

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт электронного обучения
 Направление подготовки 18.03.01 Химическая технология
 Профиль подготовки «Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов»
 Кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Исследование режимов работы установки подготовки нефти.

УДК 622.276.8.004

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д23	Сухущин Алексей Леонидович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой ХТТи ХК	Юрьев Егор Михайлович	К.Т.Н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. Кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ХТТ и ХК	Юрьев Егор Михайлович	К.Т.Н., доцент		

Томск – 2017 г.



«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт электронного обучения
Направление 18.03.01 «Химическая технология»
Профиль «Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов»
Кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

_____ Юрьев Е.М.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д23	Сухушин Алексей Леонидович

Тема работы:

Исследование режимов работы установки подготовки нефти

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№ 496/с от 30.01.2017 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

29 мая 2017 г.

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.).

Состав и свойства пластовых продуктов Северо-Останинского месторождения. Требования к качеству продуктов, отправляемых в газо- и нефтепроводы с месторождения.

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень.	Подпись	Дата
Доцент	Юрьев Егор Михайлович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д23	Сухушин Алексей Леонидович		

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(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).</i></p>	<p>1) Введение: проблемы, связанные с подготовкой углеводородных смесей на нефтегазоконденсатных месторождениях.</p> <p>2) Теоретические вопросы: парожидкостное равновесие в смесях углеводородов, основные показатели; сепарация газа и водоотделение в нефтяных эмульсиях.</p> <p>3) Литературный обзор: технология подготовки нефти, газа и газового конденсата на нефтегазоконденсатных месторождениях; технологии водоотделения на нефтяных промыслах; сепарация газов на промыслах и типы применяемых устройств.</p> <p>4) Характеристика объекта исследования: пластовые продукты Северо-Останинского месторождения, состав и свойства; схема установки подготовки нефти и сопутствующих установок на месторождении.</p> <p>5) Практическая часть: обоснование выбора схемы подготовки нефти; проблемы, возникающие при отделении газа с большим содержанием конденсата; изменения, вносимые реконструкцией с целью дополнительной подготовки газа и утилизации конденсата; схема установки улавливания легких фракций и газокompрессорной станции; обновленные составы и свойства продуктов установки подготовки нефти; режимы работы установки подготовки нефти после реконструкции. Режимы работы газокompрессорной станции.</p> <p>6) Обсуждение результатов.</p> <p>7) Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».</p> <p>8) Раздел «Социальная ответственность».</p> <p>9) Заключение (выводы).</p>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1) Технологическая схема технологической площадки подготовки нефти;</p> <p>2) Технологическая схема площадки газовых сепараторов;</p> <p>3) Технологическая схема установки улавливания легких фракций нефти;</p> <p>4) Технологическая схема газокompрессорной станции.</p> <p>5) Конструкция сепарационного оборудования установки улавливания легких фракций нефти.</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы *(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Уточняется студентом до 12 апреля 2017 г.
«Социальная ответственность»	Уточняется студентом до 12 апреля 2017 г.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень.	Подпись	Дата
Доцент	Юрьев Егор Михайлович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Д23	Сухушин Алексей Леонидович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д23	Сухушин Алексей Леонидович

Институт	ИнЭО	Кафедра	ХТТ и ХК
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	ХТПЭ и УМ

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Работа в компьютерной моделирующей системе для мониторинга и прогнозирования эксплуатационных параметров работы промышленных установок первичной переработки и термического крекинга – «HYSIS».</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта.</i>
<i>2. Разработка устава научно-технического проекта</i>	<i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.</i>
<i>3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ.</i>
<i>4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Проведение оценки экономической эффективности исследования.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

<ol style="list-style-type: none"> <i>1. Оценка конкурентоспособности технических решений</i> <i>2. Матрица SWOT</i> <i>3. График проведения и бюджет НТИ</i> <i>4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ</i> <i>5. Сравнительная эффективность разработки</i> 	
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д23	Сухушин Алексей Леонидович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАБОТ НА
УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ»**

Магистранту:

Группа	ФИО
3-2Д23	Сухушин Алексей Леонидович

Институт	Кафедра	Направление/специальность	Химическая технология
Уровень образования			

Характеристика объекта исследования

Северо-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение, в частности установка подготовки нефти и газокомпрессорная станция. Распологается в 40 километрах на север от п.Кедровый Томской области. Местность характеризуется болотистой. Доставка рабочего персонала осуществляется автотранспортом и вертолетом. Работы производятся круглогодично.

*Вредные факторы – метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля.
Опасные факторы – пожар, взрыв, температурное воздействие, высокие давления компримированного ПНГ.
Негативные воздействия на окружающую природную среду – загрязнение атмосферы, гидросферы, литосферы.
Чрезвычайные ситуации – взрывы, лесные пожары, разгерметизация оборудования.*

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)

*Углеводороды, входящие в состав попутного нефтяного газа и газового конденсата, а также метанол, образуют с воздухом взрывопожароопасные смеси, а их повышенная концентрация в рабочей зоне создает опасность для здоровья персонала.
Природный газ в больших концентрациях оказывает на человека удушающее действие.
Метанол – сильный яд (ГОСТ 222-95), действует преимущественно на нервную систему, проникает в организм через дыхательные пути и кожу.*

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);
- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

Пожароопасность, взрывоопасность, опасность поражения молнией, поражения электрическим током (защитное заземление и зануление), механические травмы.

3. Охрана окружающей среды:

- защита селитебной зоны
- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);

*Оценка воздействия месторождения на состояние земельных ресурсов, атмосферный воздух, состояние поверхностных вод.
Характеристика месторождения как источника образования отходов производства*

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>и потребления. Комплекс мер по охране окружающей среды.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Оценка и прогнозирование чрезвычайных ситуаций. Описание возможных аварийных ситуаций. Характеристика мероприятий по защите персонала промышленного объекта в случае возникновения ЧС.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Меры безопасности при эксплуатации производственных объектов.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Немцова Ольга Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д23	Сухушин Алексей Леонидович		

Реферат

Дипломная работа содержит 112 страниц, 31 рисунок, 20 таблиц, 41 источник литературы.

Ключевые слова: установка подготовки нефти, установка улавливания легких фракций нефти, попутный нефтяной газ, газовый сепаратор, сепарация.

Объектом исследования является сырая и готовая продукция установки подготовки нефти в двух режимах работы.

Цель работы заключается в проведении исследований и получении оптимального и эффективного режима работы оборудования.

Для достижения поставленной цели решены следующие задачи:

1. Теоретическое исследование промышленного процесса подготовки нефти, газа и газового конденсата.

2. Практическое исследование режимов работы путем изменения давления, температуры, потоков на промышленной установке подготовки нефти.

3. Составление схем и проведение по ним анализа сырой и готовой продукции.

4. Разработка модели процесса подготовки нефти в программе HYSYS.

5. Программная реализация модели в HYSYS и ее сравнение на соответствие с практической работой.

6. Составление выводов и обсуждение эффективности проделанной работы.

Результаты работы показали, что составленные модели в программе HYSYS соответствуют практическому исследованию, проводимому непосредственно на добывающем месторождении.

С помощью них определен состав продукции и подобран оптимальный режим работы установки и сопутствующего оборудования.

Сокращения и обозначения

УПН – установка подготовки нефти;

ГКС – газокompрессорная станция;

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов;

УУЛФ – установка улавливания легких фракций нефти;

УПТГ – установка подготовки топливного газа;

ДНП – давление насыщенных паров;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

ФНД – факел низкого давления;

ФВД – факел высокого давления;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

ППД – поддержание пластового давления;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

ПНГ – попутный нефтяной газ.

Оглавление

Введение.....	11
1. Теоретическая часть.....	14
1.1 Газожидкостное равновесие в смесях углеводородов, основные показатели	14
1.2 Сепарация газа и водоотделение в нефтяных эмульсиях	16
1.3 Технология подготовки нефти, газа и газового конденсата на нефтегазоконденсатных месторождениях	20
1.4 Технология водоотделения на нефтяных промыслах	24
1.5 Сепарация газа на промыслах и типы применяемых устройств	30
1.6 Практическая часть. Характеристика объекта исследования.....	35
1.7 Пластовые продукты Северо-Останинского месторождения, состав и свойства	37
1.8 Схема установки подготовки нефти и сопутствующих установок на месторождении	38
2. Практическая часть	46
2.1 Обоснование для выбора схемы и режима подготовки нефти.....	46
2.2 Проблемы при сепарации газа с большим содержанием конденсата.....	47
2.3 Изменения, вносимые реконструкцией с целью дополнительной подготовки газа и утилизации конденсата. Моделирование в системе HYSYS.....	49
2.4 Схема установки улавливания легких фракций нефти и газокompрессорной станции	56
2.5 Обновленные составы и свойства продуктов УПН.....	63
2.6 Режимы работы УПН после реконструкции	65
3 Обсуждение результатов	70

4 Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».....	74
4.1 Макроэкономические показатели и расчет чистых цен УВС.....	74
4.2 Система налогов и платежей.....	75
4.3 Расчет затрат на производство продукции	78
4.4 Анализ безубыточности.....	82
4.5 Определение потребности в инвестициях в проектном году	84
4.6 Расчет экономической эффективности инновационного проекта	86
4.7 Выводы экономической оценки.....	92
5 Раздел «Социальная ответственность»	93
5.1 Ответственность при выполнении работ на установке подготовки нефти... 93	
5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)	95
5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности).....	101
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	103
Заключение	108
Список используемой литературы	110

Введение

Нефтегазоконденсатные месторождения пользуются высоким интересом у предприятий, имеющих большой опыт и развитую транспортную трубопроводную инфраструктуру. Широкий спектр получаемой продукции позволяет иметь стабильную прибыль, наращивать свой потенциал, связи и занимать удобное, а главное выгодное положение на сырьевом рынке.

Нефтегазоконденсатные месторождения - это особая группа месторождений. Их роль в последнее время набирает обороты, растет спрос на разработку новых участков. Нефтегазоконденсатные месторождения раскрывают большой спектр возможностей для недропользователей, дают шанс на получение хороших знаний и опыта, учат прогнозировать и моделировать свое развитие в правильном направлении.

Процесс разработки нефтегазоконденсатного месторождения нельзя назвать скучным: высокий газовый фактор, наличие примесей и парафинов, гидратообразований, большая чувствительность на перепады температур в разное время года.

Сложности возникают на всех стадиях разработки, начиная от извлечения и заканчивая транспортировкой готовой продукции. Каждый этап в отдельных случаях может стать настоящей борьбой и головной болью управляющего и технического звена.

Проблема возникновения газовых гидратов в промысловых трубопроводах особо остро проявляется в осенний (весенний) период. Определение участка закупорки, является непростой задачей, так как таким участком может быть и выкидная линия скважины, и любой километр подземного трубопровода. Зачастую приходится выводить из эксплуатации всю кустовую площадку из-за неизменного роста давления.

Порой в считанные часы необходимо придумать способ борьбы с возникшей проблемой, понять на каком участке находится гидрат, в какую сторону и каким образом будет производиться его вытеснение, какая при этом

понадобится спецтехника, куда будет производиться сброс давления после его удаления.

Нефтегазоконденсатные месторождения, как правило, характеризуются высоким содержанием механических примесей и парафинов. Эти компоненты, входящие в состав добываемой газожидкостной смеси, оседая в трубопроводах, резервуарах, сосудах, насосно-компрессорном оборудовании образуют стойкие отложения и уменьшают диаметры трубопроводов, а зачастую и просто их перекрывают. Чем выше температура жидкости, тем меньше происходит образований, но существуют отложения, температура плавления которых наступает при 75 °С, в то время как при подготовки нефти не производится такого нагрева.

Борьба с парафинами может носить постоянный характер вне зависимости от времени года. В резервуарном парке осаждение происходит постепенно, в результате чего приходится выводить резервуар из технологического процесса для проведения очистных работ.

В профилактических целях, по межпромысловым и магистральным трубопроводам перегоняются специальные очистные устройства. В готовую товарную нефть добавляются ингибиторы, замедляющие процесс образования отложений.

Для предупреждения вышеописанных проблем техническим персоналом проводятся следующие мероприятия: производятся профилактические чистки фильтров насосно-компрессорного оборудования, резервуарного парка, емкостей и некоторых сложных участков трубопроводов, в холодный период включается дополнительный обогрев и может быть увеличена дозировка ингибиторов, или вовсе смена его на зимний период, составляются и соблюдаются планы-графики обслуживания оборудования и трубопроводов.

Еще одной особенностью нефтегазоконденсатных месторождений является высокий газовый фактор. С 1 января 2012 г. вступило в действие постановление правительства РФ «О мерах по стимулированию сокращения

загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках». Постановление устанавливает целевой показатель сжигания ПНГ на факельных установках с 2012 года в размере не более 5% от объема добытого попутного газа. Зачастую это требует больших капитальных вложений.

Одни предприятия имеют возможность построить свои трубопроводы и установки комплексной подготовки газа, рассчитывая на долгие перспективы, другие заключают договора с уже действующими компаниями в этом секторе, а некоторые несут значительные потери прибыли, выплачивая огромные штрафы государству.

Если посмотреть на сложившуюся ситуацию с оптимистичной точки зрения, то можно понять, что данное постановление раскрыло новые возможности для разработчиков. Например, при строительстве установки улавливания легких фракций на УПН появилась возможность увеличить температуры технологического процесса, особо не заботясь о потерях легких углеводородов нефти, так как они теперь не безнадежно сгорают на факелах, а возвращаются вновь в технологическую цепочку. Таким образом, удалось эффективнее бороться с парафиновыми отложениями (они стали медленнее образовываться за счет более высоких температур).

Следовательно, реализация мероприятий, направленных на максимизацию использования ПНГ, позволяет ему стать дополнительным источником прибыли для нефтяных компаний.

1. Теоретическая часть

1.1 Газожидкостное равновесие в смесях углеводородов, основные показатели

Процессы подготовки, транспортировки нефти и газа всегда характеризуются фазовыми переходами. Превращения с фазовыми переходами протекают при разделении конденсата и нефти от их газовых составляющих на УПН в резервуарах, а также в процессе распада кристаллогидратных пробок попутных газов. При изменении стабильности в системе газ-жидкость вследствие давления или температур имеет место перераспределение углеводородов между их фазами. Данное перераспределение будет выражаться в уравнении Дальтона-Рауля:

$$N_{iV} \cdot P = N_{iL} \cdot Q_i,$$

N_{iV} , N_{iL} – молярные концентрации i -го компонента в жидкой и газовой фазах; P – давление паров в смеси; Q_i – упругость насыщенных паров i -го компонента в чистом виде при заданной температуре.[7]

Состояние углеводородов будет определяться по их составу, а также температуре и давлению, так как общее давление жидкости оказывает влияние на упругость паров каждого компонента. В этом случае присутствуют три переменные – температура, упругость и давление паров, поэтому будет добавлена константа фазового равновесия, а точнее коэффициент распределения i -го компонента между жидкой и газовой фазой.

Константа фазового равновесия- это отношение упругости паров выбранного углеводорода Q_i к давлению смеси $P_{см}$ или отношение молярной доли i -го компонента в паровой фазе N_{iV} к молярной доле его в жидкой фазе N_{iL} , находящейся в равновесии с газовой фазой:

где K_i – константа равновесия i -го компонента при данных термодинамических условиях.

$$K_i = \frac{Q_i}{P_{см}} = \frac{N_{iv}}{N_{il}}$$

Общее число молей n исходной смеси равно числу молей паровой n_v и жидкой n_l фаз:

$$n = n_v + n_l$$

$$\frac{n_v}{n} = N_v, \quad \frac{n_l}{n} = N_L,$$

где N_v и N_L – молярные доли газовой и жидкой фаз, соответственно.

$$N_v + N_L = 1$$

Причем из этого уравнения и формулы для K_i выводятся уравнения фазовых концентраций, создающие возможность определять концентрацию компонентов в фазах при выбранных температуре, давлении, исходном составе

$$N_{il} = \frac{N_{i(L+V)}}{1 + (K_i - 1) \times N_v},$$

смеси и константах фазового равновесия:

В данных уравнениях, которые обычно бывают нужны для расчета состава нефти (N_{iL}) и состава газа после его сепарации (N_{iV}), неизвестен параметр N_v , молярная доля газовой фазы.

$$N_{iV} = \frac{N_{i(L+V)} \times K_i}{1 + (K_i - 1) \times N_v}.$$

Из данных соотношений определяем молярную долю паровой фазы:

$$\sum_{i=1}^n N_{iL} = \sum_{i=1}^n N_{iV} = \sum_{i=1}^n N_{i(L+V)} = 1,$$

где n – число компонентов смеси.

Тогда, из уравнений фазовых концентраций, с учетом последнего равенства смысл будет иметь следующая запись:

$$\sum_{i=1}^n (N_{iL} - N_{iV}) = \sum_{i=1}^n \frac{N_{i(L+V)} \times (K_i - 1)}{1 + (K_i - 1) \times N_v} = 0.$$

1.2 Сепарация газа и водоотделение в нефтяных эмульсиях

Отделение нефти от попутного газа при регулировании температуры и давления называется сепарацией. Подбирая правильно температуру и давление, можно добиться эффективного отделения газа от нефти.

Сепарация газа на промыслах осуществляется при подготовке нефти на УПН, раннее отделение также имеет место, но как правило, этого не происходит.[9]

Раннее отделение газа от нефти необходимо на случай использования его на отдаленных кустовых площадках, куда подвод таких ресурсообеспечивающих элементов как электричество, носит экономически невыгодный характер. При этом сепарация протекает по двум возможным сценариям: газ отделяется полностью и жидкость транспортируется благодаря насосно- компрессорному оборудованию, газ отбирается частично и жидкость транспортируется под давлением остаточного газа.

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.[1]

Движение газонефтяной смеси по промысловому трубопроводу сопровождается турбулентностью и пульсациями, к примеру, если поток имеет пробковую структуру, то присутствует попеременное прохождение пробок газа и пробок нефти.

Сепараторы условно можно подразделить на несколько категорий:

1. по назначению: сепарирующие и замерные;
2. по геометрическим формам: цилиндрические и сферические;

3. по пространственному расположению: горизонтальные, наклонные и вертикальные;

4. по характеру действующих сил: инерционные, ультразвуковые, гравитационные, центробежные и т.д.

5. по технологическому назначению:

- трехфазные – служат для разделения на газ, нефть и воду;
- двухфазные – разделяют на два состава, газ и жидкость;
- сепараторы первой ступени сепарации – используются при отделении основного газа и увеличения стабильности потока.

- концевые сепараторы – применяются для окончательного отделения нефти от газа при минимальном давлении перед подачей нефти в резервуарный парк;

- сепараторы с предварительным отбором газа: частично отдельный ввод газа и жидкости позволяет стабилизировать поток, снизить пульсации и увеличить пропускную способность.[8]

Водонефтяные эмульсии

Жидкость, поступающая с добывающих скважин, изначально представляется как водонефтяная эмульсия.

Эмульсией является дисперсная система, состоящая из двух (или нескольких) жидких фаз, т.е. когда одна жидкость присутствует в составе другой во взвешенном состоянии. Жидкость, внутри которой распределяются глобулы, называются дисперсионной средой. Жидкость, которая распределена в дисперсионной среде, называется дисперсной фазой.

Основным условием создания дисперсной системы является практически полная или частичная нерастворимость вещества дисперсной фазы в дисперсионной среде. Поэтому вещества, которые образуют разные фазы, должны сильно отличаться по полярности. Больше распространение получили эмульсии, в которых одной из фаз является вода. Второй фазой представляется

неполярная (или малополярная) жидкость, называемая в общем случае маслом. В нашем случае – это будет нефть.

Причины образования водонефтяных эмульсий

На глубине под землей 2000 м и при давлении 20 МПа одна объемная часть нефти в состоянии растворить до 1000 объемных частей газа.

При подъеме нефти происходит снижение давления и газ выделяется с такой энергией, что ее вполне хватает для смешивания двух не смешивающихся жидкостей: нефти и подтоварной воды.

При транспортировке жидкости от кустовых площадок до УПН образование эмульсий так же имеет свое место. Большое количество поворотов, перепадов, прохождение через объединяющие участки, запорную арматуру неоднократно могут изменять турбулентный поток, что приводит к интенсивному перемешиванию и созданию однородной среды.

Типы эмульсий

Существуют два основных типа нефтяных эмульсий: дисперсии нефти 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.

Факторы, влияющие на устойчивость эмульсий

Температура. При повышении температуры вязкость состава снижается, так же снизится кинетическая устойчивость всей системы. Обосновать это можно тем, что при росте температуры в менее вязкой среде возрастает подвижность частиц дисперсной фазы, это приводит к увеличению частоты столкновений. Одновременно при повышении температуры уменьшается механическая прочность адсорбционных оболочек.

Обводненность. Нефть с небольшим содержанием воды образует, как правило, более устойчивые эмульсии, в то время как нефть обводненная будет легче поддаваться подготовке.

Газовая фаза: с ростом объемной доли газовой фазы эмульгирование увеличивается лишь до определенных ее значений (газ способствует дроблению капель воды, перемешиванию)

Турбулентность потока – Достаточно серьезный фактор, оказывающий влияние на образование и стойкость эмульсии.

1.3 Технология подготовки нефти, газа и газового конденсата на нефтегазоконденсатных месторождениях

В процессе подготовки нефти используются следующие типы установок обезвоживания и обессоливания:

- термохимические установки обезвоживания нефти (ТХУ);
- электрообессоливающие установки (ЭЛОУ).

В ТХУ (рисунок 1.1) сырая нефть резервуара 1 при помощи насоса 2 через теплообменник 3 направляют в подогреватель нефти 4. До насоса 2 в нефть добавляют реагент-деэмульгатор II. В теплообменнике 3 и подогреватели нефти 4 эмульсия нагревается, и благодаря турбулентному движению по змеевику в печи происходит полное перемешивание реагента с жидкостью. Неустойчивая эмульсия, готовая к разделению из подогревателя нефти 4 направляется в отстойник 5, где распадается на нефть и воду. Обезвоженная нефть выводится из верхней части отстойника 5, проходит через теплообменник 3, где передает часть тепла поступающей на деэмульсацию нефти и отводится в резервуар 6, далее товарная нефть III насосом перекачивается в магистральный трубопровод нефти. Отделившаяся в отстойнике 5 подтоварная вода IV отводится на установку подготовки сточных и пластовых вод.

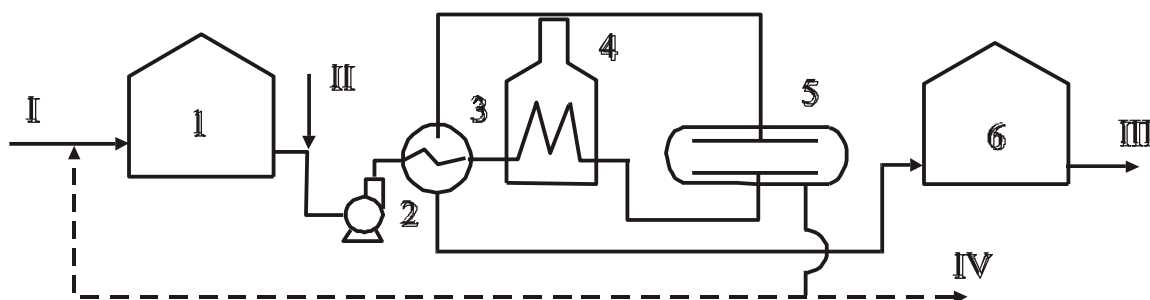


Рисунок 1.1 - Принципиальная схема термохимической установки обезвоживания нефти

Сырьевой резервуар 1 может работать как резервуар с предварительным сбросом воды. В этом случае часть горячей воды, выходящей из отстойника 5 и содержащей реагент-деэмульгатор, подается в поток сырой нефти перед

резервуаром 1 (пунктирная линия, рисунок 2). В этом случае резервуар 1 оборудуют распределительным маточником и переливной трубой. В резервуаре имеется водяная подушка, нефть пройдя через нее становится более чистой и теряет остаточную обводненность. По мере накопления вода отводится в систему подготовки на ППД.

Обессоливание нефти. Многоступенчатая и противоточная промывка сырой нефти при обессоливании.

Наиболее простая и, как правило, успешно реализуемая первая стадия этого технологического процесса – диспергирование промывной воды в обрабатываемом сырье – необходимое, но недостаточное условие для возможности смешения капель соленой и промывной воды.

Для достижения сопоставимых размеров капель соленой и промывной воды используются специальные механические устройства – диспергаторы.

Вторая, наиболее сложная стадия технологического процесса обессоливания – выравнивание концентрации хлористых солей в капельной воде обрабатываемого сырья и каплях промывной воды, то есть в водной дисперсной фазе нефти.

Эффект стесненности при гравитационном разделении нефти от капельной воды практически ощутим при обводненности (объемной доле воды в эмульсии) более 6% об. При обводненности 15% об. и более начинают существенно проявляться эффекты, связанные с возрастанием эффективной вязкости эмульсии.

Проведенные оценки показывают, что минимальное теоретически требуемое количество промывной воды невелико (единицы процентов и меньше), но чем меньше воды в потоке, тем меньше вероятность встречи капель и, как следствие, их коалесценция. Поэтому на практике для увеличения вероятности слияния капель воды и повышения эффективности использования

промывной воды часть дренажной воды направляется вместе с промывной водой в смеситель.

При одноступенчатом процессе обессоливания минимально необходимое количество промывной воды можно вычислить по достаточно простой формуле:

$$\frac{Q_{H_2O}^+}{Q_C'} = \frac{\frac{C_{NaCl}^B}{C_{NaCl}^T} \cdot \varphi^{B^T} - 1}{1 - \frac{C_{NaCl}^+}{C_{NaCl}^T} \cdot \varphi^{B^T}} \cdot \varphi_C^B,$$

где $Q_{H_2O}^+, Q_C'$ – объемные расходы подаваемой промывной воды и обрабатываемой продукции, соответственно, м³/с;

$C_{NaCl}^B, C_{NaCl}^T, C_{NaCl}^+$ – концентрации хлористых солей в дисперсной воде обрабатываемой продукции, товарной нефти (продукции после обессоливания) и промывной воде, соответственно, мг/л;

$\varphi^{B^T}, \varphi_C^B$ – объемные доли воды в товарной нефти (продукции после обессоливания) и обрабатываемой продукции, соответственно.

Для практического применения наиболее оптимальна двухступенчатая технология обессоливания с противоточной подачей промывной воды, нежели одноступенчатая.

Стабилизация нефти

В основе стабилизации нефти лежит отделение от нее легких углеводородов, а также растворимых в нефти сопутствующих газов, таких как углекислый газ, сероводород и азот, что позволяет сокращать потери нефти от их испарения, снижает интенсивность процесса коррозии оборудования и трубопроводов, а также позволяет получать ценное сырье для нефтехимии. Чаще встречаются горячая и вакуумная сепарации при стабилизации нефти.

Применяя горячую или вакуумную сепарацию нефти, отделяется широкая газовая фракция, в которой наряду с пропан-бутановой фракцией содержится большое количество более высокомолекулярных углеводородов, извлечение которых из нефти будет только ухудшать ее качество.[9]

Чтобы извлечь высокомолекулярные углеводороды из широкой газовой фракции применяются следующие процессы:

- 1) однократная конденсация с последующей компрессией, масляной абсорбцией или низкотемпературной конденсацией;
- 2) фракционированная конденсация с последующей компрессией газового остатка;
- 3) абсорбция или ректификация.

Стабилизируя нефть при помощи ректификации, обеспечивается ярко выраженное разделение углеводородов и достигается заданная глубина стабилизации нефти.[3]

1.4 Технология водоотделения на нефтяных промыслах

Существует четыре вида методов разрушения нефтяных эмульсий:

- механические;
- химические;
- электрические;
- термические.

Выбирают метод, ориентируясь на тип эмульсии и степень ее устойчивости.[7]

Химические методы

Самым распространенным способом борьбы с устойчивостью эмульсии являются реагенты - деэмульгаторы. Современная мировая химия далеко шагнула в этом направлении. Составы реагентов, их новые физические свойства позволяют выйти на другой уровень подготовки и транспортировки скважинной продукции.

Итак, деэмульгатор (ДЭ) – это поверхностно- активное вещество которое, концентрируется на границе раздела фаз, вызывая снижение межфазного натяжения.

Для эффективной работы поверхностная активность деэмульгатора должна быть выше активности эмульгатора и чем больше будет эта разница, тем быстрее и эффективнее идет расслоение эмульсии.

По типу гидрофильных групп различают ионогенные и неионогенные деэмульгаторы.

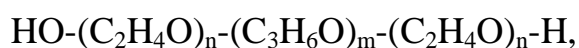
Ионогенные ДЭ – распадаются в жидкости на ионы, из которых поверхностно- активным является только один. В зависимости от знака заряда иона ПАВ делят на катионные, анионные и амфотерные. Первыми деэмульгаторами когда то были соли карбоновых кислот, позднее – сульфопроизводные.

Неионогенные ДЭ – это ПАВ, молекулы которых не распадаются в растворе и имеют постоянную электрическую нейтральность. Их получают присоединением окиси этилена CH_2OCH_2 к органическим веществам с подвижным атомом водорода: спиртам, кислотам, фенолам и др.

Меняя численность присоединенных молекул окиси пропилена или этилена, можно регулировать деэмульгирующую способность неионогенных деэмульгаторов. Расход неионогенных деэмульгаторов, как правило, не превышает 50 г/т.

Отечественные деэмульгаторы: проксамины, проксанолаы, дипроксамин .

Проксанолаы – это продукты последовательного присоединения окиси пропилена, а затем окиси этилена к гидроксильным группам пропиленгликоля:



Проксамины – продукты последовательного окиспропилирования, затем окисэтилирования этилендиамина $(\text{NCH}_2\text{CH}_2\text{N})$: $\text{H}-(\text{C}_2\text{H}_4\text{O})_n-(\text{C}_3\text{H}_6\text{O})_m$, $(\text{C}_3\text{H}_6\text{O})_m-(\text{C}_2\text{H}_4\text{O})_n-\text{H}$, $\text{H}-(\text{C}_2\text{H}_4\text{O})_n-(\text{C}_3\text{H}_6\text{O})_m$, $(\text{C}_3\text{H}_6\text{O})_m-(\text{C}_2\text{H}_4\text{O})_n-\text{H}$

Проксанолаы при обычной температуре являются пастообразными, имеют светлый цвет, при легком нагреве переходят в вязкие жидкости, растворимы в воде. Применяют в виде 2-3%-ных водных растворов.

Цель применения деэмульгатора – произвести разрушение бронирующих оболочек на глобулах воды.

Адсорбируясь на коллоидных или грубодисперсных частицах эмульгаторов, молекулы деэмульгата изменяют их смачиваемость, что переводит эти частицы с границы раздела в объем водной или нефтяной фазы, и занимают их место на границе раздела фаз. При этом снижается поверхностное натяжение. Образованные адсорбционные слои из молекул деэмульгатора, почти не обладают отличительными структурно-механическими свойствами, что приводит к быстрому соединению капель воды с этими оболочками при их столкновениях.[5]

Подборка деэмульгатора для каждого месторождения имеет очень важное место. Отобранные пробы нефти и эмульсии транспортируются в лаборатории завода-изготовителя химических реагентов. В условиях данной лаборатории проводится подборка реагента, его лучшие качества, минимальный расход на тонну, скорость взаимодействия с эмульсией и тд.

Важны такие характеристики как нейтральность или комплексное взаимодействие с другими реагентами.

После распада эмульсии, площадь поверхности раздела фаз сильно снижается, а лишние молекулы ПАВ перераспределяются в объемах воды и нефти.

Интенсивность воздействия молекул реагента деэмульгатора на поверхности капель снижает межфазное натяжение на границе раздела фаз и требуется дополнительное воздействие на капли, которое обеспечит их столкновение.

Для дополнительного воздействия можно произвести обработку эмульсии в электрическом поле или ее нагрев.[9]

Деэмульгирование при помощи электрического поля.

При воздействии электрического поля происходит поляризация капель

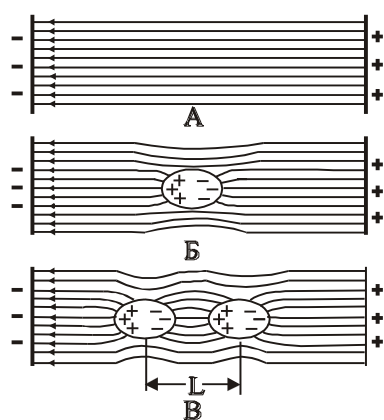


Рисунок 1.2 - Глобулы воды в электрическом поле

воды, они вытягиваются вдоль силовых линий поля и направленно двигаются. Если электрическое поле является переменным, то направление движения капель будет непрерывно меняться, капли будут принимать деформацию – т.к. постоянно будут изменяться полярность, направление движения и их форма. Под действием сил электрического поля происходит сближение капель на такое расстояние, когда начинают действовать межмолекулярные силы

притяжения, достигающие при малых расстояниях между каплями значительной величины.[7]

Под воздействием сил притяжения адсорбционные оболочки капель воды сдавливаются и распадаются, частицы соединяются (коалесцируют), укрупняются и оседают под действием сил тяжести (рисунок 1.2).

Скорость осаждения под действием сил тяжести характеризуется уравнением Стокса:

$$W=g \cdot d^2(\rho_B - \rho_H)/18\mu_H$$

Это означает, что электрическое поле можно использовать, когда требуется разделить две фазы, одна из которых – дисперсионная среда – не проводит электрический ток, а другая – дисперсная фаза – электропроводна.

Электродегидратор

Электродегидраторы (ЭДГ) применяют, как правило, для глубокого обессоливания нефти. Место его установки: после отстойников или после нагревателей.

Подача жидкости в ЭДГ производится снизу – через раздаточный патрубок с разветвленной системой, обеспечивающие равномерное поступление эмульсии по всему горизонтальному периметру сосуда под слой водяной подушки.

В ЭДГ эмульсия проходит три зоны обработки. В первой зоне эмульсия будет поступать в слой спокойной воды, уровень которой регулируется автоматически. В этой зоне эмульсия подвергается промывке, в результате которой отделяется большая часть подтоварной воды. Обезвоженная эмульсия, двигаясь в вертикальном направлении с малой скоростью, последовательно поддается обработке сначала в зоне слабой напряженности электрического поля (вторая зона), между уровнем отстоявшейся воды и нижним электродом, а затем в зоне сильной напряженности, между обоими электродами.

Механические методы

К механическим методам разрушения эмульсии относятся: отстаивание, центрифугирование и фильтрование.

Отстаивание

Применяется, как правило, к свежим нестойким эмульсиям, способным самостоятельно распадаться на нефть и воду вследствие разности плотностей компонентов. Если размер взвешенных частиц больше 0,5 мкм, то скорость оседания капель воды или подъема частиц нефти в воде подчиняется закону Стокса, из которого следует, что чем меньше частицы дисперсной фазы и разность плотностей воды и нефти и чем больше вязкость среды, тем медленнее протекает процесс расслоения.[8]

Нагрев эмульсии при отстаивании ускоряет ее разрушение, т.к. при этом уменьшается прочность бронирующих оболочек, увеличивается интенсивность движения, увеличивается частота столкновения глобул воды, уменьшается вязкость среды и увеличивается разность плотностей.

Показания к применению:

- сильно обводненная эмульсия;
- большая газонасыщенность нефти. Турбулентность потока и разгазирование нефти и пластовой воды приводят к непрерывному дроблению и слиянию капель воды.

Центрифугирование

При центрифугировании вода и механические примеси выделяются из нефти под действием центробежной силы: $F_{ц} = \frac{mw^2}{R}$. Можно использовать уравнением Стокса, заменив в нем ускорение силы тяжести g ускорением центробежной силы a :

$$w_r = \frac{d^2(\rho_B - \rho_H)}{18\mu_H} \cdot a$$

Ускорение центробежной силы определяется:

$$a = \frac{w^2}{R} = \frac{(2\pi Rn)^2}{R} = 4\pi^2 R n^2$$

где w – окружная скорость частицы жидкости;

n – число оборотов центрифуги;

R – радиус вращения.

Для частицы, находящейся на расстоянии r от оси вращения, мгновенная скорость в радиальном направлении определится как:

$$w_r = \frac{dr}{d\tau} = \frac{2\pi^2 n^2 R \cdot d^2 \cdot (\rho_B - \rho_H)}{9\mu_H}$$

т.е. скорость отделения капель воды пропорциональна радиусу вращения и квадрату числа оборотов.

Фильтрация

Слабо стойкие эмульсии легко распадаются при пропускании их через фильтрующий слой, который может быть из битого стекла, гравия, древесины и металлических стружек и других материалов.

Фильтрующее твердое вещество должно удовлетворять основным требованиям:

- иметь хорошую смачиваемость водой, чтобы произошло сцепление глобул воды с фильтрующим веществом, разрыв межфазных пленок, и произошла коалесценция (слияние) капель воды;

- быть достаточно прочным, чтобы обеспечить длительную эксплуатацию.

Показания:

Этот метод не нашел своего широкого применения благодаря некоторым неудобствам: частая смена фильтров, низкая производительность и большая потеря времени

1.5 Сепарация газа на промыслах и типы применяемых устройств

Эффективность работы сепараторов влияет на стабильный режим работы всей газосборной системы: капли нефти и воды, унесенные газом из сепаратора, могут выпасть в газопроводе, образуя жидкостные пробки, привести к образованию гидратных пробок и просто уменьшить сечение газопровода, снизив тем самым его пропускную способность.[9]

Эффективность работы сепаратора оценивается двумя показателями:

- 1) количеством капельной жидкости, уносимой потоком газа из каплеуловительной секции;
- 2) количеством газа, уносимого потоком нефти (жидкости) из секции сбора нефти.

Коэффициенты уноса определяют по формулам:

$$K_{ж} = q_{ж} / Q_{г} ;$$

$$K_{г} = q_{г} / Q_{ж} ,$$

где $q_{ж}$ – объемный расход капельной жидкости, уносимой потоком газа, $м^3/ч$; $q_{г}$ – объемный расход окклюдированного газа, уносимого потоком жидкости, $м^3/ч$; $Q_{г}$ – объемный расход газа на выходе из сепаратора, $м^3/ч$;

$Q_{ж}$ – объемный расход жидкости на выходе из сепаратора, при рабочих температуре и давлении, $м^3/ч$.

Чем меньше величина этих показателей, тем эффективнее работа сепаратора.

По практическим данным приняты временные нормы, по которым

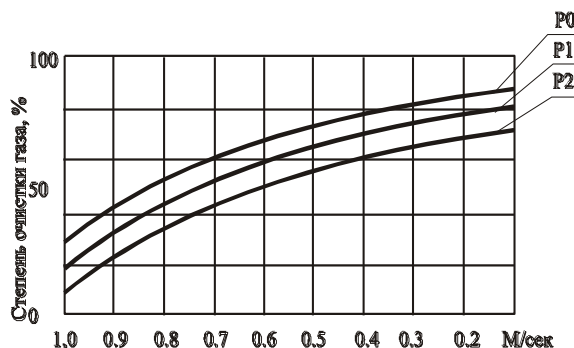


Рисунок 1.3 - Степень очистки газа от жидкости и твердых частиц в зависимости от скорости газа и давления

$K_{ж} \leq 50 \text{ см}^3/1000 \text{ м}^3 \text{ газа}$ и $K_{г} \leq 0,02 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Увеличение поверхности контакта между нефтью и газом существенно сокращает время для достижения равновесного состояния системы при данных температуре и давлении.

Средняя скорость газа в свободном сечении сепаратора. Значения $W_{\text{maxг}}$ – для различных конструкций сепараторов могут изменяться от 0,1 до 0,55 м/с. Степень очистки газа от жидкости в зависимости от скорости газа и давления представлена на рисунке 1.3.

3) давление в сепараторе: при повышении давления сепарации диаметр пузырька газа уменьшается при сохранении его веса. Отсюда следует, что при повышении давления сепарации увеличится унос нефтью мелких и в то же время более тяжелых пузырьков, которые при низком давлении всплывают в слое нефти.

4) температура в сепараторе: повышение температуры нефти приведет к снижению ее вязкости и, следовательно, к увеличению скорости всплытия пузырька газа.

5) расход нефтегазовой смеси: при большом расходе увеличивается коэффициент уноса газа, т.к. весь газ не успевает выделиться. Для уменьшения $K_{г}$ следует увеличить количество сепараторов.

6) физико-химические свойства нефти и газа: вязкость, поверхностное натяжение, способность к пенообразованию. Производительность сепаратора по нефти обратно пропорционально связана с ее вязкостью.

7) конструктивные особенности сепаратора: способ ввода продукции скважин, наличие полок, каплеуловительных насадок и др.

8) уровень жидкости в сепараторе: слой жидкости внизу сепаратора является гидрозатвором, чтобы газ не попал в нефтесборный коллектор.

Оптимальное давление и число ступеней сепарации нефти

Количество и качество нефти и газа как товарных продуктов в значительной мере зависят от условий сепарации: величины давления и числа ступеней сепарации.

Например, при многоступенчатой сепарации нефти, применяемой, как правило, при высоких давлениях (4–8 МПа) на устьях скважин, в результате незначительного понижения давления на каждой ступени происходит постепенное выделение газовой фазы, а в нефти остаются углеводороды, обладающие меньшим давлением насыщенных паров.

Если при высоком начальном устьевом давлении применить трех- или двухступенчатую сепарацию, то в результате резкого снижения давления в сепараторах будет интенсивно выделяться газовая фаза, и вместе с легкими углеводородами в газовую фазу из нефти перейдет большое количество тяжелых углеводородов: C_3 – C_5 .

Следовательно, при многоступенчатой сепарации выход товарной нефти увеличится на 1,5–3,0% масс. за счет сохранения в нефти углеводородов C_3 – C_5 . Так как углеводороды C_4 и частично C_3 остаются в нефти, то уменьшается количество газа, отделяемого от нефти.

Типы и конструкции сепараторов

В современной нефтегазовой промышленности сегодня используется достаточно широкий спектр сепарационных установок, которые зарекомендовали себя и признали как надежные и простые в эксплуатации. Выбор сепаратора определяет его предназначение и условия эксплуатации. Так, для различных ступеней сепарации попутного нефтяного газа хорошо себя зарекомендовали сепараторы типа НГС и НГСВ.[3]

Нефтегазовый сепаратор типа НГС (рисунок 1.4) представляет горизонтальный аппарат 1, внутри которого у штуцера ввода 2 смонтированы распределительное устройство 3 и наклонные желоба (дефлекторы) 4 и 5. Газонефтяная смесь, поступающая в сепаратор, через распределительное

устройства 3 направляется на наклонные желоба, по которым плавно стекает вниз. При этом снижается пенообразование смеси, из нее выделяются пузырьки окклюдированного нефтяного газа. Попутный газ, отделившись от нефти, поступает вначале на фильтр грубой очистки 6, далее на фильтр тонкой очистки 8, где задерживаются выносимые капли нефти, после чего выводится через штуцер выхода газа 7. Стабилизированная нефть направляется на выход через патрубков выхода нефти 10, над которым установлен воронкогаситель 9 для предотвращения проскока газа в потоке нефти.

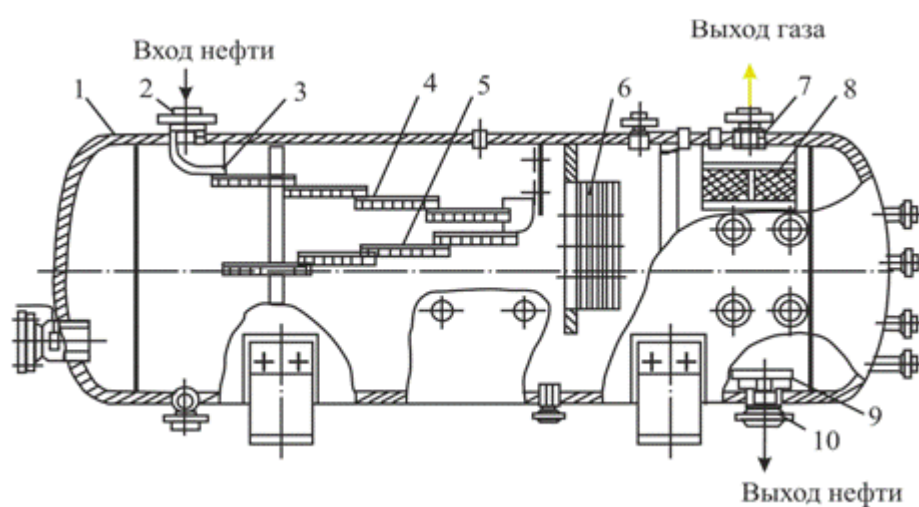


Рисунок 1.4 - Нефтегазовый сепаратор типа НГС

Сепарационная установка типа УБС предназначена для первой ступени сепарации нефтяного газа от нефти, с одновременным оперативным учетом их расходов в системах герметизированного сбора и транспорта продукции скважин.

Блочная сепарационная установка типа УБС (рисунок 1.5) состоит из устройства предварительного отбора газа 1, технологического горизонтального сосуда 2, каплеотбойника 7, запорно-регулирующей арматуры и системы контроля и управления технологическими параметрами.

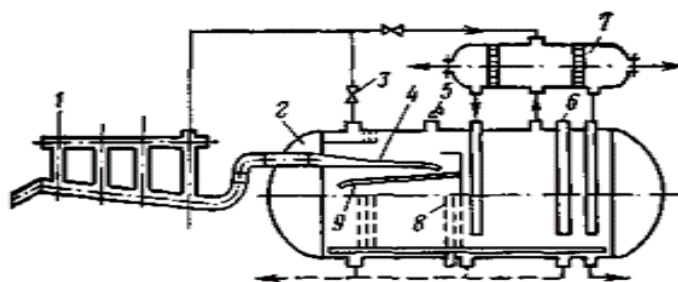


Рисунок 1.5 - Блочная сепарационная установка типа УБС

УПОГ, представляет из себя наклонный трубопровод с отводящими вверх линиями для газа. На каждой линии расположена запорно-регулирующая арматура, позволяющая увеличивать или уменьшать количество отводящего газа. Основная задача УПОГ: успокоить турбулентный пульсирующий нестабильный поток жидкости, отделить часть газа и облегчить работу первой ступени сепарации.

Нефть, поступающая в технологическую емкость из устройства предварительного отбора газа (УПОГ), попадает сначала в наклонный лоток 4, предназначенный для распределения жидкости по аппарату, затем на наклонную полку 9, по которой тонким слоем стекает в нижнюю часть технологической емкости. Для более полной сепарации нефти от нефтяного газа в нижней части емкости установлена перегородка 8.

Нефтяной газ, поступающий вместе с нефтью в технологическую емкость из УПОГа, после сепарации в технологической емкости, выводится через штуцер выхода газа и, смешиваясь с потоком нефтяного газа, отводимого из УПОГа, поступает в каплеотбойник 7, установленный над технологической емкостью 2. Каплеотбойник 7 представляет собой горизонтальный цилиндрический сосуд, в котором установлены два отбойника. Отделившаяся от нефтяного газа жидкость собирается внизу каплеотбойника и затем через патрубки с трубами, опускающимися вниз технологической емкости, стекает в нижнюю ее часть. Патрубок вывода нефти расположен внизу технологической емкости.[5]

1.6 Практическая часть. Характеристика объекта исследования

Северо-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение находится в юго-западной части Парабельского района Томской области в ~40 км на северо-запад от поселка Кедровый. Месторождение расположено в междуречье рек Чижалка – Чузик, вдали от автомобильных дорог и коммуникаций магистрального транспорта.

Район характеризуется болотистой местностью, суровой продолжительной зимой (температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 составляет минус 41 °С) и непродолжительным летом.

Разведка месторождения не закончена, отсутствует достаточный объем исходных данных для уточнения запасов нефти и составления технологической схемы разработки.

Мощность УПН составляет:

- по товарной нефти – 2056 тыс.т/год
- по газу – 184 млн.м³/год

На УПН последовательно проводятся следующие технологические операции:

- прием нефтегазоводяной смеси;
- сепарация нефти в две ступени;
- обезвоживание и обессоливание, предварительно обезвоженной нефти в газонасыщенном состоянии с последующей ее сепарацией на концевой ступени;
- компримирование попутного нефтяного газа в магистральный газопровод
- прием и учет товарной нефти;
- подача товарной нефти в промысловый нефтепровод.
- подготовка и откачка широкой фракции легких углеводородов

Для проведения вышеназванных операций предусмотрен следующий состав сооружений УПН:

- площадка подключения нефти с блоком подачи реагентов;
- технологическая площадка подготовки нефти в составе:
 - 1) сепарационная установка;
 - 2) отстойник нефти и концевой сепаратор;
- площадка газосепараторов;
- газокompрессорная станция;
- установка улавливания легких фракций нефти;
- площадка подогревателей;
- насосная внутренней и внешней перекачки с узлом учета нефти;
- резервуарный парк;
- факельное хозяйство;
- энергокомплекс с газотурбинными электростанциями мощностью по 2,5 МВт (3 шт., из них 2 шт. с утилизаторами тепла), с ДЭС и ЗРУ-6 кВ, блоком маслохозяйства и операторной;
- блочная кустовая насосная станция;
- дренажные и аварийные емкости;
- стояк наливной.

Степень подготовки нефти на УПН соответствует требованиям ГОСТ Р 51858-2002.

1.7 Пластовые продукты Северо-Останинского месторождения, состав и свойства

В таблице 1. приведены параметры, характеризующие основные физико-химические показатели готовой продукции.

Таблица 1 - Параметры разгазированной нефти Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения

Параметры	ед. из	Результат
удельный вес		0,78
плотность при 20°C.	кг/м ³	766,7
вязкость при 20°C.	мПа*с	4,245
вязкость при 50°C.	мПа*с	1,425
температура застывания	°C	-45
температура вспышки	°C	-34
молекулярная масса		159,5
массовое содержание, %		
мех. Примесей		0,07
Серы		0,075
Парафинов		1,4
смола силикагелевых		2,19
Асфальтенов		0,11
Газосодержание	м ³ /м ³	199,48
вязкость сепарир. Нефти	мм ² /с	6,62
плотность ПНГ	кг/м ³	1,258
Фракционный состав (объем выкипающ.)	%	
НК,°C	%	67,5
до 150(153)	%	33
до 200(186)	%	46
до 250(224)	%	56
до 270(294)	%	61,5
до 300(300)	%	66,5
Остаток	%	33,5

1.8 Схема установки подготовки нефти и сопутствующих установок на месторождении

Схема подготовки нефти, представленная на рисунке 1.6, является достаточно распространенной во многих компаниях. Она насыщена по своей функциональности и соответствует общим требованиям современной подготовки нефти и отделения попутного газа.

На ней блоками представлены все технологические объекты, входящие в замкнутую цепочку подготовки и транспортировки скважинной продукции, присутствуют направления основных потоков, которые выделены в соответствующий цвет и дают общие представления о технологическом процессе.

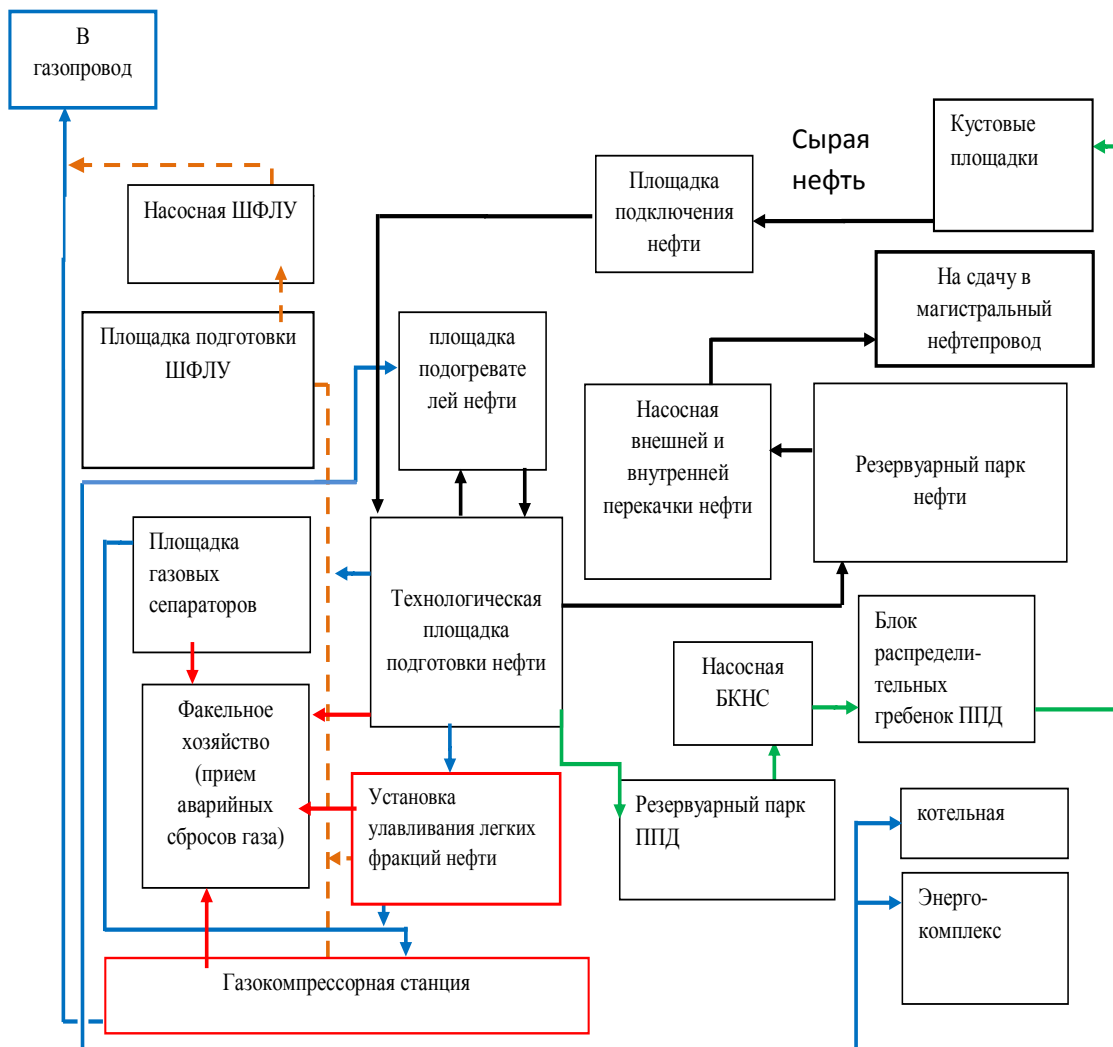


Рисунок 1.6 - Принципиальная схема подготовки нефти

- Нефть, жидкость;
- Газ;
- Подтоварная вода, отделяемая от жидкости;
- Аварийные сбросы газа при остановке оборудовании, или превышении давления выше нормы;
- Химические реагенты, пресная вода, конденсат;
- Масло (присутствует на схеме УУЛФ - смазка компрессора).

Площадка подключения нефти

Площадка подключения нефти - первый узел, на котором соединяется вся продукция скважин с разных кустовых площадок. На каждом трубопроводе, каждого участка имеется собственная запорная арматура, позволяющая произвести отключение необходимого трубопровода. Имеется блок подачи деэмульгатора и ингибитора коррозии и парафиноотложения (рисунок 1.7).

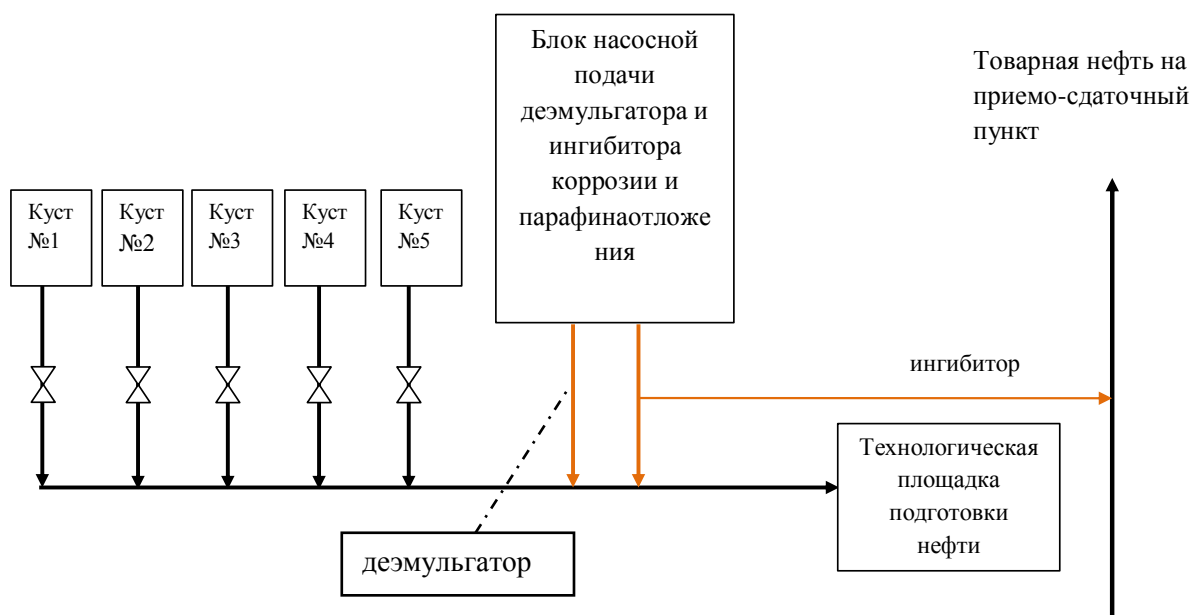


Рисунок 1.7 - Площадка подключения нефти

Подача ингибитора коррозии может осуществляться не только в сырую нефть, но и в товарную: через площадку подключения проходит нефтепровод готовой продукции. Деэмульгатор подается в сырую жидкость.

После площадки подключения, объединенная жидкость по трубопроводу поступает на технологическую площадку.

Технологическая площадка, представленная на рисунке 1.8, В ее состав входят три ступени сепарации (С-1, С-2, КС-1). Площадка отстаивания и обессоливания нефти (ОН-1).

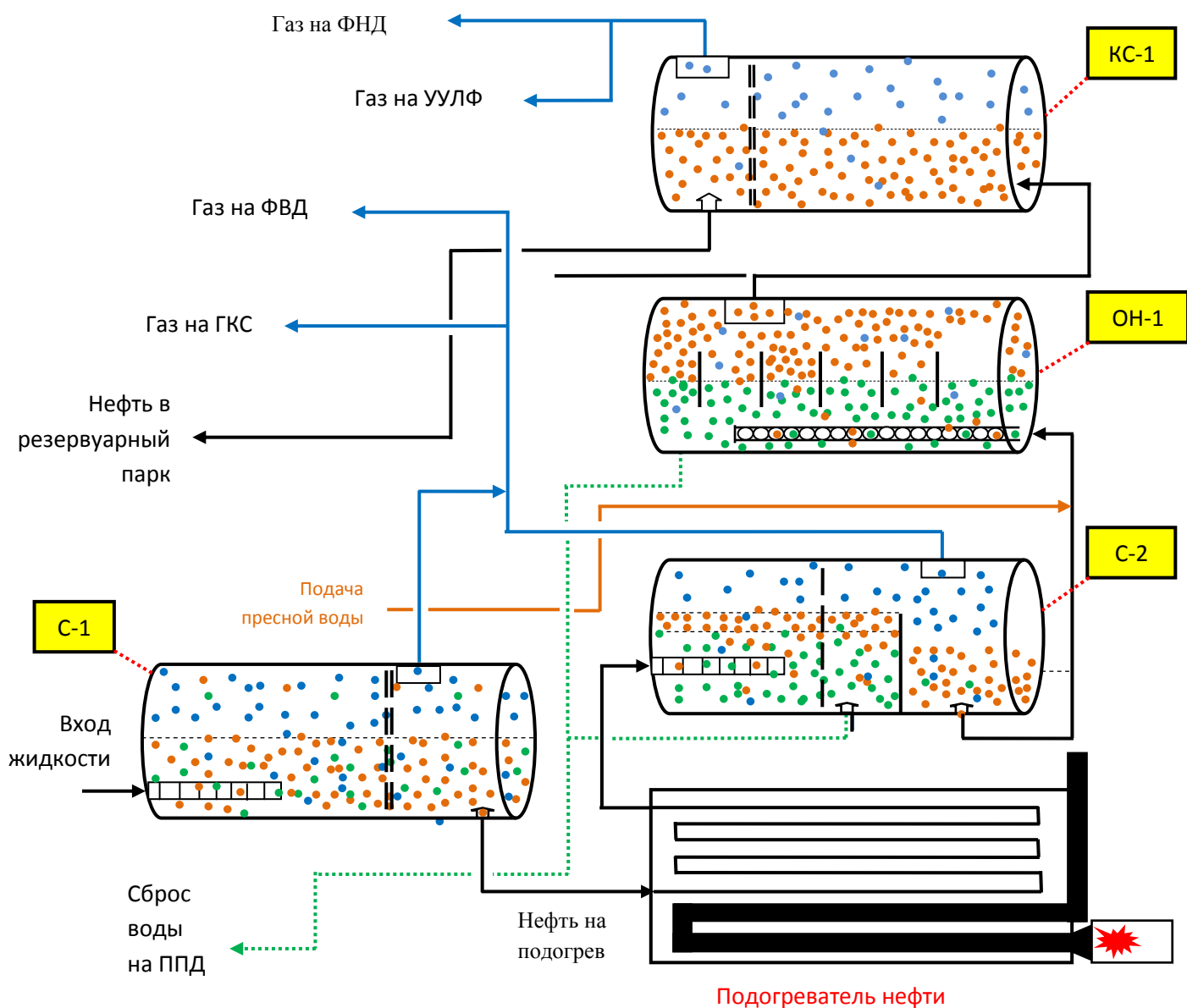


Рисунок 1.8 - Технологическая площадка подготовки нефти

Технологическая площадка подготовки нефти

Первым аппаратом на технологической площадке является сепаратор С-1. Он является двухфазным: газ - жидкость. Основная его роль-отделение основного количества газа для облегчения работы других аппаратов и возможности разделения жидкости на ее основные составляющие.

С-1: Сосуд, работающий под избыточным давлением, примерно 0,52-0,58МПа при температуре жидкости кустовых площадок 5-23°C.

Жидкость, попадая в С-1, проходит через рассекающее устройство перфорированного типа, после чего заполняет свободное пространство.

Внутри сепаратора имеется успокоительная перегородка, которая способствует лучшему разделению фаз и более плавному процессу стабилизации жидкости.

Уровень жидкости поддерживается примерно на 50% от общего объема, что позволяет создавать максимально широкое зеркало для более полного отделения газа. Данный уровень поддерживается за счет работы электроприводного клапана, который находится на линии выхода жидкости из аппарата. На этой же линии перед выходом, внутри аппарата имеется воронкогаситель.

Верхнюю половину С-1 занимает газ. Давление в аппарате поддерживается за счет электроприводного клапана, расположенного на линии выхода газа из сепаратора. Сепаратор С-1 снабжен предохранительными клапанами от повышения давления выше установочного, датчиками температур и давления, уровнемерами, манометрами и термометрами прямого действия, подключен к дренажной системе на случай необходимости опорожнения.

После сепаратора С-1 жидкость направляется на подогрев в печах (путевых подогревателях нефти). Газ направляется на дополнительную очистку в газовых сепараторах.

В печах жидкость подогревается до 55-58 °С, что способствует ее более лучшему разделению на второй ступени сепарации, так как деэмульгатор

интенсивнее действует именно в нагретой среде. Кроме того, повышение температуры дает большее отделение газа.

Вторая ступень сепарации. В ее роли выступает С-2. Сепаратор С-2 представляет собой горизонтальный сосуд трехфазного разделения. Главное его отличие от С-1 это присутствие внутри перегородки, разделяющей его на две половины. Первая- технологическая и вторая-буферная.

Жидкость в С-2 поступает в подогретом состоянии от С-1, пройдя через печи.

При входе в сепаратор происходит равномерное распределение и расслоение нефти и воды в технологическом отсеке. По мере набора уровня до верхней границы перегородки, нефть перетекает в Буферный отсек, где поддерживается заданный уровень нефти под действием электроприводного клапана. Далее нефть поступает в отстойник нефти.

Подтоварная вода, накопившаяся в технологическом отсеке, сбрасывается в резервуары ППД при помощи клапана. Этот клапан поддерживает заданный уровень воды в технологическом отсеке, тем самым не давая сбрасываться нефти.

Поддерживаемый уровень воды в технологической ванне называется водяной подушкой. Эта подушка необходима для лучшего разделения воды и нефти. Газ в сепараторе С-2 занимает верхнее пространство и отводится на газовые сепараторы для полной очистки. Давление поддерживается при помощи клапана, находящегося на линии выхода газа. Температура в сепараторе может достигать 50-54°C за счет подогрева в печах.

Сепаратор С-2 снабжен предохранительными клапанами от повышения давления выше установочного, датчиками температур и давления, уровнемерами, манометрами и термометрами прямого действия, подключен к дренажной системе на случай необходимости опорожнения.

Нефть выходит из аппарата и направляется на дополнительное отстаивание и обессоливание в отстойнике нефти (ОН-1).

Нефть поступает в отстойник нефти от сепаратора С-2 через распределительный патрубок, находящийся внутри ОН-1.

Данный патрубок позволяет нефти достаточно свободно и не принужденно занять все пространство аппарата, при этом, не нарушая внутреннего покоя.

Нижняя часть отстойника нефти заполняется пресной водой, после чего подается нефть с С-2 под слой воды.

Главное отличие ОН-1 заключается в том, что он полностью заполнен жидкостью, и вытеснение нефти идет через верхний патрубок, где у других аппаратов, как правило, вытесняется газовая фаза. Отвод избытков воды производится в резервуарный парк системы ППД.

ОН-1 снабжен предохранительными клапанами от повышения давления выше установочного, датчиками температур и давления, уровнемерами, манометрами и термометрами прямого действия, подключен к дренажной системе на случай необходимости опорожнения.

После того как нефть определенное время пробудет в ОН-1, она должна пройти конечную сепарацию до требуемых параметров ГОСТа ДНП.

С этой целью нефть под давлением предыдущих ступеней сепарации поступает в концевой сепаратор (КС-1), который расположен выше остальных на высоте примерно тринадцати метров. Необходимость такой высоты обусловлена тем, что после отделения остаточного газа в КС-1 нефть просто не имеет давления, позволяющего транспортировать ее в резервуарный парк.

Уровень в КС-1 поддерживается электроприводным клапаном на выходе нефти. Давление в сепараторе минимальное, примерно 10-15 кПа, остаточный попутный нефтяной газ направлен на установку улавливания легких фракций нефти (УУЛФ), для дальнейшего компремирования в общий поток газа на газокompрессорную станцию.

При любой остановке УУЛФ на КС-1 открывается электроприводная задвижка и газ начинает сбрасываться на факел низкого давления.

Температура в аппарате поддерживается минимально достаточной для получения нефти согласно ГОСТа по давлению насыщенных паров.

Нефть отводится в резервуарный парк по принципу сообщающихся сосудов.

КС-1 снабжен теми же приборами, что и остальные аппараты для нормального управления технологическим процессом.

После сепарирования в КС-1 нефть поступает в резервуарный парк, где должна пройти окончательный гравитационный отстой для дальнейшей ее возможности перекачки в коммерческий магистральный нефтепровод.

Изначально нефть поступает в сырьевой резервуар в нагретом состоянии до 40-50 °С, где заранее сформирована так называемая «водяная подушка» из пресной воды высотой примерно 2,5-3 метра.

Нефть, проходя через воду, окончательно обезвоживается, обессоливается в пресной воде и из-за разности плотностей поднимается вверх в слой нефти (рис 1.9).

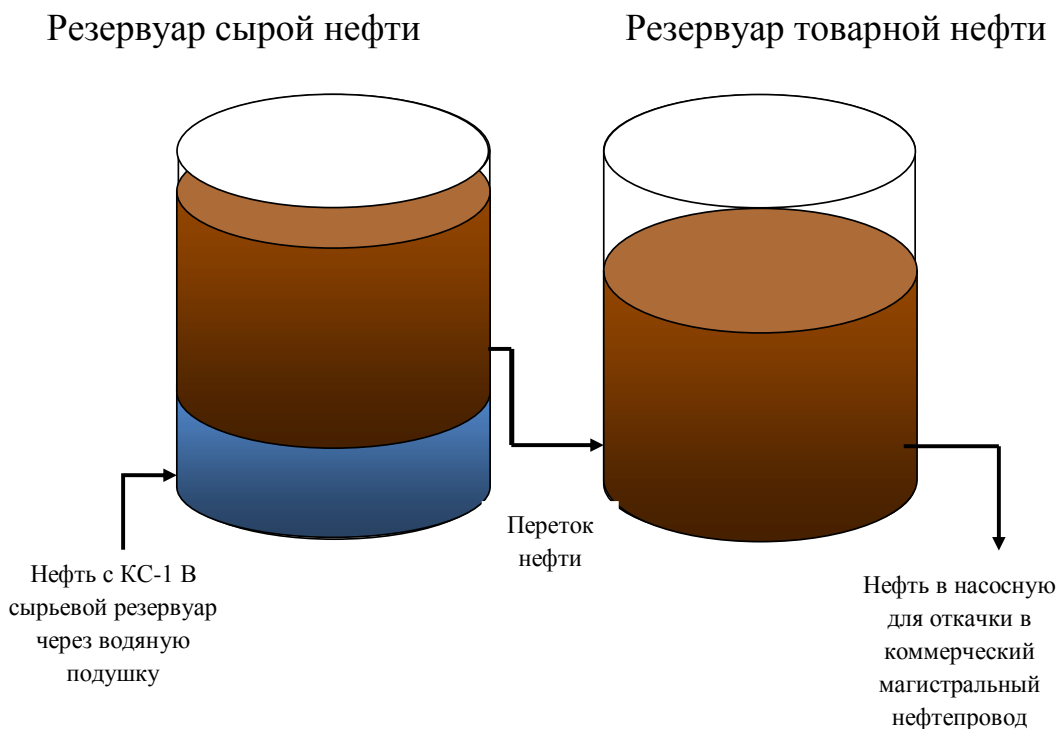


Рисунок 1.9 - Резервуарный парк нефти

Далее происходит полное отстаивание нефти при нормальных условиях, отсутствии газа, резких колебаний. Нефть перетекает с верхних слоев в соседний товарный резервуар по переливной трубе, расположенной на уровне семи метров во внутренней части резервуара, откуда и откачивается насосами на коммерческий узел учета.

2. Практическая часть

2.1 Обоснование для выбора схемы и режима подготовки нефти

Главной задачей выбора схемы подготовки нефти и газа является получение качественной готовой продукции и максимально эффективное использование добываемых природных ресурсов.

Реконструкция УПН и новые возможности использования ПНГ привели к необходимости произвести ряд исследований и подобрать оптимальный режим работы.

До проведения реконструкции таких возможностей на УПН не было, так как изменения температур и давления сильно сказывалось на составе нефтяного газа, который в большей части сжигался на факельных установках.

Теперь, после реконструкции, появилась возможность для проведения экспериментов и подбора эффективного режима подготовки продукции

Так как УПН была дополнена рядом технологического оборудования и трубопроводов, которые изменили начальные потоки: их составы, температуры и получаемую готовую продукцию, то наша задача заключается изучить эти потоки, сравнить их и представить оптимальный режим работы установки.

В работе использованы практические методы: наблюдение за режимом работы, изменениями в технологическом процессе; отбор готовой и промежуточной продукции, проведении ее анализа и сравнение с результатами работы в системе HYSYS.

2.2 Проблемы при сепарации газа с большим содержанием конденсата

На раннем этапе разработки нефтегазоконденсатного месторождения проблема с большим содержанием конденсата в газе может особо не затрагивать технологическое звено промысла, но со временем: с ростом нагрузок на УПН, в следствии ввода в эксплуатацию новых добывающих скважин, ситуация может сильно измениться.

Вырастает потребность в расширении установок, приходится добавлять в промежуточное звено дополнительное оборудование: сепараторы, теплообменники, холодильники, новые трубопроводы.

Конденсат является достаточно легким сырьем и при незначительных изменениях в рабочем режиме происходит его вынос вместе с отделившимся газом. Дальнейший поток газа и конденсата может быть тоже достаточно однородным.

Стандартные сепарационные установки, применяемые на нефтяных месторождениях могут просто не справляться со своей задачей. В зимнее время большинство из них находятся под обогревом теплоспутников и греющих кабелей, а в летнее время отключенный обогрев компенсируется высокой уличной температурой. В результате чего конденсация и отделение легких углеводородов не происходит и они просто выносятся с общим потоком газа.

Таким примером явились газовые сепараторы ГС-1 и ГС-2 на Северо-Останинском нефтегазоконденсатном месторождении.

В своей конструкции они имеют устройство тангенциального ввода газа, которое позволяет изменить поток внутри аппарата и сетчатую насадку в верхней части, которая служит задержкой для жидкой фазы. Однако ни одно из устройств не дало своих результатов. Газовые сепараторы, как правило, постоянно пустые, в то время как отделение конденсата протекает непрерывно после ступеней сжатия на ГКС. Во время остановок газокompрессорной

станции о наличии конденсата свидетельствует внешний вид пламени факела и компонентные составы отобранных проб газа.

Во время работы необходимо тщательно следить за рабочими параметрами, такими как давление и температура в каждом из аппаратов установки подготовки нефти, за показателями отобранных проб качества готовой продукции, так как разная концентрация легких и тяжелых фракций дает разные результаты на выходе при одних и тех рабочих параметрах. Скважинная продукция зачастую приходит неравномерно, что также дает свой результат на формирование общих показателей. Особенно это заметно в осенние-весенний период и при пуске в эксплуатацию новых скважин. Имеет место образование кристалло-гидратных пробок в подводящих трубопроводах. Входящий поток может меняться, пульсировать и даже резко менять свою температуру, которая отличается в десятки градусов.

2.3 Изменения, вносимые реконструкцией с целью дополнительной подготовки газа и утилизации конденсата.

Моделирование в системе HYSYS

Реконструкция УПН, которая в итоге изменила технологический процесс, позволила нам провести ряд исследований. Эти исследования были произведены по двум направлениям. Во первых, это непосредственное участие в ведении подготовки нефти: отборе проб подготавливаемой продукции, сравнение и анализ полученных результатов. Во вторых, это разработка проекта в рабочей программе HYSYS (рисунок2).

Ниже представлена схема новых трубопроводов и врезок, посредством которых и произошло необходимое изменение режима работы (рис 2.3).

На схеме такие линии и присоединения выделены красным цветом. Основные потоки газа сплошной линией, сбросы конденсата мелким пунктиром, а аварийные сбросы прерывистой линией. Обвязка аппаратов показана частично, только тех, что имели место по отношению к новым линиям. Разделения по цвету потока также нет, чтобы была возможность сделать акцент на главном вопросе и не создавать излишнюю путаницу. Каждый участок имеет свой номер и ниже в тексте соответственно, его описание, а для основных линий сделано сравнение. Кроме практического исследования работы УПН, мы произвели разработку схемы в программе HYSYS.[6]

Для нашей работы будут использованы три основные линии подачи конденсата: на вход ОН-1, на вход КС-1 и на вход С-1.

В основу универсальной системы моделирования HYSYS заложены общие принципы расчетов материально-тепловых балансов технологических схем. Как правило, любое производство состоит из стадий, на каждой из которых производится определенное воздействие на материальные потоки и превращение энергии. Последовательность стадий обычно описывается с помощью технологической схемы, каждый элемент которой соответствует

определенному технологическому процессу или группе совместно протекающих процессов. Соединения между элементами технологической схемы соответствуют материальным и энергетическим потокам, протекающим в системе. В целом моделирование технологической схемы основано на применении общих принципов термодинамики к отдельным элементам схемы и к системе в целом.

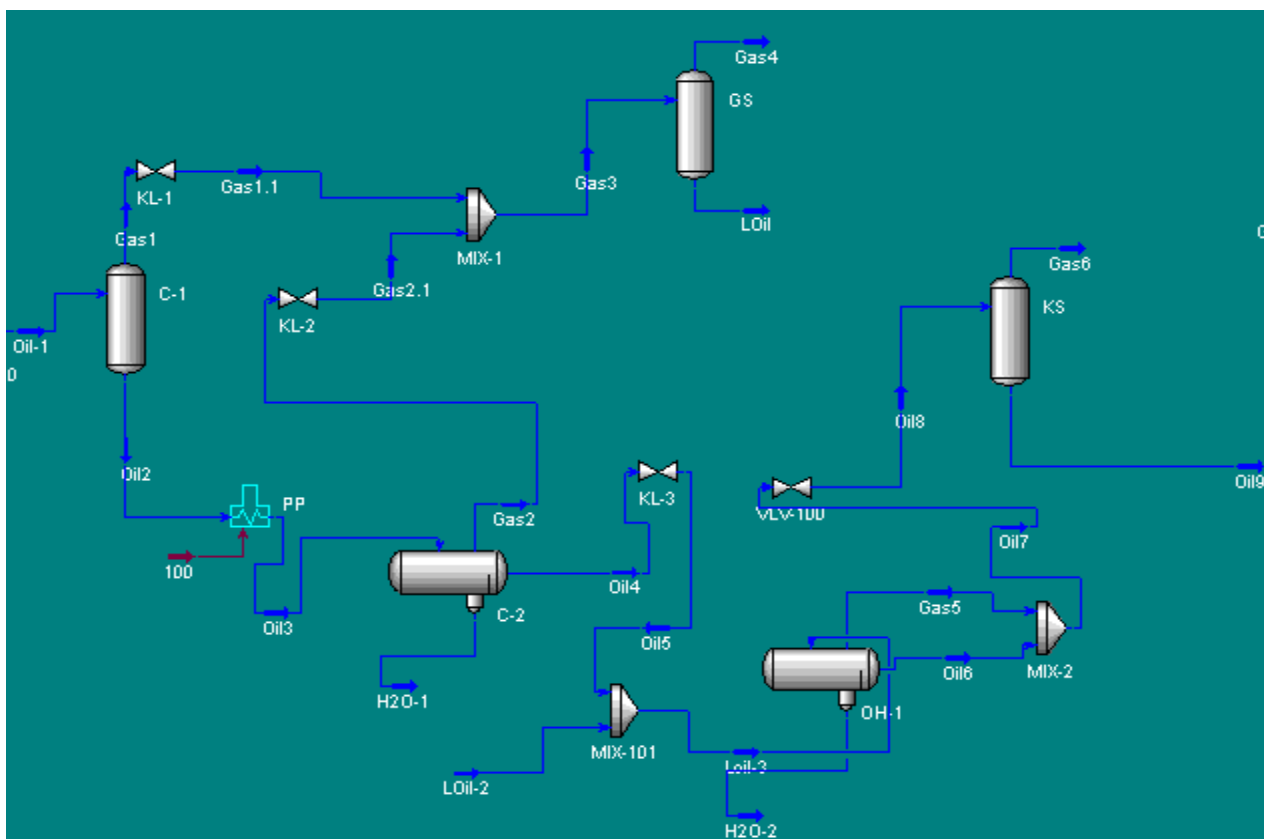


Рисунок 2 - Схема УПН, составленная в программе HYSYS

Вновь построенные трубопроводы и точки их присоединения:

1. Трубопровод подачи газа от узла учета газа и газовых сепараторов на прием газокomppressorной станции. Трубопровод обеспечил переключение практически полного потока газа на компрессорную станцию, вместо сброса на факел высокого давления.

2. Линия подачи газа от КС-1 на вход компрессоров УУЛФ. Имеет соединение с выходом газа от КС-1 на факел низкого давления. Линия на факел низкого давления теперь закрыта. Весь поток газа направлен на УУЛФ.

3. Трубопровод подачи газа от узла учета газа в линию прихода газа на УУЛФ. Технически необходимая линия для мгновенного поддержания и выравнивания работы и входного давления газа в УУЛФ. Пользоваться ей приходится в основном при пусках УУЛФ, когда компрессор резко идет в нагрузку, «выхватывает» из трубы весь газ и вновь останавливается, так как не хватает давления.

4. Линия сброса газа от ГКС на ФВД. Здесь речь идет о сбросе газа при превышении давления на сепарационных установках ГКС, продувки перед пуском.

5. Линия по сбросу газа от УУЛФ в коллектор ФВД. Сброс идет автоматически, при отработке алгоритма, сразу же после остановки УУЛФ. Также сброс происходит при превышении давления выше максимальной отметки на предохранительных клапанах УУЛФ.

6. Линия подачи конденсата (рисунок 2.1) от сепараторов С-1, С-2 и С-3 (УУЛФ). Врезка осуществлена в трубопроводы на вход ОН-1.

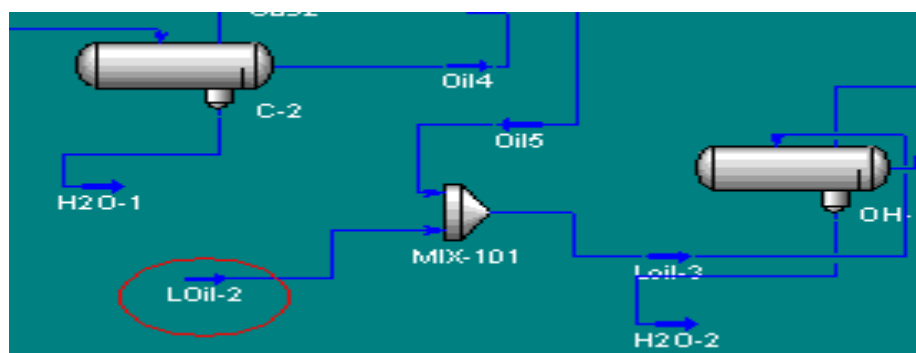


Рисунок 2.1 – Линия подачи конденсата от УУЛФ

В программе HYSYS этот поток представлен под названием LOil-2. Он явился первым рассматриваемым потоком результатам в программе HYSYS и при проведении лабораторных исследований. Его компонентный состав представлен в таблице №2. Это состав конденсата (ШФЛУ).

Таблица 2 – Компонентный состав ШФЛУ

№	компонентный состав ШФЛУ	Содержание
	наименование компонента	% мас.
	Метан(CH_4)	0,52
	Двуокись углерода(CO_2)	0,22
	Этан(C_2H_6)	2,07
	Пропан(C_3H_8)	12,51
	Метанол(CH_3OH)	0,0
	Изо-Бутан(I- C_4H_{10})	8,17
1	Бутан(C_4H_{10})	16,74
	Изо-Пентан(I- C_5H_{12})	11,76
	Пентан(C_5H_{12})	14,67
	2,2 Диметилпропан	0,09
	Гексаны	20,25
	Гептаны	10,14
	Октаны	2,86
	итого:	100,0
	$\text{C}_1\text{-C}_4$	40,22
2	Объем жидкого остатка при $T=40^\circ\text{C}$, % об.	55
3	Плотность жидкого остатка, кг/м^3	657,2
4	Содержание воды, % об.	Отсутствие

Схема УУЛФ, составленная в программе HYSYS, представлена на рисунке 2.2. Она имеет привязку к схеме УПН (рис.2) . Данная схема показывает нам составы продуктов до и после установки, а также на промежуточных звеньях, таких как сепараторы и компрессорные установки. Еще ниже представлена схема изменений реконструкции УПН (рис. 2.3), а за ней идут пояснения.

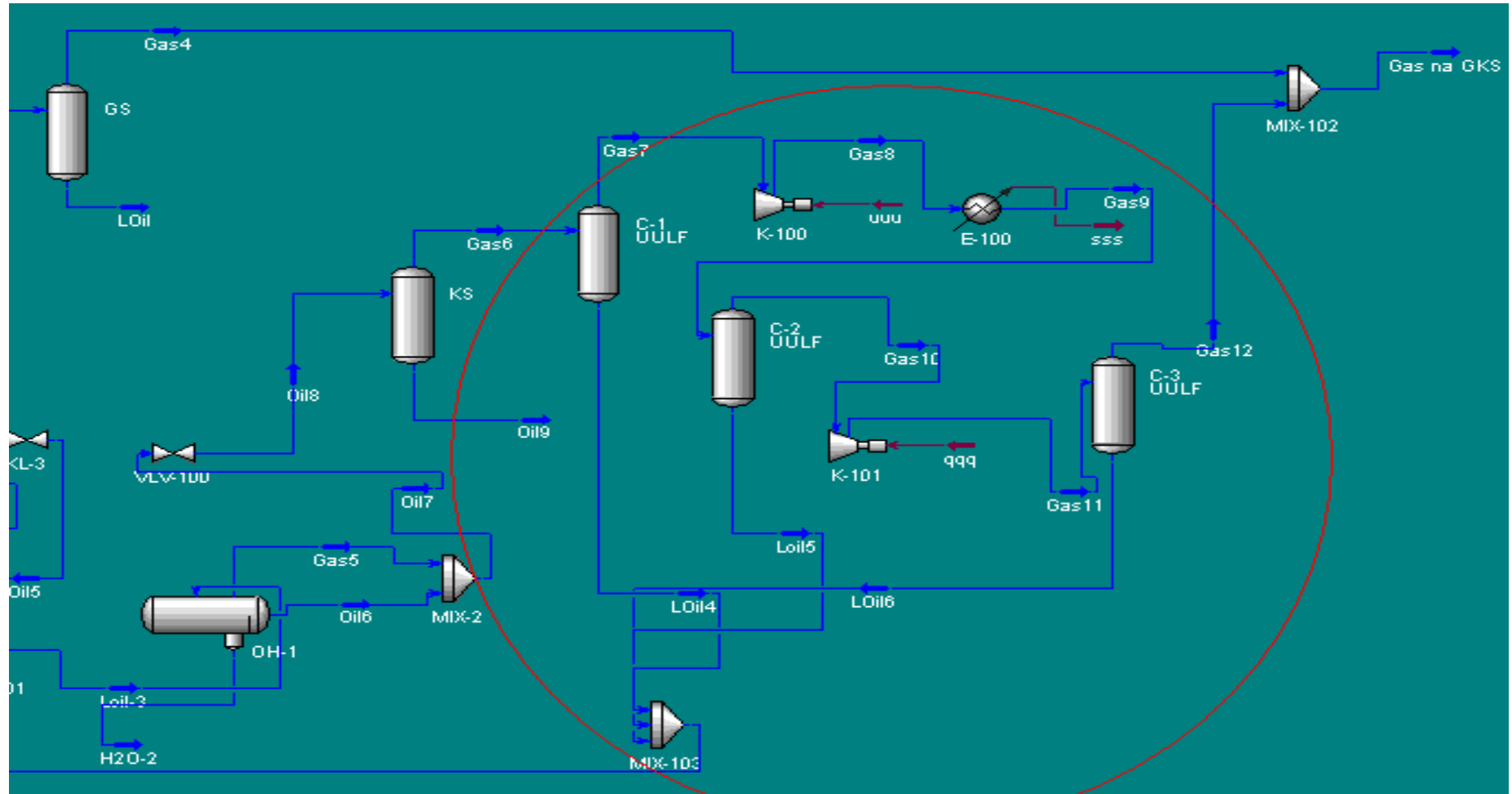


Рисунок 2.2 - Схема УУЛФ, составленная в программе HYSYS

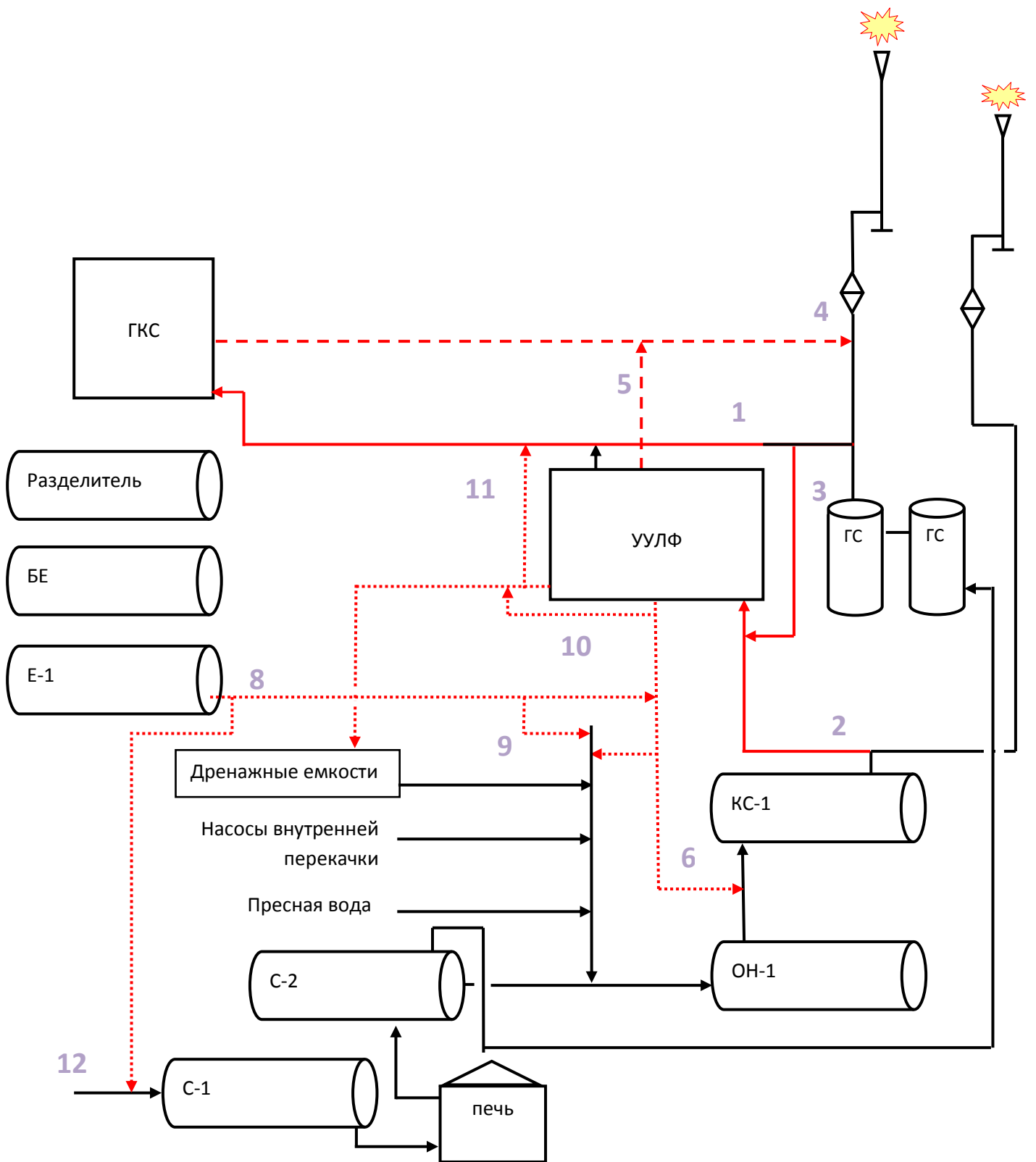


Рисунок 2.3 - Схема изменений реконструкции УПН.

7. Линия сброса конденсата от С-1 (УУЛФ) в дренажную подземную емкость. Является обособленной от предыдущих линий, так как выделяющийся

конденсат еще не имеет в своем составе масло. Давление этого конденсата низкое, так как сепаратор С-1 расположен на приеме УУЛФ, соответственно закачки откачка производится насосом. Применяется насос червячного типа, с постоянной подачей конденсата.

8. Линия подачи ШФЛУ от ГКС в КС-1. Нужный трубопровод. Возможно им пользоваться в тех случаях, когда ГКС не может отправлять конденсат в газопровод и когда С-1 по каким-то причинам достаточно загружен. Но есть существенный минус: приходится повышать температуры на других ступенях сепарации, так как КС-1 будет заметно охлаждаться и качество нефти по ДНП снизится.

9. Линия подачи ШФЛУ в ОН-1. Линия позволяет снизить нагрузку на КС-1, если вместо него подавать конденсат в ОН-1, но при этом будет снижаться температура в отстойнике.

10. Линия подачи конденсата (с маслом) от С-2, С-3 (УУЛФ) в дренажную подземную емкость. Необходимая линия, она позволяет смешивать конденсат и масло с нефтью в отдельных от УПН условиях, получать однородную среду, что благоприятнее будет сказываться на технологическом режиме.

11. Линия подачи конденсата от С-1 (УУЛФ) в трубопровод газа на ГКС. Необходимая линия, но есть и свой минус: при закачке конденсата от УУЛФ в газопровод перед ГКС, вырастает нагрузка на сепараторы и компрессорные установки, что может привести к аварийной остановке машин.

12. Линия подачи ШФЛУ от ГКС в С-1. Подача производится в трубопровод нефтегазожидкостной смеси на вход в первый сепаратор.

2.4 Схема установки улавливания легких фракций нефти и газокompрессорной станции

Установка улавливания легких фракций нефти входит в состав УПН.

УУЛФ представляет собой блочный комплекс, в котором присутствует все необходимое оборудование для ведения полноценного и безопасного технологического процесса (рисунок 2.4).

В составе компрессорной установки мы имеем: две нитки роторных пластинчатых компрессорных установок (по два на каждой), три сепаратора для отделения газового конденсата, система смазки, система охлаждения, дренажная и противопожарная системы, трубопроводная обвязка с запорной арматурой и предохранительными клапанами, датчиками давления и температуры, манометрами и термометрами прямого действия, а также поточными расходомерами массового и объемного расхода жидкости и газа.

После сепарации в КС-1 попутный нефтяной газ имеет очень малое давление, которое позволяет ему транспортироваться лишь на факельную установку через полностью открытую на выходе запорную арматуру. Расход этого газа также немалый, по отношению к общему количеству газа.

Установка улавливания легких фракций нефти предназначена для сжатия газа низкого давления для возможности транспортировки на ГКС. В процессе сжатия газа в компрессорных установках, происходит его нагревание до высоких температур, в результате чего отдельно происходит отделение конденсата, которое ранее не наблюдалось.

Газ от КС-1 поступает на вход сепаратора С-1(УУЛФ), где происходит первичное его освобождение от конденсата и капель нефти. Конденсат сбрасывается в дренажную емкость или закачивается в нагнетательный трубопровод уже на выходе с УУЛФ. Газ направляется на первую ступень сжатия ГКС. В процессе сжатия в К-1 происходит нагревание газа до высоких температур.

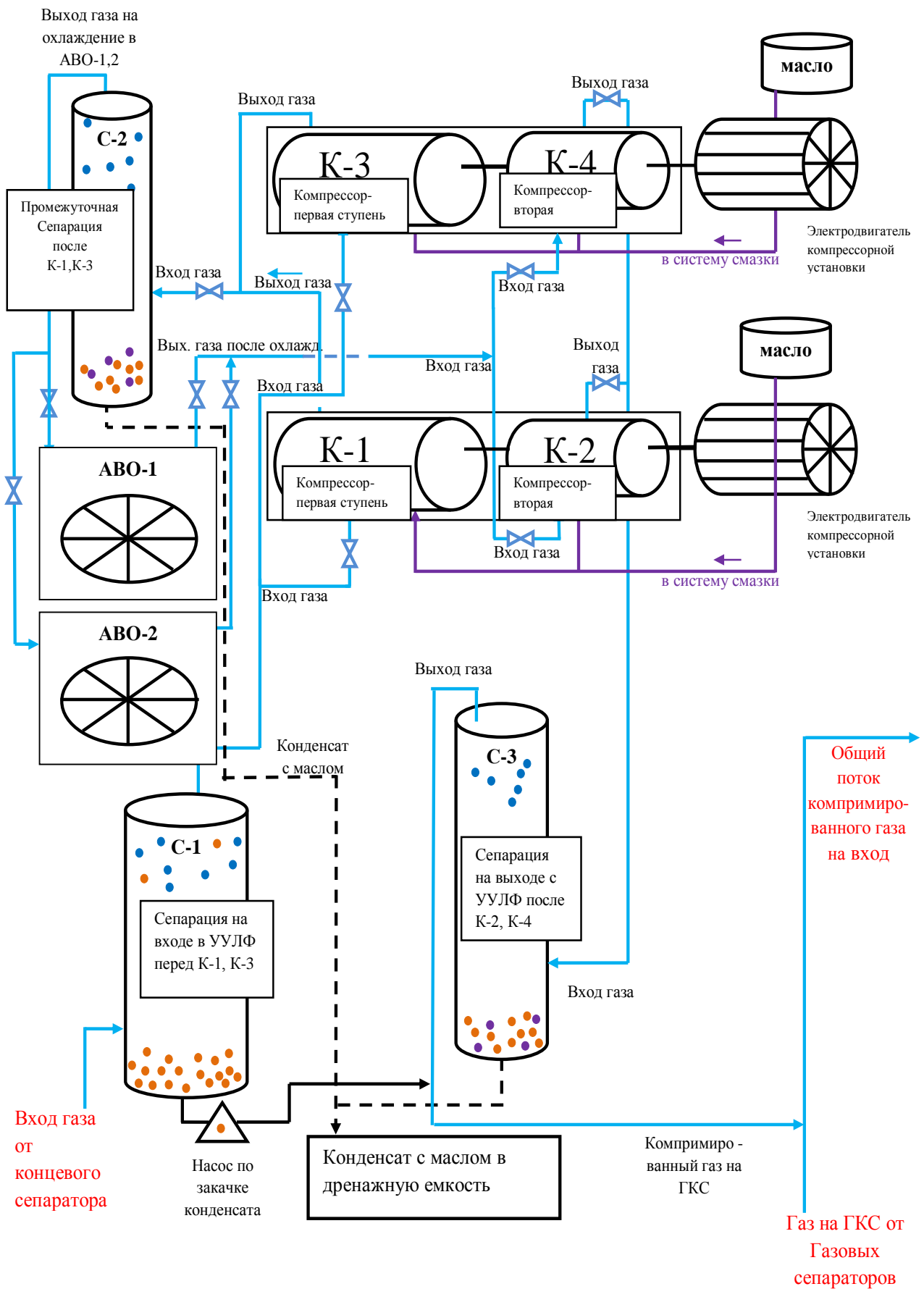


Рисунок 2.4 - Схема УУЛФ

Газ поступает на охлаждение в установках воздушного охлаждения АВО-1 и АВО-2, после чего поступает на прием сепаратора С-2. В С-2 он вновь конденсируется и поступает на вторую ступень сжатия К-2.

После компрессора второй ступени попутный нефтяной газ направляется на сепарацию в С-3 и поступает в трубопровод газа на вход ГКС.

Газокомпрессорная установка УУЛФ так же имеет свою систему смазки и систему охлаждения.

В систему смазки входят: сам бак с маслом, трубопроводы подачи масла, насос-лубликатор, распределительная система масла по нужным точкам.

Дренаж конденсата с сепараторов С-2 и С-3 осуществляется только в дренажную емкость, так как в составе его присутствует масло, прошедшее систему смазки компрессорных установок.

Далее конденсат насосами перекачивается на установку подготовки нефти.

Система охлаждения не представлена на рисунке. Она состоит из бака для охлаждающей жидкости, насоса для ее перекачки, трубопроводов и установки воздушного охлаждения АВО-3. В качестве охлаждающей жидкости применяется тосол.

Ниже представлена таблица, характеризующая состав попутного нефтяного газа, поступающего на ступени сжатия УУЛФ и выходящего газа, частично очищенного от конденсата после сжатия. По полученным результатам видно, как значительно снизилось процентное отношение пропана, бутана, пентана, гексана и гептана, что свидетельствует об их выпадении при сепарации на УУЛФ.

Схема газокомпрессорной станции

Газокомпрессорная станция представляет собой комплекс основного и вспомогательного оборудования, занимающего достаточно большую площадь на отдельной обособленной территории.

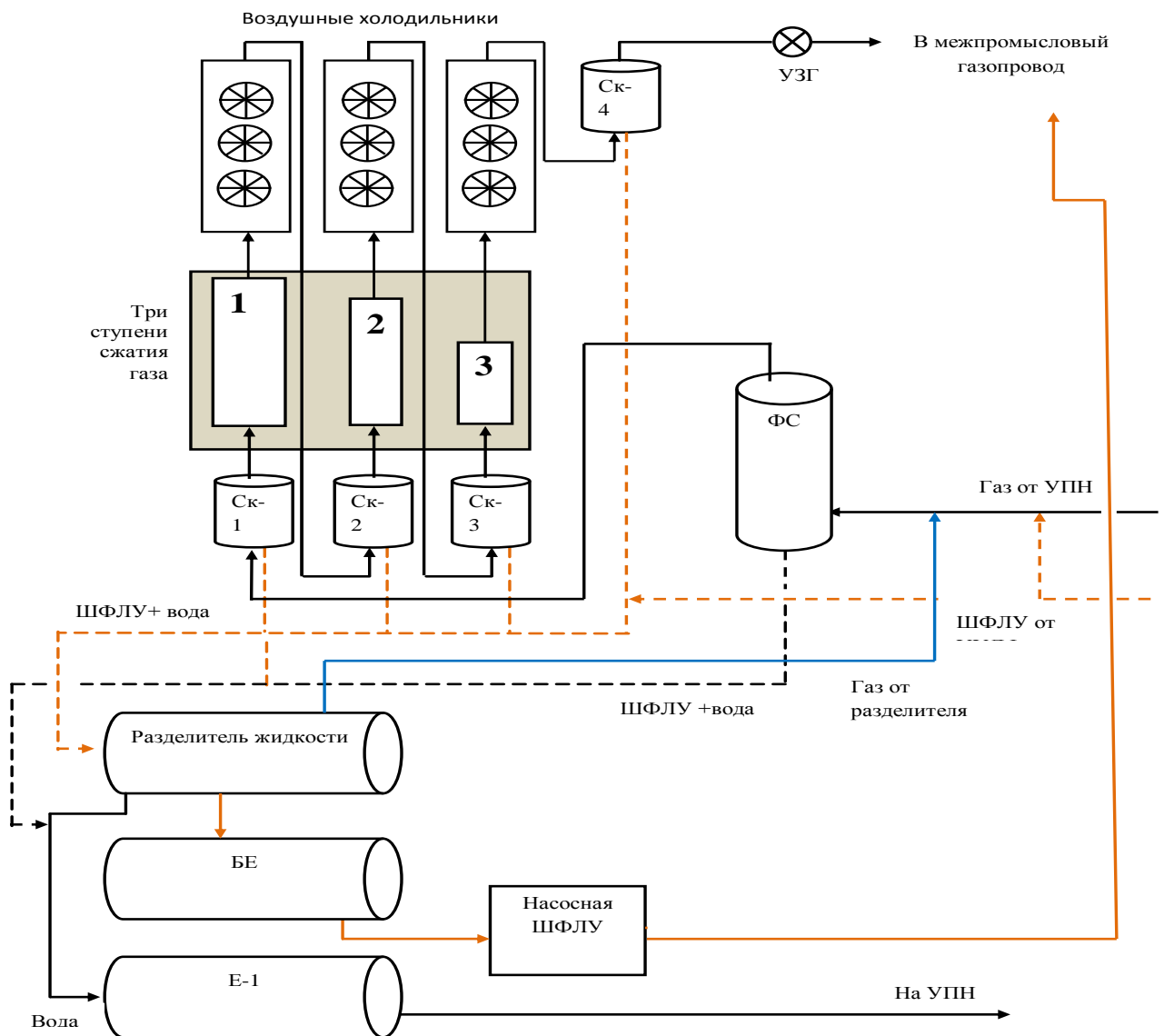


Рисунок 2.5 - Схема газокompрессорной станции

В состав газокompрессорной станции входят:

1. Два блока ГКС с газопоршневыми компрессорными установками;
2. Площадка приема, подготовки и откачки ШФЛУ;
3. Система охлаждения компрессоров;
4. Насосная масел и система подачи масла;
5. Насосная метанола и система подачи метанола;
6. Система охлаждения газа;
7. Система пожаротушения;

8. Азотно-воздушная станция.

Целью работы станции является компремирование сырого попутного нефтяного газа с УПН в межпромысловый газопровод подготовки и сдачи через коммерческий узел .

Станция имеет в своем составе ряд сепараторов и фильтрующих устройств, которые установлены на определенных участках технологической цепочки.

Газ от УПН, изначально поступает на вход ФС (фильтр-сепаратор), в котором происходит отделение части конденсата с водой при давлении 0,35МПа.

Отделившийся конденсат с водой поступает в подземную емкость Е-1, откуда погружным центробежным насосом откачивается на УПН.

После ФС газ поступает на дополнительную очистку в скруббере Ск-1.

Выделившийся конденсат с влагой в Ск-1 так же отводится в подземную емкость Е-1, так как имеет тоже низкое давление. После Ск-1 газ поступает на прием первой ступени сжатия (компремирования). В ней он сжимается до давления 2,7МПа и нагревается до 65 °С после чего выходит и направляется на охлаждение в воздушных холодильниках. После охлаждения газ поступает на вход скруббера Ск-2, где после сжатия и охлаждения происходит достаточно интенсивное выпадение ШФЛУ. ШФЛУ отводится в Разделитель, а газ в свою очередь поступает на вторую ступень сжатия до давления 5,5МПа и примерной температуры 70°С. После компремирования на второй ступени сжатый газ так же вновь проходит охлаждение и поступает уже на Ск-3, где конденсируется и входит в полость третьей ступени сжатия. Пройдя третью (окончательную ступень сжатия) газ нагревается до температуры 72 и имеет давление 75-80МПа, поступает вновь в холодильник на охлаждение. На выходе из воздушного холодильника окончательно сжатый газовый поток проходит последнюю очистку в Ск-4 и направляется в межпромысловый газопровод

через УЗГ (узел замера газа). Эта технологическая цепочка является основной в процессе подготовки и транспортировки газа на Северо-Останинском НГКМ.

Газовый конденсат является достаточно ценным сырьем, которое дороже нефти и в нашем случае его отдельная подготовка играет не малую роль.

Для подготовки и транспортировки широкой фракции легких углеводородов был введен в эксплуатацию целый узел, предусматривающий основные операции (рисунок 2.6).

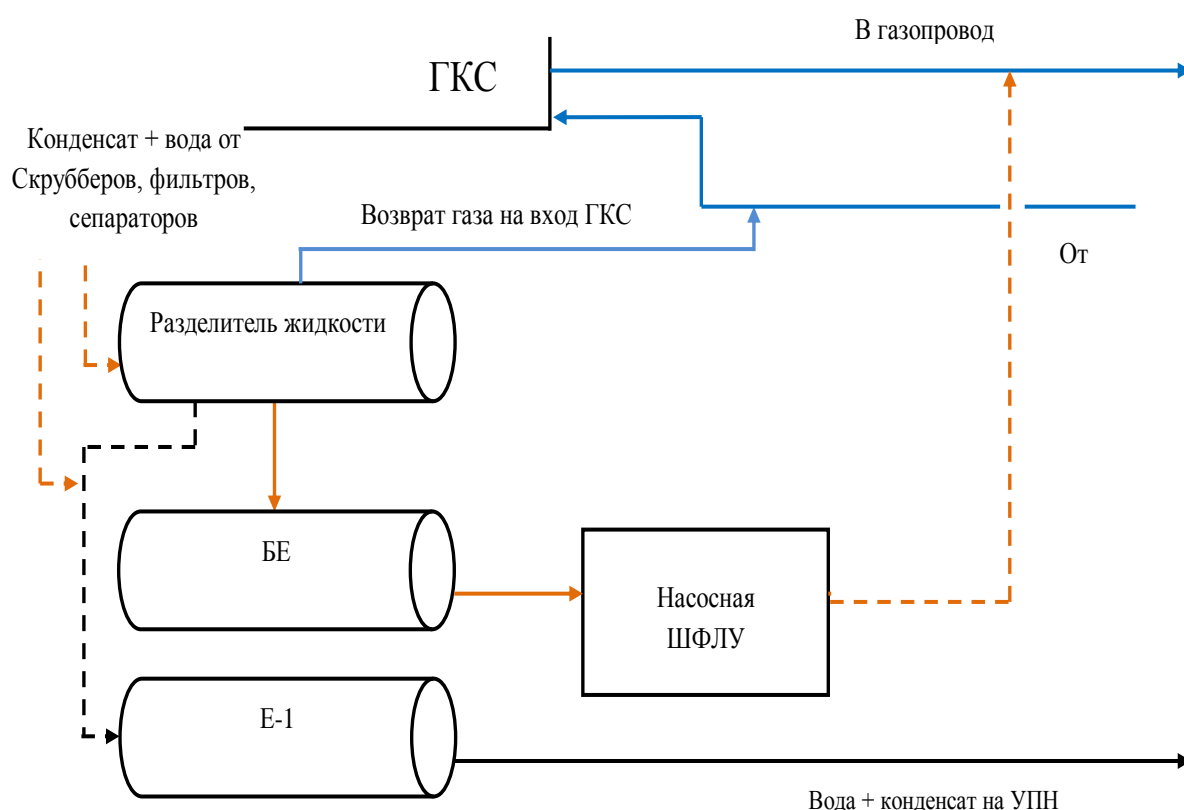


Рисунок 2.6 - Площадка подготовки ШФЛУ

В состав площадки подготовки ШФЛУ вошли:

1. Разделитель жидкости;
2. Емкость горизонтальная БЕ;
3. Емкость подземная Е-1;
4. Насосная станция для откачки ШФЛУ.

Разделитель жидкости - горизонтальный сосуд объемом 100м^3 , работающий под избыточным давлением. Предназначен для разделения фаз конденсат-вода за счет разности плотностей и отсутствия турбулентного потока.

Разделитель жидкости является основным аппаратом в процессе подготовки ФШЛУ. Внутри разделителя, на входе аппарата находится распределительный патрубок. Он необходим для максимального успокоения входящего потока и эффективного разделения. Главным элементом в конструкции разделителя является ванна для приема и отвода конденсата. Она занимает центральное место рабочей полости. Накопленный конденсат в основной ванне, по мере его набора перетекает в конденсатную ванну. В приемной ванне, благодаря электроприводному клапану поддерживается заданный уровень раздела фаз. По мере набора воды выше заданного значения, клапан открывается и сбрасывает воду в подземную емкость. По мере накопления заданного уровня в ванне ШФЛУ, конденсат отводится в накопительную емкость БЕ. Уровень конденсата поддерживается электроприводным клапаном. Давление в разделителе жидкости поддерживается клапаном на линии выхода газа. Газ отводится в приемный трубопровод газа на ГКС.

2.5 Обновленные составы и свойства продуктов УПН

Результаты исследований представлены в табличном варианте, что упрощает читаемость и понимание проделанной работы. Здесь отражены компонентные составы и свойства продукции, получаемой при исполнении обсуждаемых режимов работы. На основе каждого показателя можно сделать вывод и определить необходимость того или другого процесса.

В таблице 3 представлена сравнительная характеристика попутного нефтяного газа, направляющегося от ГС-1,2.

Таблица 3 – Сравнительная характеристика газа ГС-1,2

линия подачи газа на ГКС от ГС-1,2	До реконструкции	после реконструкции		
		Режим№1 (подача конденсата в ОН-1)	Режим№2 (подача конденсата в КС-1)	Режим№3 (подача конденсата в С-1)
наименование компонента, содержание, % об.				
Метан (СН ₄)	75,02	56,92	56,92	48,95
Этан (С ₂ Н ₆)	7,89	10,22	10,22	14,83
Пропан (С ₃ Н ₈)	6,86	10,7	10,7	12,11
Изо-Бутан (i-С ₄ Н ₁₀)	1,85	4,79	4,79	5,12
Бутан (С ₄ Н ₁₀)	2,22	6,4	6,4	6,43
Нео-Пентан (нео-С ₅ Н ₁₂)	0,01	0,03	0,03	0,08
Изо-Пентан (i-С ₅ Н ₁₂)	0,71	2,4	2,4	2,28
Пентан (С ₅ Н ₁₂)	0,67	2,78	2,78	3,02
Гексаны (С ₆ +)	0,55	2,68	2,68	2,53
Гептаны (С ₇ +)	0,19	1,3	1,3	1,33
Октаны (С ₈ + и выше)	0,03	0,31	0,31	0,27
Углерода диоксид (СО ₂)	2,64	2,24	2,24	2,26
Кислород (О ₂)	0,01	0,03	0,03	0,04
Азот (N ₂)	1,33	0,8	0,8	0,75
Углеводороды (С ³ и выше), г/м ³	304,48	652,91	652,91	705,21
Углеводороды (С ⁵ и выше), г/м ³	75,52	214,51	214,51	215,01
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	0,9681	1,2631	1,2631	1,2639

В таблице 4 представлена характеристика газа после КС-1. Она так же, как и предыдущая характеристика, имеет сравнительную направленность.

Таблица 4 – Сравнительная характеристика газа с КС-1

линия сброса газа на ФНД с КС-1	До реконструкции	После реконструкции		
		Режим№1 (подача конденсата в ОН-1)	Режим№2 (подача конденсата в КС-1)	Режим№3 (подача конденсата в С-1)
наименование компонента, содержание, % об.				
Метан (СН ₄)	52,92	28,5	8,71	33,18
Этан (С ₂ Н ₆)	9,24	7,95	10,25	17,55
Пропан (С ₃ Н ₈)	14,7	18,11	23,12	15,54
Изо-Бутан (i-С ₄ Н ₁₀)	4,79	8,88	15,32	6,89
Бутан (С ₄ Н ₁₀)	6,54	14,71	15,85	8,62
Нео-Пентан (нео-С ₅ Н ₁₂)	0,03	0,07	0,15	1,25
Изо-Пентан (i-С ₅ Н ₁₂)	2,35	6,25	7,47	5,11
Пентан (С ₅ Н ₁₂)	2,57	6,54	7,26	5,14
Гексаны (С ₆₊)	2,47	4,2	6,19	3,1
Гептаны (С ₇₊)	0,98	0,95	1,11	0,54
Октаны (С ₈₊ и выше)	0,25	0,04	0,5	0,12
Углерода диоксид (СО ₂)	2,28	1,6	1,8	2,2
Кислород (О ₂)	0,03	0,31	0,51	0,01
Азот (N ₂)	0,86	1,89	1,76	0,75
Углеводороды (С ₃ и выше), г/м ³	865,94	1504,61	1687,12	587,34
Углеводороды (С ₅ и выше), г/м ³	312,55	587,23	717,87	405,54
Плотность газа при ст. условиях, кг/м ³	1,3854	1,8555	2,1223	1,5862

2.6 Режимы работы УПН после реконструкции

Здесь представлены схемы возможной подачи ФШЛУ, каждая из которых оказывает свою степень влияния на технологический режим.

Первой схемой является подача конденсата на вход ОН-1 (рисунок 2.7)

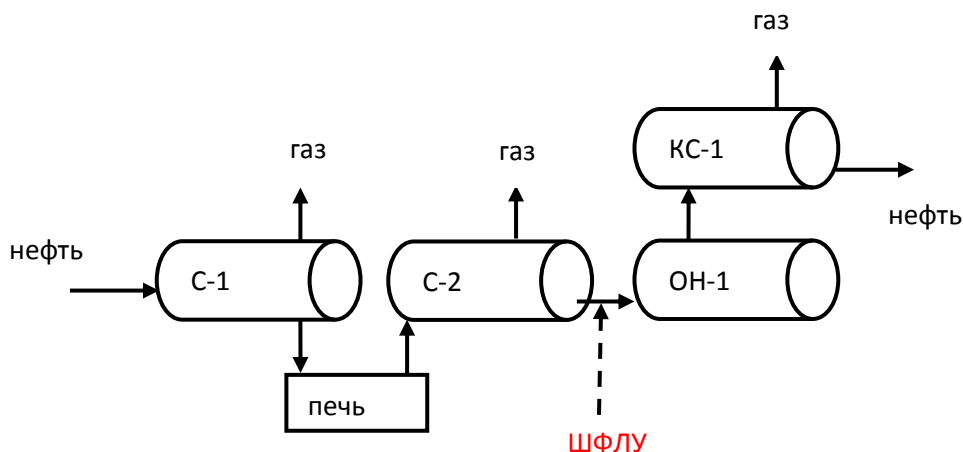


Рисунок 2.7 – Подача конденсата на вход отстойника нефти.

Первый режим работы установки подготовки нефти:

С-1: повысили давление в сосуде с 0,48 МПа до 0,54 МПа, температура оставлена прежней (20°C).

Результат: повысилась пропускная способность аппарата и снизился процент улетучивания легких углеводородов, поток на входе стал более сдержанным.

С-2: повысили давление в сосуде с 0,36 МПа до 0,41 МПа и температуры с 46°C до 52°C.

Результат: при повышении давления мы компенсировали переток жидкости между С-1 и С-2, а также снизили улетучивание легких углеводородов.

Повышение температуры было обусловлено поддержанием режима в ОН-1 и КС-1 при подачи в них ШФЛУ.

ОН-1: повысили давление с 0,17 МПа до 0,20 МПа и температуру с 43°C до 48°C.

Результат: давление подросло за счет ввода потока ШФЛУ. Этот поток снизил стабильность работы отстойника и повлиял на проскок небольшого количества воды в КС-1.

КС-1: повысили давление с 0,04 МПа до 0,08 МПа и температуру с 41°С до 46°С.

Результат: давление выросло за счет режима работы УУЛФ(контроль давления газа на входе компрессорной установкой). Температура поднята была еще до С-2 и соответственно отыграла на концевой ступени(необходимость регулирования результатов ДНП). В потоке готовой нефти, направляемой в резервуарный парка, образовалось не большое количество воды, в следствии снижения стабильности работы ОН-1. Температура на выходе составила 46°С

Второй схемой является подача конденсата на вход КС-1 (рисунок 2.8)

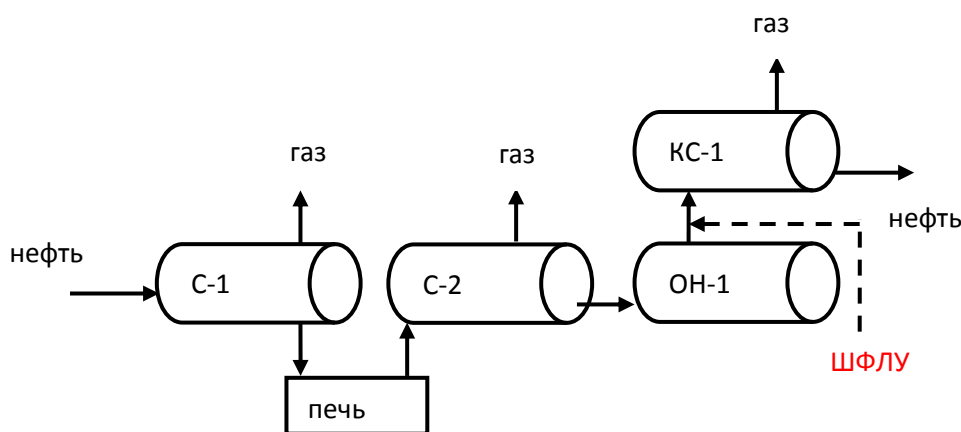


Рисунок 2.8 – Подача конденсата на вход КС-1.

Второй режим работы установки подготовки нефти:

С-1: повысили давление в сосуде с 0,48 МПа до 0,54 МПа, температура оставлена прежней(20°С).

Результат: повысилась пропускная способность сепаратора и снизился процент улетучивания легких углеводородов, поток на входе стал более сдержанным.

С-2: повысили давление в сосуде с 0,36 МПа до 0,41 МПа и температуры с 46°С до 52°С.

Результат: при повышении давления мы компенсировали переток жидкости между С-1 и С-2, а также снизили улетучивание легких углеводородов.

Повышение температуры было обусловлено поддержанием режима в КС-1 при подачи в них ШФЛУ.

ОН-1: давление осталось 0,17 МПа, выросла температура с 43°С до 50°С.

Результат: рост температуры до 50°С не принес особых изменений в работе отстойника .

КС-1: повысили давление с 0,04 МПа до 0,08 МПа и температуру с 41°С до 46°С.

Результат: давление выросло за счет режима работы УУЛФ(контроль давления газа на входе компрессорной установкой). Температура поднята была еще до С-2 и соответственно отыграла на концевой ступени (необходимость регулирования результатов ДНП). В потоке нефти отсутствуют признаки воды.

Подача ШФЛУ в КС-1 частично снизила его стабильность, в газовом потоке увеличилось количество легких углеводородов. Температура нефти на выходе составила 46°С

Третьей схемой является подача конденсата на вход С-1 (рисунок 2.9)

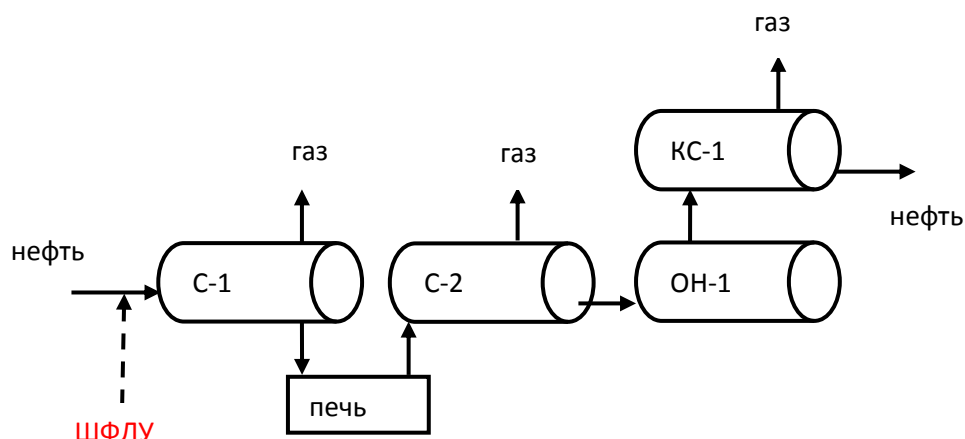


Рисунок 2.9 – Подача конденсата на вход С-1.

Третий режим работы установки подготовки нефти:

С-1: повысили давление в сосуде с 0,48 МПа до 0,54 МПа, температура снизилась до 17°C.

Результат: повысилась пропускная способность аппарата и благодаря снижению температуры потока на входе за счет ввода конденсата, снизился процент выноса легких углеводородов в составе отделяемого газа. Сепаратор достойно справляется с нагрузкой, но при увеличении добычи и объемов подачи конденсата стабильность его эффективной работы будет меняться в худшую сторону.

С-2: повысили давление в сосуде с 0,36 МПа до 0,41 МПа и температуры с 46°C до 49°C.

Результат: при повышении давления мы компенсировали переток жидкости между С-1 и С-2, а также снизили улетучивание легких углеводородов.

Повысили температуру меньше, чем в прошлых режимах, так как С-1 и С-2 практически полностью самостоятельно справляются с отделением ПНГ.

ОН-1: давление осталось 0,17 МПа, выросла температура с 43°C до 47°C.

Результат: рост температуры до 47°C не принес особых изменений в работе отстойника.

КС-1: повысили давление с 0,04 МПа до 0,08 МПа и температуру с 41°C до 44,5°C.

Результат: давление выросло за счет режима работы УУЛФ (контроль давления газа на входе компрессорной установкой). Температура поднята была еще до С-2 и соответственно отыграла на концевой ступени. Необходимость регулирования температуры не высоко, так как конденсат проходит смешивание и подготовку еще на первых ступенях сепарации. В потоке нефти отсутствуют признаки воды. Температура нефти на выходе составила 44,5°C.

По результатам исследований в программе HYSYS и проведении сравнения с лабораторными анализами, выведена таблица состава товарной нефти, поступающей в резервуарный парк от сепаратора КС-1(таб. 5).

На ней представлены все четыре режима работы, каждый из которых характеризуется своим компонентным составом, плотностью и давлением насыщенных паров.

Таблица 5 – Состав товарной нефти после КС-1

Состав товарной нефти, % об., после КС-1	До реконструкции	после реконструкции		
		Режим№1 (подача конденсата в ОН-1)	Режим№2 (подача конденсата в КС-1)	Режим№3 (подача конденсата в С-1)
Метан (CH ₄)	0.08	0.12	0.92	0.05
Этан (C ₂ H ₆)	0.2	2.12	2.93	0.21
Пропан (C ₃ H ₈)	1.43	2.73	3.59	2.15
Изо-Бутан (i-C ₄ H ₁₀)	1.87	1.96	2.97	2.24
Бутан (C ₄ H ₁₀)	3.4	3.59	3.59	4.02
Изо-Пентан (i-C ₅ H ₁₂)	4.28	4.12	4.46	4.71
Пентан (C ₅ H ₁₂)	4.93	3.86	3.25	4.37
Гексаны (C ₆ +)+ высшие	83.81	81.5	77.98	82.1
Температура, °С после КС-1	41	46	46	45
ДНП, кПа, после КС-1	65.8	65.9	67.9	65.1
Плотность при 20°C(кг/м3)	766.7	759.7	754.2	760.4

3 Обсуждение результатов

В работе произведено исследование и сравнение четырех режимов работы УПН:

- Режим работы до проведения реконструкции.
- Режим работы после реконструкции. Подача конденсата на вход ОН-1.
- Режим работы после реконструкции. Подача конденсата на вход КС-1.
- Режим работы после реконструкции. Подача конденсата на вход С-1.

Ниже представлены диаграммы попутного нефтяного газа (рисунок 3-3.1).

Первая диаграмма принадлежит выходу попутного нефтяного газа на ГКС. По ней видно, как изменилось соотношение легких и более тяжелых углеводородов.

При первом режиме: Повышение температуры в сепараторе С-2 снизило стабильность его работы. Вместе с легкими углеводородами на выход в газопровод направилась часть более тяжелых: пропан, бутан, пентан и гексан. Частично добавился гептан.

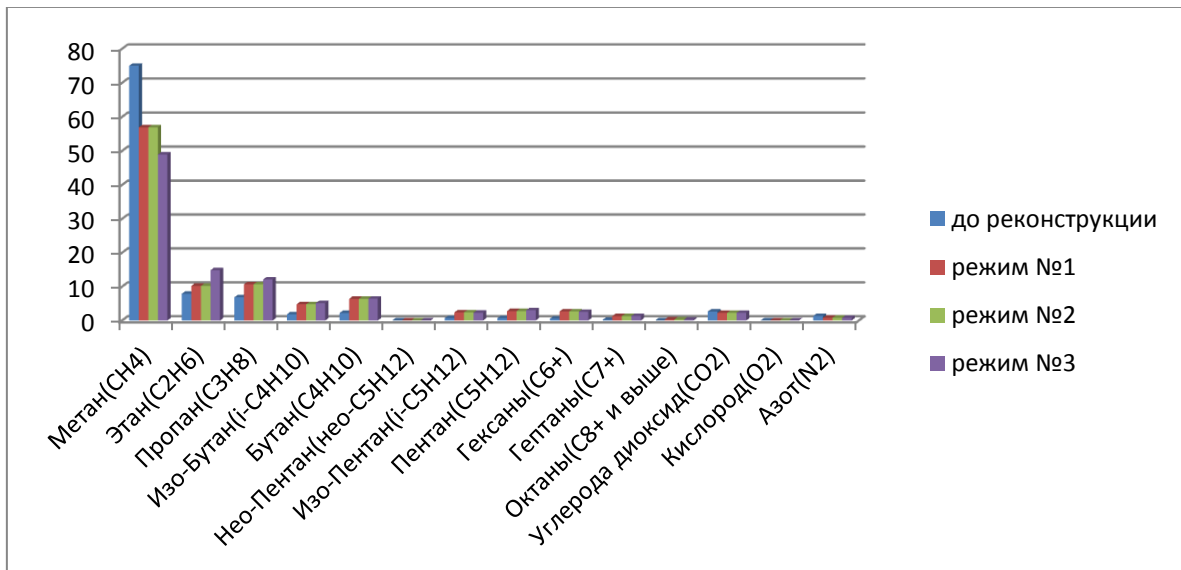


Рисунок 3 - Выход газа с ГС-1,2 на ГКС

Избежать повышения температуры в данном случае не представляет возможности, так как товарная нефть на выходе будет иметь большую насыщенность газами и перестанет соответствовать техническим нормам.

При втором режиме изменения в составе попутного нефтяного газа ничем не отличаются от первого режима, так как изменения произошли на другом потоке, который ни как не касается газа от ГС-1,2.

В третьем режиме происходят изменения, так как газовый конденсат подается до подогрева потока в печах. Поток стал более стабильным, взаимодействие компонентов уравнилось. Связано это с высокой пропускной способностью С-1 и С-2, а так же с снижением температуры на первой ступени сепарации.

На диаграмме выхода газа с КС-1 также прописаны все изменения.

В данном случае также можно сказать, что третий режим является самым подходящим в работе, сепараторы ОН-1 и КС-1 при его использовании не испытывают каких-либо нагрузок, при этом идет естественное отделение ПНГ при стабильном потоке. Первый и второй режим нарушают эту стабильность.

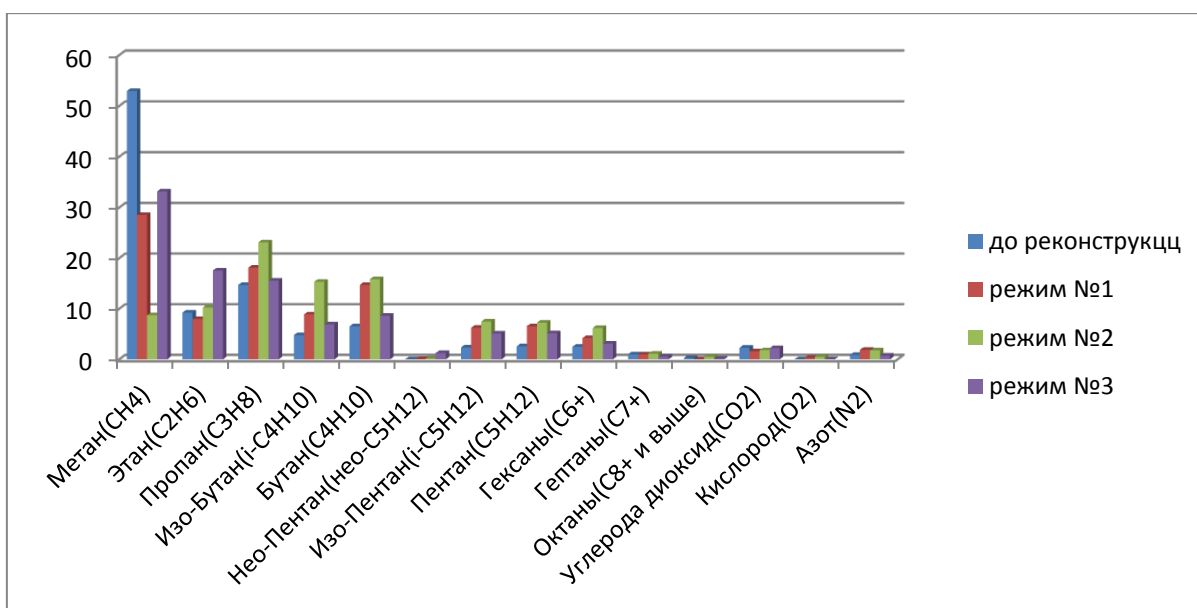


Рисунок 3.1 - Выход газа с КС-1 на УУЛФ .

Таким образом, изучив все три новых режима работы, мы можем охарактеризовать каждый.

Режим работы после реконструкции. Подача конденсата на вход ОН-1.

Режим работы является достаточно приемлемым. Несмотря на то, что конденсат повышает давление в ОН-1 и снижает стабильность его работы, товарная нефть представляется более легкой. Часть конденсата вновь попадает в газовый трубопровод на вход УУЛФ, в следствии чего наблюдается незначительная циркуляция легких фракций нефти. Товарная нефть становится частично обводненной из-за не стабильной работы ОН-1.

Режим работы после реконструкции. Подача конденсата на вход КС-1.

Этот режим работы не станет приемлемым, так как КС-1 является последней ступеней сепарации и подача в него конденсата делает товарную нефть не приемлемого качества. Дальнейшее повышение температур не возможно, поскольку снизится качество сепарированного ПНГ.

Режим работы после реконструкции. Подача конденсата на вход С-1.

Этот режим работы является достаточно приемлемым, так как конденсат подается еще на входе. Таким образом, нет смысла производить сильный нагрев смеси, С-1 и С-2 практически полностью справляются с отделением ПНГ, в составе которого лишь немного добавился конденсат.

В результате проделанной работы в программе HYSYS данный режим показал наилучшие результаты, однако есть и свой минусы:

- при увеличении промышленной добычи на месторождении от этого режима придется отказаться, так как увеличится поток газожидкостной смеси на входе С-1, которая значительно снизит стабильную работу сепаратора. Кроме того, увеличится и подача конденсата на вход С-1.

- при нестабильности работы нефтегазоконденсатного фонда скважин в осеннее-весенний период наблюдается резкое изменение температур и составов смеси на входе в С-1, а так же вынос гидратных пробок, что так же

будет создавать отрицательное влияние на качество работы первой ступени сепарации.

Таким образом, самым приемлемым режимом работы является: подача конденсата в ОН-1.

Все три новых режима работы плодотворно подействовали на товарную продукцию, хранящуюся в резервуарном парке: снизилась скорость выпадения парафинов. Это было выяснено в результате проведения наблюдений (рисунок 3.2).

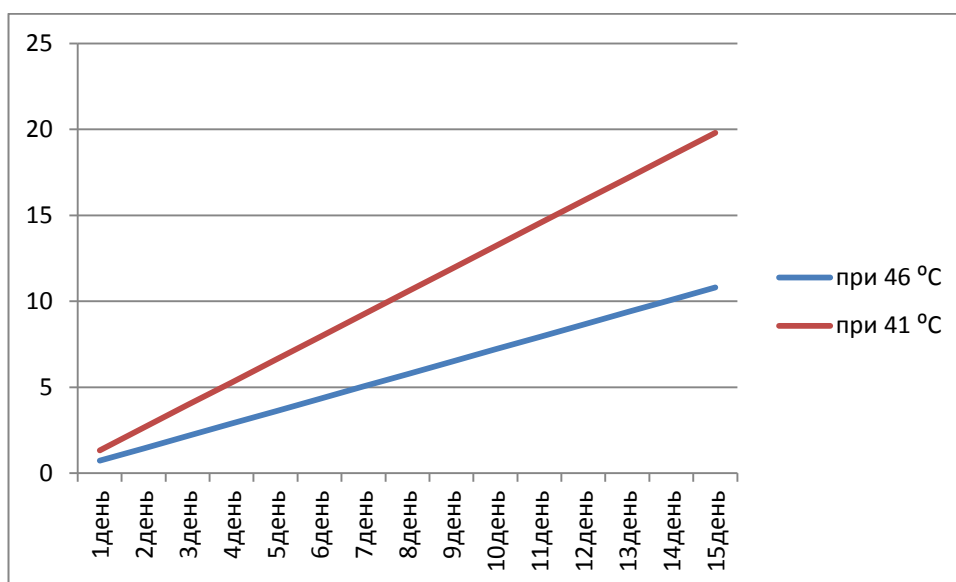


Рисунок 3.2- Скорость выпадения парафинов

В течении одних суток, при температуре 41 °C в товарном резервуаре выпадает 1,32м³ парафина, а при температуре 46 °C выпадает 0,72м³. Соответственно скорость выпадения при T= 41 °C будет равна 0,055м³/час, а при T= 46 °C будет равна 0,03м³/час.

4 Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

4.1 Макроэкономические показатели и расчет чистых цен УВС

Внутренняя цена нефти рассчитывается на узле учета нефти по методике, используемой во всех ведущих нефтяных компаниях, работающих на территории РФ. В соответствии с этой методикой, чистая цена на КУУ недропользователя (Netback) рассчитывается из цены на внешнем рынке путем вычитания величины экспортной пошлины и транспортных расходов. Макроэкономические показатели и расчет чистых цен представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Макроэкономические показатели и расчет чистых цен

Годы	Цена нефти Юралс	Транспорт от КУУН до порта (трубопроводный)	Таможенная пошлина на нефть сырую	Коэффициент перевода из тонн в баррели	Обменный курс	Экспортный нетбэк на нефть сырую	Цена на газ на внутреннем рынке (без НДС)
	долл./барр.	руб./т	руб./т	барр./т	руб./долл.	руб./т	руб./1000 м ³
2017	41,6	2 855	4 394	7,3	67,1	13 110	1 823
2018 и т.д.	41,6	2 855	4 394	7,3	67,1	13 110	1 823

Величина транспортных расходов при экспортной реализации на участке «НПС Раскино – порт Козьмино (Приморск)» рассчитывается в соответствии с Приказом Федеральной антимонопольной службы (ФАС России) № 1825/16 от 23.12.2016 г. Показатели экономической эффективности разработки Северо-Останинского месторождения определены в условиях действующей налоговой системы. Цена на газ представляет собой ожидаемую стоимость поставки газа сторонним потребителям в 2017 году по данным пользователя недр. Расчеты выполнены в реальных ценах без учета инфляции.

Финансирование проекта предполагается за счет собственных средств недропользователя.

4.2 Система налогов и платежей

Недропользователь выплачивает все налоги, предусмотренные действующим законодательством РФ, с учетом поправок, вступивших в силу на момент расчетов. В таблице 7 представлен перечень налогов и платежей, включенных в экономическую оценку вариантов разработки, и показан порядок их расчета.

Таблица 7 – Основные налоги Российской Федерации для нефтегазодобывающих предприятий

Вид налога	Ставка налога и база начисления
1	2
<i>Налоги, относимые на себестоимость</i>	
1. Налог на добычу полезных ископаемых	<p>Расчетная ставка: Нефть 2017 г. – 6 584 руб. за тонну; 2018 г. – 6 635 руб. за тонну; 2019 г. – 6 706 руб. за тонну; с 2020 г. – 6 278 руб. за тонну.</p> <p>Налоговая ставка 919 – с 2017 г. умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть – $K_{Ц}$. Полученное произведение уменьшается на величину показателя D_M, характеризующего особенности добычи нефти.</p> <p>$K_{Ц} = (Ц - 15) * P / 261$, где $Ц$ – средний за налоговый период уровень цен нефти «Юралс» в долларах США за баррель; P – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю, устанавливаемого Центральным банком РФ;</p> <p>$D_M = K_{НДПИ} * K_{Ц} * (1 - K_B * K_3 * K_Д * K_{ДВ} * K_{КАН}) - K_K$, где $K_{НДПИ}$ равно 559 – с 1 января 2016 г. K_K равно 306 – с 1 января по 31 декабря 2017 г., 357 – с 1 января по 31 декабря 2018 г., 428 – с 1 января по 31 декабря 2019 г., 0 – с 1 января 2020 г. $K_B = 3,8 - 3,5 * N / V$, где N – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (включая потери при добыче) по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода; V – начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов всех категорий на 1 января 2006 года и накопленной добычи с начала разработки конкретного участка недр в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых на 1 января 2006 года..</p> <p>В случае, если степень выработанности запасов не превышает 0,8, то коэффициент K_B принимается равным 1, если степень выработанности запасов превышает 1 коэффициент K_B принимается равным 0,3;</p> <p>В случае, если величина начальных извлекаемых запасов нефти (V_3) по конкретному участку недр меньше 5 млн. тонн и степень выработанности запасов ($C_{В3}$) конкретного участка недр, меньше или равна 0,05, коэффициент K_3 рассчитывается по формуле: $K_3 = 0,125 * V_3 + 0,375$</p>

	<p>Коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти (K_d), принимается:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) равным 0,2 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 метров; 2) равным 0,4 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров; 3) равным 0,8 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых; 4) равным 1 - при добыче нефти из прочих залежей углеводородного сырья, характеристики которых не соответствуют характеристикам стикам, указанным в подпунктах 1 - 3. <p>Коэффициент K_d в размере, установленном подпунктами 1 - 3, применяется до истечения 180 налоговых периодов, начинающихся с 1 января года, в котором степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья превысила 1 процент. По истечении указанного срока значение коэффициента принимается равным 1.</p> <p>Степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья для целей расчета коэффициентов K_d и $K_{дв}$ рассчитывается налогоплательщиком в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода</p> <p>В случае, если значение коэффициента K_d для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов указанной залежи углеводородного сырья больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент $K_{дв}$ рассчитывается по формуле:</p> $K_{дв} = 3,8 - 3,5 * N_{дв} / V_{дв}, \text{ где}$ <p>$N_{дв}$ - сумма накопленной добычи нефти по конкретной залежи углеводородного сырья (включая потери при добыче) в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;</p> <p>$V_{дв}$ - начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов всех категорий на 1 января года, предшествующего году налогового периода, и накопленной добычи с начала разработки конкретной залежи углеводородного сырья в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;</p> <p>В случае, если значение коэффициента K_d для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов не превышает 0,8, то коэффициент $K_{дв}$ принимается равным 1, если степень выработанности запасов превышает 1 коэффициент K_B принимается равным 0,3;</p> <p>Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти ($K_{КАН}$), принимается равным 1. В отношении нефти вязкостью более 200 мПа·с и менее 10 000 мПа·с (в пластовых условиях), а также нефти на участках недр, расположенных полностью или частично в том числе в границах Республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского края, в Азовском, Каспийском, Черном, Охотском морях и некоторых других участках недр, коэффициент $K_{КАН}$ принимается равным 0 при соблюдении определенных условий.</p>
--	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

2. Страховые взносы	Всего 2017-2019 гг. – 30 %. С 2020 г. – 34% от начисленной суммы ФОТ, в том числе:
- пенсионный фонд	2017-2019 гг. – 22 %, с 2020 г. – 26% от начисленной суммы фонда оплаты труда (но не более 876 тыс. руб./чел. в год)
- фонд социального страхования	2,9 % от начисленной суммы фонда оплаты труда (но не более 755 тыс. руб./чел. в год)
- фонд медицинского страхования	5,1 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
3. Страхование от несчастного случая	0,5 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
4. Прочие налоги	Взяты по фактическим данным ОАО «Томскнефть» ВНК за 2016 год по Северо-Останинского месторождения и составляют 529 тыс. руб.
<i>Налоги, относимые на выручку от реализации и финансовый результат</i>	
1. Экспортная пошлина	С 2017г. – 4 394 руб. за тонну (при сложившейся за предшествующий месяц средней ценой нефти сырой марки «Юралс» в долларах США за тонну менее 109,5 доллара США – 0 %, при превышении за предшествующий месяц сложившейся средней цены нефти сырой марки «Юралс» 109,5 доллара США за тонну, но не более 146 долларов США за тонну (включительно) – 35 % от разницы; свыше 146, но не более 182,5 доллара США (включительно) – в размере 12,78 доллара за тонну и 45 % от разницы, свыше 182,5 доллара США – 29,2 доллара за тонну и с 2017 г. – 30% от разницы,).
2. Налог на имущество предприятий	2,2 % от стоимости основных фондов.
3. Налог на прибыль	20% от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов.

4.3 Расчет затрат на производство продукции

Эксплуатационные затраты рассчитаны в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями вариантов разработки на основе фактических издержек на добычу нефти за 2016 г. сложившиеся по Северо-Останинскому месторождению.

Себестоимость определена в разрезе следующих статей:

- электроэнергия на извлечение жидкости;
- искусственное воздействие на пласт;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- технологическая подготовка нефти;
- расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования;
- общехозяйственные и общепроизводственные затраты;
- налоги и платежи, относимые на себестоимость;
- амортизационные отчисления.

Энергетические затраты по извлечению нефти рассчитаны в соответствии с прогнозным расчетом объемов механизированного подъема жидкости.

Расходы на искусственное воздействие на пласт складываются из затрат на закачку рабочего агента и затрат на обслуживание нагнетательных и скважин.

Расходы на сбор и транспорт нефти и газа рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости и газа и затрат по этим статьям калькуляции.

Расходы на технологическую подготовку нефти и газа рассчитываются в зависимости от объема добываемой нефти и газа и затрат по этим статьям калькуляции.

Расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования определяются в зависимости от действующего фонда нефтяных скважин и включают в себя, затраты на содержание и эксплуатацию оборудования,

капитальный ремонт, а также заработную плату (основную и дополнительную) промышленно-производственного персонала и соответствующие страховые взносы во внебюджетные фонды.

Общехозяйственные и общепроизводственные затраты включают в себя прочие производственные затраты на сбор и транспорт нефти и газа, на технологическую подготовку нефти, цеховые расходы и определяются в зависимости от действующего фонда нефтяных скважин. Также по данной статье отражаются административно-управленческие расходы, рассчитываемые в зависимости от добычи нефти.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из классификации основных средств по амортизационным группам и срока полезного использования.

Исходные данные для расчета текущих затрат, отнесение затрат к условно-постоянным и условно-переменным, а также определение себестоимости действующего производства представлены в таблице 8 и табличных приложениях.

Таблица 8 – Структура и расчет текущих затрат по статьям калькуляции

Статья затрат калькуляции	Удельные нормативы	Итого затрат в год, тыс. руб.	
		До реконструкции	После реконструкции
Энергия на извлечение жидкости			
условно-переменные, руб./т. жид.	43,0	50 675,8	50 675,8
Расходы по искусств. возд. на пласт			
условно-постоянные, тыс. руб./НФС	476,6	4 766,1	4 766,1
условно-переменные, руб./м ³	28,9	34 105,0	34 105,0
Расходы по сбору и транспортировке (нефть)			
условно-постоянные, тыс. руб./ДФС	376,3	11 289,8	11 289,8
условно-переменные, руб./т. жид.	38,2	45 005,4	45 005,4
Расходы по сбору и транспортировке (газ)			
условно-постоянные, тыс. руб./ДФС	214,2	6 425,8	6 425,8
условно-переменные, руб./м ³	33,5	5 934,8	5 934,8
Расходы по техн. подготовке (нефть)			
условно-постоянные, тыс. руб./ДФС	381,1	11 431,8	11 431,8
условно-переменные, руб./т. Нефти	79,8	62 075,8	62 075,8
Расходы по техн. подготовке (газ)			
условно-постоянные, тыс. руб./ДФС	853,5		25 603,6
условно-переменные, руб./1000м ³	513,2		90 919,4
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования			

условно-постоянные, тыс. руб./ДФС	2 148,2	64 445,6	64 445,6
Капитальный ремонт			
условно-постоянные, тыс. руб./ДФС	548,4	16 452,9	16 452,9
Общехозяйственные расходы			
условно-постоянные, тыс. руб./ДФС	1 772,2	53 166,8	53 166,8
Управленческие расходы			
условно-переменные, тыс. руб./т. Нефти	223,3	173 641,3	173 641,3
Зарплата ППП			
условно-постоянные, тыс. руб. /чел.- год	1 157,1	92 567,1	92 567,1
Прочие налоги (налог на землю, штрафы за УПНГ) в год, тыс. руб.	529,4	529,4	529,4
Итого, тыс. руб.		632 513,3	749 036,3
Себестоимость добычи 1 тун (текущие затраты+страховые взносы+налоги)*, руб./т		6 582,9	6 824,5

*Расчет страховых взносов и налогов, входящих в себестоимость представлен в табличных приложениях

Для расчета годовой величины текущих затрат при оценке действующего и производства при внедрении на УПН газокompрессорной станции, использовались технологические показатели, представленные в таблице 9.

Таблица 9 – Прогнозные годовые показатели разработки месторождения

Технологические показатели	ед. изм.	Значение
добыча нефти	тыс. т	778
добыча жидкости	тыс. т	1178
добыча газа	млн. м ³	177
закачка воды	тыс. м ³	1178
добывающие скв.	шт.	30
нагнетательные скв.	шт.	10

Структура эксплуатационных затрат до и после ввода ГКС представлена на рисунках 4- 4.1.

Структура эксплуатационных затрат

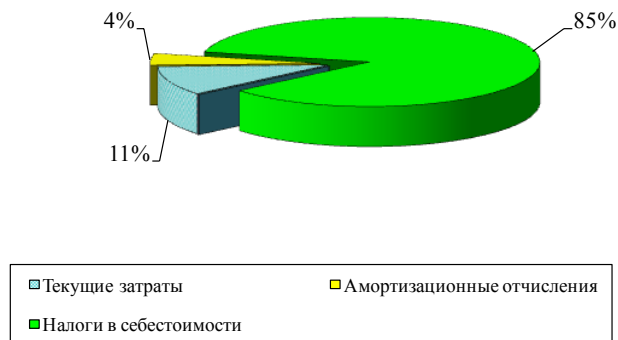


Рисунок 4 – Структура эксплуатационных затрат до ввода ГКС

Структура эксплуатационных затрат

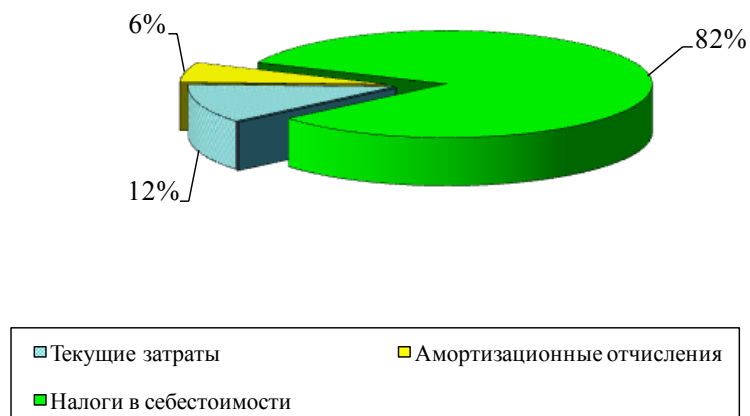


Рисунок 4.1 – Структура эксплуатационных затрат после ввода ГКС

После ввода ГКС появились дополнительные затраты на подготовку газа и обслуживание газовой инфраструктуры. Вследствии этого себестоимость 1 тонны условного топлива возросла.

4.4 Анализ безубыточности

Цель анализа – определение точки безубыточности, т.е. минимального объема продаж, начиная с которого предприятие не несет убытков. В точке безубыточности выручка от продажи продукции ($B_{пр}$) равна общим затратам на производство и реализацию продукции:

$$B_{пр} = \text{Изд. пост} + \text{Изд. пер}$$

Определение точки безубыточности по действующему производству:

$$Q_{кр.} = \frac{\text{Изд. пост}}{C_{гп} - \text{Изд. пер гп}} = \frac{207908}{13110 - 7177} = 35, \text{ тыс. тонн,}$$

где $C_{гп}$ – цена единицы готовой продукции (1 тонны);

$\text{Изд.}_{гп}$ – удельные переменные издержки (сумма переменных издержек, рассчитанных в таблице 9 на единицу готовой продукции – 1 тонну нефти).

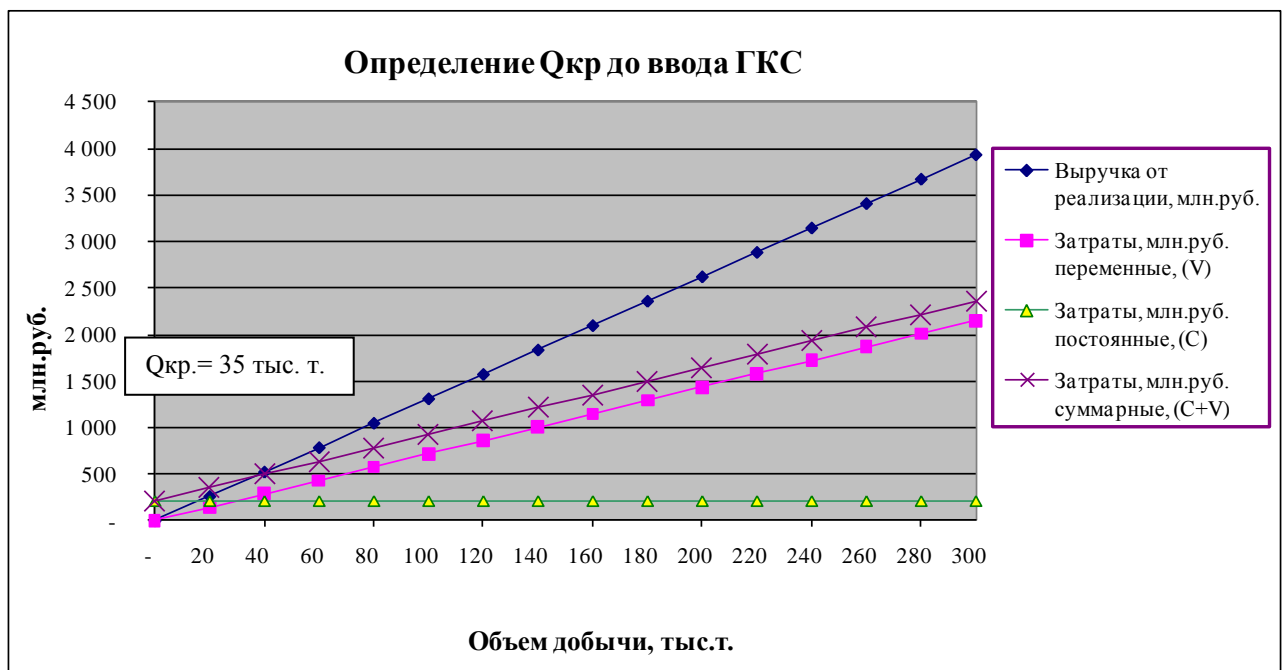


Рисунок 4.2 – Точка безубыточности до ввода ГКС

Определение точки безубыточности при эксплуатации ГКС:

$$Q_{кр.} = \frac{Изд_{пост}}{Ц_{ГПП} - Изд_{перГПП}} = \frac{286679}{13110 - 7431} = 51, \text{ тыс. тонн,}$$

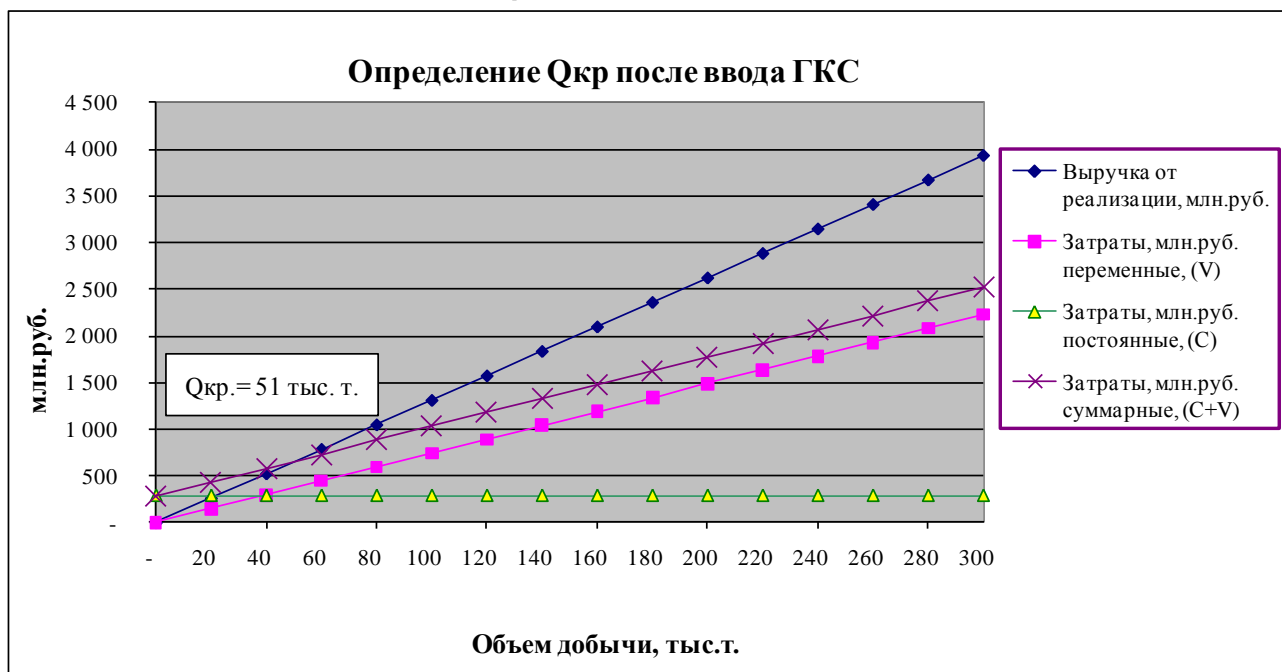


Рисунок 4.3 – Точка безубыточности после ввода ГКС

Доля условно-постоянных затрат увеличилась, что привело к росту критического объема добычи нефти, при котором предприятие не получает прибыли и не несет убытков.

Запас финансовой прочности можно выразить разницей добычи нефти фактической и рассчитанным критическим объемом. Даже при внедрении ГКС в технологическую схему обустройства месторождения запас прочности составит $778 - 51 = 727$ тыс. тонн. или $727 * 13110 / 1000 = 9531$ млн. руб.

4.5 Определение потребности в инвестициях в проектном году

Капитальные вложения определяются по следующим направлениям: оборудование, не входящее в сметы строек и промышленное обустройство при расчете эффекта от ввода ГКС.

Затраты на оборудование не входящее в сметы строек рассчитаны исходя из средней стоимости оборудования и составляют 383 тыс. руб на 1 скважину действующего механизированного фонда.

Капитальные вложения на строительство ГКС были рассчитаны по смете затрат на строительство ГКС для Юрубчено-Тохомского месторождения, исходя из требуемой производственной мощности для Северо-Останинского месторождения. В расчете применены индексы Межрегионального сборника коэффициентов пересчета сметной стоимости строительно-монтажных работ по субъектам РФ (выпуск №3). Учтены непредвиденные затраты в размере 3%, согласно МДС81-35.2004. Расчет представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет стоимости оборудования

Наименование оборудования	Строительно-монтажные работы, тыс. руб.	Стоимость оборудования, тыс. руб.	Прочие работы, тыс. руб.	Первоначальная стоимость, тыс. руб.
Газокомпрессорная станция	301 144	1 557 745	548 533	2 479 645

Структура капитальных вложений представлена на рисунке 4.4. Динамика капитальных вложений представлена в таблице 11.

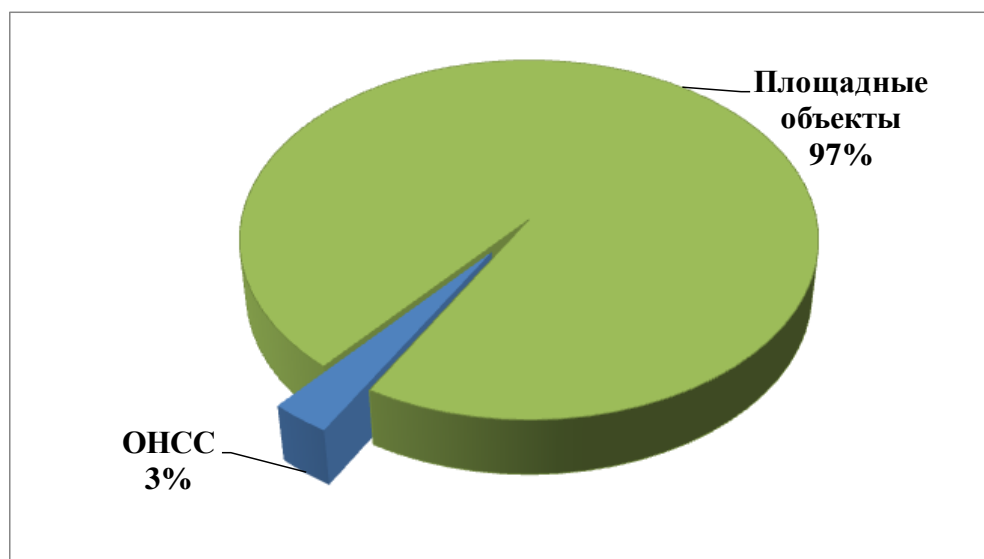


Рисунок 4.4 – Структура капитальных вложений

Таблица 11 – Динамика капитальных вложений, млн. руб.

Показатель	Всего	2017	2018	2019	2020	2021
1. Площадные объекты	2 479,6	2 479,6	-	-	-	-
- ГКС	2 479,6	2 479,6	-	-	-	-
2. ОНСС	76,5	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3
ИТОГО CAPEX	2 556,2	2 494,9	15,3	15,3	15,3	15,3

4.6 Расчет экономической эффективности инновационного проекта

Технико-экономические и инвестиционные показатели рассчитаны на период 5 лет с целью вычисления экономического эффекта от инвестиционного проекта внедрения ГКС на Северо-Останинском месторождении. Сопоставление показателей представлено в таблице 12 и на рисунке 4.6.

Таблица 12 – Сопоставление технико-экономических показателей до и после ввода ГКС

Показатели	до ввода ГКС	после ввода ГКС
Проектный срок разработки, лет	5	5
Проектная добыча нефти, тыс.т.	3 888	3 888
Проектная добыча газа, млн.м3.	886	886
Капитальные вложения, млн.руб.	77	2 556
в том числе:		
-на обустройство месторождения	0	2 480
-оборудование не входящее в сметы строек	77	77
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	30 090	32 065
в том числе:		
-текущие затраты	3 160	3 743
-отчисления и налоги в себестоимости	25 658	26 389
-амортизация	1 272	1 933
Выручка от реализации продукции, млн.руб.	50 969	52 514
Прибыль после выплаты налогов, млн.руб.	16 703	16 359
Поток наличности, млн.руб.	13 221	15 737
Срок окупаемости по не дисконт. потоку, лет	окуп. в год вложения	окуп. в год вложения
Доход государства (налоги и платежи), млн.руб	34 511	30 479
Коэффициент дисконтирования 20%		
Дисконтированный поток наличности, млн.руб.	9 411	10 516
Индекс доходности дисконт. Затрат (PIE), доли ед.	1,35	1,39
Индекс доходности дисконтирован. инвестиций (PI), доли ед.	---	5,15
Срок окупаемости капитальных вложений, годы		0,7

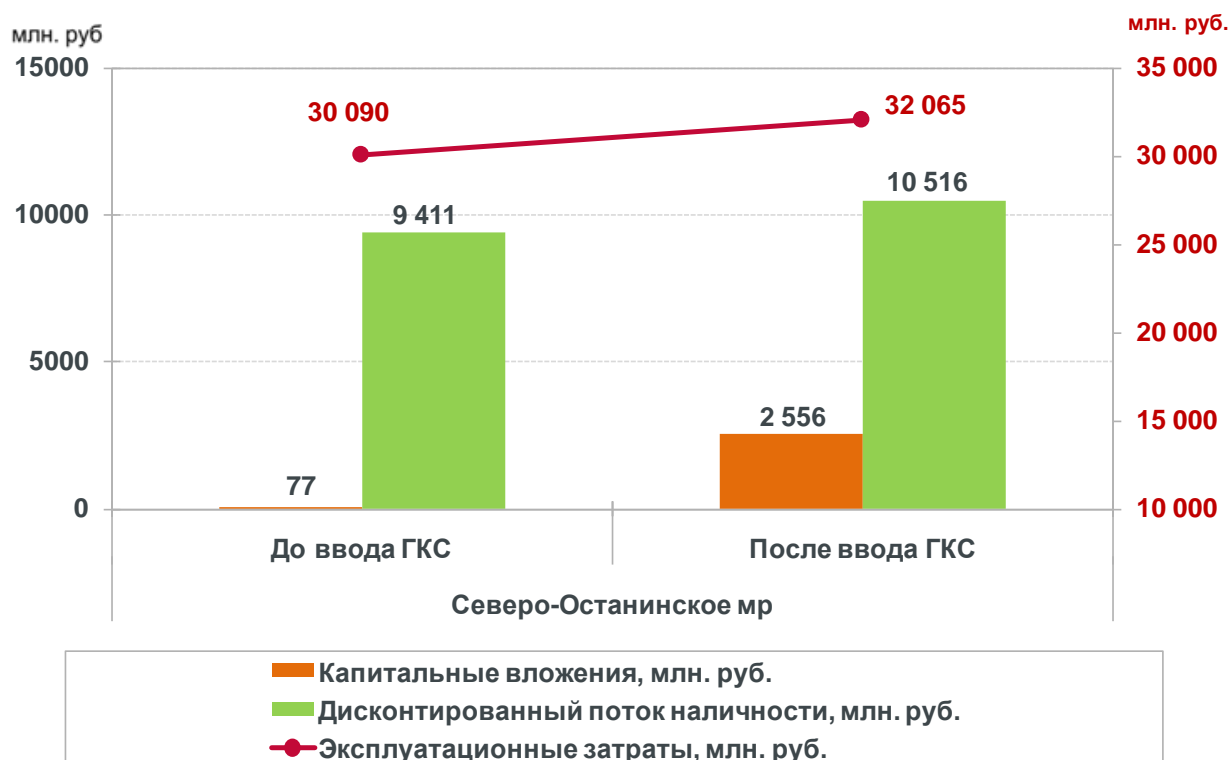


Рисунок 4.6 – Сопоставление технико-экономических показателей до и после ввода ГКС

Внутренняя норма рентабельности не рассчитывается, т.к. за весь период оценки денежный поток имеет положительное значение. Инвестиции окупаются в первый год вложения, т.к. действующее производство приносит недропользователю большую прибыль, достаточную чтобы окупить затраты в первый год. Расчет денежного потока после ввода в эксплуатацию ГКС представлен в таблице 13 и на рисунке 4.7.

Таблица 13 – Сопоставление технико-экономических показателей до и после ввода ГКС

Наименование показателя	Годы				
	1	2	3	4	5...
1. Объем продаж нефти и ГК, тыс. т.	778	778	778	778	778
2. Объем продаж газа, тыс. м3	169 514	169 514	169 514	169 514	169 514
3. Цена 1 тонны, тыс. руб.	13,110	13,110	13,110	13,110	13,110
4. Цена 1 тыс. м3, тыс. руб.	1,823	1,823	1,823	1,823	1,823
5. Выручка от продажи, тыс. руб. (1*3+2*4)	10 502 799	10 502 799	10 502 799	10 502 799	10 502 799
6. Суммарные издержки, тыс. руб.	6 065 089	6 154 171	6 200 548	5 861 654	5 852 689
6.1. Условно-переменные издержки, тыс. руб.	5 778 410	5 867 492	5 913 869	5 574 975	5 566 010
6.2. Условно-постоянные издержки, тыс. руб.	286 679	286 679	286 679	286 679	286 679
7. Амортизация здания, тыс. руб.	248 309	248 309	248 309	248 309	248 309
8. Амортизация оборудования, тыс. руб.	-	168 370	171 431	174 492	177 553
9. Прибыль до вычета налогов, тыс. руб. (5-6)	4 189 401	3 931 949	3 882 511	4 218 344	4 224 248
10. Налог на прибыль, тыс. руб.	837 880	786 390	776 502	843 669	844 850
11. Чистая прибыль, тыс. руб. (9-10)	3 351 521	3 145 559	3 106 008	3 374 675	3 379 399
12. Амортизация, тыс. руб. (7+8)	248 309	416 680	419 741	422 801	425 862
13. Чистый денежный поток от операционной деятельности, тыс.руб. (11+12)	3 599 830	3 562 239	3 525 749	3 797 477	3 805 261
14. Чистый дисконтированный доход (i=20%)	1 105 305	2 956 132	2 438 103	2 189 002	1 827 923

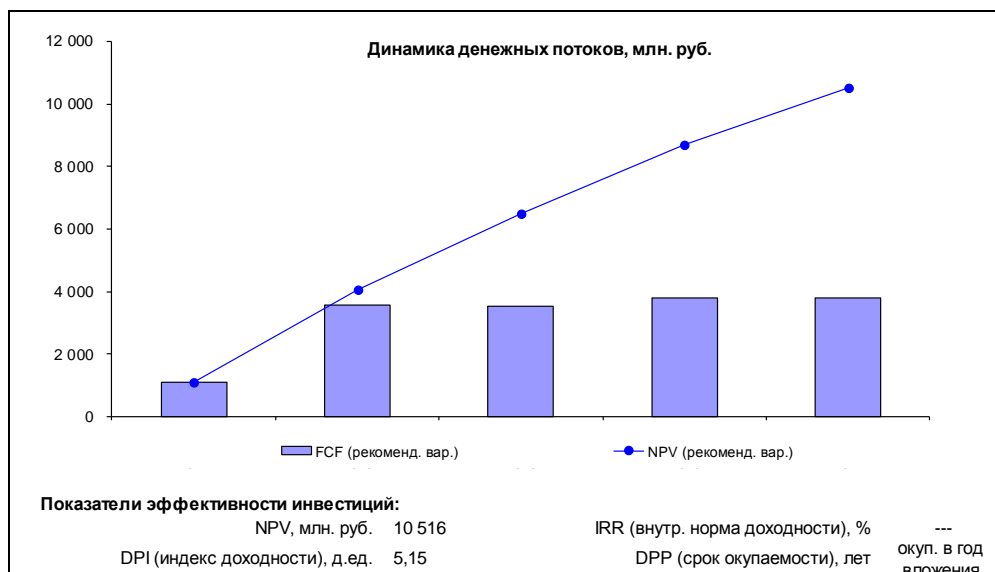


Рисунок 4.7 – Динамика денежного потока после ввода ГКС

В результате строительства ГКС обеспечивается требуемая степень использования газа 95%. Предприятие не платит штрафы, а получает дополнительную прибыль от реализации подготовленного газа сторонним потребителям по рыночной стоимости. Рост дохода недропользователя отражен в структуре выручки (рисунок 4.8-4.9), полученной при действующем производстве и в случае реализации инвестиционного проекта строительства ГКС на Северо-Останинском месторождении.

Структура выручки

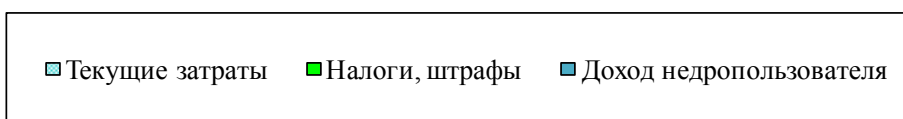
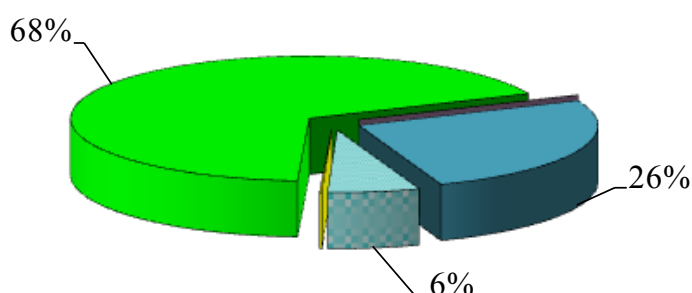


Рисунок 4.8 – Структура выручки до ввода ГКС

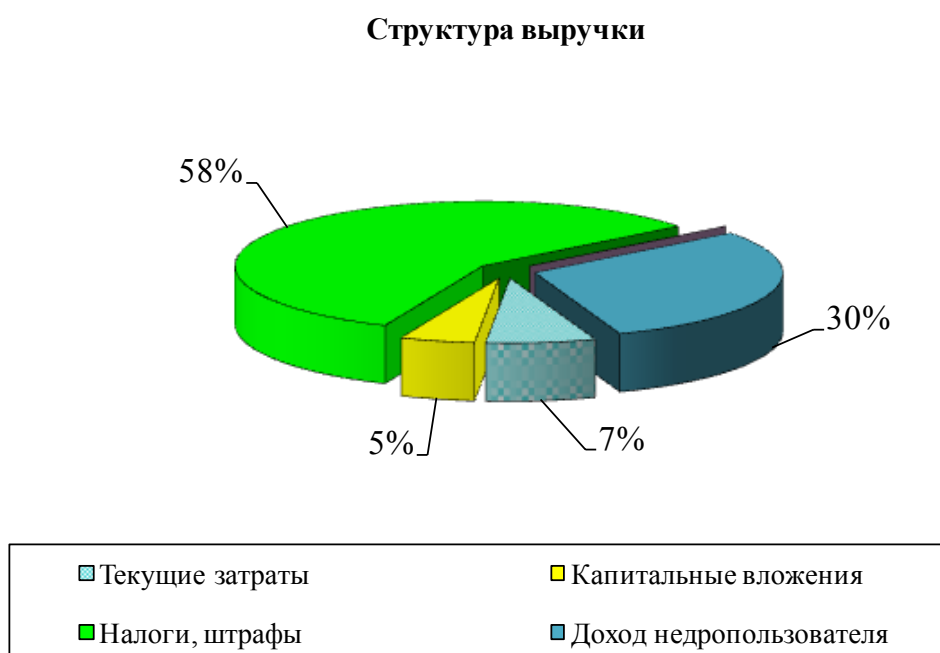


Рисунок 4.9 – Структура выручки после ввода ГКС

Расчеты капитальных вложений, эксплуатационных затрат, прибыли от реализации, потока наличности и отчислений государству при действующем производстве и при изменении технологической схемы и подготовки углеводородов на Северо-Останинском месторождении представлены в табличных приложениях.

4.7 Выводы экономической оценки

Эффект от реализации нового проекта выражен не только в получении дополнительной прибыли в размере 1 106 млн. руб. за 5 лет эксплуатации ГКС, но и в снижении рисков увеличения штрафных санкций со стороны государства из-за невыполнения лицензионных обязательств и положений действующего законодательства и экономии на штрафах за сверхнормативное сжигание газа на факельных установках в размере 936 млн. рублей в год, а так же в социально-экономической пользе обществу, путем предоставления новых рабочих мест.

5 Раздел «Социальная ответственность»

5.1 Ответственность при выполнении работ на установке подготовки нефти

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров [12].

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: прием нефтегазоводяной смеси, подготовка нефти до товарного вида, утилизация подтоварной воды и попутного нефтяного газа, подача товарной нефти в нефтепровод. Работы выполняются круглогодично.

В административном отношении Северо-Останинское нефтяное месторождение находится в Парабельском районе Томской области. В орографическом отношении район представляет собой заболоченную равнину. Климат района континентальный, с суровой продолжительной зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха в среднем составляет зимой минус 20 – минус 25 °С, летом плюс 15 – плюс 20 °С.

Профессиональная социальная безопасность

Выполнение данного вида работ сопровождается следующими вредными и опасными факторами, приведенными в таблице 14

Таблица 14 – 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
1. Сливноналивные операции в резервуарных парках и автоналивных эстакадах; 2. Работы в емкостях, аппаратах и колодцах; 3. Установка и снятие заглушек; 4. Работы в местах возможного обитания медведей.	1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу 2. Отклонения показателей климата на открытом воздухе 3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны 4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	1. Статическое электричество 2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке	ГОСТ 12.1.038-82[2] ГОСТ 12.1.005-88[3] СанПиН 2.2.4.548-96[4] ГОСТ 12.1.038-82[5] ГОСТ 12.1.004-91[6] ГОСТ 12.1.007-76[7] ГОСТ 12.1.008-76[8]

5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

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

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.

Таблица 15 – Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства [13]

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно-допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны мг/м ³ (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 СНПХ	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40

Деэмульгатор-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;
- рукавицами брезентовыми;
- плащом непромокаемым;
- на наружных работах зимой дополнительно:
- курткой хлопчатобумажной на утепляющей прокладке;
- брюками хлопчатобумажными на утепляющей прокладке;

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.

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

б) Работы во взрывоопасных и пожароопасных местах должны производиться инструментом, исключающим искрообразование.

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

Отклонения показателей климата на открытом воздухе.

Согласно НТД при нормировании параметров климата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной $+10^{\circ}\text{C}$ и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше $+10^{\circ}\text{C}$. 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 IIa 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 IIб 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.

Согласно Постановлению от 11.02.2011 г. №29а [9] работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях (таблица 16).

Таблица 16 – 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

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.

Таблица 17 – 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 12В 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 противогаса, 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 противогаса 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 12В, 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).

5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)

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

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.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Пожарная и взрывная безопасность

Категории зданий, помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно НПБ 105-03[22] приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных установок

№ пп	Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрыво-пожарной и пожарной опасности	Степень огнестойкости здания	Классификация помещений и наружных установок по ПУЭ[]	
				Класс взрыво-опасной зоны	Категория и группа взрыво-опасных смесей
1	Площадка узла подключения	A _H	-	B-1г	ПА-Т1 ПА-Т3
2	Площадка подогревателей	A _H	-	B-1г	ПА-Т1 ПА-Т3
3	Технологическая площадка	A _H	-	B-1г	ПА-Т1 ПА-Т3
4	Блок УПТГ	A	III	B-1a	ПА-Т1 ПА-Т3
5	Резервуарный парк	A _H	-	B-1г	ПА-Т1 ПА-Т3
6	Насосная внешней и внутренней перекачки с узлом учета	A	II	B-1a	ПА-Т3
7	Насосная метанола	A	IV	B-1a	ПА-Т2
8	Емкости подземные аварийные и дренажные	A _H	-	B-1г (укрытие насоса- B-1a)	ПА-Т1 ПА-Т3
9	Площадки факелов Верх факельного ствола ВД и НД	A _H Г	- -	B-1г -	ПА-Т1 ПА-Т3 -
10	Площадка слива-налива нефти	A _H	-	B-1г	ПА-Т3
11	Блок дозировки реагента	A	IV	B-1a	ПА-Т3
12	Склад химреагентов	A _H	-	B-1г	ПА-Т3
13	Резервуары метанола	A _H	-	B-1г	ПА-Т2

Возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте:

- наличие легковоспламеняющихся 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 вследствие 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 оперативная 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.

Экологическая безопасность

Таблица 19 – 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	Отправление отходов на полигон ОАО «Полигон» г. Томск
	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 принимаем ориентировочный размер санитарно-защитной зоны.

Таблица 20 – 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 с высоким содержанием летучих углеводородов

Законодательное регулирование проектных решений

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.[25]

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

- Конституция Российской Федерации;
- Закон Российской Федерации «О недрах»;

- «Правила охраны недр»;
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Кроме указанных выше нормативно-правовых актов федерального уровня недропользователь должен в своей хозяйственной деятельности руководствоваться нормативно-правовыми актами Томской области, направленными на охрану недр.

Заключение

Основной целью работы было проведение исследований и поиска оптимального режима ведения технологического процесса.

В данной дипломной работе были вынесены на обсуждение четыре режима работы УПН.

Первый режим являлся достаточно возможным для качественной подготовки товарной нефти, но не являлся эффективным в целом, так как отделяемый ПНГ практически полностью сжигался на факельных установках УПН.

Рассмотренные три новых предложенных режима работы, показали по своему каждый свою техническую эффективность.

Первый режим работы явился достаточно приемлемым, благодаря подачи конденсата в участок, где большая часть газа ранее отделилась. Подача конденсата осуществляется под слой водяной подушки, которая за счет своего достаточного объема и плотности воды, частично успокаивает поток конденсата. Тем не менее, при этом режиме наблюдается небольшой вынос воды в КС-1. На качестве товарной продукции это не как не сказывается, так как «недоготовленная» нефть будет проходить свою конечную обработку в резервуарном парке.

Второй режим работы является нестабильным и соответственно не приемлемым для его реального применения. Подача конденсата в КС-1 снизила стабильность его работы и соответственно качество товарной нефти. Нефть стала более газированной и перестала соответствовать нормативным требованиям, при сдаче углеводородного сырья.

Третий режим работы является приемлемым, он требует меньших повышений температур на УПН и благодаря этому снижает расход попутного нефтяного газа на собственные нужды месторождения. У этого режима тоже существуют свои минусы:

1. При изменениях работы фонда добычи, есть вероятность снижения стабильности в работе первой ступени сепарации, в следствии чего возможен проскок большого количества конденсата в газовый трубопровод.
2. При постепенном увеличении добычи фонда скважин, со временем, этот режим станет не приемлемым, так как вырастит нагрузка на С-1 как газожидкостной смеси, так и возвращаемого в технологический процесс конденсата. Появится необходимость в переключении или разделении потока конденсата, или даже в строительстве второй очереди установки подготовки нефти.

Все три режима работы принесли одну общую технологическую пользу - снизилась скорость выпадения парафинов в товарном резервуаре. Это очень важно, так как выключение резервуара из технологической цепочки и освобождение его от отложений, осуществляется практически в два раза легче, что значительно снижает человеческие трудозатраты.

Все три режима показали снижение плотности товарной нефти, благодаря поступающему конденсату в резервуарный парк.

В экономическом плане разницы в новых трех режимах практически нет, основной эффект создается за счет рационального использования природных ресурсов и экономии денежных средств от выплаты штрафов, при снижении сжигания ПНГ. Благодаря повышению температуры на УПН и снижению скорости выпадения парафинов появилась возможность снизить расход ингибитора парафиноотложений и таким образом немного сэкономить.

В проделанной работе нам удалось отразить все необходимые ключевые моменты предложенных режимов работы, провести их сравнение между собой, описать их и сделать выводы о эффективности и пригодности каждого отдельно.

Список используемой литературы

1. Соловьянов А.А. Попутный нефтяной газ. Технология добычи, стратегии использования: учеб. пособие / А.А. Соловьянов, В.В. Тетельмин, В.А. Язев. – Долгопрудный: Издательский Дом «Интеллект», 2013. – 208 с.
2. Стратегия использования попутного нефтяного газа в Российской Федерации / А.А. Соловьянов [и др.]. – М.: ЗАО Редакция газеты «Кворум», 2008. – 320 с.
3. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов: учеб. пособие / Е.П. Запорожец [и др.]. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2012. – 620 с.
4. Арнольд К. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки газа. Промысловая подготовка углеводородов : пер. с англ. / К. Арнольд, М. Стюард. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 630 с.
5. Арнольд К. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки нефти. Промысловая подготовка углеводородов : пер. с англ. / К. Арнольд, М. Стюард. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2011. – 776 с.
6. Методическое пособие по программе подготовки студентов технологических дисциплин работа в среде «HYSYS» / В.А. Будник. – Салават: 2010. – 80 с.
7. Тронов В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти / В.П. Тронов – Казань: «Фэн», 2002. – 408 с.
8. Савватеев Н.Ю. Сокращение потерь углеводородов при промышленной подготовке нефти к магистральному транспорту: автореф. дис. канд. техн. наук. – Тюмень, 2002. – 25 с.
9. Синайский Э.Г. Сепарация многофазных многокомпонентных систем / Э.Г. Синайский, Е.Я. Лапига, Ю.В. Зайцев. – М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2002. – 621 с.
10. Иванов С.С. Увеличение выхода нефти и снижение содержания легких жидких углеводородов в нефтяном газе при проектировании установок

подготовки нефти [Текст] / С.С. Иванов, М.Ю. Тарасов // Нефтяное хозяйство. – 2011.-№8. – с.138-140.

11. СТО Газпром РД 1.12-096-2004. Внутрикorporативные правила оценки эффективности НИОКР.

12. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов / Сост. Н.В. Крепша. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 53 с.

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

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

15. 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.

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

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

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

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

20. Постановление от 11.02.2011 г. №29а. Об организации работ в холодное время года на открытом воздухе и в закрытых необогреваемых помещениях на территории Томской области.

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

22. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
23. Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОР Р М-016-2001). – СПб.: ДЕАН, 2001. – 120 с.
24. Конституция Российской Федерации от 12.12.1993 г.
25. Закон Российской Федерации «О недрах» от 21.02.1992 г. № 2395-1 (действующая редакция от 31.12.2014 г.)
26. ПБ 07-601-03. Правила охраны недр.
27. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
28. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов /Сост. Н.В. Крепша. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 53 с.
29. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
30. ГОСТ 12.1.005–88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01. 01.89).
31. 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.
32. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
33. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
34. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с изм. 1990 г.).
35. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

36. Постановление от 11.02.2011 г. №29а. Об организации работ в холодное время года на открытом воздухе и в закрытых необогреваемых помещениях на территории Томской области.

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

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

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

40. ПБ 07-601-03. Правила охраны недр

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