

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 18.04.01 Химическая технология
Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Проектирование оптимальной системы сбора и подготовки скважинной продукции Налимьего месторождения

УДК 622.276.8-047.74(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ72	Курская Дарья Александровна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения химической инженерии	Попок Евгений Владимирович	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения социально- гуманитарных наук	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель, ООД ШБИП	Атепаева Наталья Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ОП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения химической инженерии	Юрьев Егор Михайлович	к.т.н.		

Томск – 2019 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Применять <i>глубокие</i> естественно-научные, математические и инженерные <i>знания</i> для создания <i>новых</i> материалов
P2	Применять <i>глубокие знания</i> в области современных технологий химического производства для решения <i>междисциплинарных</i> инженерных задач
P3	Ставить и решать <i>инновационные</i> задачи <i>инженерного анализа</i> , связанные с созданием материалов и изделий, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов химической технологии
P4	Разрабатывать химико-технологические процессы, <i>проектировать</i> и использовать <i>новое</i> оборудование для создания материалов, конкурентоспособных на <i>мировом</i> рынке
P5	Проводить теоретические и экспериментальные <i>исследования</i> в области создания <i>новых</i> материалов, современных химических технологий, нанотехнологий
P6	Внедрять, <i>эксплуатировать</i> современные высокотехнологичные линии автоматизированного производства, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>Универсальные компетенции</i>	
P7	Использовать <i>глубокие знания</i> по <i>проектному менеджменту</i> для ведения <i>инновационной</i> инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности
P8	<i>Активно</i> владеть <i>иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве <i>члена и руководителя группы</i> , состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность <i>следовать корпоративной культуре</i> организации
P10	Демонстрировать <i>глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов</i> инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах <i>устойчивого развития</i>
P11	<i>Самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 18.04.01 «Химическая технология», профиль «Химическая технология топлива и газа»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ДМ72	Курская Дарья Александровна

Тема работы:

Проектирование оптимальной системы сбора и подготовки скважинной продукции Налимьего месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 21.03.2019 №2190/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21 мая 2019 г
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(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.).</i></p>	<p>Физико-химические свойства пластового флюида Налимьего месторождения.</p> <p>Основные планируемые показатели разработки месторождения – количество добывающих скважин, ожидаемый дебет скважин, расстановка скважин, тип системы поддержания пластового давления.</p>
---	--

	Перечень и характеристики блочного и модульного оборудования установок подготовки нефти
<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>Аналитический обзор современных способов промышленной подготовки нефти и газа, анализ патентной литературы в данном направлении.</p> <p>Расчет свойств пластового флюида для проектирования системы сбора и подготовки скважинной продукции.</p> <p>Выбор оптимальной технологической схемы системы подготовки нефти Налимьего месторождения.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	Планируемая технологическая схема системы подготовки нефти Налимьего месторождения
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
Раздел	Консультант
<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	Креницына Зоя Васильевна, к.т.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
<i>Социальная ответственность</i>	Атепаева Наталья Александровна, старший преподаватель отделения общетехнических дисциплин
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Обзор периодической литературы	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	14.01.2019
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Попок Е.В.	к.т.н.		14.01.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ72	Курская Д.А.		14.01.2019

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ДМ72	Курской Дарье Александровне

Институт	ИПР	Кафедра	ХТТ и ХК
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	18.04.01 Химическая технология

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ).	Плановая себестоимость по выполнению проекта равна 86924,7 рублей. Стоимость оборудования, необходимого для реализации проекта равна 1604290 рублей.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 27,1%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Предпроектный анализ	1.1 Диаграмма Исикавы.
2. Планирование управления научно-технологическим проектом: структура и график проведения, бюджет разработки	2.1 План проекта (календарный план НИИ) 2.2 Бюджет проекта исследования (планируемые затраты на выполнения НИИ)
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	3.1 Оценка экономической и социальной эффективности разработки.

Перечень графического материала

(с точным указанием обязательных чертежей):

1. Диаграмма Исикавы;
2. Календарный план-график проведения НИОКР;
3. Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	К.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ72	Курская Дарья Александровна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ДМ72	Курской Дарье Александровне

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОХИ
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	18.04.01 Химическая технология

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p><i>Объект исследования – УПН Налимьего месторождения. Во время работы на месторождении оператор проводит отбор проб нефти на открытой площадке, а также работает с электрооборудованием в помещении операторного блока в течение длительного времени. Применяется на месторождениях для добычи нефти</i></p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p><i>Правовые нормы трудового законодательства, регулирующие соблюдение безопасности при работе в производственных помещениях. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 01.04.19) Федеральный закон № 426-ФЗ от 28 декабря 2013 года «О специальной оценке условий труда»</i></p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p><i>1 Анализ вредных и опасных факторов:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> –вредные вещества; –пожаровзрывобезопасность; –электробезопасность (токоведущие части электрооборудования); –микроклиматические условия; –превышение уровня шума; –недостаточная освещенность рабочей зоны. <p><i>2 Средства защиты:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> –размещение электрооборудования с учетом защиты персонала от случайных прикосновений к токоведущим частям; –аварийное отключение электрооборудования при возникновении аварийных ситуаций в результате нарушения технологического процесса; –спецодежда; –соблюдение техники безопасности.

3. Экологическая безопасность:	<p><i>Воздействия УПН на окружающую среду:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - выброс газов от предохранительных клапанов (углеводороды C1-C10, бензол, ксилол, толуол); сжигание газа на факельных установках (диоксид азота, углерод (сажа), оксид углерода, метан, бензапирен). - сбросы хозяйственно-бытовых, технических сточных вод в водоемы и подземные воды. - растекание нефти и нефтепродуктов при разгерметизации оборудования и трубопроводов. <p><i>Технологические мероприятия по охране окружающей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> -полная герметизация системы сбора и транспорта нефти; -оснащение предохранительными клапанами; -обвалование площадок, резервуарного парка, где возможен разлив продукта; -сбор стоков в промливневую зону.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p><i>Наиболее возможные ЧС для данной производственной площадки – это пожары и взрывы.</i></p> <p><i>Для исключения возникновения ЧС необходимо соблюдать меры предосторожности, своевременно производить обучение персонала.</i></p> <p><i>Мероприятия, проводимые во время чрезвычайных ситуаций представляют собой проведение спасательных работ и неотложных аварийно-восстановительных работ в очаге поражения.</i></p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Атепаева Наталья Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ72	Курская Д.А.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 118 с., 16 рис., 26 табл., 50 источников.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, нефть, установка подготовки нефти, система сбора скважинной продукции, система подготовки скважинной продукции.

Объектом исследования является нефтяной флюид Налимьего месторождения предприятия ОАО «Томскнефть» ВНК.

Цель работы – определение оптимальной системы сбора и подготовки скважиной продукции Налимьего месторождения.

В процессе исследования проводились следующие этапы разработки проекта: расчет свойств пластового флюида, подбор оптимальной системы сбора и подготовки скважинной продукции для пластового флюида, разработка моделирующей системы для подбора оборудования установки подготовки нефти.

В результате исследования рассчитали свойства пластового флюида в программе на языке С#, была подобрана оптимальная система сбора и подготовки скважинной продукции, с использованием моделирующей системы Unisim Design – показано, что нефть удовлетворяет требованиям ГОСТ. Также была разработана моделирующая система, позволяющая подобрать стандартное оборудование для систем сбора скважинной продукции.

Общие сведения о флюиде Налимьего месторождения представлены в разделе 3.

Оглавление

Введение.....	10
1. Промысловая подготовка нефти и газа.....	11
1.1 Теоретические основы промысловой подготовки нефти.....	11
1.2 Дегазация нефти.....	15
1.3 Стабилизация нефти.....	17
1.4 Обезвоживание и обессоливание нефти.....	18
2 Обзор периодической литературы.....	22
2.1 Промысловая подготовка нефти.....	22
2.2 Патентный обзор.....	28
3. Объект и методы исследования.....	30
3.1 Общие сведения о месторождении.....	30
3.2 Свойства и состав пластовых флюидов.....	31
3.3 Методика исследования.....	43
3.4 Технология промысловой подготовки нефти и газа.....	45
3.5 Проектирование системы сбора и подготовки нефти Налимьего месторождения.....	52
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	58
4.1 Предпроектный анализ.....	59
4.1.1 Диаграмма Исикавы.....	59
4.2 Планирование управления научно-технологическим проектом.....	61
4.2.1 План проекта.....	61
4.2.2 Бюджет проекта.....	63
4.3 Оценка абсолютной эффективности проекта.....	72
4.3.1 Оценка сравнительной эффективности исследования.....	80
5 Социальная ответственность.....	84
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	84
5.2 Производственная безопасность.....	85
5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	87
5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего).....	92
5.3 Экологическая безопасность.....	94
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	95
Заключение.....	99
Список литературы.....	100
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	104

Введение

Жидкое и газообразное углеводородное сырье и продукты его переработки являются важным составляющим экономики страны. В настоящее время трудно найти отрасль производства, развитие которой прямо или косвенно не связано с поставками нефти, газа и нефтепродуктов. Углеводородное сырье является не только одним из основных энергоносителей, но и служит основой развития новых технологий производства, новых материалов и продуктов.

Промысловое обустройство требует большого объема капитальных вложений значительная доля которых приходится на сооружение систем сбора и транспорта нефти и газа. Поэтому грамотная промысловая подготовка имеет первостепенное значение как для снижения капитальных затрат и эксплуатационных расходов, так и для сокращения сроков обустройства месторождения, а, следовательно, для ускорения ввода в действие новых месторождений.

Современный инженер по внутрипромысловому трубопроводному транспорту и хранению продукции скважин нефти и газа должен знать состав и физико-химические свойства нефти, газа, воды как многокомпонентной многофазной системы, основные принципы и закономерности процессов подготовки скважинной продукции и её транспортировки, знать причины и пути борьбы с коррозионными повреждениями.

Эти знания позволяют правильно оценивать существующие технологии подготовки, транспорта, хранения нефти и газа, и модернизировать их в соответствии с дебитом добываемых скважин, их обводненностью и текущим газовым фактором.

Областью применения такой моделирующей программы являются установки подготовки нефти скважинной продукции Томской области

1. Промысловая подготовка нефти и газа

1.1 Теоретические основы промышленной подготовки нефти

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

Продукция скважин нефтяных и газовых месторождений представляет собой многофазную многокомпонентную систему.

Промысловое обустройство требует большего объема капитальных вложений, значительная доля которых приходится на сооружение систем сбора и транспорта нефти и газа. В связи с этим необходима грамотная промышленная подготовка, имеющая первостепенное значение как для снижения капитальных затрат и эксплуатационных расходов, так и для сокращения сроков обустройства месторождений и, следовательно, для ускорения ввода в действие новых месторождений.

Перспективные объемы добычи нефти в России будут определяться в основном уровнем мировых цен на нефть, налоговыми условиями и научно-техническими достижениями в разведке и разработке месторождений.

Природный газ, принадлежит к невозобновляемым ресурсам страны. Он является одним из ценнейших видов сырья, в значительной мере определяющих развитие экономики. Газ – источник формирования бюджета страны. В настоящее время доля потребления природного газа в стране составляет свыше 30 % и, имеет устойчивую тенденцию к дальнейшему росту.

Наибольшие потери газа (до 90 %) происходят в газотранспортных системах.

При подготовке добываемого углеводородного сырья к магистральному транспорту, на современных промыслах получили широкое применение технологические процессы, основанные на использовании принципа разделения

(сепарации) пластовой смеси на жидкую и газовую фазы в результате естественных сил: гравитации, инерции и др.

Состояние и свойства нефтяных систем определяются влиянием различных параметров: давлением, температурой, удельным объемом, компонентным составом фаз.

При движении углеводородной (УВ) системы по всей цепочке «пласт – скважина – система сбора и подготовки – магистральный трубопровод» непрерывно изменяется давление и температура. В результате изменяются фазовые состояния систем, компонентный состав фаз, и как следствие, наблюдаемые физико-химические свойства.

Следовательно, промысловая подготовка нефти нужна для того, чтобы обеспечить должное качество энергоресурса, перед тем как его отправят на промышленные предприятия.

Также эта процедура снижает до минимума наличие в сырье вредных веществ, что гарантирует длительный срок эксплуатации нефтепроводов.

Некачественная подготовка сырья может привести к немалым лишним затратам. Речь идет о дороговизне транспортировки, если продукт не очистили от ненужных веществ, придающих ему лишний объем и вес. А также о финансовых вложениях в оборудование. Ведь нефть, из которой не выведены соли, может очень быстро повредить трубопровод, и тогда потребуются его замена.

Вся товарная нефть, поступающая в магистральный нефтепровод, соответствует «ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия». Табличные данные приведены ниже [1].

Таблица 1 - Классы нефти

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %	Метод испытания
1	Малосернистая	До 0,60 включ.	По ГОСТ 1437, ГОСТ Р 51947 и
2	Сернистая	От 0,61 >> 1,80	
3	Высокосернистая	>> 1,81 >> 3,50	

4	Особо высокосернистая	Св. 3,50	9.2 настоящего стандарта
---	--------------------------	----------	-----------------------------

По плотности, а при поставке на экспорт – дополнительно по выходу фракций и массовой доле парафина нефть подразделяют на пять типов (таблица 2):

- 0 Особо легкая;
- 1 Легкая;
- 2 Средняя;
- 3 Тяжелая;
- 4 Битуминозная

Таблица 2 - Типы нефти

Наименование параметра	Норма для нефти типа										Метод испытания
	0		1		2		3		4		
	для предприятий РФ	для экспорта	для предприятий РФ	для экспорта	для предприятий РФ	для экспорта	для предприятий РФ	для экспорта	для предприятий РФ	для экспорта	
1 ρ , кг/м ³ , при T:											По ГОСТ 3900 и 9.3 настоящего стандарта
20 °С	< 830,0		830,1-850,0		850,1-870,0		870,1-895,0		> 895,0		
15 °С	< 833,7		833,8-853,6		853,7-873,5		873,6-898,4		> 898,4		
2 Выход фракций, % об., не менее, до T:											По ГОСТ2177 (метод Б)
200°С	-	30	-	27	-	21	-	-	-	-	
300°С	-	52	-	47	-	42	-	-	-	-	
3 Массовая доля парафина, %, не более											По ГОСТ 11851
	-	6	-	6	-	6	-	-	-	-	

Примечания

1. Если нефть по одному из показателей (плотности или выходу фракций) относится к типу с меньшим номером, а по-другому - к типу с большим номером, то нефть признают соответствующей типу с большим номером.
2. Нефти типов 3 и 4 при приеме в систему трубопроводного транспорта для последующей поставки на экспорт должны иметь норму по показателю 3 не более 6%.

По степени подготовки нефть подразделяют на группы 1-3 (таблица 3).

Таблица 3 - Группы нефти

Наименование показателя	Норма для нефти группы			Метод испытания
	1	2	3	
1 Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0	По ГОСТ 2477 и 9.5 настоящего стандарта
2 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900	По ГОСТ 21534 и 9.6 настоящего стандарта
3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05			По ГОСТ 6370
4 Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)			По ГОСТ 1756, ГОСТ Р 52340 и 9.8 настоящего стандарта
5 Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 ⁰ С, млн. ⁻¹ (ppm), не более	10	10	10	По ГОСТ Р 52247 или приложению А (6)
Примечание - Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по-другому - к группе с большим номером, то нефть признают соответствующей группе с большим номером.				

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

Таблица 4 - Виды нефти

Наименование показателя	Вид нефти		Метод испытания
	1	2	
1 Массовая доля сероводорода, млн. ⁻¹ (ppm), не более	20	100	По ГОСТ Р 50802
2 Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн. ⁻¹ (ppm), не более	40	100	
Примечания			
1 Нормы по показателям таблицы 4 являются факультативными до			

01.01.2013г.

Определяются для набора данных.

Требования к проектировке систем сбора и подготовки нефти в настоящий момент прописаны в ВНТП 3-85 [2] «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» (ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование» [50]), в котором приведен весь регламент к проектируемым объектам нефтедобычи.

Первичная подготовка нефти, в подавляющем большинстве случаев, происходит непосредственно на объектах ее добычи.

Первичная подготовка нефти подразумевает:

- дегазацию – удаление из сырья газов;
- стабилизацию – удаление ненужных легких фракций;
- обезвоживание – отделение нефти от воды;
- обессоливание – изымание из энергоресурса лишних солей.

1.2 Дегазация нефти

Нефть, добываемая из земных недр, как правило, содержит газ, называемый попутным. На каждую тонну добытой нефти приходится 50-100 м³ попутного газа. Перед транспортировкой и подачей нефти на переработку газ должен быть отделен от нефти. Удаление газа из нефти – дегазация, проводится с помощью сепарации и стабилизации.

В условиях нефтяного пласта при высоком давлении газы растворены в нефти, при подъеме нефти на земную поверхность давление падает и растворенный газ выделяется, важно в этот момент уловить его. Существует несколько схем отделения газа от нефти на промысле, различающихся условиями перемещения нефти и газа. Схемы первой группы характеризуются

тем, что газ отделяют от нефти на кратчайшем расстоянии от скважины. После отделения газа к центральным пунктам сбора перемещается только нефть. Пример подобной схемы отделения газа от нефти приводится на рисунке 1а.

Газонефтяная смесь из скважины поступает, в вертикальную емкость *C-1*, оборудованную устройствами для предотвращения уноса нефти с газом. Эта емкость носит название трапа. Из трапа *C-1* газ поступает в газосборный коллектор, а нефть – в мерник *E-1*. По газосборному коллектору попутный газ передается для дальнейшей обработки на газобензиновые заводы. К коллектору подключается до ста и более скважин одного или нескольких близлежащих нефтяных месторождений. Поскольку давление, при котором происходит разделение в трапе, невысокое (101,3-202,6 кПа), для подачи газа на газобензиновые заводы его сжимают компрессорами *ЛК-1*.

Нефть из мерника *E-1* самотеком или насосами подается на нефтесборный пункт, где подвергается обезвоживанию.

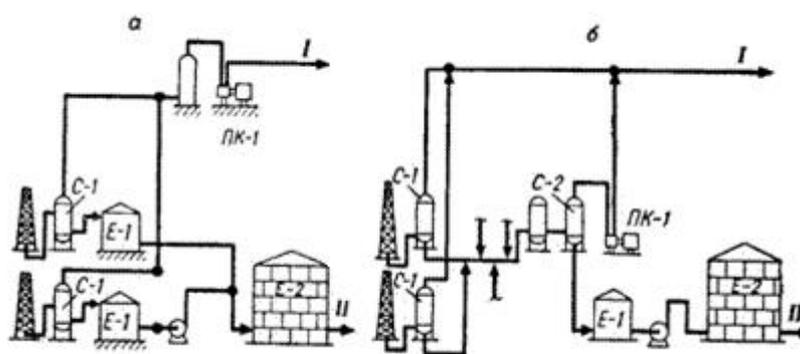


Рисунок 1 – Схемы отделения газа от нефти на нефтепромысле с одноступенчатой (а) и многоступенчатой сепарацией (б): *I*-газ на завод; *II*-нефть

Описанная схема отличается простотой, но не обеспечивает полноты улавливания попутного газа. После одноступенчатой сепарации в нефти остается до 40-50 % попутного газа. Этот газ, попадая вместе с нефтью в мерники *E-1* и резервуары нефтесборных пунктов, в значительной степени улетучивается в атмосферу. Более эффективны системы многоступенчатой сепарации (рис. 1б).

На устье нефтяной скважины поддерживается повышенное давление. В непосредственной близости от скважины размещается газоотделитель первой ступени сепарации *C-1*, давление в котором равно 607,9-709,3 кПа. Этого давления достаточно, чтобы без дополнительного сжатия подать газ на завод. Из газоотделителя первой ступени нефть вместе с оставшимся в ней растворенным газом самотеком перемещается на центральный сборный пункт. На этом пункте собираются потоки от большого числа скважин. В результате снижения давления на центральном сборном пункте вновь происходит выделение газа в сепараторе *C-2*. Этот газ подается на завод компрессорами. Преимущества многоступенчатой схемы сепарации:

- более полное отделение газа от нефти;
- сокращение уноса капель нефти с газом;
- уменьшение расхода электроэнергии на сжатие газа [3].

1.3 Стабилизация нефти

Стабилизация нефти – извлечение легких углеводородов, которые при нормальных условиях являются газообразными, для дальнейшего их использования в нефтехимической промышленности.

Степень стабилизации нефти устанавливается для каждого конкретного месторождения с учётом: количества добываемой нефти, содержания в ней лёгких углеводородов, технологии сбора нефти и газа на промысле, влияния стабилизации нефти на бензиновый фактор нефти, увеличения затрат на перекачку нефти за счёт повышения вязкости при большей степени стабилизации нефти. В зависимости от степени стабилизации нефти процесс осуществляют сепарацией (извлечением широкой фракции лёгких углеводородов одно- или многократным разгазированием нефти путём снижения её давления, в т.ч. с предварительным подогревом нефти) или ректификацией (отбором лёгких фракций при одно- или многократном нагреве и конденсации с

чётким разделением углеводородов). На промыслах стабилизации нефти проводят в основном в сепарационных установках, которые различаются по принципу действия (гравитационные, инерционные или жалюзийные и центробежные), пространственной ориентации (вертикальные, горизонтальные и наклонные) и геометрической форме (цилиндрические и сферические). Для стабилизации нефти с большими газовыми факторами применяются, как правило, горизонтальные сепараторы. Степень извлечения газа и нефти и вынос капелек нефти вместе с газом зависят от числа ступеней сепарации, давления по ступеням сепарации, температуры и объёма поступающей нефтегазовой смеси, а также от конструкции сепараторов.

При многоступенчатой сепарации на первых ступенях получают в основном метан, который используют на промысле или подают в магистральный газопровод, на последующих ступенях – лёгкие углеводороды (в основном C_3H_8). Благодаря стабилизации нефти уменьшаются потери при хранении и транспорте нефти.

Прогресс в области стабилизации нефти возможен при обеспечении снижения затрат энергии на сепарацию с тем, чтобы заключённую в нефтегазовом потоке энергию использовать главным образом для транспорта нефти и газа, а также при значительном повышении эффективности сепарационных аппаратов. Перспективны методы разделения нефти и газа с применением ультразвука, мембран, сепарации в тонких слоях и др., а также сочетания их с воздействием теплоты, центробежных сил и др. [4].

1.4 Обезвоживание и обессоливание нефти

Обезвоживание и обессоливание нефти – подготовка нефти к переработке путем удаления из нее воды, минеральных солей и механических примесей. При добыче нефти неизбежный ее спутник-пластовая вода (от < 1 до 80-90 % по массе), которая, диспергируясь в нефти, образует с ней эмульсии типа "вода в нефти" (дисперсионная фаза-нефть, дисперсная -вода). Их формированию и

стабилизации способствуют присутствующие в нефти природные эмульгаторы (асфальтены, нафтены, смолы) и диспергирующие механические примеси (частицы глины, песка, известняка, металлов). Пластовая вода, как правило, в значительной степени минерализована хлоридами – Na, Mg и Ca (до 2500 мг/л солей даже при наличии в нефти всего 1 % воды), а также сульфатами гидрокарбонатами.

Наличие в нефти указанных веществ и механических примесей оказывает вредное влияние на работу оборудования нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ):

1. при большом содержании воды повышается давление в аппаратуре установок перегонки нефти, снижается их производительность, возрастает расход энергии;

2. отложение солей в трубах печей и теплообменников требует их частой очистки, уменьшает коэффициента теплопередачи, вызывает сильную коррозию (хлориды Ca и Mg гидролизуются с образованием HCl); кроме того, соли и мех. примеси, накапливаясь в остаточных нефтепродуктах – мазуте и гудроне, ухудшают их качество.

Гидромеханический метод отстаивания нефти с целью расслоения пластовой воды и нефти, а также для осаждения мелких частиц диспергированной воды в слое нефти осуществляется в гравитационных отстойниках различной конструкции. Отстойники – это обычно горизонтальные цилиндрические аппараты объемом 100-150 м³ с большой поверхностью раздела фаз, в которых отстаивание нефти происходит в течение 1-2 ч при температуре 120-140 °С и давлении до 1,5 МПа. Простое отстаивание нефти малоэффективно, но оно входит обязательным элементом во все другие методы обезвоживания.

Термохимический метод использует добавление в нефть деэмульгаторов, которые химически разрушают оболочку мельчайших глобул диспергированной воды. Мелкие глобулы воды объединяются друг с другом, и образовавшиеся

глобулы крупного диаметра осаждаются с гораздо большей скоростью. Деэмульгаторы (5-50 г/т нефти) в смесителе добавляют к нефти, которая при температуре 60-100 °С направляется в горизонтальный отстойник. Деэмульгаторы чрезвычайно разнообразны, их состав и добавляемое количество подбирают экспериментально для каждой нефти разных месторождений. Наибольшее применение получили поверхностно-активные вещества (ПАВ): сульфанол, сульфозэфиры, оксиэтилированные жидкие органические кислоты (ОЖК), алкилфенолы (ОП-Ю и ОП-ЗО), нефтенолы, органические спирты (неонол, синтанол и др.), сополимеры этилен- и пропиленоксидов (диссольван, проксанолы, проксамин, кемеликс, сепарол и др.), дипроксамин, оксафоры, прохинор и др.

Глубокая очистка нефти от воды (до 0,1 мас. %) и солей (до 1-5 мг/л) достигается только электротермохимическим методом с интенсивным осаждением мелких частиц воды в сильном электрическом поле в присутствии больших количеств свежей промывочной пресной воды (5-7 мас. %). Сферические глобулы (капли) воды под действием переменного электрического поля деформируются, вытягиваются, «дрожат», соударяются и, наконец, сливаются в более крупные глобулы. Этому способствуют также и деэмульгаторы, разрывающие оболочки капель воды, и повышенная температура (120-130 °С), понижающая вязкость нефти. Все эти факторы вместе увеличивают скорость осаждения капель диспергированной воды, в которой растворены минеральные соли.

Очистка нефти от воды и солей начинается на нефтяном промысле (подготовка нефти к транспорту) и заканчивается на НПЗ, при этом возможны три-пять стадий очистки с использованием разных методов обезвоживания. Конечной стадией является электрообезвоживание нефти на НПЗ. Современная технологическая установка обезвоживания и обессоливания нефти с применением электродегидраторов может быть автономной (например, ЭЛОУ-6, индекс 10/6) или быть блоком в составе комбинированной установки атмосферной ректификации нефти и вакуумной ректификации мазута

(например, ЭЛОУ-АТ-8, индекс 13/1 или ЭЛОУ-АВТ-6, индекс 11/4). В последнем варианте нефть насосом прокачивается через теплообменную группу, где за счет тепла полученных нефтяных фракций нагревается до температуры 130-140 °С и под давлением 1,4-1,5 МПа через смеситель (для смешивания нефти с деэмульгатором и промывочной пресной водой) поступает в электродегидраторы первой ступени. Далее обезвоженная нефть вновь смешивается с деэмульгатором и промывочной пресной водой и поступает в электродегидраторы второй ступени, из которых обезвоженная и обессоленная нефть проходит теплообменную группу для нагрева до температуры 200-230 °С перед первой ректификационной колонной. Из электродегидраторов отводится дренажная соленая вода (с большей частью деэмульгатора и солями) для дальнейшей утилизации. Конструкции промысловых и заводских электродегидраторов несколько различаются. Типовой горизонтальный электродегидратор (рис. 2) имеет диаметр 3,4 м и длину 18-24 м, объем 160-200 м³ и расчетное давление 1,8 МПа. Внутри него располагаются два-три решетчатых электрода (несколько выше оси аппарата), которые подвешиваются на изоляторах к корпусу аппарата. Для работы используется высокое напряжение переменного электрического тока (22-44 кВ), расход электроэнергии составляет 2,5-5,0 Вт /м³ нефти [5].

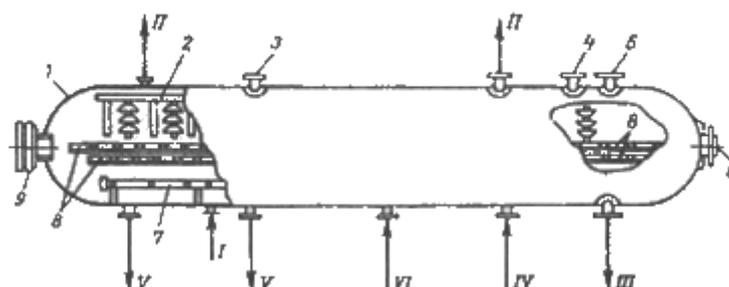


Рисунок 2 – горизонтальный электродегидратор. 1- корпус; 2- коллектор обессоленной нефти; 3- штуцер для предохранительного клапана; 4,5- патрубки для проходных изоляторов; 6,9- люки-лазы; 7- коллектор сырой нефти; 8-

электроды. Потоки: I- сырая нефть; II- обессоленная нефть; III- шлам; IV-
водяной пар; V- соляной раствор; VI- промывная вода.

2 ОБЗОР ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

2.1 Промысловая подготовка нефти

В настоящее время проводится огромное количество исследований по сокращению затрат на промышленное оборудование, с допустимой оптимизацией. Так как данный вопрос остро востребован последние годы, выпущено много статей на данную тему, в которых раскрывается вся глубина проведенных мероприятий.

В статье [6] авторы Т.Н. Бормотова, П.Ю. Сокольчик рассматривают возможности расширения систем автоматизированного проектирования (САПР) технологических установок систем сбора и подготовки нефти. Для этого приведены практические примеры технологических процессов подготовки нефти и состав технологических установок с применением модульного подхода, определены информационные модели, формализующие группы решений и описывающие отдельные решения по технологической установке. Для построения моделей применен объектно-ориентированный подход описания решений и подход, основанный на реляционных моделях. При рассмотрении технологической установки с применением объектно-ориентированного подхода определена иерархия классов, используемых для дальнейшего проектирования, и свойства классов. Эти подходы приводят к построению баз данных (БД) и системы управления базами данных (СУБД), интегрированных в САПР или используемых отдельно, которые позволяют формализовать выбор аппаратного оформления технологических установок. Приводится алгоритм использования БД при проектировании технологических установок.

В работе Е.В. Николаев, С.Н Харламов представили в статье [7]. сведения об особенностях изменений критериев подобия в газообразных сплошных средах, характеризующих процессы переноса импульса, тепла и массы. Изучены особенности изменений состава смеси и теплофизических свойств выходящего потока газа в отдельных режимах изменений поля температуры и давления, характерных для функционирования промышленных аппаратов подготовки

нефти. Установлено, что данные расчета изменений критериев успешны для прогноза процессов в реальных газах. Отмечается, что рассчитанные значения чисел Прандтля, Шмидта и Льюиса для однокомпонентных химически однородных систем достаточно хорошо коррелируют с экспериментальной информацией. Обсуждаемая математическая модель по определению параметров процессов переноса, в частности, числа Шмидта, для смеси может быть верифицирована данными экспериментальных исследований явлений самодиффузии в газообразных системах.

На установке подготовки нефти в статье [8] авторами проводились опытно-промышленные работы и внедрение новых технологий по повышению качества нефти и сточной воды. В связи с этим проведение всевозможных испытаний без вмешательства и нарушения основного процесса на стендовом оборудовании является актуальной задачей. Применение знаний об эффективных технологиях промысловой подготовки нефти и воды, и конструкторских решений в области нефтяного машиностроения позволили разработать мобильный комплекс для моделирования процессов подготовки скважинной продукции и проведения опытно-промышленных испытаний с использованием новых технических средств и технологий.

В.Н. Ивановский, А.А. Сабилов, А.В. Деговцов в статье [9] пишут о том, что в современных условиях нефтяной промышленности эффективность системы поддержания пластового давления оказывает огромное влияние на эксплуатацию скважин. Наибольшее распространение из систем поддержания пластового давления нашел метод закачки воды в пласт. Для этого чаще всего используется пластовая вода с установок первичного сброса воды (УПСВ) и вода из поверхностных источников (реки, озера и т.д.). Неподготовленная вода содержит в себе большое количество механических примесей и остаточной нефти, что может привести к засорению пласта. Поэтому качество воды жестко регламентируется отраслевыми стандартами и стандартами предприятий, выполнить которые на данный момент невозможно без применения громоздких систем очистки. В статье предлагается для подготовки воды использовать

модульные системы очистки воды, включающие в себя до трех ступеней очистки в зависимости от условий работы. Первая ступень – это сепаратор механических примесей, разработанный на кафедре машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. Вторая ступень – фильтрующая часть с фильтроэлементами из проволочного проницаемого материала (ППМ) разработки ООО «РЕАМ-РТИ» без гидрофильного и олеофобного покрытий. Третья ступень – это сорбер, которым обеспечивается полная очистка воды от остаточной нефти. Данная система может устанавливаться в системах УПСВ либо непосредственно на устье нагнетательной скважины.

Исмагилов Ф.Р., Сафин Р.Р., Гайдукевич В. А. в [10] предложены технологические схемы стабилизации нефти и конденсата с применением гидроциклонов, которые могут быть использованы для создания новых замкнутых технологических схем комплексной подготовки нефти. Использование гидроциклонов – малогабаритных, простых по устройству и высокоэффективных аппаратов - позволит интенсифицировать работу системы первичной подготовки нефти и сооружение установки в блочно-агрегатном варианте. Предложены новые схемы, в которых сочетаются разработанные и традиционные способы стабилизации нефти. Результаты опытно-промышленных испытаний процессов стабилизации нефти с использованием центробежных сил, очистка газа от сероводорода позволят реализовать новую технологию для широкого промышленного внедрения.

В исследовании [11] говорится о том, что основным показателем качества закачиваемых пластовых вод, оказывающих влияние на снижение приемистости нагнетательных скважин, является концентрация нефтепродуктов и твердых взвешенных частиц. В условиях высокой загрузки объектов промысловой подготовки скважинной продукции не всегда удается достичь указанных требований. На маячном месторождении ЦДНГ №5 (Пермский край) существует ряд проблем. К примеру, на месторождении имеются кусты скважин, добывающих высокообводненную продукцию, что повышает экономические

затраты на транспортировку и подготовку водонефтяной эмульсии (ВНЭ). В связи с этим актуальным становится вопрос повышения качества подготовки подтоварной воды для закачки в пласт, снижение нагрузки на внутрипромысловые объекты подготовки и сокращение затрат на транспортировку и разрушение ВНЭ. В данной работе приведено решение по технологии кустовой подготовки и закачки подтоварной воды из добывающих скважин в пласт с использованием трубного делителя фаз (ТДФ).

В статье [12] рассмотрен технологический процесс добычи углеводородов на примере УКПГ-8, которая предназначена для первичной подготовки газа к транспорту на Оренбургский газоперерабатывающий завод. Проведены анализ работы всех скважин УКПГ-8, данные о начале эксплуатации и времени обводнения скважин, а также годовая добыча газа и пластовые давления с начала эксплуатации с прогнозом до 2020 г. Видно, что на современном этапе разработки эксплуатация залежи осложнена повсеместным обводнением скважин, запас пластового давления для осуществления дроссель-эффекта исчерпан и фактически подготовка газа на УКПГ-8 осуществляется при плюсовых температурах газа, добываемого из скважин. Газопроводы работают в условиях 100%-й влажности газа и при наличии в трубопроводах воды в виде жидкой фазы. Для осуществления способа эксплуатации обводненных скважин необходимо провести реконструкцию системы сбора и транспортировки пластовой продукции.

А.П. Верёвкин, О.В. Кирюшин в [13] пояснили, почему стандартные задачи проектирования АСУТП дополняются проектными заданиями на разработку адаптивных моделей объектов управления, расчета ПК, контуров адаптации в случае одного критерия или оптимизации в случае нескольких. Практика внедрения адаптивных СУ по ПК показывает, что эффект может достигать 15-20 % или 0,5-1,0 доллара на м³ продукции, что подтверждает целесообразность развития проектирования таких систем.

Авторы статьи [14] предложили способ улавливания песка и механических примесей в потоке жидкости, включающей устройство для

оседания песка, которое устанавливают до пункта сбора и подготовки продукции, непосредственно на внутрипромысловом трубопроводе, как на линии одной скважины, так и на узлах соединения нескольких скважин. При этом разработанное устройство для оседания песка располагают на расстоянии, которое определяют с помощью предложенной зависимости. Конструкционные параметры устройства для оседания песка, обеспечивающее наиболее полное улавливание и механических примесей, определяют с учетом суточного объема жидкости, проходящего через устройство путем сравнения таких параметров, как время оседания твердых частиц и время прохождения жидкости с твердыми частицами через устройство.

В данной статье [15] рассмотрен вопрос подготовки скважинной продукции на Русскинском нефтяном месторождении. Затронута тема утилизации попутного нефтяного газа. Для этого был произведен расчет сепарации нефти от газа на первой ступени при двух температурных режимах: в стандартных условиях сепарации и при повышенной температуре поступающей водонефтяной эмульсии. По результатам расчетов было определено количество отделившегося газа

В статье [16] предложен способ улавливания песка и механических примесей в потоке жидкости, включающий устройство для оседания песка, которое устанавливают до пункта сбора и подготовки продукции, непосредственно на внутрипромысловом трубопроводе, как на линии одной скважины, так и на узлах соединения нескольких скважин. При этом разработанное устройство для оседания песка располагают на расстоянии, которое определяют с помощью предложенной зависимости. Конструкционные параметры устройства для оседания песка, обеспечивающие наиболее полное улавливание и механических примесей, определяют с учетом суточного объема жидкости, проходящего через устройство путем сравнения таких параметров, как время оседания твердых частиц и время прохождения жидкости с твердыми частицами через устройство.

В работе [17] рассмотрены осложнения фонда месторождений парафинистой нефти Самарской области и поставлена проблема образования асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинном оборудовании на примере Петрухновского месторождения. Формирование органических отложений в скважинном оборудовании и выкидной линии обуславливает снижение надежности функционирования чувствительной гидродинамической системы пласт-скважина-нефтеоборудование. На этапе проектирования разработки месторождения осуществляются сбор промысловой информации, ее анализ, определение возможных рисков при эксплуатации и разработка методов борьбы с ними. Предложены наиболее технологичные физико-химические методы, направленные на снижение представленных рисков. В работе выполнено тестирование ингибиторов парафиноотложений, применяемых на нефтяных месторождениях Самарской области. Выявлены наиболее эффективные химические композиции по отношению к объекту исследования. Результаты проведенных испытаний показали, что снижение температуры насыщения нефти парафином обусловлено пептизирующим и депрессорным действием реагентов. Лабораторные исследования проведены в соответствии с государственными стандартами.

В статье [18] авторами на основе составленного дифференциального уравнения аналитическим путем изучается колебание динамического уровня при работе штангового глубинного насоса. Решение этого уравнения позволяет определить параметры колеблющегося уровня жидкостей насоса и дано практическая рекомендация урегулирование колебаний уровня. В статье также определено динамический уровень вязко-пластической нефти в глубинно насосных скважинах.

2.2 Патентный обзор

№	Патент	Владелец (страна)	Краткое содержание
1	[19] RU 159286 U1	Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тихоокеанский государственный университет»	Описание режима перекачивания пластового флюида с использованием многоканального трубопровода
2	[20] RU 2388905C1	Закрытое акционерное общество «Алойл»	Изобретение относится к нефтедобыче, в частности к технологиям повышения нефтеотдачи пластов путем приготовления и нагнетания газожиткостной смеси в пласт
3	[21] RU 2525060	Закрытое акционерное общество «ЭЛКАМ-нефтемаш»	Скважинный насос, содержащий плунжер и цилиндр, снабженные шариковыми клапанами, отличающийся тем, что шток плунжера выполнен с возможностью соединения с погружным двигателем, расположенным ниже насоса
4	[22] RU 105352	Общество с ограниченной ответственностью "Курганпром" (RU)	Скважинная камера, содержащая секционный корпус, крайние цилиндрические соосные секции имеют круглые эксцентрично расположенные наконечники, нижний соединен с проставкой, ось проточного канала последнего совпадает с осью ниппеля, закрепленного в верхнем наконечнике, отличающаяся тем, что между верхним наконечником и проставкой установлен переходник, в котором закреплены направляющие, и соединения верхнего наконечника с переходником, переходника с проставкой, проставки с нижним наконечником

			снабжены стопорными элементами, например винтами.
5	[23] RU 2498061	Шлюмберже Текнолоджи Б.В. (NL)	Скважинный датчик, содержащий полый открытый с одного конца металлический корпус с расположенным в его полости датчиком термоанемометра, состоящим из нагревательного и термочувствительного элементов, и электрический изолятор, отличающийся тем, что скважинный датчик содержит второй полый открытый с одного конца металлический корпус, идентичный первому, с расположенным в его полости вторым датчиком термоанемометра, при этом оси симметрии корпусов находятся на одной линии, открытые концы корпусов обращены друг к другу и жестко закреплены в электрическом изоляторе, а электрические выводы датчиков проходят внутри полостей корпусов и через электрический изолятор выведены наружу.

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Ведущим направлением повышения экономической эффективности нефтяных компаний являются энергосбережение и увеличение энергоэффективности за счёт рационализации потребления теплоэнергетических ресурсов, применения энергосберегающих технологий и оборудования. Внедрение рационального использования энергетических ресурсов направлено на полезное расходование энергии, позволяющее снизить ее количество, обеспечивая установленный уровень потребления.

В изменяющихся условиях функционирования мировой экономики, постоянного роста тарифов на энергоресурсы, увеличения эксплуатационных издержек нефтяные компании предпринимают дополнительные усилия, чтобы задействовать максимум резервов экономии на всех направлениях деятельности.

Учитывая объемы производства, повышение энергоэффективности даже на доли процента выливается в десятки и сотни миллионов рублей экономии, обеспечивая конкурентоспособность компании на рынке.

Перспективы развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) определены в «Энергетической стратегии России на период до 2020 г.» Основными приоритетами в данном документе являются:

- повышение энергоэффективности экономики и энергосбережение;
- совершенствование топливно-энергетического баланса страны и структуры ТЭК;
- обеспечение энергетической безопасности.

В данной работе предлагается один из возможных способов сокращения энергетических затрат на установке подготовки нефти Налимьего нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК путем регенерации тепла основных потоков. Поэтому целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является обоснование

энергоэффективности и определение срока окупаемости предложенного решения.

4.1 Предпроектный анализ

4.1.1 Диаграмма Исикавы

Диаграмма причины-следствия Исикавы (Cause-and-Effect-Diagram) – это графический метод анализа и формирования причинно-следственных связей, инструментальное средство для систематического определения причин проблемы и последующего графического представления [35].

Область применения диаграммы:

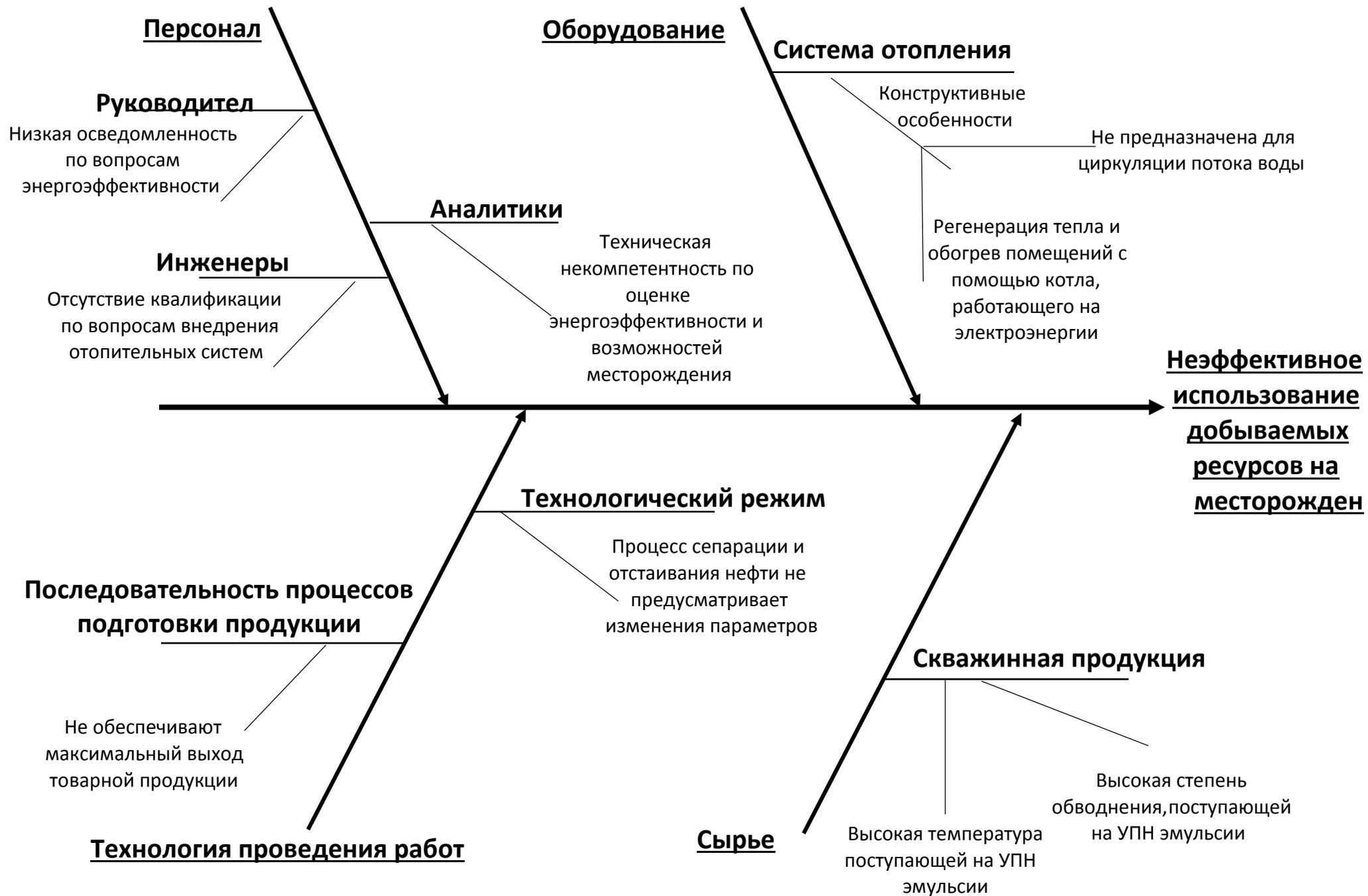
- Выявление причин возникновения проблемы;
- Анализ и структурирование процессов на предприятии;
- Оценка причинно-следственных связей.

Объектом анализа в проводимой исследовательской работе является неэффективное использование добываемых ресурсов на установке подготовки нефти Налимьего месторождения.

К факторам, влияющим на объект анализа, относятся:

- Оборудование;
- Сырье;
- Технология проведения работ;
- Персонал.

Причинно-следственная диаграмма представлена на рисунке 9.



4.2 Планирование управления научно-технологическим проектом

4.2.1 План проекта

В данном разделе составлен перечень этапов проведения работ в рамках проведения научного исследования, проведено распределение исполнителей по видам работ.

Линейный график представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Календарный план проекта

Код работы	Название	Длит-ть, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
1	Составление и утверждение задания	3	08.02.19	10.02.19	Попок Е.В.
	Календарное планирование работы	2	12.02.19	13.02.19	Попок Е.В. Курская Д.А.
	Патентный поиск	3	12.02.19	15.02.19	Курская Д.А.
2	Подбор и изучение теоретических материалов, соответствующих теме задания	5	16.02.19	20.02.19	Курская Д.А.
3	Моделирование в программной среде Aspen HYSYS; Проверка модели на адекватность	5	22.02.19	26.02.19	Курская Д.А. Попок Е.В.
	Проведение теоретических расчетов и обоснований	15	28.02.19	14.03.19	Курская Д.А..
	Технологическая оценка вероятных вариантов исполнения проекта	10	20.03.19	29.03.19	Курская Д.А. Попок Е.В.
	Подбор оборудования, необходимого для реализации проекта	10	01.04.19	10.04.19	Курская Д.А. Попок Е.В.
4	Оценка эффективности проекта и периода его окупаемости	15	12.04.19	26.04.19	Курская Д.А.
	Анализ результатов	10	28.04.19	07.05.19	Курская Д.А. Попок Е.В.
	Оформление дипломной работы	20	08.05.19	28.05.19	Курская Д.А. Попок Е.В.
Итого:		107	12.02.19	28.05.19	

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ [35].

На основании таблицы 8 построен календарный план-график (таблица 9) по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам за период времени выполнения работы.

Таблица 9 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т _к , кал, дн	Продолжительность выполнения работ														
			февраль			март			Апрель			май					
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
Составление и утверждение задания	Руководитель	3	■														
Календарное планирование работы	Руководитель, дипломник	2		■													
Патентный поиск	Дипломник	3		■													
Подбор и изучение теоретических материалов, соответствующих теме задания	Дипломник	5		■													
Моделирование в программной среде Aspen HYSYS; Проверка модели на адекватность	Руководитель, дипломник	5			■												
Проведение теоретических расчетов и обоснований	Дипломник	15				■	■	■									
Технологическая оценка вероятных вариантов исполнения проекта	Руководитель, дипломник	10							■	■							

Продолжение таблицы 9

Вид работ	Исполнители	Т _к , кал, дн	Продолжительность выполнения работ														
			февраль			Март			Апрель			Май					
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
Подбор оборудования, необходимого для реализации проекта	Руководитель, дипломник	10															
Оценка эффективности проекта и периода его окупаемости	Дипломник	15															
Анализ результатов	Руководитель, дипломник	10															
Оформление дипломной работы	Руководитель, дипломник	20															



- Дипломник



- Руководитель

4.2.2 Бюджет проекта

В процессе планирования бюджета научно-технического исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражения всех планируемых расходов, необходимых для его выполнения. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям [35]:

- Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты; Специальное оборудование для научных
- (экспериментальных) работ;
- Основная заработная плата исполнителей темы;
- Дополнительная заработная плата;
- Отчисления на социальные нужды;
- Научные и производственные командировки;
- Оплата работ, выполняемых сторонними предприятиями;
- Прочие прямые расходы;
- Накладные расходы.

4.2.2.1 Расчет затрат на сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты

Для выполнения данного проекта не требуется затрат на сырье и материалы, т.к работа связана с проектированием оборудования и моделированием работы установки подготовки нефти

4.2.2.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15% от его цены [35]. Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного проекта и имеющегося в данной научно – технической организации, учитывается в калькуляции в виде амортизационных отчислений.

Все расчеты по приобретению оборудования сводятся в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Мощность электроприбор, Вт	Общая стоимость оборудования, руб.
1	Системный блок Dell Vostro	2	27990	240	55980
2	Монитор ASUS VZ249H	2	14590	25	29180

Продолжение таблицы 10

3	Компьютерная мышь Lenovo 500 Silver	2	1190	-	2380
4	Клавиатура Defender Oscar SM- 660L	2	1190	-	2380
5	Доставка и монтаж оборудования	8	13488		
6	Амортизационные отчисления	4	5 лет – срок работы системного блока и монитора; Годовые амортизационные отчисления: $((55980+(55980 \cdot 0,15))/5)+((29180+(29180 \cdot 0,15))/5) = 19\,586$ руб.; Амортизация за 4 месяца: $19586/4=4897$ руб.		
Итого:					23145

4.2.2.3 Основная заработная плата исполнителей

В статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада.

Расчет основной заработной платы сводится к таблице 11.

Таблица 11 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапа	Исполнители по категориям	Трудоем кость, чел.-дн.	Зарплата, приходящаяся на один чел.- дн., тыс.руб.	Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс.руб.
1	Составление и утверждение задания	Руководитель	3	1,277	3,831
2	Календарное планирование работы	Руководитель	2	1,277	2,554

Продолжение таблицы 11

		Дипломник		-	-
3	Патентный поиск	Дипломник	3	-	-
4	Подбор и изучение теоретических материалов	Дипломник	5	-	-
5	Моделирование в программной среде Aspen HYSYS; Проверка модели на адекватность	Руководитель	5	1,277	6,385
		Дипломник		-	-
6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Дипломник	15	-	-
7	Технологическая оценка вероятных вариантов исполнения проекта	Руководитель	10	1,277	12,770
		Дипломник		-	-
8	Подбор оборудования, необходимого для реализации проекта	Руководитель	10	1,277	12,770
		Дипломник		-	-
9	Оценка эффективности проекта и периода его окупаемости	Дипломник	15	-	-
10	Анализ результатов	Руководитель	10	1,277	12,770
		Дипломник		-	-
11	Оформление дипломной работы	Руководитель	20	1,277	25,540
		Дипломник		-	-
Итого					76,620

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату [35]:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (5.1)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12 – 20 % от $Z_{осн}$).

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле [31]:

$$Z_{осн} = Z_{дн} * T_p \quad (5.2)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно – техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле [31]:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} \quad (5.3)$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года; при отпуске в 28 раб. дня $M = 11,0$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 56 раб. дней $M = 10,2$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб. дн. (таблица 12).

Таблица 12 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
выходные дни	44	48
праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
Отпуск	56	28
невыходы по болезни	1	1
Действительный годовой фонд рабочего времени	250	274

Месячный должностной оклад работника [35]:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{б}} \cdot (k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}, \quad (5.4)$$

где $Z_{\text{б}}$ – базовый оклад, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,15 (т.е. 15% от $Z_{\text{б}}$); $k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15 – 20 % от $Z_{\text{тс}}$); $k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска). Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 13.

Таблица 13 – Расчёт основной заработной платы исполнителей

Исполнители	$Z_{\text{б}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, Руб	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
-------------	-----------------------	-----------------	----------------	----------------	----------------------	------------------------	---------------------------	-------------------------

Руководитель	33664	0,15	0,2	1,3	15317,12	624,95	60	37497,0
Инженер	26300	0,15	0,2	1,3	11966,50	480,41	95	45638,5

4.2.2.4 Дополнительная заработная плата исполнителей

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы [35]:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (5.5)$$

где $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты; $Z_{\text{осн}}$

– основная заработная плата, руб.

В таблице 14 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 14 – Расчет основной и дополнительной заработной платы

Заработная плата	Руководитель	Инженер
Основная зарплата, руб.	33664	26300
Дополнительная зарплата	6732,8	5260
Итого по статье $S_{\text{зп}}$, руб.	40396,8	31560

4.2.2.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам

государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из формулы [35]:

$$З_{внеб} = k_{внеб} * (З_{осн} + З_{доп}) \quad (5.6)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2016г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2016 году водится пониженная ставка – 20%.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 15.

Таблица 15– Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Итого
Руководитель	33664	6732,8	8079,36
Инженер	26300	5260	6312
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,2		

4.2.2.6 Научные и производственные командировки

При выполнении проекта не было расходов по научным и производственным командировкам, связанным с непосредственным выполнением данной работы.

4.2.2.6 Оплата работ, выполняемых сторонними организациями

В эту статью относится стоимость контрагентных работ. Кроме того, на эту статью расходов относят оплату консультаций, использование Internet и т.д.

Расходы на использование Internet составили 800 руб./месяц или 3200 рублей на период выполнения проекта.

4.2.2.7 Накладные расходы

В эту статью включаются затраты на управление и хозяйственное обслуживание, которые могут быть отнесены непосредственно на конкретную тему. Кроме того, сюда относятся расходы по содержанию, эксплуатации и ремонту оборудования, производственного инструмента и инвентаря, зданий, сооружений и др. В расчетах эти расходы принимаются в размере 70 - 90 % от суммы основной заработной платы научно-производственного персонала данной научно-технической организации.

Накладные расходы составляют 80-100 % от суммы основной и дополнительной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы.

Расчет накладных расходов ведется по следующей формуле [35]:

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (5.7) \text{ где}$$

$k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 18%.

$$C_{\text{накл р}} = 0,18 \cdot (33664 + 6732,8) = 7271,4 \text{ рублей}$$

$$C_{\text{накл и}} = 0,18 \cdot (26300 + 5260) = 5680,8 \text{ рублей}$$

4.2.2.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составлена калькуляция плановой себестоимости проекта на увеличение эффективности УПН (таблица 16)

Таблица 16 – Группировка затрат по статьям

Вид работ	Статьи									
	Сырье, материалы, руб.	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ, руб.	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Отчисления на социальные нужды, руб.	Научные и производственные командировки, руб.	Оплата работ, выполняемых сторонними организациями и предприятиями, руб.	Прочие прямые расходы, руб.	Накладные расходы, руб.	Итого плановая себестоимость, руб.
Проект по повышению эффективности Налимьего месторождения	-	23145,0	33664+26300	6732,8+5260	8079,36+6312	-	3200,00	-	7271,4+5680,8	125645,4

4.3 Оценка абсолютной эффективности проекта

В основе проектного подхода к инвестиционной деятельности предприятия лежит принцип денежных потоков (cash flow). Особенностью является его прогнозный и долгосрочный характер, поэтому в применяемом подходе к анализу учитываются фактор времени и фактор риска. Для оценки общей экономической эффективности инноваций согласно «Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов...» [36] в качестве основных показателей рекомендуются:

- чистый доход;
- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма доходности;
- потребность в дополнительном финансировании;
- срок окупаемости;
- индексы доходности затрат и инвестиций и др.

Оценка эффективности инвестиций занимает центральное место в процессе обоснования и выбора возможных вариантов вложения средств.

Статические методы оценки эффективности инвестиционной деятельности.

1. Срок окупаемости инвестиций

Метод расчета срока окупаемости инвестиций PP (payback period) состоит в определении того периода, через который первоначальные инвестиции будут возвращены прибылью или чистыми денежными поступлениями.

Существует два подхода к расчету срока окупаемости. Первый заключается в том, что сумма первоначальных инвестиций делится на величину годовых денежных поступлений либо чистой прибыли.

Второй способ применяется в тех случаях, когда чистые денежные поступления (прибыль) по годам неравномерны.

Если рассматривать, через какой период окупятся сэкономленные на электроэнергию деньги, то необходимо воспользоваться вторым способом расчета [28].

$$PP = n_{ц} + \frac{\Delta CF_t}{CF_{t+1}}, \quad (5.8)$$

где $n_{ц}$ – целое число периодов, при котором кумулятивная сумма оказывается наиболее близкой к величине инвестиций, но меньше ее;

ΔCF_t – непокрытая часть инвестиций в момент t ;

CF_{t+1} – чистые денежные поступления в момент $t+1$.

Учитывая, что стоимость электроэнергии повышается каждый год на 56%, составим таблицу 17, показывающую рост тарифов и сумму сэкономленных средств.

Таблица 17 – Прогноз стоимости электроэнергии для одноставочного тарифа, дифференцированным по двум зонам суток для промышленных предприятий

Год	Пиковая зона, руб/МВт·ч	Ночная зона, руб/МВт·ч	Затраты предприятия на электроэнергию для обогрева помещения при тепловой мощности системы отопления 65,3 МВт·ч
1	4984,88	2076,27	262247,8
2	5283,973	2200,846	277982,6
3	5601,011	2332,897	294661,6
4	5937,072	2472,871	312341,3
5	6293,296	2621,243	331081,8
6	6670,894	2778,518	350946,7
7	7071,148	2945,229	372003,5
8	7495,416	3121,942	394323,7
9	7945,141	3309,259	417983,1

Расчет кумулятивных денежных потоков представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет кумулятивных денежных потоков

Годы	Денежные поступления, руб.	Кумулятивный денежный поток, руб.
0	1 604 290	-1 604 290
1	262 247,8	-1 342 042
2	277 982,6	-1 064 060
3	294 661,6	-769 398
4	312 341,3	-457 057
5	331 081,8	-125 975
6	350 946,7	224 971,8
7	372003,5	596975,2
8	394323,7	991298,9
9	417983,1	1409282

Срок окупаемости проекта составит:

$$PP = 5 + \frac{125\,975}{350\,946,7} = 5,36 \text{ года}$$

2. Расчетная норма прибыли

Данный показатель иногда в литературе носит название средней нормы прибыли на инвестиции (ARR), или бухгалтерской рентабельности инвестиций (ROI).

Этот метод основан на сопоставлении прибыли и инвестиций [36].

$$ARR = \frac{Pr_{cp}}{I_0} \cdot 100\%, \quad (5.9)$$

где Pr_{cp} – средняя прибыль (балансовая либо чистая) за период;

I_0 – первоначальные инвестиции.

Расчетная норма прибыли на определенный выше срок окупаемости (6 лет) составит:

$$ARR1 = \frac{(262247,8 + 277982,6 + 294661,6 + 312341,3)/4}{1604300} \cdot 100\%$$

$$ARR2 = \frac{(331081,8 + 350946,7 + 372003,5)/3}{1604300} \cdot 100\%$$

$$ARR3 = \frac{(394323,7 + 417983,1)/2}{1604300} \cdot 100\%$$

$$\sum ARR = 20,87 \%$$

Динамические методы оценки эффективности инвестиционной деятельности.

1. Чистая текущая стоимость

Данный метод основан на сопоставлении дисконтированных чистых денежных поступлений от операционной и инвестиционной деятельности.

Инвестиции предлагаемого проекта носят разовый характер, поэтому чистую текущую стоимость (*NVP*) определяем по формуле [28]:

$$NVP = \sum_{t=1}^n \frac{CF_{опt}}{(1+r)^t} - I_0, \quad (5.10)$$

где $CF_{опt}$ – чистые денежные поступления от операционной деятельности;

I_0 – разовые инвестиции, осуществляемые в нулевом году;

t – номер шага расчета; n – горизонт расчета;

r – ставка дисконтирования (желаемый уровень доходности инвестируемых средств).

Разрабатываемый проект предполагает снижение себестоимости продукции, поэтому ставка дисконтирования $r=10\%$.

Также проект направлен на снижение затрат на электроэнергию, поэтому за CF будет принимать сэкономленные средства.

Основываясь на таблице 5.10, каждый год, с ростом тарифов на электроэнергию, сэкономленные средства будут увеличиваться, поэтому *NVP* проекта составит:

$$NVP1 = \frac{262247,8}{(1+0,1)} + \frac{277982,6}{(1+0,1)^2} + \frac{294661,6}{(1+0,1)^3} + \frac{312341,3}{(1+0,1)^4}$$
$$NVP2 = \frac{331081,8}{(1+0,1)^5} + \frac{350946,7}{(1+0,1)^6} + \frac{372003,5}{(1+0,1)^7} + \frac{394323,7}{(1+0,1)^8} + \frac{417983,1}{(1+0,1)^9}$$

$$\sum NVP = NVP1 + NVP2 - 1604300 = 254365 \text{ рублей}$$

$NVP > 0$, а это значит, что инвестиционный проект окажет влияние на экономический потенциал предприятия и на его экономическую ценность.

Проект принесет положительный результат только в дальнейшей перспективе, несмотря на то, что срок окупаемости составляет 5,4 года.

2. Индекс доходности (рентабельности) инвестиций (PI) [36]

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} / I_0, \quad (5.11)$$

где I_0 – первоначальные инвестиции.

$$PI1 = \frac{262247,8}{(1+0,1)} + \frac{277982,6}{(1+0,1)^2} + \frac{294661,6}{(1+0,1)^3} + \frac{312341,3}{(1+0,1)^4} + \frac{331081,8}{(1+0,1)^5}$$

$$PI2 = \frac{350946,7}{(1+0,1)^6} + \frac{372003,5}{(1+0,1)^7} + \frac{394323,7}{(1+0,1)^8} + \frac{417983,1}{(1+0,1)^9}$$

$$\Sigma PI = \frac{PI1 + PI2}{1604300} = 1,16 > 1$$

Исходя из значения индекса доходности можно сделать вывод, что такая инвестиция приемлема.

3. Дисконтированный срок окупаемости (DPP)

Наиболее приемлемым методом установления дисконтированного срока окупаемости является расчет кумулятивного (нарастающим итогом) денежного потока.

Определение дисконтированного срока окупаемости приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Определение дисконтированного срока окупаемости разрабатываемого проекта

№ п/п	Наименование показателя	Интервал планирования									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Чистый денежный поток	- 1604290	262247,8	277982,6	294661,6	312341,3	331081,8	350946,7	372003,5	394323,7	417983,1
2	То же с нарастающим итогом	- 1604290	-1342042	-1064060	-769398	-457057	-125975	224971,8	596975,2	991298,9	1409282
3	Простой срок окупаемости	$PP = 5 + \frac{125975}{350946,7} = 5,4$ года									
4	Коэффициент дисконтирования ($r=10\%$)	1,000	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564	0,513	0,467	0,424
5	Дисконтированный чистый денежный поток ($r=0,1$)	- 1604290	238383,2	229613,7	221290,9	213329,1	205601,8	197933,9	190837,8	184149,2	177224,8
6	То же с нарастающим итогом	- 1604290	-1365907	-1136293	-915002	-701673	-496071	-298137	-107300	76849,51	254074,3
7	Дисконтированный срок окупаемости	$DPP = 7 + \frac{107300}{184149,2} = 7,6$ года									

В результате расчета дисконтированный срок окупаемости составляет 7,6 лет, что на 2,2 года превышает простой срок окупаемости.

4. Внутренняя ставка доходности (*IRR*)

Между чистой текущей стоимостью (*NPV*) и ставкой дисконтирования (*r*) существует обратная зависимость. Определим эту зависимость из таблицы 20 и графика, представленного на рисунке 16.

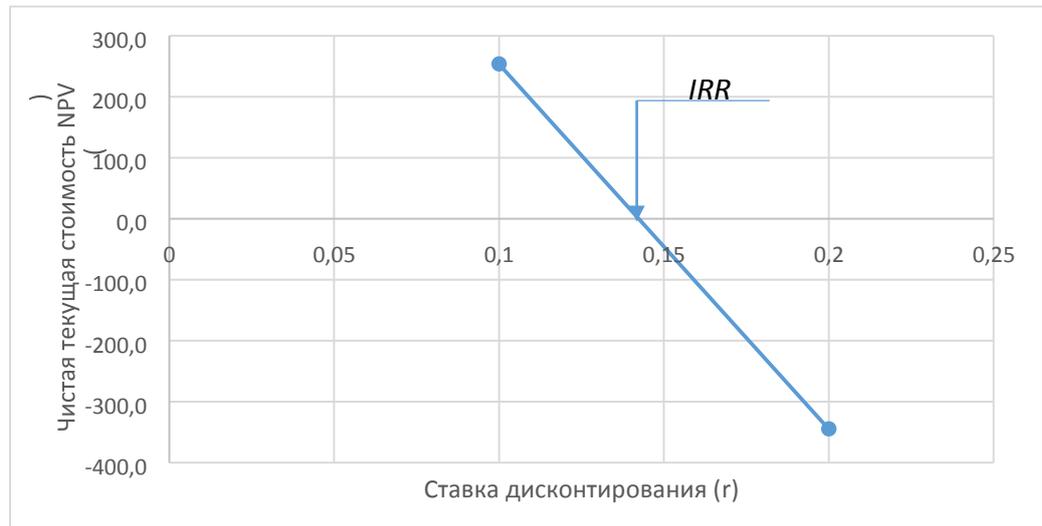


Рисунок 16 – Зависимость *NPV* от ставки дисконтирования Самый простой ручной способ – методом подстановки определить *IRR*, при котором *NPV* обращается в нуль. Получив ставку дисконтирования, где *NPV* чуть больше нуля, и ставку, где *NPV* чуть меньше нуля, можно с помощью метода линейной интерполяции найти среднее между двумя значениями *IRR*, где *NPV* равно нулю [28]:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} \cdot (r_2 - r_1), \quad (5.12)$$

где r_1 – ставка дисконтирования, которая дает положительное значение *NPV*, близкое к нулю; r_2 – ставка дисконтирования, которая дает отрицательное значение *NPV*, близкое к нулю;

NPV_1 – положительное значение *NPV*; NPV_2 – отрицательное значение *NPV*.

$$IRR = 0,1 + \frac{254,1}{254,1 - (-344,3)} \cdot (0,2 - 0,1) = 0,143$$

Таким образом, значение *IRR* для разрабатываемого проекта составляет 14,3%, что выше ставки дисконтирования $r = 10\%$.

Таблица 20 – Зависимость *NPV* от ставки дисконтирования

№ п/п	Наименование показателей											NPV
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	Чистый денежный поток	-1604,3	262,2	278,0	294,7	312,3	331,1	350,9	372,0	394,3	418,0	
2	Коэффициент дисконтирования:											
	$r_1=10\%$	1	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564	0,513	0,467	0,424	
	$r_2=20\%$	1	0,833	0,694	0,579	0,482	0,402	0,335	0,279	0,233	0,194	
3	Дисконтированный чистый денежный поток:											
	$r_1=10\%$	-1604,3	238,4	229,6	221,3	213,3	205,6	197,9	190,8	184,1	177,2	
	$r_2=20\%$	-1604,3	218,5	192,9	170,6	150,5	133,1	117,6	103,8	91,9	81,1	
4	То же нарастающим итогом											
	$r_1=10\%$	-1604,3	-1365,9	-1136,3	-915,0	-701,7	-496,1	-298,1	-107,3	76,8	254,1	254,1
	$r_2=20\%$	-1604,3	-1385,8	-1192,9	-1022,3	-871,8	-738,7	-621,1	-517,3	-425,4	-344,3	-344,3

Социальная эффективность научного проекта учитывает социально-экономические последствия осуществления научного проекта для общества в целом или отдельных категорий населения, или групп лиц, в том числе как непосредственные результаты проекта, так и «внешние» результаты в смежных секторах экономики: социальные, экологические и иные внеэкономические эффекты.

Критерии социальной эффективности, на которые влияет реализация проекта и оценка степени их влияния представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Критерии социальной эффективности

ДО	ПОСЛЕ
Нерациональное использование природных ресурсов	Использование природных ресурсов в полной мере с получением прибыли. Повышение энергоэффективности экономики и энергосбережения.
Затраты электроэнергии на обогрев помещений	Использование тепла основного добываемого потока в качестве теплоносителя, без дополнительного нагрева
Высокая себестоимость продукции	Сокращение затрат на электроэнергию всеми доступными способами позволяют предприятию стать более конкурентоспособным на рынке

4.3.1 Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как [37]:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}, \quad (5.13)$$

где I_{Φ}^p – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения

научноисследовательского проекта (в том числе аналоги).

Существует несколько вариантов систем отопления на данной установке подготовки нефти, они представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Варианты исполнения научно-исследовательского проекта

	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
Описание проекта	Обогрев помещений с использованием тепла основных потоков; установка теплообменных аппаратов после сепараторов.	Обогрев помещений с использованием газового котла, для обеспечения работы которого компания закупает электроэнергию.	Обогрев помещений с использованием тепла основных потоков; установка теплообменных аппаратов после резервуаров.
Стоимость варианта исполнения, тыс.руб.	1604,29	Действующий вариант, не требующий финансовых затрат.	1604,29+дополнительный нагрев воды с помощью покупаемой электроэнергии. 1604,29+262,25=1866,54
Максимальная стоимость исполнения проекта, тыс. руб.	1700,00		
Интегральный финансовый показатель разработки	0,94 Сокращение затрат на разработку	0,00 Не требует финансовых вложений	1,01 Увеличение затрат на разработку

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом [37]:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p, \quad (5.14)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;
 a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a, b_i^p – балльная оценка i -го параметра для аналога и разработки,

устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n

– число параметров сравнения.

Для расчета интегрального показателя ресурсоэффективности составим таблицу 23.

Таблица 23 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерий \ ПО	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту конкурентоспособности компании на рынке	0,35	5	3	3
2. Удобство в эксплуатации	0,10	5	5	5
3. Энергосбережение	0,30	5	3	2
4. Простота монтажа и обслуживания	0,10	5	5	5
5. Надежность	0,15	4	5	5
ИТОГО	1,00			

$$I_{\text{ТП}} = 5 \cdot 0,35 + 5 \cdot 0,10 + 5 \cdot 0,30 + 5 \cdot 0,10 + 4 \cdot 0,15 = 4,85 \text{ Аналог}$$

$$1 = 3 \cdot 0,35 + 5 \cdot 0,10 + 3 \cdot 0,30 + 5 \cdot 0,10 + 5 \cdot 0,15 = 3,7$$

$$\text{Аналог 2} = 3 \cdot 0,35 + 5 \cdot 0,10 + 2 \cdot 0,30 + 5 \cdot 0,10 + 5 \cdot 0,15 = 3,4$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{\text{финр}}^p$) и аналога

($I_{\text{финр}}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле [31]:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\text{ф}}^p} \quad I_{\text{финр}}^a = \frac{I_m^a}{I_{\text{ф}}^a} \quad (5.15)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта [31]:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^a} \quad (5.16)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта; $I_{\text{финр}}^p$ – интегральный показатель разработки; $I_{\text{финр}}^a$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 24 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Аналог 1	Аналог 2	Разработка
Интегральный финансовый показатель разработки	0,00	1,01	0,94
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,70	3,40	4,85
Интегральный показатель эффективности	0,00	3,37	5,16
Сравнительная эффективность вариантов исполнения (Аналог 2 и Разработка)	1,53		

На основании таблицы 24 можно сделать вывод, что разрабатываемый научный проект, по сравнению с Аналогом 1 и 2, имеет наибольшую эффективность, как по интегрального финансовому показателю, так и по показателю ресурсоэффективности разработки.

Список литературы

1. ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»;
2. ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
3. Банков Н. М., Позднышев Г. Н., Мансуров Р. И., Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды, М., 1981;
4. Горная энциклопедия [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.mining-enc.ru/s/stabilizaciya-nefti/>;
5. Левченко Д. Н., Берг-штейн Н. В., Николаева Н. М., Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях, М., 1985;
6. Боромотова Т.Н., Сокольчик П.Ю. статья «анализ и представление данных о модульных технологических системах сбора, подготовки и транспорта нефти» УДК 681.3:721+622,692;
7. Николаев Е.В., Харламов С.Н. статья «особенности сепарации многокомпонентных углеводородных сред в режимах работы аппаратов подготовки нефти» УДК 532.536;
8. Третьяков О.В., Мазеин И.И. статья «разработка и внедрение мобильной установки для подготовки скважинной продукции» УДК 622.276;
9. Ryatov I.S. статья «Development of separation unit and water treatment procedure for reservoir pressure maintenance system»;
10. Ismagilov F.R. Safin R.R. статья «The scheme of oil stabilization with the block of gas purification from hydrogen sulphide» УДК 665.662.665:662.249;
11. Lekomtsev A.V., Plyushin P. Yu. статья «Cluster technology of preparation and injection of produced water into the reservoir using a pipe phase divider» УДК 665.62;
12. Желудкова Е.В., Мельников В.Б. статья «состояние разработки и схема подготовки газа на УКПГ-8 Оренбургского НГКМ» УДК 622.691.1;

13. Веревкин А.П. Кирюшин О.В. статья «вопросы проектирования систем адаптивного управления процессами добычи и подготовки нефти» УДК 519.711.3:622.276;
14. Hasanov F.G., Kazimov Sh.P, Abdullayeva E.S. статья «A new approach of the mechanical impurities utilization in the flow stream preparation system» SOCAR Proceedings № 4(2017) 057-065;
15. Князев Р.В. статья «Анализ эффективности подготовки скважинной продукции на Русскинском месторождении»
16. Гасанов Ф.Г, Фбдуллаева Э.С. статья «новый способ улавливания механических примесей в системе подготовки скважинной продукции»;
17. Стручков И.А., Хамитов И.Г. статья «физико-химические методы борьбы с осложнениями при эксплуатации месторождения парафинистой нефти» УДК 622.276.72;
18. Дамиров Д.Р. статья «определение динамического уровня при работе штангового скважинного насоса с нормальной и аномальной нефтью»;
19. «Многоканальный трубопровод» патент RU 159286 U1
20. «Способ приготовления и нагнетания газожидкостной смеси в пласт» патент RU 2388905C1
21. «Скважинный насос» патент RU 2525060
22. «многоканальный трубопровод для транспортировки жидкости и газа под высоким давлением» патент RU 105352
23. Патент RU 2498061
24. Гончаров И.В. и др. Исследование глубинных проб нефтей с целью определения параметров пластовых флюидов // ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 2000г, отчет;
25. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://docplayer.ru/26289153-Тема-4-2-obzor-sistem-modelirovaniya-i-inzhenernyh-raschetov-primenyaemyh-v-neftegazovoy-otrasli.html>
26. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/2382/38396/>

27. ГОСТ 31443 – 2014 Трубы стальные для промышленных трубопроводов. Технические условия [27].
28. ВСН 005-88 «Строительство промышленных стальных трубопроводов. Технология и организация»;
29. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
30. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
31. СН 527-80 «Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 МПа»
32. Тронов В.П. «Промысловая подготовка нефти» Казань, ФЭН, 2000. - 416с.;
33. Хафизов А.Р., Пестрецов Н.В., Чеботарев В.В. «Сбор и подготовка нефти и газа. Технология и оборудование» 2002г.;
34. Каспарьянц К.С., Кузин В.И., Григорян Л.Г. «Процессы и аппараты для объектов промышленной подготовки нефти и газа» М., Недра, 1977, 254с.;
35. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина, З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
36. Экономическая оценка инвестиций: учебное пособие / Ю.С. Прокофьев, Е.Ю. Калмакова; Томский политехнический университет. – 2-е изд., испр.– Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 124 с.
37. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина, З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с

38. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 12 апреля 2011 г. N 302н. Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда (с изменениями на 6 февраля 2018 года). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/902275195>;
39. Технологический регламент ОАО «Томскнефть» ВНК установки подготовки нефти (УПН) Налимьего нефтяного месторождения. – 2015;
40. Морозов В.Ю., Стрекалов А.В. Технология регулирования систем поддержания пластового давления нефтяных промыслов. – М.: Недра, 2014 – 127 с.;
41. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (ред. от 28.03.1990). – Москва: Изд-во стандартов, 1991. – 3 с.;
42. Макаров Г. В., Васин А. Я., Маринина Л. К. и др. Охрана труда в химической промышленности: учебник. – М.: Химия, 1989. – 496 с.;
43. ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Текст]. – Москва: Стандартинформ, 1998 – 3 с.;
44. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [Текст]. – Взамен ГОСТ 12.1.005-76. Введ. с 1989-01-01. – Москва: Изд-во стандартов, 1988. – 14 с.;
45. ГОСТ 12.1.003-2014. Шум. Общие требования безопасности. [Текст]. – Москва: Стандартинформ, 2007 – 12 с.;
46. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*;

47. Хаусов А.П., Редина М.М. Чрезвычайные ситуации и экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе. [Текст]. – 27.01.2014. – Режим доступа: [Кодекс].;

48. Приказ Минтруда РФ от 24.07.13 № 328н «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» // Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти – 03.05.2014. – №5. Режим доступа: [Консультант плюс];

49. Мищенко И. Т. Расчеты в добыче нефти, М. «Недра», 1989;

50. ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование».

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Литературный обзор

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ72	Курская Дарья Александровна		

Консультант кафедры ХТТ

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Попок Е.В.	к.т.н.		

Консультант-лингвист отделения ИЯ

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Лахотюк Л. А.	к.ф.н.		

Oil field preparation

Products from oil or gas wells do not constitute pure oil and gas, respectively. Produced water, associated gas (oil gas), solid particles of mechanical impurities, rocks, hardened cement come from the well along with oil.

The production of wells in oil and gas fields is a multi-phase multicomponent system.

The field development requires a larger amount of capital investments, a significant share of which is accounted for by the construction of systems for the collection and transportation of oil and gas. In this regard, competent field preparation is necessary, which is of paramount importance both to reduce capital costs and operating costs, and to reduce the time of field development and, consequently, to accelerate the commissioning of new fields.

Prospective volumes of oil production in Russia will be determined mainly by the level of world oil prices, tax conditions and scientific and technical achievements in exploration and development of fields.

Natural gas belongs to the unreported resources of the country. It is one of the most valuable types of raw materials, largely determining the development of the economy. Gas - the source of the country's budget. Currently, the share of natural gas consumption in the country is over 30% and has a steady tendency to further growth.

The greatest gas losses (up to 90%) occur in gas transmission systems.

In the preparation of the extracted hydrocarbon raw materials for the main transport in modern fields, technological processes based on using the principle of separation (separation) of the reservoir mixture into liquid and gas phases as a result of natural forces: gravity, inertia, etc., are widely used.

The state and properties of oil systems are determined by the influence of various parameters: pressure, temperature, specific volume, component composition of the phases.

When the hydrocarbon (HC) system moves along the whole chain “reservoir - well - collection and preparation system - main pipeline”, pressure and temperature

continuously change. As a result, the phase states of the systems, the component composition of the phases, and, as a consequence, the observed physicochemical properties change.

Consequently, oil field preparation is necessary in order to ensure proper quality of the energy resource before it is sent to industrial enterprises.

Also, this procedure minimizes the presence of harmful substances in the raw materials, which guarantees a long service life of oil pipelines.

Poor quality raw materials can lead to considerable extra costs. We are talking about the high cost of transportation, if the product is not cleared of unnecessary substances, giving it extra volume and weight. And also about financial investments in equipment. After all, oil, from which no salt has been removed, can damage the pipeline very quickly, and then its replacement will be required.

All commodity oil entering the main oil pipeline corresponds to GOST R 51858-2002. Oil. General technical conditions. Tabular data are given below.

Table 1 - Oil Classes

Oil grade	Name	Mass fraction of sulfur, %	Test method
1	Low-sulfur	before 0,60 including	According to GOST 1437, GOST R 51947 and 9.2 of this standard
2	Sulfur	От 0,61 >> 1,80	
3	Sour	>> 1,81 >> 3,50	
4	Particularly sour	СБ. 3,50	

According to density, and when delivered for export, in addition to the output of fractions and the mass fraction of paraffin, oil is divided into five types (table 2):

- 0 - especially easy;
- 1 - easy;
- 2 - average;
- 3 - heavy;
- 4 - bituminous.

Table 1 – Types oil

Parameter name	Oil rate type										Test method
	0		1		2		3		4		
	for enterprises of the RF	for export	for enterprises of the RF	for export	for enterprises of the RF	for export	for enterprises of the RF	for export	for enterprises of the RF	for export	
1 Density, kg / m ³ , at temperature:											According to GOST 3900 and 9.3 of this standard
20 °C	No more 830,0		830,1-850,0		850,1-870,0		870,1-895,0		more 895,0		GOST R 51069 and 9.3 of this standard
15 °C	No more 833,7		833,8-853,6		853,7-873,5		873,6-898,4		more 898,4		
2 Yield of fractions, % vol., Not less, up to temperature:											According to GOST 2177 (method B)
200 °C	-	30	-	27	-	21	-	-	-	-	
300 °C	-	52	-	47	-	42	-	-	-	-	
3 Mass fraction of	-	6	-	6	-	6	-	-	-	-	According to

paraffin, %, not more than											GOST 11851
Notes											
<p>1. If oil according to one of the indicators (density or yield of fractions) refers to the type with a lower number, and according to another - to the type with a higher number, then oil is recognized to correspond to the type with a larger number.</p> <p>2. Oil types 3 and 4, when accepted into the pipeline transportation system for the subsequent export, must have a norm in indicator 3 not more than 6%.</p>											

According to the degree of preparation, oil is divided into groups 1-3 (table 3).

Table 3 - Oil groups

Name of the indicator	Norm for oil group			Test method
	1	2	3	
1 Mass fraction of water, %, not more than	0,5	0,5	1,0	According to GOST 2477 and 9.5 of this standard
2 Mass concentration of chloride salts, mg / dm ³ , not more than	100	300	900	According to GOST 21534 and 9.6 of this standard
3 Mass fraction of mechanical impurities, %, not more than	0,05			According to GOST 6370
4 Saturated vapor pressure, kPa (mm Hg), not more than	66,7 (500)			GOST 1756, GOST R 52340 and 9.8 of this standard
5 Mass fraction of organic chlorides in the fraction boiling up to the temperature of 2040C (ppm) not more than	10	10	10	According to GOST R 52247 or Appendix A (6)
Note - If, according to one of the indicators, oil belongs to a group with a lower number, and according to another, to a group with a higher number, then oil is recognized as the corresponding group with a higher number.				

According to the mass fraction of hydrogen sulfide and light mercaptans, oil is divided into 2 types (table 4).

Table 4 - Types of oil

Name of the indicator	Type of oil	Test method
-----------------------	-------------	-------------

	1	2	
1 Mass fraction of hydrogen sulfide (ppm) no more than	20	100	According to GOST R 50802
2 Mass fraction of methyl and ethyl mercaptans in total, (ppm)	40	100	
Notes			
1 Standards for indicators in table 4 are optional until 01/01/2013. Determined for the data set.			

Requirements for the design of systems for the collection and treatment of oil are currently prescribed in VNTP 3-85 "Standards for the technological design of objects for the collection, transportation, preparation of oil, gas and water from oil fields", which gives all the regulations to the designed oil production facilities.

Primary preparation of oil, in the overwhelming majority of cases, occurs directly at the sites of its production.

Primary preparation of oil implies:

- degassing - removal of gases from raw materials;
- stabilization - removal of unwanted light fractions;
- dehydration - separation of oil from water;
- desalting - removal of excess salts from the energy source.

Oil degassing

Oil extracted from the earth's interior, as a rule, contains gas, called associated gas. For every ton of oil produced, there are 50-100 m³ of associated gas. Before transporting and supplying oil for processing, gas must be separated from oil. Removal of gas from oil - degassing, carried out with the help of separation and stabilization.

Under conditions of an oil reservoir at high pressure, gases are dissolved in oil, when oil rises to the earth's surface, the pressure drops and the dissolved gas is released, it is important to catch it at this moment. There are several schemes for the separation of gas from oil in the field, which differ in the conditions of movement of oil and gas. Schemes of the first group are characterized by the fact that gas is separated from oil

at the shortest distance from the well. After separation of gas to the central collection points, only oil moves. An example of such a gas / oil separation scheme is shown in Figure 1a.

Gas-oil mixture from the well enters the vertical tank

S-1, equipped with devices to prevent the loss of oil with gas. This capacity is called the ladder. From the S-1 ladder, the gas enters the gas collector, and the oil enters the E-1 measuring device. Through the gas collector, the associated gas is transferred for further processing to gasoline plants. Up to one hundred and more wells of one or several nearby oil fields are connected to the reservoir. Since the pressure at which the separation occurs in the ladder is low (101.3–202.6 kPa), it is compressed with LK-1 compressors to supply gas to gas and gas plants.

Oil from the E-1 measuring tank is supplied by gravity or by pumps to the oil-collecting station, where it is dehydrated.

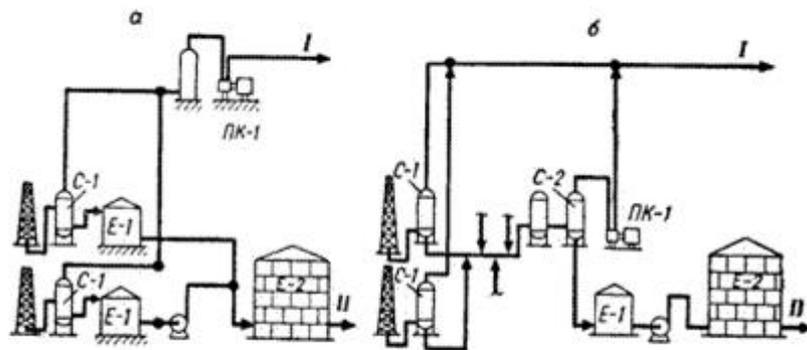


Figure 1 - Schemes of separation of gas from oil in the oil field with a single-stage (a) and multi-stage separation (b): I-gas to the plant; II-oil

The described scheme is simple, but does not provide complete capture of the associated gas. After single-stage separation, up to 40-50% of associated gas remains in the oil. This gas, getting together with the oil in the E-1 measuring tanks and reservoirs of oil gathering points, largely disappears into the atmosphere. Systems of multistage separation are more efficient (Fig. 1b).

Increased pressure is maintained at the mouth of the oil well. A gas separator of the first separation stage C-1 is placed in the immediate vicinity of the well, the

pressure in which is 607.9-709.3 kPa. This pressure is enough to apply gas to the plant without additional compression.

From the first stage gas separator, the oil, along with the dissolved gas remaining in it, flows by gravity to the central collection point. At this point, flows from a large number of wells. As a result of the pressure reduction at the central collection point, gas is again released in the C-2 separator. This gas is supplied to the plant by compressors. The advantages of a multi-stage separation scheme:

- more complete separation of gas from oil;
- reduction of the ablation of oil droplets with gas;
- reduction of electricity consumption for gas compression.

Oil stabilization

Oil stabilization is the extraction of light hydrocarbons, which under normal conditions are gaseous, for further use in the petrochemical industry.

The degree of oil stabilization is established for each specific field, taking into account: the amount of oil produced, the content of light hydrocarbons in it, technology for collecting oil and gas in the field, the effect of oil stabilization on the petrol factor of oil, increasing the cost of pumping oil by increasing viscosity with a greater degree of stabilization of oil. Depending on the degree of oil stabilization, the process is carried out by separation (by extracting a broad fraction of light hydrocarbons by single or multiple oil degassing by reducing its pressure, including with preheating the oil) or by distillation (selection of light fractions by single or multiple heating and condensation with a clear separation of hydrocarbons). In the fields of stabilization of oil is carried out mainly in separation plants, which differ in the principle of operation (gravitational, inertial or louvre and centrifugal), spatial orientation (vertical, horizontal and inclined) and geometric shape (cylindrical and spherical). As a rule, horizontal separators are used to stabilize oil with large gas factors. The degree of extraction of gas and oil and the removal of oil droplets together with gas depend on

the number of separation steps, the pressure on the separation steps, the temperature and volume of the incoming oil and gas mixture, as well as the design of the separators.

In multi-stage separation, in the first stages, mainly methane is obtained, which is used in the field or is fed to the trunk gas pipeline, and in subsequent stages - light hydrocarbons (mainly C_3H_8). Thanks to the stabilization of oil, losses during storage and transportation of oil are reduced.

Progress in the field of oil stabilization is possible while ensuring reduction of energy costs for separation, so that the energy contained in the oil and gas flow is used mainly for the transport of oil and gas, as well as with a significant increase in the efficiency of separation devices. Perspective methods for the separation of oil and gas using ultrasound, membranes, separation in thin layers, etc., as well as combining them with the effects of heat, centrifugal forces, etc., are promising.

Dehydration and desalting oil

Dehydration and desalting of oil - preparation of oil for processing by removing water, mineral salts and mechanical impurities from it. When oil is produced, its inevitable satellite is the reservoir water (from <1 to 80-90% by weight), which, dispersing in oil, forms with it a water-in-oil emulsion (dispersed phase-oil, dispersed -water). Natural emulsifiers (asphaltenes, naphthenes, resins) and dispersants that are present in petroleum contribute to their formation and stabilization. mechanical impurities (particles of clay, sand, limestone, metals). Produced water, as a rule, is largely mineralized by chlorides — Na, Mg, and Ca (up to 2500 mg / l of salts, even if only 1% of water is present in the oil), as well as hydrocarbon sulfates.

The presence of these substances and mechanical impurities in the oil has a detrimental effect on the operation of the equipment of oil refineries (refineries):

1. with a high water content, the pressure in the equipment of oil distillation units increases, their productivity decreases, and energy consumption increases;
2. salt deposition in the tubes of furnaces and heat exchangers requires their frequent cleaning, reduces the heat transfer coefficient, causes severe corrosion

(chlorides of Ca and Mg hydrolyze to form HCl); in addition, salt and fur. impurities that accumulate in residual oil products — fuel oil Igudrona — impair their quality.

Hydromechanical method of oil settling for the purpose of stratification of formation water and oil, as well as for the deposition of fine particles of dispersed water in the oil layer is carried out in gravity settling tanks of various designs. The settling tanks are usually horizontal cylindrical devices with a volume of 100-150 m³ with a large interface, in which oil settling occurs within 1-2 hours at a temperature of 120-140 ° C and pressure up to 1.5 MPa. Simple oil settling is ineffective, but it is a mandatory element in all other dehydration methods.

Thermochemical method uses the addition of oil demulsifiers, which chemically destroy the shell of the smallest globules of dispersed water. Small globules of water are combined with each other, and the resulting globules of large diameter precipitate at a much higher rate. The demulsifiers (5-50 g / t of oil) in the mixer are added to the oil, which at a temperature of 60-100 ° C is sent to a horizontal sump. The demulsifiers are extremely diverse, their composition and the amount added are experimentally selected for each oil from different fields. The most widely used are surface-active substances (surfactants): sulfanol, sulfoesters, oxyethylated liquid organic acids (OFA), alkylphenols (OP-S and OP-ZO), neftenols, organic alcohols (neanol, sintanol, etc.), ethylene copolymers and propylene oxides (Dissolvan, proxanols, proxamine, Chemelix, Separol, etc.), diproxamine, oxaphora, prohinor, etc.

Deep purification of oil from water (up to 0.1 wt.%) And salts (up to 1-5 mg / l) is achieved only by the electrothermochemical method with intensive sedimentation of small water particles in a strong electric field in the presence of large amounts of fresh washing fresh water (5- 7 wt.%). Spherical globules (drops) of water under the action of an alternating electric field are deformed, stretched, “tremble”, collide and, finally, merge into larger globules. This also contributes to the demulsifier, tearing the shell of water droplets, and increased temperature (120-130 ° C), which reduces the viscosity of the oil. All these factors together increase the precipitation rate of dispersed water droplets in which mineral salts are dissolved.

Refining oil from water and salts begins in the oil field (preparing oil for transport) and ends at a refinery, with three to five refining stages using different dewatering methods. The final stage is the electrical dehydration of oil at the refinery. The designs of field and factory dehydrators are somewhat different. A typical horizontal dehydrator (Fig. 2) has a diameter of 3.4 m and a length of 18-24 m, a volume of 160-200 m³ and a design pressure of 1.8 MPa. Inside it are two or three lattice electrodes (slightly higher than the axis of the apparatus), which are suspended on insulators to the body of the apparatus. For operation, high voltage alternating electric current (22-44 kV) is used, electricity consumption is 2.5-5.0 W / m³ of oil [4].

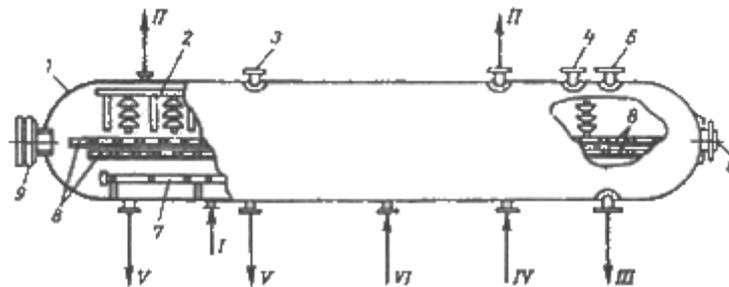


Figure 2 - Horizontal Electrodehydrator. 1- housing; 2- demineralized oil collector; 3- fitting for safety valve; 4,5- branch pipes for bushing insulators; 6,9- manholes; 7- crude oil reservoir; 8- electrodes. Streams: I- crude oil; II - desalted oil; III slurry; IV - water vapor; V-brine; VI- wash water.

literature review

A huge amount of research is currently underway to reduce the cost of field equipment, with acceptable optimization. Since this issue has been in great demand in recent years, many articles have been published on this topic, which reveal the full depth of the events held.

In the article, the authors T.N. Bormotova, P.Yu. Sokolchik is considering the possibility of expanding computer-aided design (CAD) systems for technological installations of oil collection and treatment systems. For this purpose, practical

examples of technological processes for oil preparation and the composition of technological installations using a modular approach are given, information models are defined that formalize decision groups and describe individual solutions for a technological installation. To build models, an object-oriented approach to describing solutions and an approach based on relational models was applied. When considering a technological installation using an object-oriented approach, the hierarchy of classes used for further design and the properties of classes are determined. These approaches lead to the construction of databases (DB) and database management systems (DBMS) integrated into CAD systems or used separately, which allow to formalize the choice of hardware design of technological installations. The algorithm of using the database in the design of technological installations.

V.N. Ivanovski, A.A. Sabirov, A.V. Degovtsov, in assure efficiency of the reservoir pressure maintenance system has a great impact on the wells operation in the current conditions of oil industry. The water injection method is mostly used among the reservoir pressure maintenance systems (RPMS). Typically, the reservoir water from the primary water disposal facilities (PWDF) and water from surface sources (rivers, lakes, etc.) is used in most cases. Raw water contains a large amount of mechanical impurities and residual oil; it may lead to the reservoir clogging. Therefore, the quality of water is highly restricted by the industry and enterprise standards, it is currently impossible to comply with these standards without unmanageable treatment systems. The article proposes to use skid-mounted water treatment systems, which include up to three stages of treatment, depending on the operating conditions. The first stage - mechanical impurities separator developed at the Oil and Gas Industry Machinery and Equipment Department of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas. The second stage - filter with the filtering elements made of the wire porous materials (WPM) developed by REAM-RTI without hydrophilic and oleophobic coating. The third stage – sorber, it provides complete water cleaning from residual oil. This system may be installed in PWDF systems or directly on the injection wellhead. The treatment system specified successfully passed pilot testing (PT) at the facilities of LUKOIL-Perm LLC – Unvinskoye field (water from land-based sources) and

PWDF «Byrka» Oil and gas production shop No. 3 (water bottoms). Pilot test results showed reduction of suspended solid particles (SSP) content by 2,9 with the average particle size of 2,5 microns and reduction of residual oil amount by 2,1.

F. R. Ismagilov, R. R. Safin, V. V. Gaidukevich, Z. F. Ismagilova the technological schemes were offered. They are intended for oil & condensate stabilization with the usage of hydrocyclon which may be applied to create new closed technological schemes of integrated oil preparation. The usage of hydrocyclons – small-sized, simple in device & highly effective apparatus – will allow to intensify the work system of the initial oil preparation & the construction of the installation in made of units version. The new schemes were proposed in which the developed & traditional methods of oil stabilization are combined. The results of experienced industrial tests of oil stabilization processes with centrifugal power usage, gas purification from hydrogen sulphide allow to realize a new technology for wide industrial introduction.

In the article the main parameter of the quality of the injected reservoir water, which has an impact on reducing injectivity of injection wells, is the concentration (content) of oil and solid particles (SP). In conditions of high load of well production preparation objects is not always possible to achieve these requirements. On Majachnye field of workshop oil and gas №5 there are certain problems. In addition, in the field there are well clusters, producing high water cut products. It increases the economic costs of transportation and preparation of oil emulsion. In this regard, the issues of improvement of produced water quality for injection, the reducing the load of in-field training facilities and the reduction of transportation costs and the destruction of oil emulsion becomes more urgent. This paper presents a solution – Cluster technology of preparation and injection of produced water from wells into the reservoir using a pipe phase divider.

The paper suggests a method for sand and mechanical settling in a liquid flow, including a sand settler, which is installed prior to a production gathering and handling point directly on the infield pipeline, both on one well line and at branch connections. However, the developed sand settler is located at a distance determined by

the proposed relationship. The design parameters of the sand setting device , which provide the most complete trapping of mechanical impurities as well, are determined based on the daily volume of liquid passing though the device by comparing parameters such as settling time of solids and the passage time of liquid with solid particles through the device.

In the article, in the case of bottom-hole pump dinamic level have been studied on the basis of analytical solution of differential equations. The solution of this equation gives the pump fluids to determine the parameters of the oscillations of level, and reveals the importance of the regulation of the level of oscillations. Determination of dynamic level of fluid level in deep-pumping wells with abnormal viscous - plastic oil has been considered in the article.