

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Повышение эффективности подготовки нефти на нефтегазовом месторождении «К» (Красноярский край)

УДК 622.276.8(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Яковлев Сергей Вячеславович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2021 г.

## Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3), ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (ФИО)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:            (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Яковлев Сергей Вячеславович

Тема работы:

Повышение эффективности подготовки нефти на нефтегазовом месторождении «К»  
(Красноярский край)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

20.04.2021 №110-30с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

18.06.2021

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

*Технологический регламент, параметры работы УПН, химические свойства нефти месторождения «К»*

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>1. Характеристика нефтегазового месторождения «К» 2. Общая характеристика схем УПН, унифицированные технологические схемы, эффективность подготовки нефти 3. Моделирование процесса подготовки нефти на УПН в Aspen HYSYS, анализ полученных данных, оптимизация технологического процесса 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность</p>
<p><b>Перечень графического материала</b>  (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)</p>	
<p style="text-align: center;"><b>Раздел</b></p>	<p style="text-align: center;"><b>Консультант</b></p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Сечин Андрей Александрович</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Клемашева Елена Игоревна</p>

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>16.04.2021</p>
--	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			21.04.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Яковлев Сергей Вячеславович		21.04.2021

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Яковлев Сергей Вячеславович

Школа		Отделение школы (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

### Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость работ по оптимизации технологического режима УПН, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость специального программного обеспечения в соответствии с мировой стоимостью. Оклад инженера АСУТП – 46200 руб. Оклад технолога – 52536 руб. Оклад оператора – 38016 руб. Электроэнергия, стоимость кВт/ч – 5 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1,6 - районный коэффициент
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды 30,4 %

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности оптимизации технологического режима УПН, позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Описание потенциальных потребителей результатов исследования.
2. Планирование и формирование бюджета оптимизации технологического режима УПН	Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет интегрального финансовый показателя, интегрального показателя ресурсоэффективности.

### Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Диаграмма Ганта	
2. Бюджет работ по оптимизации технологического режима УПН	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

### Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Яковлев Сергей Вячеславович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Яковлев Сергей Вячеславович

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Повышение эффективности подготовки нефти на нефтегазовом месторождении «К» (Красноярский край)	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	1. Рабочее место располагается как на открытом воздухе, так и в производственных помещениях. На рабочем месте располагаются электрические приборы, трансформаторы, технологическое оборудование для обеспечения технологического процесса работы установки подготовки нефти.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	1. Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирования проектных решений.
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	2.1 Анализ вредных производственных факторов: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенный уровень шума на рабочем месте.</li> <li>– Превышение уровня вибрации</li> <li>– Отклонение показателей климата на открытом воздухе.</li> <li>– Повышенная загазованность воздуха.</li> </ul> 2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия <ul style="list-style-type: none"> <li>– Пожарная безопасность</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Электробезопасность.</li> <li>– Аппараты под давлением</li> <li>– Механические травмы.</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p>3. Оценка воздействия месторождения на состояние земельных ресурсов, атмосферный воздух, состояние поверхностных вод.</p> <p>Характеристика месторождения как источника образования отходов производства и потребления.</p> <p>Комплекс мер по охране окружающей среды.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>4. Возможные ЧС на объектах нефтяного месторождения «К»:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-пожары,</li> <li>-взрывы,</li> <li>-разливы ядовитых веществ.</li> </ul>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Яковлев Сергей Вячеславович		

## РЕФЕРАТ

Данная выпускная квалификационная работа состоит из 102 страниц, 23 рисунков, 20 таблиц, 4 графика и 24 источника.

Ключевые слова: УПН, Aspen HYSYS Unisim Design R470, сепарация, моделирование, подготовка, оптимизация, расчет.

Объектом исследования является параметры работы установка подготовки нефти (УПН) на нефтегазовом месторождении (НГМ) «К», а предметом исследования УПН НГМ «К».

Целью данной дипломной работы является определение критериев, характеризующих процесс работы УПН. Повышение эффективности сбора и подготовки продукции скважин в условиях нефтегазового месторождения «К».

Объектом исследования является УПН на нефтегазовом месторождении «К», а предметом исследования является параметры работы УПН на нефтегазовом месторождении «К».

Актуальность данной работы обоснована экономической целесообразностью увеличения выхода товарной нефти и уменьшению потерь нефтепродуктов.

Практическая значимость исследования заключается в предложении оптимальных параметров УПН нефтегазовом месторождении «К». Подбор параметров на основании анализа результатов, полученных при помощи построение модели работы УПН. Адаптированная модель УПН была построена при построение компьютерной моделирующей программы Aspen Hysys Unisim Design R470.

Полученные данные могут быть использованы в дальнейшей практике в целях оптимизации работы ООО «С» в целях повышения экономической эффективности подготовки нефти на УПН нефтегазовом месторождении «К» за счет увеличения количества нефти без ухудшения качества продукта.



## **ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ**

В настоящей работе применены следующие сокращения:

- УПН – установка подготовки нефти;
- НГМ – нефтегазовое месторождение;
- УПТГ – установка подготовки топливного газа;
- ГСМ – горюче-смазочные материалы;
- КСУ – концевая сепарационная установка;
- ППД – поддержание пластового давления;
- РВС – резервуар вертикальный стальной;
- ЭДГ – электродегидратор;
- БР – блок дозирования;
- БПЖТ – блок подготовки жидкого топлива;
- И(ХА)Л – испытательная (химико-аналитическая) лаборатория
- ДЕ – дренажная емкость;
- ГС – газовый сепаратор;
- ПП – путевой подогреватель;
- СИКГ – система измерения количества газа;
- ТГР – трубный расширитель газовый;
- ТФС – трехфазный сепаратор;
- УПОГ – установка предварительного отбора газа;
- ФСУ – факельная совмещенная установка;
- ШУР – шкаф управления розжигом;
- БКНС – блочная кустовая насосная станция;
- ДНП – давление насыщенных паров;
- АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка;
- ФНД – факел низкого давления;
- ФВД – факел высокого давления;
- ПДК – предельно-допустимая концентрация;
- ЧС – чрезвычайная ситуация.

## **Оглавление**

РЕФЕРАТ .....	8
ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ .....	9
ВВЕДЕНИЕ .....	12
1 СОСТАВ ФЛЮИДА И ОСНОВНЫЕ МОМЕНТЫ ДОБЫЧИ.....	14
1.1 Химический состав флюида нефтяных скважин.....	14
1.2 ГОСТ и основные компоненты нефти, влияющие на качество финальной продукции .....	16
2 СПОСОБЫ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ВИДЫ УСТАНОВОК .....	22
2.1 Этапы подготовки нефти.....	22
2.2 Типы эмульсий .....	24
2.3 Сепарационная система установки .....	25
2.4 Дегазация нефтегазовой жидкости.....	29
2.5 Система обезвоживания и обессоливания нефти .....	31
2.6 Стабилизация легких углеводородов .....	36
2.7 Глубокое обезвоживание и обессоливание нефти.....	38
2.8 Метод механического обессоливания нефти .....	40
2.9 Технология химического обессоливания нефти .....	40
2.10 Установка электрохимического обезвоживания и обессоливания .....	42
2.11 Электрообессоливание на установке ЭЛОУ .....	45
2.12 Сточные воды и их образование .....	48
2.13 Основные понятия о сточных водах.....	49
2.14 Методы подготовки пластовой воды.....	50
3 ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА УПН МЕСТОРОЖДЕНИЯ «К» .....	53
3.1 Состав сооружений УПН «К» и краткая характеристика стадий технологического процесса.....	53
3.2 Общая характеристика и производительность производственного объекта .....	56
3.3 Описание технологического процесса подготовки нефти и сброса пластовой воды .....	56
3.4 Система подготовки и утилизации пластовой воды.....	60
3.5 Система подготовки и утилизации газа.....	61
3.6 Факельная система.....	63
3.7 Система нагрева и подачи промывочной воды на обессоливание нефти	65
3.8 Дренажная система и канализация.....	65
3.9 Реагентное хозяйство .....	66

3.10 Повышение эффективности при работе УПН методом расчета и подбора оптимального режима для работы технологической установки.....	67
<b>4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....</b>	<b>75</b>
4.1 Техничко-экономическое обоснование проекта .....	75
4.2 Планирование проектной деятельности .....	75
4.3 Формирование бюджета проектной работы .....	78
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта.....	80
4.4.1 Определение экономической эффективности оптимизации процесса подготовки нефти на УПН.....	81
<b>5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕСТВЕННОСТЬ.....</b>	<b>84</b>
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	84
5.2 Производственная безопасность .....	84
5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов .....	85
5.2.2 Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу .....	85
5.2.3 Отклонения показателей климата на открытом воздухе .....	87
5.2.4 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны .....	88
5.2.5 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.....	91
5.3 Обоснование мероприятий по снижению воздействия.....	92
5.3.1 Статическое электричество.....	92
5.3.2 Электрическая дуга и металлические искры при сварочных работах...	93
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>99</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>100</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

С «возрастом» нефтяные скважины с каждым годом все больше обводняются, а поддерживать первую группу качества нефти все сложнее, в аппаратах начинает скапливаться не разрушающаяся эмульсия. А вместе с водой стало все больше поступать хлористых солей и механических примесей с фонда (частицы глины, песка, металлов и известняка), асфальтенов и смолистых веществ, которые являются природными эмульгаторами, наряду с высокой обводненностью приводит к образованию особо стойких (бронированных) эмульсий, которые трудно поддаются разделению, которые скапливаются по всем аппаратам и не дают отработать межфазной пленке.

Для того чтобы, соответствовать государственному ГОСТу по качеству нефти (51858-2002), необходимо производить подготовку нефти, в том числе достаточно глубокое обезвоживание нефти, и на выходе получать высококачественный продукт.

Целью данной дипломной работы является определение критериев, характеризующих процесс работы УПН. Повышение эффективности сбора и подготовки продукции скважин в условиях нефтегазового месторождения «К».

Объектом исследования является УПН на нефтегазовом месторождении «К», а предметом исследования является параметры работы УПН на нефтегазовом месторождении «К».

Практическая значимость исследования заключается в предложении оптимальных параметров УПН нефтегазовом месторождении «К». Подбор параметров на основании анализа результатов, полученных при помощи построение модели работы УПН. Адаптированная модель УПН была построена при построение компьютерной моделирующей программы Aspen Hysys Unisim Design R470.

Полученные данные могут быть использованы в дальнейшей практике в целях оптимизации работы ООО «С» в целях повышения экономической

эффективности подготовки нефти на УПН нефтегазовом месторождении «К» за счет увеличения количества нефти без ухудшения качества продукта.

В ходе работы, по результатам расчетов было выявлено, что при использовании данных оптимальных параметров увеличение количества товарной нефти, соответствующей госту получим на **2,45** %.

Актуальность данной работы обусловлена ее практической значимостью.

# 1 СОСТАВ ФЛЮИДА И ОСНОВНЫЕ МОМЕНТЫ ДОБЫЧИ

## 1.1 Химический состав флюида нефтяных скважин

Флюиды залежи, которые могут быть вскрыты в процессе строительства скважины, подразделяются на следующие типы: природные газы (в том числе и не углеводородные); газоконденсаты, нефтегазоконденсаты; нефть; газированные пластовые воды, минерализованные пластовые воды [1]. Пластовые флюиды могут встречаться, как и в чистом виде так и в комбинированном, смешанном в различных пропорциях. Флюиды в пластовых условиях могут находиться в двух агрегатных состояниях: газообразном и жидком. Вязкость пластовых флюидов следует рассматривать как физическую характеристику, от величины которой зависит фильтрация пластового флюида к скважине. Чем выше вязкость флюида, тем меньше скорость фильтрации, а, следовательно, меньше скорость притока флюида к скважине, что позволяет говорить. Способность растворяться в жидких флюидах или в буровом растворе имеет важное значение для характеристики газообразных пластовых флюидов особенно токсичных, так как это позволяет оценить их возможность появления на земной поверхности вместе с жидким флюидом или с буровым раствором при циркуляции. В этом случае возникает опасность их выделения из жидкого флюида или бурового раствора в результате снижения давления (от пластового до атмосферного). Если при бурении или эксплуатации существует вероятность контакта пластового флюида или бурового раствора с флюидами, имеющими в них хорошую растворимость, то фонтана-опасность такого технологического объекта скважины считается высокой.

Со скважин может идти:

1. Газы природные, в том числе метан, бутан, пропан...;
2. Газоконденсат (конденсат газа);
3. Нефтеконденсат;
4. Нефть;
5. Воды пластовые – газированные;

6. Воды минеральные либо рапа.

Флюид представляют собой смесь нефти и газов (жидкой и газообразной форме) преимущественно метанового (парафинового) ( $C_n H_{2n+2}$ ), нафтенового ( $C_n H_{2n}$ ) и в меньшем количестве ароматического ( $C_n H_{2n-6}$ ) рядов. В поверхностных условиях углеводороды от  $CH_4$  до  $C_4H_{10}$  - газы, от  $C_5H_{12}$  до  $C_{16}H_{34}$  - жидкости, от  $C_{17} H_{36}$  до  $C_{35} H_{72}$  и выше - твердые вещества, называемые парафинами и церезинами. При большом количестве газа в пласте он может располагаться в виде газовой шапки над нефтью в повышенной части структуры. При этом часть жидких углеводородов нефти может находиться в виде паров также и в газовой шапке. При высоком давлении в пласте плотность газа становится весьма большой (приближается по величине к плотности легких углеводородных жидкостей). В этих условиях в сжатом газе растворяются значительные количества легкой нефти ( $C_5H_{12} + C_6H_{14}$ ). Иногда нефть оказывается полностью растворенной в газе. При извлечении такого газа на поверхность в результате снижения давления и температуры растворенная в нем нефть выпадает в виде конденсата.

Разберемся в составе нефти. Так как флюид в основном состоит из углеводородных соединений парафинового, нафтенового и ароматического рядов, то в состав нефти входят также высокомолекулярные соединения, содержащие кислород, серу, азот, то есть нафтеновые кислоты, смолы, асфальтены, парафин и другие. Содержание их в нефтях невелико, они существенно влияют на свойства поверхностей раздела в пласте (в частности, поверхности пустотного пространства), на распределение жидкостей и газов в пустотном пространстве и, следовательно, на закономерности движения нефти при разработке залежей. Нефти содержат от тысячных процента и до 5-6 % серы. Она присутствует в них в виде свободной серы, сероводорода, а также сернистых соединений и смолистых веществ - меркаптанов, сульфидов, дисульфидов и другие вещества. По содержанию серы нефти делятся на малосернистые

(содержание серы не более 0,5 %), сернистые (0,5-2,0 %) и высокосернистые (более 2 %).

Асфальтосмолистые вещества нефти - высокомолекулярные соединения, включающие кислород, серу и азот и состоящие из большого числа нейтральных соединений непостоянного состава. Содержание асфальтосмолистых веществ в нефтях колеблется в пределах от 1 до 40 %. Наибольшее их количество отмечается в тяжелых темных нефтях, богатых ароматическими углеводородами. По содержанию смол нефти подразделяются на малосмолистые (содержание смол ниже 18 %), смолистые (18-35 %), высокосмолистые (свыше 35 %). Нефтяной парафин — это смесь твердых углеводородов двух групп - парафинов  $C_{17}H_{36}$ - $C_{35}H_{72}$  и церезинов  $C_{36}H_{74}$ - $C_{55}H_{122}$ . Температура плавления первых 27-71 °С, вторых - 65-88 °С. Нефти относят к малопарафинистым при содержании парафина менее 1,5 % по массе, к парафинистым - 1,5-6,0 % по массе, к высокопарафинистым - более 6 %. В отдельных случаях содержание парафина превышает 25 %. При температуре его кристаллизации, близкой к пластовой, реальна возможность выпадения парафина в пласте в твердой фазе при разработке залежи [2].

## **1.2 ГОСТ и основные компоненты нефти, влияющие на качество финальной продукции**

Просторы России огромны и при больших пространствах у нас богатые земные недра. Количество нефтедобывающих компаний только в России насчитывается более 102 штук в 34 регионах. Количество месторождений нефти и газа составляет более 2 тысяч. С учетом нашей огромной географии площади, хотелось описать основные границы месторождений [3]:

1. Туймазинское. Это нефтяное месторождение находится в республике Башкирия и является одним из крупнейших мест, где в России добывают нефть. Процесс нефтедобычи здесь начался еще в 1937 году и продолжается до сих пор.



2. Самотлорское. Данное месторождение расположено неподалеку от озера Самотлор. Нефтедобыча здесь ведется, начиная с середины прошлого века. Сейчас добычей занимается нефтегазовая компания «Роснефть».
3. Ромашкинское. Является одним из старейших месторождений нефти. Месторасположение — республика Татарстан. Его запасы составляют около 5 млрд. тонн. Их добычей занимается компания «Татнефть».
4. Приобское. По среднесуточному показателю добычи нефти оно занимает первое место в России. За день добывается примерно 100 тысяч тонн нефти. Работы ведут компании «Газпром нефть», а также «Роснефть».
5. Лянторское. Ежедневный объем добываемой нефти составляет 26 тыс. тонн. «Сургутнефтегаз» — компания, занимающаяся добычей полезного ископаемого в этой местности. Федоровское. Общие запасы полезных ископаемых составляют примерно 2 млрд. тонн (3, данные за 2018 год).

Россия самая большая по площади страна мира, месторождения раскиданы по разным регионам, разные регионы — это разная по своему составу нефть, разный химический состав углеводородов. Что бы регион происхождения флюида не играл роли, еще в советские годы СССР был создан гост: ГОСТ 1510 от 1984 года, и на данный момент спустя почти сорок лет он претерпел большие изменения. В данный момент основной целью подготовки сырой нефти является получение нефти, соответствующей российским стандартам для перекачки через систему магистральных трубопроводов и последующей переработки, все российские нефтяные компании готовят нефть согласно регламенту – «ГОСТ Р 51858 Нефть. Общие технические условия».

В данном ГОСТе, описаны основные типовые характеристики нефти необходимые для дальнейшей перекачки и переработки на заводах. Основываясь ГОСТ Р 51858, при оценке качества нефть подразделяют на классы, типы, группы, виды. Рассмотрим ближе эти подразделы [4]:

1. В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяют на классы 1-4 (таблица 1.1).

Таблица 1.1 - Классы нефти

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %	Метод испытания
1	Малосернистая	До 0,60 включ.	
2	Сернистая	От 0,61 » 1,80	По ГОСТ 1437, ГОСТ Р 51947 и 9.2
3	Высокосернистая	» 1,81 » 3,50	настоящего стандарта
4	Особо высокосернистая	Св. 3,50	

2. По плотности, а при поставке на экспорт - дополнительно по выходу фракций и массовой доле парафина нефть подразделяют на: 0 - особо легкая; 1 - легкая; 2 - средняя; 3 - тяжелая; 4 - битуминозная.

Таблица 1.2 - Типы нефти

Наименование параметров	Норма для нефти типа				
	0	1	2	3	4
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	830 (при 20 °С) 833,7 (при 15 °С)	830,1—850 (при 20 °С) 833,8—853,6 (при 15 °С)	850,1—870 (при 20 °С) 853,7—873,5 (при 15 °С)	870,1—895 (при 20 °С) 873,6—898,4 (при 15 °С)	> 895 (при 20 °С) > 898,4 (при 15 °С)
Выход фракции, % об.	> 30 (до 200 °С) > 52 (до 300 °С)	> 27(до 200 °С) > 47 (до 300 °С)	> 21(до 200 °С) > 42 (до 300 °С)	-	-
Массовая доля парафина, %	< 6	< 6	< 6	-	-

Примечания к таблице 2 – типы нефти:

1. Если нефть по одному из показателей (плотности или выходу фракций) относится к типу с меньшим номером, а до другому - к типу с большим номером, то нефть признают соответствующей типу с большим номером.

2. Нефти типов 3 и 4 при приеме в систему трубопроводного транспорта для последующей поставки на экспорт должны иметь норму по показателю 3. «не более 6 %».

3. В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяют на классы 1-3 (таблица 1.3).

Таблица 1.3 - Группы нефти

Наименование показателя	Норма для нефти группы			Метод испытания
	1	2	3	
1 Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0	По ГОСТ 2477-65 и 9.5 настоящего стандарта
2 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100	300	900	По ГОСТ 21534 и 9.6 настоящего стандарта
3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05			По ГОСТ 6370-83
4 Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)			По ГОСТ 1756, ГОСТ Р 52340 и 9.8 настоящего стандарта
5 Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до	10	10	10	По ГОСТ Р 52247 или приложению А (6)

температуры 204 °С, млн <sup>-1</sup> ( <i>ppm</i> ), не более				
Примечание - Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому - к группе с большим номером, то нефть признают соответствующей группе с большим номером.				

4. По массовой доле сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на 2 вида (таблица 1.4).

Таблица 1.4 - Виды нефти

Наименование показателя	Вид нефти		Метод испытания
	1	2	
1 Массовая доля сероводорода, млн <sup>-1</sup> ( <i>ppm</i> ), не более	20	100	По ГОСТ Р 50802
2 Массовая доля метил- и этил-меркаптанов в сумме, млн <sup>-1</sup> ( <i>ppm</i> ), не более	40	100	

*Примечание - Нормы по показателям таблицы 4 являются факультативными до 01.01.2010. Определяются для набора данных.*

Для закачки нефти в магистральный трубопровод, она должна соответствовать следующей классификации подготовки, который включает в себя следующие операции:

- введение деэмульгатора, отделение свободной воды и сепарация газа;
- стабилизация нефти, нагрев (для интенсификации процесса отделения воды от нефти и сокращения давления паров сырой нефти);
- обессоливание; подготовка и отведение подтоварной и сеноманской воды;
- гравитационное осаждение механических примесей;
- перекачка и учет; подготовка и компримирование газа, экспорт газа и газлифт.

Согласно данному регламенту, каждая нефтяная компания, пытаются при сдаче нефти соблюсти все условия. Нефтяники в основном разделяют нефть на 3 группы подготовки для облегчения понимая качества регламентированной продукции.

Далее в таблице 1.5 будут приведены 3 группы подготовки нефти.

Таблица 1.5 – Группы подготовки нефти

Наименование показателя	Норма для нефти группы		
	1	2	3
Массовая доля воды, %	< 0,5	< 0,5	< 1
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	< 100	< 300	< 900
Массовая доля механических примесей, %	< 0,05	< 0,05	< 0,05
Давление насыщенных паров, кПа (мм Т. Ст.)	< 66,7 (500)	< 66,7 (500)	< 66,7 (500)
Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, млн. <sup>-1</sup> (ppm)	< 10	< 10	< 10

Нефтяные компании сдают в магистральный трубопровод нефть 1 группы, включающую в себя основные критерии, приведенные выше.

## 2 СПОСОБЫ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ВИДЫ УСТАНОВОК

### 2.1 Этапы подготовки нефти

Объекты добычи, транспортировки и обработки скважинной продукции включают в себя технологическое оборудование от устья скважины до УПН (установка подготовки нефти и газа). Необходимое для этого оборудование в основном включает в себя следующие типы установок:

1. кусты скважин и выкидные линии;
2. узлы ввода реагентов, замерные установки (АГЗУ);
3. внутрипромысловые трубопроводы;
4. ДНС, УПСВ, МПС (многофазные перекачивающие станции);
5. Установка подготовки нефти, центральный пункт сбора.



Рисунок 2.1- схематичное движение нефтесодержащей жидкости.

Флюид из скважины (рисунок 2.1) по выкидным линиям поступает на автоматическую групповую замерную установку АГЗУ вместе с нефтяным

газом и водой. В АГЗУ происходит замер дебита жидкости и газа, выдаваемого с выкидных линий скважин. Далее насосами БДР происходит закачка химического реагента для уменьшения коррозии труб по пути до ДНС либо УПН. Если расположение кустов находится достаточно далеко либо местность месторождения имеет ряд возвышенностей- перепадов высот (холмистая), используются дополнительные пункты ДНС (дожимные насосные станции), либо насосами МПС. Но чаще всего месторождения пытаются работать без использования дорогостоящего оборудования, при учете скромных объемов добычи нефти и газа – это возможно. Далее по коллекторам флюид поступит на УПН или сразу на ЦПС в зависимости от месторождения. При поступлении нефти уже на УПН, нефть пройдет несколько стадий подготовки и доведения её до кондиции, соответствия ГОСТ Р 51858.

Рассмотрим основные этапы подготовки нефти и газа на установках УПН:

1. ступень сепарации - дегазация;
2. ступень сепарации - обезвоживание и обессоливание;
3. ступень – стабилизация легких фракций.

Установки УПН могут иметь как мольные (МУПН), так и стационарный вид.

Кратко рассмотрим мобильные УПН. Мобильные установки подготовки нефти в свою очередь разделяются на установки, состоящие из мобильных платформ с установленными на них сосудами (сепараторами), печами (печными подогревателями) и т.п. которые в свою очередь имеют возможность перемещаться на расстояния без огромных финансовых вложений. Но есть и совершенно мобильные компактные установки для минимальной подготовки скважинного флюида прямо на кустовых площадках и дальнейшей её транспортировки в коллектор (база СУС-300, УЗТ-50, рисунок – 2.2). В их состав входит 1 трехфазный сепаратор в виде буллита на 6 кубических метров жидкости, 1 газосепаратор для разгрузки буллита от поступающего в него газонефтяного потока и понижения давления, и БДР – для закачки в

поступающую с кустов жидкость - деэмульгатор для дальнейшего обезвоживания нефти. Данные мобильные скважинные сепарационные установки рассчитаны на установку возле скважин. В комплекте к ним устанавливают ПП (печной подогреватель) малой мощности на примере НУС-0,1-0,2 для разогрева жидкости и дальнейшего лучшего разделения жидкой и газовой фазы флюида. Данные установки рассчитаны максимально на 300 кубических метров жидкости в сутки. А так как из скважины поступает водонефтяная эмульсия, воды может доходить до 99%, данный сепаратор рассчитан на 100-150 кубических метров жидкости в сутки и получаем 2,3 и в редких случаях 1 группу нефти на выходе.

В данной работе мы не будем рассматривать мобильные проекты малой мощности, только стационарные установки.



Рисунок 2.2 – Мобильная УПН на базе СУС-300.

## 2.2 Типы эмульсий

Перемещение пластовых вод и нефти по стволу скважины и трубопроводам приводит к их смешиванию, а в результате смешивания — перемешиваются и дробятся. Сам процесс дробления одной жидкости в другой



называют диспергированием. В итоге диспергирования одной жидкости в другой образуются сложные эмульсии.

Появление происходит еще на глубине под землей в 2500-4500 метрах и при высоком давлении 200 кг/м<sup>3</sup>, одна объемная часть нефти в состоянии растворить до 900 объемных частей газа. При подъеме нефти происходит резкое снижение давления и газ стремится выделяется с такой силой, что ее вполне хватает для смешивания двух не смешивающихся жидкостей: нефти и подтоварной воды.

Существуют два основных типа нефтяных эмульсий: дисперсии нефть в воде (Н/В) и дисперсии воды в нефти (В/Н). Нефтяные эмульсии можно разделить на три группы: Прямые эмульсии, являются дисперсной фазой и распределены в воде – дисперсионной среде. Такие эмульсии называются «нефть в воде» и будут обозначаться Н/В. Обратные эмульсии, когда капельки воды (полярная жидкость) – дисперсная фаза – распределены в нефти (неполярная жидкость), являющейся дисперсионной средой. Такие эмульсии называются «вода в нефти» и будут обозначаться В/Н. Многосоставная эмульсия – это когда эмульсия присутствует в эмульсии, т.е. такая система, когда в сравнительно крупных каплях воды могут находиться мелкие глобулы нефти, или в крупных каплях нефти находятся достаточно мелкие глобулы воды. В природе чаще других встречаются эмульсии вода в нефти (В/Н). Тип эмульсии устанавливается по свойствам ее дисперсионной среды. Эмульсия типа Н/В (вода – внешняя фаза) смешивается с водой в разном соотношениях и обладает высокой электропроводностью. Эмульсия В/Н смешивается только с углеводородной жидкостью и не обладает заметной электропроводностью [5].

### **2.3 Сепарационная система установки**

Отделение нефти от попутного нефтяного газа при регулировании температуры и давление называется сепарацией. Путем выбора правильной температуры и давления, можно добиться эффективного отделения газа от нефти.

Изначально сепараторы различают на несколько видов и типов, рассмотрим более детально:

1. По назначению: сепарирующие и замерные;
2. Горизонтальные и вертикальные (рис 2.3);
3. Цилиндрические либо сферические (рис 2.4);
4. По расположению в пространстве: горизонтальные, наклонные и вертикальные;

5. Характером действующих сил на флюид: инерционные, ультразвуковые, гравитационные, центробежные и еще ряд узконаправленных.

6. По технологическому назначению разделяют на:

- трехфазные – служат для разделения на газ, нефть и воду (рис 2.5);
- двухфазные – разделяют на два состава, газ и жидкость (рис 2.6);
- сепараторы – пробкоуловители, которые ставят на первую ступень, используются при отделении основного газа и увеличения стабильности потока;
- концевые сепараторы – применяются на последней стадии сепарации нефти, а именно стабилизации нефти, из концевых сепараторов нефть поступает в резервуары (рисунок 2.7);
- сепараторы с предварительным отбором газа, где частично раздельный ввод газа и жидкости, что позволяет стабилизировать поток и снизить пульсации поступлений, и увеличить пропускную способность сепаратора (рисунок 2.8).

Сепаратор с самого начала закладывается еще в проект установки, обладающий необходимыми пропускной способностью и свойствами. Существует 2-а основных понятия отстоя жидкости в сепараторе: гравитационный отстой и динамический.

Гравитационные отстойники используют в основном при статичном стоянии жидкости в емкостях типа РВС либо РГС (РВС- резервуар вертикальный стальной; РГС- резервуар горизонтальный стальной). Динамический отстой рассчитывается для постоянного поступления жидкости либо газовой смеси. Рассчитывается, используя физические и химические свойства поступающего

углеводорода. Во время пребывания нефти происходит коагуляция капель воды, и более тяжелые и крупные капли воды под гравитационными силами оседают на дно в виде подтоварной воды и тем самым уменьшают количество солей в нефти. Впрочем, отстой под действием сил тяжести холодной нефти - малоэффективный и малоцелесообразный способ обезвоживания нефти (холодная сепарация нефти подходит для сброса основного попутного газа и пластовой воды). В следствии этого используется горячей отстой нефти, когда за счет предварительного нагрева флюида до температуры 40 –80 °С существенно облегчаются процессы укрупнения капель воды и ускоряется обезвоживание нефти при гравитационном отстое. В ряде случаев химический состав флюида требует особого подхода. Сложные химические связи и стойкие бронируемые эмульсии требуют больше трудозатраты при подготовке нефти до определенной группы.

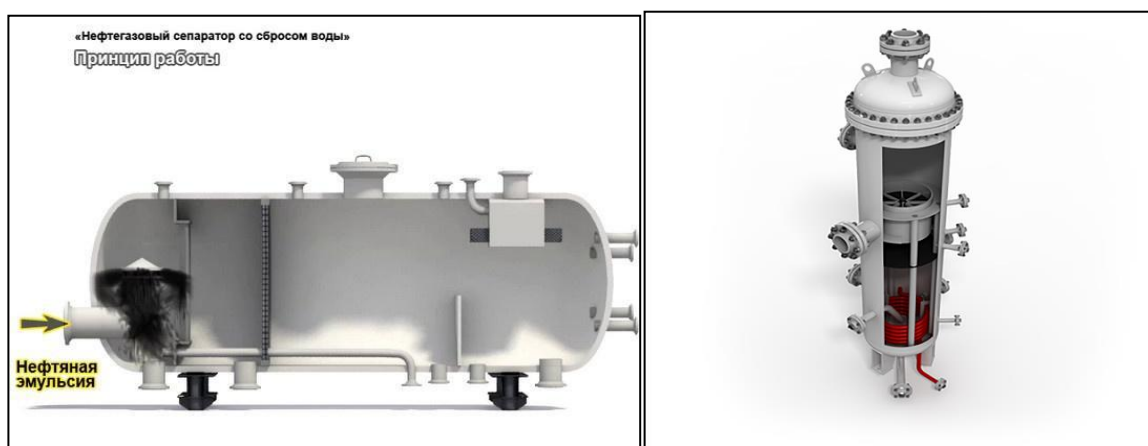


Рисунок 2.3 - Горизонтальные и вертикальные сепараторы;



Рисунок 2.4 - Сферический сепаратор;

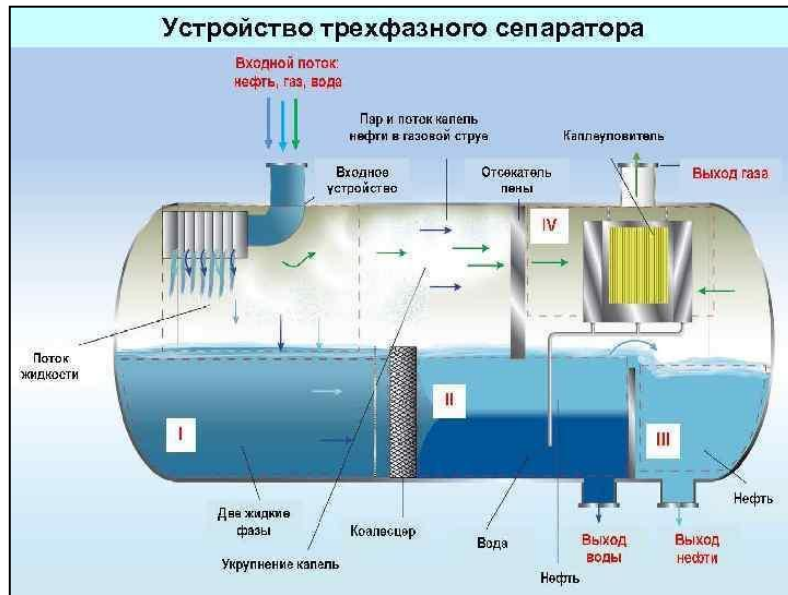


Рисунок 2.5 – трехфазный сепаратор;

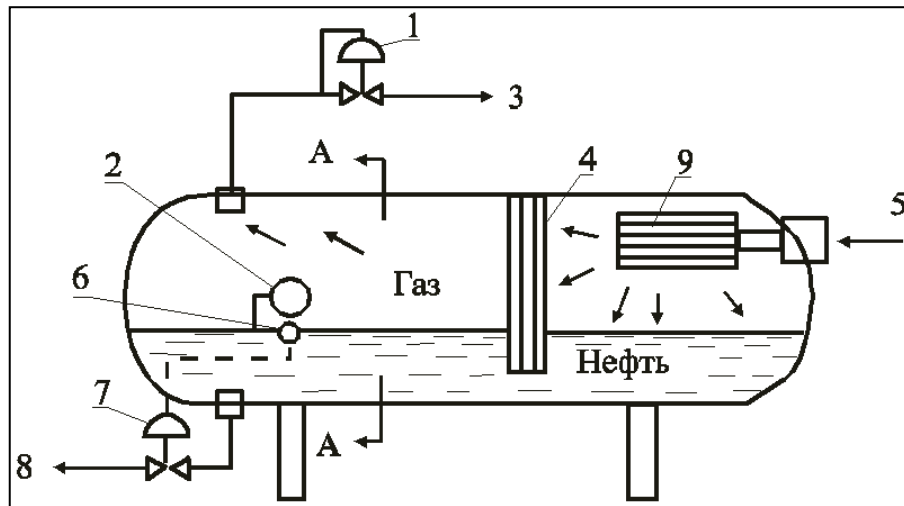


Рисунок 2.6 – двухфазный сепаратор;

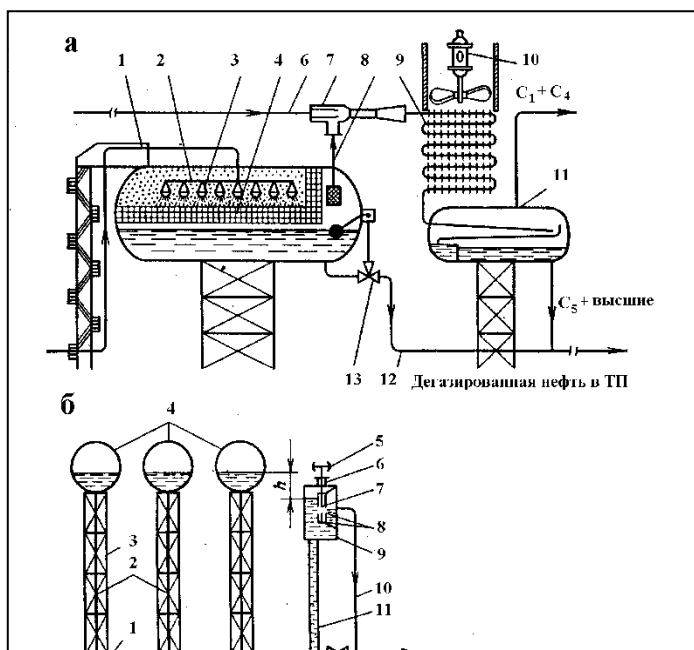


Рисунок 2.7- концевые сепараторы;

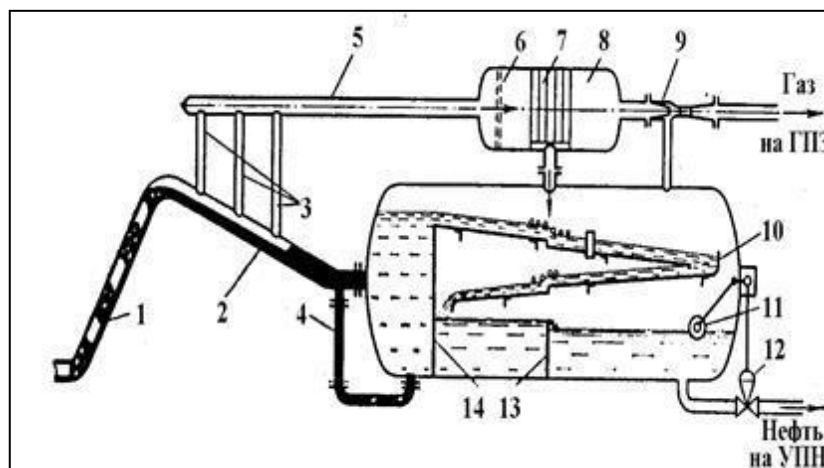


Рисунок 2.8- сепараторы с предварительным отбором газа.

## 2.4 Дегазация нефтегазовой жидкости

Отделение газа на УПН может производиться в разное количество ступеней, кроме того, может использоваться неограниченное количество самих установок подготовки нефти. Все зависит от объемов подготавливаемой продукции, ее состава и нагрузок на УПН. Приходящую смесь углеводородов от скважин изначально сепарируют при высоком давлении на первой ступени, где выделяется основная масса газа. Затем нефть поступает на сепарацию при среднем и низком давлениях, где она подвергается конечной сепарации. В ряде случаев на отдалённых кустовых площадках имеется смысл производить

разделение нефти и газа на месте, что в дальнейшем необходимо для дальнейшего использования газа на собственные нужды. В этих целях по возможности на отдаленных кустовых площадках устанавливают газовый сепаратор и газовую электростанцию, которая в свою очередь снабжает электричеством ближайшие объекты на кусте. В этом случае разделение происходит двумя возможными способами сценарии: газ полностью отделяется, а жидкость транспортируется по трубопроводу до насосного и компрессорного оборудования.

Движение газонефтяной смеси по промысловому трубопроводу происходит с турбулентностью и пульсациями. Примером этому может служить, если поток имеет пробковую структуру, а условие это описывал выше (ландшафт и перепады высот), то с большой вероятностью присутствует скопление и прохождение пробкообразованию газа и пробкоскоплению нефти.

Так как дегазация нефти происходит по всему пути прохождения жидкости через установку, но следует в основном по степени уменьшения давления, в целях дальнейшей стабилизации нефти. Так как большая часть газа находится в жидкости флюида, а по законам фазовых концентраций гласит, что, чтобы разрядить жидкость от попутного газа, нам необходимо соблюсти температурный режим и давление, в виде входного сепаратора на УПН, после входных фильтров чаще всего ставят сепараторы –двухфазные, либо пробкоуловителя увеличенного объема, в целях компенсации импульсов приходов жидкости со скважин и поддержания заданного давления и уровня в рамках технологических уставок установки. В данном сепараторе главная задача пропустить всю поступающую жидкость сивость потоки разделители- систему сеток, либо сварных зигзагообразных уголков.

В зависимости от способа дегазации - инерционные либо центробежные завихрения потоков, устанавливаются соответствующее оборудование. В любом случае поступающий поток жидкости сепараторам необходимо разделить на

большее количество потоков и перемешать между собой, снизить при этом давление до технологических уставок рассчитанных заранее.

Оптимальным режимом для сепарации считается заполнение сепаратора на 50% от верхней обечайки - создается эффект зеркала, так, чтобы была максимальная площадь для выхода газа из поступившего нефтяного флюида. Первый этап сепарации должен быть рассчитан так, чтобы 80-90% всего газа сепарировалось на нем.

На выходе из сепаратора мы получаем более стабильный нефтяной поток, с уже меньшим количеством газа. Можно приступать к следующему этапу – холодной и горячей сепарации – обезвоживание и обессоливания нефти.

## **2.5 Система обезвоживания и обессоливания нефти**

Обезвоживание и обессоливание относятся ко второму этапу подготовки нефтяной жидкости. Изначально с кустов поступает водонефтяная эмульсия с некоторым количеством газа, количество которого зависит многих факторов, к которым относятся многие факторы, основными из которых является месторождение и дебитовые скважины. С учетом того, что на первом этапе подготовки нефти – мы подвергли водонефтяную смесь дегазацию и сократили общее поступление газа в жидкости в усредненном значении до ~5-10% от изначального количества газа и снизили импульсивность потока, так же снизили давление в сепараторах, что обеспечило выход части легких углеводородов из нашего основного потока.

На втором этапе необходимо разрушить водонефтяную эмульсию. Эмульсией является дисперсная система из двух или нескольких жидких фаз. Когда одна из жидкостей присутствует в составе другой во взвешенном состоянии или жидкость, которая распределяется в глобуле, называются дисперсионной средой. Жидкость, которая распределена в дисперсионной среде, называется дисперсной фазой [5].

Чаще всего для обезвоживания используют 2 ступени сепарации: холодная и горячая сепарация. Холодная сепарация – удаление основного количества воды

из водонефтяного потока без применения химических реагентов и нагрева, а и горячая - с более глубоким обезвоживанием и обессоливанием будущего продукта с применением деэмульгатора и нагрева жидкости.

Горячая сепарация основана на применение динамического гравитационного отстоя. После того как холодная жидкость после первой ступени дегазации поступает в трехфазный сепаратор, где происходит разделение газонефтяного потока с применением коалесцера (сеточек-разделителей потока), либо сталкивая потоки поступающей жидкости разбивают дисперсную среду. Вода под силой гравитации в сепараторе осаждается вниз, а нефть стремится подняться выше воды в силу разности их плотностей и законам физики. Чаще всего плотность пластовой воды наполненной хлористыми солями и механическими примесями составляет 1100 кг/м<sup>3</sup> против плотности нефти 800-870 кг/м<sup>3</sup>. Нефть перетекая через общий отсек с водой, перетекает через стенку и поступает в секцию нефти 3 на рисунке 2.5. Капельки нефти в газе, отсекается, проходит через ловушку-каплеуловители и осаждаются в нефтяной секции.

При холодной сепарации возможно разделить и утилизировать воду из нефтяного потока, довести обводненность нефти до ~ 4-6 %. Для более глубокого обезвоживания необходимо использовать химический реагент - деэмульгатор и термическое воздействие на жидкость с применением нагрева. Все вышеперечисленные воздействия благоприятно сказываются на дальнейшую подготовку продукции к разрушению бронированные нефтяные и водяные глобулы.

После холодной сепарации в трехфазном сепараторе, в поток жидкости добавляется деэмульгатор для дальнейшего нагрева.

Для предотвращения образования, а также для разрушения уже образовавшихся нефтяных эмульсий широко применяются деэмульгаторы - поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые в отличие от природных эмульгаторов способствуют значительному снижению стойкости нефтяных эмульсий. Воздействие деэмульгатора на нефтяную эмульсию основано на том,



что деэмульгатор, адсорбируясь на поверхности раздела фаз нефть – вода, вытесняет и замещает менее активные поверхностно-активные природные эмульгаторы. В большинстве видов нефти присутствуют механические примеси (сульфид железа, ил, частицы глины и т. д.), частички которых собираются на поверхности раздела и способствуют упрочнению пленки, обволакивающей глобулы воды. Часто эти механические примеси являются основными веществами, составляющими материал пленки, и удаление их вместе с водой также является важной задачей при подготовке нефти под государственные стандарты. Деэмульгаторы обволакивают частицы механических примесей тонкой пленкой, хорошо смачиваемой водой, и такие частицы выделяются из нефти и удаляются вместе с водой [6].

Насос дозировочный (НД) на выходе жидкости из сепаратора холодной сепарации, дозирует реагент в зависимости от вида химического реагента и уставок подачи реагента в технологической карте установки. Дозировка реагента, как и реагент, на каждом месторождении используется специально подобранный для оптимальной подготовки нефти на установке. Расход реагента в каждом случае рассчитывается индивидуально, округленно составляет от 10 до 60 грамм реагента на одну тонну нефти.

После подачи реагента в поток жидкости, жидкость направляется для разогрева. Нефтедержащую жидкость разогревают с применением печных подогревателей разных видов и типов. Вид печного подогревателя рассчитывается исходя от количества поступающей жидкости с нефтепромысла на УПН и ее температуры, карты уставок, регламента.

На месторождениях с добычей жидкости до 100 тонн нефти в сутки, возможно использовать достаточно примитивные печные подогреватели типа ПП-НУС-0,4, либо ПП-0,63. Дебит жидкости на прямую влияет на необходимые затраты тепла и энергии для прогрева водонефтяной эмульсии. К примеру, на 100 тонн нефти при обводненности 10% приходится разогреть примерно 140~150 кубических метров жидкости, а при обводненности 98% - уже 13000 кубических

метров. Затраты энергии увеличиваются тем выше, чем больше обводненность жидкости и хуже работа холодной сепарации.

Для больших объемов поступающей жидкости с промысла, чаще всего в проектную документацию закладывают печи ПТБ-10 (печь трубная блочная, рисунок 2.9). Их схема работы позволяет обрабатывать большие объемы жидкости, одна печь может прогревать жидкость до 500 кубических метров в час.



Рисунок 2.9- Печь трубная блочная (ПТБ-10а).

Из печных подогревателей, выходит прогретая до определенной температуры жидкость и поступает в трехфазный сепаратор горячей сепарации нефти и газа. В ней происходит динамический отстой и более глубокое обезвоживание нефти по схеме холодной сепарации. На выходе из сепаратора, получаем нефть с массовой долей воды от 0,5-5 %. Массовая концентрация хлористых солей начинает снижаться вместе со снижением % массовой доли воды в нефти и механические примеси, так как все это выводится вместе с водой.

Но в нефти еще остаются сложные дисперсные не разбивающиеся смеси Н/В и В/Н. Часть месторождений обладают водонефтяными эмульсиями легко разбивающимися используя разность температур и плотностей в трехфазных

сепараторах типа гравитационного отстоя. Чаще всего в Западной Сибири, чтобы достичь нефти 1 группы, нет необходимости в более сложных и серьезных установках чем метод с применением отстойников и трехфазные сепараторы. Чаще всего на месторождениях Западной Сибири достаточно, чтобы нефтяной поток дополнительно прошел в технологическом РВС (Резервуар стальной вертикальный, рисунок 2.10) и по маточным распределителям расположенным на дне РВС, проходит через слой воды, вода которая в свою очередь как фильтрогубка забирает тяжелые глобулы воды в диспергации В/Н. Операторы контролируют показатели технологической воды и в случае необходимости производят корректировки с помощью уровня воды и подмеса с пресной водой в необходимых количествах.

Часто на входе нефти в РВС устанавливают принудительную подачу пресной воды через СМ (смеситель) в равной доли согласно технологической карте, предел поступления пресной воды колеблется в диапазоне 5-15% воды от количества поступающей жидкости в РВС.

Но есть и более эффективные установки для обессоливания и обезвоживания нефтесодержащей жидкости, которые используют для глубокого обессоливания нефти и обезвоживания нефти. Рассмотрим эти установки в главе 3 - Методы глубокого обессоливания и обезвоживания.

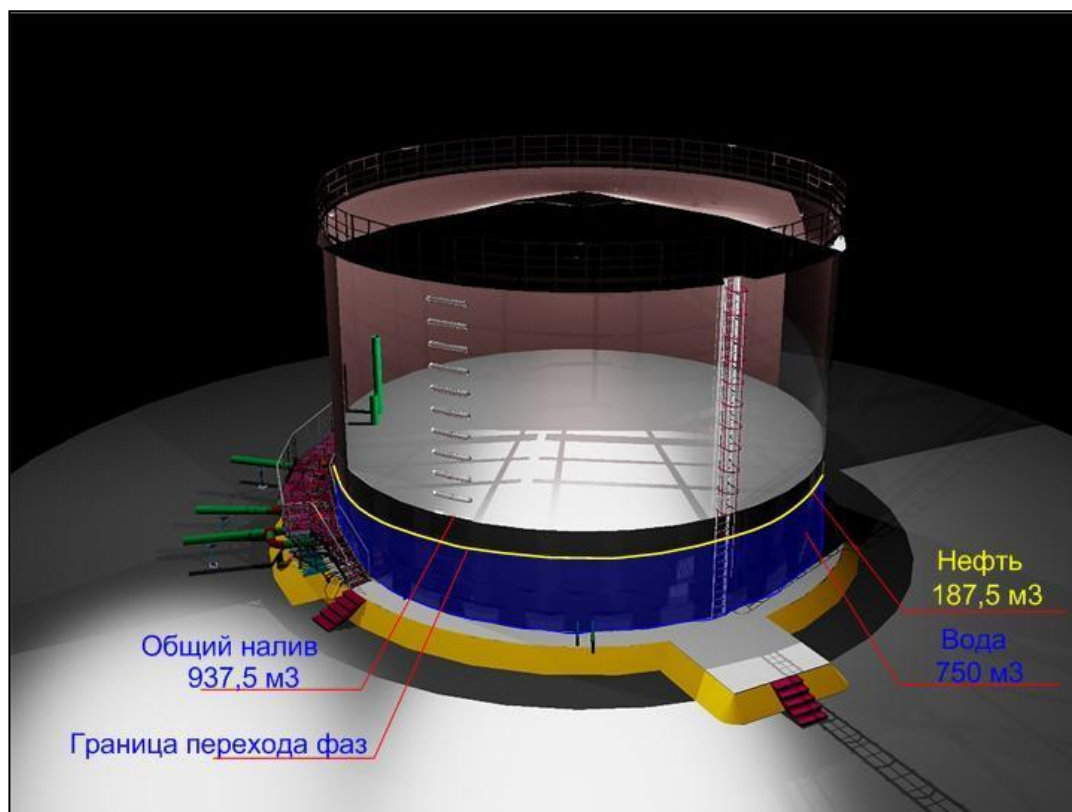


Рисунок 2.10– РВС технологической.

## 2.6 Стабилизация легких углеводородов

Добываемые нефти в зависимости от месторождения могут содержать в своем составе растворенные газы (азот, кислород, сероводород, углекислоту, аргон и др.), а также легкие углеводороды. При движении нефти от забоя скважины до ДНС либо УПН из-за недостаточной герметизации систем сбора, транспорта и хранения бывают небольшие потери легких фракций. При этом при испарении легких фракций, таких как метан, этан и пропан, частично уносятся и более тяжелые углеводороды бутан, пентан и др.

Основную борьбу с потерями нефти требуется начинать с момента выхода ее из скважины. Частое явление, при первой ступени дегазации газонефтяного потока жидкости, при не правильной конфигурации сепаратора, либо при не правильной эксплуатации случаются потери некоторой части углеводородов. Такое случается, когда используются сепараторы и газосепараторы не подходящие по конфигурации, либо температурные условия и высокое давление

не позволяют раскрыть полный потенциал сепаратора от отбора газа на промысле [7].

Степень стабилизации нефти, степень извлечения легких углеводородов, у каждого месторождения состоит из многих факторов: содержания в нефти легких углеводородов, возможности реализации продуктов стабилизации, технологии сбора нефти и газа на промысле, увеличения затрат на перекачку нефти за счет повышения вязкости после стабилизации из-за глубокого извлечения легких углеводородов, влияния стабилизации на бензиновый фактор нефти.

Существуют два различных метода стабилизации нефти:

- сепарация;
- ректификация.

Сепарация - отделение от нефти фракций легких углеводородов и сопутствующих газов однократным или многократным испарением и каплеулавливанием, путем поэтапного снижения давления в сосудах.

Ректификация – способ отбора легких углеводородов из нефти путем как разового нагрева и остужения, так и многократного более эффективного извлечения.

Рассмотрим стабилизацию нефтяного потока на примере сепарационной концевой установки (КСУ – рисунок 2.7). Жидкость после двух этапов обезвоживания и обессоливания со снижением давления до минимального достаточного для того, чтобы столб жидкости поднимался до сепарационной установки КС и наполнял установку. Далее происходит наполнение сепаратора примерно до 50% от верхней обечайки сосуда, создавая «эффект зеркало поверхности», которое имеет максимальную площадь для выхода легких углеводородов из нефти. Для максимального эффекта стабилизации необходимо достичь минимального давления в КСУ, что позволит легким фракциям выходить из газонефтяной жидкости. На ряде месторождений стабилизация нефти происходит с применением вакуумных установок, что положительно

влияет на выход легких углеводородов из нефти и стабилизацию жидкости. Далее жидкость под собственным весом, самотеком поступает в резервуарный парк нефти РВС. Там в случае необходимости проходит в технологический РВС для дальнейшего обессоливания. На выходе нефть должна соответствовать 1 группе качества нефти (либо соответствовать заложенному регламентом установке качеству) согласно ГОСТ Р 51858 давление насыщенных паров 66,7 кПа при 500 мм рт. ст..

На больших установках, где расчетное поступление жидкости большое, в целях экономии времени, используют горячую стабилизацию нефти, проводят в вакуумной установке стабилизации нефти.

## **2.7 Глубокое обезвоживание и обессоливание нефти**

В добыче флюида, при перемещении по трубопроводам жидкости нефть, газ и вода интенсивно перемешиваются. При перемещении жидкости по трубопроводу создаются разные виды потоков, ламинарный режим, либо турбулентный. Существует несколько определяющих факторов на режим движения жидкости, но в любом случае перемешивание трех основных компонентов при движении создают стойкие нефтяные эмульсии. С учетом снижения хлористых солей до 5 мг/л из нефти, что практически полностью удалит металлы в виде железа, магний, натрий и кальций, что в свою очередь благоприятно воздействует и снизит более чем в 2 раза содержания ванадия и в дальнейшем положительно будет сказываться на качестве будущего реактивного и газотурбинного топлива. Нефть без данных примесей называют - чистой. Чистая нефть в своем составе не содержит углеводородных примесей и солей, а пресная вода отлично отстаивается в таком составе. Если данные примеси не удалены из нефти, то далее действует правило трудноразделимой нефтяной эмульсии. Действует понятие "старение эмульсии", что означает чем скорее будет применена необходимая технология для разбития эмульсии, тем более эффективнее это будет происходить и трудозатраты будут уменьшены по

сравнению с более поздними старыми эмульсиями. Рассмотрим основную системы из двух взаимно нерастворимых жидкостей.

Первая имеет вид мельчайших капель распределена в другой в взвешенном состоянии. Если не использовать внешние возбудители в виде нагрева, добавления эмульгатора-деэмульгатора, электрические поля, то эмульсия может сосуществовать очень долго. Стойкости эмульсии способствуют поверхностно активные вещества (далее - ПАВ), в их список входят такие химические вещества как:

- сернистые соединения
- нафтенновые кислоты
- и другие элементы.

Чем выше плотность и вязкость нефти, и ниже температура, и чем мельче капли жидкости, тем более стойкая получается эмульсия. Существует разделение эмульсии по величине капли. Мелкодисперсная – трудноразделимая эмульсия. Мелкодисперсная - такая эмульсия, которая имеет размер капли до 20 мк ( $2 \cdot 10^{-5}$ ) м. Грубодисперсные – с размером капли  $5 \cdot 10^{-5}$  м. Самое главное правило – чем «старше» эмульсия, тем сложнее будет ее разбить. Эффект старения эмульсии начинается еще на первых этапах добычи нефти, при выходе флюида из пласта и транспортировке до первого коллектора по трубопроводу.

И так, как мы выявили в первой главе основную характеристику бронируемых неразрушающихся частиц в нефти, либо же воде (вода в нефти, нефть в воде), в соответствие с этим и многими другими факторами, оказывающими влияние на нефти содержащуюся жидкость моментов, подбирается необходимый для разрушения брони деэмульгатор.

Существуют основные методы воздействие на разрушение нефтяной эмульсии делиться на 3 вида:

- Механическое;
- Химическое;
- Электрическое.

## 2.8 Метод механического обессоливания нефти

Метод механический — это отстаивание. Сущность метода заключается в отстое эмульсии в сепараторе либо резервуаре и основывается на разностях плотностей воды и нефти. Но чем больше разность и размеры водяных капель и меньше вязкость среды, тем более полное и быстрее протекает разделение эмульсии. В данном случае нагрев жидкости ускоряет данный процесс, улучшая расслаиваемость воды в нефти и в том числе защитной пленки эмульгатора. Так же в данном процессе из жидкости происходит удаление механических примесей, таких как глины, пески и т.п..

Так как на разных месторождениях разный химический состав нефти, на каких, то достаточно простого обезвоживания и обессоливания методом применения отстоя, для поддержания качества ГОСТ Р 51858. В ряде других, наоборот используют сложное и дорогостоящее электрооборудование.

Но на ряде месторождений, флюид обладает стойкими эмульсиями, в таких случаях используются дополнительные методы обезвоживания и обессоливания. Электрообессоливание производится с применением установок электродегидраторов (рисунок 2.11).

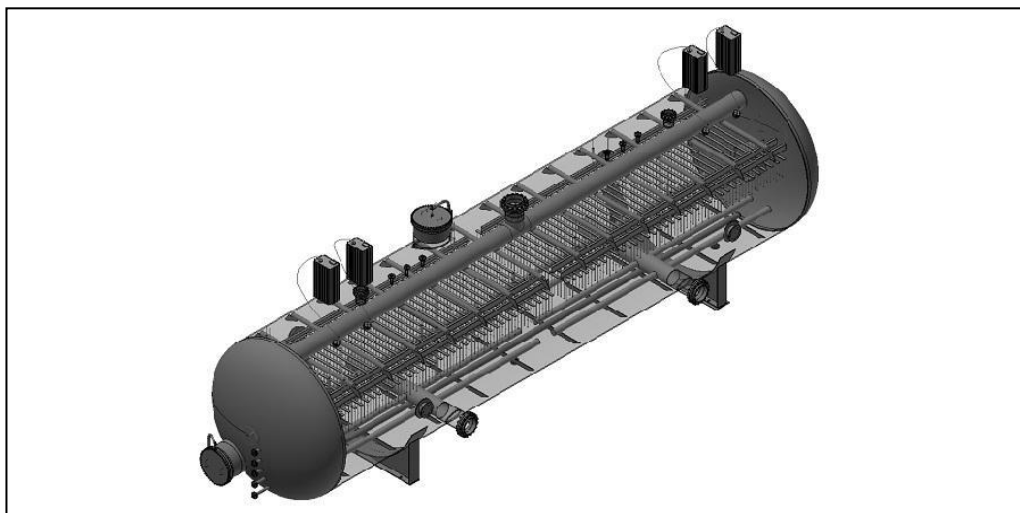


Рисунок 2.11– Электродегидратор горизонтальный.

## 2.9 Технология химического обессоливания нефти

Так как образование эмульсии связано явлениями поверхностями прямо на границе разделения фаз в дисперсной системе, то действует закон



поверхностного натяжения, как сила, с помощью которой, сама жидкость сопротивляется всей поверхностью соприкосновения. С учетом того что описал в своем учебном пособии Ахмеров С.А. "Технология глубокой переработки нефти и газа"[6] о ПАВ (поверхностно-активные вещества), свойствах разрушать стойкую эмульсию, можно сделать, что ПАВ обладают особой способностью. ПАВ снижают поверхностное натяжение, а именно это свойство можно объяснить тем, что добавленные ПАВ в избирательном порядке растворяются в одной из фаз эмульсии, и тем самым образуют абсорбционный слой (пленку). В свою очередь снижение поверхностного натяжения благоприятно способствует для увеличения самой дисперсности в дисперсной фазе (рисунок – 2.13). В этом случае получаем своего рода панцирь на поверхности глобул препятствующих дальнейшей коалесценции для отстаивания.

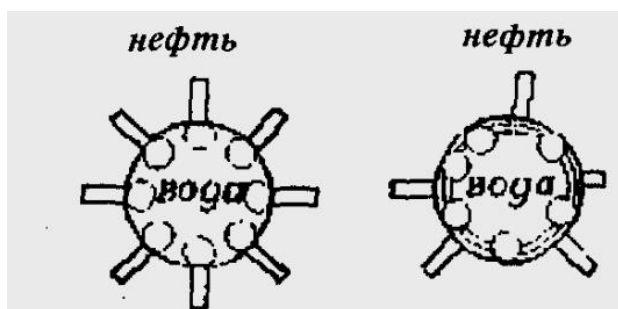


Рисунок 2.12- Молекулы нефти и глобулы воды.

Для разрушения стойких эмульсий в настоящее время использую определенный технологическим регламентом по данной нефти деэмульгатор. Деэмульгатор обладает содержанием большого количества синтетических ПАВ, которые в свою очередь по сравнению с ПАВ содержащимися в флюиде изначально, более высокой поверхностной активностью и способствует лучшей дисперсностью.

На установках УПН часто применяют водорастворимые, водонефтерастворимые и нефтерастворимые деэмульгаторы. Считается предпочтительнее к использованию нефтерастворимые, по нескольким основополагающим признакам:

- легкость смешивания с нефтью;

- расход деэмульгатора не зависит от исходной обводненности флюида;
  - отличные показатели к предупреждению стойких эмульсий с эффектом "старения";
  - эффективно способствуют ингибирующими противокоррозионным свойством для металлоизделий;
  - относятся к легкоподвижным жидкостям с низкой температурой застывания.
- [6]

Расход деэмульгатора пересчитывается на добытую тонну нефти и в зависимости от использованной марки и свойств добываемого флюида на месторождении. Для подбора необходимого реагента проводятся лабораторные испытания с целью выявления наиболее эффективного деэмульгатора. Учитываются многие факторы от экономических и до экологических, так как необходимо рассчитывать на дальнейшую утилизацию ПАВ.

#### **2.10 Установка электрохимического обезвоживания и обессоливания**

Для глубокого обезвоживания и обессоливания часто целый комплекс методов и оборудования. Один из наиболее эффективных методов использует электрооборудование. К такому оборудованию относятся электродегидраторы (рисунок 2.12). Электродегидраторы относятся к сосудам под давлением и имеют ту же классификацию разделения по виду сосуда:

- горизонтальные (рисунок 2.11);
- вертикальные;
- шаровой (круглые, рисунок 2.13).

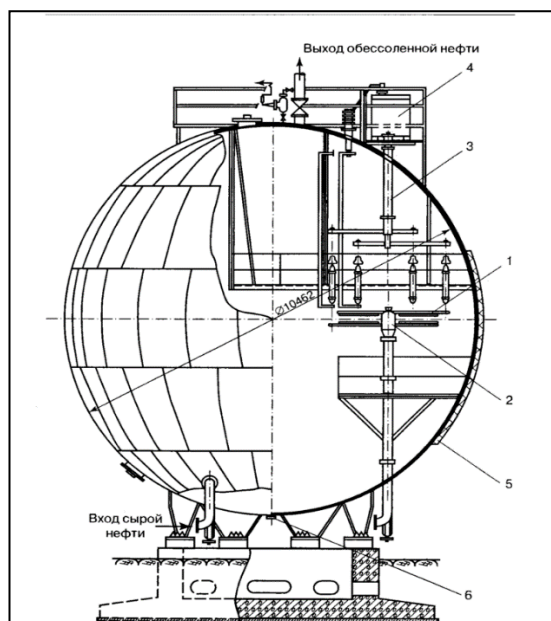


Рисунок 2.13 – Электродегидратор шаровой емкостью 600 м<sup>3</sup>

*1 — электроды; 2 — распределительная головка; 3 — устройство для регулировки расстояния между электродами; 4 — трансформатор; 5 — теплоизоляция*

Опишем уникальность способа обезвоживания и обессоливания с применением электродегидратора на примере его работы в условиях установки по подготовке нефти. В процессе поступления нефти, через систему штуцеров (смесители воды, имеют регулировку форсунок, в зависимости от объема возможно как увеличения, как и уменьшение количества как струй, так и количества подаваемой пресной воды в электродегидратор. Существует возможность подачи пресной воды как по потоку поступающей жидкости, так и против потока для лучшей распыленности пресной воды в нефти) подается под давлением подогретая пресная вода в необходимом объеме на входном трубопроводе в электродегидратор. Входной трубопровод чаще всего проходит по нижней обечайке сосуда, для прохождения смешенной нефти с пресной водой через систему электродов (количество электродов зависит от модификации ЭДГ, 2 или 3 уровня сетки). На электроды подается высокое переменное электрическое напряжение в 16-44 кВт с частотой переменного тока 50 Hz.

На электродах создается мощное электрическое поле, создает которое установленные над электродегидратором трансформаторы. В настоящее время считается что высокоэффективные электродегидраторы имеют по 3 ряда электродов. В зависимости от модификации, между электродами чаще всего используют изоляторы 2 типов – из фарфора или стекла. Так как изоляторам приходится работать в очень сложных условиях - высокие температуры, давление и соленая нефтяная эмульсия, они часто выходят из строя, и очень часто приходится подбирать модификацию электродов на месторождении по месту их установки при опытной эксплуатации. Напряжение на электроды подается в зависимости от модификации изоляторов, электродов и объема поступающей жидкости – может составлять 22, 33 или 44 кВт. Чаще всего используют для расчетов диапазон значений силового тока от 100 до 300 кВт на метр проводников. В силу использования типа изоляторов, рассчитывается максимальное давление в сосуде, при котором будет максимально эффективно долго работать данный компонент.

При проходе подогретой водонефтяной эмульсии сквозь электрические поля с переменными полями, глобулы воды в нефтяной эмульсии принимают капле видную форму и площадь соприкосновения с глобулой нефти уменьшается. Электрическое поле заставляет менять направление и соприкасаться отрицательно заряженные глобулы воды между собой с такой скоростью, какая частота переменного тока установлена на трансформаторах электродегидратора (чаще всего 50 Hz, что соответствует смене полярности 50 раз в секунду). Соприкасаясь глобулы воды начинают укрупняться и под действием силы тяжести и разности плотностей воды и нефти, стремятся по закону гравитации к нижней части обечайки сосуда, откуда по необходимости производится сброс подтоварной воды в дренажные емкости по достижению соответственного технологическим регламентом уровня. При этом, вода удаляется вместе с растворенными в ней хлористыми солями. Нефть при этом

выходит сверху электродегидратора. Для глубокого обессоливания использовать данный метод возможно в 2 или 3 ступени.

На установках подготовки нефти, при использовании 1-2 электродегидраторов, позволяют получить нефть на выходе с установки с массовой концентрацией хлористых солей 1-3 мг/дм<sup>3</sup>.

## **2.11 Электрообессоливание на установке ЭЛОУ**

С учетом того, что для установки подготовки нефти, считается массовая концентрация хлористых солей 3-10 мг/дм<sup>3</sup> хорошим результатом, то на нефтеперерабатывающих заводах стремятся добиться практически полного отсутствия в нефти хлористых солей. Что благоприятно сказывается в дальнейшем для транспортировки и переработки нефти. Глубокое обезвоживание и обессоливание на нефти перерабатывающих заводах занимает первые этапы подготовки на установку ЭЛОУ – электрообессоливающие установки. Сам процесс обессоливания похож на процесс в установках УПН, но имеет большее количество ступеней подготовки, от 2 до 6 ступеней, в зависимости от качества и количества поступаемого сырья на завод. В Российской Федерации на данный момент эксплуатируется примерно 100 установок, при том на землях ранее принадлежавшим СССР еще около 150. Все установки в зависимости от типа и характера электродегидраторов связывающих их с нефтеегонными установками разделяются на 3 типа.

Первый – это установки, построенные еще в далеких 40-50-х годах СССР, с достаточно скромными показателями подготовки нефти в 0,6-1,2 миллионов тонн в год. Их характеристика соответствовала схема: 1-2 ступени обезвоживания и 12 вертикальных электродегидраторов с объемом, вмещающим 30 м<sup>3</sup> на каждый. Подогревалась нефть перед входом с применением паровых установок на водной основе. Комбинировалась данная установка насосами и системой разгрузки и отстоя в резервуарах для охлаждения сырья.

Второй тип установок, был основан на двухступенчатой подготовке в виде шаровых электродегидраторов, объем вмещение каждого по 600 м<sup>3</sup>, и

составляли по 1 ступени на аппарат. Данные комплексы рассчитывались на объем в 2-3 миллиона тонн нефти в год и были достаточно просты, но дороги.

Третий тип установок являлся гибридным и мог составлять как из 2, так и из 3 ступеней подготовки. Самое большее отличие от первых двух типов установок, заключалось в высоком расчетном давлении до 18 кг/см<sup>3</sup> и высокой температуре на приеме достигающей 160 °С. Интересной особенностью таких комплексов считалось отсутствие насосов для перегонки и объем обладали мощностями, способными подготовить от 3 до 9 миллионов тонн в год нефти. Такая схема начала использоваться с конца 60 годов и считалась не в пример эффективней первых двух.

Как показывал опыт постройки ЭЛОУ первого типа, самая большая сложность состояла в тонкой настройке подачи пресной воды и регулировке давления на входных линиях на 12 электродегидраторов, разное давление в сосудах и необходимость тонкой настройки насосов для дальнейшего перегона потока от дегидратора к дегидратору.

Проблемы, связанные со вторым типом, закрадывались в самих шаровых электродегидраторах. Сложность заключалась в самом начале, уже при постройке сосудов таких больших объемов, они не могли быть доставлены на месторождение в сборном виде, и приходилось возводить их уже на месторождениях на открытом воздухе без доступа к заводским технологиям. Огромный вес данных сосудов был обусловлен толщиной стенки металла в расчетных 20 мм при рабочем давлении в 6-7 кг/см<sup>3</sup>, а при увеличении рабочего давления до 10 кг/см<sup>3</sup>, приходилось использовать уже 30 мм стенку сосуда, что приводило к большим сложностям в изготовлении. Так постепенно происходило эволюционирование систем обессоливания ЭЛОУ.

Рассмотрим типовую схему блока ЭЛОУ 3 типа в современном исполнении на 6 электродегидраторах (рисунок – 2.14).

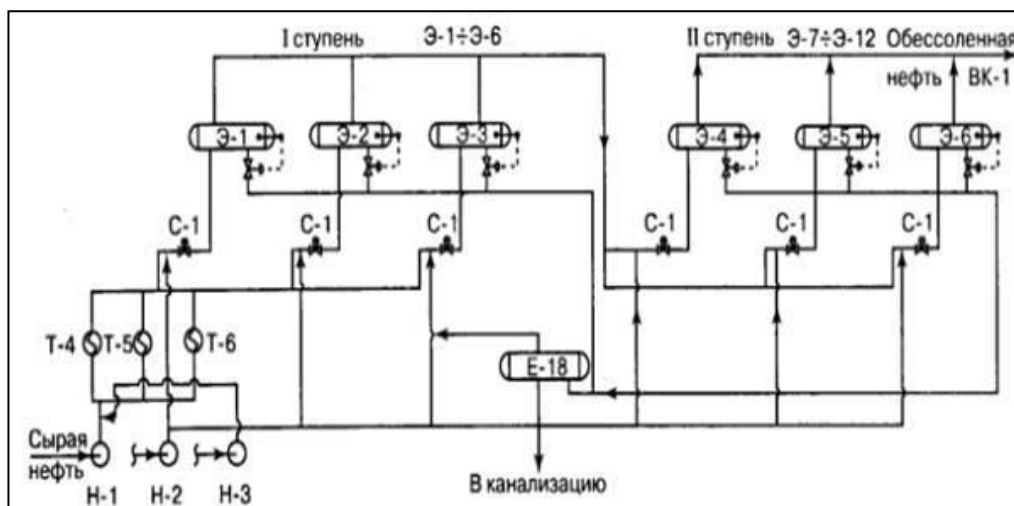


Рисунок 2.14 – Принципиальная схема установка ЭЛОУ на 6 дегидраторов. *Н-1- насос для подачи нефти; Н-2 – насос для подачи пресной воды; Н-3 – насос НД для подачи деэмульгатора; Т-4,5,6 теплообменники для прогрева нефти; С-1 – смесители воды для подмешивание в нефть пресной воды; Е-18 - емкость отстоя дренажной пресной воды; Э-1,2,3,4,5,6 — электродегидраторы горизонтальные.*

Рассмотрим работу установки в деталях.

Нефть на первой ступени попадает на насосный агрегат Н-1, где на выкидной линии создается необходимое давление, которая в свою очередь проходит через теплообменники Т-1,2,3 и подается на смесители воды С-1,2,3. Н-2 подает подогретую пресную воду в необходимом для дальнейшего обессоливания количестве. Далее вся жидкость, поступающая в электродегидраторы Э-1,2,3, смешивается с деэмульгатором необходимого вида. После электродегидраторов Э-1,2,3 нефть поступает на вторую ступень электрообессоливание, по той же схеме, что в первом варианте, но уже с меньшем количеством подачи пресной воды на входных смесителях воды. Жидкость из электродегидраторов отводится по дренажной системе в специальную дренажную емкость, где, скапливаясь может использоваться повторно, либо откачиваться для дальнейшей подготовки и утилизации в ППД. На выходе из электродегидраторов Э-1,2,3 мы получаем обессоленную нефть содержание хлористых солей в количестве 1-3 мг /дм<sup>3</sup> нефти.

## 2.12 Сточные воды и их образование

При добыче флюида и разработке месторождения в целом, вместе с попутным газом и нефтью, из пласта поступает большое количество воды. В зависимости от расположения нефтяного или газового месторождения, их разделили на специальную классификацию. На краевые или контурные воды- которые насыщают продуктивный пласт за контуром. Если такие воды подстилают нефтенасыщенную часть пласта- то называют подошвенные воды. Далее определяют классификацию вод по расположению относительно пласта, выше либо ниже заданного нефтеносного пласта и разделяются на: верхние и нижние. Со времени образования залежей, так же содержится вода, которую принято называть неподвижной. К неподвижным водам принято относить воды, которые связанной или остаточной, воды, которые в дальнейшем не будут использованы при разработке месторождения - реликтовые.

Рассмотрим основную взаимосвязь пластовой воды на месторождении и процессы извлечения нефти. Так как подошвенные и активные контуры вод инициализируются как носители огромного количества пластовой энергии (не сжимаемые жидкости), вытесняющая флюид из пласта. Так же понятие связанная вода при насыщении порового пространства пласта - почувствует во всех продвижения жидкости по коллектору. При разработке месторождения данные процессы необходимо не только качественно просчитывать, но и контролировать. Для этих целей и существует методы по целесообразности закачки пластовой использованной воды обратно в пласт. Применяются разные типы установок по закачке подтоварной воды под определенным регламентом давления в пласт и относятся к цеху добычи нефти и газа на месторождении. Такие системы называются система ППД (система поддержания пластового давления). Такая система представляет собой некий комплекс из технологического оборудования для необходимой подготовки, транспортировки и закачки воды в пласт месторождения для дальнейшего поддержания



пластового давления в рамках определенного режима и с целью достижения максимального показателя по дебиту дающих скважин.

### **2.13 Основные понятия о сточных водах**

Как и показатели качества нефти и газа, существуют определенные стандарты по качеству воды для дальнейшей её утилизации в пласт.

#### **Показатели и нормы качества подтоварной воды перед заводнением скважин по отраслевому стандарту ОСТ 39-225-88:**

##### **1. Водородный показатель (рН)**

Значение рН должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5.

##### **2. Фильтрационная характеристика**

При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды.

##### **3. Совместимость с пластовой водой и породой**

При контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики в соответствии с п. 1.2.

##### **4. Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти.**

При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм<sup>2</sup> должно быть 90% частиц не крупнее 5 мкм;

При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до 0,1 мкм<sup>2</sup> - не крупнее 1 мкм.

##### **5. Содержание нефти и механических примесей**

В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание нефти и механических примесей.

##### **6. Содержание растворенного кислорода**

Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л.

##### **7. Набухаемость пластовых глин**

Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения.

#### 8. Коррозионная активность

При коррозионной активности воды свыше 0,1 мм/год необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования.

#### 9. Содержание сероводорода.

В воде, нагнетаемой в продуктивные коллекторы, пластовые воды которых не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать.

#### 10. Наличие сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ)

Не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород.

#### 11. Содержание ионов трехвалентного железа [8].

### **2.14 Методы подготовки пластовой воды**

На разных месторождениях используются разные технологии по подготовке подтоварной воды поступающих на установку подготовки нефти, воды и газа. Существует комплексы УПН, включающие в себя необходимость подготовки подтоварной воды и дальнейшей транспортировки до технологического узла установки ППД.

Рассмотрим основные способы подготовки пластовой воды на УПН. Для начала определим понятие сточных вод. К сточным водам, относятся воды, которые образовались в результате обезвоживания и обессоливания нефти на установке УПН, а это примерно 85% пластовые воды и приблизительно 15% пресная вода, добавляемая при глубоком обессоливание нефти.

Для дальнейшего использования пластовых вод применяются следующие методы подготовки:

- отстаивание воды;
- флотация;

- фильтрование вод;
- удаление примесей;
- озонирование;
- и другие методы.

Рассмотрим типовые средства подготовки воды - метод отстаивания и удаление примесей. В целях отстаивания воды часто используют сосуды отстойники воды и резервуары (РГС и РВС). Сточные воды попадая с установки подготовки нефти в сосуд для подготовки воды. Поступление воды в сосуд происходит через разделители потоков в виде сеток либо секции из уголков установленных вертикально, далее в некоторых модификация отстойников используется буферный заградитель (рисунок 2.15), где происходит гравитационный отстой с целью в дальнейшем уменьшить количество эмульгированной нефти, и твердых механических примесей в воде и дальнейшей перекачки в РВС.



Рисунок 2.15 - Отстойник воды (ОВ)

Для более глубокой подготовки вод с применением комплекса оборудования для очистки сточных вод типа патронного фильтра ОПФ (отстойный патронный фильтр). Поступление сточных вод в РВС происходит по нижней части дна через маточный разделитель потока и служит способом распределения потоков по всей площади дна РВС, что благоприятно сказывается

на расслоении механических примесей и остаточных нефтепродуктов в воде. В данный момент нефтяные компании пытаются использовать более специализированные РВС для подготовки сточных вод с подачей жидкости через маточный разделитель потоков сверху и системой донного размыва отложений снизу и дальнейшей их утилизации (рисунок 2.16). Система поддержания определенного уровня воды обеспечивает контроль накопления и отвод нефтепродуктов. В РВС так же, как и в сосуде, подготовка сточных вод не обходится без отвода выделяющегося газа, отвод которого происходит на ФНД (установка факела низкого давления) сверху.

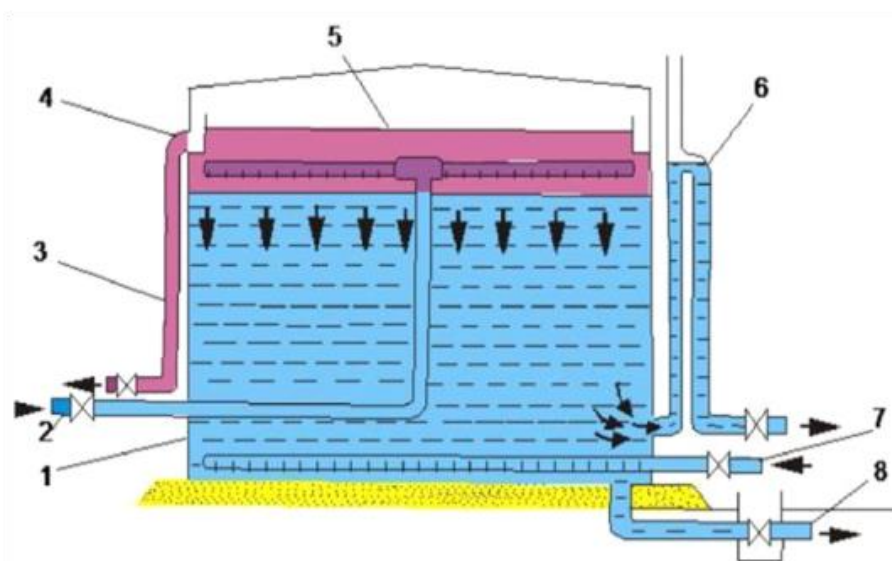


Рисунок 2.16- РВС для подготовки сточных вод

*Отстойник для очистки нефтепромысловых сточных вод: 1 - корпус резервуара - отстойника; 2 - трубопровод подачи загрязненной воды; 3 - трубопровод отвода уловленной нефти; 4 - кольцевой короб сбора уловленной нефти; 5 - лучевой распределитель ввода загрязненной воды; 6 - сифонный регулятор для поддержания уровня раздела фаз «нефть-вода» и отвода очищенной воды; 7 - трубопровод подачи воды для размыва осадка; 8 - трубопровод отвода шлама.*

### 3 ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА УПН МЕСТОРОЖДЕНИЯ «К»

#### 3.1 Состав сооружений УПН «К» и краткая характеристика стадий технологического процесса

Рассмотрим принципиальную технологическую схему УПН нефтегазового месторождения «К», которая обеспечивает безопасную эксплуатацию, возможность проведения ремонтных работ, проведение необходимых исследований при подготовке нефти, сбор и хранение товарной нефти в резервуарах (рисунок 3.1).



Рисунок 3.1- Принципиальная технологическая схема УПН нефтегазового месторождения «К». 1 первая ступень сепарация проходит на этапах 1 и 2 (сепаратор трехфазный ТФС-1, установка предварительного отбора газа УПОГ); 2- вторая ступень обезвоживания нефти, и сепарация газа 3 (трехфазном сепараторе СВ); далее ступень нагрева сырой нефти 4 (печные подогреватели ПП-1, 2, 3, 4); 3- третья ступень обезвоживания нефти, и сепарация газа 5 (в трехфазных сепараторах С-1/1, 2); далее идет ступень динамического отстоя, обезвоживания и обессоливания 6 (ОГ-200); далее ступень нефть поступает в 7 (ступень электрообессоливания в электродегидраторах ЭДГ-1/1, 2, обеспечивающие обессоливание и глубокое

*обезвоживание нефти); после ЭДГ-1/1,2 поступление в 8 (ступень конечной сепарации, обеспечивающая окончательную дегазацию нефти, включающую в себя буферно-сепарационные емкости КСУ-1/1, 2); газ поступает на 11 (совмещённая факельная установка ФСУ (высокого и низкого давления) с воздухоподувкой для сжигания сбросных газов с УПН; газ с 1 поступает в 10 (из ТФС проходит через газовый сепаратор ГС-1 для разделения тяжелых фракций газа); пластовая вода с аппаратов поступает в 12 (отстойник О-1 для очистки пластовой воды от нефтепродуктов и механических примесей); 14 – накопительная емкость Е-1 для пресной воды (подача пресной воды на смесители входной трубопровод ЭДГ-1/1,2).*

В состав сооружений УПН входит [9]:

- первая степень обезвоживания нефти и сепарация газа в трехфазном сепараторе ТФС-1;
- предварительный отбор газа, разгазирование пластового флюида в КУП/УПОГ;
- вторая ступень обезвоживания нефти, и сепарация газа в трехфазном сепараторе СВ;
- ступень нагрева сырой нефти, для обеспечения нагрева нефтяной эмульсии до 65 °С в печах П-1, 2, 3, 4;
- третья ступень обезвоживания нефти, и сепарация газа в трехфазных сепараторах С-1/1, 2;
- ступень динамического отстоя, обезвоживания и обессоливания в ОГ-200;
- ступень электрообессоливания в электродегидраторах ЭДГ-1/1,2, обеспечивающие обессоливание и глубокое обезвоживание нефти;
- ступень конечной сепарации, обеспечивающая окончательную дегазацию нефти, включающую в себя буферно-сепарационные емкости КСУ-1/1, 2;
- совмещённая факельная установка ФСУ (высокого и низкого давления) с воздухоподувкой для сжигания сбросных газов с УПН;
- оперативные узлы учета сбрасываемых газов на факел СИКГ-1, 2;

- дренажные узлы факельной установки: трубный расширитель газовый ТГР-1 и трубный расширитель газовый ТГР-2;
- дренажные емкости ДЕ-3,4 для сбора конденсата с ТГР-1, 2 и откачкой погружными насосами НД-3/1, 2, НД-4/1, 2;
- подача пресной воды во входной трубопровод ПП-0,63 для последующего обессоливания в С-1/1, 2 от емкости пресной воды Е-1 насосами Н-4/1, 2;
- подача пресной воды на смесители СМ ступень обессоливания и обезвоживания ОГ-200, осуществляется с водозабора;
- отстойник О-1 для очистки пластовой воды от нефтепродуктов и мехпримесей;
- насосная Н-2/1, 2 предназначенного для откачки пластовой воды в РВС-1000 № 1, 2;
- БКНС, предназначенная для утилизации/закачки пластовой воды в продуктивный пласт месторождения под высоким давлением;
- блок дозирования деэмульгатора БР-1 для дозированного ввода деэмульгатора в поток нефтяной эмульсии поступающую на УПН;
- блок дозирования ингибитора коррозии (бактерицид), ингибитора поглотителя кислорода БР-2 для ввода ингибитора в пластовую воду с отстойника О-1;
- емкость дренажная ДЕ-1 с погружным насосом НД-1 предназначена для приема дренажа печей П-1,2,3,4;
- емкость дренажная ДЕ-2 с погружным насосом НД-2 предназначена для приема дренажа и аварийного сброса с технологического оборудования УПН;
- емкость дренажная ДЕ-5 предназначена для аварийного сброса с технологического оборудования с узла расширения УПН;
- емкость дренажная ДЕ-6,7 с погружным насосом НД-6,7 предназначена для приема слива нефтесодержащей жидкости с автомобильных автоцистерн;
- емкость сбора канализационно-дождевой воды КЕ-1 – предназначена для сбора производственно-дождевых стоков с площадки УПН.

### **3.2 Общая характеристика и производительность производственного объекта**

Проектная производительность УПН по товарной нефти – 500,9 тыс. тн/год [9].

Максимальная годовая добычи жидкости до 1043,7 тыс. м<sup>3</sup>/год, со средней обводненностью 52%. Газовый фактор до 579,7 нм<sup>3</sup>/т.

Режим работы УПН – непрерывный, круглосуточный.

Расчетное время работы оборудования УПН с учетом остановки на регламентные работы и ремонт 8400 часов в год (350 дней в году).

Рабочее давление на входе установки в пределах 0,3 - 0,85 МПа.

Рабочее давление откачки товарной нефти в магистральный нефтепровод на ЦПС– 1,0-1,4 МПа.

Рабочее давление откачки товарной нефти в парк резервуарный – 0,1 МПа.

Расход топливного газа:

- для нагрева нефти на МУПН – до 300 нм<sup>3</sup>/ч;
- для факельной системы до 19516 нм<sup>3</sup>/ч;
- для энергоцентра (ГЭС) – до 600 нм<sup>3</sup>/ч.

Расход реагентов:

- деэмульгатор до 100 г/т (нефти);
- ингибитор коррозии до 50 г/т (жидкости);
- ингибитор коррозии-бактерицид до 50 г/т (жидкости);
- ингибитор поглотителя кислорода до 110 г/т (жидкости).

Вода пресная на обессоливание – до 35000 т/год (до 4,16 т/час).

### **3.3 Описание технологического процесса подготовки нефти и сброса пластовой воды**

Продукция кустов скважин месторождения «К» по нефтесборным трубопроводам под остаточным устьевым давлением 0,3-0,8 МПа и температурой от -5 °С до +40 °С в зависимости от сезона поступает на УПН в трехфазный сепаратор ТФС-1 с предварительным сбросом воды, где осуществляется основной процесс дегазации нефтесодержащей жидкости (9).



После ТФС-1 продукция скважин поступает на коллектор-усреднитель потока с установкой предварительного отбора газа КУП/УПОГ. В УПОГ отделяется выделившийся в процессе промышленного сбора и транспорта эмульсии свободный газ (газовая пробка). Схемой предусмотрена подача деэмульгатора после КУП/УПОГ.

Далее нефтяная эмульсия поступает на первую ступень сепарации с предварительным сбросом пластовой воды в трехфазном сепараторе СВ, объемом 25 м<sup>3</sup>.

В трехфазном сепараторе СВ осуществляется отстой водонефтяной эмульсии со сбросом воды через клапан-регулятор межфазного уровня на сооружения водоподготовки отстойник О-1.

Отделившийся газ от установки предварительного отбора газа КУП/УПОГ и трехфазных сепараторов ТФС-1, поступает в газовый сепаратор ГС-1 для отделения унесенной капельной жидкости.

После сепаратора СВ водонефтяная эмульсия с температурой -5 °С до +40 °С, поступает на блок нагрева нефти на вход подогревателей с промежуточным теплоносителем П-1,2,3,4, работающих параллельно.

В коллектор нефтяной эмульсии на вход блока ПП-0,63 подаются реагент-деэмульгатор с блока дозирования реагента БР-1.

Подогреватели путевые П-1,2,3,4 автоматизированные одноконтурные предназначены для подогрева нефти. Подогреватель путевой автоматизированный П-3 двухконтурная предназначена для подогрева пресной воды (1-контур) и нефти (2-контур).

В подогреватели нефти П-1,2,3,4 нефтяная эмульсия, проходя через змеевик, нагревается до температуры 65°С, температура нагрева нефти поддерживается на требуемом технологическом уровне регулированием подачи топливного газа клапаном-регулятором (в составе подогревателя).

В качестве топлива для подогревателей П-1,2,3,4 используется подготовленный попутный нефтяной газ поступающего от УПТГ (линия СИКГ-

7). Давление топливного газа  $\sim 0,3 \div 0,7$  МПа (изб.), с температурой газа  $-5 \div$  плюс  $60$  °С.

В качестве резервного топлива для подогревателей нефти предусматривается подачи жидкого топлива с БПЖТ-1,2,3.

В качестве промежуточного теплоносителя используется пресная вода. Заполнение теплоносителем (водой) емкости нагрева путевого подогревателя П-1,2,3,4 производится с передвижных средств (водовозами), сверху емкости нагрева. Выход избыточного теплоносителя с емкости нагрева сверху осуществляется в канализационную систему.

На вход печей нагрева нефти П-1,2,3,4 возможна подача некондиционной нефти из резервуарного парка. Подача некондиционной нефти предусматривается насосами внутренней перекачки.

После блока нагрева нефти П-1,2,3,4 нагретая до температуры  $65$  °С и давлением  $0,5-0,65$  МПа (изб.), нефтяная эмульсия направляется на вторую ступень обезвоживания в трехфазные сепараторы С-1/1,2 объемом  $25$  м<sup>3</sup> каждый.

В трехфазных сепараторах С-1/1,2 осуществляется отстой водонефтяной эмульсии со сбросом воды через клапан-регулятор межфазного уровня на сооружения водоподготовки, а дегазированная водонефтяная эмульсия, с обводненностью не выше  $2$  % масс, через клапан-регулятор уровня направляется на ступень электрообессоливания.

Отсепарированный в трехфазных сепараторах СВ и С-1/1,2 газ поступает на ФВД.

Обезвоженная нефть из сепараторов С-1/1,2 поступает в горизонтальный отстойник ОГ-200ПК, где осуществляется её дальнейший отстой.

После ОГ-200ПК обезвоженная нефть, с содержанием воды до  $5$  % поступает в блок электрообессоливания, где происходит ее окончательное обессоливание и обезвоживание до товарной кондиции на электродегидраторы ЭДГ-1/1,2.

Для исключения попадания газа в электродегидратор, предусмотрено трубное расширение Ду400 для улова возможного появления газа. Выделившийся газ собирается вдоль верхней образующей трубы и отбирается с помощью расширительного колпака. После этого колпака уловленный газ через клапан регулятор направляется на выход электродегидратора.

Перед каждым электродегидратором предусмотрены смесители СМ-1/1, 2 для смешения пресной промывной водой.

Вновь образованная эмульсия подается в электродегидраторы ЭДГ-1/1, 2 объемом 25 м<sup>3</sup> каждый, с высоковольтным источником питания, где осуществляются заключительные ступени обессоливания и обезвоживания нефти.

В электродегидраторе под силовым воздействием переменного электрического поля дисперсные капли воды, содержащиеся в нефти, начинают коалесцировать (укрупняться) за счет слияния друг с другом. Укрупняющиеся капли воды опускаются в промежуточный слой, находящийся над слоем дренажной воды и далее в слой дренажной воды, которая затем выводится из аппарата. Вместе с водой из нефти удаляются и соли, которые в нефти практически нерастворимы.

Питание электродов электродегидратора осуществляется от высоковольтного источника питания NWL.

Через отборный маточник с верха электродегидраторов ЭДГ-1/1, 2 обессоленная нефть с температурой не более 65°С и остаточным содержанием воды до 0,5% масс и хлористых солей до 100 мг/л направляется из верхней части аппарата на концевую сепарационную установку КСУ-1/1,2.

Выделившаяся в электродегидраторах слабоминерализованная вода через клапан-регулятор межфазного уровня подается на вход подогревателей нефти, либо на вход сепараторов второй ступень, либо на сооружение водоподготовки в отстойник О-1.

Схемой автоматизации электродегидраторов предусматривается выполнение автоматических защит при появлении газовой «шапки» с автоматическим отключением напряжения.

Из электродегидраторов ЭДГ-1/1,2 обессоленная нефть направляется на вторую концевую ступень сепарации в сепаратор горячей ступени сепарации КСУ-1/1,2, предназначенный для получения стабилизированной (разгазированной) нефти с давлением насыщенных паров при нормальных условиях в соответствии с требованиями не более 500 мм.рт.ст.

Рабочее давление в сепараторе КСУ-1/1, 2 не более 0,05 МПа определяется сопротивлением факельной системы.

Сепаратор концевой ступени сепарации КСУ-1/1, 2 поднят на высотную отметку 12,2 метров над уровнем площадки УПН для осуществления самотечного транспорта товарной нефти из КСУ-1/1, 2.

Выделившийся газ с КСУ-1/1, 2 сбрасывается в факельный коллектор низкого давления.

Далее товарная нефть откачивается насосами внешней перекачки через СИКН оперативного узла учёта нефти (две линии: 1 раб. +1 рез.), снабженный блоком качества (БИК) в нефтепровод.

Регулирование давления на выкиде насосных агрегатов и равномерная подача нефти в нефтепровод осуществляется за счет частотного регулирования количества оборотов электродвигателя с диапазоном 40-100 %.

#### **3.4 Система подготовки и утилизации пластовой воды**

Пластовая вода, а также вода от обессоливания нефти, сброшенные с УПН, под максимальным давлением 0,6 МПа, поступают на очистку в напорный отстойник О-1 модернизированный типа ОВМ, объемом 12,5 м<sup>3</sup>, где проходят основную очистку от нефтепродуктов и механические примесей [9].

Вода поступает в аппарат через штуцер, оборудованный устройством для равномерного распределения очищаемой воды по сечению аппарата, и создания гидродинамических условий для коалесценции капелек эмульгированной нефти.

Уловленная нефть накапливается в верхней части аппарата и по уровню раздела фаз периодически отводится через штуцер отвода нефти в дренажную ёмкость Де-2.

Качество воды на входе в отстойник:

- нефтепродуктов 300-500 мг/л;
- взвешенных веществ до 40 мг/л.;
- качество воды на выходе из отстойника;
- нефтепродуктов до 30 мг/л;
- взвешенных веществ до 30 мг/л.

После отстойника О-1 очищенная пластовая вода насосами через регулирующий клапан расхода и контроля расхода воды расходомером по водоводу транспортируется на резервуары РВС-1000 на БКНС.

Для защиты системы водоводов от коррозии, в связи с транспортировкой агрессивной среды, которой является пластовая вода после отстойника О-1 в пластовую воду, перед насосами предусмотрен ввод в поток ингибитора коррозии от блочной дозаторной установкой БР-2.

### **3.5 Система подготовки и утилизации газа**

Выделившийся газ высокого давления с ТФС-1, КУП/УПОГ по трубопроводу поступает на УПТГ. УПТГ обеспечивает подготовку и распределение газа потребителя УПН [9].

На УПТГ происходит сепарация попутного газа от капельной жидкости в газовом сепараторе ГС-1, а затем распределение и учет газа в СИКГ по потребителям.

На газосепараторе ГС-1 устанавливаются предохранительные клапаны со сбросом в факельную систему высокого давления.

Сброс конденсата из газового сепаратора ГС-1 осуществляется в дренажную ёмкость Де-2.

Попутный нефтяной газ на УПТГ распределяется по следующим потребителям:

- на печи нагрева нефти в количестве до 300 нм<sup>3</sup>/ч, с температурой газа -5 до 60 °С;
- на блок регулирования газа и далее на дежурные горелки в количестве не менее 4 нм<sup>3</sup>/ч, с температурой газа -5 до 60 °С;
- в факельную систему высокого давления в количестве до 19488 нм<sup>3</sup>/ч, расход поддерживается в заданном пределе контроллером и клапаном-регулятором, с температурой газа -5 до 60 °С;
- на продувку факельного коллектора ВД в количестве до 12 нм<sup>3</sup>/ч, расход поддерживается в заданном пределе контроллером и клапаном-регулятором, с температурой газа -5 до 60 °С;
- на продувку факельного коллектора НД в количестве до 12 нм<sup>3</sup>/ч, расход поддерживается в заданном пределе контроллером и клапаном-регулятором, с температурой газа -5 до 60 °С;
- на энергоцентр в количестве до 4000 нм<sup>3</sup>/ч, с температурой газа -5 до 60 °С.

В УПТГ во избежание образования взрывоопасной смеси в факельных коллекторах предусмотрена непрерывная подача продувочного газа в начало факельного коллектора высокого давления в количестве не менее 12 нм<sup>3</sup>/ч и низкого давления – в количестве не менее 12 нм<sup>3</sup>/ч. В случае прекращения подачи продувочного газа предусмотрена автоматическая подача азота с помощью шкафа с азотной рампой и баллонами азота в количестве 20 шт. Предусмотрен контроль давления датчиком давления.

Минимальное количество азота определяться исходя из потребности подачи азота в факельные коллекторы низкого и высокого давления в течение 1 часа в случае прекращения подачи топливного газа на продувку.

Для продувки оперативных узлов учета газа азотом, предусмотрены штуцера, установленные на трубопроводе перед СИКГ со сбросом на свечу в составе УПТГ.

### 3.6 Факельная система

Факельная система предназначена для приема и последующего сжигания горючих газов и паров в случаях [9]:

- аварийного сброса с предохранительных клапанов, а также освобождения технологических аппаратов от газов и паров при аварийных ситуациях;
- периодических сбросов газов и паров при обслуживании, пуске, наладке и остановке технологических аппаратов;
- для сжигания постоянных и периодических газовых сбросов высокого и низкого давления от технологического оборудования.

Факельная система включает в себя систему высокого давления и систему низкого давления и состоит из:

- факельных коллекторов;
- расширителя трубный газовый факельной системы высокого давления ТГР-1;
- расширителя трубный газовый факельной системы низкого давления ТГР-2;
- совмещённой факельной установке ФСУ.

Необходимый расход газа на продувку факельного коллектора осуществляется от УПТГ с подачей на начало факельного коллектора и составляет:

- высокого давления – не менее 12  $\text{нм}^3/\text{ч}$ ,
- низкого давления – не менее 12  $\text{нм}^3/\text{ч}$ .

Факельная система высокого давления принимает аварийные сбросы от следующих сооружений:

- от предохранительных клапанов трехфазного сепаратора СВ;
- от трехфазных сепараторов С-1/1,2;
- от газового сепаратора ГС-1;
- от отстойника воды О-1;
- от концевых сепараторов КСУ-1/1,2.

В факельную систему низкого давления постоянно податься газ с концевых сепараторов КСУ-1/1,2, периодически сбрасывается газ с СВ, С-1/1,2.

Трубные расширители трубные ТГР-1,2 предназначены для улавливания жидкости, унесенной газом из технологических аппаратов, и работают в «провальном» режиме без поддержания уровня.

Жидкость из ТГР-1,2 самотеком поступает в дренажные емкости ДЕ-3 и ДЕ-4, откуда по уровню, в автоматическом режиме откачивается на вход печей нагрева нефти П-1,2,3,4 через задвижку ЗД-48.

Для замера расхода сжигаемого газа с регистрацией показаний на АРМ оператора предусмотрены на факельных коллекторах после трубных расширителей газовых ТРГ-1 и ТГР-2 системы измерений количества газа СИКГ-1,2.

Установка факельная сжигания газа совмещенная ФСУ включает:

- ствол высокого давления Ду300 для подачи сжигаемого газа высокого давления в оголовки;
- ствол низкого давления Ду150 для подачи сжигаемого газа низкого давления в оголовки;
- вспомогательный ствол Ду500 для подачи воздуха в оголовки;
- воздуходувку В-1;
- общий факельный оголовок с газовым затвором и двумя дежурными горелками;
- трубопровод подачи топливного газа к дежурным горелкам;
- шкаф управления розжигом (ШУР);
- блок преобразования (БП);
- блок регулирования газа (БРГ).

ШУР представляет собой взрывозащищенный обогреваемый шкаф, устанавливаемый за обваловкой на площадке ТГР-1. ШУР соединяется с БП-1,2 и термопарами.

Для обеспечения работы дежурных горелок факельной установки ФСУ топливный газ поступает от УПТГ через блок регулирования газа (БРГ).



БРГ предназначен для ручного регулирования и автоматического поддержания давления топливного газа на дежурные горелки факела. На БРГ предусмотрен контроль давления манометрами и регулятора давления.

Для обеспечения бездымного сжигания постоянных сбросов газа низкого давления и продувочного газа высокого давления через вспомогательный ствол Ду500 подается воздух в количестве до 2350 м<sup>3</sup>/ч с давлением 0,00185 МПа воздуходувкой. Режим работы воздуходувки – постоянный.

### **3.7 Система нагрева и подачи промывочной воды на обессоливание нефти**

В нефтяной поток перед ступенью электрообессоливания предусмотрена подача пресной воды в объеме 10 % от расхода нефти с температурой до 45 °С. Нагрев пресной промывочной воды предусмотрен в печи П-3 (второй контур) [9].

Пресная вода с температурой ~5÷25 °С и давлением 0,5-0,85 (изб.) от емкости пресной воды Е-1 насосами подается на вход печи П-3 (второй контур). Нагрев пресной воды осуществляется до температуры 45 °С.

Подогретая промывная вода в количестве до 10% от объема нефти для обессоливания подается на вход ПП-0,63 №1, 2, 3, 4 через счетчик.

Для достижения более качественного эффекта от использования промывной пресной воды перед электродегидраторами осуществляется смешение потоков в смесителе СМ.

Для промывки ОГ-200 периодически подается пресная вода через смеситель СМ для обессоливания нефти.

Прием пресной воды в емкость Е-1 осуществляется с водозабора.

### **3.8 Дренажная система и канализация**

Для приема планового и аварийного дренажа технологического оборудования, и трубопроводной обвязки УПН предусматриваются дренажные емкости Де-1,2 объемом 12,5 м<sup>3</sup> и 63 м<sup>3</sup> соответственно оборудованного погружными насосами НД-1,2 [9].

Откачка жидкости из дренажной емкости ДЕ-1,2 производится периодически в автоматическом режиме. Откачка нефти из дренажных емкостей Де-1,2 осуществляется погружными насосами НД-1,2 на подготовку перед подогревателями П-1,2,3,4.

В дренажную емкость ДЕ-5 предусмотрены плановые и аварийные дренажи от следующего оборудования:

- трехфазных сепараторов ТФС-1;
- горизонтальный отстойник ОГ-200;
- сбросов СППК ОГ-200.

Дождевые стоки с технологических площадок, поверхностные стоки с дорог, вода с грунтовых поверхностей по самостоятельным сетям поступают в емкость производственно-дождевых стоков Ке-1 объемом 63 м<sup>3</sup>. Откуда по мере накопления, откачивается и вывозится передвижными средствами на утилизацию.

### **3.9 Реагентное хозяйство**

Реагентное хозяйство включает [9]:

- БР-1 (с 2-мя насосами дозаторами) блок дозирования реагента-деэмульгатора в нефтяную линию на входе в УПН с дозировкой до 113,1 г/т;
- БР-2 (с 4-мя насосами дозаторами) блок дозирования ингибитора коррозии (бактерицида) с дозировкой до 50 г/т и поглотителя кислорода с дозировкой до 110 г/т в линию откачки пластовой воды из отстойника О-1.

Доставка реагентов осуществляется в бочкотаре, объемом 200 литров.

Марка и дозировка реагентов могут быть изменены в процессе эксплуатации.

Блоки дозирования реагентов БР-1,2 являются блочно-комплектными изделиями в полной заводской готовности, оборудованный датчиками пожарной сигнализации и оповещения людей при пожаре, системами отопления, вентиляции, оборудованием КИП, а также необходимым электрооборудованием и электроосвещением.

Блоки технологические БР-1,2 включает в себя: плунжерных дозирующих насосных агрегата типа НД для впрыска жидкого реагента в трубопровод; насос шестеренчатый типа НМШ для заполнения технологической емкости реагентом и для осуществления периодической циркуляции (перемешивания); электронагреватель для обогрева помещения технологического отсека; вентилятор для проветривания помещения технологического отсека.

Из бочек реагенты откачиваются шестеренчатым насосом типа НМШ в технологические емкости. Из технологических емкостей реагенты самотеком поступают в мерную емкость и далее на прием насосов дозаторов. Для каждой точки подачи предусмотрен отдельный насосный агрегат. В каждом БДР предусмотрен один резервный насос.

### **3.10 Повышение эффективности при работе УПН методом расчета и подбора оптимального режима для работы технологической установки**

Для дальнейшей разработки моделирования УПН использовалось программное обеспечение от компании ASPEN HYSYS - Design R470. Данное программное обеспечение позволяет рассчитать термодинамические свойства и компонентный состав продукта и позволяет моделировать схемы установок на компьютере выбирая необходимые элементы для подготовки нефти и газа, соединять и рассчитывать результат работы в определенной последовательности. Программное обеспечение ASPEN HYSYS - Design R470 [10] позволяет вносить полный молярный состав по элементам, контролировать полученный результат на каждом из этапов подготовки нефти и газа.

Для дальнейшей проверки адекватности расчетов ASPEN HYSYS - Design R470 было проведено несколько сравнений по смоделированным потокам данных по нефти, пластовой воде и выделившемуся газу отталкиваясь от данных технологического регламента УПН на нефтегазовом месторождении «К» (9). Сравнивая полученные данные в ходе расчетов программного обеспечения и лабораторных данных, были получены следующие данные (Таблица 3.1):

Таблица 3.1 – Сравнение полученных данных по плотности товарной нефти.

Свойство		Товарная нефть
Плотность кг/м3	исходные	827,9
	получено	830,6
Точность данных, %		99,7

Используя данные на основе технологического регламента, произведем моделирование действующих процессов участка УПН (рисунок 3.2).



Рисунок 3.2- Принципиальная технологическая схема УПН нефтегазового месторождения «К» с пояснением отсутствующих в расчетах ступеней.

В результате моделирования УПН нефтегазового месторождения «К» в программном обеспечении ASPEN HYSYS - Design R470 получаем следующую технологическую сборку (рисунок 3.3):

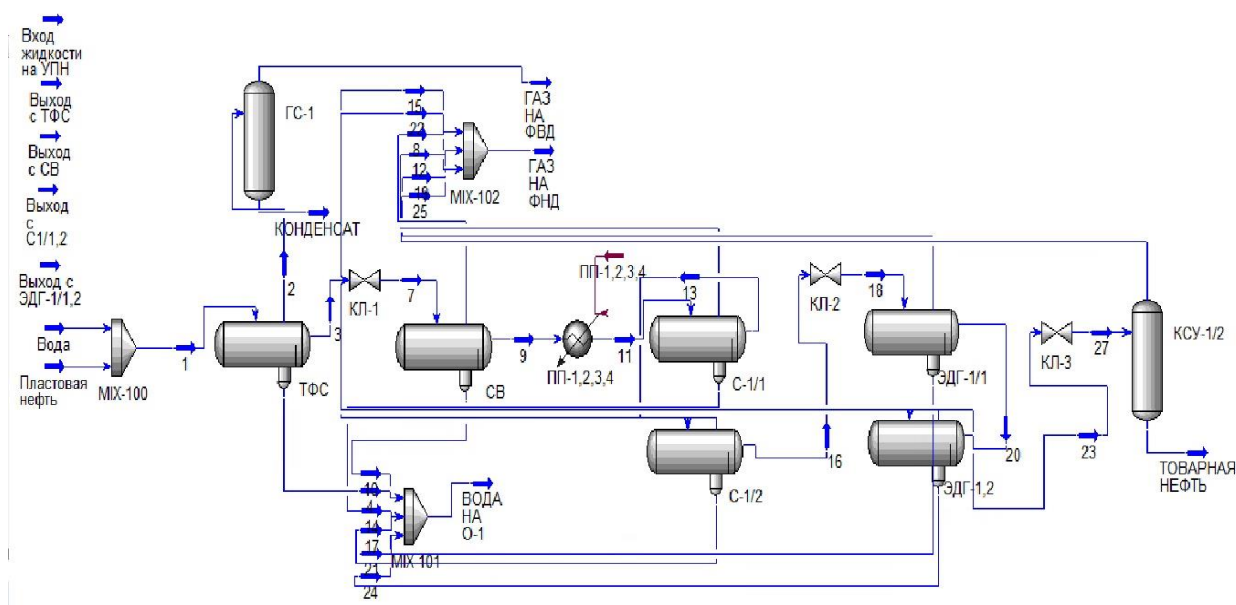


Рисунок 3.3- Сборка технологической схемы УПН нефтегазового месторождения «К».

Сырая нефть перемешивается с пластовой водой в соотношении согласно данных технологического регламента [9] до 52% обводненности продукта.

Далее поток поступает в трехфазный сепаратор ТФС-1 для разделения нефти, вода и газ. Далее газ поступает в ГС-1, нефть в сепаратор СВ. В сепараторе СВ происходит разделение на 3 фракции: нефть, газ и вода. Поток нефти выходя из СВ, и поступает на прогрев в ПП-1,2,3,4, где прогревается до 65 градусов Цельсия и далее поступает в трехфазные сепараторы С-1/1,2. В С-1/1,2 происходит разделение на нефть, газ и воду, нефтяной поток поступает в ЭДГ-1/1,2 для глубокого обезвоживания. Далее из ЭДГ-1/1,2 нефть поступает в конечную сепарационную установку КСУ-1/2 для стабилизации ДНП. Из КСУ-1/2 на выходе мы получаем товарную нефть.

При значениях взятых из технологического регламента материальный поток имеет следующие молярные и массовые показатели (рисунок 3.4-компонентный состав входного материального потока и 3.5- массовый состав входного материального потока):

	Mole Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
Methane	0,052737	0,812875	0,033307	0,000000
Ethane	0,007679	0,099996	0,022627	0,000000
Propane	0,005553	0,047828	0,040057	0,000000
i-Butane	0,002384	0,011543	0,025890	0,000000
n-Butane	0,004316	0,016367	0,051272	0,000000
i-Pentane	0,002242	0,003741	0,031237	0,000000
n-Pentane	0,002461	0,003139	0,035225	0,000000
n-Hexane	0,003505	0,001363	0,053171	0,000000
n-Heptane	0,004252	0,000499	0,065627	0,000000
n-Octane	0,004690	0,000163	0,072762	0,000000
C9+*	0,036567	0,000000	0,568538	0,000000
Nitrogen	0,000021	0,000335	0,000005	0,000000
CO2	0,000000	0,000002	0,000000	0,000000
H2O	0,873592	0,002147	0,000282	1,000000

Рисунок 3.4- Компонентный состав материального потока на входе УПН.

	Mass Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
Methane	0,028180	0,635836	0,002641	0,000000
Ethane	0,007691	0,146607	0,003363	0,000000
Propane	0,008157	0,102833	0,008732	0,000000
i-Butane	0,004615	0,032714	0,007439	0,000000
n-Butane	0,008356	0,046384	0,014731	0,000000
i-Pentane	0,005388	0,013162	0,011141	0,000000
n-Pentane	0,005914	0,011044	0,012563	0,000000
n-Hexane	0,010060	0,005728	0,022650	0,000000
n-Heptane	0,014191	0,002436	0,032507	0,000000
n-Octane	0,017045	0,000909	0,041007	0,000000
C9+*	0,365389	0,000000	0,843119	0,000000
Nitrogen	0,000020	0,000458	0,000001	0,000000
CO2	0,000000	0,000005	0,000000	0,000000
H2O	0,524194	0,001886	0,000025	1,000000

Рисунок 3.5- Массовый состав материального потока на входе УПН.

Проанализировав компонентный состав входящей нефти, видно что преобладание воды. По массовому составу используя данные технологического регламента (9), видно 52% обводненности нефти, что соответствует регламенту. Далее мы видим большое количества элементов C9+ и метан, гепсан, гептан, октан, пропан – что соответствует данным из технологического регламента и могут быть использованны в расчетах.

В работе [11] по подбору желаемых для нас необходимых оптимальных параметров был выявлен ряд зависимостей на каждом этапе сепарации нефти и газа. Ряд зависимости количественных и качественных показателей нефти, от изменения температуры и давления. С учетом, что температурный режим

прописан в технологическом режиме достаточно жестко, а диапазон по давлению в сепараторах находится в достаточно широком диапазоне, акцент в работе был сделан на подбор давления на каждой ступени сепарации нефти. Графики зависимости количественного качества в молярном виде от показателей температуры и давления на материальном потоке входа жидкости в ТФС представлены ниже (график 3.1):

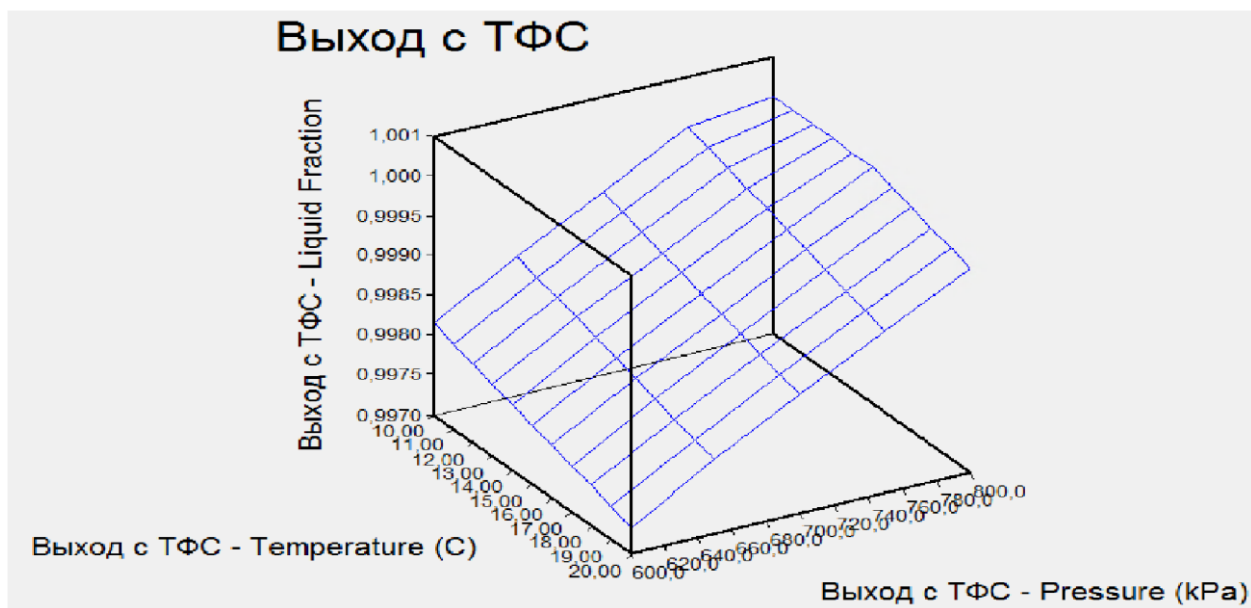


График 3.1- Зависимость молярных показателей на выходе из ТФС по температуре и давлению.

Используя полученные данные из графика 1, мы можем сделать вывод, что температура и давление оказывают большое влияние на количественный и качественный показатель сепарации нефти. Чем ниже показатели температуры и выше давление, тем выше способность сепарации жидкости. Проанализировав по подобной схеме изменение свойств жидкости по выходу с СВ, С-1/1,2 и ЭДГ-1/1,2 (графики 3.2- 3.4), можно аналогично сделать вывод о повышении давления для увеличения качества сепарации нефти в необходимых рамках.

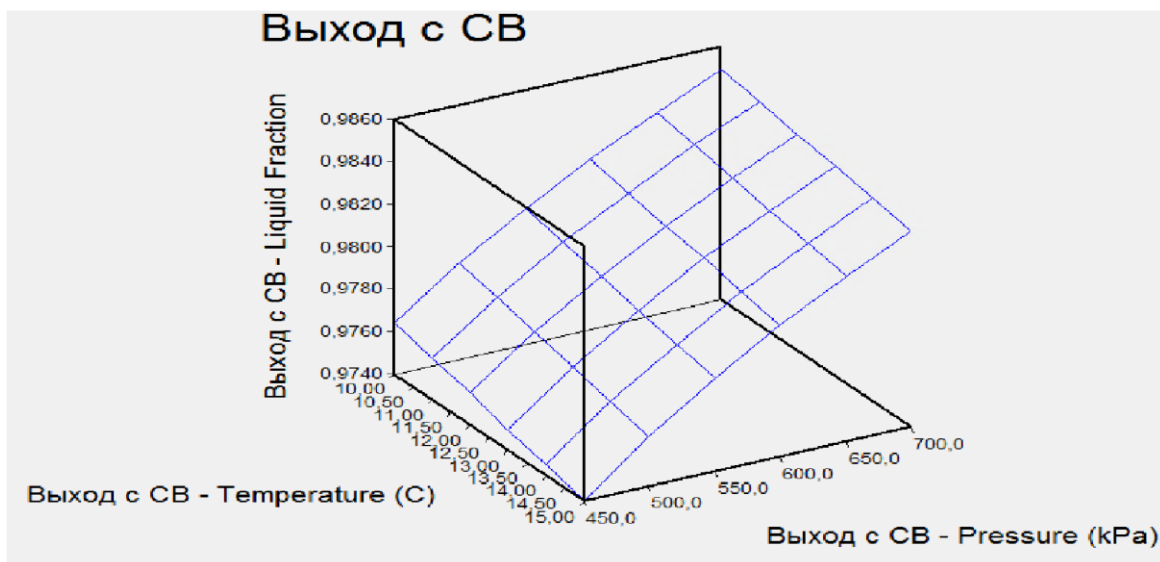


График 3.2- Зависимость молярных показателей на выходе из СВ по температуре и давлению.

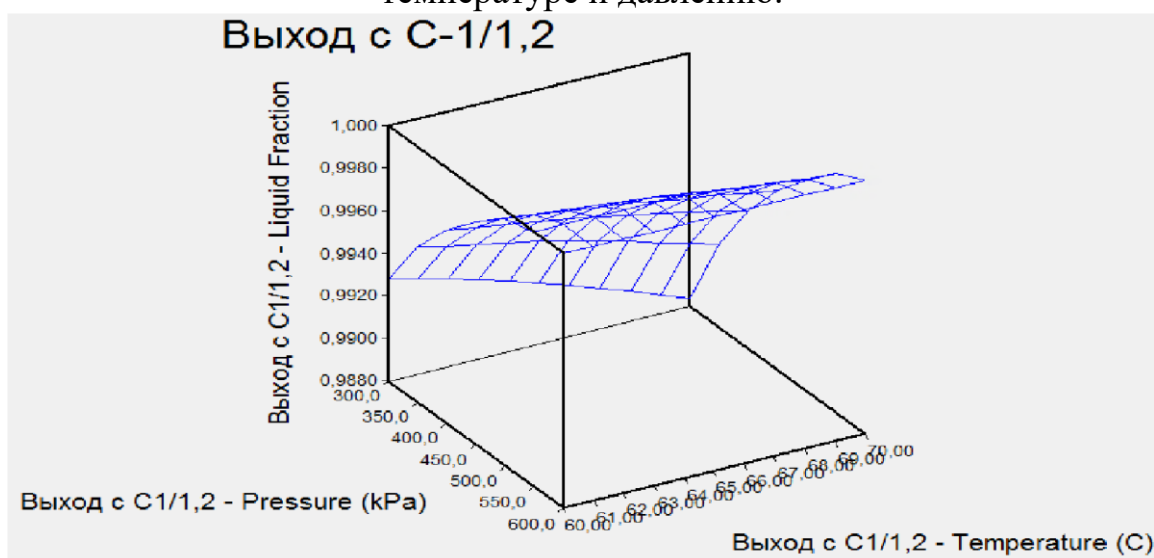


График 3.3- Зависимость молярных показателей на выходе из С-1/1,2 по температуре и давлению.

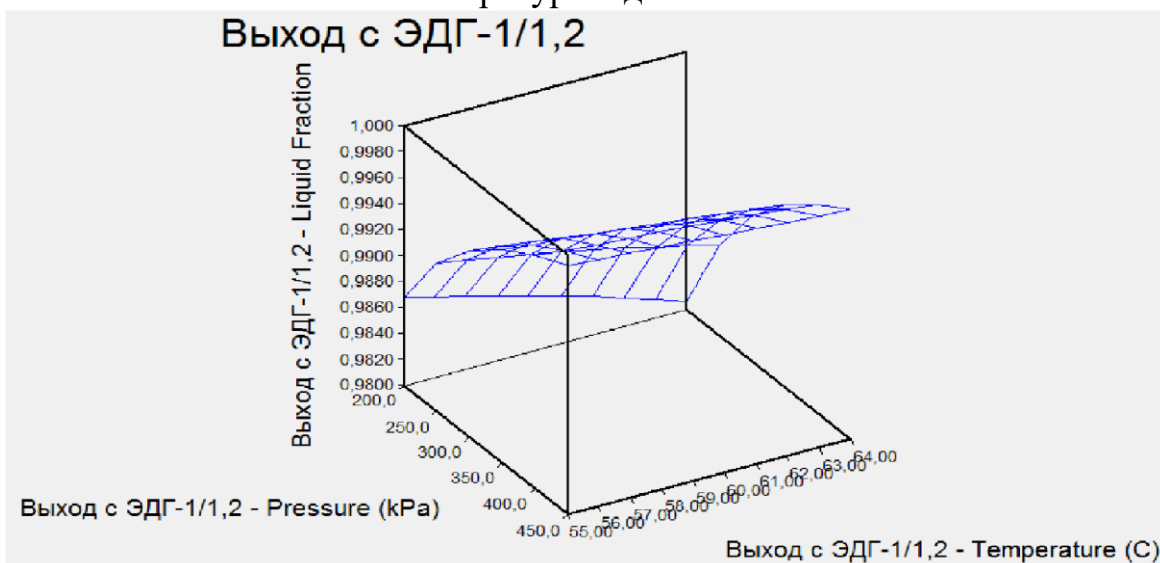




График 3.4- зависимость молярных показателей на выходе из ЭДГ-1/1,2 по температуре и давлению.

Проанализировав полученные данные и проработав различные вариации по изменению давления при сепарации нефти, получилось подобрать более оптимизированный расчетный режим работы УПН, представлен в таблице ниже (таблица 3.2):

Таблица 3.2- Расчет режимов работы УПН «К».

Параметры	Параметры УПН «К»					Расчетные параметры				
	ТФС	СВ	С-1/1, 2	ЭДГ-1/1	ЭДГ-1/2	ТФС	СВ	С-1/1,2	ЭДГ-1/1	ЭДГ-1/2
Давление, МПа	0,7	0,65	0,45	0,3	0,3	0,77	0,46	0,4	0,24	0,2
Температура, °С	15	14,7	65	63	62	14,9	14,8	63	63	62
ДНП выход КСУ-1/1,2, кПа	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47,3
Расход, кг/ч	<b>Итог:</b>				<b>50389</b>	<b>Итог:</b>				<b>51627</b>

На основе выявленных зависимостей и моделируя разные вариации сепарации, выбираем наиболее подходящие параметры для УПН «К» в таблице 3.1.

Используя расчетные данные по товарной нефти, прирост составил 1238 кг/ч, что дает нам прирост в **2,45 %** на выходе. Изучая данные по компонентному составу полученных расчетов, мы имеем некоторые изменения (рисунок 3.6):

	Mole Fractions	Liquid Phase
Methane	0,000015	0,000015
Ethane	0,000651	0,000651
Propane	0,007286	0,007286
i-Butane	0,010981	0,010981
n-Butane	0,026537	0,026537
i-Pentane	0,024638	0,024638
n-Pentane	0,029982	0,029982
n-Hexane	0,055900	0,055900
n-Heptane	0,074911	0,074911
n-Octane	0,085743	0,085743
C9+*	0,683129	0,683129
Nitrogen	0,000000	0,000000
CO2	0,000000	0,000000
H2O	0,000227	0,000227

Рисунок 3.6- Компонентный состав нефти выход с КСУ-1/1,2 с расчетным режимом.

Компонентный состав изменился, а именно, увеличилась дегазация по сравнению с компонентным составом товарной нефти до расчетной оптимизации режима работы УПН.

## **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **4.1 Техничко-экономическое обоснование проекта**

В целях увеличения целевого продукта в рамках программы ресурсоэффективности и получения дополнительной прибыли были оптимизированы параметры работы УПН. Для подсчета экономической эффективности произведем расчет перекачиваемой нефти за месяц в двух случаях, до оптимизации работы и после оптимизации работы УПН. Так как цена на нефть указана в долларах за баррель, необходимо произвести перерасчет из массового расхода в объемный расход, и далее подсчитать месячный объем нефти, перекачиваемой через УПН в баррелях. Из-за того, что предприятие находится на территории Российской Федерации и налогооблагаемая база указывается в рублях, переведем получаемую прибыль из долларов в рубли. А для подсчета экономической эффективности найдем разницу в получаемой прибыли до оптимизации работы и после [11].

### **4.2 Планирование проектной деятельности**

Для дальнейшего планирования проектной деятельности мы опишем структуру работ необходимых к выполнению для реализации получения дополнительной прибыли при оптимизации технологического режима УПН.

Список необходимых работ:

1. Покупка лицензии на программное обеспечение;
2. Изучение программного обеспечения;
3. Проведение расчетов в программном обеспечении по УПН;

4. Установить расчетные уставки по контролю давления в аппаратах УПН;
5. Контроль выходных параметров УПН.

Список должностных лиц для выполнения данных работ:

1. Инженер отдела АСУТП (исп 1);
2. Технолог (исп 2);
3. Оператор (исп 3).

График выполнения работ (таблица 4.1- Временные показатели проведения научного исследования):

Таблица 4.1- Временные показатели проведения научного исследования.

Название работы	Грудоёмкость работ									Исполнители			Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$			Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$		
	$t_{min}$ , чел-дни			$t_{max}$ , чел-дни			$t_{о\text{л}е\text{т}i}$ , чел-дни											
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3			
Покупка лицензии на программное обеспечение	4			7				4	37	11			7			9		
Изучение программного обеспечения	14	14		28	28				30	20	20		28	28			28	
Проведение расчетов в программном обеспечении по УПН	14	14		35	30				28	20	20		28	28		42	42	
Установить расчетные уставки по контролю давления в аппаратах УПН	2	2			4	4			4	6	6		7	7		10	10	
Контроль выходных параметров УПН	1	7	7	2	14	14	14			3	7	7	3	10	10	3	10	10

Далее рассчитываем  $T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}$  (формула 5) на 2021 и заносим данные в таблицу 4.1 вместе с коэффициентом календарности (формуле 6).

Построим календарный план-график по нашей работе (таблица 4.2):

Таблица 4.2- Календарный план-график по работе.

№ ра- бот	Вид работ	Исполнители	$T_{ki}$ , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ													
				февр		март			апрель			май			июнь		
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Покупка лицензии на программное обеспечение	Инженер отдела АСУТП	9	[Red bar]													
2	Изучение программного обеспечения	Инженер отдела АСУТП, технолог	28	[Green bar]		[Blue bar]											
3	Проведение расчетов в программном обеспечении по УПН	Инженер отдела АСУТП, технолог	42			[Green bar]			[Blue bar]								
4	Установить расчетные уставки по контролю давления в аппаратах УПН	Инженер отдела АСУТП, технолог, оператор	10								[Green bar]						
5	Контроль выходных параметров УПН	Инженер отдела АСУТП, технолог, оператор	10											[Green bar]			
<b>Итого дней:</b>		Инженер отдела АСУТП	99	[Red bar]													
		Технолог	90	[Blue bar]													
		Оператор	10	[Yellow bar]													

### 4.3 Формирование бюджета проектной работы

Рассчитаем бюджет на проект по модернизации УПН. Бюджетирование будет складываться из 3 основных вещей:

1. Стоимость лицензии программного обеспечение HYSYS ASPEN;
2. Зарботная плата участвующим в проекте сотрудников;
3. Затраты на электричество при изучении программного обеспечение HYSYS ASPEN;

Стоимость лицензионного программного обеспечение HYSYS ASPEN на официальном сайте составляет 12500000 руб.

Рассчитаем заработную плату участвующим в проекте сотрудников (таблица 4.3):

Таблица 4.3- Расчет затрат на заработную плату участников проекта.

	Инженер отдела АСУТП	Технолог	Оператор
Часовая тарифная ставка, руб.	175	199	144
Районный коэффициент, руб.	60	65	58
Северная надбавка, руб.	105	119,4	86,4
Время нахождения в пути, руб.	26	28	25
Вахтовый метод, руб./сут,	9,1	10	8
Итого, руб./час	375,1	421,4	321,4
Итого, руб. за 1 работника	408483,9	417186	35354
Общая сумма ЗП, руб.	<b>861023,9</b>		

Рассчитаем затраты на отчисления во внебюджетные фонды.

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников, приведена в таблице ниже (таблица 4.4).

Таблица 4.4- обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации.

	Заработная плата	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего, руб.
Затраты, руб.	861023,9	24969,7	43912,9	189425,2	3444	261751,9

Расчет затрат на электричество при изучении программного обеспечение HYSYS ASPEN на персональном ПК. Системный блок средней мощности с блоком питания 450 Ватт и монитор с 21-дюймовым дисплеем, который затрачивает 40 Ватт. Среднее потребление электричества таким компьютером составит 490 Ватт в час. При расчете 11-часовой рабочей смене получим в сутки расход составит:  $490 \times 11 = 5,4$  кВт. Режим дежурного питания, в котором остается компьютер все оставшееся время, добавит к этой цифре еще  $20 \times 11 = 220$  Ватт. Конечный результат за один день — 5,6 кВт.

При работе использования компьютера будет производить 2 специалист, общие затраты электричества получаем  $99 \times 5,6 \text{ кВт} + 90 \times 5,6 \text{ кВт} = 1058,4 \text{ кВт}$ .

Стоимость электроэнергии на месторождении составит при расчетах  $1 \text{ кВт} = 5 \text{ руб.}$ ,  $5 \text{ руб.} \times 1058,4 \text{ кВт} = 5292 \text{ руб.}$ .

Итоговый бюджет на проект по модернизации УПН (таблица 4.5).

Таблица 4.5-Общие затраты на проект по модернизации УПН.

Затраты:	Стоимость лицензии программного обеспечения HYSYS ASPEN	Заработная плата участвующим в проекте сотрудников	Затраты на электричество при изучении программного обеспечения
Стоимость, руб.	12500000	861023,9	5292
Итого, руб.:	<b>13366315,9</b>		

Итого общие затраты на проект по модернизации УПН составят **13366315,9** рублей.

#### **4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта**

Составим сравнительную таблицу по основным изменениям до и после применения качественных характеристик по оптимизации работы УПН:

До	После
Использование отлаженного технологического режима	Увеличение объема и качества продукции
В газе на ФВД сжигаются тяжелые фракции углеводородов	Снижение себестоимости продукции за счет более качественной отработки установки

Проведем расчет интегрального показателя ресурсоэффективности. Сведем полученные данные в табличный вариант (таблица 4.6). За основу будем использования УПН, до модернизации (исп. 1) и после модернизации используя программное обеспечение (исп. 2).



Таблица 4.6- Интегральный расчет показателей ресурсоэффективности.

Объект исследования/ Критерии	Весовой ко- эффициент параметра	Исп.1	Исп.2
1. Способствует росту производи- тельности труда пользователя	0,1	2	5
2. Удобство в эксплуатации (соот- ветствует требованиям потребите- лей)	0,15	4	4
3. Помехоустойчивость	0,15	4	4
4. Энергосбережение	0,20	4	4
5. Надежность	0,25	4	3
6. Материалоемкость	0,15	3	3
ИТОГО	1	21	23

$$I_{p.исп1} = 2*0,1+4*0,15+4*0,15+4*0,2+4*0,25+4*0,15=3,2;$$

$$I_{p.исп2} = 5*0,1+4*0,15+4*0,15+4*0,2+3*0,25+4*0,15=3,85.$$

Из наших расчетов мы видим, что оптимизированный процесс подготовки нефти ресурсоэффективней чем до работ по оптимизации.

#### 4.4.1 Определение экономической эффективности оптимизации процесса подготовки нефти на УПН

Произведем следующие действия:

$$1) Q_x = M/\rho, \tag{4.1}$$

Где: Q – объемный расход, м<sup>3</sup>/ч;

M – массовый расход, кг/ч;

$\rho$  – плотность перекачиваемой нефти кг/м<sup>3</sup>;

x – до оптимизации (1) и после оптимизации (2), м<sup>3</sup>/ч.

$$Q_1 = 50,389/0,83 = 60,71 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$Q_2 = 51,627/0,83 = 62,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$2) Q_{mx} = Q*24*30, \tag{4.2}$$

Где: Q<sub>mx</sub> – объемный расход за месяц, м<sup>3</sup>/месяц.

$$Q_{m1} = 60,71*24*30 = 43711,2 \text{ м}^3/\text{месяц}$$

$$Q_{m2} = 62,2*24*30 = 44784 \text{ м}^3/\text{месяц}$$

$$3) Q_{my} = Q_{mx} * 1000, \quad (4.3)$$

Где:  $Q_{my}$  – объемный расход за месяц, л/месяц;

$y$  - до оптимизации (1) и после оптимизации (2), л/месяц.

$$Q_{m1} = 43711,2 * 1000 = 43711200 \text{ л/месяц}$$

$$Q_{m2} = 44784 * 1000 = 44784000 \text{ л/месяц}$$

$$4) Q_{mz} = Q_{my} / 159, \quad (4.4)$$

Где:  $Q_{mz}$  – объемный расход за месяц, баррель/месяц;

$z$  - до оптимизации (1) и после оптимизации (2), баррель/месяц.

$$Q_{m1} = 43711200 / 159 = 274913,2 \text{ баррель/месяц}$$

$$Q_{m2} = 44784000 / 159 = 281660,37 \text{ баррель/месяц}$$

$$5) S_x = Q_{mz} * C, \quad (4.5)$$

Где:  $S$  – прибыль, получаемая в долларах за месяц;

$C$  – стоимость нефти за баррель, доллар/баррель.

$$S_1 = 274913,2 * 68,68 = 18881038,58 \text{ долларов/баррель}$$

$$S_2 = 281660,37 * 68,68 = 19344434,21 \text{ долларов/баррель}$$

$$6) P_x = S_x * R, \quad (4.6)$$

Где:  $P$  – прибыль, получаемая в рублях за месяц;

$R$  – курс доллара к рублю.

$$P_1 = 18881038,58 * 74 = 1397,2 \text{ млн.рублей/месяц}$$

$$P_2 = 19344434,21 * 74 = 1431,49 \text{ млн.рублей/месяц}$$

$$7) D = P_2 - P_1, \quad (4.7)$$

Где:  $D$  – получаемая прибыль от оптимизации.

$$D = 1431,49 - 1397,2 = 34,29 \text{ млн.рублей/месяц.}$$

Далее мы вычтем дополнительные затраты по оптимизации работы УПН из полученной прибыли.

$$34,29 \text{ млн.рублей} - 13,4 \text{ млн.рублей} - 0,3 \text{ млн.рублей} = 20,59 \text{ млн.рублей.}$$

В результате оптимизации процесса подготовки нефти на УПН получили экономический эффект равный 20,43 млн. рублей в первый месяц (рисунок 4.1), далее прибыль составит 34,29 млн. рублей/месяц. В процентном соотношении

получаем прирост в 2,45%. Данные расчеты показывают необходимость изменения технологии подготовки товарной нефти на УПН.

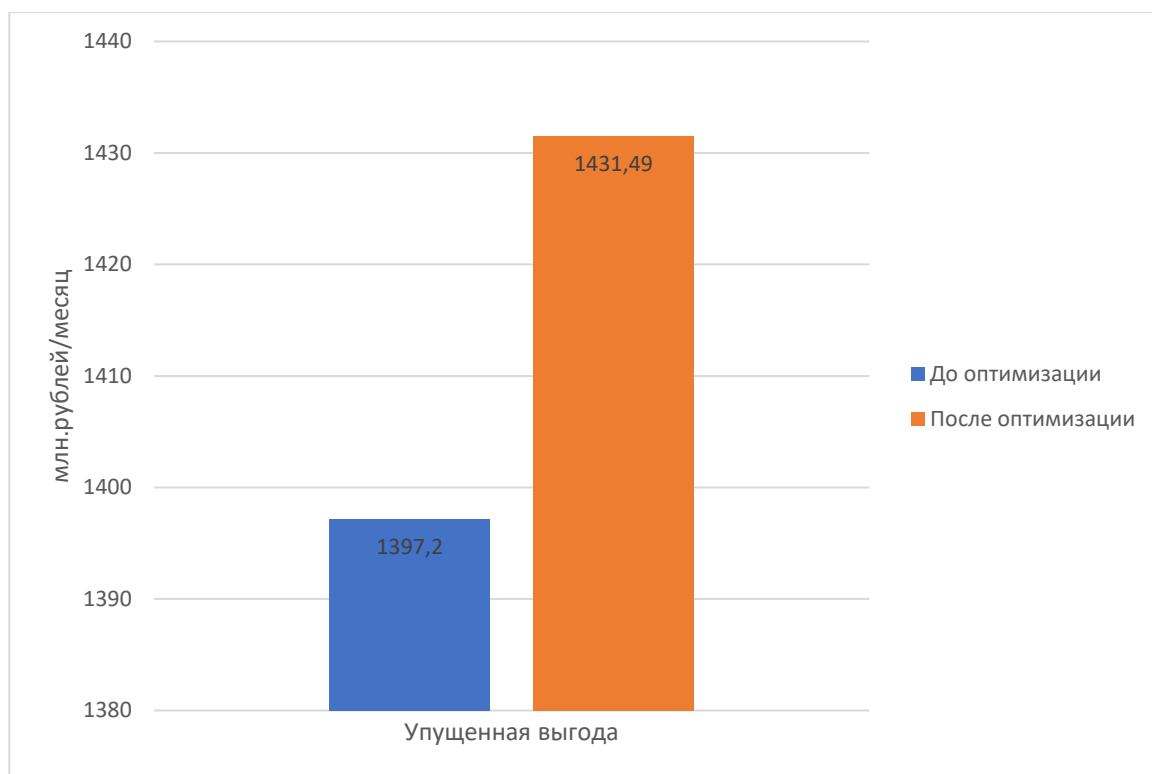


Рисунок 4.1- Результат оптимизации процесса подготовки нефти на УПН.

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

В данном разделе рассматриваются факторы возможного влияния сырья, продукции, энергии, потребляемой на установке, технологического оборудования и условий работы на рабочий персонал и окружающую среду, а также описываются возможные чрезвычайные ситуации с указанием мер по их ликвидации, приводятся правовые и организационные аспекты обеспечения безопасности.

Абсолютно безопасных и безвредных условий труда не существует, задачи охраны труда состоят в том, чтобы при максимальной производительности труда обеспечить рабочему персоналу достаточно комфортные условия и свести до минимума вероятность повреждений, заболеваний и производственных аварий.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Глава составлена с учетом «Требований к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья», утвержденных Приказом МПР России от 08.07.2010 г. № 254.

Согласно Закону РФ «О недрах», под недрами понимается часть земной коры, расположенная ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна водоемов и водотоков, простирающаяся до глубин, доступных для геологического изучения и освоения.

Требования по охране недр установлены законодательными и нормативными документами федерального уровня, основные из которых приведены ниже:

- Конституция Российской Федерации [22];
- Закон Российской Федерации «О недрах» [23];
- «Правила охраны недр» [23];
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [25].

### **5.2 Производственная безопасность**

Выполнение данного вида работ сопровождается следующими вредными и опасными факторами, приведенными в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Сливоналивные операции в резервуарных парках и автоналивных эстакадах	1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	1. Статическое электричество	ГОСТ 12.1.005-88[7] ГОСТ 12.1.038-82[8]
Работы в емкостях, аппаратах и колодцах Сварочные работы	2. Отклонения показателей климата на открытом воздухе	2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке	СанПиН 2.2.4.548-96[9] ГОСТ 12.1.038-82[10] ГОСТ 12.1.004-91[11]
Установка и снятие заглушек	3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.007-76[12]
Работы в местах возможного обитания медведей	4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-76[13]

### 5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

### 5.2.2 Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Главным источником формирования данного фактора является возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования при проведении сливноналивных операций, что может вызвать отравление парами углеводородов [6]. Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства.

На наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно-допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны мг/м <sup>3</sup> (ГОСТ 12.1.005-88)
Нефть	Пары обладают наркотическим действием; вызывают отравление; при контакте с кожей возможна пигментация	10 - при перекачке; 300 - при хранении
Нефтяной газ	Оказывает физиологическое воздействие, напоминающее опьянение	300
Дизельное топливо	Мало токсично; раздражает слизистую оболочку и кожу человека	300
Масло промышленное	Раздражает кожу и слизистую оболочку глаз	300
Тосол А-65	Не представляет опасности ингаляционных отравлений. Опасен при попадании вовнутрь.	9,6
Ингибитор коррозии СМПХ	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40
Дезэмульгатор-сепарол	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40
Метанол	Оказывает отравляющее воздействие на организм	5

Безопасность при сливноналивных работах обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

1) К проведению сливноналивных операций в резервуарных парках, на железнодорожных и автоналивных эстакадах допускаются лица, прошедшие в установленном порядке медицинский осмотр, обучение, инструктаж и проверку знаний по охране труда.

2) Работники, производящие сливноналивные операции, должны быть обеспечены:

- костюмом брезентовым;
- сапогами кирзовыми;
- перчатками брезентовыми;

- плащом непромокаемым;  
при выполнении работ с этилированным бензином дополнительно:
- бельем нательным;  
на наружных работах зимой дополнительно:
- курткой хлопчатобумажной на утепляющей прокладке;
- брюками хлопчатобумажными на утепляющей прокладке;  
при выполнении работы по сливу-наливу железнодорожных цистерн  
дополнительно:
- валенками.

3) Рабочее место (эстакада) должно быть обеспечено фильтрующим противогазом на случай аварийной ситуации.

4) На рабочем месте должны быть предусмотрены первичные средства пожаротушения.

5) Железнодорожные пути, эстакады, трубопроводы, сливноналивные шланги с наконечниками должны быть заземлены.

6) На электрифицированных железных дорогах подъездные пути должны иметь два изолирующих стыка.

7) Работы во взрывоопасных и пожароопасных местах должны производиться инструментом, исключающим искробразование.

8) Освещение резервуарных парков и эстакад должно быть прожекторное. Для местного освещения допускается применение взрывобезопасных аккумуляторных фонарей напряжением 12 В, включение и выключение которых должно производиться вне взрывоопасной зоны [21].

### **5.2.3 Отклонения показателей климата на открытом воздухе**

Согласно НТД при нормировании параметров климата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой

наружного воздуха, равной +10°C и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше +10°C. Разграничение работ по категориям, осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт). К категории Ia относятся работы с интенсивностью энергозатрат до 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением. К категории Ib относятся работы с интенсивностью энергозатрат 121–150 ккал/ч, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением. К категории Pa относятся работы с интенсивностью энергозатрат 151–200 ккал/ч, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения. К категории Pb относятся работы с интенсивностью энергозатрат 201–250 ккал/ч, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением. К категории III относятся работы с интенсивностью энергозатрат более 250 ккал/ч, связанные с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий [25].

Согласно Постановлению от 11.02.2011 г. №29а [25] работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях (если работы круглогодичные) (таблица 5.3).

Таблица 5.3 – Условия организации работ в холодный период года на открытом воздухе.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
0	-36
0-5	-35
5-10	-34
Свыше 10	-32

#### **5.2.4 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны**

Главным источником формирования данного фактора является скопление вредных и взрывопожароопасных веществ, при работе, связанной с осмотром,



чисткой и ремонтом технологического оборудования, а также с установкой и снятием заглушек, что может вызвать отравление парами углеводородов и ожоги при возгорании смеси. Индивидуальные углеводороды, входящие в состав нефтяных паров можно наблюдать в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Индивидуальные углеводороды, входящие в состав нефтяных паров.

Углеводороды	Концентрационные пределы воспламенения, % (по объему).
метан	5 – 15
этан	2.9 – 15
пропан	2.1 – 9.5
бутан	1.9 – 9.1
пентан	1.4 - 7.8
гексан	1.2 – 7.5

К работам внутри закрытых емкостей допускаются физически здоровые лица не моложе 20 лет, прошедшие специальное обучение по технике безопасности. Выполнение работ внутри закрытых емкостей допускается только при наличии письменного разрешения (допуска), выдаваемого начальником цеха ответственному руководителю работ перед началом работ внутри емкости. В допуске указывается фамилия и должность ответственного руководителя; состав бригады; содержание работ, которые необходимо провести; необходимые защитные средства; спасательное снаряжение; длительность пребывания рабочего в емкости и порядок его смены, а также особые меры безопасности.

До начала выполнения работ емкость должна быть подготовлена к ремонту, освобождена от продукта и отключена от технологических магистралей.

Работы внутри емкостей должны проводиться бригадой (но менее 2 человек): в силосах – не менее 4 человек; в канализационных колодцах – не менее 3 человек.

Перед началом ремонта лицо, ответственное за производство работ, должно проверить надежность отключения емкости, соответствующими приборами провести анализ воздуха внутри емкости и убедиться, что

содержание взрывоопасных и токсичных веществ не превышает допустимых нормами величин. В горячих емкостях необходимо также определить температуру воздуха. Содержание диоксида углерода, метана измеряется с помощью газоанализатора.

При выполнении работ, связанных с подачей сверху деталей, материалов и других предметов, могущих нанести при их падении травму, находящиеся внутри емкости рабочие должны использовать защитные каски. Работы в емкостях с недостаточным воздухообменом, а также при присутствии в них вредных веществ рабочий должен выполнять в надетом перед спуском шланговом противогазе ПШ-1 (с естественной подачей воздуха) или ПШ-2 (с принудительной подачей воздуха). При применении шлангового противогаза гофрированный шланг должен выходить наружу емкости не менее чем на 2 м. Конец шланга (заборный патрубок) закрепляется в зоне чистого воздуха. Дублер постоянно должен следить за тем, чтобы шланг не перегибался, не скручивался или не зажимался каким-либо предметом.

Перед спуском в аппарат или емкость рабочий проходит инструктаж, проверяет в присутствии руководителя работы подгонку маски по лицу, при необходимости надевает спасательный пояс с сигнальной веревкой, берет аккумуляторную включенную взрывозащищенную электролампу напряжением 12 В и осторожно, не имея в руках никаких предметов, опускается в емкость. Затем ему подают необходимый для работы инструмент. Сигнальная веревка служит для вытаскивания, работающего в емкости. Ее прочность систематически проверяется. Дублер должен иметь комплект шлангового противогаза, вполне готовый к применению с маской, подогнанной по лицу, чтобы в случае необходимости он мог быстро войти в опасную зону для оказания помощи пострадавшему.

Спуск рабочего в емкость производится при обязательном присутствии лица, ответственного за производство работ и наблюдающего дублера. Для

емкостей, имеющих верхние и нижние люки, допуск рабочих внутрь емкости осуществляется только через нижний люк.

Продолжительность пребывания рабочего в емкости устанавливается инструкцией по производству работ внутри емкостей в зависимости от условий выполняемых в них работ. При работе с применением противогаза срок единовременного пребывания рабочего в емкости не должен превышать 15 мин, с последующим отдыхом на свежем воздухе в течение 15 мин.

Для освещения в емкости при производстве ремонтных работ используются переносные светильники напряжением не выше 12 В, а для емкостей, содержащих взрывоопасные вещества, применяются переносные светильники только во взрывобезопасном исполнении. Часто для освещения емкости используют прожектор, установленный на треноге над люком. Используемый инструмент и инвентарь должны исключать искрообразование (должны быть изготовлены из цветного металла или неискрящихся материалов) [21].

#### **5.2.5 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися**

На «К» НГК месторождении главным источником формирования данного фактора является скопление пищевых отходов, вторжение человека в естественную среду обитания. При встрече с медведем человеку могут быть нанесены физические увечья.

При обнаружении признаков присутствия медведя (визуальное обнаружение, звуки медвежьего рёва) или его следов с пятнами крови следует немедленно остановить работы и эвакуировать работников в безопасное место. О случившемся немедленно доложить по радиосвязи начальнику смены, либо непосредственному начальнику, для получения дальнейших указаний.

При визуальном обнаружении медведя следует определить расстояние до него (визуально), определить направление движения зверя, оценить его поведение,

без паники предпринять меры по предупреждению других работников данного участка работ или промплощадки.

Не следует пытаться разглядывать, фотографировать медведя, привлекать его внимание, тем более преследовать, поскольку поведение напуганного зверя непредсказуемо и опасно.

Безопасным расстоянием между медведем и человеком считается расстояние в 70 - 80 метров, опасным - расстояние 30 -50 метров, крайне опасным - расстояние в 10 и менее метров.

При обнаружении медведя на расстоянии 30 - 50 метров необходимо, не упуская зверя из вида, шагом возвратиться назад, не сближаясь с ним и не пересекая его путь.

При столкновении с медведем на короткой дистанции (10 и менее метров) необходимо не паникуя, плавно, без резких движений, пятясь назад и избегая смотреть на голову зверя и ему в глаза, удалиться на 10-15 метров, после чего скорым шагом покинуть данное место.

### **5.3 Обоснование мероприятий по снижению воздействия**

#### **5.3.1 Статическое электричество**

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти (конденсата) друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке нефтепродуктов возникают как в самом нефтепродукте, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых она находится. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Технологические операции с нефтепродуктами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического

электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- заземление резервуаров, цистерн, трубопроводов;
- снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива при правильном подборе диаметра трубопровода.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами для электрооборудования и молниезащиты. Нефть и конденсат должны закачиваться в резервуары без разбрызгивания или бурного перемешивания. Для предотвращения образования опасных разрядов статического электричества скорость налива нефти при заполнении порожнего резервуара должна быть не более 1 м/с до момента затопления верхней образующей приемо-раздаточного патрубка. Ручной отбор проб допускается не ранее, чем через 10 минут после прекращения налива.

Пробоотборник должен иметь токопроводящий приваренный к его корпусу медный тросик. Перед отбором пробы пробоотборник должен быть надежно заземлен путем подсоединения медного тросика к клеммному зажиму, расположенному преимущественно на перильном ограждении резервуара.

Не допускается проведение работ внутри резервуара, где возможно образование взрывоопасных концентраций паровоздушных смесей, в спецодежде и в нательном белье из электризующихся материалов.

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год[21].

### **5.3.2 Электрическая дуга и металлические искры при сварочных работах**

На установки подготовки нефти возможно проведение огневых работ, в частности работа болгаркой и сварочным агрегатом. Основными источниками пожарной опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой,

являются: пламя дуги, искры раскаленного металла, неиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании [21].

Пламя электрической дуги имеет температуру 3000 – 4000 °С и поэтому может воспламенить любое горючее вещество, причем не только при непосредственном касании, но и на некотором расстоянии. Частицы раскаленного металла (искры), образующиеся в процессе сварки, могут разлетаться на расстояние 4 – 6 м. При неисправности электрооборудования может произойти воспламенение электрической изоляции оборудования, а также соприкасающихся с ним предметов.

Пожарную опасность при сварочных работах можно снизить правильной организацией рабочего места. Основные требования пожарной безопасности при сварочных работах следующие: сгораемые предметы необходимо удалять от места ручной сварки не менее чем на 5 м; машины для точечной, шовной, роликовой и стыковой сварки следует устанавливать только в помещениях, где не производится пожароопасных операций. При этом сварочные машины удаляют от сгораемых предметов на расстояние не менее 4 м; при стыковой сварке деталей сечением более 50 мм<sup>2</sup> – не менее 6 м. При невозможности удаления сварочных машин на указанные выше расстояния место сварки отгораживают металлическими или асбестовыми листами [21].

#### **5.4 Экологическая безопасность**

В процессе разработки месторождений в системе добычи, сбора, предварительной подготовки и транспорта газа проводятся мероприятия, направленные на повышение экологической безопасности. В частности, ведется реконструкция действующих производств, вносятся изменения в противокоррозионные мероприятия, систему диагностики газопромыслового оборудования и трубопроводного транспорта, совершенствуются технологии сбора и промысловой подготовки газа (таблица 5.5).

Таблица 5.5 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации установки подготовки нефти.

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами	Отходы производства направляются на переработку и обезвреживание по договору со специализированными организациями. Бытовые отходы размещаются на полигоне ТБО
	Засорение почвы производственными и бытовыми отходами	Отходы производства направляются на переработку и обезвреживание по договору со специализированными организациями. Бытовые отходы размещаются на полигоне ТБО
Вода и водные ресурсы	Загрязнение промышленными стоками	Подготовка промышленных стоков и дальнейшее использование в системе ППД
	Загрязнение бытовыми стоками	Созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства, септики)
Воздушный бассейн	Выбросы вредных и токсичных веществ при сжигании нефтяного газа на факелах и продувке оборудования	Строительство газокompрессорной станции

После проведения оценки воздействия производственной деятельности на окружающую среду согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03[20] принимаем ориентировочный размер санитарно-защитной зоны.

Санитарная классификация предприятий и ориентировочные размеры санитарно-защитных зон отображены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Санитарная классификация предприятий и ориентировочные размеры нормативных санитарно-защитных зон.

Класс	Вид производства
Класс I – санитарно-защитная зона 1000 м	Предприятия по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 т/сутки, а также высоким содержанием летучих углеводородов

## 5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

### 5.5.1 Пожарная и взрывная безопасность

Категории зданий, помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно НПБ 105-03[20] приведены в таблице.

Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных установок можно наблюдать в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных установок.

№п	Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрывопожарной и пожарной опасности	Степень огнестойкости здания	Классификация помещений и наружных установок по ПУЭ[17]	
				Класс взрывоопасной зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей
1	Площадка узла подключения	A <sub>H</sub>	-	B-1г	IIA-T1 IIA-T3
2	Площадка подогревателей	A <sub>H</sub>	-	B-1г	IIA-T1 IIA-T3
3	Технологическая площадка	A <sub>H</sub>	-	B-1г	IIA-T1 IIA-T3
4	Блок УПТГ	A	III	B-1a	IIA-T1 IIA-T3
5	Резервуарный парк	A <sub>H</sub>	-	B-1г	IIA-T1IIA-T3
6	Насосная внешней и внутренней перекачки с узлом учета	A	II	B-1a	IIA-T3
7	Насосная метанола	A	IV	B-1a	IIA-T2
8	Емкости подземные аварийные и дренажные	A <sub>H</sub>	-	B-1г (укрытие насоса- B-1a)	IIA-T1IIA-T3
9	Площадки факелов Верх факельного ствола ВД и НД	A <sub>H</sub> Г	- -	B-1г -	IIA-T1IIA-T3 -



10	Площадка слива-налива нефти	A <sub>H</sub>	-	B-1Г	IIА-ТЗ
11	Блок дозировки реагента	A	IV	B-1а	IIА-ТЗ
12	Склад хим. реагентов	A <sub>H</sub>	-	B-1Г	IIА-ТЗ

Возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте:

- наличие легко воспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров;
- наличие в котельной источника открытого огня и нагретых поверхностей;
- возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования;
- наличием электрооборудования;
- наличие нагретых поверхностей оборудования и трубопроводов;
- несоблюдение правил хранения смазочных масел и обтирочных материалов;
- возможность возникновения заряда статического электричества в следствии трения слоев нефти друг о друга или со стенкой трубы.

Для обеспечения контроля возникновения пожара во взрыво и пожароопасных зонах устанавливаются взрывозащищенные извещатели пожарные типа ИП, ручные типа ИПР и оповещатели (устанавливаются снаружи вне опасной зоны). Шлейфы пожарной сигнализации выводятся на приемные приборы пожарно-охранной сигнализации, устанавливаемые в помещении операторной УПН.

Главная задача при возникновении пожара – его локализация. Небольшие загорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами

пожаротушения: порошковые и углекислотные огнетушители, асбестовые полотна, грубошерстные ткани (кошма, войлок), песок.

Для локализации и ликвидации пожара должны использоваться стационарные средства пожаротушения. Проектом предусматриваются следующие виды пожаротушения: водяное, пенное и порошковое.

При работе на взрыво - пожароопасном производстве безопасность работающего персонала должна обеспечиваться:

- конструктивно-планировочным решением помещений, гарантирующим возможность осуществления быстрой эвакуации людей и ограничивающим распространение пожара;
- постоянным содержанием в надлежащем состоянии специального оборудования, способствующего успешной эвакуации людей в случае пожара (системы экстренного оповещения, аварийное освещение, знаки безопасности);
- ознакомлением всех работающих с основными требованиями пожарной безопасности и мерами личной предосторожности, которые необходимо соблюдать при возникновении пожара, а также планом эвакуации людей из помещения;
- установлением со стороны администрации систематического контроля за строжайшим соблюдением мер предосторожности при ремонтных работах, эксплуатации электроприборов, электроустановок и отопительных систем.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был рассмотрен состав пластового флюида.

В ходе работы были рассмотрены основные способы подготовки пластового флюида при доведении его до стандартов ГОСТа 51858.

Рассмотрена принципиальная схема сбора и подготовки нефти, воды и газа на нефтегазовом месторождении «К», выявлены факторы влияющие на прямую на качество товарной нефти по выходу. Более подробно расписаны процессы проходящие на УПН «К» при сепарации нефти и представлена концептуальная схема.

В практической части работы произвели моделирование технологической установки УПН в различных режим работы в целях изучения основных параметров влияющих на качество и количество товарной нефти по выходу с установки. В целях повышения количества и качества товарной нефти был проведен анализ показателей по температуре и давлению в сепараторах УПН. Проанализировав полученные данные и проработав различные вариации по изменению давления при сепарации нефти, получилось подобрать более оптимизированный расчетный режим работы УПН.

Компонентный состав изменился, а именно, увеличилась дегазация по сравнению с компонентным составом товарной нефти до расчетной оптимизации режима работы УПН.

В результате оптимизации процесса подготовки нефти на УПН получили экономический эффект равный 20,43 млн. рублей в первый месяц, далее прибыль составит 34,29 млн. рублей/месяц. В процентном соотношении получаем прирост в 2,45 %. Данные расчеты показывают необходимость изменения технологии подготовки товарной нефти на УПН.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Состав и свойство пластовых флюидов. [Электронный ресурс] - URL: <https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=515171>
2. Физическое состояние нефти и газа в условиях залежей. [Электронный ресурс] - URL: <https://www.neftemagnat.ru/enc/13>
3. Экономика, Нефть и Газ России. [Электронный ресурс] - URL: <https://answer.pro/articles/480-neft-i-gaz-rossii/>
4. ГОСТ Р 51858 – 2002 «Нефть. Общие технические условия».
5. Брагинский с. А., Фейгин В. И. Исследование состояния и перспективы направления переработки нефти и газа, нефте- и газохимии в РФ. М.: Экон-Информ, 2011, 806 с.
6. Технология глубокой переработки нефти и газа. / Учебное пособие Ахметов С. А. под редакцией Малая Е.Р. издательство «Гилем» г. Уфа, 2002 г.
6. Деэмульгаторы. [Электронный ресурс] - URL: <http://oilloot.ru/80-dobycha-i-promyslovaya-podgotovka-nefti/505-deemulgatory-primenyaemye-dlya-razrusheniya-neftyanykh-emulsij>
7. Стабилизация нефти. [Электронный ресурс] - URL: [https://studopedia.ru/5\\_55510\\_stabilizatsiya-nefti.html](https://studopedia.ru/5_55510_stabilizatsiya-nefti.html)
8. Статья о подготовке пластовых вод и отраслевой стандарт ОСТ 39-225-88 <https://files.stroyinf.ru/Data1/51/51606/index.htm>
9. Технологический регламент ООО «С» установки подготовки нефти нефтегазового месторождения «К».
10. Учебное пособие «HYSYS ASPENTECH» источник ЗАО ТехНефтеХим 2006 г. 157 стр.
11. Учебное методическое пособие «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» источник ТПУ 2014 г. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсо- сбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Се-

рикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина З.В. Креницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

12. ГОСТ 12.1.005–88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01. 01.89).

13. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

14. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений, утв. Постановлением ГКСЭН России 01. 10. 1996 г. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997. – 39 с.

15. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

16. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.

17. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с изм. 1990 г.).

18. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

20. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

20. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

21. Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОР Р М-016-2001). – СПб.: ДЕАН, 2001. – 120 с.

22. Конституция Российской Федерации от 12.12.1993 г.

22. Закон Российской Федерации «О недрах» от 21.02.1992 г. № 2395-1 (действующая редакция от 31.12.2014 г.)

23. ПБ 07-601-03. Правила охраны недр.

24. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.