

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

Институт электронного обучения

Направление подготовки Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы

Влияние подготовки нефти Ванкорского месторождения на ее физико-химические свойства и состав

УДК 665.71:662.75

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д11	Белоущенко Татьяна Викторовна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ХТТ и ХК	Дучко Мария Александровна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечина Ася Александровна	Доцент, к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чулков Николай Александрович	Доцент, к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Юрьев Егор Михайлович	Доцент, к.т.н.		

Томск – 2016 г.



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

Институт электронного обучения
Направление подготовки (специальность) «Химическая технология
природных энергоносителей и углеродных материалов»
Кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ Юрьев Е.М.

(Подпись)

(Дата)

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Д11	Белощенко Татьяна Викторовна

Тема работы:

**Влияние подготовки нефти Ванкорского месторождения на ее физико-
химические свойства и состав**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

01 июня 2016 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>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></p>	<p>Объекты исследования: образцы сырой и подготовленной нефти Ванкорского месторождения.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Введение: назначение подготовки нефти. 2) Теоретическая часть: состав нефти, основные технологические характеристики, описание Ванкорского месторождения, схемы подготовки нефти. 3) Экспериментальная часть: описание лабораторных методов исследования нефтей. 4) Результаты и их обсуждение. 5) Заключение. 6) Список используемой литературы.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1) Схема подготовки нефти 2) Результаты исследований (таблицы, графики)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Сечина А.А., к.т.н., доцент кафедры менеджмента
Социальная ответственность	Чулков Н.А., к.т.н., доцент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15 ноября 2015 г.
---	--------------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ХТТ и ХК	Дучко М.А.			15.11.2015 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д11	Белоущенко Татьяна Викторовна		15.11.2015 г.

Содержание

		ВВЕДЕНИЕ	6
		Теоретическая часть	10
1		Нефть и её технологические классификации	10
	1.1	Плотность нефти	14
	1.2	Вязкость нефти	16
	1.3	Давление насыщенных паров	18
	1.4	Фракционный состав	19
	1.5	Содержание воды	20
	1.6	Содержание механических примесей	21
	1.7	Содержание минеральных (хлористых) солей	21
	1.8	Содержание серы	22
	1.9	Содержание сероводорода и метил- и этил- меркаптанов	24
	1.10	Содержание хлорорганических соединений	24
	1.11	Содержание парафинов	25
2		Характеристика Ванкорского месторождения	27
	2.1	УПСВ-Юг с УПН	31
3		ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	38
	3.1	Плотность нефти	38
	3.2	Вязкость нефти	38
	3.3	Давление насыщенных паров	39
	3.4	Фракционный состав	41
	3.5	Содержание воды	42
	3.6	Содержание механических примесей	42
	3.7	Содержание минеральных (хлористых) солей	43
	3.8	Содержание серы	45
	3.9	Содержание сероводорода и метил- и этил- меркаптанов	47
	3.10	Содержание хлорорганических соединений	48
	3.11	Содержание парафинов	50
4		Результаты и их обсуждения	53
5		ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	63
	5.1	Этапы работы	64
	5.1.1	Определение трудоемкости выполнения НИОКР	65
	5.1.2	Разработка календарного плана работ	67
	5.2	Определение плановой себестоимости НИОКР	71
	5.2.1	Состав затрат, включаемых в себестоимость НИОКР	71
6		Социальная ответственность	77
	6.1	Производственная санитария	79
	6.1.1	Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования	79
	6.1.2	Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования	81

6.2	Экологическая безопасность	86
6.2.1	Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду	86
6.2.2	Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду	87
6.2.3	Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	87
6.3	Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха	88
6.4	Основные мероприятия по защите поверхностных вод	89
6.5	Основные мероприятия по охране почв	90
6.6	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	91
6.6.1	Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований	91
6.6.2	Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований	91
6.6.3	Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	92
6.7	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	96
	Заключение	98
	Список литературы	99

ВВЕДЕНИЕ

Подготовка нефти на промыслах занимает важное место среди основных процессов, связанных с добычей, сбором и транспортировкой товарной нефти потребителю – нефтеперерабатывающим заводам или на экспорт. От того, насколько качественно подготовлена нефть, зависят эффективность, долговременность и надежность работы магистрального трубопроводного транспорта, а также качество полученных из нее продуктов.

Нефть, добываемая из скважин, содержит попутно добываемый газ, механические примеси и пластовую воду, в которой, как правило, растворены различные минеральные соли. Эксплуатация месторождения в начальный период подразумевает добычу безводной и малообводненной нефти, но со временем ее обводненность увеличивается и достигает 90-98% [1].

Содержание в нефти легколетучих органических и неорганических веществ, а также газовые компоненты и механические примесей оказывает пагубное действие на работу оборудования нефтеперерабатывающих заводов:

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

2) отложение солей в трубах печей и теплообменников требует их частой очистки, уменьшает коэффициент теплопередачи, вызывает сильную коррозию (хлориды кальция и магния гидролизуются с образованием HCl), кроме того, соли и механические примеси, накапливаясь в остаточных нефтепродуктах — мазуте и гудроне, ухудшают их качество [2].

Очевидно, что такую "грязную" и сырую нефть, содержащую к тому же легколетучие органические (от метана до бутана) и неорганические (H_2S , CO_2) газовые компоненты, нельзя транспортировать и перерабатывать на НПЗ без ее тщательной промышленной подготовки [1].

Качество промысловой подготовки нефти во многом определяется режимом работы технологических установок. Режим работы установки зависит от конструкции аппарата и свойств обрабатываемой пластовой смеси. Любое отклонение режима работы от оптимального, в конечном счете, приводит к ухудшению качества подготовки нефти. Поэтому особое значение приобретает определение оптимальных режимов работы оборудования.

В связи с этим определение физико-химических свойств сырой и подготовленной нефти с целью оценки эффективности процесса является важной и актуальной задачей.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В данной дипломной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Материальный баланс – простейшая форма динамической модели нефтяного или газового месторождения. Это простая концепция, подчиняющаяся закону сохранения масс, согласно которому извлечённый объём равен сумме изменения первоначального и привнесённого объёмов.

Нефтяная эмульсия – система нефть – вода, в которой одна из жидкостей диспергирована в другую в виде мелких капель (глобул). Образуется при добыче обводнённых нефтей в скважинах, промысловых трубопроводах, а также в аппаратах обессоливания нефти вследствие интенсивного турбулентного перемешивания нефтеводяной смеси [3].

Товарная нефть – представляет собой часть многофазной скважинной продукции нефтяного месторождения, включая часть пластовой нефти после ее промысловой подготовки, отвечающая требованиям ГОСТ Р 51858-2002. «Нефть. Общие технические условия» [6].

Деэмульгатор–реагент, используемый для разрушения эмульсий, которые образованы из взаимно нерастворимых (мало растворимых) веществ, одно из которых раздроблено в другом в виде мелких капелек [2].

Список сокращений используемых в работе [19]:

- УПСВ Юг – установка предварительного сброса воды;
- НГВРП- нефтегазоводоразделитель поточный;
- ЦПС – центральный пункт сбора нефти;
- УПН – установка подготовки нефти;
- ЭКГ - электростатический коагулятор;
- ПТБ – блочные трубчатые печи;
- ТФС – сепараторы каплеотбойники;
- С-1; С-2 – пробкоуловители;
- ПП – путевые подогреватели;

- Р-301, Р-302, Р-39/1,2 – резервуары;
- УУН – узел оперативного учёта нефти;
- РВС – 1а, 1б – буферные резервуары;
- БКНС – блочная кустовая насосная станция;
- АСПТ – автоматическая система пожаротушения;
- ДГ – дегазатор;
- ППД – система поддержания пластового давления;
- ЭЦН – электрический центробежный насос;
- НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1. Нефть и ее технологические классификации

Нефтяной газ – это смесь легких углеводородов с преимущественным преобладанием метана, с небольшим содержанием двуокиси углерода и азота.

Нефть – это природная горючая легко воспламеняющаяся жидкость. Она представляет собой смесь углеводородов парафинового ряда, непредельных углеводородов и ароматических соединений. В её составе обнаружены сотни углеводородов различного строения, а также многочисленные гетероорганические соединения. Нефть различных месторождений отличается по углеводородному составу. В отличие от других горючих ископаемых, нефть относительно легко добывается, транспортируется (по трубопроводам) и довольно легко перерабатывается в широкую гамму продуктов различного назначения. Экономика государств зависит от нефти больше, чем от любого другого продукта. Большая часть добываемой в мире нефти перерабатывается в различные виды топлива и смазочных материалов. Около 8% добываемой в мире нефти используется для химических целей, в основном это лёгкая часть нефти – бензины и газы нефтепереработки. На основе нефтяного сырья производят массу полимерных материалов, синтетических волокон, каучука, поверхностно-активных и моющих средств, удобрений, лекарственных препаратов и ядохимикатов [1].

Содержание в нефти воды, растворенных солей и газов вызывает коррозию оборудования и серьезные затруднения при транспортировке и переработке нефтяного сырья. Именно поэтому процесс нефте-, газо- и водоподготовки является важной частью нефтегазодобычи. Он включает в себя обессоливание, обезвоживание, удаление механических примесей и дегазацию. От качества подготовленной нефти напрямую зависит стоимость реализуемой продукции на рынке сбыта.

Для оценки качества товарной нефти определяются такие ее свойства как плотность, вязкость, давление насыщенных паров, фракционный состав, содержание воды, минеральных солей, механических примесей, серы, хлорорганических соединений и парафина. Нефть по своим качествам классифицируется на следующие показатели согласно ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» (таблицы 1-4) [6].

Таблица 1. Классы нефти по содержанию серы

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %	Метод испытания
1	Малосернистая	До 0,60 включ.	ГОСТ 51947
2	Сернистая	От 0,61 >> 1,80	
3	Высокосернистая	>> 1,81 >> 3,50	
4	Особо высокосернистая	Св. 3,50	

Таблица 2. Технологические нормы для нефтей различных типов

Наименование показателя	Норма для нефти типа										Метод испытания
	0		1		2		3		4		
	для предприятий Российской Федерации	для экспорта									
1 Плотность, кг/м ³ , при температуре:											По <u>ГОСТ 3900</u> и 9.3 настоящего стандарта По <u>ГОСТ Р 51069</u> и 9.3 настоящего стандарта
20 °С	Не более 830,0		830,1-850,0		850,1-870,0		870,1-895,0		Более 895,0		
15 °С	Не более 833,7		833,8-853,6		853,7-873,5		873,6-898,4		Более 898,4		
2 Выход фракций, % об., не менее, до температуры:											По <u>ГОСТ 2177</u> (метод Б)
200 °С	-	30	-	27	-	21	-	-	-	-	
300 °С	-	52	-	47	-	42	-	-	-	-	
3 Массовая доля парафина, %, не более	-	6	-	6	-	6	-	-	-	-	По <u>ГОСТ 11851</u>
<p>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.</p> <p>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%".</p>											

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 °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.

Таблица 3. Группы нефти [6]

Таблица 4. Виды нефти по содержанию сернистых соединений

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	

1.1 Плотность нефти

Плотность вещества – это отношение массы к занимаемому им объёму. Относительная плотность – отношение массы данного объема вещества при определенной температуре к массе равного объема чистой воды при той же или отличающейся от нее температуре. Оба значения температуры указывают при записи результатов.

Плотность нефти зависит от многих факторов: химической природы входящих в неё веществ, фракционного состава, количества смолистых веществ, количества растворённых газов и других, поэтому в ГОСТах на реактивное топливо, керосин она нормируется. Плотность зависит от глубины залегания нефти: чем глубже, тем плотность больше. Определение плотности нефти и нефтепродуктов весьма облегчает всевозможные расчеты, связанные с исчислением их весового количества. Учет количества нефти и нефтепродуктов в объемных величинах вызывает некоторые неудобства, так как объем жидкости зависит от температуры, которая может изменяться в довольно широких пределах. Сущность определения плотности ареометром заключается в фиксации уровня нефтепродукта на его шкале при различной глубине погружения ареометра в жидкость. Чем глубже погружается ареометр в нефтепродукт, тем меньше его плотность [5].

Ареометр (нефтенсиметр) представляет собой стеклянную пустую трубку (рис.1) переменного сечения, запаянную с обоих концов. Внизу ареометра имеется груз, вверху – шкала плотности. Масса ареометра точно отрегулирована.

Ареометры выпускают трех типов. У ареометров первого типа цена деления шкалы равна $0,0005 \text{ г/см}^3$, у ареометров второго и третьего типов – $0,001 \text{ г/см}^3$ (рис.1) [8]. У ареометров первого и второго типов имеются термометры. У ареометров третьего типа термометров нет.

Сущность метода заключается в погружении ареометра в испытуемый продукт, снятии показания по шкале ареометра при температуре определения и пересчете результатов на плотность при температуре $20 \text{ }^\circ\text{C}$ [8]. Для испытуемого нефтепродукта подбирают ареометр с соответствующим делением шкалы плотности, например: для бензинов – 650-770, для керосинов – 755-845, для дизельных топлив – 780-860 [8]. Затем подбирают цилиндр по высоте таким образом, чтобы при определении обеспечить погружение ареометра.

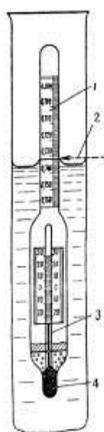


Рисунок 1 - Отсчет плотности по шкале нефтеденсиметра:

- 1 – шкала плотности;
- 2 – линия отсчета;
- 3 – термометр;
- 4 – груз

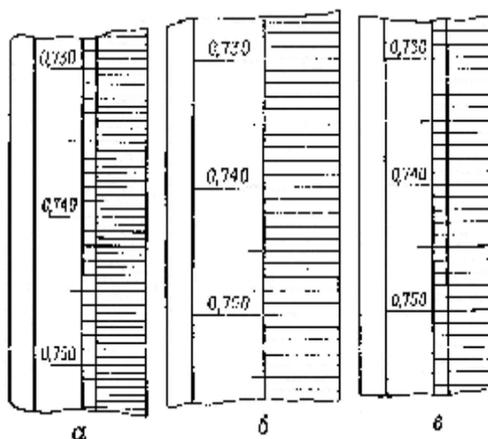


Рисунок 2 [8] - Шкалы нефтеденсиметров:

- а – первого типа;
- б – второго типа;
- в – третьего типа

1.2 Вязкость нефти

Сущность метода определения кинематической вязкости заключается в замене постоянного давления (внешней силы) давлением столба жидкости, равным произведению высоты столба жидкости, плотности жидкости и ускорения силы тяжести. Эта замена привела к значительному упрощению и распространению метода определения кинематической вязкости в стеклянных капиллярных вискозиметрах.

Определение условной вязкости также основано на истечении жидкости (как правило, для этих целей используют трубку с диаметром отверстия 5 мм) под влиянием силы тяжести. Условная вязкость – отношение времени истечения нефтепродукта при заданной температуре ко времени истечения дистиллированной воды при 20 °С. Единица измерения – условные градусы (ОВУ). Метод определения условной вязкости применяется для нефтепродуктов, дающих непрерывную струю в течение всего испытания и для которых нельзя определить кинематическую вязкость по ГОСТ 33–82. Условную вязкость определяют для нефтяных топлив (мазотов) [21].

Определение кинематической вязкости обязательно для таких товарных нефтепродуктов, как дизельные топлива и смазочные масла (ньютоновские жидкости).

Согласно унифицированной программе исследования для нефтей определяют кинематическую (или динамическую) вязкость при температурах от 0 до 50°C (через 10 °C). Для маловязких нефтей определение начинают с 20°C. Для керосиновых дистиллятов определяют кинематическую вязкость при 20 – 40°C. Для дизельных – при 20°C, для масляных – при 40, 50 и 100°C. Для остатков, выкипающих выше 350 °C, определяют условную вязкость при 50, 80 и 100°C [21].

Для оценки вязкостно-температурных свойств масел имеются соответствующие зависимости для расчета температурного коэффициента вязкости (ТКВ) и индекса вязкости (ИВ). Вязкость является важнейшим технологическим свойством нефти. Величина вязкости учитывается при оценке скорости фильтрации в пласте, при выборе типа вытесняющего агента, при расчете мощности насоса добычи нефти и др. Вязкость наиболее тесно отражает взаимодействие углеводородов и гетероатомных соединений и коррелирует со степенью их проявления. Вязкость (абсолютная, динамическая) характеризует силу трения (внутреннего сопротивления), возникающую между двумя смежными слоями внутри жидкости или газа на единицу поверхности при их взаимном перемещении. Тяжёлые топливные фракции, а особенно масла и котельные топлива обладают малой вязкостью при 100 °C, однако с понижением температуры их вязкость заметно возрастает, что приводит к ухудшению эксплуатационных свойств смазочных материалов. Различают динамическую, кинематическую и условную вязкость. Динамическая вязкость η – это отношение действующего касательного напряжения к градиенту скорости при заданной температуре. Единица измерения динамической вязкости паскаль-секунда – Па•с, на практике используют обычно мПа•с [21].

Необходимость определения кинематической и условной вязкости связана с тем, что для определения динамической вязкости требуется источник постоянного давления (постоянно приложенного напряжения) на жидкость. Это условие предопределяет дополнительные технические трудности, сложность воспроизведения и трудоемкость анализа.

Кинематическая вязкость ν – это отношение динамической вязкости жидкости к плотности при той же температуре [21]:

$$\nu = \eta/\rho$$

Единица кинематической вязкости $\text{м}^2/\text{с}$, на практике используют обычно $\text{мм}^2/\text{с}$.

На вязкость нефти и нефтепродуктов существенное влияние оказывает температура. С ее понижением вязкость увеличивается. Вязкостно-температурные свойства нефтепродуктов зависят от их фракционного и углеводородного состава. Наименьшей вязкостью и наиболее пологой кривой вязкости обладают алифатические углеводороды. Наибольшей вязкостью и наиболее крутой кривой вязкости – ароматические (особенно би- и полициклические) углеводороды [5].

Важным эксплуатационным показателем топлив и масел является прокачиваемость. Прокачиваемость моторных топлив и топлив для газотурбинных и котельных установок существенно зависит от их вязкости. Например, количество бензина вязкостью $0.65 \text{ мм}^2/\text{с}$, поступающего в двигатель за одну минуту, составляет 100 г, а бензина вязкостью $1,0 \text{ мм}^2/\text{с}$ – 95 г. В технических требованиях на товарные топлива и смазочные масла предусмотрены соответствующие ограничения значения вязкости. Так, топлива для быстроходных дизелей должны иметь кинематическую вязкость при 20°C в пределах $1.5\text{--}6.0 \text{ мм}^2/\text{с}$ [5].

С понижением температуры высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефтепродукты (мазут, гудрон) могут проявлять аномалию вязкости, так называемую структурную вязкость. При этом их течение перестает быть пропорциональным приложенному напряжению, т. е. они

становятся неньютоновскими жидкостями. Причиной структурной вязкости является содержание в нефти и нефтепродукте смолисто-асфальтеновых веществ и парафинов [5].

1.3 Давление насыщенных паров

Давление насыщенных паров – давление, создаваемое парами при данной температуре в условиях равновесия с жидкостью. Температура, при которой давление насыщенных паров становится равным давлению в системе, называется температурой кипения вещества. Давление насыщенных паров нефти и нефтепродуктов до некоторой степени характеризует их испаряемость, наличие в них легких компонентов, растворенных газов и т. д. Для нефти и нефтяных фракций оно зависит не только от температуры, но и от состава паровой и жидкой фаз и их соотношения. Давление насыщенных паров регулирует стабилизация. Не стабилизированная нефть, будет терять легкие углеводороды там, где есть контакт с атмосферой. Легкие углеводороды отделяют, но не выбрасывают в атмосферу. Нефть нагревают, пропускают через сепаратор или применяют ректификацию нефти (процесс массообмена жидкопаровой фазы при температуре 230°C) [1]. Топливо не должно образовывать газовых пробок в топливоподающей системе. Для обеспечения этого требования в бензинах контролируется давление насыщенных паров, которое не должно превышать показателей, нормируемых в ГОСТ на автомобильный и авиационный бензин. Давление насыщенных паров – это максимальное давление паров топлива в воздухе, которое устанавливается при динамическом равновесии при определённых соотношениях жидкой и паровой фаз и температуре. Этот показатель дополняет информацию фракционного состава об испаряемости бензина. По величине давления насыщенных паров можно судить о пусковых свойствах бензина, о склонности бензина к образованию в топливной системе двигателя паровых пробок, о возможных потерях от испарения [2].

1.4 Фракционный состав

Нефть является многокомпонентной непрерывной смесью углеводородов и гетероатомных соединений, поэтому обычными методами перегонки невозможно разделить их на индивидуальные соединения со строго определенными физическими константами, в частности температурой кипения при данном давлении. Поэтому нефть разделяют на отдельные компоненты, каждый из которых является менее сложной смесью. Такие компоненты называют фракциями или дистиллятами. В условиях лабораторной или промышленной перегонки отдельные нефтяные фракции отгоняются при постоянно повышающейся температуре кипения. Нефть и входящие в ее состав фракции характеризуются не какой-то определенной температурой кипения, а температурным интервалом кипения — пределами начала кипения и конца кипения [5].

Фракционный состав является важным показателем качества нефти. В процессе перегонки на нефтеперерабатывающих заводах при постепенно повышающейся температуре из нефти отгоняют фракции, отличающиеся друг от друга пределами выкипания. Фракции, которые выкипают до 200 °С, называют легкими, или бензиновыми. Фракции, выкипающие в интервале температур от 200 до 300 °С получили название средних или керосиновых. Фракции нефти, выкипающие при температурах выше 300 °С — тяжелые, или масляные. Фракции, выкипающие до 350 °С, отбирают при давлении несколько выше атмосферного – это светлые дистилляты. Остаток после отбора светлых дистиллятов называется мазутом. Мазут и полученные из него фракции называют тёмными. Нефть различных месторождений различается по фракционному составу, содержания тёмных и светлых фракций [5].

1.5 Содержание воды

При добыче нефти главный балласт ее – пластовая вода (от < 1 до 80- 90 % по массе), которая, диспергируясь в нефти, образует с ней эмульсии. Их формированию и стабилизации способствуют присутствующие

В нефти природные эмульгаторы (асфальтены, нафтены, смолы) и диспергированные механические примеси (частицы глины, песка, известняка, металлов). Углеводороды, входящие в состав нефти практически не растворимы в воде, но с водой нефть образует эмульсии, которые бывают двух видов: «нефть в воде» и «вода в нефти». С месторождений, как правило, поступает эмульсия «вода в нефти». Эмульсия «нефть в воде» наблюдается в основном на выходе воды из аппаратов предварительного сброса воды. Такие эмульсии очень плохо разделяются. Размер таких частиц от 1 до 10 микрон, при таких размерах силы тяжести будут примерно равны силам трения, и поэтому отделение из-за разных плотностей отсутствует. Бронирующий слой, который возникает вокруг частицы из АСПВ, проявляет поверхностно-активные свойства. Такой вид эмульсии становится прочным с течением времени [5].

Механизм разрушения эмульсий основан на процессах коагуляции (слипания) и коалесценции (слияния) глобул воды. Применяют два метода: тепловой и химический. Тепловой метод заключается в нагревании жидкости в печах до температуры 35-70 °С, а затем направляется в отстойник. При повышении температуры соответственно снижается вязкость продукта, и, как следствие силы внутреннего трения, увеличивается объем жидкости и понижается плотность, при этом плотность нефти понижается больше плотности воды, и соответственно, увеличивается разность плотностей воды и нефти. Большие частицы воды начинают догонять маленькие, пробивают бронирующий слой и объединяются.

Химические методы могут либо разбить ПАВ, либо убрать их с поверхности глобул воды. Применяют реагенты, которые увеличивают сродство АСПВ к нефти или к воде, тем самым добиваясь их перехода в нефть или в воду. Самыми лучшими деэмульгаторами считаются ПАВ неионогенного типа (они не диссоциируют на ионы в воде). Кроме того, для разрушения эмульсий применяются такие методы как электродеэмульсация, центрифугирование, фильтрация и т.д. [2].

1.6 Содержание механических примесей

Механические примеси в нефтях имеют в основном неорганическое происхождение – это песок, глины, мельчайшие частицы железа и минеральных солей. В готовых очищенных нефтепродуктах механическими примесями могут быть частицы адсорбента (белая глина), железной окалины, минеральных солей и других веществ. Вредным фактором является содержание механических примесей в смазочных материалах, так как они царапают и истирают поверхности оборудования.

Содержание механических примесей в нефтях колеблется в довольно значительных пределах: в одних случаях свежедобытая нефть содержит до 20% песка, в других — содержание механических примесей не превышает сотых долей процента. При хранении нефти большая часть этих примесей оседает в резервуарах и в грязевиках нефтеперегонных установок. Наиболее мелкие частицы могут удерживаться нефтью во взвешенном состоянии (особенно, если нефть является высокосмолистой) и затем при перегонке частично оседают на стенках аппаратуры и трубчатых печей, усиливая этим коксообразование и ускоряя износ аппаратуры. Вследствие быстрого оседания, механических примесей в светлых нефтепродуктах очень мало [5].

1.7 Содержание минеральных (хлористых) солей

Пластовая вода, как правило, в значительной степени минерализована хлоридами натрия, магния и кальция (до 2500 мг/л солей даже при наличии в нефти всего 1% воды), а также сульфатами и гидрокарбонатами. Обессоливание нефти осуществляется в связи с тем, что высокое содержание солей способствует коррозии оборудования трубопроводов при перекачке нефти, приводит к закупориванию теплообменной аппаратуры и коррозии оборудования при её дальнейшей переработке на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) и др. Первично обессоливание нефти проводится на нефтяных промыслах (попутно с обезвоживанием) перед сдачей нефти потребителю (на экспорт или на НПЗ). Обессоливание обеспечивается добавлением в нефть

пресной воды, которая забирает на себя часть солей. Также существуют установки по электрообессоливанию нефти [5].

1.8 Содержание серы

Сероорганические соединения – это природные компоненты сырой нефти. В процессе переработки нефти при термическом воздействии сера и ее соединения попадают в нефтепродукты в разных концентрациях. Основные соединения серы, которые содержатся в нефтепродуктах:

- сероводород H_2S , образующийся при термическом разложении серосодержащих соединений;
- элементарная сера, продукт окисления сероводорода;
- меркаптаны $R-SH$;
- сульфиды или тиоэфиры $R-S-R$;
- дисульфиды и политиоэфиры $R-S...S-R$;
- тиофен C_4H_4S и его производные;
- тиофан или тетрагидротиофен C_4H_8S и его производные;
- бициклические и полициклические серосодержащие соединения;
- кислые и средние эфиры серной кислоты и сульфокислоты, образующиеся в процессе очистки нефтяных дистиллятов [5].

При содержании этих соединений в нефтепродуктах может возникать следующее: они придают им неприятный запах, могут вызывать коррозию оборудования и загрязняют атмосферу при сгорании. Соединения серы отравляют дорогостоящие катализаторы переработки нефти и, выделяя в атмосферу оксиды серы при сгорании, создают экологические проблемы. Во всех развитых странах ведётся экологический контроль за выброс соединений серы в атмосферу.

Один из наиболее детально разработанных методов определения общего содержания серы предназначен для анализа углеводородов, таких как дизельное топливо, нефть, керосин, кубовые остатки, базовое масло, гидравлическое масло, реактивное топливо, сырая нефть и другие продукты,

например, метанолсодержащие топлива М-85 и М-100. Диапазон определяемых содержаний: от 150 мг/кг до 5 масс. % [7].

В методе подробно описана сущность спектральных и матричных мешающих влияний и меры их преодоления. Спектральные влияния могут оказывать вода, алкилаты свинца, кремний, фосфор, кальций, калий и галиды, присутствующие в десятикратных концентрациях по отношению к сере или в концентрациях сотен мг/кг. Матричные влияния оказывают, например, оксигенаты. Уделено внимание использованию компенсации спектральных и матричных влияний с помощью математической обработки, используемой в современных приборах. При этом «рекомендуется время от времени проверять эти влияния и не принимать на веру программные коррекции, предлагаемые производителями».

Для компенсации влияний обоих типов рекомендуется готовить калибровочные смеси на растворителе, близком по матричному составу к анализируемым пробам. Для анализа бензина, например, на смеси изооктана и толуола в соотношении, моделирующем реальное содержание ароматических углеводородов в образцах.

Калибровочные смеси готовят из ди-н-бутилсульфида с точно определенным содержанием серы, либо используют калибровочные образцы. При определении низких концентраций серы калибруют прибор с помощью калибровочных образцов, близких по матричному составу к анализируемым. Для приборов, не имеющих фоновой коррекции (поправки на С/Н отношение) это обязательное условие получения достоверных результатов [7].

1.9 Содержание сероводорода и метил- и этил- меркаптанов

Из сернистых соединений, содержащихся в углеводородном сырье, главную опасность представляют так называемые «активные» сернистые соединения, такие как сероводород, меркаптаны, сероокись углерода, которые снижают потребительские свойства конечных продуктов, придавая

им неприятный запах, коррозионную активность, являются ядами для вторичных нефтехимических процессов. Транспортировка газа с повышенным содержанием сероводорода по трубопроводам иногда приводит к их коррозионному растрескиванию. Сероводород, входящий в состав нефти, является самым активным. Это бесцветный газ с запахом тухлых яиц, является нервнопаралитическим ядом. Сероводород обладает высокой коррозионной активностью. Меркаптаны – аналоги спиртов, где кислород замещён на атом серы, поэтому они химически более активны, чем спирты. Эти соединения обладают резким, неприятным запахом [3].

1.10 Содержание хлорорганических соединений

Хлорорганические соединения представляют собой дополнительный источник образования хлористого водорода в процессе перегонки нефти. Хлорорганические соединения в воде на ЭЛОУ они не удаляются вместе с неорганическими хлоридами. На выделение хлористого водорода из хлорорганических соединений нефти существенное влияние оказывает температура. В процессе перегонки нефти не все хлорорганические соединения с меньшим алкильных радикалов и меньшей молекулярной массой. Хлорорганические соединения, содержащиеся в небольшом количестве, растворимы в нефти и не вымываются водой в процессе обессоливания на установках.

Присутствие хлорорганических соединений является опасным для нефтеперерабатывающих процессов и выявляется в процессе очистки технологического оборудования, трубопроводов или резервуаров, так как приводит к образованию соляной кислоты в реакторах гидроочистки или риформинга, которая оказывает коррозионное действие на оборудование [3].

1.11 Содержание парафинов

Парафиновые нефти светлые и легкие, нафтеновые – темные и тяжелые, ароматические содержат много асфальтенов, чаще всего в их состав

входят два или даже три типа углеводородов [1]. Необходимость определения парафинов в нефти обусловлена следующими причинами:

- на поверхности промышленного оборудования образуются отложения парафина и асфальто-смолистых веществ (АСПО) уже через 1-4 месяца после начала эксплуатации скважины;

- колебания температур приводят к отложению парафинов на стенках трубопроводов при транспортировке нефти, что приводит к снижению их пропускной способности и возрастанию гидравлических сопротивлений;

- содержание парафинов тесно связано с температурой застывания нефти, а следовательно, с технологией транспортировки танкерным и железнодорожным транспортом; стоимость легко застывающих нефтей значительно выше, а цена такой нефти - ниже;

- в нефти, идущей на экспорт, содержание парафинов ограничено 6 % мас; ее цена зависит от величины этого показателя.

- технологические проблемы заставляют смешивать различные по составу нефти, приготовляя смеси, приемлемые для транспортировки и переработки; операция смешения невозможна без анализов содержания парафинов;

- нефтяные парафины представляют отдельный товарный продукт, знание его содержания в сырье необходимо для построения оптимальной схемы переработки [3].

Все нефти содержат в своём составе некоторое количество парафинов, содержание которых колеблется от 0,2 % до 30 % массы и более. Нефти как сырьё для получения топлива и масел по содержанию парафинов подразделяются на 3 вида: малопарафинистые (до 1,5 % парафинов), парафинистые (от 1,5 до 6,0 %) и высокопарафинистые (св. 6,0 %) [9]. Парафины ограниченно растворимы в нефтях. На [растворимость](#) парафинов больше всего влияет температура, с повышением которой возрастает растворимость. Помимо температуры, на растворимость парафинов влияют давление, состав нефти, количество и состав растворённого газа,

состав парафинов. Важной характеристикой нефти является температура насыщения её парафинами, при которой из нефти начинают выделяться первые кристаллы парафина [5].

Выпадение парафинов из нефти отрицательно сказывается не только на призабойной зоне: осаждение парафинов на стенках скважин (парафинизация скважин) и трубопровода (парафинизация трубопровода) приводит к потере ценного продукта переработки нефти (парафин) и мешает нормальному процессу добычи транспортировки нефти.

Парафиновые нефти характеризуются высокими температурами застывания. В некоторых случаях они достигают 40 °С, вследствие чего нефть приобретает мазеобразную консистенцию. Нефти с содержанием парафина 5 – 8 % при 20 °С и ниже теряют текучесть. Поэтому перекачка высокопарафинистых нефтей по трубопроводам в зимний период значительно затрудняется и часто требует предварительного подогрева. Нефти, богатые парафином, обычно имеют высокие бензиновые потенциалы, являются в большинстве своем светлыми, легкими; они характеризуются небольшим удельным весом и содержат мало смолистых веществ [5].

2 Характеристика Ванкорского месторождения

Акционерное общество «Ванкорнефть» было зарегистрировано 12 февраля 2004 года и является дочерним обществом ОАО «НК «Роснефть» [19].

В состав объектов Общества входят:

- Магистральный нефтепровод «Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе» введенный в эксплуатацию в 2009 году.
- Внутрипромысловые трубопроводы.
- Установка предварительного сброса воды Юг с УПН (УПСВ-Юг).
- Центральный пункт сбора (ЦПС).

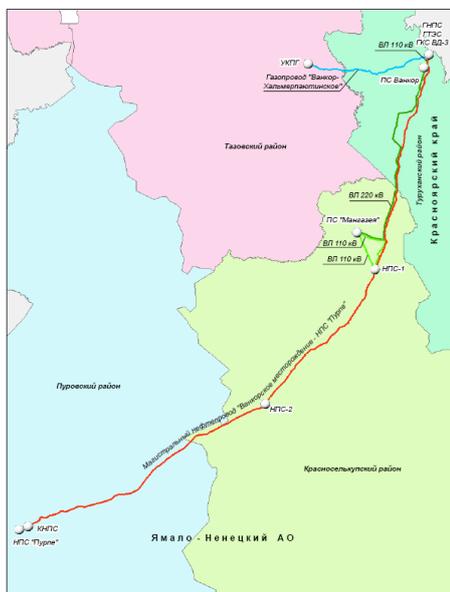


Рисунок 3-расположение Ванкорского месторождения [19]

АО «Ванкорнефть» реализует проект разработки Ванкорского нефтегазового месторождения – крупнейшего из месторождений, открытых и введенных в эксплуатацию в России за последние 25 лет. Данное месторождение расположено на севере Восточной Сибири в Туруханском районе Красноярского края в 142 км от г. Игарка. Его площадь составляет 447 кв. км. [19].

Промышленная добыча на Ванкорском месторождении началась в июле 2009 г. Официальная церемония ввода месторождения в эксплуатацию состоялась 21 августа 2009 г. В 2010 г. был первым полным календарным годом эксплуатации месторождения. В этом году на месторождении было добыто 92,9 млнбарр. (12,7 млн т) нефти, что в 3,5 раза больше, чем в 2009 г. [19].

В 2010 г. проходило самое большое бурение скважин и обустройство месторождения, в том числе и бытовых условий. Проходка в эксплуатационном бурении составила 301 тыс. м. В добычу из

эксплуатационного бурения была введена 71 нефтяная скважина. По состоянию на конец отчетного года фонд действующих добывающих нефтяных скважин насчитывал 124 шт., было обустроено 19 кустовых площадок. Средний дебит скважин составил 2 606 млнбарр. (356 т/сут). При этом дебит искусственно ограничивался в связи с ограниченной мощностью действующих установок подготовки нефти. В течение года продолжалось строительство основных объектов месторождения, ключевым из которых является Центральный пункт сбора нефти, запуск которого позволит месторождению выйти на проектную мощность [19].

Нефть с Ванкорского месторождения поставлялась на экспорт. В западном направлении было поставлено 39,3 млнбарр. (5,4 млн т), через ВСТО – 50,2 млн барр. (6,9 млн. т). [19].

Таблица 2 - запасы АО «Ванкорнефть» [19].

Доказанные запасы углеводородов, млнбарр.	1603
Доказанные запасы нефти, млнбарр.	1418
Доказанные запасы газа, млрд куб. м	31,5
Вероятные запасы углеводородов, млнбарр.	1558
Вероятные запасы нефти, млн барр.	1371
Вероятные запасы газа, млрд куб. м	31,7
Возможные запасы углеводородов, млнбарр.	802
Возможные запасы нефти, млнбарр.	738
Возможные запасы газа, млрд куб. м	11,0

В 2010 году планировалась добыча на уровне 12,5 млн тонн нефти (добыто 12,7 млн.т), максимальный же уровень ежегодной добычи на месторождении запланирован на 2014 год — примерно 25 млн тонн.

Всего на месторождении будет пробурено 425 эксплуатационных скважин, из которых 307 – горизонтальные. Поставки нефти с месторождения планируется осуществлять на Дальний Восток страны через Восточный нефтепровод. Во второй половине 2009 года был введен в тестовую эксплуатацию 556-километровый нефтепровод Ванкор-

Цурпе диаметром 820 мм, связывающий месторождение с магистральным нефтепроводом [19].

Основные объекты обустройства Ванкорского месторождения [19]:

- a) Центральный пункт сбора нефти:
 - 1) 3 установки подготовки нефти производительностью 7,5 млн т/год каждая;
 - 2) Газовые компрессорные станции высокого и низкого давления;
 - 3) Резервуарный парк объемом 180 тыс. куб. м.
- b) Газотурбинная электростанция мощностью 200 МВт
- c) Установка подготовки нефти и сброса воды «Юг» — 66 тыс. куб. м в сутки
- d) Установка подготовки нефти и сброса воды «Север» — 66 тыс. куб. м в сутки
- e) Мини НПЗ производительностью 50 тыс. т/год дизтоплива
- f) Внутри промысловые сети (нефтепроводы, водоводы, дороги, линии электропередач).

Нефть Ванкорского месторождения малосернистая (доля серы 0,09 – 0,41 %), парафинистая (массовое содержание парафина 0,5 – 2,8 %), с массовым содержанием силикагелевых смол от 9,2 – 12,7 %. Нефти Нижнехетского горизонта легкие, Яковлевского тяжелые, с температурой застывания от минус 46 до 8 °С [19].

Температура плавления парафинов – 62 °С.

Характеристика устьев скважин [19]:

- температура потока - от 0 до 40 °С;
- давление динамическое на устье скважины (с установленными ЭЦН) - 4,0 МПа;
- давление статическое (расчетное) - 7,0 МПа.

Согласно Федеральному Закону от 21.07.1997 г №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и на

основании Государственного Реестра опасных производственных объектов, УПСВ Юг с УПН является опасным производственным объектом АО «Ванкорнефть», так как в оборудовании обращаются опасные вещества [19].

2.1 УПСВ-Юг с УПН

Установка предварительного сброса воды Юг с УПН на Ванкорском месторождении представляет собой комплекс сооружений для сбора, подготовки нефти, поступающей от нефтяных скважин, транспорта подготовленной до товарных кондиции нефти в ЦПС (при увеличении обводненности входной продукции до 58 % переходит в режим УПСВ до 10 % на выходе с установки), а также отделения попутного газа и подготовки пластовой, подпиточной воды для использования ее в системе ППД [21].

Запуск установки в промышленную эксплуатацию был произведен 21 августа 2009 года. Производительность по нефти составляет до 16 млн. тн./год (43 835 тн./сут), а производительность по газу 8,06 млрд.нм³/год (22,08 млн нм³/сут) [21].

В основу заложены следующие технологические решения:

- сепарация нефтегазовой эмульсии;
- промежуточный подогрев нефтяной эмульсии и подогрев нефти перед магистральным транспортом;
- обезвоживание и обессоливание нефтяной эмульсии;
- транспорт нефти обводненностью до 10,0 % масс на ЦПС (до запуска ЦПС - откачка нефти обводненностью до 0,5 % масс в магистральный нефтепровод);
- подача деэмульгатора в поток поступающей жидкости для улучшения процесса разрушения нефтяных эмульсий;
- подача ингибитора парафиноотложения;
- подача ингибитора гидратообразования;
- использование факела открытого типа для сжигания газа высокого давления;

- использование горизонтальной горелочной установки для сжигания газа высокого давления;
- использование факела закрытого типа для сжигания газа высокого (среднего) и низкого давлений;
- подготовка топливного газа;
- установка предохранительных клапанов для защиты оборудования от превышения давления;
- применение блочного, каркасного, блочно-комплектного оборудования заводского изготовления;
- использование узла оперативного учета нефти;
- использование узлов учета газа на факела и на ЦПС;
- дренаж аппаратов в подземные дренажные емкости с последующей откачкой в технологический процесс;
- подготовка пластовой и подпиточной воды для системы ППД;
- подача ингибитора коррозии и ингибитора солеотложения в трубопроводы пластовой и подпиточной воды;
- теплоизоляция и электрообогрев аппаратов и технологических трубопроводов;
- установка перемычек и байпасов, обеспечивающих гибкую технологическую схему работы УПСВ Юг с УПН.

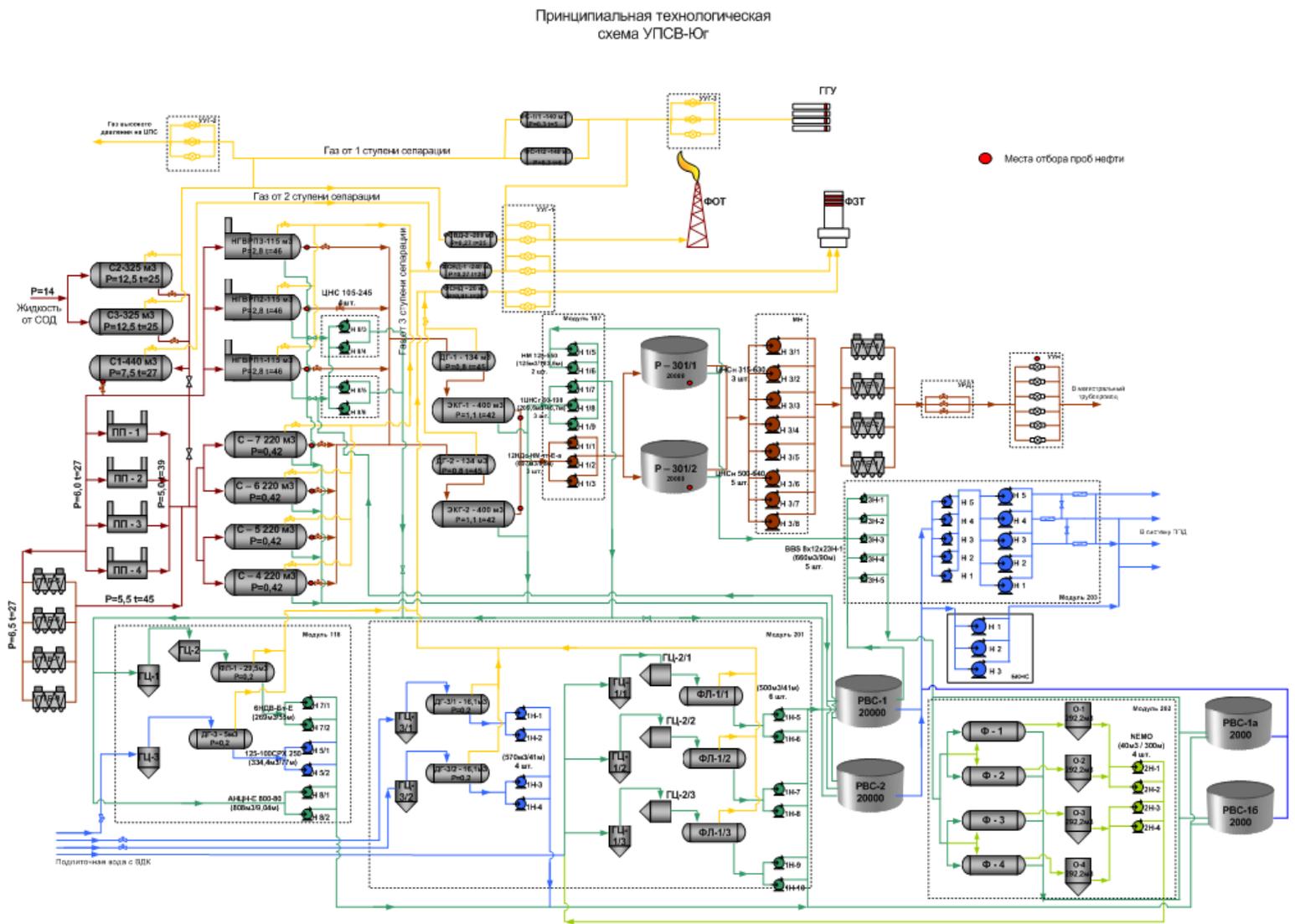


Рисунок 4- Принципиальная технологическая схема УПСВ Юг[21].

Поступающая на УПСВ-Юг продукция нефтяных скважин после зоны установки СОД и узлов регулирования давления по двум трубопроводам Ду-800 поступает в пробкоуловители С-1 (V=440 м³), С-2, С-3 (V=325 м³), где происходит первичное разгазирование водонефтегазовой эмульсии, отделенный газ перекачивается на ЦПС для дальнейшего использования. После пробкоуловителей поток делится на два направления. Первый поток поступает для нагрева в путевые подогреватели ПП-1-4 и блочные трубчатые печи ПТБ-10/5,6,7,8 и поступает в сепараторы-каплеотбойники ТФС-4,5,6,7 (V=220 м³). Второй поток подается на прием нефтегазоводоразделителей с прямым подогревом НГВРП-1,2,3 (V=115 м³). Далее нефтяная эмульсия с остаточной обводненностью до 5 % поступает в дегазаторы ДГ-1, 2 для окончательной дегазации нефти (V=134 м³) и в электростатические коагуляторы ЭКГ-1,2 для обезвоживания и обессоливания нефти под действием электрического поля (V=400 м³). Нефть с остаточной обводненностью до 0,5 % поступает в технологические резервуары Р-301/1,301/2 (V=20 000 м³) – и поступает на прием насосов внешней перекачки. Далее через узел оперативного учета нефти (УУН) транспортируется на ЦПС [21].

Подтоварная вода отделившаяся в аппаратах НГВРП, ТФС, ЭКГ в процессе подготовки нефти, поступает в РВС-39/1,2 (V=20000 м³), далее насосами откачивается на установку фильтрации М-202, после поступает в буферные резервуары РВС-1а,1б (V=2000м³) и на прием БКНС.

Подпиточная вода с водозаборных скважин поступает на установки подготовки пластовой и подпиточной воды М-118, М-201, где проходя через гидроциклоны отделения песка, дегазаторы происходит отделение твердых взвешенных веществ и разгазирование поступающей воды. Далее

вода поступает в буферные резервуары РВС-1а,1б ($V=2000$ м³), где смешивается с подтоварной водой, и поступает на прием БКНС [21].

На установке установлено самое передовое оборудование используемое в подготовке нефти, газа, пластовой и подпиточной воды. Для сжигания попутного газа используется факел закрытого типа, что позволяет утилизировать весь объем газа без нанесения вреда окружающей среде.

В подготовке пластовой воды используются установки газовой флотации, а так же уникальная система тонкой фильтрации состоящая из линий горизонтальных проточных фильтров, в которых для очистки пластовой воды применяется скорлупа бразильского ореха.

На всех технологических этапах подготовки нефти на УПСВ-Ю с УПН предусмотрено резервное оборудование, позволяющее регулярно выводить оборудование на техническое обслуживание без ограничения количества подготавливаемой продукции.

Также данная установка оснащена современными средствами автоматизации, контрольно-измерительными приборами, системами передачи данных, что позволяет вести и контролировать технологический процесс подготовки нефти в автоматическом безаварийном режиме.

Пожарную безопасность на установке подготовки нефти УПСВ-Ю с УПН обеспечивает автоматическая система пожаротушения АСПТ, что является обязательным требованием при эксплуатации взрывопожароопасных объектов для минимизации промышленных рисков. Система предусматривает как ручной, так и автоматический режимы работы для локализации нештатных аварийных ситуаций или ЧС.

Рекомендуемые к применению реагенты [21]:

- деэмульгатор марки «СНПХ-4315Д» – вводится в трубопровод нефтяной эмульсии для интенсификации процесса обезвоживания, тем

самым способствует созданию наиболее эффективных и благоприятных условий для обезвоживания нефтяной эмульсии. Представляет собой однородную прозрачную жидкость коричневого цвета. По токсикологическим свойствам СНПХ-4315Д относится к 4 классу опасности (малоопасные вещества) по ГОСТ 12.1.007-76;

- ингибитор парафиноотложения марки «РАО 85641» - вводится в трубопровод для предотвращения образования и налипания асфальто-смоло-парафиновых отложений а оборудовании и трубопроводах. Представляет собой жидкость от светло-желтого до светло-коричневого цвета;

- ингибитор коррозии марки «CRW-82275» - вводится в трубопровод и тем самым способствует предотвращению коррозии трубопроводов и оборудования. Представляет собой жидкость янтарного цвета;

- ингибитор солеотложения марки «СНПХ-5312Т» - способствует предотвращению образования и выпадения солей при смешивании пластовой воды и воды Насоновского горизонта. Представляет собой однородную жидкость от бесцветного до коричневого цвета;

- ингибитор гидратообразования диспергент-ингибитор парафиноотложений ХПП-004 – способствует предотвращению образования и разрушению гидратов в трубопроводах газа. Представляет собой бесцветную прозрачную жидкость без нерастворимых примесей;

- коагулянт - гидроксохлорид алюминия марки Б - способствует объединению мельчайших дисперсных механических частиц в достаточно крупные соединения с последующим их осаждением. Вводится в отстойники промывной воды в виде раствора. Раствор приготавливается непосредственно на установке фильтрации из твердого продукта.

Внешний вид раствора – бесцветная прозрачная жидкость, твердого продукта – гранулы и пластины неопределенной формы белого и желтого цвета.

Все ингибиторы по воздействию на организм человека относятся к 3 классу умеренно опасных веществ по ГОСТ 12.1.007-76, являются малотоксичными, взрывобезопасными, трудногорючими. Они могут вызвать местнораздражающее и кожнорезобтвивное действие, ингаляционное отравление.

Подбор наиболее эффективных реагентов устанавливается в каждом случае опытным путем по результатам опытно – промышленных испытаний реагентов. Рабочие дозировки и марки реагентов уточняются в процессе эксплуатации. На все применяемые химические реагенты оформляются паспорта безопасности [21].

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Определение плотности

В чистый цилиндр наливаем испытуемый нефтепродукт, так, чтобы избежать образование пузырьков на поверхности испытуемого продукта. Выдерживаем несколько минут, чтобы температуру окружающей среды стала равной температуре продукта. Нефтепродукт в цилиндр наливают так, чтобы ареометр плавал на поверхности продукта [8].

Ареометр опускаем в нефтепродукт, придавая ему вращательное движение, держа его за верхний конец и следя за тем, чтобы он не намок выше уровня измерения плотности. Когда прекратятся колебания ареометра в цилиндре, измеряем температуру, снимаем показание по верхнему краю мениска нефтепродукта. При снятии показаний глаз наблюдателя должен находиться на уровне мениска нефтепродукта. Отсчет по шкале ареометра дает плотность нефтепродукта при температуре определения. Прибавляем поправку на ареометр, т.к. он градуирован по нижнему мениску [8].

Для подсчета плотности при температуре 20 °С пользуются формулой [8]:

$$\rho_4^{20} = \rho_4^t + K(t - 20), \quad (1)$$

где ρ_{420} – плотность при температуре 20 °С, кг/м³;

ρ_4^t – плотность нефтепродукта при температуре определения, кг/м³;

K – средняя температурная поправка плотности

3.2 Определение вязкости.

Кинематическая вязкость – сопротивление жидкости течению под действием гравитации. Чистый сухой вискозиметр заполняют нефтью (нефтепродуктом). Для этого в вискозиметр через воронку заливаем точное количество нефтепродукта (отмеченное на вискозиметре). Снимаем с внешней стороны конца колена 1 избыток нефти (нефтепродукта) и надеваем на конец колена 2 резиновую трубку. Вискозиметр устанавливаем в термостат (баню) так, чтобы расширение 3 было ниже уровня нефти (нефтепродукта). После выдержки в термостате не менее 15 мин засасываем нефть (нефтепродукт) в колено 2, примерно до 1/3 высоты расширения 3. Соединяем колено 2 с атмосферой и определяем время перемещения мениска нефти (нефтепродукта) от метки М1 до М2 (с погрешностью не более 0.2 с) [21].

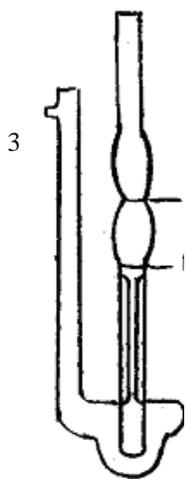


Рисунок 5 [21]. - Вискозиметр Оствальда
1- первое колено,
2- второе колено, 3- расширение

Если результаты трех последовательных измерений не отличаются более чем на 0.2 %, кинематическую вязкость ν , мм²/с, вычисляем как среднее арифметическое по формуле [21]:

$$\nu = C \cdot \tau, \quad (2)$$

где C – постоянная вискозиметра, мм²/с²; τ – среднее время истечения нефти (нефтепродукта) в вискозиметре, с.

Динамическую вязкость η , мПа·с, исследуемой нефти (нефтепродукта) вычисляют по формуле [21]:

$$\eta = \nu \cdot \rho \quad (3)$$

3.3 Определение давления насыщенных паров

Существует несколько способов определения насыщенных паров. В лабораториях в основном применяется статический метод: измеряется давление насыщенных паров при определённой температуре и равновесии. Применяется бомба Рейда. Контейнер для отбора пробы объёмом 1 дм³ заполняем пробой на 70-80 % её объёма. Контейнер охлаждаем в холодильнике до температуры от 0 до 1 °С. Отобранную пробу используют только один раз, так как велики потери б [14].

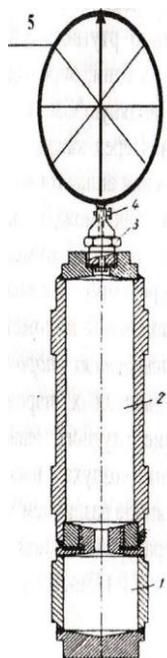


Рисунок 6 [14] -
 Металлический аппарат
 для определения давления
 насыщенных паров:

- 1-топливная камера;
- 2- воздушная камера;
- 3- ниппель;
- 4-газовый кран;
- 5-манометр

При переносе пробы из
 больших контейнеров или отбора пробы для других испытаний
 используем способ, указанный на рисунке 6 [14].

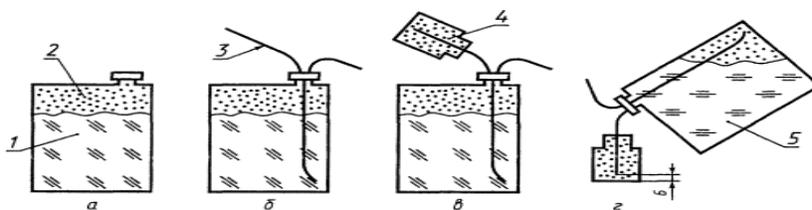


Рисунок 6 [14] - Способ переноса пробы в жидкостную камеру из
 контейнеров открытого типа:

а - контейнер с пробой; б - контейнер с устройством для переноса
 пробы; в - жидкостная камера, помещенная над контейнером, с
 устройством для переноса пробы; г - положение системы при переносе
 пробы

1 - жидкость; 2 - пар; 3 - устройство для переноса охлажденной
 пробы; 4 - охлажденная жидкостная камера; 5 - охлажденная проба

Перед испытанием пробу испытуемого топлива и топливную камеру
 поставим в ледяную ванну (0...4 °С). В воздушную камеру вставим
 термометр так, чтобы он входил в камеру на три четверти своей длины и

чтобы ртутный шарик термометра не касался стенок камеры. Топливную камеру споласкиваем 2 - 3 раза испытуемым топливом, а затем заполняем его топливом полностью так, чтобы топливо переливалось через верх камеры, и собираем аппарат [14].

После погружения аппарата в водяную баню через 5 минут отмечаем давление по показанию ртутного манометра в мм рт. ст. Затем вынимаем аппарат из бани, опрокидываем, сильно встряхиваем и снова ставим в водяную баню. Эти операции повторяем через каждые 2 мин. Перед каждым встряхиванием кран закрываем, а после погружения аппарата в баню – открываем. Встряхивание производим как можно быстрее, чтобы избежать охлаждения аппарата и его содержимого. После того, как показания манометра перестанут изменяться (на это требуется 20 мин), отмечаем показания манометра в кПа [14].

3.4 Определение фракционного состава

Отмеряем 100 см³ испытуемого образца и перегоняем при условиях, которые присущи свойствам продукта, проводим постоянные наблюдения за показаниями термометра и объемами сконденсировавшейся жидкости. Обводнённые нефти обезвоживаем перед началом испытания: добавлением деэмульгатора, отстаиванием, осушкой силикагелем. Допускается наличие воды не более 0,1 -0,2 %. При испытании вода должна подаваться в трубку холодильника с температурой 0-5 °С. Сначала испытания проводим без холодной воды в трубке [10].

Если нефть содержит много парафина, то при 250 °С, температуру в трубке холодильника увеличиваем до 50 °С, путём долива горячей воды. Снимаем показание барометра и равномерно ведём

нагревание колбы таким образом, чтобы до падения первой капли с конца трубки холодильника в приёмный цилиндр прошло 5-10 мин. Записываем температуру, в момент падения первой капли с трубки в приёмный цилиндр – это температура начала кипения. Испытание ведём с равномерной скоростью 2-5 см³ в 1 мин. Перегонку нефти ведём до 300 °С. Записываем температуру начала кипения и объёмы сконденсировавшейся жидкости при 100, 120, 150, 160 °С и затем каждые 20 °С до 300 °С. [10]

3.5 Определение содержания воды

Нагреваем определённую массу нефтепродукта с нерастворимым в воде растворителем и измеряем объём сконденсированной воды в приёмнике-ловушке. Включаем колбонагреватель, нагреваем продукт до кипения, затем регулируем таким образом, чтобы скорость каплепадения дистиллята была равной от 2 до 5 капель в 1 с. При образовании воды в трубке холодильника, допускается смывать растворителем, для этого увеличиваем степень нагрева. Если объём в приёмнике-ловушке не увеличивается, испытание прекращаем. Продолжительность перегонки от 30 до 60 мин [11].

Снимаем показание после того, как колба примет комнатную температуру. Записываем показания воды, собравшуюся в приёмнике-ловушке, с точностью до одного верхнего деления занимаемой водой части приёмника-ловушки. Массовую (X) или объёмную (X_1) долю воды в процентах вычисляем по формулам [11]:

$$X_1 = \frac{V_0}{V} \cdot 100; \quad X = \frac{V_0}{m} \cdot 100$$

(4)

где V_0 - объём воды в приёмнике-ловушке, см³; m - масса пробы, г; V

- объем пробы, см³ .[11]

3.6. Определение содержание механических примесей

Растворяем испытуемый продукт в растворителе, затем промываем, высушиваем и взвешивают осадок. Беззольный бумажный фильтр помещаем в бюкс и сушим в сушильном шкафу при 105-110 °С сначала 1ч, а потом несколько раз по 30 мин до постоянной массы. Сухой фильтр устанавливаем в воронку и смачиваем его бензином [13].

Навеску испытуемой нефти и бензина для ее растворения берём в соответствии с ГОСТом. Кратность бензина Б-70 по отношению к навеске нефти 2-4. Испытуемую нефть отвешиваем в стакан и, чтобы уменьшить ее вязкость растворяем в горячем бензине Б-70.

Бензин подогреваем на водяной бане в колбе с обратным холодильником. Горячий раствор фильтруем через подготовленный бумажный фильтр. Осадок на фильтре промываем горячим бензином до тех пор, пока фильтрат будет стекать прозрачным и бесцветным [13].

Фильтр с промытым осадком переносим в бюкс, в котором сушился чистый фильтр, и сушим с открытой крышкой при 105 – 110 °С до постоянной массы. Бюкс охлаждаем перед взвешиванием в эксикаторе с закрытой крышкой не менее 30 мин. [13].

Массовую долю механических примесей X (%) вычисляем по формуле [13]:

$$X=(G_1-G_2)/G*1000$$

(5)

где G_1 - масса бюкса с фильтром и механическими примесями, г;

G^2 - масса бюкса с фильтром, г;

G - навеска испытуемой нефти.

3.7. Определение массовой концентрации хлористых солей

Извлекаем хлористые соли из нефти при помощи воды, затем титруем их в водной вытяжке. Пробу нефти помещаем в делительную воронку. Остатки пробы смываем с пипетки. Затем экстрагируем 1-2 мин, туда же добавляем 100 см³ горячей дистиллированной воды и экстрагируем, ещё 10 мин. В колбу вместимостью 250 см³ сливаем водный слой через бумажный фильтр [12].

Чтобы убедиться в том, что соли извлеклись полностью, делаем несколько вытяжек. Испытание по определению хлористых солей считается завершённым, когда на титрование водной вытяжки уходит такое же количество раствора азотнокислой ртути, сколько на холостое титрование. В данной методике в колбу с подготовленной к титрованию водной вытяжкой приливаем 2 см³ с концентрацией 0,2 моль/дм³ раствора азотной кислоты и 10 капель дифенилкарбазида и титруем 0,005 моль/дм³ раствором азотнокислой ртути до появления слабо розового цвета, не исчезающего в течение 1 мин. [13].

Массовую концентрацию хлористых солей (X_1) в миллиграммах хлористого натрия на 1 дм³ нефти, вычисляем по формуле [13]:

$$X_1 = \frac{(V_1 - V_2) \cdot T \cdot 1000 \cdot A}{V_3} \quad (7)$$

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 дм³ 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).

3.8. Определение содержания серы

Наливаем пробу в измерительную ячейку, в количестве, рекомендованном производителем. Обычно точного объема не требуется, высота слоя жидкости должна быть не менее 5 мм. При использовании приборов с мощными источниками излучения толщина слоя может играть роль за счет т.н. «клинового эффекта» (wedge effect), вызываемого различной глубиной проникновения излучения в матрицы с различной плотностью.

Следим, чтобы в анализируемой пробе не было пузырьков воздуха.

При самостоятельном приготовлении калибровочных образцов используем серосодержащий компонент и разбавитель с аттестованными значениями содержания серы.

Храним калибровочные образцы в плотно закрытых сосудах из темного стекла в темном и холодном месте, например, в холодильнике при температуре +5 °С.

Во время анализа температура проб должна быть равна температуре окружающей среды.

При работе с легко испаряющимися образцами нельзя допускать создания избыточного давления внутри измерительной ячейки, которое может вызвать «вздутие» защитной пленки.

Окно детектора имеет толщину несколько микрон. Соблюдаем особую осторожность, чтобы не повредить и не загрязнить его. Дотрагиваться до окна детектора любыми предметами категорически не рекомендуется. Прорыв окна детектора – наиболее частая причина выхода из строя энергодисперсионных спектрометров.

После выполнения анализа сразу же извлекаем ячейки с образцами из измерительного отсека или карусели. При длительном нахождении в ячейке образец может разрушить защитную пленку и протечь внутрь прибора. Поликарбонатная и полиэфирная пленка может растворяться в образцах с большим содержанием ароматических углеводов [7].

Избегаем проливания проб внутрь прибора. Протечки пробы практически всегда обусловлены разрывом защитной пленки при сборке ячейки. Для контроля качества сборки можно выдержать ячейку 1-2 минуты на чистой фильтровальной бумаге, чтобы обнаружить возможное протекание пробы.

Следим, чтобы поверхность защитной пленки была ровной, без замятий и «морщин». Материал пленки, равномерность ее толщины, содержание примесей, вносят дополнительную погрешность в результаты определений. При переходе на новую партию пленки перекалибруем анализатор, либо введём корректирующий коэффициент, если программное обеспечение прибора это предусматривает. Пленки некоторых типов (в частности, миларовая) имеют незаметную на глаз волокнистую структуру и различную проницаемость к излучению вдоль и поперек волокон. Следим, чтобы при установке ячейки в прибор пленка

всегда была натянута волокнами в одну и ту же сторону. Для этого на ячейки можно нанести метки [7].

По данному методу серу можно определять в диапазоне от 0,0150 % до 5,00 % в нефти, керосине, нефтяных остатках, основах смазочных масел, гидравлических маслах, реактивных топливах, сырых нефтях, бензине (неэтилированном) и других нефтяных продуктах. Сущность метода состоит в том, что испытуемый образец помещаем в пучок лучей, испускаемых источником рентгеновского излучения. Измеряем характеристики энергии возбуждения от рентгеновского излучения и сравнивают полученный сигнал счетчика импульсов с сигналами счетчика, полученными при испытании заранее подготовленных калибровочных образцов [7].

Калибровки состоит из: установки прибора на запись суммарной интенсивности рентгеновского излучения серы, затем проводят измерение известных стандартных растворов. Заполняем кювету так, чтобы осталось пространство для избежания прогиба плёнки. Вязкие продукты подогреваем для уменьшения плотности; воздушные пузырьки убирают с поверхности образца. Получаем среднее из двух значений содержания серы в испытуемом образце [7]. Результат записываем как среднее арифметическое двух параллельных определений, суммарную долю серы, выраженную в процентах, округляем до трех значащих цифр [7].

3.9. Определение содержания парафинов

В практике нефтехимических лабораторий используется стандартизированный метод определения параметров парафинов в нефтях. Метод заключается в предварительном удалении асфальтово-смолистых веществ (АСВ) из нефти, их экстракции и адсорбции и

последующем выделении парафина смесью ацетона и толуола при $T = -20\text{ }^{\circ}\text{C}$ [9].

В охладительной бане укрепляем на резиновых пробках стеклянные воронки с фильтрами. В баню наливаем спирт или бензин-растворитель для охлаждения так, чтобы уровень смеси чуть выше фильтровальных воронок. Температуру бани устанавливаем минус $(20\pm 1)\text{ }^{\circ}\text{C}$ и выдерживаем всё время, необходимое для выделения парафина [9].

Под фильтровальную воронку, которая находится в бане, подставляем колбу для фильтрования под вакуумом, которую соединяем с насосом. Заранее готовим смесь ацетона и толуола в количестве 35:65 (по объему) не менее 100 см^3 для двух параллельных определений. Массу колбы определяем заранее и помещаем в нее нефть, после удаления смолистых веществ, массой не более 1-2 г. В эту же колбу наливаем растворитель, затем нагреваем и охлаждаем до комнатной температуры. Охлаждение парафина ведём на фильтре в бане не менее 1 ч. Когда масса застынет, её перемешиваем, быстро переносим в воронку для фильтрования и включаем насос. Парафин, который остался в воронке смываем растворителем, охлажденным до минус $(20\pm 1)\text{ }^{\circ}\text{C}$ в воронку для фильтрования. Затем в баню наливаем холодную воду, температуру доводим до $50\text{-}60\text{ }^{\circ}\text{C}$. Парафин при такой температуре плавится и попадает в колбу. Затем эту колбу выпариваем на масляной бане. После выпаривания колбу ставим в шкаф $110\text{-}120\text{ }^{\circ}\text{C}$ на 30 мин. Затем охлаждаем в эксикаторе 50 мин. Массу парафина вычисляем как разность масс колбы с парафином и пустой колбы. Оцениваем качество парафина, путём определения его температуры плавления по ГОСТ 23683-79 [9].

Массовую долю парафина (X) в процентах вычисляем по формуле [9]:

$$X = \frac{m \cdot m_2}{m_1 \cdot m_3} \cdot 100,$$

(8)

где m - масса парафина, выделенного из обессмоленной нефти, г;

m_1 - масса нефти, взятая для обессмоливания, г;

m_2 - масса обессмоленной нефти, г;

m_3 - масса обессмоленной нефти, взятая для определения парафина, г.

За результат испытания принимаем среднее арифметическое результатов двух параллельных определений. Результат испытания округляется до 0,1. [9].

3.10. Определение сероводорода, метил- и этилмеркаптанов.

Сущность метода заключается в разделении компонентов анализируемой пробы с помощью газовой хроматографии, регистрации выходящих из хроматографической колонки сероводорода, метил- и этилмеркаптанов пламенно-фотометрическим детектором (ПФД) и расчете результатов определения методом абсолютной градуировки. Массовую долю сероводорода, метил- и этилмеркаптанов в нефти определяют в изотермическом режиме на хроматографической колонке. Для хроматографических колонок приведены условия проведения анализа [16]:

Таблица 5. Условия для проведения испытаний [16].

	2 % ТБЦЭП или 2-6% ОДПН	12 % ПФЭ +0,5% Н РО
Температура термостата колонок, °С	35	60
Температура испарителя, °С	70	160

Скорость газа-носителя (гелия, азота), см ³ /мин	30	80
Температура детектора, расходы водорода и воздуха устанавливаются согласно инструкции к приборам		
Объем вводимой пробы, мкл (в зависимости от массовой доли измеряемых компонентов)	0,2-1,0	0,2-1,0
Шкала электрометрического усилителя и масштаб подбираются экспериментально в зависимости от массовой доли		
Скорость движения диаграммной ленты, мм/ч	240	240

После выхода этилмеркаптана температуру термостата колонок поднимаем до 50 °С для колонки с СДПН, 80 °С - для ТБЦЭП, 100 °С - для ПФЭ на хромсорбе Т и продуваем колонку от тяжелых компонентов нефти примерно 30-40 мин. Общее время анализа составляет 35-45 мин [16].

3.11. Определение массовой доли органических хлоридов, выкипающих во фракции до температуры 204 °С.

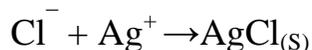
Сущность методов состоит в перегонке нефти до определения хлорорганических соединений с целью получения фракции нефти. По содержанию хлорорганических соединений во фракции нефти оцениваем их содержание в нефти. Метод «Б» устанавливает определение хлорорганических соединений в промытой фракции нефти сжиганием в среде кислорода с последующим микрокулонометрическим титрованием. Перегоняем нефть для получения нефти, фракции, выкипающей до 204 °С. Фракцию нефти промываем щелочью и при необходимости промывку повторяем до полного удаления сероводорода. Фракцию нефти, не содержащую сероводорода, промываем водой до полного удаления

неорганических соединений хлора. Промытую фракцию нефти, выделенную из нефти, взвешиваем и переносим в делительную воронку, содержащую реактив бифенил натрия в толуоле. Промытую фракцию нефти, выделенную из нефти, вводим в поток газа, содержащего приблизительно 80 % кислорода и 20 % инертного газа (аргона, гелия или азота) [15].

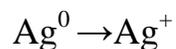
Газ и образец пропускаем через трубку для сжигания с температурой приблизительно 800 °С. Органически связанный хлор превращается в хлориды или оксихлориды, которые затем попадают в ячейку для титрования, где они взаимодействуют с ионами серебра. Израсходованные таким образом ионы серебра восстанавливаются микрокулонометрическим титрованием [15].

Суммарный ток, требуемый для восстановления ионов серебра, пропорционален количеству хлора, присутствующего в испытуемых образцах.

При поступлении хлорида в титровальную ячейку протекает следующая реакция [15]:



Израсходованный ион серебра генерируется кулонометрически следующим образом [15].



Количество микроэквивалентов серебра пропорционально числу микроэквивалентов иона хлорида титруемого образца, поступающего в ячейку для титрования. Мешающим фактором являются соли галоидоводородных кислот НВг и НJ, которые при титровании также дают положительный сигнал, однако оксигалоиды НОВг и НОJ не осаждаются серебром. Так как оксигалоиды не участвуют в реакции, протекающей в ячейке для титрования, чувствительность определения

уменьшается приблизительно на 50 %. Метод «Б» применяем, если массовая доля общей серы в образце превышает массовую долю хлора не более чем в 10000 раз. Шприц вместимостью 50 мкл аккуратно, чтобы не образовалось пузырьков, заполняем приблизительно 30-40 мкл образца промытой фракции нефти. Затем перемещаем поршень так, чтобы нижний мениск жидкости находился на отметке, кратной 5 мкл, и записываем объем жидкости в шприце. После введения образца снова перемещаем поршень так, чтобы нижний мениск жидкости опустился на соответствующую отметку, кратную 5 мкл, и записываем объем жидкости в шприце. Разность показаний этих объемов равна объему введенного образца. Альтернативно количество введенного образца определяем по разности масс шприца до и после введения образца. Этот метод обеспечивает большую точность, чем метод отсчета по объему, при условии, что используют весы с погрешностью взвешивания $\pm 0,01$ мг и аккуратно обращаемся со шприцем, чтобы получить удовлетворительную повторяемость результатов взвешивания. Образец вводим в трубку для пиролиза со скоростью не более 0,5 мкл/с.. При содержании хлоридов менее 5 мкг/г на результат испытания существенное влияние оказывает значение, полученное в холостом опыте "игла - мембрана". Для улучшения точности необходимо вставить иглу шприца в горячую зону системы ввода и выждать, пока будет оттитрован холостой опыт (игла - мембрана), до впрыскивания испытуемого или стандартного образца. Для проб с концентрацией хлора более 25 мкг/г нужно вводить только 5,0 мкл образца. Проверяем готовность системы к определению, анализируя стандартный раствор, который титруем каждые 4 ч. Система готова к испытаниям, если результаты определения содержания хлора не хуже 85 % установленного для стандартного образца. Вычитаем значение результата холостого опыта из значения результатов,

полученных как для испытуемого образца, так и стандартного раствора. Как правило, значение в холостом опыте при проверке системы составляет менее 0,2 мкг/г хлорида при однократном проведении холостого опыта [15]:

$$X = \frac{A}{mK} - \frac{B}{mK} \quad (9)$$

Где А - показание по шкале анализатора для испытуемого образца;
В - показание по шкале анализатора в холостом опыте;
V- введенный объем испытуемого образца, мк;
m - масса образца, мг;

К - коэффициент пересчета - отношение массовой доли хлорорганического соединения, определенного в стандартном растворе, к известной массовой доле хлорорганического соединения в стандартном растворе минус значение, полученное в холостом опыте при проверке системы.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.

ВВЕДЕНИЕ

Научно-исследовательская работа – это работа научного характера, связанная с научным поиском, проведением исследования с целью получения научных обобщений, изыскания принципов и путей создания (моделирования) продукции.

Для того, чтобы затраты на научные исследования давали отдачу, требуется при планировании, организации и проведении научно-исследовательских работ (НИР) обеспечить максимальную их эффективность и быстрое использование полученных результатов.

Поэтому, при планировании НИР особое внимание уделяется повышению качественных показателей работы, сокращению затрат и повышению производительности труда.

Научные исследования, в зависимости от задач, поставленных перед ними, делят на следующие виды:

- Фундаментальные;
- Поисковые;
- Прикладные.

В общем виде фундаментальные исследования можно представить как органический синтез суммы предшествующих знаний, относящихся к материальному миру, или углубленного решения определенных научных проблем, направленных на выявление новых явлений, свойств и закономерностей, выдвинутых на основе логики развития конкретного направления науки, теоретических и экспериментальных работ [17].

Целью данного раздела дипломной работы является решение вопросов, связанных с планированием НИР.

Целью планирования НИР является обеспечение рационального ведения научно-исследовательской работы, ее четкой организации и правильной расстановки кадров.

Любая научно-исследовательская работа может быть разделена на три этапа:

1. подготовительный;
2. экспериментальный;
3. заключительный.

Каждый этап связан с определенными трудовыми затратами на его выполнение. Уровень трудовых затрат определяет трудоемкость НИР [17].

5.1 Этапы работы

Этап – часть работы, имеющая самостоятельное значение и характеризующаяся определенной законченностью.

Для того чтобы работа была проведена в кратчайший срок и с наибольшей эффективностью, нужно заранее продумать эту систему мероприятий

- Подготовительный этап. На этом этапе выполняется сбор и изучение литературных данных, составление литературного обзора.
- Экспериментальный этап. Этот этап обуславливает подготовку рабочего места, проведение цикла экспериментов и их обработку.
- Обобщение и оценка результатов. На этом этапе проводится обсуждение результатов и делается вывод о проделанной работе.
- Заключительный этап. Выполнение графической части, оформление пояснительной записки [58].

Таблица 10 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

<i>Основные этапы</i>	<i>№ раб</i>	<i>Содержание работы</i>	<i>Должность исполнителя</i>
Разработка ТЗ на НИР	1	Составление и утверждение технического задания на НИР	Руководитель темы
<i>Проведение НИР</i>			
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Проведение патентных исследований	Инженер
	4	Выбор направления исследований	Руководитель, инженер
	5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Проведение теоретических обоснований	Инженер
	7	Изучение технологической схемы УПН	Инженер
	8	Составление базы данных	Инженер
	9	Построение математической модели	Руководитель
Обобщение и оценка результатов	10	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
<i>Проведение ОКР</i>			
Оформление отчета по НИР	11	Разработка принципиальной схемы	Инженер
	12	Построение графиков	Инженер
	13	Обработка результатов	Инженер
	14	Обсуждение результатов	Руководитель, инженер
	15	Составление пояснительной записки	Инженер

5.1.1 Определение трудоемкости выполнения НИОКР

Трудоемкость выполнения НИОКР оценивается экспериментальным путем в человеко-днях и носит вероятный характер, т.е. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости работ $t_{ож}$ используются следующая формула:

$$t_{ож_i} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5}, \text{ чел. - дн. (10)}$$

где: $t_{ож_i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

t_{min_i} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы. чел.-дн.;

t_{max_i} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы. чел.-дн.;

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{ч_i}, \text{ раб. дн. (11)}$$

где: T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.[59].

5.1.2 Разработка календарного плана работ

Для формирования календарных планов используется несколько методов, различающихся требованиями к объему исходной информации и возможностями оптимизации отдельных параметров плана и проекта в целом.

При составлении календарного плана важное значение придается логической последовательности выполнения отдельных операций и получения результатов, определяемой, как правило, принятой технологией работ.

Наглядно календарный план можно представить в виде линейных диаграмм, или графиков Ганта (названных по имени Генри Ганта, который впервые использовал их) [58].

Для построения календарного плана-графика используется формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k, \text{ кал.дни. (12)}$$

где: T_{ki} – продолжительность выполнения одной работы в календарных днях;
 T_{pi} – продолжительность одной работы в рабочих днях;
 k – коэффициент календарности, предназначен для перевода рабочего времени в календарное.

$$k = \frac{T_{кг}}{T_{кг} - T_{вд} - T_{пд}}, (13)$$

где: $T_{кг}$ – количество календарных дней в году, 365 дней 2013г;
 $T_{вд}$ – количество выходных дней в году, 102 дня 2013г;
 $T_{пд}$ – количество праздничных дней в году, 16 дней 2013г. [14],[59].

Таблица 11 – Временные показатели проведения НИОКР

№ раб.	t_{\min} , чел.-дн.	t_{\max} , чел.-дн.	$t_{\text{ож}}$, чел.-дн.	Исполнители	T_p , раб.дн.	T_k , кал.дн
1	2	4	2,8	Руководитель	2,8	4
2	15	20	17	Инженер	17	26
3	3	6	4,2	Инженер	4,2	6
4	2	4	2,8	Рук-ль, инж.	1,4	2
5	2	4	2,8	Рук-ль, инж.	1,4	2
6	10	14	11,6	Инженер	11,6	17
7	2	4	2,8	Инженер	2,8	4
8	4	6	4,8	Инженер	4,8	7
9	3	6	4,2	Руководитель	4,2	6
10	6	8	6,8	Рук-ль, инж.	3,4	5
11	2	4	2,8	Инженер	2,8	4
12	2	4	2,8	Инженер	2,8	4
13	6	8	6,8	Инженер	6,8	10
14	2	4	2,8	Рук-ль, инж.	1,4	2
15	12	17	14	Инженер	14	21
Итого			89		81,4	120

Календарный план – график в виде диаграммы Ганта

Диаграмма Ганта – это один из наиболее удобных и популярных способов графического представления времени выполнения задач. Диаграмма Ганта является наглядным и удобным инструментом для управления проектом. Представляет собой горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. График строится с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования. Работы на графике следует выделять различной штриховкой в зависимости от исполнителей, ответственных за ту или иную работу [59].

Таблица 12 – Календарный план – график проведения НИОКР по теме: «Исследование процессов подготовки нефти УПСВ Юг Ванкорского месторождения»

№ работ	Вид работ	Исполнители	Т _к , кал.дн	Продолжительность выполнения работ										
				март			апрель			май				
				1	2	3	1	2	3	1	2	3		
1	Составление и утверждение технического задания на НИР	Рук-ль.	4	■										
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	26	■	■									
3	Проведение патентных исследований	Инженер	6		■									
4	Выбор направления исследований	Рук-ль, инж.	2			■	■							
5	Календарное планирование работ по теме	Рук-ль, инж.	2			■	■							
6	Проведение теоретических обоснований	Инженер	17					■						
7	Изучение технологической схемы УПН	Инженер	4					■						
8	Составление базы данных	Инженер	7						■					
9	Построение математической модели	Рук-ль.	6						■					
10	Оценка эффективности полученных результатов	Рук-ль, инж.	5							■	■			
11	Разработка принципиальной схемы	Инженер	4									■		
12	Построение графиков	Инженер	4									■		
13	Обработка результатов	Инженер	10										■	■
14	Обсуждение результатов	Рук-ль, инж.	2										■	■
15	Составление пояснительной записки	Инженер	21											■

Расчет эффективного фонда рабочего времени

Эффективный фонд рабочего времени одного работающего рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{эф}} = T_{\text{кал}} - T_{\text{пот}}, \quad (14)$$

где: $T_{\text{эф}}$ – эффективный фонд рабочего времени, дней;

$T_{\text{кал}}$ – число дней, отведенных на выполнение НИР;

$T_{\text{пот}}$ – потери рабочего времени, дней. [59]

5.2 Определение плановой себестоимости НИОКР

5.2.1 Состав затрат, включаемых в себестоимость НИОКР

Смета затрат на выполнение работы составляется с целью определения стоимости проделанной работы. В химической промышленности затраты на работу рассчитываются по статьям калькуляции, которые включают две группы затрат:

- Прямые затраты – затраты на сырье, основные материалы, энергетические затраты и заработная плата исполнителей;
- Накладные расходы – затраты, на содержание аппарата управления, общехозяйственных и общественных служб [60].

Затраты на материалы.

Стоимость материалов формируется исходя из цены их приобретения и платы за транспортировку, осуществляемую сторонними организациями.

Расчет затрат на материалы производится по форме таблицы 4 [59]

Затраты на материалы.

Стоимость материалов формируется исходя из цены их приобретения и платы за транспортировку, осуществляемую сторонними организациями.

Расчет затрат на материалы производится по форме таблицы 4 [59].

Таблица 13 - Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., с НДС, руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Бумага	листов	600	0,6	432
Чернила для принтера	мл	150	4	720
Тетрадь	шт.	1	15	18
Ручка	шт.	2	10	24
Карандаш	шт.	2	7	16,8
Итого				1210

Затраты на оборудование

Все расчеты по приобретению спецоборудования, включая 15% на затраты по доставке и монтажу, отображены в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет затрат на оборудование для научных работ

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость с НДС, руб.
Компьютер, в т.ч	1	37920
Системный блок	1	26290
Монитор	1	9690
Манипулятор-мышь	1	590
Клавиатура	1	690
Сетевой фильтр	1	230
Принтер	1	3990
ИТОГО		41480

Затраты на электроэнергию:

$$C_{\text{эл}} = C_{\text{эл}} \cdot P \cdot F_{\text{об}}, (15)$$

где: $C_{\text{эл}}$ – тариф на промышленную электроэнергию (1,6 руб. за 1 кВт·ч)

P – мощность оборудования, 1 кВт;

$F_{\text{об}}$ – время использования оборудования, 264 ч.

$$C_{\text{эл}} = 1,6 \cdot 1 \cdot 264 = 422,4 \text{руб.}$$

Затраты на оплату труда работников, непосредственно занятых выполнением НИОКР

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИР, включая премии, доплаты и дополнительную заработную плату.

$$C_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, (16)$$

где: $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата

Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}}, \quad (17)$$

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

$T_{\text{раб}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дн. (табл. 5);

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

Средняя заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (18)$$

где: $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

- при отпуске в 24 раб.дня $M = 11,2$ месяца, 5 – дневная неделя;
- при отпуске в 48 раб.дней $M = 10,4$ месяца, 6 – дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно технического персонала (в рабочих днях) [59].

Таблица 14 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:		
- выходные дни	51	102
- праздничные дни	16	16
Потери рабочего времени:		
- отпуск	48	24
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	250	223

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_M = Z_{TC}(k_{пр} + k_d) \cdot k_p, (19)$$

где: Z_{TC} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е 30% от Z_{TC});

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет, в ТПУ – 30 – 50% от Z_{TC} ;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 [59].

Таблица 15 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Z_{TC} , руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_M , руб	$Z_{дн}$, руб.	$T_{раб}$, раб.дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	11200	3360	5600	1,3	26208	1174	21	24654
Инженер	15000	4500	300	1,3	29250	1469	21	30849
Итого $Z_{осн}$								55503

Дополнительная заработная плата включает оплату за непроработанное время и рассчитывается исходя из 10 – 15% от основной заработной платы:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, (20)$$

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

$k_{доп}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$Z_{осн}$ – основная заработная плата, руб [59].

Таблица 16 – Заработная плата исполнителей НИОКР

Заработная плата	Руководитель	Инженер
Основная заработная плата, руб.	24654	30849
Дополнительная заработная плата, руб.	2465,4	3084,9
Затрата исполнителя, руб.	27119,4	33933,9
Итого по статье $C_{зп}$, руб.	61053,3	

Социальный налог (СН)

Статья включает в себя отчисления за уплату социально налога по установленным государством нормам, которые составляют 30% [59].

$$C_{\text{СН}} = k_{\text{СН}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), (21)$$

где: $k_{\text{СН}}$ – коэффициент отчислений на уплату СН 30%;

$$\text{руководитель } C_{\text{СН}} = 0,3 \cdot (24654 + 2465,4) = 8135,8$$

$$\text{инженер } C_{\text{СН}} = 0,3 \cdot (30849 + 3084,9) = 10180,2$$

Прочие прямые расходы

Статья включает в себя затраты на приобретение научно-технической литературы, проведение патентных исследований, содержание оргтехники, услуги связи, представительские расходы, командировки, на рекламу и на другие расходы, не относящиеся к ранее перечисленным прямым статьям [59].

Расчёт прочих прямых затрат складывается из 3-5% от суммы предыдущих статей:

$$C_{\text{пр}} = k_{\text{пр}} \cdot (C_{\text{м}} + C_{\text{зп}} + C_{\text{СН}}), (22)$$

где $k_{\text{пр}}$ - коэффициент прочих расходов.

$$C_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (1985,4 + 61053,3 + 18315) = 24406\text{руб.}$$

Накладные расходы

В данную статью входят расходы на содержание аппарата управления и общехозяйственных служб, которые в равной степени относятся ко всем выполняемым НИОКР. По этой статье учитываются оплата труда административно-управленческого персонала, содержание зданий, оргтехники и хозяйинвентаря, амортизация имущества, расходы по охране труда и подготовке кадров.

Накладные расходы в ТПУ составляют 25-30% от суммы основной и дополнительной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы [59].

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (23)$$

где $k_{\text{накл}}$ - коэффициент накладных расходов.

$$C_{\text{накл}} = 0,25 \cdot (55503 + 5550,3) = 15263 \text{руб.}$$

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составим калькуляцию плановой себестоимости НИОКР «Исследование процессов промысловой подготовки нефти Майского месторождения»

Таблица 17– Калькуляцию плановой себестоимости НИОКР

№ п/п	Наименование статей затрат	Сумма, руб
1	Материалы	1985,4
2	Затраты на оплату труда работников, непосредственно занятых созданием НИОКР	61053,3
3	Социальный налог	18316
4	Прочие прямые расходы	24406
5	Накладные расходы	15263
Итого себестоимость НИР		121023,7

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1 Ахметов С.А. Технология переработки нефти, газа и твердых горючих ископаемых. /Учебное пособие. Спб.: Недра, 2009. – 832 с

2 Хуторянский, Ф.М. Современное состояние установок обезвоживания и обессоливания нефти (ЭЛОУ) НПЗ. Пути совершенствования процесса и его технического перевооружения // Наука и технология углеводородов. 2003. №1. С. 10-23

3 Виноградов В.М., Винокуров В.А. Методическое пособие. Образование, свойства и методы разрушения нефтяных эмульсий. М.: ФГУП «Нефть и газ», РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2007.- 31 с.

4 Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. Казань «Фен» 2000. – 416.

5 Богомолов А.И., Химия нефти и газа.// Учебное пособие для вузов, 3-ье издание дополнительное исправленное, СПб: Химия, 1995. —495 с.

6 ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия [13.04.12] 12с.

7 ГОСТ 51947-2002. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектрометрии [01.07.13] 11с.

8 ГОСТ 3900-85 . Методы определения плотности [01.01.87] 135 с.

9 ГОСТ 11851-85. Метод определения парафина [01.01.86] 28 с.

10 ГОСТ 2177-99. Методы определения фракционного состава [01.01.2001] 44с.

11 ГОСТ 2477-2014. Метод определения воды [14.11.2014] 11с.

12 ГОСТ 21534-2014. Метод определения содержания хлористых солей [14.07.2014] 26с.

13 ГОСТ 6370-83. Метод определения механических примесей [01.01.1984] 7с.

14 ГОСТ 1756-2000. Определение давления насыщенных паров [01.07.2001] 30 с.

- 15 ГОСТ 52247-2004. Методы определения хлорорганических соединений [01.01.2005] 33 с.
- 16 ГОСТ 50802-95. Методы определения сероводорода, метил и этилмеркаптанов [01.01.1996] 10 с.
- 17 Зайцев Н.Л. Экономика промышленного предприятия: Учебник. – М.: ИНФРА-М, 6-е издание, 2008. – 414 с.
- 18 Обустройство Ванкорской группы месторождений с системой внешнего транспорта нефти и сооружениями узла подключения к системе магистральных нефтепроводов ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ» ЦПС системы 10, 14, 20, 22 «Сбор, сепарация, подготовка и подача нефти в магистральный трубопровод. Принципиальная схема потоков». Пояснительная записка № 1171-24.2006.2-01-40000-ПЗ-СХ-01, 02.10.2008 г., 48 с.,
- 19 Румянцева А.А. Экономическая оценка НИР и ОКР. М.: Экономика, 1978. – 135 с.
- 20 Технологический регламент. Установка предварительного сброса воды УПСВ Юг с УПН. № П1-01.05 ТР-1736 ЮЛ-054 ВЕРСИЯ 3.00, 533 с.
- 21 ГОСТ 33-2000. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости [01.01.2002] 34 с.
- 23 ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» 49 с.
- 24 ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности 7с.
- 25 Соколов М.Б. Охрана труда на нефтедобывающих предприятиях. /М.: Недра, 2001г. – 178 с.
- 26 СанПин 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- 27 Зотов Б.И., Курдюмов В.И. Безопасность жизнедеятельности на производстве. /М.: КолосС, 2006 г. 432 с.

28 Руководство Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда»

29 ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

30 ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность.

31 СанПиН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.

32 ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

33 СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

34 Крутиков В.Н., Фалеев М.И. Коллективные и индивидуальные средства защиты. Контроль защитных свойств: Энциклопедия. – М.: ФИД «Деловой экспресс», 2002 – 408 с.

36 ГОСТ 12.4.011-75 Средства защиты работающих.

37 Постановление от 24.12.2009 г. N 1213 об утверждении технического регламента о безопасности средств индивидуальной защиты.

38 Технический регламент о безопасности зданий и сооружений N 384-ФЗ 30.12.2009 г. 39 Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 17 декабря 2010 г. N 1122н "Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи работникам смывающих и (или) обезвреживающих средств и стандарта безопасности труда "Обеспечение работников смывающими и (или) обезвреживающими средствами"

40 Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 16 февраля 2009 г. N 45н .

41 Министерство здравоохранения и социального развития РФ Приказ от 12.04.2011 г N 302н. Зарегистрировано в Минюсте РФ 21.10.2011г. N 22111

42 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности N 123-ФЗ от 22 июля 2008 год.

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

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

45 ПБ 09-540-03 Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств.

46 ПУЭ – 7; Правила устройства электроустановок;

47 [ГОСТ Р 12.1.019-2009](#) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

48 РФ ФЗ Технический регламент о безопасности низковольтного оборудования N 347-ФЗ 27 декабря 2009 г.

49 Федеральный закон Российской Федерации «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» № 52-ФЗ от 30 марта 1999 г.

50 ГОСТ 12.1.038-82 Правила устройства электроустановок.

51 ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов

54 "Рекомендации по основным вопросам воздухоохранной деятельности (нормирование выбросов, установление нормативов ПДВ, контроль за соблюдением нормативов выбросов, выдача разрешений на выброс)", Москва, Министерство охраны окружающей среды и природных ресурсов РФ, 1995).

55 ОНД-90 «Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы», Санкт-Петербург: Министерство природопользования, 1992.

56 РД 39-0147098-017-90 «Положение по контролю за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на объектах предприятий Миннефтегазпрома СССР», Уфа: ВостНИИТБ, 1990.

57 РД 39-142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. Краснодар, 2001.

58 Колтынюк Б.А. Инвестиции. Спб.: Изд-во Михайлова. 2003. – 848 с.

59 Кадай М.Ю. рецензент Королева Н.И. Организация и планирования производства. Методические указания по организационно-экономическим вопросам к выпускной квалификационной работе для студентов ЭФФ, АВТФ всех специальностей очной и заочной форм обучения. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 52 с.

60 Астреина Л.А., Балдесов В.В., Беклешов В.К., Зайченко Л.А., Морозова Г.А., Рыбина О.И., Сараев Ю.Д., Солдак Ю.М. Технико-экономическое обоснование дипломных проектов: Учеб. Пособие для вузов. Под ред. Беклешова В.К. – М.: «Высшая школа», 1991. – 176 с.