

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

Институт электронного обучения
Специальность 240403 Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов
Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

Тема работы
Анализ процессов обезвоживания при промышленной подготовке нефти Ярактинского месторождения

УДК 622.276.8.026.2:622.276(571.53)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З - 5201	Пшеничникова Е.Н.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ушева Н.В.	К.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич О.А.	К.Б.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Юрьев Е.М.	К.Т.Н		

Томск – 2016 г.

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



«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт *природных ресурсов*
Специальность 240403 *Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов*
Кафедра *Химической технологии топлива и химической кибернетики*

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

<i>Дипломная работа</i>
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-5201	<i>Пшеничникова Елена Николаевна</i>

Тема работы:

<i>Анализ процессов обезвоживания при промышленной подготовке нефти Ярактинского месторождения</i>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	<i>1778/с от 03.03.2016 г.</i>

Срок сдачи студентом выполненной работы:

<i>2 июня 2016 г.</i>

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	
<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>	<i>Технология подготовки нефти на промысле. Технологическая схема установки подготовки нефти Ярактинского месторождения; технологические параметры, оборудование. Методы процессов обезвоживания и обессоливания нефти. Моделирование процессов промышленной подготовки нефти.</i>

<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><i>Введение: современные направления совершенствования процессов промышленной подготовки нефти; технологические основы процессов подготовки нефти, методы разделения водонефтяных эмульсий; постановка задачи исследования: исследование влияния технологических параметров на процессы обезвоживания нефти; анализ влияния температуры на процессы обезвоживания с применением моделирующей системы, обсуждение результатов, выводы.</i></p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p><i>1 Характеристика исходного сырья, технологические параметры; 2 Технологическая схема; 3 Результаты исследований; 4 Результаты финансового менеджмента</i></p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p><i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i></p>	<p><i>Рыжакина Т.Г</i></p>
<p><i>Социальная ответственность</i></p>	<p><i>Антоневич О.А.</i></p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p><i>14.03.2016 г.</i></p>
--	-----------------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<i>доцент каф. – ХТТ и ХК</i>	<i>Ушева Н.В.</i>	<i>к.х.н., доцент</i>		<i>14.03.2016г.</i>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<i>3-5201</i>	<i>Пшеничникова Е.Н.</i>		<i>14.03.2016г.</i>

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ООО «ИНК» –Общество с ограниченной ответственностью «Иркутская нефтяная компания»;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

ППД – поддержание пластового давления;

НГС – нефтегазовый сепаратор;

ОГ – отстойник горизонтальный;

КСУ – концевая сепарационная установка;

БДР – блок дозирования реагента;

ЦНС – центробежный насос секционный;

ПП – печи подогрева;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

РП - резервуарный парк;

ФВД – факел высокого давления;

ФНД – факел низкого давления;

МС – моделирующая система;

СНиП - строительные нормы и правила.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа страниц 83, рисунков 15, таблиц 24, источников 26, приложений 7.

Ключевые слова: продукция скважин, нефтяная эмульсия, товарная нефть, попутный газ, топливный газ, сепаратор, электродигидратор, отстойник нефти, деэмульгатор.

Объектом исследования является участок подготовки нефти Ярактинского месторождения.

Цель работы – анализ процессов обезвоживания и обессоливания при промышленной подготовке нефти Ярактинского месторождения и проведение расчетов по влиянию температуры в аппаратах подготовки нефти с применением моделирующей системы.

В работе получены и обработаны данные по влиянию технологических параметров на процессы обезвоживания и обессоливания нефти при промышленной подготовке в динамике разработки на Ярактинском месторождении. Показано, что в исследованном диапазоне изменения параметров, полученная на установке товарная нефть, соответствует требованиям по содержанию воды и солей.

Расчеты с применением моделирующей системы показали, что большое влияние на процессы отделения воды от нефти оказывает изменение температуры в отстойниках и электродегидраторах.

Для выполнения аттестационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel, презентация подготовлена с помощью Microsoft PowerPoint.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	10
1.1 Необходимость подготовки нефти.....	10
1.2 Стабилизация нефти.....	11
1.3 Обессоливание и обезвоживание нефти.....	12
1.4 Общие сведения о водонефтяных эмульсиях.....	14
1.5 Методы разрушения водонефтяных эмульсий.....	15
2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	20
2.1 Общая характеристика производственного объекта.....	20
2.2 Описание технологического процесса и технологической схемы УПН.....	21
2.3 Контроль технологического процесса.....	26
2.4 Методы обессоливания и обезвоживания при промысловой подготовки нефти.....	27
2.4.1 Определение содержания хлористых солей в нефти	27
2.4.2 Определение содержания воды в нефти.....	29
2.5 Моделирование процессов промысловой подготовки нефти	31
3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
3.1 Анализ процессов обезвоживания при промысловой подготовки нефти Ярактинского месторождения.....	
	Ошибка! Закладка не определена.
3.2 Анализ влияния температуры на процессы обезвоживания и обессоливания с применением моделирующей системы.....	
	Ошибка! Закладка не определена.
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	35
4.1 Предпроектный анализ.....	35
Потенциальные потребители результатов исследования.....	35
4.1.1 SWOT-анализ.....	35

4.1.2	Инициация проекта.....	36
4.1.3	Организационная структура проекта.....	37
4.2	Анализ эффективности действующего производства.....	38
4.2.1	Расчета годового фонда заработной платы.....	38
	цехового персонала.....	38
4.2.2	Расчет себестоимости.....	42
4.2.3	Расчет себестоимости по двум путям ее снижения.....	45
4.2.4	Расчет цены готовой продукции.....	46
4.2.5	Расчет точки безубыточности математическим и графическим способами для всех вариантов расчета себестоимости.....	46
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ		
ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.		
5.1	Производственная безопасность.....	
Ошибка! Закладка не определена.		
5.1.1	Анализ вредных производственных факторов.....	Ошибка!
Закладка не определена.		
5.1.2	Анализ опасных производственных факторов.....	Ошибка!
Закладка не определена.		
5.2	Экологическая безопасность.....	
Ошибка! Закладка не определена.		
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	
Ошибка! Закладка не определена.		
5.3.1	Пожарная и взрывная безопасность.....	Ошибка! Закладка не определена.
5.3.2	Чрезвычайные ситуации техногенного характера. Пожар.....	Ошибка! Закладка не определена.
5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	
Ошибка! Закладка не определена.		
ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.		
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ..... ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.		

Приложение А	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
Приложение Б	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
Приложение В.....	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
Приложение Г	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
Приложение Д.....	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
Приложение Е.....	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
Приложение Ж.....	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.

ВВЕДЕНИЕ

Продукция скважин на нефтяных промыслах, газовых и газоконденсатных месторождениях представляют собой многофазную многокомпонентную смесь. Природный газ, газовый конденсат и нефть поступающие из скважин, содержат различные примеси, которые препятствуют их дальнейшей транспортировке и переработке. Так, например, содержание пыли и механических примесей в газе способствует истиранию металла, вызывает его износ, приводит к выходу из строя уплотнительных колец, клапанов и гильз цилиндров поршневых компрессоров, снижает их коэффициент полезного действия. Механические частицы отлагаются на поверхности труб и резко снижают коэффициент теплопередачи [1].

Основной проблемой при подготовке нефти на месторождениях является ее обезвоживание и обессоливание, так как в процессе разработки месторождения повышается доля воды в сырой нефти, изменяется газовый фактор и физико-химические свойства водонефтяной эмульсии.

При промысловой подготовке нефти также получают попутный нефтяной газ, в котором содержатся тяжелые углеводороды

C₅–C₇являющиеся ценным сырьем для химической промышленности, поэтому необходимо предусматривать методы их утилизации [2].

Общество с ограниченной ответственностью «Иркутская нефтяная компания» (ИНК) является одним из крупнейших независимых производителей углеводородного сырья в России. Иркутская нефтяная компания занимается геологическим изучением, разведкой и добычей углеводородного сырья на месторождениях и лицензионных участках недр в Восточной Сибири - в Иркутской области и Республики Саха (Якутия).

Сырая нефть подаваемая на установку подготовки нефти (УПН) Ярактинского месторождения имеет обводненность 20%. Действующая технологическая схема предусматривает две ступени сепарирования, обезвоживания и обессоливания водонефтяной эмульсии и позволяет добиваться требуемого качества подготовки нефти с применением деэмульгаторов.

В данной дипломной работе проанализировано влияние технологических параметров на процессы обезвоживания и обессоливания при промышленной подготовке нефти Ярактинского месторождения.

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Необходимость подготовки нефти

Нефть, извлекаемая из скважин, всегда содержит в себе попутный газ, механические примеси и пластовую воду. Пластовая вода содержит в растворённом виде различные соли, чаще всего хлориды натрия, кальция и магния, реже – карбонаты и сульфаты.

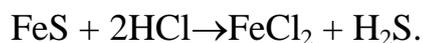
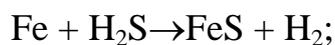
В самом начале эксплуатации месторождения добывается нефть с низким содержанием воды. Со временем ее обводненность увеличивается и достигает до 90 - 98 %. Загрязнённую и обводнённую нефть нельзя транспортировать и перерабатывать на заводе без детальной подготовки на своей производственной площадке.

Наличие пластовой воды в нефти значительно увеличивает стоимость транспортировки и переработки. Присутствие воды в нефти увеличивает его испарение и конденсацию, следовательно, увеличивается стоимость. Подорожание транспортирования связано с перекачкой балластной воды, т.к. увеличивается вязкость нефти и образуется эмульсия с водой.

К механическим примесям нефти относятся частицы песка, глины, известняка и других видов пород. Наличие механических примесей в нефти приводит к образованию отложений в аппаратах подготовки нефти, а также к повышенному износу труб, что снижает коэффициент теплопередачи и производительность установки. Механические примеси также способствуют образованию стойких нефтяных эмульсий с пластовой водой.

Большое содержание хлористых солей в нефти оказывают вредное влияние на параметры работы установки. Хлориды, в частности, кальций и магний, даже при низких температурах гидролизуются, образуя соляную кислоту, что приводит к коррозии металла аппаратов. Особенно интенсивно хлориды продуктами гидролиза разъедают конденсационно-холодильную аппаратуру перегонных установок. Также соли накапливаются в остаточных нефтепродуктах - мазуте, гудроне, коксе, ухудшая их качество.

При подготовке сернистых и высокосернистых нефтей, происходит разложение соединений серы, при котором образуется сероводород, что в сочетании с соляной кислотой вызывает сильную коррозию:



Хлорид железа переходит в водный раствор, а сероводород снова вступает в реакцию с железом. Таким образом, если в нефти одновременно присутствуют хлориды и сероводород во влажной среде, происходит цепная реакция, которая приводит к коррозии металла [2].

Содержащийся в нефти попутный газ, который находится в растворенном состоянии, состоит из легких углеводородов $\text{C}_1 - \text{C}_4$. Большая часть этих углеводородов обычно теряется при хранении и транспортировке нефти. Для того, чтобы исключить потери газа, а с ними и легкие бензиновые фракции, для предотвращения загрязнения воздуха, легкие углеводороды необходимо максимально извлечь [3].

В нефти присутствует газ, который способствует образованию газовых пробок в трубах, которые затрудняют перекачивание нефти.

Таким образом, нефть необходимо подготовить определенным образом до поставки ее до потребителей. Такая подготовка должна включать стабилизацию (удаление легких углеводородов), очистку от механических примесей, обессоливание нефти и обезвоживание нефти.

1.2 Стабилизация нефти

После добычи на ранних стадиях движения нефти из скважины начинается процесс стабилизации, так как происходит падение давления нефти из-за выделения газообразных углеводородов, которые находятся в пластовых условиях в жидком состоянии.

Суть стабилизации нефти заключается в выборе наиболее летучих углеводородов, так как они на пути следования испаряются, провоцируя потери более тяжелых бензиновых фракций. После стабилизации нефти

наряду с удалением пропана и бутана, удаляются метан, этан и другие балластные газы, такие как сероводород, двуокись углерода и азот.

В зависимости от конкретных условий и требований, предъявляемых к качеству получаемых продуктов, стабилизация нефти проводится с применением процессов сепарации и ректификации.

Процесс сепарации представляет собой извлечение легких фракций однократным и многократным выпариванием при пониженном давлении. Сепарация осуществляется на дожимных насосных станциях и установках подготовки нефти [2].

Вертикальные сепараторы (их называют также трапами) имеют по сравнению с горизонтальными меньшую производительность по газу и жидкости.

Наибольшую популярность получают горизонтальные сепараторы, которые имеют повышенную производительность при таком же объеме аппарата, лучшее качество разделения, простота технического обслуживания и осмотра по сравнению с вертикальными.

Наибольшей производительностью по жидкости и газу характеризуются горизонтальные сепараторы, в которые жидкость и газ, предварительно отделенные в подводящих трубопроводах, вводятся отдельно. Такие устройства называются сепараторы для предварительного отбора газа. Они доступны в двух вариантах: емкостные и трубные.

Для того чтобы уменьшить потери легких углеводородов на ЦППН перед подачей товарной нефти в резервуар, нефть отделяют окончательно от газа при минимальном избыточном давлении в концевых сепараторах[4].

В нефти, стабилизированной с применением сепарации, сохраняется до 1,5 – 2,0% углеводородов $C_1 - C_4$.

1.3 Обессоливание и обезвоживание нефти

Для уменьшения коррозии трубопроводов и повышения производительности УПН применяется предварительный сброс пластовой воды, т.к. действующие типовые установки не способны справиться с

возрастающим объемом поступающей жидкости, в частности, из-за использования малообъемной отстойной аппаратуры.

Из-за нестабильности газоводонефтяных смесей, способностью их к повторному диспергированию и стабилизации (за счет эффекта "старения"), отбор воды необходимо осуществлять дифференцированно во всех точках технологической схемы, где она выделяется в виде свободной фазы [5].

Этот принцип является универсальным, так как это снижает нагрузку на последующие этапы сепарации, а также на отстойники, печи, насосы, повышает их эксплуатационную надежность, а иногда исключает из схемы процесса перечисленное оборудование.

В зависимости от места осуществления предварительного сброса воды в технологической цепи сбора и подготовки нефти можно выделить:

- путевой сброс;
- централизованный сброс: на дожимной насосной станции (ДНС) и непосредственно перед установками подготовки нефти.

При сбросе воды в любом случае должна быть предусмотрена возможность ее утилизации. Сброс воды на ДНС является необходимостью процесса сброса воды под избыточном давлением, что обеспечивает транспортировку газонасыщенной нефти до узлов установки подготовки и второй ступени сепарации.

Предварительный сброс воды является частью подготовительного процесса очистки нефти и воды. При удалении из пласта, движении по трубам в стволе скважины, а также по промысловым трубопроводам из нефти и воды, образуется водонефтяная эмульсия (механическая смесь нерастворимых друг в друге и находящихся в мелкодисперсном состоянии жидкостей).

В процессе обезвоживания содержание воды в нефти доводят до 0,5 мас.%. Обессоливание нефти осуществляется путем смешивания обезвоженной нефти с пресной водой, после чего полученную эмульсию снова обезвоживают.

Эта последовательность процесса объясняется тем, что даже в обезвоженной нефти, содержится некоторое количество воды, в котором растворены соли. При смешивании со свежей пресной водой распределение солей происходит по всему объему и, следовательно, их средняя концентрация в воде уменьшается.

1.4 Общие сведения о водонефтяных эмульсиях

Эмульсией называется система, образованная взаимно нерастворимыми или малорастворимыми друг в друге жидкостями.

Эмульсии представляют собой системы с размером частиц около от 10^1 мкм и выше, которые можно наблюдать визуально с помощью оптического микроскопа. Такие системы широко распространены в природе и технике.

Распыленная жидкость является внутренней или дисперсной фазой. Жидкость, в которой она находится, называется дисперсионной средой (внешней, непрерывной).

Самые распространенные эмульсии, это эмульсии созданные водой и органической жидкостью. Если вода образует непрерывную фазу, то эмульсия называется прямой эмульсией или "масло в воде" (неполярная жидкость в полярной), если вода - дисперсной фаза, то эмульсия, называется обратной или эмульсия типа "вода в масле" (полярная жидкость в неполярной).

Виды формирующихся эмульсий в значительной степени зависят от соотношения несмешивающихся жидкостей. Жидкость при смешивании, объем которой больше, всегда стремится стать дисперсной средой.

Образование эмульсий происходит при помощи таких процессов как дробление и коалесценция (укрупнение) дисперсной фазы капель. В зависимости от соотношения скоростей этих процессов, эмульсия может стать более мелкодисперсной или наоборот станет сильнее укрупнятся. В случае равенства скоростей дробления и коалесценции капель эмульсия будет находиться в состоянии динамического равновесия.

При образовании эмульсии поверхность дисперсной фазы увеличивается, поэтому для осуществления процесса эмульгирования необходимо затратить некоторую работу, которая сосредотачивается на границе раздела фаз в виде свободной поверхностной энергии.

Энергия, расходуемая на формирование межфазной поверхности, называется межфазным (поверхностным) натяжением. В дисперсной фазе глобулы имеют сферическую форму, так как эта форма имеет наименьшую поверхность и самую маленькую свободную энергию при заданном объеме [6].

Стабилизация эмульсии представляет собой динамический процесс, который определяется законами конкурирующей адсорбции на каплях эмульсии различных эмульгирующих веществ.

Изначально этот процесс идет быстро, а затем, время процесса увеличивается, т.к. происходит заполнение свободной поверхности капель, которые могут адсорбировать эмульгирующие вещества. За это время составы бронирующих оболочек и их структура стабилизируются. Время и процесс вхождения эмульсии в это устойчивое состояние называют временем и процессом «старения» эмульсии соответственно.

Во время старения повышается устойчивость эмульсии к расслоению, достигая максимального значения для "застарелых" эмульсий .

Время расслоения при комнатной температуре в значительной степени зависит от количества и качества эмульгирующих веществ, присутствующих в нем. Это время чаще всего измеряется в часах, реже расслоение происходит в течение нескольких дней, но иногда встречаются такие эмульсии, которые не расслаиваются в течение нескольких лет [7].

1.5 Методы разрушения водонефтяных эмульсий

В основе технологии обезвоживания и обессоливания нефтей лежит процесс разрушения водонефтяных эмульсий, заключающийся в превращении их из агрегативно-устойчивого мелкодисперсного состояния в

кинетически неустойчивые, крупнодисперсные, расслаивающиеся системы [5].

Существует условная классификация способов деэмульгирования нефтей:

- механические (фильтрация, центрифугирование, обработка акустическими и ультразвуковыми колебаниями и др.);
- термические (подогрев с отстаиванием, промывка горячей водой);
- электрические (обработка в электромагнитных полях);
- химические (обработка реагентами-деэмульгаторами).

Различают трубную и пенную деэмульсацию.

Сущность термомеханической деэмульсации заключается в интенсивном перемешивании нагретой эмульсии (без деэмульгатора) для разрушения бронирующих оболочек на каплях воды.

В основу подобной классификации способов деэмульсации нефтей положена та или иная особенность соответствующего метода, основанная на определенной стадии процесса деэмульгирования, поэтому при таком подходе все способы на практике получают комбинированными, их невозможно сравнивать и сопоставлять друг с другом.

Выделяют три основные стадии процесса разрушения водонефтяных эмульсий: разрушение бронирующих оболочек, укрупнение капель, разделение фаз.

Оценка различных методов воздействия на водонефтяные эмульсии по их эффективности и технологичности проведения процесса приведена в таблице 1.

Оценка различных методов воздействия на водонефтяные эмульсии

Стадии	Характеристика	Значимость процесса по:	
		эффективности	технологичности применения
I	Разрушение бронирующих оболочек	1. Химические реагенты 2. Нагрев 3. Электростатические поля 4. Перемешивание	1. Химические реагенты 2. Перемешивание 3. Нагрев 4. Электростатические поля
II	Укрупнение капель	1. Электрические поля 2. Коалесцирующие насадки 3. Гидродинамические эффекты 4. Импульсные воздействия 5. Промывка в слое воды 6. Применение флокулянтов 7. Магнитное поле	1. Гидродинамические эффекты 2. Промывка в слое воды 3. Электрические поля 4. Коалесцирующие насадки 5. Импульсные воздействия 6. Применение флокулянтов 7. Магнитное поле
III	Разделение фаз	1. Центрифугирование 2. Отстаивание 3. Флотация, пенная деэмульсация 4. Электростатические поля	1. Центрифугирование 2. Отстаивание 3. Флотация, пенная деэмульсация 4. Электростатические поля

В I стадии главным и наиболее универсальным является действие реагентов-деэмульгаторов. В некоторых случаях возможно сильное ослабление и частичное разрушение бронирующих оболочек под действием нагрева или интенсивного перемешивания (передиспергирования). Также частично оболочки могут быть разрушены с помощью электростатического или электромагнитного поля промышленной частоты.

Способ разрушения бронирующих межфазных оболочек с использованием высокочастотных или сверхвысокочастотных электромагнитных полей в настоящее время находится лишь в стадии лабораторных испытаний и требует сложного оборудования [8].

При дальнейшем совершенствовании методов воздействия на этой стадии основное внимание должно быть уделено созданию новых

высокоэффективных реагентов-деэмульгаторов и разработке рациональной технологии их применения (научно обоснованные методы подбора, точка ввода, режимы и время перемешивания с эмульсией и т. д.).

Наибольшее число интенсифицирующих факторов применяют на II стадии укрупнения капель. На этой стадии важнейшим и наиболее перспективным является применение электрических полей [10]. Этому направлению в последнее время уделяется большое внимание, создаются высокоэффективные работоспособные конструкции электродегидраторов.

Также широкое распространение получил метод промывки эмульсии в слое воды, успешность которого во многом определяется равномерностью распределения струек жидкости перфорированными маточниками и процессами коалесценции в промежуточном и кипящем слоях эмульсии.

Имеется положительный опыт применения флокулянтов (полиэлектролитных композиций), коалесцирующих насадок, импульсных (акустических) воздействий для укрупнения капель эмульсии.

Использование магнитных полей сдерживается сложностью оборудования (импульсные сверхсильные магниты) или необходимостью регенерации вводимых ферромагнитных частичек.

В последние годы созданы высокопроизводительные конструкции отстойников, позволяющие эффективно использовать весь полезный объем аппаратов и учитывать физико-химические свойства эмульсионных систем. Применение совершенных высокопроизводительных центрифуг представляется перспективным для обработки ловушечных эмульсий, содержащих значительное количество механических примесей.

Флотация, пенная деэмульсация описаны, в основном, теоретически. Для их практического применения необходимо преодолеть большие технические трудности.

Электростатическое поле для разделения фаз эмульсии может быть применено лишь для систем с высоким удельным электросопротивлением

дисперсионной среды, поскольку метод основан на зарядке капель воды и выводе их под действием кулоновской силы из очищаемой жидкости [9].

В реальных нефтях, вследствие их относительно высокой электропроводности, происходит очень быстрое стекание свободных зарядов с капель и кулоновская сила в электрическом поле на них не действует. Рассмотренный подход к классификации методов воздействия на водонефтяные эмульсии по стадиям процесса деэмульсации позволяет выделить главные факторы, сравнить их друг с другом, оценить перспективность и значимость.

Тем не менее, при использовании такой схемы нужно учитывать факторы, которые косвенно влияют на процесс деэмульсации. Например, нагревание эмульсии ускоряет процесс на всех этапах деэмульсации нефти, т.к происходит снижение ее вязкости .

Гидродинамический режим потока эмульсии, физико-химические особенности ее вносят определенную корректировку в значимость различных методов интенсификации для конкретных систем. В настоящее время наиболее распространенный в процессах промысловой подготовки нефти метод деэмульгирования – применение химических реагентов [10].

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Общая характеристика производственного объекта

Проект «Обустройство Ярактинского месторождения нефти. УПН.» выполнен проектной организацией ОАО «Нефтехимпроект», г. Казань в 2006 году, в соответствии с технологическим регламентом на проектирование, выполненным ГУП РТ «ВНИИУС» и утвержденного директором института А.М. Мазгаровым.

Установка подготовки нефти Ярактинского нефтяного месторождения предназначена для сбора, сепарирования, обезвоживания и обессоливания водонефтяной эмульсии, поступающей с Ярактинского, Аянского и Даниловского месторождений, а также для подготовки пластовой воды и использования ее в системе ППД. Качество подготовленной товарной нефти соответствует ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» [11].

Максимальная производительность установки первого и второго пускового комплекса по жидкости – 10204 м³/сут. (3,724460 тыс. м³/год). В том числе: нефть – 7700 т/сут. (2,810500 тыс. т/год);

вода пластовая -1400 м³/сут. (511,0 тыс. м³/год);

газ попутный 210500 м³/сут. (76,8 млн. м³/год).

Производительность установки по товарной нефти – 2,8 млн. т/г.

На УПН-1,2 (первый и второй пусковой комплекс) осуществляются следующие ступени подготовки нефти:

- нагрев нефти в теплообменнике;
- сепарация нефти I и II ступени;
- предварительный сброс воды в технологических резервуарах и горизонтальных отстойниках;
- нагрев нефти в путевых подогревателях;
- термохимическое обезвоживание нефти в горизонтальных отстойниках;
- обессоливание нефти в горизонтальном электродегидраторе;

- стабилизация нефти методом горячей сепарации в горизонтальных нефтегазовых сепараторах;
- очистка воды пластовой в горизонтальных отстойниках с гидрофобным фильтром;
- хранение нефти в вертикальных резервуарах;
- утилизация попутного газа в путевых подогревателях и на котельной в качестве топлива, на совмещенном факеле высокого и низкого давления и
- откачка товарной нефти на ПСП «Марковское».

На объекте эксплуатируются технологические линии (трубопроводы) различного назначения: нефтепроводы; водоводы сточной воды; газопроводы попутного нефтяного газа; водоводы пресной воды и системы пожаротушения; дренажные линии технологических аппаратов и насосного оборудования; трубопроводы системы теплоснабжения; линии подачи реагентов[13].

Теплоснабжение объекта осуществляется от котельной, расположенной на УПН и входящий в состав цеха энергообеспечения.

Сырьем для установки подготовки нефти является нефть с кустовых площадок и одиночных скважин. Также предусмотрен прием нефти Даниловского месторождения по трубопроводу для подготовки на УПН.

2.2 Описание технологического процесса и технологической схемы УПН

Процесс подготовки нефти включает в себя разгазирование, обезвоживание и обессоливание пластовой нефти.

Технологическая схема подготовки нефти УПН представлена на рисунке 1.

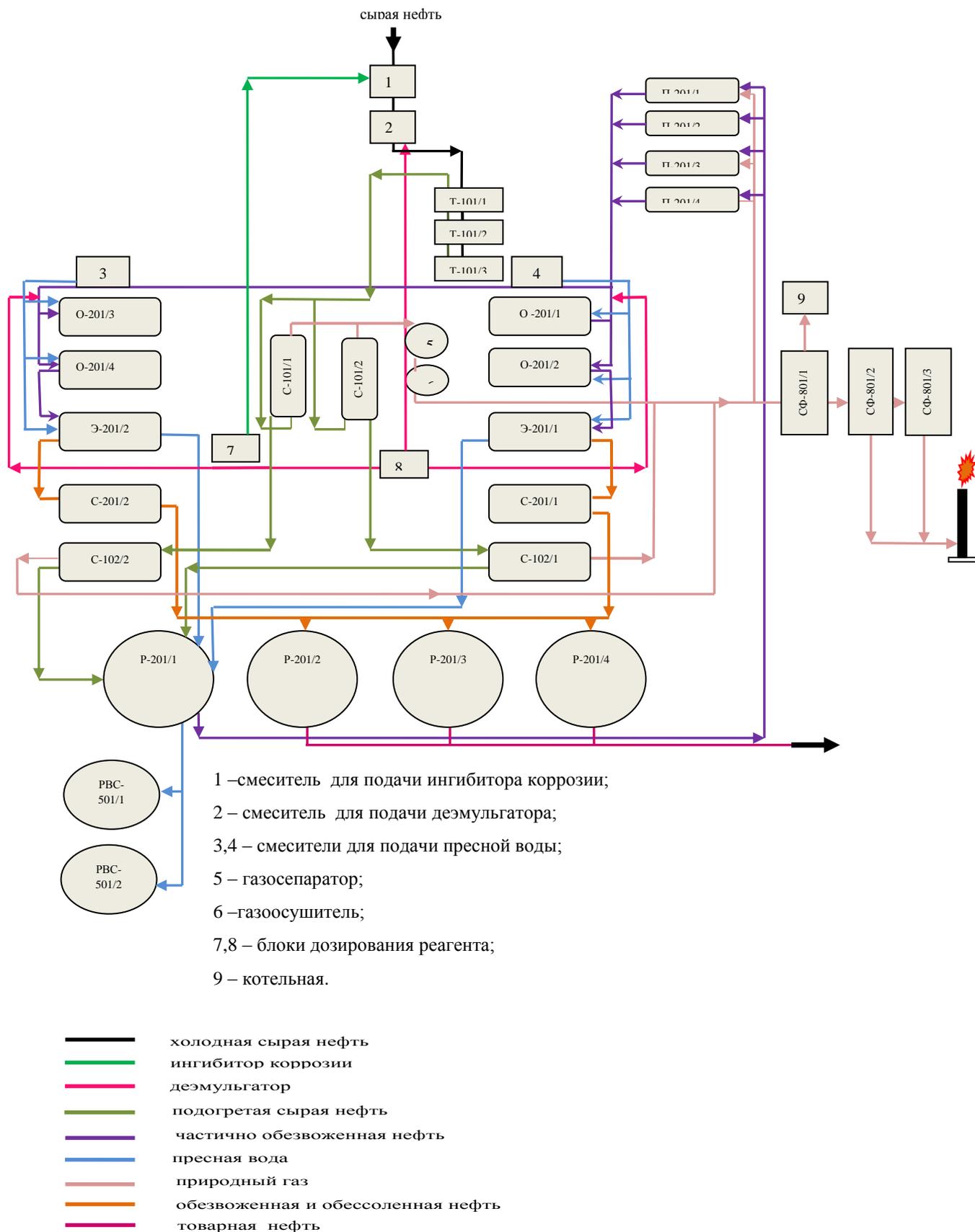


Рисунок 1 - Технологическая схема подготовки нефти УПН
 Ярактинского месторождения

В процессе эксплуатации УПН, при производительности 2,8 млн.т/г. и обводненности потока до 10%, нефть сырая Ярактинского месторождения по подземному трубопроводу ДНС – УПН, с отдельных скважин по подземному нефтепроводу, поступает на предварительный нагрев в спиральные теплообменники поз. Т-101/1,2,3, где происходит нагрев от минус 2°С (в зимний период) до плюс 25°С. В поток нефти перед теплообменником Т-101/1,2,3 через смеситель подается ингибитор коррозии и деэмульгатор из блока дозирования реагента.

Расход деэмульгатора определяется достижением максимальной эффективности его действия, которая зависит от применяемой на данный момент марки.

Далее нефть поступает на сепарацию в нефтегазовые сепараторы С-101/1,2 (НГС-I-П-1,0-3000, $V=100 \text{ м}^3$). Газ из нефтегазовых сепараторов поступает в газоосушитель–газосепаратор. Газ от сепаратора и СЦВ поступает на котельную, путевые подогреватели и на факельные сепараторы. Давление сепарации $P=0,3-0,45 \text{ МПа}$ контролируется датчиком давления и регулируется клапаном, установленном на газопроводе после ГС-101 и СЦВ со сбросом газа на факел. В аварийных ситуациях газ через клапан сбрасывается в факельную систему.

Предварительно отсепарированная нефть под давлением сепарации 0,15 МПа поступает в концевые сепараторы (КСУ) холодной сепарации поз. С-102/1,2 (НГС-II-1,0-3000, по $V=100 \text{ м}^3$). На трубопроводе после сепараторов С-101/1,2 установлен ручной пробоотборник. Концевые сепараторы поз. С-102/1,2 установлены на этажерке на отметке 12м. На КСУ холодной сепарации эмульсия разгазируется при температуре 15-25°С и давлении 0,003-0,09. Нефть из С-102/1,2 под давлением столба жидкости поступает в резервуар РВС-3000 поз. Р-201/1 на обезвоживание.

Резервуар поз. Р-201/1 выполнен с дооборудованием для сброса пластовой воды. Автоматическое регулирование межфазного уровня нефть-вода в Р-201/1 осуществляется с помощью регулирующего клапана,

установленного на линии сброса воды на очистные сооружения. Вода пластовая через счетчик направляется в отстойники очистки пластовой воды О-501/1,2. Резервуар оборудован дыхательными и предохранительными клапанами. Нефть из резервуаров поз. Р-201/1 может отводиться с разных уровней через патрубки на отметках 0,5м, 5м, 7м в зависимости от межфазного уровня воды в резервуаре.

Далее нефть с давлением 0,75-1,25 МПа подается в путевые подогреватели поз. П-201/1,2,3,4, где нагревается до 47-50° С.

Нефть, отсепарированная, частично обезвоженная, с температурой 47-50°С, давлением $P=0,50-0,65$ МПа, поступает в отстойники поз. О-201/1,2 и О-201/3,4 для глубокого обезвоживания (ОГ-200П, $V=200$ м³). Одновременно, в поток нефти перед отстойниками, через смеситель подается пресная горячая вода с температурой 38-45°С в количестве 4,5%-7,5% от объема нефти (при необходимости может подаваться деэмульгатор с расходом 20-50 г/т). Расход количества воды, подаваемой в смеситель, измеряется расходомером. Вода пресная подается из буферной емкости, объемом $V=50$ м³ насосами. Нагрев пресной воды осуществляется пластинчатыми теплообменниками до 40-50°С. Регулирование температуры нагрева воды осуществляется с помощью регулирующих клапанов, установленных на трубопроводе теплофикационной воды.

Автоматическое регулирование межфазного уровня нефть-вода в отстойниках поз. О-201/1,2,3,4 осуществляется с помощью регулирующих клапанов, установленных на линии сброса воды. Давление в отстойниках контролируется по месту манометрами. На входе нефти в О-201/1,2 установлены технические манометры и манометры с термометрами на входе в О-201/3,4. Для контроля качества нефти на коллекторе выхода нефти из отстойников предусмотрен автоматический пробоотборник.

Из отстойника поз. О-201/1-2 частично обезвоженная и обессоленная нефть с содержанием воды до 0,5%, давлением $P=0,48-0,65$ МПа, поступает на обессоливание в электродегидратор, объемом $V=100$ м³ поз. Э-201/1. Из

отстойников поз. О-201/3,4 в электродегидратор, объемом $V=100\text{ м}^3$ поз. Э-201/2. Жидкость в электродегидраторы вводится через распределительные маточники. В электродегидраторе Э-201/1 и Э-201/2 осуществляется глубокое обезвоживание и обессоливание нефти: содержание воды в нефти на выходе из электродегидраторов доводится до 0,3%, солей до 50 мг/л.

Пластовая вода, выделившаяся на ступени горячего обезвоживания и ступени обессоливания, с температурой плюс 40°C и давлением $P=0,3-0,6$ МПа, поступает на ступень предварительного сброса воды в резервуар поз. Р-201/1, с целью использования тепла и химического реагента.

Обессоленная нефть с остаточным содержанием воды до 0,3% и хлористых солей до 50 мг/л, с температурой плюс $40-45^\circ\text{C}$ и давлением $P=0,3-0,5$ МПа направляется на ступень горячей сепарации в сепаратор поз. С-201/1,2 (НГС-II-1,0-3000, $V=100\text{ м}^3$), где стабилизируется при атмосферном давлении и поступает на хранение. Хранение товарной нефти осуществляется в вертикальных стальных резервуарах с понтоном РВСНП-3000 поз. Р-201/3,4 и без понтона Р-201/2.

По результатам анализа нефти в технологическом резервуаре поз. Р-201/2-4 на содержание воды и хлористых солей (содержание воды не более 0,5%, содержание хлористых солей не более 80 мг/л) нефть из резервуара поступает на прием товарных насосов для откачки в трубопровод УПН-ПСП «Марковское». При откачке нефти в трубопровод на ПСП предусмотрен ввод газового конденсата с расходом $20\text{ м}^3/\text{час}$.

Газ, выделившийся на первой ступени сепарации через газоосушитель с давлением $P=0,3-0,45$ МПа, поступает на путевые подогреватели, котельную, к системе розжига факела и на факельные свечи высокого и низкого давления. Сброс газового конденсата из газоосушителя осуществляется автоматически по уровню и поступает в дренажную емкость с погружным насосом, объемом $V=40\text{ м}^3$. Предусмотрен замер количества газа поступающего к путевым подогревателям, на котельную, на сепаратор высокого давления на сепаратор низкого давления.

2.3 Контроль технологического процесса

Аналитический контроль по всем стадиям технологического процесса представлен в таблице 1.

Таблица 1

Аналитический контроль по всем стадиям технологического процесса

Наименование стадий процесса, анализируемый продукт	Место отбора проб	Контролируемые параметры	Метод контроля (методика, ГОСТ)	Частота (периодичность) контроля
Отсепарированная нефть на выходе сепараторы поз. С-101/1,2	Трубопровод нефти на входе в сепараторы поз. С-102/1,2	Содержание воды в нефти Плотность Содержание хлористых солей	ГОСТ 2477-65 ГОСТ 3900-86 ГОСТ 21534-76	1 раз в сутки 1 раз в сутки 1 раз в сутки
Нефть на выходе из технологических резервуаров поз. Р-201/1	Коллектор выхода нефти из технологических резервуаров поз. Р-201/1	Содержание воды в нефти Содержание воды в нефти Содержание солей	Изменение комплексного сопротивления водонефтяной эмульсии ГОСТ 2477-65 ГОСТ 21534-76	Постоянный автоматический контроль 4 раза в сутки 4 раз в сутки
Обезвоженная нефть на выходе отстойников поз. О-201/1,2,3,4	Трубопроводы нефти на выходе из отстойников поз. О-201/1,2,3,4	Содержание воды, Плотность Содержание солей	ГОСТ 2477-65 ГОСТ 3900-86 ГОСТ 21534-76	6 раз в сутки
Нефть на выходе из электродегидрата поз. Э-201/1,2	Коллектор выхода нефти из электродегидрата поз. Э-201/1,2	Содержание воды в нефти Содержание солей и воды	Изменение комплексного сопротивления водонефтяной эмульсии ГОСТ 21534-76 ГОСТ 2477-65	Влагомер-постоянно 6 раз в сутки
Пластовая вода с отстойников очистки пластовой воды	Трубопровод пластовой воды	Определение нефтепродуктов Определение взвешенных частиц Содержание железа Кислотность Плотность	ОСТ 39-133-81 ОСТ 39-231-89 ОСТ 39-191-85 Индикаторным методом ГОСТ 3900-85	1 раз в сутки 1 раз в сутки 1 раз в 10 дней По указанию 1 раз в сутки

2.4 Методы обессоливания и обезвоживания при промышленной подготовке нефти

2.4.1 Определение содержания хлористых солей в нефти

В испытательной лаборатории Ярактинского месторождения определение хлористых солей проводят по ГОСТ ГОСТ21534-76[14].

Настоящий стандарт предусматривает определения солей по двум методам. В лаборатории Ярактинского месторождения анализ по определению хлористых солей проводится по методу А (титрованием водного экстракта).

В ходе анализа пробу нефти, тщательно перемешивают в течение 10 минут встряхиванием, в посуде, заполненной не более чем 2/3 от ее емкости. Сразу после встряхивания пипеткой отбирают образец для анализа и переносят количественно в делительную воронку с мешалкой.

Содержимое воронки перемешивают в течение 1 - 2 минут с помощью мешалки. К пробе анализируемой нефти наливают 100 см³ горячей дистиллированной воды и экстрагируют хлористые соли путем перемешивания содержимого воронки в течение 10 мин.

После экстракции фильтруют водный слой через стеклянную конусообразную воронку с бумажным фильтром в коническую колбу вместимостью 250 см³.

Содержимое делительной воронки промывают 35 - 40 см³ горячей дистиллированной воды, которую сливают через стеклянную конусообразную воронку с бумажным фильтром в ту же коническую колбу. Фильтр промывают 10 - 15 см³ горячей дистиллированной воды. Всего на промывку расходуют 50 см³ воды.

Полученную вторую и последующие водные вытяжки готовят и титруют, как указано выше.

Извлечение хлористых солей считается законченным, если на титрование водного раствора экстракта нитрата ртути расходуется столько же, как и в контрольном эксперименте, который проводится одновременно.

Охлаждают водную вытяжку до комнатной температуры и проводят подготовку к индикаторному титрованию.

При индикаторном титровании в колбу с подготовленной к титрованию водной вытяжкой приливают 0,2 моль/дм³ раствора азотной кислоты до pH 4 и 10 капель дифенилкарбазида и титруют 0,005 моль/дм³ раствором азотнокислой ртути до появления слабого розового окрашивания, не исчезающего в течение 1 мин.

Окраску анализируемого раствора сравнивают с дистиллированной водой.

При проведении контрольного опыта в коническую колбу наливают 150 см³ дистиллированной воды, 2 см³ 0,2 моль/дм³ раствора азотной кислоты, 10 капель раствора дифенилкарбазида и титруют 0,005 моль/дм³ раствором азотнокислой ртути до появления слабого розового окрашивания, не исчезающего в течение 1 мин.

Массовую концентрацию хлористых солей (X_1) в миллиграммах хлористого натрия на 1 дм³ нефти, вычисляют по формуле:

$$X_1 = \frac{(V_1 - V_2) \cdot T \cdot 1000 \cdot A}{V_3}$$

где V_1 - объем 0,005 моль/дм³ раствора азотнокислой ртути или 0,01 моль/дм³ азотнокислого серебра при потенциометрическом титровании, израсходованный на титрование водной вытяжки, см³;

V_2 - объем 0,005 моль/дм³ раствора азотнокислой ртути или 0,01 моль/дм³ азотнокислого серебра при потенциометрическом титровании, израсходованный на титрование раствора в контрольном опыте (без пробы нефти), см³;

V_3 - объем нефти, взятой для анализа, см³;

T - титр 0,005 моль/дм³ раствора азотнокислой ртути или 0,01 моль/дм³ азотнокислого серебра при потенциометрическом титровании, в миллиграммах хлористого натрия на 1 см³ раствора;

1000 - коэффициент для пересчета массовой концентрации хлористых солей в 1 дм^3 нефти;

A - коэффициент, выражающий отношение объема, до которого была разбавлена водная вытяжка анализируемой нефти, к объему раствора, взятому из мерной колбы для титрования (при титровании всей водной вытяжки коэффициента $A = 1$).

2.4.2 Определение содержания воды в нефти

Определение воды в нефти проводят согласно ГОСТ 2477-65. Настоящий стандарт устанавливает метод определения воды в нефти, жидких нефтепродуктах, пластичных смазках, парафинах, церезинах, восках, гудронах и битумах[15].

Сущность метода заключается в нагревании пробы нефти с несмешивающимся с водой растворителем и измерение объема сконденсированной воды.

Образец испытуемого жидкого нефтепродукта хорошо перемешивают пятиминутным встряхиванием в склянке, заполненной не более чем на $3/4$ емкости. Вязкие и парафинистые нефтепродукты предварительно нагревают до $40-50 \text{ }^\circ\text{C}$.

В дистилляционную колбу вводят 100 см^3 или 100 г пробы с погрешностью не более 1% . При применении приемника-ловушки со шкалой 10 см^3 количество испытуемого образца (в зависимости от содержания воды) уменьшают так, чтобы объем воды, собравшейся в приемнике-ловушке, не превышал 10 см^3 .

Затем цилиндром отмеривают в колбу 100 см^3 растворителя, тщательно перемешивают содержимое колбы до полного растворения испытуемого нефтепродукта и прибавляют в колбу несколько кусочков неглазурованного фаянса или фарфора, или несколько капилляров, или $1-2 \text{ г}$ олеина, или несколько капель силиконовой жидкости. Аппаратуру собирают так, чтобы обеспечить герметичность всех соединений и исключить утечку пара и проникание посторонней влаги.

Вместимость дистилляционного сосуда и приемника-ловушки выбирают в зависимости от предполагаемого содержания воды в пробе. Включают нагреватель, содержимое колбы доводят до кипения и далее нагревают так, чтобы скорость конденсации дистиллята в приемник была от 2 до 5 капель в 1 с.

Металлический дистилляционный сосуд нагревают при положении горелки около 75 мм под дном дистилляционного сосуда. Горелку постепенно поднимают и следят за скоростью дистилляции, которая не должна превышать 5 капель в 1 секунду.

Если при дистилляции происходит неустойчивое каплеобразование, то увеличивают скорость дистилляции или останавливают на несколько минут приток охлаждающей воды в холодильник.

Если под конец перегонки в трубке холодильника задерживаются капли воды, то их смывают растворителем, увеличив для этого на непродолжительное время интенсивность кипячения.

Перегонку прекращают, как только объем воды в приемнике-ловушке не будет увеличиваться и верхний слой растворителя станет совершенно прозрачным. Время перегонки должно быть не менее 30 и не более 60 мин.

Оставшиеся на стенках трубки холодильника капельки воды сталкивают в приемник-ловушку стеклянной палочкой или металлической проволокой.

После того, как колба охладится, а растворитель и вода в приемнике-ловушке примут температуру воздуха в комнате, аппарат разбирают и сталкивают стеклянной палочкой или проволокой капельки воды со стенок приемника-ловушки.

Если в приемнике-ловушке со шкалой 25 см³ собралось более 25 см³ воды, то излишки выпускают в градуированную пробирку.

Если в приемнике-ловушке собралось небольшое количество воды (до 0,3 см³) и растворитель мутен, то приемник-ловушку помешают на 20-30 мин

в горячую воду для осветления и снова охлаждают до комнатной температуры.

Затем записывают объем воды, собравшейся в приемнике-ловушке, с точностью до одного верхнего деления занимаемой водой части приемника-ловушки.

Массовую (X) или объемную (X_1) долю воды в процентах вычисляют по формуле:

$$X = \frac{V_0}{m} \cdot 100;$$

где V_0 - объем воды в приемнике-ловушке, см³;

m - масса пробы, г.

За результат испытания принимают среднее арифметическое результатов двух определений.

Результат испытания округляют с точностью до 0,1 %.

Объем воды в приемнике-ловушке 0,03 см³ и меньше считается следами.

2.5 Моделирование процессов промышленной подготовки нефти

При решении задач повышения эффективности действующих установок первичной подготовки нефти (УПН), разработки систем автоматизированного проектирования широко применяются методы математического моделирования и различные моделирующие системы (МС)[16].

МС позволяют за небольшой промежуток времени провести исследования изучаемого процесса в широком диапазоне варьирования параметров и проанализировать эффективность режимов работы промышленного объекта.

На рисунках 2, 3, 4 приведена последовательность расчета с использованием моделирующей системы промышленной подготовки нефти.

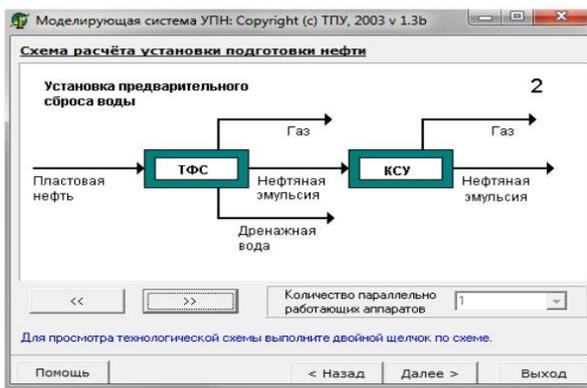
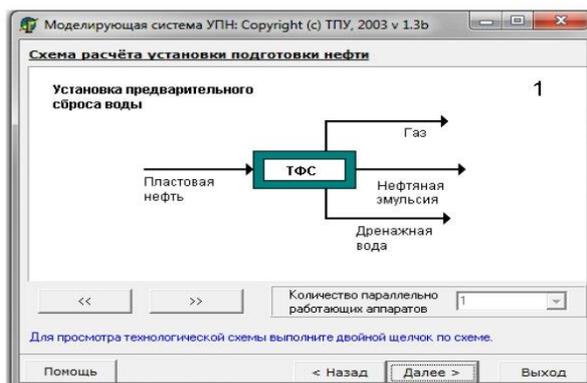


Рисунок 2 - Диалоговые окна программы УПН: выбор технологической схемы

Состав исходной смеси, % моль:		Обводненность, масс. доли:	
CO2	0,0059	H2O	0,2762
N2	0,0093		
CH4	0,4007	Расход сырой эмульсии, кг / год:	
C2H6	0,0279	388800000	
C3H8	0,0497	Молекулярная масса:	
iC4H10	0,0174	Остаток: 191,9	
nC4H10	0,0372	Плотность жидкости, кг, м3:	
iC5H12	0,019	Остаток: 832,4	
nC5H12	0,0251		
Остаток	0,4078		

Для восстановления данных по умолчанию нажмите кнопку "Восстановить".

Технологические параметры в аппаратах:

Температура, град: **ТФС** 10 Давление, Па: 300000

Диаметр трубопровода, М: 0,265

Количество раствора реагента эмульсии, % масс.: 0,002

Объем, М3: **ТФС** 120 Радиус, М: 1,5 Высота водяной подушки, М: 0,3

Для восстановления данных по умолчанию нажмите кнопку "Восстановить".

Рисунок 3 - Исходные данные для расчета УПН

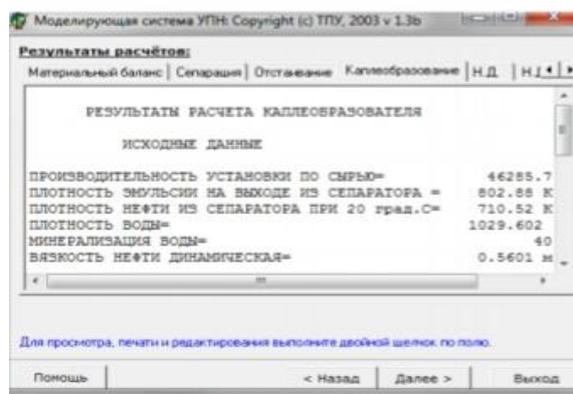
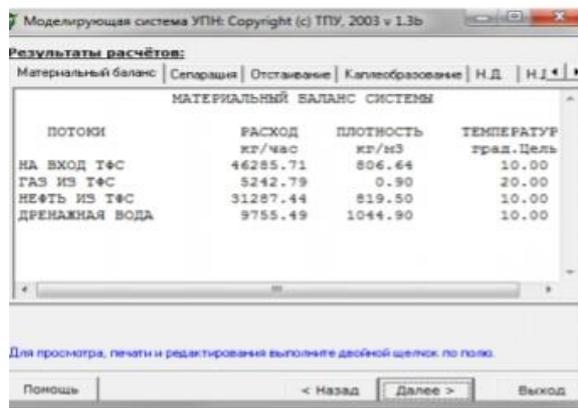


Рисунок 4 - Результаты расчета УПН

Данная моделирующая система предполагает формирование различных вариантов технологических схем на базе имеющихся моделей, либо может быть дополнена новыми математическими моделями.

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

Студенту:

Группа 3-5201		ФИО Пшеничникова Елена Николаевна	
Институт	Электронного обучения	Кафедра	ХТГ и ХК
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	ХТПЭ и УМ

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.
3. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки экономической эффективности работы установки подготовки нефти Ярактинского месторождения.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Расчет точки безубыточности графическим и математическим методами.
2. Расчет технико-экономических показателей
3. Расчет чистого денежного потока
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5201	Пшеничникова Елена Николаевна		

Тема: Анализ процессов обезвоживания при промышленной подготовке нефти Ярактинского месторождения.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Предпроектный анализ

Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: Установка промышленной подготовки нефти Ярактинского месторождения.

Целевой рынок: Для данного проекта целевым рынком является нефтедобывающая отрасль.

4.1.1 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

Таблица 7

SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии.</p> <p>С2. Актуальность промышленной технологии.</p> <p>С3. Экологичность технологии.</p> <p>С4. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.</p> <p>С5. Наличие бюджетного финансирования.</p> <p>С6. Квалифицированный персонал.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров</p> <p>Сл2. Отсутствие инженеринговой услуги, способной обучить работать в рамках проекта</p> <p>Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца</p> <p>Сл4. Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении научного исследования</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ</p> <p>В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт</p> <p>В3. Снижение таможенных пошлин</p>	<p>СиВ:</p> <p>Разработка математической модели для проведения мониторинга установки с целью оптимизации её работы, получения продукта с конкурентными преимуществами с оптимальной себестоимостью, высоким</p>	<p>СЛиВ:</p> <p>1. Повышение квалификации кадров у потенциальных потребителей</p> <p>2. Создание инженеринговой услуги с целью обучения работе с готовым продуктом</p> <p>3. Приобретения необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца</p>

на сырье и материалы, используемые при научных исследованиях В4. Повышение стоимости конкурентных разработок	качеством и инжиниринговой услугой.	4.Сокращение поставок или смена поставщика
Угрозы: У1.Отсутствие спроса на новые технологии производства У2.Развитая конкуренция технологий производства У3.Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции	СВиУ: 1.Продвижение программы с целью создания спроса 2.Создание конкурентных преимуществ готового продукта 3.Сертификация и стандартизация продукта	СЛиУ: 1.Повышение квалификации кадров у потенциальных потребителей 2.Создание инжиниринговой услуги с целью обучения работе с готовым продуктом 3.Приобретения необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца 4.Сокращение поставок или смена поставщика 5. Продвижение программы с целью создания спроса 6.Создание конкурентных преимуществ готового продукта 7.Сертификация и стандартизация продукта

4.1.2 Инициация проекта

Группа процессов инициации состоит из процессов, которые выполняются для определения нового проекта или новой фазы существующего. В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание и фиксируются изначальные финансовые ресурсы. Определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать и влиять на общий результат научного проекта[17].

Таблица 8

Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
ОАО «Иркутская нефтяная компания»	Оптимизация, усовершенствование существующей технологии

Таблица 9

Цели и результат проекта

Цели проекта:	Определения текущих и оптимальных режимов работы установки, увеличение годового выпуска продукции.
Ожидаемые результаты проекта:	Получение результатов и рекомендаций по работе установки.
Критерии приемки результата проекта:	Адекватность результатов
Требования к результату проекта:	Требование:
	Оценка эффективности работы установки, составление плана доходов и расходов.

4.1.3 Организационная структура проекта

Таблица 10

Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, час.
1	Ушева Наталья Викторовна, НИ ТПУ, кафедра ХТТ и ХК, к.х.н., доцент	Руководитель	Координация деятельности проекта	80
2	Пшеничникова Елена Николаевна, НИ ТПУ, кафедра ХТТ и ХК, студент	Исполнитель	Выполнение ВКР	415
ИТОГО:				495

Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т _к , ка л,д н.	Продолжительность выполнения работ														
			фев р		март			апрель			май			июнь			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Изучение литературы, составление литературного обзора	Студент	36	■														
Расчет на математической модели	Студент	23						■									
Обсуждение полученных результатов	Студент, руководитель	14									■						
Оформление выводов	Студент	11										■					
Оформление пояснительной записки	Студент, руководитель	28											■				

4.2 Анализ эффективности действующего производства

4.2.1 Расчета годового фонда заработной платы

цехового персонала

1. Расчет численности персонала:

- основных рабочих;
- вспомогательных рабочих;
- ИТР.

Таблица 12

Расчет численности персонала

Категория персонала	Норма обслуживания, $N_{обс}$	Число смен в сутки, S	Число единиц оборудования, n	Явочная численность, $N_{яв}$	Эффективное время рабочего, $T_{эфф}$, час	Коэф-т перехода, $K_{пер}$	Списочная чис-ть, $N_{сп}$
Основные рабочие	1,5	2	3	4	1584	2,75	32
Вспомогательные рабочие	3	1	3	1	1584	2,75	24
ИТР		1		4	1584		14
Всего							70

2. Расчет баланса эффективного годового времени одного среднесписочного работника.

Таблица 13

Баланс эффективного времени одного среднесписочного работника

Показатели	Дни	Часы
Календарный фонд рабочего времени	365	8760
Нерабочие дни		
• выходные	167	4008
• праздничные		-
Номинальный фонд рабочего времени	198	4752
Планируемые невыходы		
• очередные и дополнительные отпуска	30	720
• невыходы по болезни	15	360
• отпуск в связи с учебой без отрыва от производства	21	504
Эффективный фонд рабочего времени	132	1584

3. Количество выходных дней в году, ночных смен определяется из графика сменности

Таблица 14

График сменности

Номер смены	Часы работы	Дни месяца															
		9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
1	8-20	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	
2	20-8	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	
Отдых		D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	
		C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	
Номер смены	Часы работы	Дни месяца															
		24	25	26	27	28	29	30	1	2	3	4	5	6	7	8	
3	8-20	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	
4	20-8	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	
Отдых		A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	
		B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	

Расчет годового фонда зарплаты ИТР, служащих и МОП производится на основании их окладов согласно штатному расписанию.

4. Расчет сменоборота и количества выходных дней в году

Таблица 15

Порядок расчёта годового фонда заработной платы персонала

Этапы расчёта	Содержание расчётов	Подробно
<p>1. Расчёт численности персонала:</p> <ul style="list-style-type: none"> • основных рабочих; • вспомогательных рабочих; • ИТР; • Служащих; • МОП. 	<p>Явочная и списочная численность</p>	<p>табл. №2</p>

2. Баланс эффективного годового времени одного среднесписочного работника	Таблица расчёта Тэфф в днях и часах	табл. №3
3. График сменности	Таблица	табл. №4
4. Расчёт сменоборота и количества выходных дней в году	Тсо, Твых	табл. №3 табл. №4
5. Расчёт тарифного фонда зарплаты	$Z_{тар} = T_{ст} * T_{эфф}$, Где $T_{ст}$ – тарифная ставка соответствующего разряда рабочего	
6. Премииальные (Дпрем)	20 – 80 % от $Z_{тар}$	50%
7. Доплата за работу в ночное время (Днв)	40 % от ($T_{ст} * t_{нв}$), Где $t_{нв}$ – время ночной работы (определяется по графику сменности)	
8. Доплата за работу в праздничные дни (Дпр)	$T_{пр} * T_{ст} * N_{яв}$, Где $T_{пр}$ – количество праздников в году; $N_{яв}$ – явочная численность рабочих	
9. Доплата из фонда мастера (Дфм)	3 % от $Z_{тар}$	
10. Доплата за бригадирство (Дбр)	Полагается только бригадирам 15% от ЗП	
11. Основная зарплата (Зос)	$Z_{тар} + Дпрем + Днв + Дпр + Дфм + Дбр$	
12. Дополнительная зарплата (Здоп)	$(Дн * Z_{осн}) / T_{эфф}$, Где $Дн$ – количество дней	

	невыхода на работу по планируемым причинам (отпуск, ученические, гособязанности)	
13. Начисления на зарплату	30 % от (Зосн+Здоп)	

Таблица 16

Списочная численность работающих и их среднемесячная заработная плата

Основные рабочие		Дежурный и ремонтный персонал		ИТР и служащие	
чел.	тыс. руб.	чел.	тыс. руб.	чел.	тыс. руб.
32	25	24	38	14	30

4.2.2 Расчет себестоимости

Таблица 17

Основные производственные фонды и косвенные издержки

Основные производственные фонды			Общезаводские расходы, % к цеховой себестоимости	Коммерческие расходы, % к заводской себестоимости
Стоимость, млн.руб.	норма амортизации	ремонт		
475	12	2	3	1

Таблица 18

Нормы расхода сырья и энергии на технологические нужды

Сырье № 1		Сырье № 2		Энергия Цена, 1362 руб.
Норма расхода, т	Цена 1 т, руб.	Норма расхода, т	Цена 1 т, руб.	Норма расхода, мВт*ч
0,45	2100	1,45	2200	1,378

Данные для снижения себестоимости

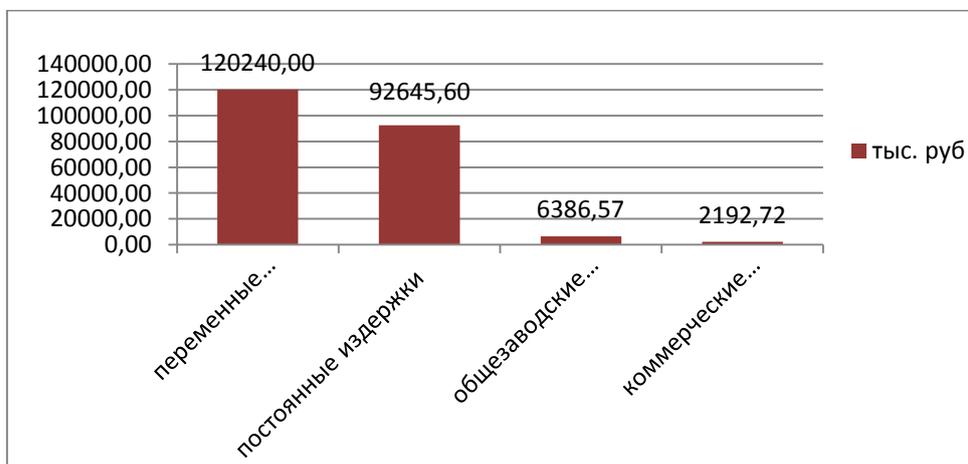
Годовой объем производства, тыс. т	Пути снижения себестоимости						
	I	II					
	«Эффект масштаба»	Внедрение инноваций – модернизация оборудования					
	Наращивание объемов производства, %	Увеличение производительности и основного оборудования	Снижение фонда оплаты труда	Снижение э/энергии	Вводимое оборудование		
Стоимость, тыс. руб.					Норма амортизации, %	Ремонт, %	
20	10	10	10	7	500	12	1

Таблица 20

Калькуляция себестоимости при Q=20 тыс. т/год

Наименование затрат	Ед. изм.	Цена, тыс. руб.	Расход		Затраты	
			на 1 т	на Q	на 1 т	на Q
Переменные издержки					6,012	120240,0
1. Сырье						
1.1. сырье 1	т	2,100	0,45	9000,0	0,945	18900,0
1.2. сырье 2	т	2,200	1,45	29000,0	3,19	63800,0
Всего сырья			1,9	38000,0	4,135	82700,0
2. Энергия	кВт/ч	1,362	1,378	27560,0	1,877	37540,0
Всего энергии		1,362	1,378	27560,0	1,877	37540,0
Постоянные издержки					4,6323	92645,6
1. Ремонт и содержание оборудования						
1.1. Амортизация	12%	475000			2,85	57000,0
1.2. Ремонт	2%	475000			0,475	9500,0
Всего РСЭО					3,325	66500,0
2. ЗП основных рабочих	32 чел.	25,0			0,48	9600,0
2.1. Отчисления на соц. нужды основных рабочих (2*30%)					0,144	2880,0

3. ЗП ИТР и служащих	14 чел.	30,0			0,252	5040,0
3.1. Отчисления на соц.нужды ЗП ИТР и служащих (3*30%)					0,0756	1512,0
4. ЗП дежурного и ремонтного персонала	12 чел.	20,0			0,144	2880,0
4.1. Отчисления на соц.нужды дежурного и ремонтного персонала (4*30%)					0,0432	864,0
5. ЗП МОП	12 чел.	18,0			0,1296	2592,0
5.1. Отчисления на соц.нужды МОП (5*30%)					0,0389	777,6
Всего ФОТ					1,3073	26145,6
Цеховая себестоимость (1 + 2 + 3 + 4)					10,6443	212885,6
Общезаводские расходы (% от цеховой себестоимости) 3%					0,3192	6386,57
Заводская себестоимость (цеховая себестоимость + общезаводские расходы)					10,964	219272,17
Коммерческие расходы (% от заводской себестоимости) 1%					0,11	2192,72
Полная себестоимость (заводская себестоимость + коммерческие расходы)					11,073	221464,89
Итого переменных издержек					6,012	120240,0
Итого постоянных издержек					5,061	101224,89



4.2.3 Расчет себестоимости по двум путям ее снижения

Таблица 21

Калькуляция себестоимости при $Q=20$ тыс. т $\cdot 10\%=22$ тыс. т/год (1)

Наименование затрат	Ед. изм.	Цена, тыс. руб.	Расход		Затраты	
			на 1 т	на Q	на 1 т	на Q
Переменные издержки					6,012	132264,0
1. Сырье						
1.1. сырье 1	т	2,100	0,45	9900,0	0,945	20790,0
1.2. сырье 2	т	2,200	1,45	31900,0	3,19	70180,0
Всего сырья			1,9	41800,0	4,135	90970,0
2. Энергия	кВт/ч	1,362	1,378	30316,0	1,877	41294,0
Всего энергии		1,362	1,378	30316,0	1,877	41294,0
Постоянные издержки					4,213	92645,6
1. Ремонт и содержание оборудования						
1.1. Амортизация	12%	475000			2,59	57000,0
1.2. Ремонт	2%	475000			0,43	9500,0
Всего РСЭО					3,02	66500,0
2. ЗП основных рабочих	32 чел.	25,0			0,44	9600,0
2.1. Отчисления на соц. нужды основных рабочих (2*30%)					0,13	2880,0
3. ЗП ИТР и служащих	14 чел.	30,0			0,23	5040,0
3.1. Отчисления на соц. нужды ЗП ИТР и служащих (3*30%)					0,069	1512,0
4. ЗП дежурного и ремонтного персонала	12 чел.	20,0			0,13	2880,0
4.1. Отчисления на соц. нужды дежурного и ремонтного персонала (4*30%)					0,039	864,0
5. ЗП МОП	12 чел.	18,0			0,12	2592,0
5.1. Отчисления на соц. нужды МОП (5*30%)					0,035	777,6
Всего ФОТ					1,193	26145,6

Цеховая себестоимость (1 + 2 + 3 + 4)	10,225	224909,6
Общезаводские расходы (% от цеховой себестоимости) 3%	0,3192	6386,57
Заводская себестоимость (цеховая себестоимость + общезаводские расходы)	10,51	231296,17
Коммерческие расходы (% от заводской себестоимости) 1%	0,11	2192,72
Полная себестоимость (заводская себестоимость + коммерческие расходы)	10,613	233488,89
Итого переменных издержек	6,012	132264,0
Итого постоянных издержек	4,601	101224,89

4.2.4 Расчет цены готовой продукции

$$C = C_0 \cdot \left(1 + \frac{P}{100}\right) = 11,073 \cdot (1 + 25/100) = 13,84 \text{ тыс. руб.}$$

где C – базовая себестоимость готовой продукции, тыс. руб.;

P – рентабельность продукции, %.

$$C = C_1 \cdot \left(1 + \frac{P}{100}\right) = 10,637 \cdot (1 + 25/100) = 13,3 \text{ тыс. руб.}$$

где C_1 – себестоимость, полученная вследствие применения «эффекта масштаба»;

$$C = C_2 \cdot \left(1 + \frac{P}{100}\right) = 10,17 \cdot (1 + 25/100) = 12,71 \text{ тыс. руб.}$$

C_2 – себестоимость, полученная вследствие внедрения инноваций (модернизации оборудования).

4.2.5 Расчет точки безубыточности математическим и графическим способами для всех вариантов расчета себестоимости

В точке безубыточности выручка от продажи продукции ($B_{пр}$) равна общим затратам на производство и реализацию продукции:

$$B_{пр1} = \text{Изд.пост} + \text{Изд.пер} = 101\,224,89 + 120\,240,0 = 221\,464,89 \text{ тыс. руб.}$$

$$B_{пр2} = \text{Изд.пост} + \text{Изд.пер} = 101\,224,89 + 132\,264,0 = 233\,488,89 \text{ тыс. руб.}$$

$$B_{пр3} = \text{Изд.пост} + \text{Изд.пер} = 94\,398,8 + 129\,382,0 = 223\,780,8 \text{ тыс. руб.}$$

Определение точки безубыточности:

1) Аналитическим способом

$$Q_{\text{кр.1}} = \frac{Изд_{\text{пост}}}{Ц_{\text{ГП}} - Изд_{\text{перГП}}} = 101\,224,89 / (13,84 - 6,012) = 12\,931,13 \text{ тыс. т,}$$

$$Q_{\text{кр.2}} = \frac{Изд_{\text{пост}}}{Ц_{\text{ГП}} - Изд_{\text{перГП}}} = 101\,224,89 / (13,3 - 6,012) = 13\,889,25 \text{ тыс. т}$$

$$Q_{\text{кр.3}} = \frac{Изд_{\text{пост}}}{Ц_{\text{ГП}} - Изд_{\text{перГП}}} = 84\,856,85 / (12,71 - 5,881) = 12\,425,96 \text{ тыс. т}$$

где $Ц_{\text{ГП}}$ – цена единицы готовой продукции (1 тонны);

$Изд_{\text{ГП}}$ – удельные переменные издержки (переменные издержки на единицу готовой продукции – 1 тонну).

2) Графическим способом

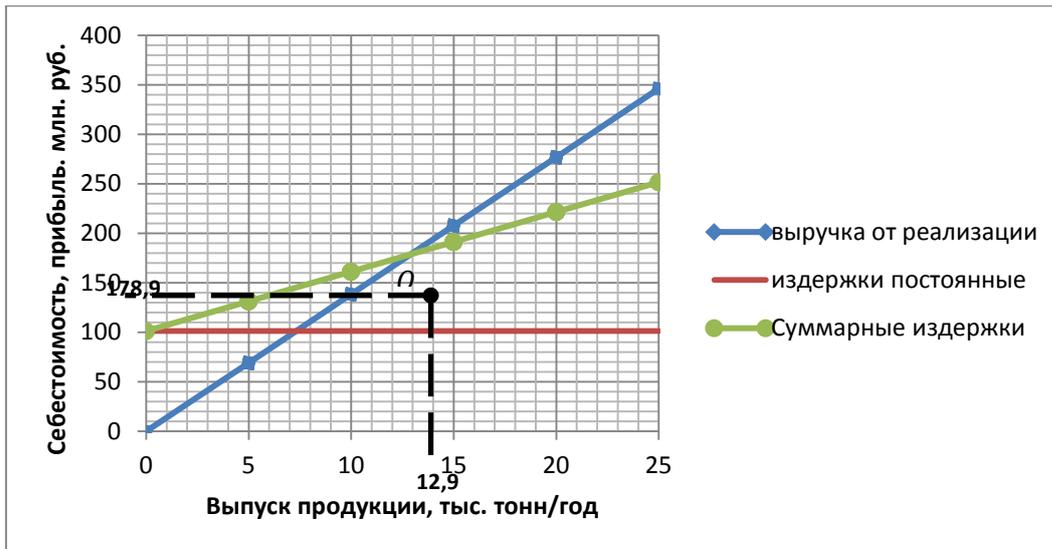


Рисунок 14 - Расчет технико-экономических показателей при $Q=20$ тыс. т/год

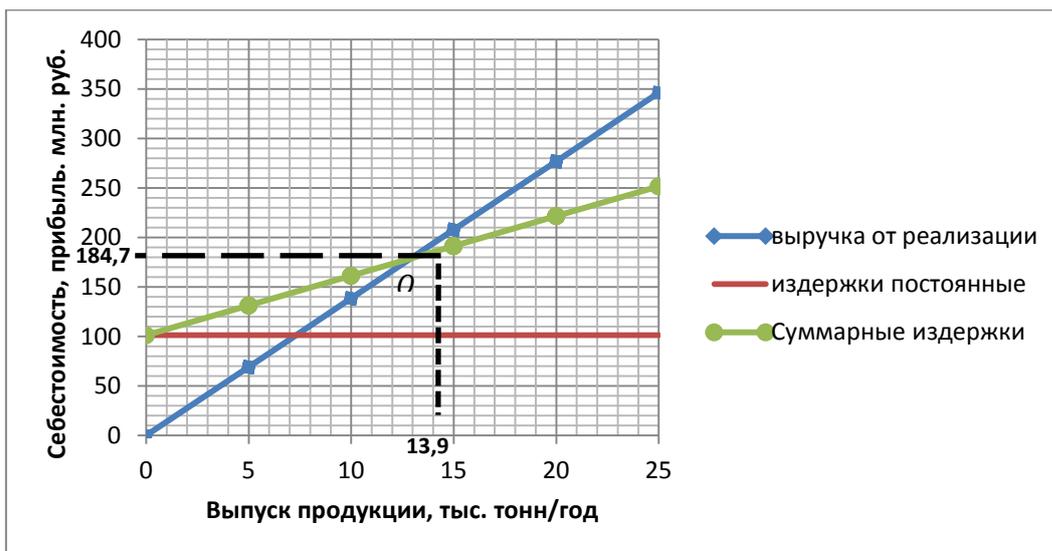


Рисунок 15 - Расчет технико-экономических показателей при $Q=22$ тыс. т/год

Технико-экономические показатели

Наименование показателя	Ед. изм.	C_0	C_1
1. Объем производства	тыс. т	20	22
2. Объем продаж	тыс. т	20	22
3. Цена 1 тонны	тыс. руб.	13,84	13,3
4. Выручка от продажи (2*3)	тыс. руб.	276800	292600
5. Суммарные издержки	тыс. руб.	221464,89	233488,89
5.1. Издержки переменные	тыс. руб.	120240,0	132264,0
5.2. Издержки постоянные	тыс. руб.	101224,89	101224,89
6. Операционная прибыль (4–5)	тыс. руб.	55335,11	59111,11
7. Налог на прибыль (6*20%)	тыс. руб.	11067,02	11822,22
8. Чистая прибыль (6–7)	тыс. руб.	44268,09	47288,89
9. Себестоимость 1 тонны	тыс. руб.	11,073	10,637
10. Стоимость основных средств	тыс. руб.	475000	475000
11. Численность основных рабочих	чел.	32	32
12. Фондовооруженность (10/11)	тыс. руб./чел.	14843,75	14843,75
13. Фондоотдача (4/10)	руб./руб.	0,58	0,62
14. Фондоемкость (10/4)	руб./руб.	1,72	1,62
15. Производительность труда (5/11)	тыс. руб./чел.	6920,78	7296,53
16. Рентабельность производства (8*100%/5)	%	19	20
17. Рентабельность продаж (8*100%/4)	%	15	16
18. Критический объем продаж (Qкр.)	тыс. т	12,9	13,9
19. Критический объем продаж (Qкр.)	тыс. руб.	178,9	184,7

Оптимальным путем снижения себестоимости является второй путь - внедрение инноваций – модернизация оборудования. Таким образом, рассмотрев пути снижения себестоимости продукции, можно сделать выводы о том, что ресурсосберегающие технологии - это выход для товаропроизводителя. Поэтому следует внедрять на производстве современное оборудование и вводить рациональные методы изготовления продукции, а соблюдение общих принципов и законов не только не приведет к ухудшению конечного продукта, но и даст товаропроизводителю возможность получать дополнительных покупателей и дополнительные доходы.

