульсии (реагенты – дезэмульгаторы, нагрев, турбулизация, электрическое поле и др.). Комплексными методами дезэмульсации являются внутритрубная дезэмульсация, осуществляемая при турбулентном перемешивании эмульсии с дезэмульгатором, вводимым в поток обводнённой продукции скважин специальными дозаторами (типа БР-10, БР-25 и др.), и дальнейшим её подогреве и отстаивании.

Дезэмульсацию производят на установках подготовки нефти, на которых одновременно идут процессы отделения воды, сепарация нефти от газа и её очистка от хлористых солей и мехпримесей.

1.3 Методы очистки нефтяных эмульсий

Очистка нефти от различной примеси. От большого объёма воды и твёрдых частиц нефти освобождают путём отстаивания в резервуарах-отстойниках на холоду или при подогреве. В итоге их обезвоживают и обессоливают на специальных установках.

Необходимо также отметить, что вода и нефть бывает часто образуют трудно делимую эмульсию, в результате сильно замедляется процесс обезвоживания нефти. Имеются два вида нефтяных эмульсий: нефть в воде, называемая

гидрофильной эмульсией, и вода в нефти, называемая гидрофобной эмульсией. Наиболее часто встречается гидрофобный вид нефтяных эмульсий. Получению стойкой эмульсии предшествуют уменьшение поверхностного натяжения на границе раздела фаз и создание вокруг частиц дисперсной фазы достаточно прочного адсорбционного слоя. Эти слои образуют третьи вещества – эмульгаторы. К гидрофильным эмульгаторам причисляют щелочные мыла, желатин, крахмал. Гидрофобными бывают очень хорошо растворимые в нефтепродуктах щелочноземельные соли органических кислот, смолы, а также мелкодисперсные частицы сажи, глины, окислов металлов и т.п., намного легче смачиваемые нефтью, чем водой.

Есть несколько методов разрушения нефтяных эмульсий:

1. Механический метод:

– отстаивание применимо к свежим, легко разрушимым эмульсиям.

Расслаивание воды и нефти происходит за счет разности плотностей компонентов эмульсии. Процесс убыстряется нагреванием до 120-160°C под давлением 8-15 ат в течение 2-3 ч, без испарения воды;

– центрифугирование – отделение примесей под действием центробежных сил. Применим очень редко, сериями центрифуг с оборотами от 3500 до 50000 в мин., имея производительность 15 – 45 м³/ч каждая центрифуга.

2. Химический метод: разрушение эмульсий производится способом применения поверхностно-активных веществ – деэмульгаторов.

Разрушение получается за счет:

– вытеснения эмульгатора веществом с большей активностью;
– образования эмульсий противоположного типа (инверсия ваз);
– растворения адсорбционной пленки, как результат ее химической реакции с вводимым в систему деэмульгатором.

3. Электрический: когда нефтяная эмульсия попадает в переменное электрическое поле, частицы воды, больше реагирующие на поле чем нефть,

начинают колебаться, сталкиваться друг с другом, и это приводит к тому, что частицы объединяются, укрупняются и к быстрому расслоению с нефтью.

Нефтяные эмульсии. Добытую сырую нефть всегда сопровождает пластовая (буровая) вода. В пластовых водах растворяются различные соли, такие как хлориды и бикарбонаты натрия, кальция, магния, реже карбонаты и сульфаты. Наличие солей в пластовых водах колеблется в пределах, от малого до 30%.

То, что в нефти, поступающей на переработку, содержатся воды и соли, плохо отражается на работе нефтеперерабатывающего завода. При большом объеме воды растет давление в аппаратуре установок перегонки нефти, уменьшается их производительность, используется лишнее тепло на нагревание и испарение воды.

Наиболее губительным действием обладают хлориды. Хлориды слоятся в трубах теплообменников и печей, что приводит к необходимости многократной очистки труб, уменьшает коэффициент теплопередачи. Хлориды, особенно, кальция и магния, гидролизуются, образуя соляную кислоту даже при низких температурах. Соляная кислота разрушает металл аппаратуры технологических установок. Разъедается под действием гидролизовавшихся хлористых солей конденсационно-холодильная аппаратура перегонных установок. Соли, накапливаясь в остаточных нефтепродуктах – мазуте и гудроне, намного ухудшают их качество. Таким образом, перед подачей нефти на переработку ее необходимо отделить от воды и солей.

Имеется два типа технологических процессов удаления воды и солей – обезвоживание и обессоливание. Основой обоих процессов является разрушение нефтяных эмульсий.

Обезвоживание происходит на промыслах и параллельно с дегазацией является первым шагом подготовки нефти к транспортировке и переработке.

Эмульсия – это есть система двух взаимно нерастворимых или не вполне растворимых жидкостей, в которых одна содержится в другой во взвешенном состоянии в виде огромного количества микроскопических капель (глобул),

насчитывающих триллионы на литр эмульсии. Жидкость, в которой находятся глобулы, называется дисперсной средой, а другая жидкость, находящаяся в дисперсной среде, – дисперсной фазой.

Расслаивание нефтяных эмульсий в естественных условиях часто происходит по прохождении длительного времени. Но бывает, что происходит неполное расслаивание, в результате которого между слоями воды и нефти остается промежуточный эмульсионный слой.

Нефтяные эмульсии, в основном, являются эмульсии типа вода в нефти, в которых дисперсной средой является нефть, а дисперсной фазой – вода. Такая эмульсия гидрофобна: в воде она всплывает, а в бензине или других растворителях равномерно распределяется.

Намного реже бывает эмульсия типа нефть в воде, в которых дисперсной средой служит вода. Такая эмульсия гидрофильна: в воде она равномерно распределяется, а в бензине тонет.

Эмульсии образуются благодаря поверхностным явлениям. Поверхностный слой жидкости на границе с воздухом или другой жидкостью характеризуется поверхностным натяжением, то есть силой, с которой жидкость сопротивляется увеличению своей поверхности. Поверхностное натяжение нефти и нефтепродуктов находится в пределах 0,02–0,05 н/м (20 – 50 дн/см).

Проведённые опыты показывают, что добавка некоторых веществ к чистым нефтяным поганам дает понижение их поверхностного натяжения на границе с водой.

В некоторых случаях вещества при растворении в очень малых концентрациях значительно понижают поверхностное натяжение растворителя. Вещества, которые понижают поверхностное натяжение, называются поверхностно-активными. Особенность этих веществ в том, что в их состав входит углеводородный радикал и полярная группа (гидрофильная часть молекулы).

Каждая эмульсия, а также и нефтяная, образуется только тогда, когда механическое воздействие на смесь двух взаимно нерастворимых жидкостей будет вызывать диспергирование, то есть дробление жидкости на мелкие частицы.

В этом процессе тяжелая жидкость осядет на дно, капельки дисперсной фазы, сталкиваясь друг с другом, объединяться в более крупные. Оба эти процесса и приведут к расслаиванию эмульсии на два слоя. При высоком уровне дисперсности, то есть когда диаметр капель дисперсной фазы измеряется десятками долями микрона (10^{-7} м) и межмолекулярные силы уравнивают гравитационные силы, разрушение эмульсии становится затруднительным.

По другому идет процесс, если смесь двух нерастворимых жидкостей находится в условиях, которые способствуют диспергированию, и в ней есть поверхностно-активное вещество, которое снижает поверхностное натяжение за счет образования адсорбционного слоя, (Рисунок А (1.1), А (1.2)).

Таким образом, перед межфазными уровнями ставится задача определения межфазного уровня нефть – вода. Но, специалисты, занимающиеся процессом подготовки нефти, знают, что такой фазы нет. Между нефтью и водой есть переходная эмульсионная зона «промслой». Существование «промслоя» делает классическое определение межфазы, как границы нефть/вода немного условной.

В технологических процессах с низкой динамикой данное определение может быть не критичным в виду постоянства «промслоя» (Рисунок А(1.1)).

Однако, в более сложных технологических режимах при не стабильном «промслое», или когда в резервуарах и технологических аппаратах нет ни нефти, ни воды, а только «промслой» с различными свойствами эмульсии (Рисунок А (1.2)), измерительная информация о межфазном уровне нефть/вода будет не достоверной и соответственно может привести к ошибочным технологическим решениям.

В концепции развития изучение межфазных уровней занимает главное место, поскольку именно там происходят основные процессы по разделению нефти и

воды, а то, как эти процессы идут, является важнейшей информацией для технологов в решении технологических задач подготовки нефти и воды.

Эмульгатор – это вещество, содействующие образованию и стабилизации эмульсий. Ими являются полярные вещества нефти, такие как смолы, асфальтены, асфальтогеновые кислоты и их ангидриды, соли нафтенных кислот, а также различные неорганические примеси.

Исследования учёных показали, что в образовании стабильных эмульсий принимают участие много различных твердых углеводородов.

Микрочастицы парафинов, церезинов и смешанных парафина-нафтенных углеводородов, адсорбируясь на поверхности эмульсионных глобул, образуют специфическую броню.

Свойство эмульсии зависит от качеств эмульгатора. В сырой нефти часто образуется гидрофобная эмульсия типа вода в нефти, так как эмульгаторами в здесь являются смолы. Они хорошо растворимы в нефти и не растворимы в воде. Смолы, адсорбируясь на поверхности раздела нефть-вода, попадают в поверхностный слой со стороны нефти и создают стабильную оболочку вокруг частиц воды.

Схема разрушения нефтяных эмульсий состоит из нескольких этапов:

- столкновение глобул (частиц) воды;
- слияние глобул в крупные капли;
- выпадение капель.

Действие электрического поля создаёт благоприятные условия для роста вероятности столкновения глобул воды, тепло благоприятствует росту разности плотностей воды и нефти, снижению вязкости нефти, что облегчает быстрый и полный отстой капель воды. Под действием деэмульгаторов ослабляется механическая прочность слоев, обволакивающих капли воды. В виде деэмульгаторов применяются различные поверхностно – активные вещества.

По свойствам поведения в водных растворах деэмульгаторы делятся на ионоактивные и неионогенные. Первые в растворах диссоциируют на катионы и

анионы, вторые ионов не образуют. Исследования, проведенные в России и за рубежом, показали, что наилучшим деэмульгирующим действием обладают неионогенные вещества.

Расход неионогенных деэмульгаторов во много раз меньше, а эксплуатационные затраты на обессоливание 1 т нефти в пять раз меньше, чем при применении ионогенных веществ.

В современной нефтедобыче используются различные неионогенные деэмульгаторы, из них больше известны ОЖК и ОП-10. Деэмульгатор ОЖК – это оксиэтилированные жирные кислоты, а ОП-10 оксиэтилированные алкилфенолы.

Больше всего в нефтедобыче используются термохимические и электрические методы разрушения эмульсий.

1.4 Установки для обезвоживания и обессоливания нефти, воды и газа

Сбор и подготовка нефти. После того как нефть одним из способов подняли из скважины на поверхность, она попадает в систему сбора и подготовки продукции. Вся эта система представляет собой довольно сложный комплекс нефтепромыслового оборудования, состоящий из трубопроводов, запорно-регулирующей аппаратуры, замерных установок, сепараторов, резервуаров. Формируется система сбора и подготовки нефти в соответствии с проектом обустройства месторождения, который разрабатывается специализированной проектной организацией (проектным институтом).

Продукция нефтяных скважин практически никогда не состоит из чистой нефти. Как правило, она представляет собой смесь нефти, воды и газа с небольшими примесями других веществ. Поэтому важнейшей задачей системы сбора и подготовки нефти является сепарация, то есть разделение нефти, газа и воды друг от друга. Принципиальная схема сбора и подготовки нефти представлена на рисунке А (1.3).

На первой стадии сбора и подготовки скважинная жидкость по выкидной линии попадает на групповую замерную установку (далее – ГЗУ), где определяется количество добываемой из скважин жидкости и производится частичное отделение попутного газа и воды от нефти. Далее нефть посредством дожимной насосной станции (далее – ДНС) через сборные коллекторы направляется на центральный пункт сбора (далее – ЦПС).

«Пункт сбора» – понятие довольно приблизительное. Это может быть что угодно: от очень простой станции сбора до сложного центра комплексной подготовки, где добытые флюиды проходят подготовку и разделяются на газ, газоконденсатные жидкости, воду и стабилизированную нефть.

Окончательная подготовка нефти проводится на установке комплексной подготовки нефти (далее – УКПН), являющейся составной частью понятия ЦПС. Процесс окончательной подготовки нефти включает:

- процесс дегазации;
- процесс обезвоживания (разрушение водонефтяной эмульсии, которая получается при подъеме нефтепродукции из скважины и транспортировки ее до УКПН);
- процесс обессоливания (удаление солей в процессе добавления пресной воды и многократного обезвоживания);
- процесс стабилизации (удаление легких фракций с целью снижения потерь нефти при ее транспортировке).

Нефть после подготовки направляется в товарный парк, в котором есть резервуары разной вместимости: от 1000 м³ до 50000 м³. Потом нефть через головную насосную станцию подается в магистральный нефтепровод. Замер объема сдаваемой на транспортировку нефти производится на Узле учета, оборудованном в соответствии с техническими условиями (далее – ТУ) АК «Транснефть».

На разных стадиях разработки нефтяных месторождений объем воды в нефти бывает в интервале от очень низкого и доходит до 98-99 %. Когда нефть и вода

движется по стволу скважины и трубопроводам получается их взаимное смешивание, в результате чего образуются эмульсии по причине наличия в нефти особых веществ – природных эмульгаторов (асфальтенов, смол и т.д.). При этом, кроме высокоминерализованной воды в нефти во взвешенном состоянии содержатся кристаллики различных солей. Вода, соль и механические примеси загрязняют нефть и являются причиной снижения производительности загрузки трубопроводного транспорта. Когда происходит транспортировка загрязнённой нефти, тогда засоряются транспортные коммуникации, оборудование, аппаратура, резервуары и, уменьшается эффективный объем трубопроводов и резервуаров. Наличие в нефти воды и солей снижает производительность процессов технологических установок нефтепереработки, нарушается технологический режим процессов работы отдельных установок и аппаратов, ухудшается качество получаемых нефтепродуктов. Очень опасно содержание солей в сернистых нефтях – сероводород с хлористым водородом очень коррозионные. В связи с этим, добытую нефть надо как можно быстрее освободить от воды, солей и механических примесей, с момента образования эмульсии, не доводя её до старения.

Для обезвоживания и обессоливания нефтей используются установки подготовки нефти (далее – УПН). На этих установках также проводятся процессы по снижению способности нефти к испарению (с целью уменьшения потерь лёгких углеводородов), то есть происходит процесс стабилизация нефти.

Выгодно устанавливать УПН в местах наибольшей концентрации нефти на промысле, то есть, в товарных парках. Учитывая принятую схему сбора и транспорта нефти и газа, предусматривается вероятность подготовки нефти на другом нефтяном месторождении, если на эксплуатируемом месторождении случилась авария.

Добытую с нефтью пластовую воду с солями необходимо удалять на нефтяных промыслах. Основными процессами являются обезвоживание и обессоливание. Нефтяники применяют такие типы деэмульгаторов: дипроксамин,

проксамин, дисолван, сепарол, полиакриламид, оксиэтилированный препарат ОП и др.

Деэмульгатор должен обладать такими качествами:

- необходимо быть высокоактивным при малых расходах;
- необходимо растворяться в воде или нефти;
- необходимо быть дешевым и транспортабельным;
- необходимо не ухудшать свойства и качества нефти;
- необходимо быть стойким к изменениям температуры.

Результат деэмульсации зависит от интенсивности перемешивания деэмульгатора с эмульсией и температуры смеси.

Основные способы обезвоживания и обессоливания:

1) холодный отстой, 2) термохимические, 3) электрические.

Холодный отстой состоит в том, что в нефть вводят деэмульгатор и в итоге отстоя в отстойниках – резервуарах из нефти выпадает свободная вода. Особенность процесса – это нет потери тепла на указанный процесс.

Термохимическое обезвоживание и обессоливание состоит в нагреве эмульсии и в химическом воздействии на нее деэмульгаторов. При нагреве эмульсии ее вязкость понижается, что во много раз облегчает отделение воды.

Универсальная схема термохимического обезвоживания и обессоливания показана на рисунке А (1.4).

Термохимические установки работают под атмосферным и избыточным давлением, а также с промывкой горячей водой. Во многих случаях вода из отстойников – резервуаров идёт в смеситель, или после теплообменников эмульсия идёт в колонну-контактор, в который подаются горячая вода и деэмульгатор.

Применяются сложные аппараты, в которых совмещаются процессы подогрева, регенерации теплоты нефти и отстоя при обезвоживании и обессоливания нефти. Они размещаются на территории крупных месторождений, а также на главных установках подготовки нефти. Работа таких аппаратов полностью автоматизирована.

Электрическое обезвоживание и обессоливание основывается на появлении разноименных электрических зарядов на противоположных концах каждой капли воды, а также на притяжении этих капель и разрушении плёнок нефти между этими капельками в итоге воздействия электрического поля. Между двумя электродами, при токе высокого напряжения, пропускают нефтяную эмульсию, и при этом процессе укрупняемые капли воды оседают на дно отстойника. Нефтяники применяют также установки, которые объединяют термохимическое обезвоживание с электрическим. Принципиальная схема такой установки приводится на рисунке А (1.5).

Таким образом, главными технологическими аппаратами и оборудованием установок обезвоживания и обессоливания есть теплообменники, подогреватели, отстойники, электро-дегидраторы, резервуары, насосы, сепараторы-деэмульгаторы.

При эффективной эксплуатации нефтяных месторождений применяют также трубную деэмульсацию, которая заключается в том, что в трубопроводные сети, по которой транспортируется нефть на месторождении, вводят деэмульгатор. Отделение воды от нефти производится в специальных резервуарах – отстойниках. Этот процесс обычно проводят в случаях совместного движения эмульсии и деэмульгатора в течение не меньше, чем 4 ч.

При транспортировке нефти происходит её испарение и возможны потери лёгких фракций, для предупреждения этих потерь необходима стабилизация нефти, то есть отделение из нефти наиболее лёгких углеводородов (этан, пропан, бутан). Процесс стабилизации отличается тем, что нефть подогревают до температуры 80-120⁰С в специальной стабилизационной колонне и отделяют лёгкие фракции. Затем они охлаждаются и конденсируются. Продукты стабилизации направляются на газоперерабатывающий завод (далее – ГПЗ), а нефть – на нефтеперерабатывающий завод (далее – НПЗ).

Чаще всего стабилизационные установки размещаются в районе товарных резервуарных парков или на нефтесборном пункте эксплуатируемого месторождения после установок обезвоживания и обессоливания.

Принципиальная схема стабилизационной установки показана на рисунке А (1.6). Группы качества нефти, сдаваемой нефтедобывающим предприятиям, приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Группы качества нефти, которые сдают нефтедобывающим предприятиям

Показатель	Группа нефти		
	I	II	III
Максимальное содержание воды, %	0,5	1	1
Максимальное содержание хлористых солей, мг/л	100	300	1800
Максимальное содержание механических примесей, %	0,05	0,05	0,05
Максимальное давление насыщенных паров при температуре 20 °С в пункте сдачи, Па	6665	6665	6665

1.5 Оборудование для сбора и подготовки нефти

Современные предприятия трубопроводного транспорта – это сложные комплексы инженерно-технических сооружений, связанные между собой технологическими процессами, обеспечивающими прием, хранение, транспортировку и снабжение потребителей нефтью, нефтепродуктами или газом. Одними из таких сложных инженерно-технических сооружений являются резервуары для подготовки нефти и нефтепродуктов, одним из которых являются резервуары отстойники.

Отстойник предназначен для отстоя нефтяных эмульсий с целью разделения последних на составляющие их нефть и пластовую воду. Допускается применение установки для подготовки лёгких и средних нефтей, не содержащих сероводород и другие коррозионно-активные компоненты.

На сегодняшний день резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов существуют во множестве различных вариантов.

Применение резервуаров для хранения нефти характеризуется допустимыми параметрами отстаиваемой среды:

- необходимо содержание сероводорода не больше 8% по объёму;
- необходимо содержание механических примесей не больше – 10 г/м³;
- необходим медианный размер частиц механических примесей – не больше 0,02 мм;
- необходима обводнённость сырья – не больше 30%;
- необходима обводнённость выходящей нефти – не больше 0,5%.

По направлению движения потока суспензии резервуары – отстойники делятся на радиальные, горизонтальные, вертикальные и наклонные, или тонкослойные. В радиальных отстойниках суспензию подают в центр аппарата и затем к периферии. В горизонтальных отстойниках суспензия загружается с одного конца аппарата и идёт вдоль него. В вертикальных отстойниках суспензия подаётся снизу и поднимается вверх, при этом скорость восходящего потока обязана быть меньше скорости оседания твердых частиц (иногда для ускорения осаждения начальную смесь подают под слой сгущающегося осадка). В наклонных отстойниках осаждение осуществляется в пакетах пластин (или труб), наклоненных под углом 45-60°.

Наиболее распространены, как у нас в стране, так и за рубежом, стальные резервуары. В соответствии с требованиями документа применяются следующие типы стальных резервуаров:

- цилиндрические резервуары РВС с конической или сферической крышей вместимостью до 20000 м³ (при хранении ЛВЖ) и до 50000 м³ (при хранении ГЖ);
- резервуары цилиндрические с крышей и плавающим понтоном до 50000 м³;
- резервуары вертикальные цилиндрические с плавающей крышей до 120000 м³.

Параметры наиболее известных вертикальных стальных резервуаров даны в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Параметры вертикальных стальных резервуаров

Резервуар	Фактический объем, м ³	Внутренний резервуар, диаметр, мм	Высота корпуса, мм
PBC-100	106	4730	5920
PBC-200	206	6630	5920
PBC-300	334	7580	7375
PBC-400	423	8530	7375
PBC-700	767	10 430	8845
PBC-1000	1066	12 320	8845
PBC-2000	2136	15 180	11 805
PBC-3000	3348	18 980	11 825
PBC-5000	4834	22 790	11 845
PBC-10000	10 960	34 200	11 920

Рассмотрим оборудование вертикального резервуара типа PBC.

Цилиндрический корпус вертикального резервуара типа PBC, (Рисунок А (1.8)), сделан из стальных листов, которые были изготовлены толщиной от 4 до 25 мм, а кровля имела коническую форму. Горизонтальный ряд сваренных между собой листов есть пояс резервуара. Нижние пояса принимают большую гидростатическую нагрузку, чем верхние пояса, поэтому они делаются из намного более толстых стальных листов.

Щитовая кровля больших резервуаров – отстойников опирается на фермы и на центральную стойку. Сварное днище расположено на песчаной подушке, обработанной битумом, и имеет уклон от центра к периферии. Благодаря этому происходит намного более полное удаление подтоварной воды.

Резервуары типа PBC производятся объемом от 100 до 50000 м³ и рассчитываются на избыточное давление 2 кПа и вакуум 0,2 кПа. Для уменьшения потерь нефти от испарения вертикальные резервуары – отстойники оборудуют понтонами или плавающими крышами.

Резервуары с плавающей крышей (далее – РВСПК) не имеют постоянной кровли. Роль крыши у резервуаров выполняет стальной диск, который плавает на поверхности нефти. Дискосые однослойные крыши менее металлоёмки, но когда происходит течь, такие крыши тонут. Двухслойные крыши – это пустотелые короба, разделённые перегородками на отсеки, которые обеспечивают плавучесть. Диаметр крыш резервуара на 100-400 мм меньше диаметра резервуара. Кольцевое пространство герметизируется при помощи уплотняющих затворов. В крайнем нижнем положении плавающая крыша держится на опорных стойках высотой 1,8 м, что даёт возможность рабочим проникать внутрь резервуара и выполнять необходимые работы.

Эксплуатируются также резервуары – отстойники, имеющие стационарную крышу, снабженные плавающим на поверхности понтоном. Выполненные из металла понтоны не отличаются от плавающих крыш. Синтетические понтоны покрываются ковром из полиамидной плёнки и, практически, являются непотопляемыми.

На резервуарах – отстойниках устанавливается такое оборудование, (Рисунок А (1.7):

– оборудование, обеспечивающее надёжную работу и снижение потерь нефтепродуктов;

– оборудование для обслуживания и ремонта;

– оборудование противопожарное, для контроля и сигнализации.

Оборудованием первой группы является:

– дыхательная арматура;

– приёмо-раздаточные патрубки;

– средства защиты от коррозии;

– оборудование для подогрева нефти.

Роль дыхательной арматуры состоит в следующем: при заполнении резервуаров или повышении температуры в газовом пространстве давление в них возрастает. Чтобы избежать разрывы резервуаров, на них устанавливаются

дыхательные и предохранительные клапаны. Дыхательные клапаны начинают свою работу, как только избыточное давление в газовом пространстве достигнет 2000 Па, предел работы предохранительных клапанов на 5% больше, они страхуют дыхательные клапаны.

Оборудование резервуаров предназначено для обеспечения правильной и безопасной эксплуатации и, в частности, для проведения операций по приему, хранению и отпуску нефти, замеру уровня нефти, отбору проб, зачистке и ремонту резервуара, удалению подтоварной или пластовой воды, поддержанию в резервуаре требуемого давления, предотвращению аварий от ударов молнии, от накопления зарядов статического электричества.

Материалы изготовления резервуаров вертикальных стальных РВС:

- сталь С245, С255, Ст3сп5, Ст3пс5, С390, С440, 09Г2С-12, 09Г2С-13, 09Г2С-14;
- сталь 12Х18Н10Т (нержавеющая сталь).

1.6 Гравитационное отстаивание

Для механического способа обезвоживания нефти применяется, главным образом, гравитационное отстаивание. Добываемая из нефтяных и газовых скважин продукция не являются собой чистыми нефтью и газом. Из эксплуатируемых скважин вместе с нефтью добывают пластовую воду, попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента).

Оборудование для обезвоживания нефти должно иметь такую конструкцию, чтобы было возможно осуществлять эффективное разделение нефти и воды, то есть, нефть на выходе из аппарата должна содержать минимальный объем воды и солей, а в отделившейся воде, необходимой для закачки снова в пласт, не должно быть эмульгированных капелек нефти и механических примесей. Преобладающим при разделении нефти и воды в резервуарах-отстойниках является

гидродинамический эффект, основанный на действии гравитационных сил, то есть разностью плотностей фаз и скоростью потока.

Нефтяники применяют два способа режимов отстаивания: периодический и непрерывный, которые осуществляются в отстойниках периодического и непрерывного действия. В качестве отстойников периодического действия обычно применяют цилиндрические отстойные резервуары (резервуары отстаивания), подобным резервуарам, которые предназначены для хранения нефти.

Добытая нефть, которая подвергается обезвоживанию, вводится в резервуар при помощи распределительного трубопровода (маточника). После того, как резервуар заполнит вода, она отстаивается в нижней части, а нефть поднимается в верхнюю часть резервуара. Отстаивание происходит при спокойном (неподвижном) состоянии обогатимой нефти. Когда заканчивается процесс обезвоживания, нефть и вода отбираются из отстойного резервуара. Эффективные результаты работы отстойного резервуара получаются только в случае содержания воды в нефти свободном состоянии или в состоянии крупнодисперсной нестабилизированной эмульсии [4]. Нефтяной отстойник – это есть цилиндрическая емкость. Основными элементами данного устройства являются вводный штуцер для подачи эмульсии, соединенный с двумя перфорированными коллекторами, специальный уровнемер, приспособление для сбора и вывода чистой нефти с выпускным штуцером, переливной клапан для сброса пластовой воды. Разделение поступающей эмульсии осуществляется за счет разницы в удельном весе ее составляющих. Капли влаги укрупняются и оседают на дно. Более легкая обезвоженная нефть поднимается вверх.

В таблице 1.3 приведены показатели работы резервуаров-отстойников для обезвоживания нефтяной эмульсии с содержанием воды 40% массы. с применением и без применения процесса внутритрубной деэмульсации до отстоя.

Таблица 1.3 – Показатели работы резервуаров-отстойников

Наименование показателей	Отстойник на основе резервуара
--------------------------	--------------------------------

	РВС-1000	РВС-2000	РВС-5000
Производительность по наличию эмульсии, тыс. м ³ /сут	3	6	11
Объём воды в эмульсии, % масс.	40	40	40
Объём воды в нефти после отстойника с предварительной внутритрубной деэмульсацией, % масс.	2	2	2
Объём воды в нефти после отстойника без предварительной внутритрубной деэмульсацией, % масс.	12	12	12
Объём нефти в отходящей пластовой воде, мг/л	100	100	100
Высота уровня воды, м	4,5	5,0	5,0
Высота, до которой наполняется отстойник, м	8,5	10,0	10,0
Температура отстоя, °С	20	20	20

Резервуары-отстойники для обезвоживания нефти делают на базе типовых вертикальных резервуаров РВС, они работают с постоянным уровнем нефти (чтобы исключить большие «дыхания») и оборудуются специальным распределительным устройством, которое обеспечивает равномерность подъёма нефтеводяной смеси по всему сечению аппарата. На рисунке А (1.9) приведена схема одного из вариантов резервуара-отстойника.

Основными факторами, обеспечивающими надежность и долговечность резервуаров отстойников, являются качественное сооружение оснований и фундаментов, качественное заводское изготовление стальных конструкций и правильная их транспортировка, соблюдение геометрической формы резервуаров и их элементов.

Выводы по разделу один:

Технология сбора и подготовки нефти и газа на современном этапе отличается применением автоматизированных систем управления как производством, так и технологическими процессами. С целью сохранения и стяжения плотности добываемой нефти производится её обогащение лёгкими фракциями. В следствии в структуру обогащённой нефти входит большой процент сжиженных лёгких углеводородов. Нефтепродукты, содержащие несколько полезных составляющих, затем делятся на фракции (составные части), обогащённые различными компонентом и являющиеся сырьем для различных производств. Методом отстаивания в резервуарах на холоду или при подогреве нефть освобождается от большого количества воды, солей и от наличия твердых частиц.

Обезвоживание и обессоливание нефтей происходит на установках подготовки нефти. На этих установках проводится снижение способности нефти к испарению (с целью уменьшения потерь лёгких углеводородов), т.е. осуществляется стабилизация нефти.

Резервуары-отстойники предназначаются для отстоя нефтяных эмульсий для того чтобы разделить нефтяные эмульсии на составляющие их нефть и пластовую воду. Разрешается применять установки для подготовки легких и средних нефтей, которые не содержат сероводород и другие коррозионно-активные компоненты.

Применяемые два вида режимов отстаивания происходят в отстойниках периодического и непрерывного действия. Для отстойников периодического действия применяют в основном цилиндрические отстойные резервуары (резервуары отстаивания).

2 РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ РАЗДЕЛЕНИЙ ФРАКЦИЙ ДОБЫВАЕМЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ В НЕПРЕРЫВНОМ РЕЖИМЕ

2.1 Емкостный датчик CSB A41A5-32P-6-LZ

Многофункциональные датчики уровня, датчики уровня раздела сред, уровнемеры, датчики температуры и датчики давления применяются для автоматизации технологических процессов в нефтедобывающей, химической, металлургической и других отраслей промышленности в составе автоматизированных комплексов и систем и обеспечивают взрывобезопасный мониторинг резервуаров с жидкими и сыпучими средами.

Ёмкостный датчик CSB A41A5-32P-6-LZ

Выключатель ёмкостный бесконтактный (датчик) CSB A41A5-32P-6-LZ предназначен для бесконтактной коммутации исполнительных устройств в промышленных автоматизированных устройствах, линиях, станках и системах. На рисунке Б (2.1) показан габаритный чертеж и схема подключения; на рисунках Б (2.2 – 2.3) показаны значение, принцип действия, техническая характеристика датчика; на рисунке Б (2.4) даются указания по мерам безопасности и установки датчика.

Конструкция емкостного датчика уровня жидкости показана на рисунке Б (2.5).

Преобразователь состоит из двух параллельно соединенных конденсаторов C_1 и C_0 . C_0 – диэлектрик – вода дистиллированная, C_1 – диэлектрик–нефтепродукт. Емкость такого преобразователя равна:

$$C = C_1 + C_0 = \left[\varepsilon_1 l + (l_0 - l_1) \varepsilon_0 \right] \cdot \frac{2\pi}{\ln \frac{R_1}{R_2}}, \quad (1)$$

где ϵ_1 , ϵ_0 – диэлектрические проницаемости соответственно нефтепродукта и воды дистиллированной;

R – радиусы электродов;

l – длина конденсатора.

Работа емкостных датчиков уровня основана на различии диэлектрической проницаемости контролируемого материала и воздуха.

Емкостные датчики используются для контроля уровня как жидких, так и сыпучих сред. Устанавливаются, как правило, в боковую стенку резервуара на таком уровне на котором требуется обнаружение контролируемого материала.

Особенностью датчиков емкостного типа является их способность обнаруживать контролируемый материал через неметаллическую (диэлектрическую) стенку резервуара, например, контролировать наличие жидкостей (воды, кислот и др.) через стенку пластиковой емкости. Также, емкостные датчики контроля уровня сыпучих материалов и жидкости, способны различать границу раздела сред, отличающихся по диэлектрической проницаемости (ϵ), например, обнаружение слоя воды ($\epsilon=80$) на поверхности масла (топлива) ($\epsilon=2$).

Емкостные датчики уровня могут быть использованы там, где использование других типов датчиков затруднительно, например, для контроля наличия жидкости в трубопроводе.

Емкостные датчики, выпускаемые в стандартных корпусах. Применяются для контроля уровня сыпучих веществ и контроля уровня жидкостей через диэлектрическую стенку резервуара.

Если резервуар металлический, то в металлическом резервуаре на требуемом уровне вырезают окно (люк), в которое устанавливают перегородку из диэлектрика (стекло, оргстекло, фторопласт). Емкостный датчик устанавливают напротив перегородки. Толщина перегородки должна быть значительно меньше расстояния срабатывания датчика. Если резервуар изготовлен из диэлектрика, то контроль уровня материала емкостным датчиком возможен через стенку самого резервуара.

Совместимость напряжения датчика

Рассчитаем совместимость напряжения датчика с выбранным Микроконтроллером Atmel AVR ATmega8, работающим при напряжении питания 4,5-5,5 В по формуле (4.2):

$$U = U_0 \cdot \left(1 - \frac{Z}{\frac{1}{\omega C}} \right), \quad (2)$$

где

$$U_0 = 10 \text{ В}$$

$$Z = 0,8 \text{ мОм}$$

$$\frac{1}{\omega C} = 0.16 \text{ мОм}$$

Вычислим

$$U = 10 \cdot \left(1 - \frac{0,8 \cdot 10^{-3}}{0.16 \cdot 10^{-3}} \right) = 5 \text{ В.}$$

Вычисленное значение напряжения датчика совместимо с напряжением выбранного Микроконтроллера. Atmel AVR ATmega8.

Контроль уровня в контакте со средой.

Специальные емкостные датчики, предназначенные для встраивания в стенку или крышку резервуара, трубопровода, используются для контроля уровня жидкостей, в том числе, жидкостей находящихся под избыточным давлением. Как правило это датчики с выносной (штырьевой) чувствительной поверхностью.

Датчик закрепляют на стенке или крышке резервуара, либо на трубопроводе так, чтобы чувствительный элемент был погружен в контролируемую среду. Таким образом, можно контролировать наличие жидкости в процессах, где ее отсутствие может вызвать аварийную ситуацию.

Такие датчики изготавливают из материалов стойких к коррозии и к воздействию агрессивных сред (корпус – нержавеющая сталь 12Х18Н10Т, чувствительная поверхность – фторопласт-4).

Плюсы такого решения, в сравнении с контролем уровня без контакта со средой:

- меньшие размеры «окна» в резервуаре для врезки датчика;
- более высокая герметичность установки (наличие уплотнительного кольца датчика, степень защиты со стороны чувствительного элемента датчика IP68).

Недостатки такого решения:

- высокая стоимость и налипание контролируемого материала на выносной чувствительный элемент датчика, что может привести к ложному срабатыванию датчика.

Микроконтроллер Atmel AVR ATmega8.

Atmel ATMEGA8-16PU является КМОП 8-битным микроконтроллером малой мощности на базе архитектуры AVR RISC. Общий вид микроконтроллера Atmel AVR ATmega8 показан на рисунке Б (2.6), и техническая характеристика представлена в таблице Б (2.1).

2.2 Методы разработки системы автоматического контроля обогащения извлекаемой нефти

Разработка системы автоматического разделения фракций (далее – АСРФ100).

Разработана система АСРФ100, рисунок 2.7, измеряет уровень эмульсии, определяет наличие и выраженность границ раздела между нефтью и эмульсией, эмульсией и водой, определяет структуру эмульсионной зоны, является она устойчивой или неустойчивой, однородной или наоборот, содержащей внутренние слои.

Упрощенную схему работы системы, рисунок 2.7, можно представить следующим образом:

Через вход 1 поступает эмульсия скважины в резервуар. Имеется выход 5 для нефти, выход 6 для воды, два аварийных выхода 2 для воды и нефти.

Система работает следующим образом, что при двух открытых выходах воды общий уровень жидкости меньше выходящей. В рабочем состоянии находятся выход воды 6 и выход нефти 5.

Система гарантирует автоматическое разделение фракций: вода выход 6, нефть выход 5.

Для реализации поставленной цели и исключения попадания воды в выход нефти, а нефти в выход воды, предусмотрена система контроля и автоматического управления задвижками труб: нефть – вода.

Для понимания работы системы рассмотрим несколько случаев:

В пустом РВС все выходы перекрыты, тогда при подаче эмульсии и достижении половины объема резервуара открывается задвижка воды 6.

1. Когда в резервуаре одинаковый уровень воды и нефти, нефть поступает на выход 5, а вода на выход 6. Аварийные выходы остаются закрытыми.

2. Когда датчики-уровнемеры 10 и 11 показывают увеличение уровня воды, тогда подается сигнал на задвижку и срабатывает аварийный выход 2 для воды, и одновременно подается сигнал для закрытия задвижек 5 и 14 для нефти.

3. Когда датчики-уровнемеры 11 и 12 показывают снижение уровня воды, тогда подается сигнал на задвижку и срабатывает аварийный выход 14 для нефти, и одновременно подается сигнал для закрытия задвижек выходов 2 и 6 для воды.

Чтобы было более эффективное сочетание процессов обезвоживания нефти и очистки пластовой воды в нефтяную эмульсию до подачи её в резервуар добавляют горячую дренажную воду из отстойников (или электродегидраторов) заключительного обезвоживания.

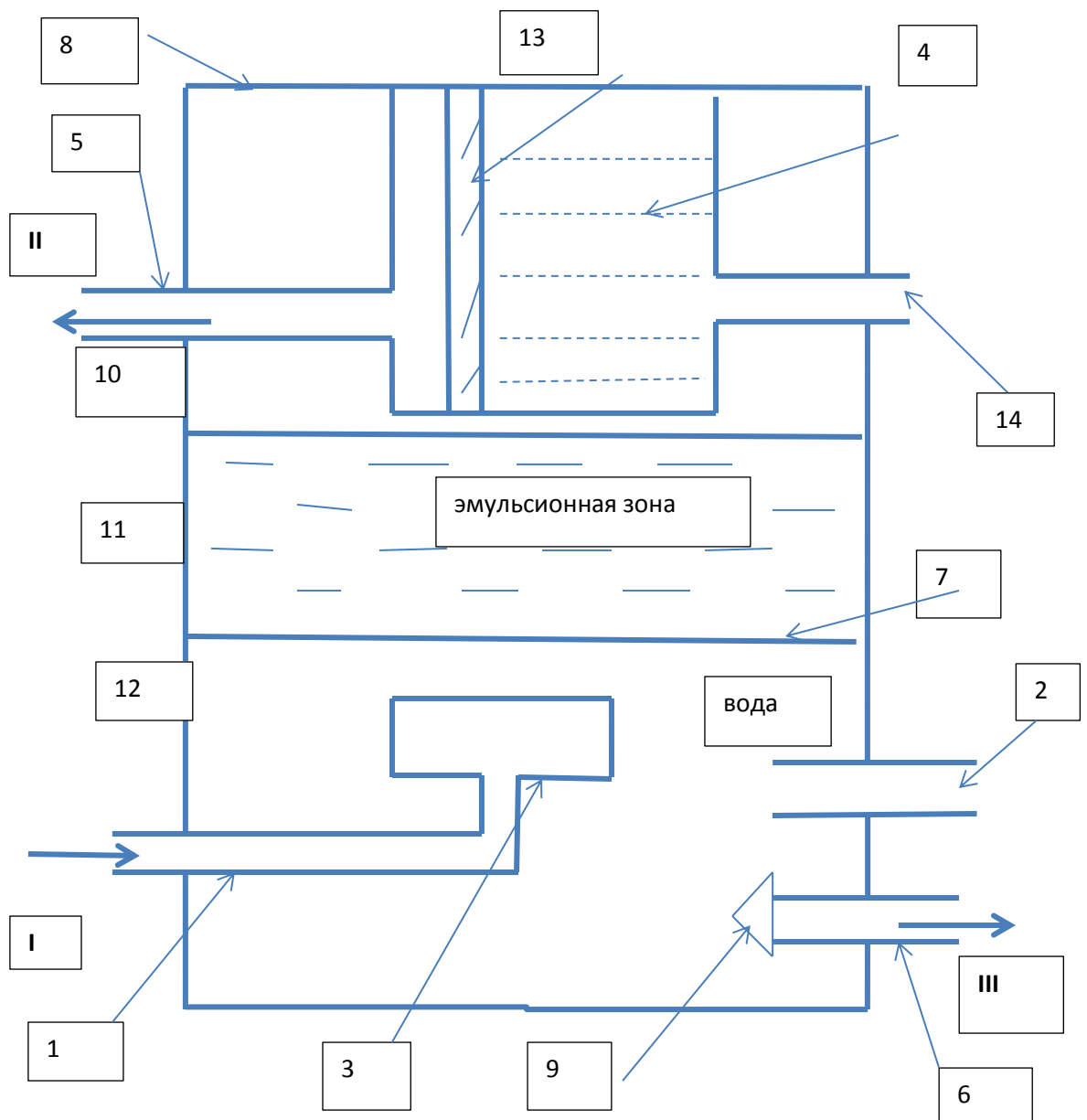


Рисунок 2.7 – Схема резервуара-отстойника с системой АСРФ100 измерения межфазных границ. где:

I – нефтяная эмульсия; II – отстоявшаяся нефть; III – пластовая вода; 1 – подводящий трубопровод; 2-и 14– аварийные выходы для воды и нефти; 3 – общая ёмкость; 4 – цилиндрическая ёмкость для сбора и вывода нефти; 5 – трубопровод для вывода нефти; 6 – водосборная труба; 7 – уровень воды; 8– уровень нефти; 9 – задвижка для опорожнения резервуара; 10,11 и 12 –датчики уровня межфазных границ системы АСРФ100; 13 – жидкостный гидрофильный фильтр.

На рисунке 2.8 представлена электрическая схема разработанной системы автоматического контроля межфазных границ АСРФ100.

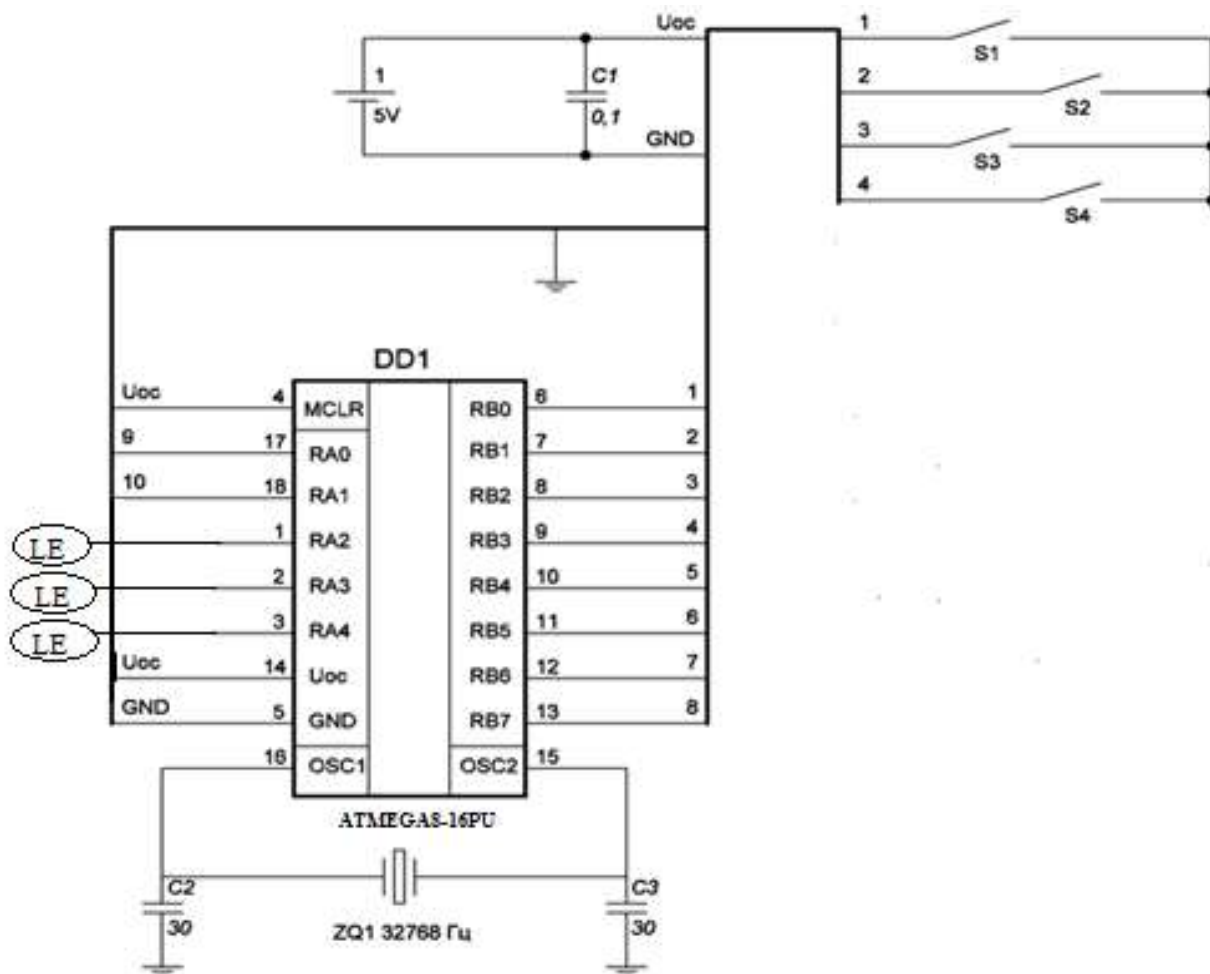


Рисунок 2.8 – Электрическая схема разработанной системы автоматического разделения фракций АСРФ100

На рисунке 2.9 представлена функциональная схема разработанной системы.

Если уровень жидкости в резервуаре равен заданной, то сигнала на выходе регулятора нет, Р не работает и вентиль открыт на заданную величину, поддерживая заданный уровень. Если уровень жидкости в резервуаре увеличиться, то заработает Р и, откроет резервный вентиль РО для увеличения расхода жидкости.

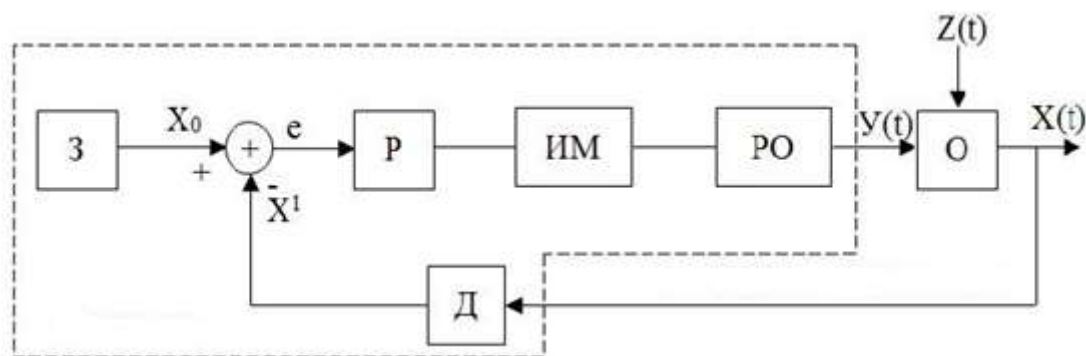


Рисунок 2.9 – Функциональная схема

Где:

З – задатчик, для установки заданного значения параметра X_0 ;

Д – датчик (емкостный датчик);

Р – микроконтроллер;

ИМ – исполнительный механизм (источник питания);

РО – регулирующий орган (вентиль);

О – объект регулирования (резервуар);

У – регулирующее (управляющее) воздействие;

Z – помеха (возмущение);

X – регулируемый параметр;

X_1 – сигнал на выходе датчика;

X_0 – заданное значение регулируемого (управляемого) параметра может быть постоянным X_0 или изменяемым (U_t).

Сигнал с задатчика может быть:

- постоянным $X_0 = \text{const.}$ для поддержания постоянства регулируемого параметра уровня жидкости (системы стабилизации);

- может изменяться во времени $U(t)$ по определенной программе;

- может изменяться во времени $Z(t)$ в соответствии с измеряемым внешним процессом (следящее регулирование).

Нефтяная эмульсия сквозь отверстия в отводах проходит равномерно под слой дренажной воды, являющейся своеобразным «гидрофильным фильтром», где идут процессы дополнительной деэмульсации и очистка отделившейся от нефти воды.

Более лёгкая нефть поступает наверх, стекает в ёмкость 4 и по трубе 5 выходит из резервуара.

Анализ технологических состояний жидкости в аппарате

Диапазон измерений показан в таблице Б (2.2).

Анализ технологических состояний жидкости в аппарате

Процессы отстоя могут развиваться в технологических аппаратах очень быстро, создавая многочисленные «слоёности» в виде нефтяных и водяных «линз», что часто приводит к полному разрушению процесса водоотделения и, соответственно, подготовки нефти и воды (Рисунок. Б (2.10)). Качество подготавливаемой нефти и воды приведены в таблице Б (2.3).

После первого испытания технологическая схема была доработана (Рисунок Б (2.11)). Параметры подготавливаемой нефти и воды после доработки установки УПС приведены в таблице Б (2.4).

Внедрение АСРФ100 позволяет решать задачи, напрямую не связанные с процессом подготовки нефти и воды, например, задачу периодически возникающих дисбалансов оперативного учета добытой и подготовленной нефти.

2.3. Организация технического обслуживания резервуара-отстойника

1. При проверке работы резервуара-отстойника (по правилам 1 раз в смену) необходимо:

- проверять герметичность наружных и внутренних фланцевых соединений;
- проверять комплектность крепежа, отсутствие поломок и неисправностей;
- проверять герметичность и надежность приборов и средств автоматики;
- проверять герметичность соединений и надежность манометров;
- проверять прослушивание предохранительного клапана;
- проверять герметичность всех соединений и надёжность всей запорной арматуры, путём осмотра, открытия/закрытия на 2-3 витка с возвратом в рабочее

положение, комплектность крепежа, наличие бирки, с указанием номера согласно технической схеме;

– проверять наличие на рабочем месте основной заданной схемы включения отстойника с указанием источника давления и других важных параметров;

– проверять наличие паспорта предохранительного клапана с расчетом его пропускной способности.

2. Техническая проверка отстойника проводится лицом по надзору, назначенным приказом, в присутствии лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию отстойников. Техническая проверка проводится согласно требованиям «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» (ПБОЗ-576-03).

3. Техническая проверка отстойников проводится по годовому графику, утвержденному главным инженером.

4. Результаты технической проверки заносятся в паспорт отстойника, лицом, проводившим проверку, с указанием необходимых параметров работы отстойника и сроков следующей проверки и подписываются членами специальной комиссии.

5. На отстойниках, признанных при технической проверке годными к дальнейшей эксплуатации, наносятся сведения, согласно инструкции.

6. Результаты проведения экспертизы промышленной безопасности заносятся в паспорт отстойника лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию отстойника, на основании полученного заключения. [2]

Разрешение на ввод в эксплуатацию отстойника, подлежащего регистрации в органах Госгортехнадзора России, выдается инспектором, после его регистрации на основании технической проверки и проверки организации обслуживания и надзора, при котором:

– контролируется наличие и исправность отстойника в соответствии с требованиями настоящих правил арматуры, контрольно-измерительных проборов и приборов безопасности;

– контролируется правильность включения отстойника;

- контролируется наличие аттестованного обслуживающего персонала и специалистов;
- контролируется наличие должностных инструкций для специальных лиц, ответственных за правильность производственного контроля;
- контролируются инструкции по режиму работы и безопасному обслуживанию, сменных журналов и других документов, предусмотренных Правилами.

Резервуар-отстойник может быть включён в работу на основании письменного распоряжения администрации организации после выполнения требований безопасности.

После получения письменного разрешения администрации организации, отвечающий, за исправное состояние и безопасную эксплуатацию отстойника, письменным распоряжением дает разрешение обслуживающему персоналу на пуск отстойника.

Для пуска отстойника:

- необходимо открыть задвижки на линии отвода выделившейся воды и отстоявшейся нефти;
- необходимо открыть задвижку на линии ввода эмульсии;
- необходимо включить систему контроля и управления;
- необходимо отрегулировать датчик прибора и перевести его на автоматический режим.

Остановка и гидравлическое испытание на плотность в зимнее время делается согласно с «Регламентом проведения в зимнее время пуски, остановки и испытания на герметичность аппаратуры химических, нефтеперерабатывающих и нефтехимических, а также газовых промыслах».

Остановка отстойников происходит по письменному распоряжению инженера, отвечающего за работу отстойников, работающих под давлением. Положения запорно-регулирующей арматуры и последовательность остановки отстойников 0-1, 2, 3 аналогичны друг другу.

Остановка отстойников производится в следующем образом:

- закрыть задвижку на линии входа нефти;
- закрыть задвижку на линии выхода нефти;
- закрыть задвижку на линии сброса воды;
- открыть задвижки для сброса давления;
- снизить давление до атмосферного;
- открыть воздушный клапан.
- освободить отстойник от рабочей среды в дренажную ёмкость.

Если отстойник отправляется в ремонт или для подготовки его к технической проверке, то устанавливаются заглушки в таких местах: на входе и выходе нефти, на линии сброса подтоварной воды, на дренажных линиях.

Перед установкой заглушек дается наряд на проведение газоопасных работ на установку заглушек, с записью в «журнале регистрации наряд допусков на производство газоопасных работ», а также производится запись в «журнал учета установки-снятия заглушек».

Заглушки, применяемые для отключения отстойника, должны быть заводского исполнения, на хвостовике должны быть выбиты инвентарный номер, условные. После остановки отстойника делается запись в дежурном журнале осмотра отстойников, работающих под давлением. Если отстойник отправляется в резерв, то устанавливать заглушки не нужно.

Аварийная остановка отстойника. Отстойник немедленно останавливается в случаях, предусмотренных инструкцией по режиму работы и безопасному обслуживанию, в частности:

- останавливается, если давление в отстойнике поднялось выше разрешенного и не снижается, несмотря на меры, принятые персоналом;
- останавливается при выявлении неисправности предохранительных устройств от повышения давления;
- останавливается при обнаружении в отстойнике и его приборах, работающих под давлением, неплотностей, выпучин, разрыва прокладок;

- останавливается при неисправности манометра и при невозможности определить давление по другим манометрам;
- останавливается при снижении уровня жидкости ниже допустимого в отстойниках с огневым обогревом;
- останавливается при выходе из строя всех указателей уровня жидкости; при неисправности предохранительных блокировочных устройств;
- останавливается при возникновении пожара, если пожар непосредственно угрожает отстойнику, находящемуся под давлением.

Порядок аварийной остановки отстойника и последующего ввода его в работу указывается в инструкции.

Выводы по разделу два:

Выбранный емкостный датчик CSB A41A5-32P-6-LZ уровня применяется для автоматизации технологических процессов в нефтедобывающей в составе автоматизированных комплексов и систем, и обеспечивает взрывобезопасный мониторинг резервуаров с жидкими средами.

Разработанная автоматическая система АСРФ100 в настоящее время может использоваться в резервуарных парках и технологических аппаратах с различным функциональным назначением.

Все это позволяет сформулировать следующие задачи, которые можно решать с использованием системы:

- обеспечение стабильного и эффективного ведения технологического процесса на установках подготовки нефти и воды;
- быстрый поиск слабых звеньев в технологической цепочке критично отражающихся на ходе технологического процесса.

Резервуар-отстойник включается в работу только на основании письменного распоряжения администрации организации после выполнения требований безопасности, а также только тогда, когда получено письменное разрешение

администрации организации, ответственный, за состояние и безопасную эксплуатацию резервуара-отстойника. Письменным распоряжением дается указание обслуживающему персоналу на пуск отстойника.

3 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

Расчёт экономической эффективности системы автоматического контроля межфазных границ

Назначением нефтесборного пункта «Сибиряк» является подготовка определённого качества товарной нефти.

Данное системы автоматического разделения фракций была обоснована тем, что существующие на предприятии АК «Транснефть» средства автоматизации нефтесборных пунктов нефти не могли обеспечивать требования, предъявляемые к сдаваемой товарной нефти.

Основные источники экономической эффективности

Экономическая эффективность от внедрения предлагаемого мероприятия обусловлена следующими факторами:

- получение достоверной информации с технологических объектов для решения задач оперативного контроля и управления процессами подготовки нефти, работы регуляторов, систем сигнализации и защиты;
- повышение уровня автоматизации, точности и оперативности измерения параметров технологических процессов;
- сокращение затрат электроэнергии;
- снижение трудоемкости управления технологическими процессами на НСП.

Проект – это комплекс действий (работ, услуг, приобретений, управленческих операций и решений), направленных на достижение сформулированной цели.

Под экономической эффективностью понимается относительная величина, получаемая в результате сопоставления экономического эффекта с затратами, вызвавшими этот эффект. Это может быть простое отношение эффекта к соответствующим затратам.

Формирование вложений на осуществление проекта.

К вложениям относятся затраты на приобретение оборудования, монтаж и наладку приборов. Стоимостные показатели предоставлены плановым отделом НГДУ и приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Расчет капитальных затрат

Капитальные затраты	Значение, тыс. руб.
Емкостный датчик CSB A41A5-32P-6-LZ (3шт.)	7,4
Микроконтроллер Atmel AVR ATmega8.	0,2
Пуско-наладочные работы	13,2
Итого	20,8

В результате внедрения АСРФ100 произошло снижение численности персонала в количестве одного человека.

Экономия от использования автоматизации НСП (нефтесборный пункт «Сибиряк») приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Экономический эффект от использования внедрённой системы АСРФ100

Наименование видов экономии	Число персонал, чел	Значение, тыс. руб.
Снижение численности персонала	1	30,0
Итого	1	30,0

В результате получаем экономию, равную 30 тыс. рублей в месяц.

Эффект от внедрения системы АСРФ100, таблица 3.3, рассчитываем как разность между прибылью, полученной от предложенного проекта и затратами на приобретение емкостного датчика CSB A41A5-32P-6-LZ (3шт.), микроконтроллера Atmel AVR ATmega8 и пуско-наладочных работ.

Таблица 3.3 - Расчет экономического эффекта от внедрения системы АСРФ100

Месяц	Прибыль, тыс. руб.	Затраты, тыс. руб.	Чистый доход, тыс. руб.
1	2	3	4
1	30,0	20,8	10,4
2	30,0	20,8	10,4
Итого	60,0	41,6	20,8

Срок окупаемости проекта находим, как отношение затрат к доходу за месяц, получаемому от внедрения системы АСРФ100 вычислим по формуле:

$$T_{о.к} = \frac{К.З.}{Ч.Д.}, \quad (3)$$

где *К.З.* –затраты;

Ч.Д. – чистый ежемесячный доход.

Вычислим:

$$T_{ок} = 20,8 / 10,4 = 2 \text{ месяца.}$$

Выводы по разделу три:

Выбранная система автоматического разделения фракций обоснована необходимостью заменить существующие на предприятии АК «Транснефть» средства автоматизации нефтесборных пунктов нефти, которые не могли обеспечивать требования, предъявляемые к сдаваемой товарной нефти.

Поскольку полученное значение чистого дохода положительно, значит можно утверждать, что предложенная система АСРФ100 является эффективной.

В результате внедрения предложенной системы экономия составила 30 тыс. руб. в месяц за счет снижения численности персонала.

Срок окупаемости проекта составил 2 месяца.

4 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Загрязнение окружающей среды является особенно нежелательным для районов Севера, где низкие температуры воздуха, большой снежный покров тормозят процессы испарения и окисления. Разложение нефти, нефтепродуктов и конденсата, содержащихся в сбрасываемых стоках, происходит медленно, и зоны загрязнения распространяются на все большие площади.

Мероприятия по обеспечению безопасности производства на основании ГОСТов.

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

- ГОСТ 2.602-2013 Единая система конструкторской документации. Ремонтные документы;
- ГОСТ ISO 3183-2012 Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия;
- ГОСТ 26633-2012 Бетоны тяжелые и мелкозернистые. Технические условия;
- ГОСТ Р 53324-2009 Ограждения резервуаров. Требования пожарной безопасности;
- ГОСТ Р 53672-2009 Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности;
- ГОСТ Р 54808-2011 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов;
- ГОСТ Р МЭК 60079-0-2011 Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования.

Мероприятия по технике безопасности.

Во избежание несчастных случаев при обслуживании средств автоматизации, направляемый на работу, персонал должен иметь соответствующую подготовку, пройти производственный инструктаж, общими правилами техники безопасности и

с безопасными методами работы на поручаемом ему для обслуживания участка или агрегате, а также с методами оказания первой помощи. По окончании инструктажа направляемые на работу сдают экзамен по технике безопасности в соответствии с ПБ 08-624-03, ПУЭ, ПТЭ и получают удостоверение с присвоенной квалификационной группы, дающее им право работать по обслуживанию действующих электроустановок.

В целях снижения опасности и вредности производства при монтаже, эксплуатации и ремонте установок, а также проведения технологического процесса в соответствии с «ГОСТом. Процессы производственные. Общие требования безопасности» предусмотрен ряд основных мероприятий:

- все оборудование снабжено перилами и лестницами, переходными мостиками, освещаемыми электрическими светильниками в темное время суток, для свободного доступа обслуживающего персонала к арматуре и приборам КИПиА;

- весь производственный процесс на рабочих технологических площадках автоматизирован; управление процессом осуществляется автоматически или дистанционно из операторной;

- все агрегаты размещены в полностью автоматизированных блоках, не требующих постоянного присутствия обслуживающего персонала;

- «Электробезопасность, защитное заземление и зануление». Зануление должно обеспечивать безопасность обслуживающего персонала при эксплуатации и ремонте электрооборудования;

- проведение профилактических работ и операций для предотвращения различных аварийных ситуаций;

- соблюдение безопасных минимально допустимых расстояний между сооружениями и аппаратами;

- оснащение всего технологического оборудования предохранительными устройствами;

- оснащение устройствами принудительной вентиляции и установками сигнализации во взрыво- и пожароопасных помещениях;
- блокировка рабочего оборудования и сигнализация при нарушениях технологического режима;
- для предотвращения возникновения опасных потенциалов от статического электричества и вторичных проявлений молний, здания, металлоконструкции, аппараты и трубопроводы имеют защиту, выполненную в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» (СО 153--34.21.122-2003);
- создание необходимых производственно-бытовых условий труда для обслуживающего персонала;
- на каждом рабочем месте должна находиться аптечка с необходимым запасом медикаментов и перевязочных материалов;
- для индивидуальной защиты обслуживающего персонала предусмотрены основные и вспомогательные изолирующие средства, исправность которых проверяется перед каждым их применением, а также каждые 6 – 12 месяцев.

Основным направлением работ по охране труда в данное время, является планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих надежность, эффективность, безопасность работы объектов с необходимой степенью защиты персонала.

Мероприятия по электробезопасности

Одним из основных мероприятий по обеспечению безопасности при эксплуатации средств автоматизации является обеспечение электробезопасности. Она обеспечивается следующими мероприятиями:

- к работе допускаются лица, имеющие допуск к работе с напряжением до 1000 В;
- изоляцией электрических устройств в соответствии с техническими условиями ($R_{из} > 5 \text{ МОм}$);

– все части рабочих устройств, находящихся под напряжением размещены в корпусах, обеспечивающих защиту обслуживающего персонала от прикосновения к деталям, находящимся под напряжением;

– надежным креплением рабочего оборудования при монтаже на объекте автоматизации.

Измерение сопротивления заземляющего устройства производится не реже одного раза в год.

Мероприятия по промышленной санитарии.

Для устранения воздействия на организм человека вредных веществ, в проекте предусмотрены следующие мероприятия:

– в связи с вводом автоматического регулирования межфазного уровня в резервуаре, время пребывания операторов в местах наибольшей загазованности сокращено до минимума;

Помимо этого предусмотрены мероприятия:

– весь работающий персонал ежегодно проходит медосмотр с целью выявления и предупреждения профессиональных заболеваний;

– имеется возможность приобретения путевок в дома отдыха, санатории и лечебные профилактории.

Мероприятия по пожарной безопасности.

Мероприятия по пожарной безопасности, должны разрабатываться в соответствии с нормативным документом ППБ-01-03. Все первичные приборы контроля и регулирования, установленные по месту, предусматривается выполнять в искробезопасном исполнении 2ExiIIAT2 и IExdIIAT3.

Согласно НПБ 104-03 «Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях» и СНИП 21-01-03 «Пожарная безопасность зданий и сооружений», проектом предусмотрено отключение вентиляции при пожаре и звуковое оповещение о пожаре. Пожарная связь также осуществляется по телефону, радио или посредством электрической пожарной сигнализации.

Разбор воды для ликвидации больших пожаров осуществляется через гидранты водопровода высокого давления.

Для тушения пожаров в резервуарах воздушно-механической пеной, предусмотрены стационарные пенокамеры, установленные вблизи крышки резервуаров.

Для локализации возможного пожара взрывопожароопасные производства размещаются в изолированных помещениях. Приемные и выкидные трубопроводы имеют запорные устройства, расположенные снаружи помещений.

Для ликвидации небольших очагов возгорания, на территории предусмотрена установка щитов с пожарным инвентарем, а также используются огнетушители серии ОХП-10 и ОУ-8.

К электроустановкам, находящимся в помещении предъявляются следующие требования пожарной безопасности в соответствии с ППБ 01-03:

- контрольно-измерительная и защитная аппаратура, вспомогательные электродвигатели и аппаратуры управления, должны иметь степень защиты, которая соответствует классу зоны, а также должны иметь аппараты защиты от коротких замыканий и перегрузок;

- запрещается использовать электрические аппараты и приборы в условиях, не соответствующих рекомендациям предприятий изготовителей или имеющих неисправности, которые могут привести к пожару, а также эксплуатировать провода и кабели с поврежденной или потерявшей защитные свойства изоляцией;

- строго запрещается пользоваться электронагревательными приборами без подставок из негорючих материалов;

- запрещается оставлять без присмотра электронагревательные приборы;

- смазочные материалы хранятся только в специальных металлических лотках с плотно закрывающимися крышками, промасленная ветошь собирается только в специально отведенные ей места.

Система пожарной сигнализации обеспечивает надежную охрану объектов и своевременное оповещение дежурного персонала о возникновении пожара.

Мероприятия по обеспечению безопасности при работе с электрооборудованием.

В данном пункте следует отметить мероприятия по технике безопасности при монтаже, наладке и эксплуатации средств автоматизации на нефтесборном пункте.

Мероприятия по электробезопасности при обслуживании электроустановок до 1000 В для электромонтера диспетчерского оборудования и телемеханики слесарей контрольно-измерительных приборов и автоматики. К работам со средствами автоматизации допускаются лица прошедшие инструктаж по электробезопасности на рабочем месте и сдавшие экзамен по технике безопасности в соответствии с ПБ-08-624-03.

При работе в электроустановках до 1000 В без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них необходимо:

- оградить, расположенные вблизи рабочего места и другие токоведущие части, находящиеся под напряжением, к которым возможно прикосновение;
- работать в диэлектрических калошах или стоя на изолирующей подставке, либо на диэлектрическом ковре;
- применять инструмент с изолирующими рукоятками (у отвёрток должен быть изолирован стержень).

Установка и снятие предохранителей, производится при снятом напряжении. При снятии предохранителей под напряжением необходимо пользоваться изолирующими клещами (штангой), диэлектрическими перчатками и защитными очками (маской).

Непосредственно перед работой (после проведения необходимых отключений), на ключах и кнопках дистанционного управления или коммутационной аппаратуры до 1000 В, должны быть вывешены плакаты: «НЕ ВКЛЮЧАТЬ», «РАБОТАЮТ ЛЮДИ».

Заземления электрооборудования обеспечивает безопасность обслуживающего персонала при эксплуатации и ремонте электроустановок, при

мощности источника не более 100 кВт, сопротивление заземления составляет не более 10 Ом, согласно ПУЭ.

При работах в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных применяются ручные электрические светильники напряжением не выше 42 В, а при работах в особо неблагоприятных условиях должны использоваться светильники напряжением не выше 12 В.

Все питающие и измерительные линии выполнены изолированными кабелями. Силовые кабели проложены в трубе, провода системы КИПиА в защищенной коробке. Марка и сечение выбираются согласно ПУЭ и обеспечивают безопасность персонала от случайных прикосновений.

Питание аппаратуры контроля и управления осуществляется через отключающуюся аппаратуру, которая обеспечивает аварийное отключение при возникновении опасности поражения электрическим током, в частности, при коротком замыкании или при пробое фазы на корпус.

Охрана труда и техника безопасности при ремонте оборудования имеет огромное значение. Ремонтные работы отстойника разрешается производить при наличии наряда, допуска и акта, оформленного комиссией в составе главного инженера, руководителя ремонтных работ, инженера по технике безопасности.

К выполнению ремонтных работ допускаются лица, только старше 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование, обученные и аттестованные в установленном порядке на право обслуживания отстойников. Допуск персонала к обслуживанию отстойников должен быть оформлен распоряжением по цеху с ознакомлением ответственного обслуживающего персонала под роспись.

Периодическая проверка знаний у персонала, обслуживающего отстойники должна проводиться не реже 1 раза в 12 месяцев. [1]

Внеочередная проверка знаний у персонала, обслуживающего отстойники:

- проводится при переходе в другую организацию;
- проводится в случае внесения изменения в инструкцию по режиму работы и безопасному обслуживанию отстойника;

– проводится по требованию инспектора Госгортехнадзора РФ или лица по надзору.

При перерыве в работе по специальности более 12 месяцев обслуживающий персонал после проверки знаний должен перед допуском к работе пройти стажировку не менее 10 рабочих смен для восстановления практических навыков.

В случае плохого результата проверки знаний работник отстраняется от самостоятельного обслуживания отстойников.

Отвечает за обеспечение мер пожарной безопасности при проведении огневых работ возлагается на руководителя, на территории которого будут выполняться огневые работы.

Сварщик не должен приступать к огневым работам без письменного разрешения, выданного главным инженером или руководителем и согласованного с пожарной охраной. Кроме того, он должен проверить выполнение всех требований пожарной безопасности, указанных в разрешении.

В местах проведения огневых работ и на площадках, где установлены сварочные агрегаты, контрольно-измерительные приборы, должны быть приняты следующие меры пожарной безопасности:

– полностью устранена возможность проникновения огнеопасных газов и паров нефтепродуктов к месту производства этих работ;

– на расстоянии 15 м от площадки, на которых выполняют огневые работы, и мест установки сварочных агрегатов территория должна быть очищена от мусора горючих предметов, различных нефтепродуктов;

– место, где были пролиты нефтепродукты, необходимо засыпать песком или землей слоем не менее 5 см;

– в радиусе 5 м от места проведения огневых работ не должно быть сухой травы;

– соблюдать осторожность при перемещении сборочных проводов, не допускать искрения проводов (при недостаточной или нарушенной их изоляции).

Огневые работы должны быть немедленно прекращены при обнаружении поблизости горючих газов или паров нефтепродуктов. По окончании огневых работ место их проведения должно быть тщательно проверено и очищено от раскаленных огарков, окалина или тлеющих предметов, а при необходимости полито водой.

При тушении керосина, бензина и нефти, загоревшихся электрических проводов, а также помещений, где находится карбид кальция, запрещается применять воду и пенные огнетушители. В таких случаях необходимо пользоваться песком и углекислотными или сухими огнетушителями.

Для безотказной и безопасной работы отстойника, арматуры, контрольно-измерительных приборов, предохранительных устройств (клапана ППК) следует строго соблюдать требования и знать:

- схему обвязки отстойника и установки в целом;
- технологический регламент рабочей установки и все параметры режимной карты;
- технические характеристики, конструктивные особенности, назначение, режим работы отстойника;
- инструкции по эксплуатации предохранительных устройств (ППК); план ликвидации возможных аварий;
- данную инструкцию по режиму работы и безопасному обслуживанию отстойника с ознакомлением под роспись.

Разборка отстойников, установленных для внутреннего осмотра, чистки, ремонта и т.д., может производиться только после освобождения их от продукта производства и отключения заглушками от всех трубопроводов, соединяющих их с источниками давления или с другим технологическим оборудованием.

Отстойники на месте монтажа должны быть заземлены.

Заземление должно быть выполнено в соответствии с «Правилами защиты от статического электричества производств химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности». Молниезащита аппаратов должна

выполняться в соответствии с «Указаниями по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений».

Перед началом работы обслуживающий персонал обязан произвести обход технологической установки, убедиться в исправности отстойника и его оборудования. [1]

После этого обслуживающий персонал обязан изучить записи в журнале осмотров и проверок отстойников, работающих под давлением, за предыдущую смену, после чего сделать записи осмотра отстойников и их оборудования с подписью о приеме смены.

Выводы по четвёртому разделу:

Для того чтобы исключить несчастные случаи при обслуживании средств автоматизации, принятый на работу персонал, должен пройти соответствующую подготовку, а также пройти производственный инструктаж. Ознакомиться с общими правилами техники безопасности и с безопасными методами работы на доверенном ему для обслуживания участке или агрегате, а также с методами оказания первой медицинской помощи. По получении инструктажа принятые на работу специалисты обязательно сдают экзамен по технике безопасности в соответствии с ПБ 08-624-03, ПУЭ, ПТЭ. Полученное удостоверение с присвоенной квалификационной группы, даёт специалистам право работать по обслуживанию действующих электроустановок.

Главным направлением работ по охране труда в настоящее время, является эффективное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, которое обеспечивают надёжность, безопасность работы объектов нефтедобычи с наибольшей степенью защиты персонала от несчастных случаев.

Ремонтные работы резервуара – отстойника производятся, если есть наряд, допуск и акт, оформленные комиссией в составе главного инженера, руководителя ремонтных работ, инженера по технике безопасности.

К производству ремонтных работ допускаются лица, только не моложе 18 лет, которые прошли медицинское освидетельствование, обученные и аттестованные в том порядке, который устанавливается на право обслуживания отстойников. Допуск персонала к обслуживанию отстойников оформляется по распоряжению начальника цеха с ознакомлением ответственного обслуживающего персонала под роспись.

Перед началом работы обслуживающий персонал обязан произвести обход технологической установки, убедиться в исправности отстойника и его оборудования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, цель работы – разработать автоматизированную систему разделения фракций добываемых нефтепродуктов в непрерывном режиме, была достигнута. Разработанная автоматическая система АСРФ100 в настоящее время может использоваться в резервуарных парках и технологических аппаратах с различным функциональным назначением. Обладая гибкой возможностью настройки на заданное количество нефти и воды, АСРФ100 может успешно функционировать на установках УПС и УПН.

В представленной выпускной квалификационной работе, в целом, все поставленные задачи выполнены.

1. Охарактеризованы принципы и способы обогащения извлекаемой из скважины нефти. Раскрываются сущность и методы обогащения, а также способы разрушения нефтяных эмульсий.

2. Рассмотрены способы разделения фракций извлечённой из скважины нефти. Процесс разрушения нефтяных эмульсий заключается в слиянии капель диспергированной в нефти воды в присутствии деэмульгатора и осаждении укрупнившихся капель. Исследованы процессы разделения составляющих вода – нефть в первичных отстойниках резервуарах. От основного количества воды и твердых частиц нефти освобождают путем отстаивания в резервуарах на холоду или при подогреве. Окончательно их обезвоживают и обессоливают на специальных установках. Существуют три метода разрушения нефтяных эмульсий: механический, химический и электрический.

4. Изучены типы и структуры вертикальных отстойников. Вертикальные резервуары РВС-20000 м³ применяется для стационарного хранения и выдачи нефтепродуктов (бензина, дизельного топлива, мазута), масел, аммиачной и технической воды и других жидкостей. Они используются на предприятиях нефтегазовой отрасли, резервуарных парках и нефтяных терминалах.

5. Разработана автоматизированная система разделения фракций добываемых нефтепродуктов в непрерывном режиме. Произведен анализ существующей системы автоматизации НСП «Сибиряк», в результате которого были выявлены недостатки в системе управления границей раздела фаз в отстойнике нефть.

Для совершенствования системы решено произвести установку уровнемера границы раздела фаз АСРФ100, которая будет обеспечивать непрерывный контроль и управление. Для этого был произведён анализ существующих уровнемеров. Предпочтение было отдано емкостным уровнемерам.

6. Определена экономическая эффективность разработанной системы АСРФ100 вложенные инвестиции окупятся через 4 месяца. Технико-экономические показатели, вычисленные в 3-ем разделе, показывают эффективность разработанной системы, а также свидетельствуют о повышении качества отделения воды от нефти за счет автоматического поддержания оптимального значения уровня.

7. Рассмотрены вопросы охраны труда и окружающей среды в процессе сбора и подготовки нефти. Разборка отстойников, установленных для внутреннего осмотра, чистки, ремонта и т.д., может производиться только после освобождения их от продукта производства и отключения заглушками от всех трубопроводов, соединяющих их с источниками давления или с другим технологическим оборудованием. Перед началом работы обслуживающий персонал обязан произвести обход технологической установки, убедиться в исправности резервуара и его оборудования.

В проведённом исследовании говорится о том, что современный этап технологии сбора и подготовки нефти и газа характеризуется развитием автоматизированных систем управления производством и технологическими процессами. Задачи автоматизации технологического процесса – автоматическое поддержание уровня и давления в технологических аппаратах, регулирование расхода водонефтяной эмульсии и промывочной воды, подача заданного объема химических реагентов и защита от аварийных режимов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Автоматизация и метрология в нефтегазовом комплексе/Материалы конференции// Научно-практическая конференция 26 мая 2013 г.- Уфа: Нефтеавтоматика. 2015. – 63 с.
2. Методические рекомендации по подготовке и оформлению выпускной квалификационной работы (проекта) для технических направлений подготовки 09.03.01 Информатика и вычислительная техника, 09.03.04 Программная инженерия, 12.03.01 Приборостроение, 23.03.01 Технология транспортных процессов / сост. Л.Н.Буйлушкина. – Нижневартовск, 2017. – 35 с.
3. Березин В.Л., Мацкин А.А., Гумеров А.Г. и др. Вопросы эксплуатационной надежности резервуаров на нефтеперерабатывающих заводах. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2013. – 67 с.
4. Березин В.Л., Шутов В.Е. Прочность и устойчивость резервуаров и трубопроводов. – М.: Недра, 2013. – 200 с.
5. Бобровников Г.Н., Катков А.Г. Методы измерения уровня. – М.: Машиностроение, 2014г.
6. Галеев В.Б. Эксплуатация стальных вертикальных резервуаров в сложных условиях. – М.: Недра, 2014. – 149 с.
7. Гималетдинов Г.М., Саттарова Д.М. Способы очистки и предотвращения донных отложений в резервуарах. Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. Сборник научных трудов / ИПТЭР, Уфа, ТРАНСТЭК, 2013. – 158 с.
8. ГОСТ 31385-2016. «Межгосударственный стандарт. Резервуары вертикальные цилиндрический стальные для нефти и нефтепродуктов». – <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=STR;n=20419#09197082482512788>. [Дата обращения – 16.05.2018]
9. ГОСТ 33290-2015. «Межгосударственный стандарт. Материалы лакокрасочные, применяемые в строительстве.». <http://www.consultant.ru/cons/cgi/o>

nline.cgi?req=doc;base=STR;n=19729#05479773741919673.–[Дата обращения – 16.05.2018].

10. Кизина И.Д. Программные средства для учета нефти с лицензионных участков, мониторинга измерений и учетных операций // ИнфоТЭК: нефтегазовый журн. – М.: ООО «ИнфоТЭК-Консалт», 2016. – № 2. – С.

11. Кизина И.Д., Краснова Э.Г. Опыт внедрения программных средств ОАО "Нефтеавтоматика" для мониторинга работы механизированного фонда скважин // Инженерная практика. – М.: ООО «Энерджи Пресс», 2016. – № 9. – С. 108–110.

12. Кузнецов О.А. Автоматический контроль уровня раздела двух сред.– М.–Л.: Энергия, 2014. – 88 с.

13. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. Учебник для техникумов.3-е изд., перераб. и доп. – М., Недр, 2014.– 224 с.

14. Малов В.В. Пьезорезонансные датчики. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2014. – 215 с.

15. Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту/Государственный комитет РФ по обеспечению нефтепродуктами. – М.: Недр, 2014, – 269 с.

16. Приложение. Инструкция по ремонту и безопасному обслуживанию сосудов, работающих под давлением ДНС-3, Э-10. – М.: Недр, 2015. – 383 с.

17. Панарин В. В., Л. А. Зайцев. Автоматизированные системы управления в трубопроводном транспорте нефти. – М.: Недр, 2014. – 150 с.

18. Резервуары для хранения нефтей и нефтепродуктов: Курс лекций. Земенков Ю.Д., Малюшин Н.А. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 210 с.

19. СП 28.13330.2014 Защита строительных конструкций от коррозии.

20. Тугунов П.И., Новоселов Н.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М. Типовые расчеты при проектировании нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2014. – 658 с.

21. Чичеров Л.Г., Г.В. Молчанов, А.М. Рабинович и др. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования: Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 2014. - 442 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А. ПРОЦЕССЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ПЕРВИЧНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

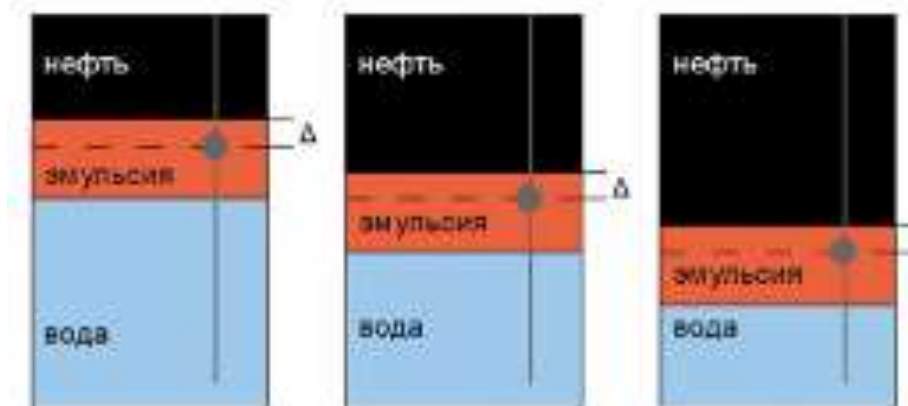


Рисунок А 1.1 – Границы фаз нефть - вода

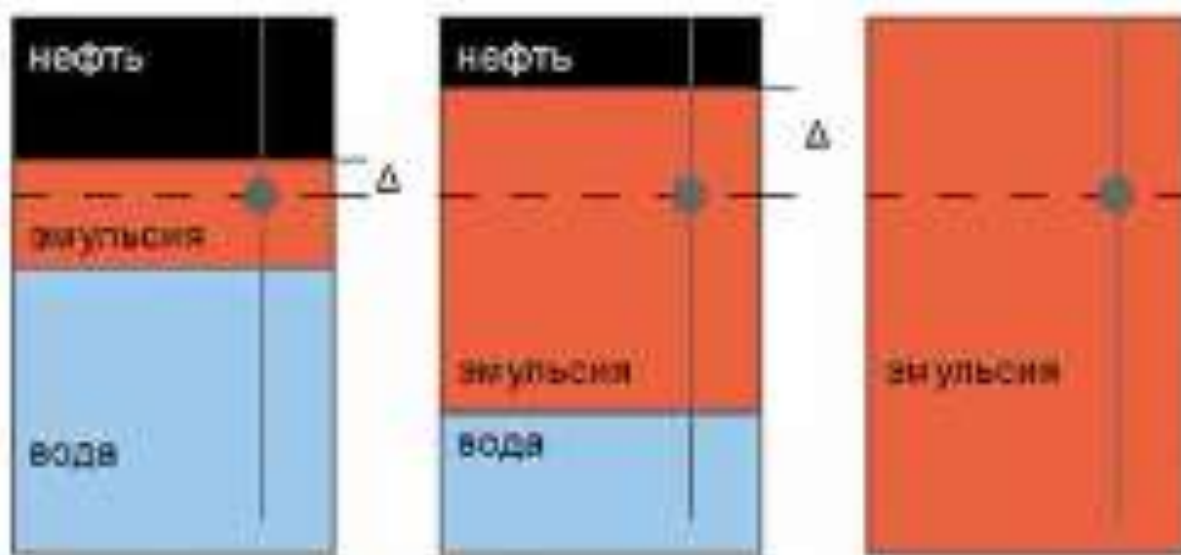
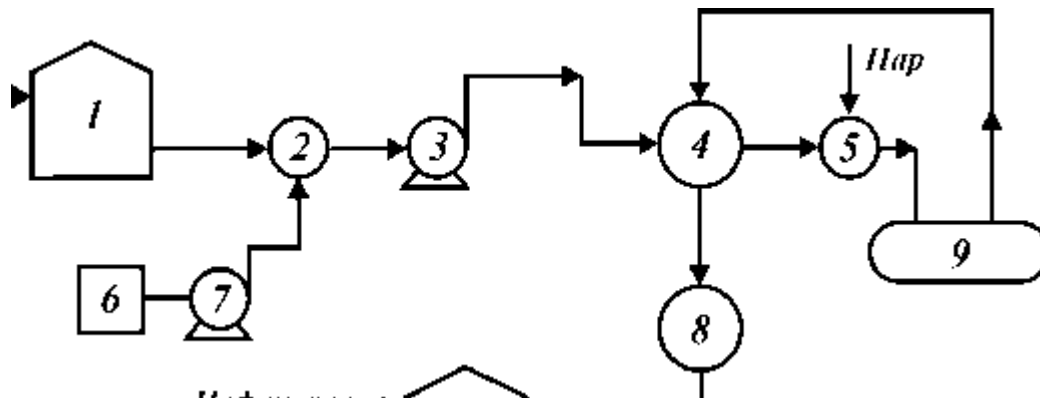


Рисунок А 1.2 – Межфазные уровни нефтяная эмульсия - вода при не стабильном «промслое»



Рисунок А 1.3 – Принципиальная схема сбора и подготовки нефти



Сырая нефть

Нефть после деэмульсации

Рисунок А 1.4 – Принципиальная схема термохимической установки

Обводненная нефть (сырая) поступает в сырьевой резервуар 1, откуда насосом 3 перекачивается в теплообменники 4. Здесь она подогревается до 40-60⁰С и далее поступает в паровой подогреватель 5, где подогревается паром до 70-100⁰С. Дозировочный насос 7 непрерывно из бачка 6 подкачивает деэмульгатор через смеситель в эмульсию.

Обработанная деэмульгатором и подогретая эмульсия направляется в отстойник 9, где вода отделяется от нефти и отводится в виде сточных вод. Из отстойника 9 обезвоженная и нагретая нефть через теплообменники 4 и холодильники 8 поступает в товарные резервуары 10, а затем направляется на переработку по нефтепроводу. В теплообменниках 4 нагретая нефть отдает тепло холодной нефти, после чего дополнительно охлаждается в холодильниках 8.

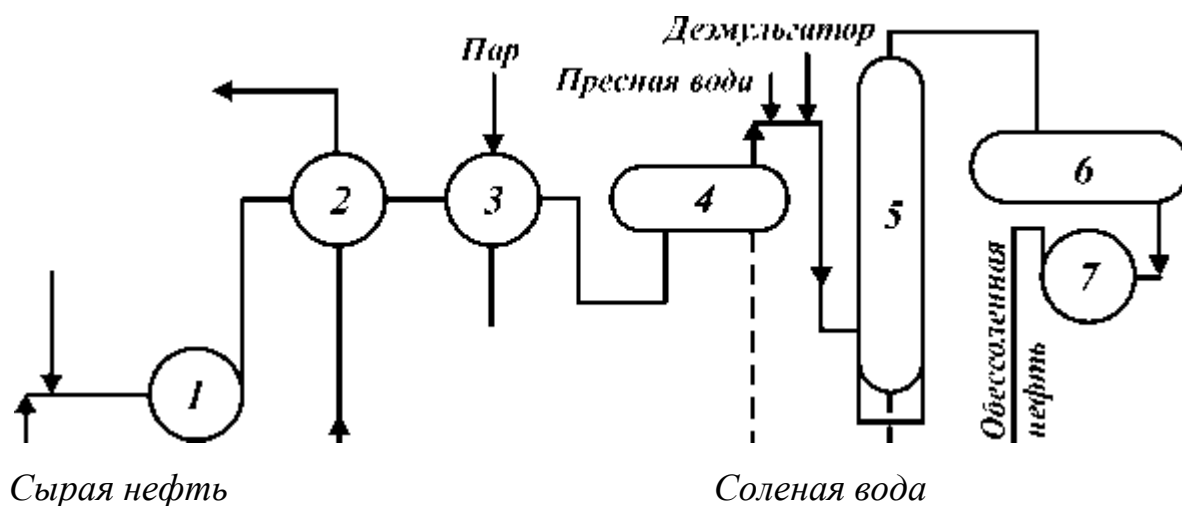


Рисунок А 1.5 – Принципиальная схема установки, объединяющей термохимическое обезвоживание с электрическим

Сырая нефть вместе с деэмульгатором поступает на прием насоса 1 и через теплообменник 2 и подогреватель 3 направляется в отстойники 4 (термохимической части установки), откуда под остаточным давлением поступает в электродегидратор.

Перед попаданием в электродегидратор 5 в нефть вводятся деэмульгатор и пресная вода.

В электродегидраторе 5 происходят разрушение эмульсий и выпадение освобожденной воды в процессе отстоя.

Затем обессоленная нефть направляется в промежуточную емкость 6, а отсюда насосом 7 через теплообменники – в товарные резервуары. Вода из отстойников 4 и электродегидраторов 5 сбрасывается в виде сточных вод.

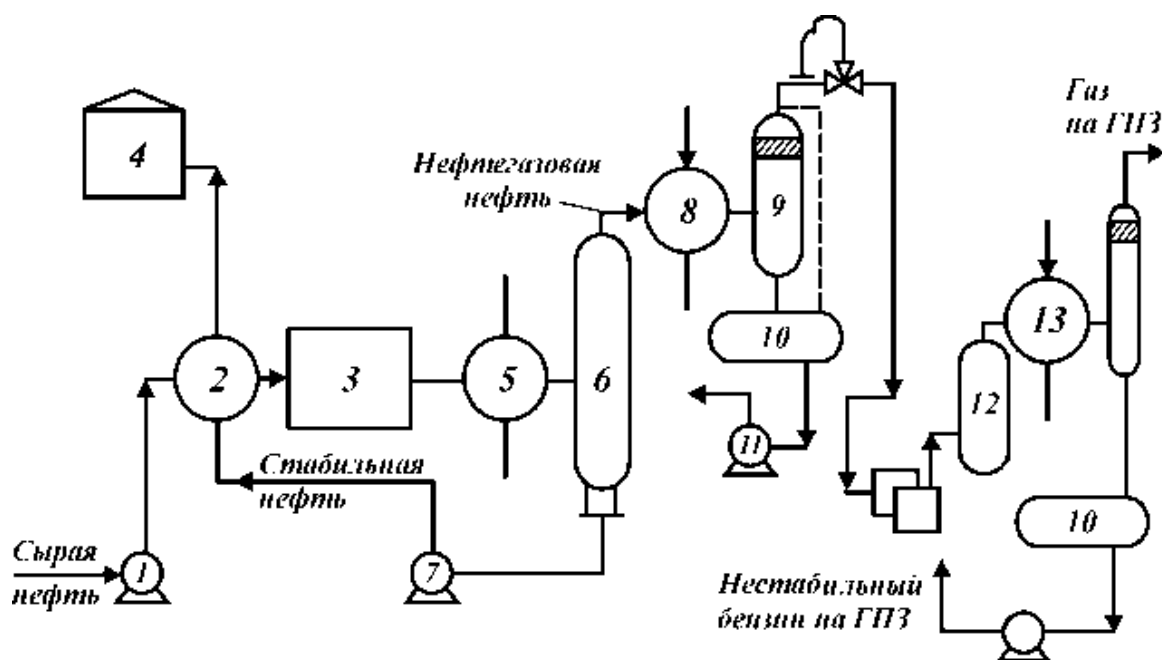


Рисунок А 1.6 – Схема стабилизационной установки

Насос 1 забирает нефть из сырьевых резервуаров и через теплообменник 2 подает ее на установку обезвоживания и обессоливания 3. Из установки обезвоживания и обессоливания нефть через подогреватель 5, где нагревается до температуры 80 – 120⁰С, поступает в стабилизационную колонну 6. Здесь из верхней части колонны отбираются газообразные углеводороды, а из нижней - отбензиненная нефть, которая через теплообменник 2 насосом 7 направляется в товарные резервуары 4. Газообразные углеводороды поступают в конденсатор-холодильник 8, где охлаждаются и частично конденсируются, а затем в двухфазном состоянии (жидкость + газ) – в сепаратор 9, где отделяются тяжелые фракции, которые собираются в специальной емкости 10.

Насос 11 из емкости 10 забирает тяжелые фракции и подает их в стабильную нефть после теплообменников. Газ из сепаратора 9 направляется через маслоотделитель 12 и конденсатор-холодильник 13 в сепаратор, где отделяются нестабильный бензин и газ, которые затем направляются на ГПЗ.

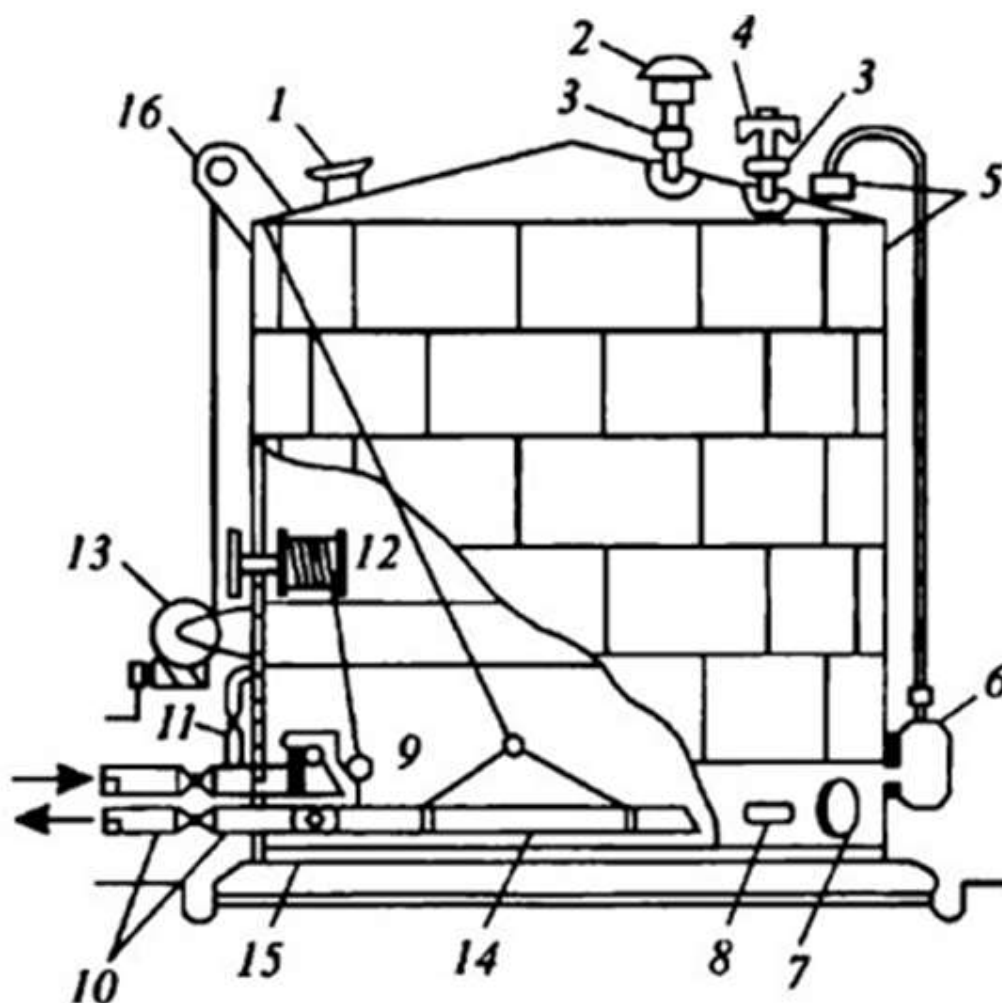


Рисунок А 1.7 – Схема расположения оборудования вертикального резервуара

1– световой люк; 2 – предохранительный клапан; 3– огневой предохранитель; 4 –дыхательный клапан; 5 – замерный люк; 6 – указатель уровня; 7 – люк – лаз; 8 – сифонный кран; 9 – хлопушка; 10 – премно – раздаточные патрубки;

11 – перепускное устройство; 12 – управление хлопушкой; 13 – лебедка; 14 – подъемная труба; 15 – шарнир подъемной трубы; 16 – блок.

Дыхательная арматура защищает резервуары и от смятия при снижении давления в период опорожнения или при уменьшении температуры в газовом пространстве. При достижении определенной величины вакуума дыхательные клапаны открываются, и в газовое пространство резервуаров поступает атмосферный воздух.

Приемо-раздаточные патрубки служат для приема и откачки нефти из резервуаров. Их количество зависит от производительности закачки-выкачки нефтепродуктов. Сифонный кран устанавливается в первом поясе резервуара на высоте 350 мм от дна и служит для удаления воды из резервуара.

Протекторная защита предотвращает внутреннюю коррозию днища и первого пояса резервуаров. Её сущность заключается в создании коррозионной пары «сталь-протектор», в которой разрушается протектор, а не сталь днища или стенки. Люки-лазы размещаются в первом поясе и служат для проникновения рабочих внутрь резервуара. Кроме того, на крыше резервуара монтируются люк замерный и люки световые.

Система размыва и предотвращения накопления донных отложений представляет собой группу веерных сопел. Скорость истечения нефти из сопла такова, что обеспечивает срыв частиц осадка и их взвешивание.

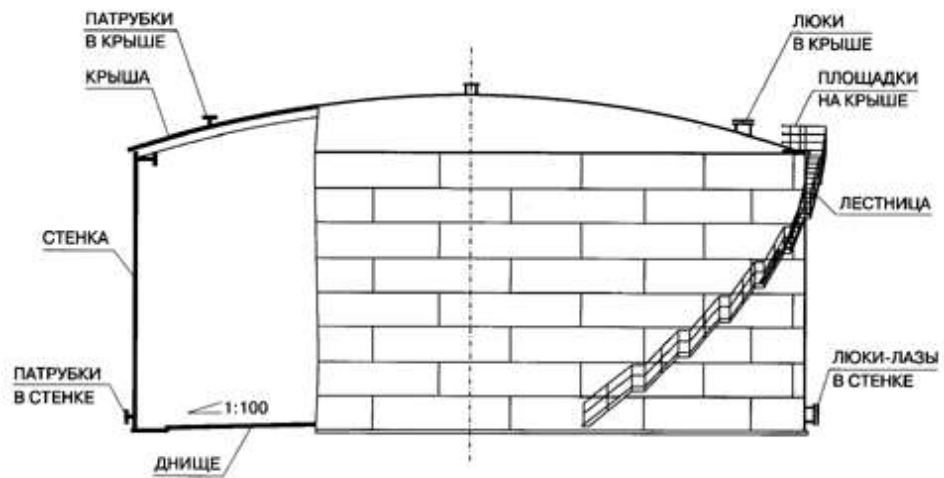


Рисунок А 1.8 – Вертикальный резервуар РВС-20000 м³

Вертикальный резервуар РВС – 20000 м³ применяется для стационарного хранения и выдачи нефтепродуктов (бензина, дизельного топлива, мазута), масел, аммиачной и технической воды и других жидкостей. Они используются на предприятиях нефтегазовой отрасли, резервуарных парках и нефтяных терминалах.

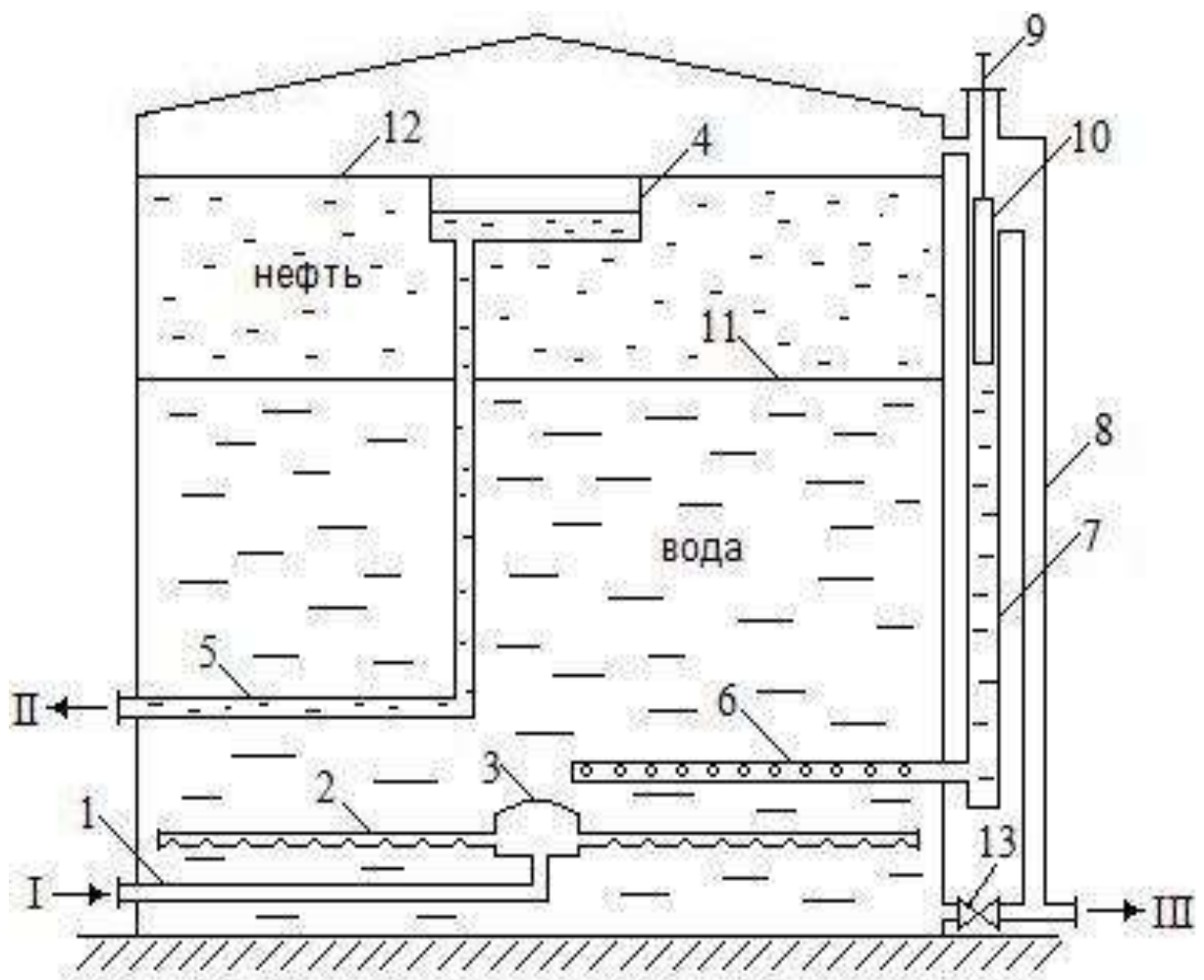


Рисунок А 1.9 – Схема резервуара-отстойника:

I – нефтяная эмульсия; II – отстоявшаяся нефть; III – пластовая вода; 1 – подводный трубопровод; 2 – лучевые отводы с отверстиями; 3 – общая ёмкость; 4 – цилиндрическая ёмкость для сбора и вывода нефти; 5 – трубопровод для вывода нефти; 6 – водосборная труба; 7 – восходящая труба гидрозатвора; 8 – нисходящая труба гидрозатвора; 9 – регулирующий шток; 10 – подвижный цилиндр (местное сопротивление); 11 – уровень воды; 12 – уровень нефти; 13 – задвижка для опорожнения резервуара

Резервуар имеет так называемый «жидкостный гидрофильный фильтр».

Для более эффективного сочетания процессов обезвоживания нефти и очистки пластовой воды в нефтяную эмульсию до подачи её в резервуар можно добавить горячую дренажную воду из отстойников (или электродегидраторов) окончательного обезвоживания.

Нефтяная эмульсия поступает по трубопроводу 1 в ёмкость 2, выполненную в виде барабана с эллиптической крышкой. К ёмкости 3 для равномерного распределения эмульсии по сечению резервуара подсоединены веером шестнадцать лучевых отводов 2 с отверстиями (на рис. 9.13 показаны только два лучевых отвода). Отводы имеют с нижней части отверстия с постепенным увеличением их диаметра от центра к периферии.

Нефтяная эмульсия через отверстия в отводах поступает равномерно под слой дренажной воды, служащей своеобразным «гидрофильным фильтром», где происходят процессы дополнительной деэмульсации и очистка отделившейся от нефти воды.

Более лёгкая нефть поднимается наверх, стекает в ёмкость 4 и по трубе 5 отводится из резервуара. Пластовая вода через трубу 6 поднимается по восходящей трубе гидрозатвора 7, затем проходит кольцевое пространство между цилиндром 10 и внутренней стенкой восходящей трубы, испытывая местное гидравлическое сопротивление. Далее вода переливается в нисходящую трубу гидрозатвора 8 и отводится из аппарата. С помощью гидрозатвора регулируется уровень воды 11 путём изменения величины местного гидравлического сопротивления перемещением вверх или вниз цилиндра 10 с помощью штока 9.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б. РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ
РАЗДЕЛЕНИЯ ФРАКЦИЙ



Рисунок Б 2.1 – Емкостный датчик CSB A41A5-32P-6-LZ

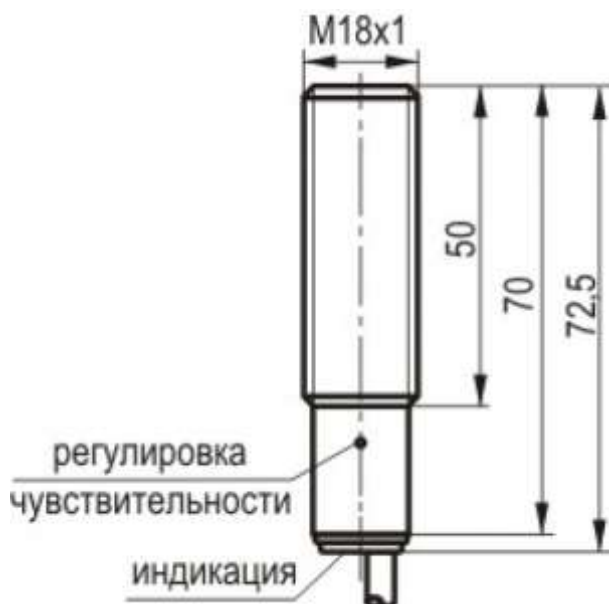


Рисунок Б 2.2 – Габаритный чертеж



Рисунок Б 2.3 – Схема подключения

Датчик имеет чувствительную поверхность, образованную двумя электродами конденсатора, включенного в цепь обратной связи высокочастотного генератора. Приближение объекта воздействия из металла или диэлектрика к чувствительной поверхности увеличивает емкость между электродами конденсатора и вызывает увеличение амплитуды колебаний генератора. При достижении амплитудой генератора порогового значения, схемой управления формируется выходной сигнал электронного ключа датчика, который используется для коммутации электрических цепей и сигнализации.

Назначение.

Выключатели ёмкостные бесконтактные (датчики) предназначены для бесконтактной коммутации исполнительных устройств в промышленных автоматизированных устройствах, линиях и системах. Датчики предназначены для работы во взрывобезопасной среде, не содержащей агрессивных газов и паров в концентрациях, приводящих к коррозии металлов.

Принцип действия.

Датчик имеет чувствительную поверхность, предназначенную для контроля положения металлических и диэлектрических объектов.

При приближении к чувствительной поверхности датчика объекта из металла или диэлектрика срабатывает пороговое устройство и формируется соответствующий выходной сигнал электронного ключа датчика, который используется для коммутации электрических цепей и сигнализации.

Технические характеристики.

Формат, мм	M18x1x72,5
Способ установки в металл	Встраиваемый
Номинальный зазор	6 мм
Рабочий зазор	0...4,8 мм
Напряжение питания, Uраб.	10...30 В DC
Рабочий ток, Iраб.	≤400 мА
Падение напряжения при Iраб.	≤2,5В
Частота переключения, Fmax	300 Гц
Диапазон рабочих температур	-25°С...+75°С
Гистерезис	3...15%
Комплексная защита	Есть
Световая индикация	Есть
Материал корпуса	Д16Т
Присоединение	Кабель 3x0,34мм ²
Степень защиты по ГОСТ 14254-96	IP65
Коэффициент пульсаций питающего напряжения	≤15%

Рисунок Б 2.4 – Таблица технических характеристик

Указание мер безопасности.

Все подключения к датчику производить при отключенном напряжении питания. По способу защиты от поражения электрическим током датчики соответствуют классу I по ГОСТ Р МЭК 536.

Указания по установке и эксплуатации

Закрепить датчик на объекте с учетом допустимых моментов затяжки гаек. Рабочее положение – любое. Проверить маркировку выводов датчика и подключить в строгом соответствии со схемой подключения. Не допускаются перегрузки и короткие замыкания в нагрузке. Режим работы ПВ100.

Допускается прямое попадание на чувствительную поверхность смазочно-охлаждающих жидкостей и масел. Для исключения взаимного влияния датчиков расстояние между ними должно быть не меньше наружного диаметра чувствительной поверхности датчика.

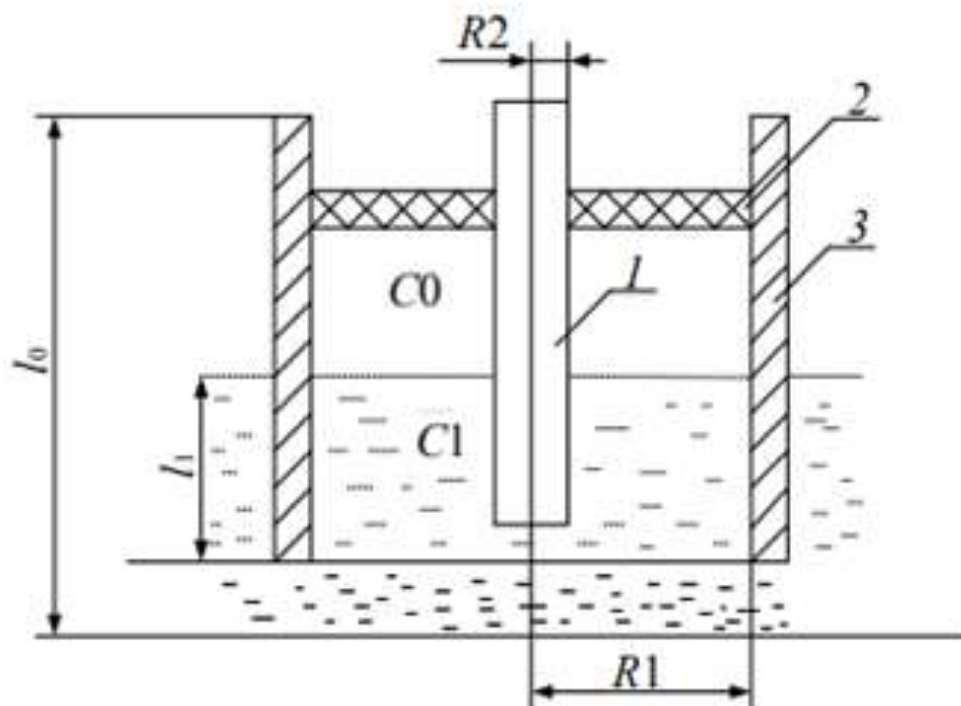


Рисунок Б 2.5– Конструкция датчика уровня жидкости:

1– цилиндрический электрод, 2 – изоляционное кольцо, 3 – полный цилиндр, который опускается в жидкость.

Выполняя мощные инструкции одного цикла, ATMEGA8-16PU достигает пропускной способности 1MIPS на МГц, позволяя системным разработчикам оптимизировать энергопотребление, по отношению к скорости обработки.



Рисунок Б 2.6 – Общий вид микроконтроллера Atmel AVR ATmega8

Таблица Б 2.1 – Характеристика микроконтроллера

Ядро	Avr
Ширина шины данных	8-бит
Тактовая частота	16 мГц
Количество входов/выходов	23
Объем памяти программ	8 кбайт(4k x 16)
Тип памяти программ	Flash
Объем EEPROM	512x8
Объем RAM	1k x 8
Наличие АЦП/ЦАП	ацп 6x10b
Встроенные интерфейсы	i2c, spi, uart
Встроенная периферия	brown-outdetect/reset, por, pwm, wdt
Напряжение питания	4.5...5.5 в
Рабочая температура	-40...+85с
Корпус	dip-28(0.300, 7.62мм)

Таблица Б 2.2 – Диапазон измерения

Технические характеристики	
Диапазон измерения	0,3 – 50 м
Количество разделов сред определяемых системой в автоматическом режиме (газ/нефть, нефть/эмульсия, эмульсия/вода)	3
Содержание воды на границе нефть/эмульсия	0,5%–5%
Содержание нефтепродуктов на границе эмульсия/вода	10 г/л– 100 мг/л
Точность определения границы газ/нефть	0,5 см
Относительная погрешность измерения границы нефть/эмульсия	0,25%
Относительная погрешность измерения границы эмульсия/вода	2%
Быстродействие	4,5 сек./ка

Таблица Б 2.3 – Качество подготавливаемой нефти и воды

Объект (АСУ ТП УПСВ)	Обводненность на входе системы, %	Плотность нефти	Содержание воды на выходе системы %	Вода мг/л
УПСВ ДНС Самот-ское место-дение	42	0,85	5–10	50–200

После первого испытания технологическая схема была доработана. Регулирование клапана КШ2 в отстойнике О1 по границе эмульсия/вода позволило существенно улучшить качество сбрасываемой воды до уровня меньше 50 мг/л.

Контроль за границей нефть – эмульсия в том же аппарате снизило обводненность нефти на выходе отстойника О1 до величины 2-3%.

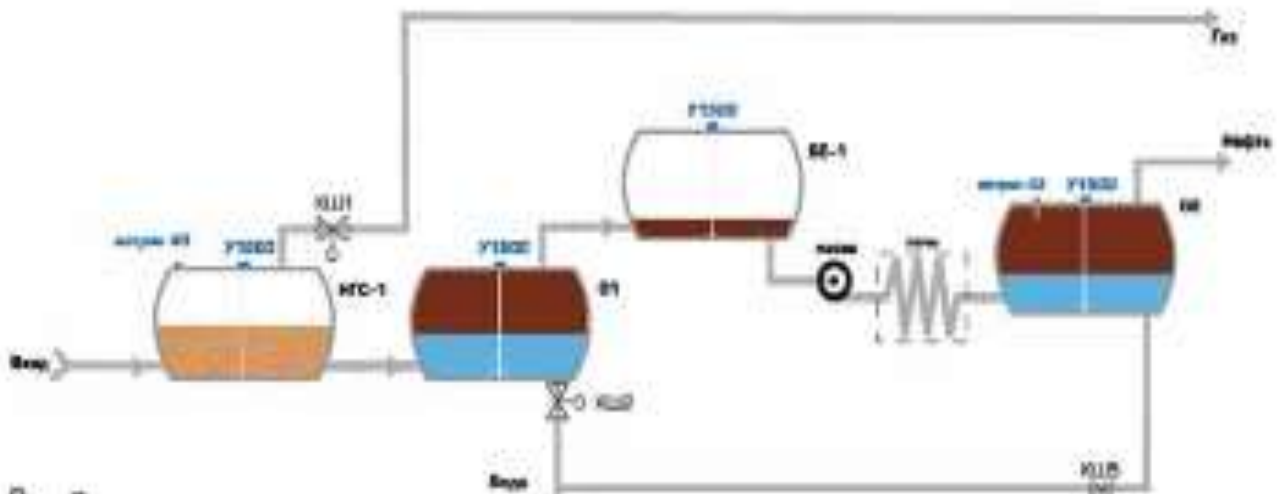


Рисунок Б 2.10 – Технологическая схема установки АСРФ100

Достигнут режим стабильного поддержания температуры сырья на выходе печи и более чем двукратная экономия расхода топлива за счет снижения количества перекачиваемой через печь воды. Малое количество горячей воды в отстойнике O_2 позволило сбрасывать эту воду на вход отстойника для предварительного подогрева жидкости.

Данный подогрев улучшил процесс водоотделения в отстойнике $O1$ и остаточной газосепарации в буферной емкости $BE-1$. В условиях неравномерной подачи жидкости на входе установки был введен клапан обратной связи, который позволил обеспечить непрерывный и стабильный режим прокачивания жидкости через печь. Параметры подготавливаемой нефти и воды после доработки установки УПС приведены в таблице Б 2.4.

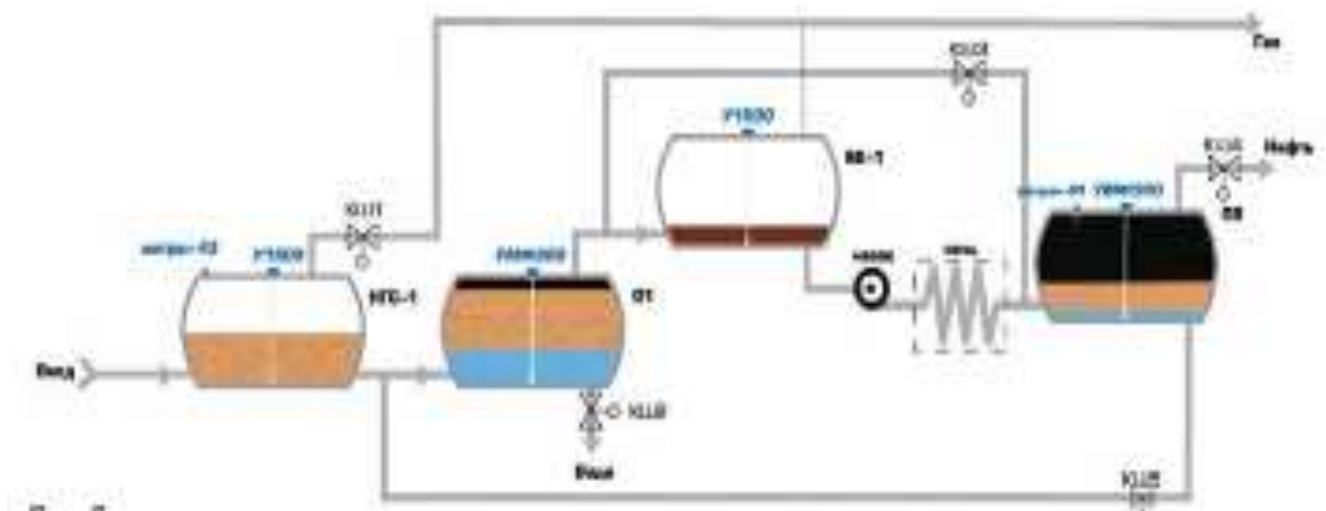


Рисунок Б 2.11 – Доработанная технологическая схема АСРФ100

Следует отметить, что доработка технологической схемы оказалась возможной благодаря возможностям системы АСРФ100, что позволило повысить эффективность работы всех звеньев в технологической цепочке.

Таблица Б 2.4 – Параметры подготавливаемой нефти и воды после доработки установки

Объект(АСУ ТП УПСВ)	Обводненность на входе системы, %	Плотность нефти	Содержание воды на выходе системы, %	Вода мг/л
УПСВ ДНС Самотлорское м-р	40	0,92	0,5	< 50

Кроме того, данные технологические результаты были достигнуты с использованием аппаратов простой внутренней конструкции, работающих в широком диапазоне параметров газонефтяной смеси, поступающих на вход установки.

ПРИЛОЖЕНИЕ В. КОМПАКТ-ДИСК

Содержание:

1. Пояснительная записка.
2. Презентация.