

**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  
Кафедра – Химической технологии топлива и химической кибернетики

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Исследование химического состава нефтей Ванкорского месторождения УДК 622.331:615.322

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д2С3	Сорокина Виктория Анатольевна		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Криницина З.В.	к.т.н., доц.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гусельников М.Э.	к.т.н., доц.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой ХТТ и ХК	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Юрьев Е.М.	к.т.н., доцент		

## Запланированные результаты

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<b><i>Профессиональные компетенции</i></b>	
P1	Ставить и решать инновационные задачи инженерного анализа, связанные с созданием и обработкой материалов и изделий, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов сепарации.
P2	Разрабатывать новые технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование и инструменты для обработки материалов и изделий, конкурентоспособных на мировом рынке.
P3	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные высокотехнологичные линии автоматизированного производства, обеспечивать его высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.
<b><i>Общекультурные компетенции</i></b>	
P4	Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах устойчивого развития.
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.

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

---

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки – Химическая технология  
Кафедра – Химической технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ  
Зав. каф. ХТТ и ХК, к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_ Юрьев Е.М.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

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

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д2С3	Сорокина Виктория Анатольевна

Тема работы:

<b>Исследование химического состава нефтей Ванкорского месторождения</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	03.03.2016. № 1769/с

Срок сдачи студентом работы	1.06.2016
-----------------------------	-----------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**

<b>Исходные данные к работе</b>	Объекты исследования: нефти Ванкорского месторождения.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1) Введение: актуальность исследования состава нефти. 2) Теоретическая часть: химический состав нефти, характеристика нефтей Ванкорского месторождения.

	3)Экспериментальная часть: пробоподготовка состава нефти. 4)Результаты и их обсуждение. 5)Финансовый менеджмент. 6)Социальная ответственность. 7)Заключение. 8)Список используемой литературы.
<b>Перечень графического материала</b>	1)Результаты исследований (таблицы, графики)
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент</b>	<b>Креницина З.В.</b>
<b>Социальная ответственность</b>	<b>Гусельников М.Э.</b>
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	

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

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д2С3	Сорокина В.А.		

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 78 страниц, 30 таблиц, 10 рисунка, 21 источников.

Ключевые слова: нефть, плотность, вязкость, групповой состав, фракционный состав, газовая хроматография, н-алканы, изоалканы.

Объектом исследования являются образцы нефти Ванкорского месторождения.

Цель работы – определить физико-химические характеристики и состав нефтей Ванкорского месторождения.

В процессе исследования проводилось определения вязкости и плотности нефтей, их фракционного состава. Кроме того, был определен структурно групповой состав нефтей методом жидкостно-адсорбционной хроматографии и индивидуальный состав н-алканов и изоалканов методом газовой хроматографии.

Сравнительный анализ физико-химических характеристик ванкорских нефтей показал, что две из них являются типичными примерами новой российской марки ESPO, которые обычно поставляют трубопроводным транспортом на нефтеперегонные заводы для производства высокооктановых бензинов и дистиллята. Нефти этой марки являются продуктом для наполнения трубопровода «Восточная Сибирь – Тихий океан».

Битуминозные нефти (№ 1-3) можно отнести к российскому сорту REBCO – более ценной по сравнению со смесью URALS. Из этих нефтей без депарафинизации можно производить зимнее дизельное и реактивное топлива, а также индустриальные базовые масла.

Область применения: полученные данные планируется использовать для оценки качества товарных нефтей.

## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

В настоящей бакалаврской работе применяются следующие сокращения:

ГЖХ – газожидкостная хроматография;

ОВ – органическое вещество.

## Содержание

Введение	7
1 Теоретическая часть	9
1.1 Характеристика Ванкорского месторождения	9
1.2 Классификации и технологические характеристики нефтей	10
1.3 Отбор проб и методы исследования	15
1.4 Физико-химические свойства и состав нефтей	17
2 Экспериментальная часть	27
2.1 Определение плотности	28
2.2 Определение вязкости	28
2.3 Определение фракционного состава	31
2.4 Определение структурно-группового состава	33
2.5 Определение индивидуального состава нормальных и изоалканов	35
2.6 Результаты исследования	36
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	44
4 Социальная ответственность	63
Заключение	74
Список использованных источников	76

## **Введение**

Месторождения нефти и газа расположены практически на всей территории России. Ванкорское месторождение является одним из крупнейших, введенных в эксплуатацию не так давно (2009 г.). Месторождение расположено в Туруханском районе Красноярского края, в Большехетском нефтегазоносном районе, на северо-востоке Пур-Тазовской нефтегазоносной области.

Подготовка нефти на промыслах занимает важное место среди основных процессов, связанных с добычей, сбором и транспортировкой товарной нефти потребителю. От качества товарной нефти напрямую зависит качество полученных из нее продуктов.

Цель дипломной работы – определить физико-химические характеристики и состав нефтей Ванкорского месторождения.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. освоить методы аналитического исследования нефтей (определение плотности, вязкости, фракционного, структурно - группового и индивидуального состава);
2. сравнить нефти по составу и физико-химическим характеристикам.

Объектом аналитического исследования являются пробы нефтей Ванкорского месторождения. Аналитические исследования проводились в лаборатории № 342 ИНГГ СО РАН.



# 1. Теоретическая часть

## 1.1. Характеристика Ванкорского месторождения

Ванкорское нефтегазовое месторождение расположено в Туруханском районе Красноярского края в 142 км от г. Игарка (рис.1), а в соответствии с нефтегазогеологическим районированием – в Большехетском нефтегазоносном районе, на северо-востоке Пур – Тазовской нефтегазоносной области [1].

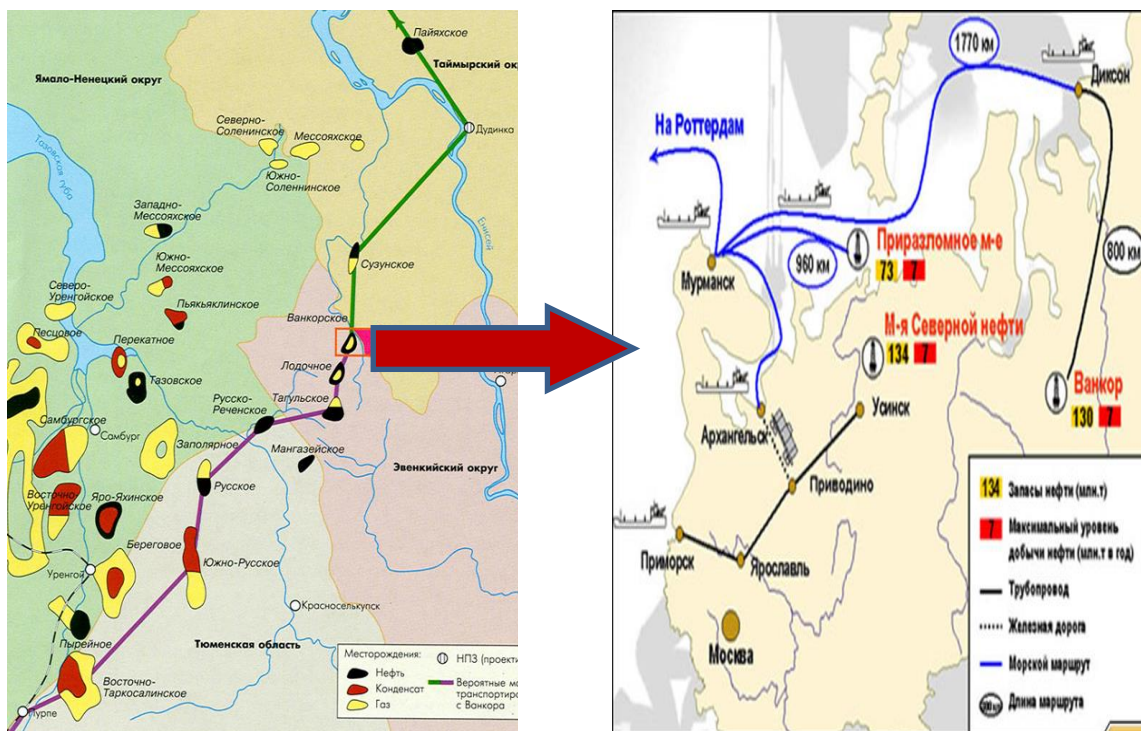


Рисунок 1 - Ванкорское месторождение и его связь с системой транспортировки нефти

Основными геологическими объектами разработки Ванкорского месторождения являются нижнемеловые отложения (нижнехетская и яковлевская свиты). Нижнехетская свита представлена ритмичным чередованием глинистых пород и песчаников, а яковлевская - неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов [2].

Ванкорское месторождение открыто в 1988 году. НК «Роснефть» получила лицензию на его разработку в 2003 году, а промышленная добыча началась в июне 2009 г. Расчетный период эксплуатации месторождения —

35 лет. На сегодняшний день извлекаемые запасы нефти Ванкорского месторождения оцениваются в 520 млн. т, а максимальный уровень годовой добычи достигает 25 млн. т [3].

Ванкорскую нефть транспортируют по трубопроводу Ванкор – Пурпе протяженностью 550 км (рис.1), а в Пурпе закачивают в магистральный трубопровод и поставляют заказчикам, например в Европу. Кроме того, Ванкорское месторождение входит в число тех сибирских месторождений, нефть которых планируется поставлять в страны Восточной Азии по трубопроводу "Восточная Сибирь - Тихий Океан" (ВСТО) (рис. 2).

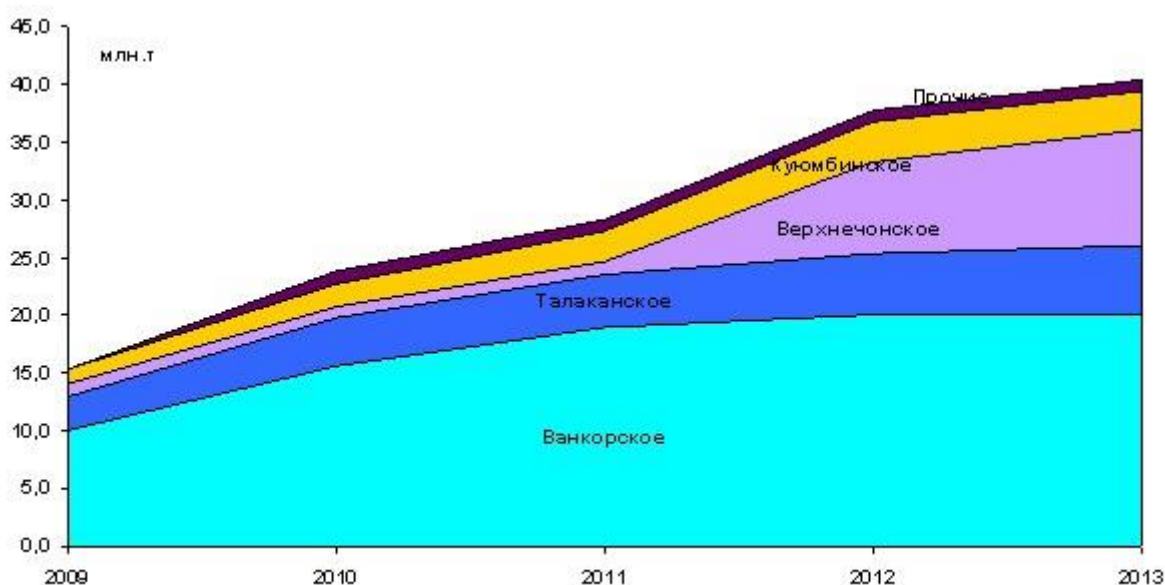


Рисунок 2 - Ресурсная база для обеспечения наполняемости трубопровода

## 1.2 Классификации и технологические характеристики нефтей

Прежде чем нефть поступит потребителю необходимо оценить её товарные качества. Классификации нефтей являются базой, которая позволяет определить их ассортимент и качество, подобрать оптимальные условия добычи, транспорта и переработки. С того момента, как добыча нефти и ее переработка вышли на промышленный уровень, классификации нефтей претерпевали многочисленные изменения и дополнения. В настоящее время в России товарные качества нефтей определяют в соответствии с

ГОСТом Р 51858-2002. ГОСТ разработан Институтом проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР), совместно с ОАО «Всероссийский научно-исследовательский институт по переработке нефти» (ОАО «ВНИИНП») и по большинству своих положений согласуется с зарубежными стандартами.

В соответствии с ГОСТом нефти подразделяют на классы, типы, группы, и виды. В качестве первого классификационного признака используют содержание в них серы. В зависимости от массовой доли серы различают 4 класса нефтей (табл.1).

Таблица 1 - Классы нефтей

Класс нефти	1	2	3	4
Наименование	малосернистая	сернистая	высокосернистая	особо высокосернистая
Массовая доля серы, %	до 0,60 включ.	0,61-1,80	1,81-3,5	> 3,5

Кроме того, нефть разделяют на 5 типов. Для российского рынка при классификации нефтей используют их плотность, а при экспортных поставках дополнительно применяют информацию по выходу температурных фракций и массовой доле парафинов (табл.2).

Таблица 2 - Типы нефтей

Наименование	Норма для нефти типа										Метод испытания
	0		1		2		3		4		
	РФ	экспорт	РФ	экспорт	РФ	экспорт	РФ	экспорт	РФ	экспорт	
1 Плотность, кг/м <sup>3</sup> , при температуре:										Более 898,4	По ГОСТ 3900 и 9.3настоящего стандарта

20 °С	Не более 830,0	830,1-850,0	850,1-870,0	870,1-895,0	Более 895,0	По ГОСТ Р 51069 и 9.3 на стоящего стандарта
15 °С	Не более 833,7	833,8-853,6	853,7-873,5	873,6-898,4	Более 895,0	

Продолжение таблицы 2

2 Выход фракций, % об., не менее, до температуры:												По ГОСТ 2177 (метод Б)
	200 °С	-	30	-	27	-	21	-	-	-	-	
	300 °С	-	52	-	47	-	42	-	-	-	-	
3 Массовая доля парафина, %, не более	-	6	-	6	-	6	-	-	-	-	-	По ГОСТ 11851

При проектировании транспортировки или переработки нефти подразделяют на 3 группы.

Таблица 3 - Группы нефтей

Наименование показателя	Норма для нефти группы			Метод испытания
	1	2	3	
1 Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1	По ГОСТ 2477-65 и 9.5 настоящего стандарта
2 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100	300	900	По ГОСТ 21534 и 9.6 настоящего стандарта

3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05		По ГОСТ 6370-83
4 Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)		По ГОСТ 1756, ГОСТ Р 52340 и 9.8 настоящего стандарта
5 Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	10	10	По ГОСТ Р 52247 или приложению А (6)

Широко распространена технологическая классификация нефтей [4]. В соответствии с этой классификацией подобно ГОСТу 51858-2002 нефти подразделяют на классы по содержанию серы. Кроме того, различают три типа по выходу фракций, выкипающих до 350°С. Важную роль играет выделение видов нефтей по содержанию твердых парафинов (< 1,5 % - малопарафинистые П<sub>1</sub>, 1,5 - 6 % - парафинистые П<sub>2</sub>, > 6% - высокопарафинистые П<sub>3</sub>). В качестве классификационных признаков используют также потенциальное содержание базовых масел и коэффициент вязкости. В конечном итоге нефть характеризуют шифром, в котором последовательно перечисляют обозначения класса, типа, группы, подгруппы и вида, которым соответствует данная нефть.

Значения кинетической вязкости используют при характеристике товарных качеств нефтепродуктов (масел), например, в соответствии со стандартом

Таблица 4 - Классы вязкости по

Класс по вязкости	Кинематическая вязкость при 40°С, мм <sup>2</sup> / с
ISO VG 2	(1,98 – 2,42)/ 2,2
ISO VG 3	(2,88 – 3,52)/ 3,2
ISO VG 5	(4,14 – 5,06)/ 4,6
ISO VG 7	(6,12 – 7,48)/ 6,8

ISO VG 10	(9,0 – 11,0)/ 10,0
ISO VG 15	(13,5 – 16,5)/ 15,0
ISO VG 22	(19,8 – 24,2)/ 22,0
ISO VG 32	(928,8 – 35,2)/ 32,0
ISO VG 46	(41,4 – 50,6)/ 46,0
ISO VG 68	(61,2 – 74,8)/ 68,0
ISO VG 100	(90 – 110)/ 100
ISO VG 150	(135 – 165)/ 150
ISO VG 220	(198 – 242)/ 220
ISO VG 320	(288 – 352)/ 320
ISO VG 460	(460 – 414)/ 506
ISO VG 680	(612 – 748)/ 680

В геолого-геохимических исследованиях при сравнительном анализе нефтей также используют их физико-химические характеристики [5]. Так, например, по содержанию смолисто-асфальтеновых компонентов различают малосмолистые (0-10 %), смолистые (10-20 %) и высокосмолистые (20-35 %) нефти.

В связи с тем, что нефти даже в пределах месторождения могут сильно различаться по составу, существует много марок нефтей, а для удобства торговли выделяют маркерные сорта, т.е. нефтяные смеси определяющие баланс спроса и предложения для данного региона. Исторически сложилось, что марка Brent Crude oil является одним из основных маркерных сортов нефти. Эти лёгкие малосернистые нефти добывают в Северном море (плотность при 20°C - 825—828 кг/м<sup>3</sup>; содержание серы - 0,2 – 1,0 %). Смесь Brent является наиболее оптимальной с точки зрения переработки и производства нефтепродуктов - из нее получают больше бензиновых фракций, чем из других сортов. Однако нефти Brent немного уступают американской смеси WTI (West Texas Intermediiate), известной также как Texas light sweet (плотность 0,827 кг/м<sup>3</sup>, содержание серы — 0,4-0,5 %), которые добываются в штате Техас (США).

Основными российскими марками нефтей являются: Urals и Siberian Light. Siberian Light —западносибирская нефть, которая добывается в Ханты-Мансийском АО и сходна по качеству с нефтями марок Brent и WTI

(плотность - 845-850 кг/м<sup>3</sup>, содержание серы — в среднем 0,23%). Нефти Urals получают смешением в системе трубопроводов «Транснефти» легкой западносибирской нефти Siberian Light и тяжелой высокосернистой нефти Урала и Поволжья. Содержание серы в нефти сорта Urals составляет 1,3 %, а плотность 860-871 кг/м<sup>3</sup>. Разновидностью Urals является смесь Rebco (Russian export blend crude oil, в которой значительно меньше серы и других вредных компонентов. Практически одновременно с началом эксплуатации трубопровода ВСТО появился еще один российский (сибирской) сорт нефти – ESPO. Целью создания данной марки является отделение ценообразования на нефть в трубопроводе ВСТО от нефти марки Urals. К сорту ESPO относятся нефтяные смеси с плотностью при 20°С около 850 кг/м<sup>3</sup>, с содержанием серы 0,5 – 0,6 %, парафинов – около 3,0 %, асфальтенов – около 0,20 %.

### **1.3 Отбор проб и методы исследования**

Для точной геологической привязки нефтяной пробы перед её отбором необходимо ознакомиться с паспортом скважины и установить, какой продуктивный горизонт находится в эксплуатации и не поступает ли нефть из совмещенных горизонтов [6]. Обычно нефть из скважины отбирают из крана на выкидной трубе, а если скважина простаивает - с помощью желонки.

В качестве тары для хранения и транспортировки нефтяных проб обычно используют стеклянные бутылки необходимого объема. Бутылки с пробами закупоривают корковой или полиэтиленовой пробкой, углубив ее в горлышко, и заливают герметизирующим составом, например, сургучом. Нельзя закупоривать бутылки с нефтью резиновыми пробками. Во-первых, они со временем набухают и могут разорвать горлышко бутылки. Во-вторых, сера, содержащаяся в резине, может перейти в нефть. Не рекомендуется заливать пробки парафином, воском, церезином, смолой или каким-нибудь нефтяным битумом, которые способны частично раствориться в нефти.

Значительно реже пробы помещают в герметично закрывающиеся

пластмассовые или металлические канистры. Однако в металлических емкостях хранить пробы не рекомендуется, т. к. сырая нефть в них частично осмоляется. Такое изменение ее состава искажает результаты аналитического исследования, например, содержание и состав зольных элементов.

Каждую пробу снабжают двумя этикетками, одну из которых, завертывают в непромокаемый материал, привязывают к горлышку бутылки или к ручке канистры, а другую наклеивают на тару. Этикетки должны быть четко написаны водостойким маркером. На этикетках записывают основные данные: регион, месторождение, скважина, интервал отбора, возраст, тип флюида и т.д.

Безводную нефть с малым содержанием газа отбирают в чистую сухую тару. В емкостях с нефтью должно быть оставлено воздушное пространство, необходимое для перемешивания пробы и достаточное для выделяющегося газа, чтобы не создавалось излишнее давление.

Сильнообводненная нефть перед пробоотбором, обычно, отстаивают. С этой целью используют бутылку с тубусом у дна или эмалированное ведро с отверстием на расстоянии 0,5-1,0 см от дна. В полевых условиях трудно отделить воду в сильноэмульгированных нефтях, поэтому в качестве пробы собирают 2-4 л сырой нефти после отстаивания, чтобы после обезвоживания в лаборатории осталось не менее 0,5-0,8 л.

В том случае, когда нефть характеризуется высоким газовым фактором (содержит большое количество газа), необходимо отбирать пробу в посуду большей вместимости (например, обычное ведро). Нефть помешивают, чтобы газ высвободился, и после этого сливают пробу в приготовленную емкость.

При транспортировке проб необходимо создать условия для сохранности собранного материала. Поэтому бутылки с пробами обычно помещают в ящик с гнездами, в пространство между бутылками насыпают прокладочный материал, ящики закрывают крышками с надписями: «Верх»,



«Не кантовать».

При поступлении проб в аналитическую лабораторию следует проверить сохранность бутылей, пробок и этикеток, занести информацию о нефтях в лабораторный каталог. Пробы рекомендуется хранить в сухом, прохладном помещении. Срок хранения пробы определяется задачами исследования. При длительном хранении нефти желательно держать в стеклянных, герметично закрытых бутылках и баллонах. Перед консервацией для хранения определяют плотность и вязкость нефти. Когда проба поступает на более детальный анализ, измеренные вновь параметры сравнивают с первоначальным определением. Такой подход позволяет качественно оценить возможность ошибок исследования, вызванных долгим хранением.

#### **1.4 Физико-химические свойства и состав нефтей**

**Сырые нефти** (т.е. пробы нефтей из скважин) обычно содержат воду (от следов 90-95%; эмульсия, в растворенном состоянии) и механические примеси (например, минеральные частица шлама). Эти загрязнители нефтей крайне не желательны, т. к. это может влиять на точность аналитического результата при исследовании в лаборатории, а в производстве усложняет транспортировку и переработку нефтепродуктов. Если нефть содержит значительные (визуально определяемые) количества воды и механических примесей, то для их отделения пробу помещают в делительную воронку и нижний водный слой с минеральным осадком сливают.

При необходимости содержание механических примесей в нефтях определяют весовым способом: раствор навески исследуемой нефти в бензоле (бензине) фильтруют через бумажный фильтр, который затем сушат и взвешивают. По привесу фильтра находят количество механических примесей [7].

Для количественного определения содержания воды в нефтях применяют метод Дина и Старка, принятый в качестве стандартного [8]. Сущность метода заключается в отгонке из нефти воды со специальным

растворителем и последующем их разделении в градуированном приемнике на два слоя.

Если нет необходимости количественного определения содержания воды, легкие нефти и конденсаты обезвоживают с помощью прокаленного хлористого кальция, который считается лучшим осушителем. Эффективность обезвоживания в таком случае достигает 97 %. Пробу выдерживают при комнатной температуре в течение нескольких дней (2-3 дня). Более длительное время приведет к потерям легких фракций. Смолистые и тяжелые нефти нагревают на водяной бане в круглодонной колбе с обратным холодильником. Для повышения эффективности обезвоживания в колбу добавляют хлористый кальций. Выделяющаяся вода конденсируется в верхней части колбы, и ее удаляют фильтровальной бумагой после охлаждения колбы. Эту операцию повторяют до тех пор, пока вода не испариться полностью. Необходимо следить за температурой бани, чтобы не допускать кипения легких фракций. Затем высушенную нефть фильтруют. Наличие воды в пробе обычно определяют по потрескиванию при нагреве пробирки с пробой.

**Плотность** является одной из обязательных для определения физико-химических характеристик нефтей. Плотность зависит от многих факторов: природа компонентов нефти, их молекулярная масса, присутствие растворенных газов и др. На плотности отражаются геологические условия нахождения пробы. Для большинства месторождений характерно уменьшение плотности нефти с глубиной залежей [9].

Обычно определяют не абсолютную плотность нефти, численно равную массе единицы объема, а относительную плотность, которая отражает отношение массы вещества к массе чистой воды при 4<sup>0</sup>С, взятой в том же объеме. Численные значения абсолютной и относительной плотности совпадают, но относительная плотность – безразмерная величина.

Для определения плотности наибольшее распространение получили пикнометрический и ареометрический методы, принятые в качестве

стандартных [10].

В любой жидкости под влиянием внешних сил происходит перемещение молекул относительно друг друга. Возникающее при этом трение, т.е. внутреннее сопротивление этому перемещению, называется внутренним трением или **вязкостью**. Вязкость является одной из обязательных физико-химических характеристик при анализе нефтей. Значение вязкости включают во все гидродинамические расчеты, связанные с движением нефти, например в нефтепроводах, а также с ее миграцией в недрах.

Вязкость в значительной мере определяется структурой и молекулярной массой компонентов нефти. Так, например, наибольшей вязкостью при одной и той же температуре обладают нафтеновые и ароматические УВ, причем вязкость увеличивается с ростом цикличности независимо от того, конденсированной или изолированной является полициклическая система [11]. С увеличением молекулярной массы в одном и том же гомологическом ряду вязкость УВ возрастает. Зависимость вязкости от структуры и молекулярной массы УВ используют при изучении химического состава высококипящих нефтяных фракций.

Различают два вида вязкости.

Кинематическая вязкость - сопротивление жидкости течению под действием гравитации. Рассчитывается по формуле:  $V=C \cdot t$ , где  $C$  - калибровочная постоянная вискозиметра,  $\text{мм}^2/\text{с}$ ;  $t$  - среднее арифметическое значение времени истечения, с.

Динамическая вязкость - отношение применяемого напряжения сдвига к скорости сдвига жидкости. Иногда эту величину называют коэффициентом динамической вязкости или просто вязкостью. Иными словами, динамическая вязкость является мерой сопротивления истечению или деформацией жидкости.

Рассчитывается по формуле:  $\eta = \nu \cdot \rho \cdot 10^{-3}$ , где  $\nu$  - кинематическая вязкость,  $\text{мм}^2/\text{с}$ ; а  $\rho$  - плотность при той же температуре, при которой

измерена кинематическая вязкость, кг/м<sup>3</sup>.

Важной характеристикой нефти является **фракционный состав**, который дает представление о количественном содержании температурных (бензиновых, керосиновых, масляных) фракций. Определение фракционного состава нефтей основано на разделении их на отдельные фракции по температуре кипения. Обычно определяют выход фракций [12], выкипающих до 200 и до 300°C. В лабораторных условиях реализуют два вида фракционной разгонки: атмосферную и вакуумную. Результаты разгонки в значительной степени зависят от перегонного аппарата и от условий проведения анализа, поэтому для сходимости результатов важно придерживаться стандартной методики и применять стандартную аппаратуру.

**Структурно-групповой состав нефтей** исследуют методом жидкостной адсорбционной хроматографии, которая является широко применяемым аналитическим методом в лабораториях разных направленности - в промышленности, в медицине, в геохимии [13]. Жидкостная хроматография представляет собой процесс физического разделения жидких смесей на пористых сорбентах. В основу процесса положена различная сорбируемость компонентов смеси, которая зависит от их химического состава и строения. В случае жидкостной адсорбционной хроматографии, неподвижной фазой (сорбентом) является твердое вещество - силикагель, а подвижной (растворитель). Для увеличения поверхности адсорбента его применяют в измельченном виде. Большое влияние на четкость хроматографического разделения оказывают геометрические размеры адсорбционных колонок: чем больше их длина и меньше диаметр при одной и той же загрузке адсорбента, тем выше четкость разделения.

#### **Индивидуальный состав алканов нефтей**

Алканы (парафиновые углеводороды) являются насыщенными углеводородами (в них отсутствуют двойные связи). Обычно их содержание в нефтях колеблется от 20 до 50%.

Алканы нефтей подразделяются на алканы с прямой цепью (*n*-алканы) и с разветвленной цепью (*i*-алканы).

На основании концентраций индивидуальных *n*-алканов можно рассчитать некоторые геохимические индексы, позволяющие судить об источнике образования нефти и об условиях ее формирования. К таким индексам относятся CPI – степень преобладания нечетных алканов над четными, а также  $nC_{17}/nC_{27}$ , позволяющий оценить состава исходного вещества. Так, преобладание низкомолекулярных гомологов в молекулярно-массовом распределении *n*-алканов свидетельствует о преимущественном вкладе водорослей в исходное ОВ, а преобладание высокомолекулярных – о вкладе высших растений.

Среди параметров состава, основанных на составе изопреноидных алканов, наиболее часто используется соотношение пристан/фитан. отношение Pr/Ph свидетельствует об окислительно-восстановительных условиях в бассейне седиментации в процессе накопления ОВ. Значения отношения Pr/Ph <1.0 обычно связывают с резко восстановительной средой осадконакопления, Pr/Ph 1.0 – 1.5 – с восстановительной средой, Pr/Ph 1.5 – 2.0 – со слабо восстановительными или окислительными (субокислительными) условиями и Pr/Ph >2.0 – с окислительными условиями осадконакопления. Используются и другие биомаркерные параметры, такие как отношение Pr/ $nC_{17}$  для определения генезиса, Ph/ $nC_{18}$  для определения геохимических обстановок ОВ в диагенезе. Для нефтематеринских пород, которые отлагались в открытых водоемах, отношение Pr/ $nC_{17}$  меньше 0.5, а для торфяно-болотных отложений больше 1.

Одним из методов, позволяющих проводить анализ состава сложных смесей органических соединений, в том числе и Me-Nn УВ битумоидов и нефтей, является газо-жидкостная хроматография (ГЖХ).

Метод ГЖХ отличается быстротой исполнения анализа, надежностью, наглядностью, возможностью работы с малыми навесками [14].

В общем случае, газовая хроматография – это метод разделения

летучих соединений, основанный на распределении вещества между двумя фазами. Одна из этих фаз является неподвижной, с большой сорбционной поверхностью, а другая – газ (элюент), проходящий через неподвижную фазу. Для анализа органических соединений в качестве неподвижной фазы используют пленку жидкости, адсорбированную на поверхности инертного твердого носителя. Таким образом, при анализе методом ГЖХ основой для разделения служит распределение исследуемого вещества пробы между пленкой жидкости (адсорбентом) и газовой фазой (элюентом). Перед началом анализа пробу растворяют в веществе, которое не входит в состав анализируемой смеси или не используется при идентификации.

На рис.-3 представлена блок-схема газо-жидкостного хроматографа (например, хроматографы НР 5890–Ц, ХРОМ-41 и др.).

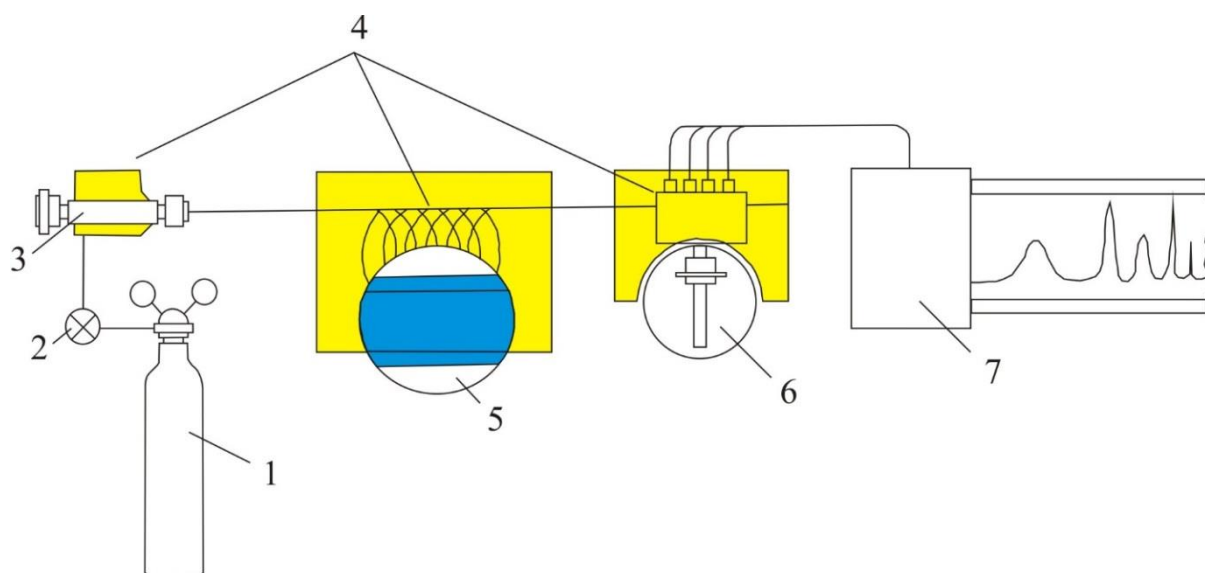


Рисунок 3 - Схема устройства газового хроматографа

1 - баллон с гелием, 2 - регулятор расхода гелия, 3 - место ввода пробы, 4 - термостаты, 5 - колонка, 6 - детектор, 7 - компьютер

К основным элементам газового хроматографа относятся:

1. 1.Баллон с газом (газом-носителем), в качестве которого обычно используется гелий. Газ-носитель должен быть инертным, чтобы исключить возможность взаимодействия с пробой или жидкой фазой.

2. Устройство ввода пробы.

3. Испаритель. Температура испарителя должна быть достаточно высокой, чтобы обеспечить большую скорость испарения пробы, что снижает потери пробы во время ее введения.

4. Хроматографическая колонка представляет собой свернутую в спираль очень тонкую трубку, выполненную из инертного материала с пленкой адсорбента, нанесенной на внутреннюю поверхность этой трубки. В современных исследовательских лабораториях применяется значительное количество колонок, которые различаются веществом-адсорбентом и геометрией (длина и диаметр, толщина слоя адсорбента). Для анализа УВ компонентов как правило используют кварцевые капиллярные колонки длиной 30 м, диаметром 0,32 мм и нейтральной неподвижной фазой (например, 5% дифенил- + 95% диметилсилоксан) толщиной 0,25 мкм. Применение капиллярных колонок обеспечивает большую эффективность разделения пробы за счет значительной площади активной адсорбционной поверхности. Компоненты разделяемой смеси перемещаются по колонке в потоке инертного газа-носителя. Разделяемая смесь распределяется между газом-носителем и нелетучим адсорбентом (неподвижной фазой). Компоненты смеси в соответствии со своими коэффициентами распределения, или так называемой адсорбционной способностью, которая у каждого компонента своя, селективно удерживаются неподвижной фазой до тех пор, пока не образуется отдельных «полос» (т.е. зон в газе-носителе), соответствующих отдельным компонентам. Чем меньше адсорбционная способность компонента, тем меньше времени он находится в газовой фазе и поэтому скорее достигает конца колонки. Эти «полосы» выносятся из колонки потоком газа-носителя и регистрируются детектором в виде сигналов, зависящих от времени удерживания каждого из компонентов и его количества в пробе. Температура колонки (нагрев колонки обеспечивается специальным термостатом) должна быть достаточно высокой для того, чтобы время анализа было небольшим, и в то же время достаточно низкой, чтобы обеспечить требуемое разделение. Для разделения многокомпонентных

смесей, с широким диапазоном кипения компонентов целесообразно применять программирование температуры. Обычно используют линейное программирование температуры, например, задается начальная температура - 40°C, конечная – 290°C и время анализа – 1,5 часа.

5. Колонка является наиболее важной частью хроматографа, от нее зависит успех разделения исследуемой пробы. Выбор адсорбента опирается на состав и физико-химические свойства анализируемых проб (предполагаемые компоненты, диапазон температур кипения, строение соединений) – для достижения эффективного разделения жидкая фаза по химическому строению должна быть близка компонентам пробы. Выбор оптимальной температуры нагрева колонки определяется тем, что она не должна быть слишком высокой, чтобы не ухудшилось разделение (температура повышает скорость процесса сорбции/ десорбции адсорбентом), и в то же время не должна быть слишком низкой, чтобы существенно не увеличивалось время удерживания адсорбентом компонентов смеси.

6. Детектор – это устройство, которое регистрирует разделение компонентов исследуемой смеси и измеряет количество каждого из них на выходе из колонки. Для анализа органических соединений методом ГЖХ обычно используется пламенно-ионизационный детектор, который фиксирует зависимость электропроводности между электродами от числа находящихся в нем ионизированных частиц. Разделенные в колонке углеводороды анализируемой пробы потоком газа-носителя выносятся специальную камеру детектора и ионизируются в пламени детектора (для поддержания пламени используется водород и чистый воздух), а образованные в этот момент ионы за счет внешнего электрического поля начинают интенсивно двигаться между электродами, образуя электрический ток, который, попадая на блок усилителя постоянного тока, выходит в качестве сигнала, который автоматически регистрируется при помощи специальной компьютерной программы. Каждому углеводороду



соответствует свое время выхода из колонки и соответствующая интенсивность сигнала.

Результатом ГЖХ анализа является хроматограмма (рис. 4 ).

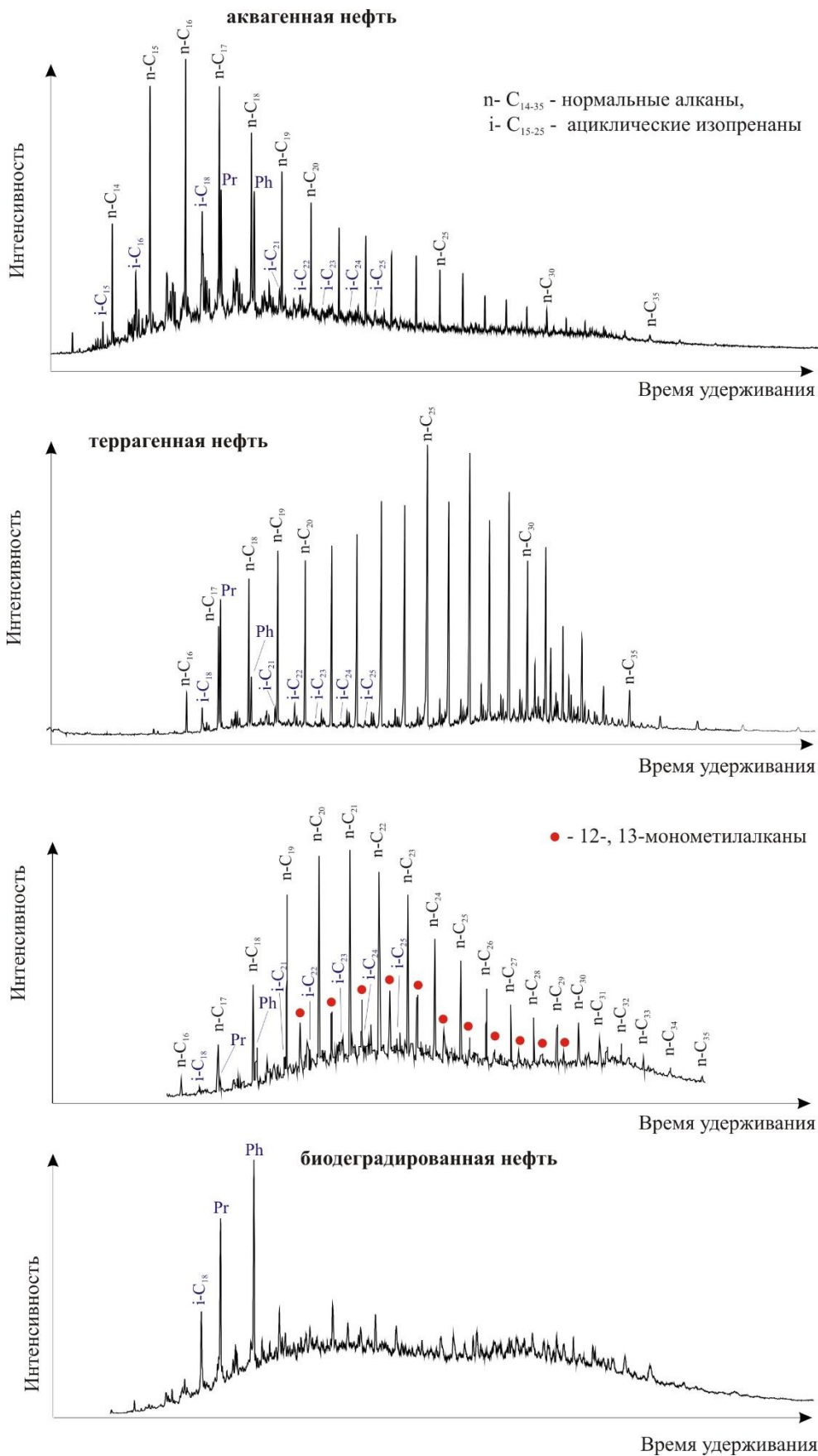


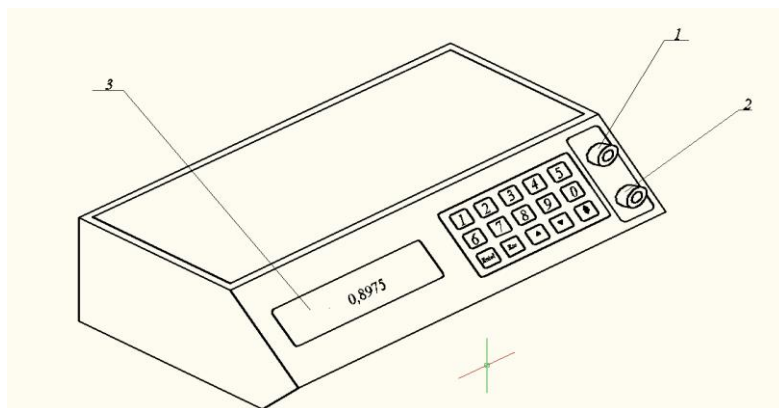
Рисунок 4 - ГЖХ хроматограммы Me-Nn фракций битумоидов и нафтидов разного типа

По оси X на хроматограмме отображается время удерживания компонентов исследуемой смеси, по оси Y – интенсивность сигнала соответствующего компонента. Каждому пику на хроматограмме соответствует индивидуальное соединение или смесь близких по физико-химическим свойствам компонентов исследуемой смеси. Интенсивность электрического сигнала, отображаемого на оси Y и характеризующего пик на хроматограмме, пропорциональна концентрации в пробе соответствующего этому пику соединения.

## 2 Экспериментальная часть

### 2.1 Определение плотности

В современных условиях определение плотности производят при помощи специальных приборов. Так, например, в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН используют плотномер «ВИП-2М» (рис.5), сертифицированного по ГОСТу 22261.



1-входной патрубок, 2- сливной патрубок, 3-информационное табло.

Рисунок 5 - Плотномер «ВИП-2М»

Работа плотномера основана на измерении периода резонансных колебаний U-образной трубки измерительной ячейки, заполненной исследуемой жидкостью. По измеренному значению периода колебаний вычисляют плотность заполняющей измерительную ячейку жидкости.

В соответствие с инструкцией, перед началом работы необходимо проверить комплектность плотномера, провести внешний осмотр, убедиться в отсутствии нарушений целостности корпуса, проверить надежность крепления всех разъемов. Тефлоновую подводку присоединить конусом Люэра к сливному патрубку (№ 2 на рис. 2), а ее другой конец опустить в емкость для сбора стоков. Под нижний край защитной пластины подставить чашку Петри для сбора капель. Подключить плотномер к сети с помощью сетевого шнура и выключателя. Для выхода термостата датчика на установившийся режим прогреть плотномер в течение 30 минут. Во время

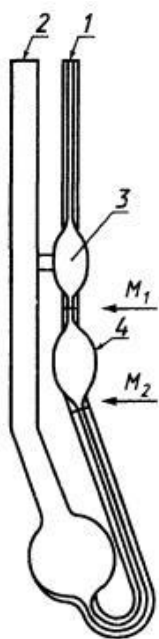
прогрева с помощью клавиш управления проверить работу системного меню.

Перед проведением анализа необходимо произвести калибровку плотномера по воздуху. После просушивания измерительной ячейки во входной патрубке (№ 1 на рис. 5) вставляют заглушку, ждут стабилизации температуры датчика, а затем включают датчик в режим измерения. После стабилизации показаний плотности воздуха заходят в меню калибровки и вводят значение текущего атмосферного давления, запускают процедуру калибровки.

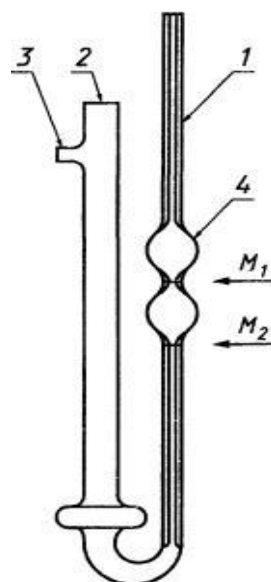
Необходимо, чтобы анализируемая проба была гомогенной и свободной от пузырьков газа. Суспензии или эмульсии подвергаются разделению в измерительной ячейке, что приводит к ошибкам измерения. Для забора проб обычно используют шприц. При работе с пробой плотномер переводят в автоматический режим работы. Шприц с исследуемой жидкостью присоединяют к входному патрубку (№ 1 на рис. 5) и вводят пробу до момента появления жидкости в выходном патрубке (№ 2 на рис. 5). После заполнения измерительной ячейки, во избежание утечки пробы, шприц оставляют в положении загрузки. При измерении включается датчик, стабилизируются колебания измерительной ячейки. Измерение заканчивается при стабилизации показаний плотности. Датчик выключается, подается звуковой сигнал, а на индикаторное табло выводится результат измерения.

## **2.2 Определение вязкости**

Для определения кинематической вязкости используют вискозиметры разных типов, два из которых представлены на рис. 6.



А) Вискозиметр Канон-Фенске, определение вязкости прозрачных жидкостей



Б) Вискозиметр Пинкевича (ВПЖТ-4, ВПЖ-4), определение вязкости прозрачных жидкостей.

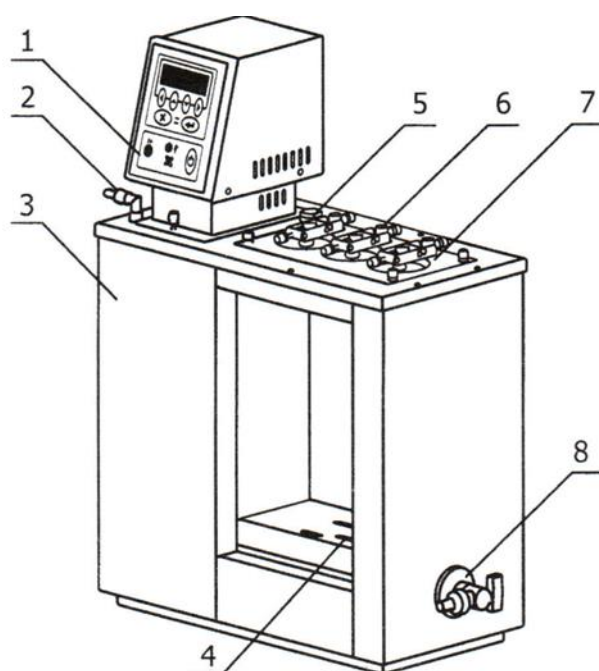
#### Рисунок 6 - Капиллярные вискозиметры

Вискозиметры для анализа подбирают таким образом, чтобы истечение испытуемого продукта не было слишком быстрым и наоборот. Время истечения нефтепродукта должно составлять не менее 200 с. Перед анализом вискозиметр тщательно промывают последовательно петролейным эфиром и этиловым спиртом, а затем высушивают. Сильно загрязненный вискозиметр вначале промывают горячей водой, затем заливают хромовой смесью не менее чем на 5-6 ч, после чего промывают дистиллированной водой и спиртом, сушат струей теплого воздуха.

Пробу в вискозиметр отбирают в соответствии с государственным стандартом ГОСТ 2517. Рассмотрим на примере вискозиметра Пинкевича (рис. 5, б) каким образом отбирают пробу. На отводную трубку надевают резиновую трубку, далее, зажав пальцем колено и перевернув вискозиметр, отпускают колено 1 в сосуд с нефтепродуктом и засасывают его (с помощью резиновой груши, водоструйного насоса или иным способом) до метки  $M_2$  (рис.6, б). Следят за тем, чтобы в жидкости не образовались пузырьки

воздуха. Когда уровень жидкости достигнет метки  $M_2$ , вискозиметр вынимают из сосуда и быстро переворачивают в нормальное положение. Снимают с внешней стороны конца колена избыток жидкости и надевают на него резиновую трубку.

Для того, чтобы определить вязкость в соответствии с государственным стандартом, вискозиметр с нефтью нужно выдержать при постоянной температуре  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$  в течение часа. Для этого используют термостат, например «ВИСТ-Т-08» (рис. 7), который сертифицирован по ГОСТ 2517-2012



1 – блок регулирования температуры; 2 – патрубок встроенного теплообменника; 3 – корпус термостата; 4- рассекатель потока теплоносителя; 5- - отверстие для размещения контрольного термостата; 6 – зажимы для закрепления вискозиметра.

Рисунок 7 - Термостат «ВИСТ-Т-08»

В качестве теплоносителя в термостате типа «ВИСТ-Т-08» используют дистиллированную воду, которую при помощи встроенного теплообменника нагревают до заданной температуры. Циркуляция теплоносителя и

поддержание температуры осуществляется блоком регулирования температуры.

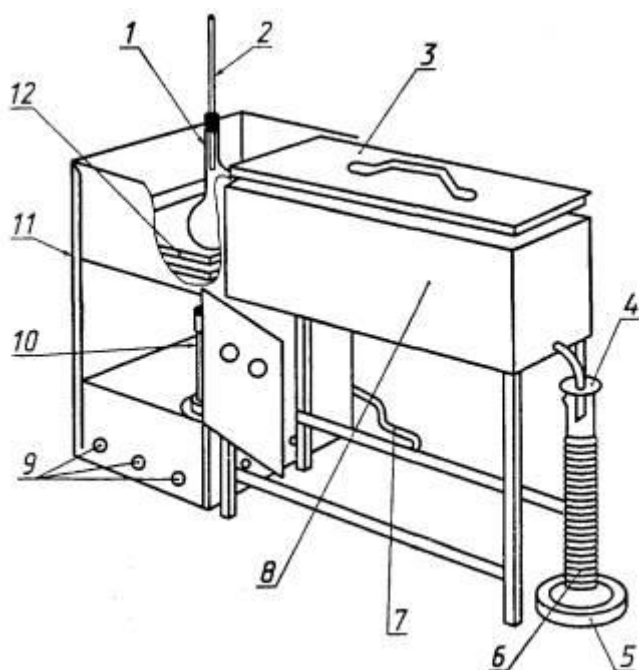
При изменении времени истечения нефти вискозиметр остается установленным в термостате. После его выдержки в термостате нефть засасывают в колено примерно до  $1/3$  высоты расширения 4 (рис. 7, б). Соединяют колено с атмосферой и определяют время перемещения мениска жидкости от метки  $M_1$  до  $M_2$ . Измерение проводят три раза, а для расчетов используют среднее арифметическое значение.

После анализа вискозиметр промывают растворителем, чтобы удалить остатки нефтепродукта, затем тщательно ополаскивают водой и осушающим растворителем и вакуумом.

### **2.3 Определение фракционного состава**

В лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН определение фракционного состава проводят на аппарате «ПЭ-7510» (рис. 8). Аппарат предназначен для дистилляции нефтепродуктов при атмосферном давлении и позволяет определить количественные пределы их выкипания. Аппарат снабжен охладительной установкой и системой регулирования температуры конденсатора. По своим характеристикам он занимает промежуточное положение между дистилляционными аппаратами с ручным и полностью автоматическим управлением.

Для проведения анализа прибор включают в электрическую сеть, затем с помощью контроллера устанавливают необходимые параметры. Выбор режима нагрева производится в ходе предварительных испытаний образцов.



1 - колба Энглера для разгонки (100 мл с  $d=17$ , 125 мл с  $d=17$ ); 2 - термометр (ТИН-4 № 1 (-2...+400); ТИН-4 № 2 (-2...+300)); 3 - крышка бани; 4 - фильтровальная бумага; 5 - подставка; 6 - мерный цилиндр; 7 - газопровод; 8 - охлаждающая баня; 9 - вентиляционные отверстия; 10 - горелка; 11 - кожух; 12 - стеклокерамические подставки под колбу диаметром 32, 38 и 50 мм;

Рисунок 8 - Аппарат для определения фракционного состава «ПЭ-7510»

В мерный цилиндр берут 100 мл сухой нефти и переливают в колбу Энглера так, чтобы жидкость не попала в отводную трубку колбы. В перегонную колбу с испытуемой пробой вставляют термометр. Верхний край ртутного шарика термометра совмещают с уровнем нижнего края отводной трубки колбы. Колбу устанавливают на стеклокерамическую подставку. Отводную трубку колбы соединяют пробкой с холодильником так, чтобы та входила в трубку холодильника на 25-40 мм. Под конец трубки холодильника ставят чистый мерный цилиндр и закрывают кусочком ваты или фильтровальной бумагой. Трубка холодильника должна входить в цилиндр не менее чем на 25 мм, но не ниже метки 100 мл и не должна



касаться стенок цилиндра.

Разгонку начинают, включив нагрев перегонной колбы с пробой. Температура, при которой первая капля из холодильника падает в цилиндр, считается температурой начала кипения, для точного фиксирования объема дистиллята цилиндр следует поставить так, чтобы конец трубки холодильника касался стенок. Далее фиксируют температуру отгона, время и объем выхода продукта. После отключения нагревателя дистилляту дают стечь в приемный цилиндр, и затем измеряют его объем. При испытании необходимо сохранять постоянной насколько это возможно скорость перегонки. После охлаждения колбы остаток пробы сливают в мерный цилиндр, и измеряют объем с точностью 0,1 мл, записывают результат, как объем остатка, а затем переводят в проценты. Для вычисления процента потерь вычитают процент полного отгона из 100%. После анализа трубку холодильника промывают растворителем, который растворяет и удаляет остатки проанализированной пробы, а так же не вступает в химическую реакцию с анализируемой жидкостью. В качестве растворителя в нефтяных лабораториях обычно используют хлороформ.

#### **2.4 Определение структурно-группового состава**

Хроматографическое разделение, проводят, пропуская пробу через колонку, наполненную силикагелем и активной окисью алюминия. Продукты десорбируют при помощи жидкостей, обладающих большей поверхностной активностью, чем адсорбируемое (анализируемое) вещество.

Перед хроматографическим разделением из нефти выделяют асфальтены. Для осаждения асфальтенов навеску нефти растворяют небольшим количеством хлороформа и осаждают асфальтены 40-кратным количеством петролейного эфира ( $t_{\text{кип}}$  до 60 °С) по отношению к сумме навески нефти и  $\text{CHCl}_3$ . Раствор оставляют в темном месте на 24 часа, после чего через воронку с экстрагированной ватой отфильтровывают асфальтены. Вату с асфальтенами отмывают на воронке петролейным эфиром до

бесцветного раствора. Вату высушивают и промывают хлороформом, чтобы растворить асфальтены. Растворители отгоняют на водяной бане, асфальтены переносят во взвешенные стаканчики и сушат до постоянного веса.

Для разделения деасфальтизированной нефти (мальтены) используют адсорбционную колонку, заполненную силикагелем, для более четкого разделения фракций в носик колонки добавляют слоем 1 – 3 см окись алюминия. Силикагель насыпают небольшими порциями и уплотняют постукиванием. Весовые соотношения анализируемой фракции и силикагеля должны составлять от 1:70 до 1:100. Затем в колонку заливают петролейный эфир ( $t_{\text{кип}} - 40-70^{\circ}\text{C}$ ); после того как растворитель полностью войдет в силикагель, в колонку заливают исследуемую мальтены. Когда весь продукт впитается в силикагель, в качестве десорбента (промывной жидкости) подается петролейный эфир. В приемник (колбочку под колонкой) начинает собираться насыщенная фракция.

Отбор метаново-нафтеновой фракции производят до тех пор, пока на шлифе колбы не появится жирное пятно, переходящее затем в полосы. С этого момента начинают отбор промежуточных фракций в пробирки (5 – 10 штук). После этого смесью петролейного эфира и бензола (9:1) в 4-х кратном количестве по отношению к массе силикагеля в колонке вымывают нафтеново-ароматическую фракцию.

Для десорбции смол из колонки (после прохождения смеси петролейного эфира и бензола) заливают сначала бензол для вымывания бензольных смол, которые собирают в приемную колбу до исчезновения окраски растворителя. Затем в колонку заливают спиртобензольную смесь (1:1) и в отдельную колбу собирают спиртобензольные смолы. От каждой полученной фракции отгоняют растворитель.

Окончательное разделение углеводородных фракций подтверждается значением показателя преломления ( $n_{D20}$ ). Обычно к метаново-нафтеновым УВ относятся фракции с  $n_{D20} \leq 1,48$ , а к нафтеново-ароматическим - с  $n_{D20} > 1,48$ . Иногда, особенно в случае преобладания в пробе нафтеновых

структур, картина хроматографии получается более размытая, т. е., нет четкого перехода между фракциями. В таких случаях к метаново-нафтеновым УВ относят фракции с  $nD_{20}$  до 1,50. В затруднительных случаях приходится учитывать весь комплекс качественных характеристик полученных фракций:  $nD_{20}$ , формалитовую реакцию, вид (распределение фракций по пробирке) и их вес.

Фракции переводят в химически чистые стаканчики и сушат до постоянного веса в сушильном шкафу при температуре 40°C. Затем подсчитывают выход в % каждой фракции. Результаты рассчитывают в процентах: выход Me-Nn УВ; выход Nn -AR УВ; выход смол бензольных; выход смол спирто-бензольных; выход асфальтенов. Потери при хроматографическом разделении должны составлять не более 3 – 5 %.

## **2.5 Определение индивидуального состава нормальных и изоалканов**

Индивидуальный состав n-алканов и изоалканов исследованных нефтей определяли методом газовой хроматографии с пламенно-ионизационным детектором, интервал температуры: 40-290 °С. Изотермические интервалы температуры: 40 °С – 4 минуты, 290 °С – 30 минут. Колонка HP-5 (Crosslinked 5% PH ME Silicone) 30 m X 0,25.

Как уже отмечалось в разделе 1 физико-химические показатели (плотность, вязкость, фракционный состав, структурно-групповой состав) дают возможность типизации нефтей по товарным качествам, т.е. характеризуют их эксплуатационные свойства. Кроме того, физико-химические характеристики нефтей широко используют при расчете и проектировании условий транспортировки и методов переработки углеводородного сырья.

### 3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

#### 3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

##### 3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

На сегодняшний день очень актуальной проблемой является исследование свойств и состава нефтей Ванкорского месторождения.

Потенциальными потребителями результатов этого исследования являются нефтеперерабатывающие заводы и нефтехимические предприятия.

Проведем сегментирование рынка по следующим критериям: размер НПЗ – существующие методы исследования нефтей.

Таблица 1 – Карта сегментирования рынка услуг по исследованию нефтей

Размер компании	Методы анализа нефтей		
	Определение кинематической вязкости	Определение фракционного состава	ГЖХ
Крупные	+	+	+
Средние	+	+	+
Малые	+	+	-

«+» - удобство применения данного метода; «-» - нерациональность использования данного метода компанией.

Как видно из приведенной карты сегментирования методы определения кинематической вязкости и фракционного состава являются наиболее универсальным для исследования нефтей крупными, средними и малыми предприятиями.

### 3.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Проведем данный анализ с помощью оценочной карты, приведенной ниже.

Таблица 2 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерий оценки	Вескритерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Простота эксплуатации оборудования	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
2. Потребность в дополнительных исследованиях	0,2	3	4	4	0,6	0,8	0,8
3. Универсальность метода	0,13	4	4	5	0,52	0,52	0,65
4. Специальное оборудование	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
5. Предоставляемые возможности	0,17	5	5	5	0,85	0,85	0,85
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Суммарная стоимость оборудования	0,1	4	4	3	0,4	0,4	0,3
2. Конкурентоспособность	0,05	4	4	5	0,2	0,2	0,25
3. Цена исследования	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
4. Уровень проникновения на рынок	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
5. Сотрудники узкого профиля для работы с методикой	0,05	5	5	3	0,25	0,25	0,15
Итого	1	43	42	37	4,22	4,22	3,9

где Б<sub>ф</sub>- УФ-спектроскопия; Б<sub>к1</sub> – ИК-спектроскопия; Б<sub>к2</sub>- скоростной (экспрессный) метод; Б<sub>к3</sub>- спектроскопия электронного парамагнитного резонанса.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i \quad (1)$$

где К – конкурентоспособность инженерного решения или конкурента;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя

Опираясь на полученные результаты, можно сделать вывод, что методы определения вязкости и фракционного состава являются наиболее эффективными и целесообразными способами для исследования свойств нефтей. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как наличие дополнительных исследований для получения достоверных результатов, недостаточное удобство в эксплуатации, необходимость в специалистах узкого профиля.

### 3.1.3 SWOT-анализ

SWOT представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. SWOT-анализ применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться. Он проводится в несколько этапов.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Исследование новых месторождений С2. Наличие опытного руководителя С3. Способность разрабатываемого метода быть применимым к мало изученным веществам и материалам.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Малая изученность нефтей данного месторождения. Сл2. Возможность появления новых методов. Сл3. Могут потребоваться дополнительные испытания Сл4. Медленный процесс вывода на рынок объекта исследования.
--	---	---

Продолжение таблицы 3

	С4. Актуальность разработки. С5. Не требует уникального оборудования.	
<p>Возможности:</p> <p>В1. Возможность создания партнерских отношений с рядом исследовательских институтов.</p> <p>В2. Большой потенциал применения метода определения фракционного состава в России.</p> <p>В3. Возможность выхода на внешний рынок.</p> <p>В4. Рост потребности НПЗ в качественном сырье.</p> <p>В5. В случае принятия рынком выход на большие объемы</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»</p> <p>1 Анализ позволяет использовать данные для определения направленности дальнейшей переработки нефти.</p> <p>2 Невысокая затратность проекта может привлечь больше сотрудников и исполнителей.</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»</p> <p>1. Повышение квалификации кадров</p> <p>2. Привлечение новых заказчиков</p> <p>3. Разработка научного исследования</p> <p>4. Приобретение необходимого оборудования для анализа опытного образца</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Возникновение более совершенных методик исследования нефти.</p> <p>У2. Противодействие со стороны конкурентов: снижение цен, усовершенствование текущих методов.</p> <p>У3. Захват внутреннего рынка иностранными компаниями.</p> <p>У4. Сокращение числа НПЗ на территории РФ.</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»</p> <p>1. Продвижение новой технологии с целью появления спроса</p> <p>2. Изучение уникальных свойств нефтей данного месторождения</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы»</p> <p>1. Повышение квалификации кадров</p> <p>2. Привлечение новых заказчиков</p> <p>3. Продвижение новой технологии с целью появления спроса</p>

Выявим соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Данные соответствие или несоответствие помогут выявить потребность в проведении стратегических изменений. Для этого построим интерактивные матрицы проекта (таблицы 4-7).

Таблица 4 – Интерактивные матрицы проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	-	+	-
	B2	+	-	+	+	0
	B3	+	0	+	+	0
	B4	+	-	0	+	-
	B5	+	0	0	0	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие сильных сторон и возможности: B1C1C2C4, B2B3C1C3C4, B4C1C4, B5C1.

Таблица 5 – Интерактивные матрицы проекта

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	0	0	+	0
	B2	-	-	0	0
	B3	0	-	-	-
	B4	0	0	0	-
	B5	-	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие слабых сторон и возможности: B1Сл3.



Таблица 6 – Интерактивные матрицы проекта

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	+	-	0	+	0
	У2	-	-	+	0	+
	У3	-	0	0	0	0
	У4	0	-	-	0	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие сильных сторон и угроз: У1С1С4, У2С3С5.

Таблица 7 – Интерактивные матрицы проекта

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	0	0	0	+
	У2	0	0	0	0
	У3	-	0	0	0
	У4	-	0	-	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие слабых сторон и угроз: У1Сл4.

### 3.2 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

Таблица 8 - Морфологическая матрица методов исследования нефтей

	1	2	3
А. Метод исследования	Определение кинематической вязкости	Определение фракционного состава	ГЖХ
Б. Исследуемые характеристики	Определения кинематической вязкости нефти с помощью капиллярного вискозиметра	Определение фракционного состава нефтей методом прямой перегонки.	Групповой состав нефти

### 3.3 Составление перечня работ

Трудоемкость выполнения ВКР оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов.

Разделим выполнение дипломной работы на этапы, представленные в таблице 9:

Таблица 9 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ра б	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка задания НИР	1	Составление и утверждения технического задания НИР	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Выбор направления исследования	Руководитель

Продолжение таблицы 9

	3	Обзор современных методов исследований по выбранному направлению	Бакалавр
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр
Теоретическое обоснование и проведение экспериментальных исследований	5	Теоретическое обоснование и выбор экспериментальных методов исследований	Руководитель, Бакалавр
	6	Построение моделей и проведение экспериментов	Бакалавр
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	8	Анализ полученных результатов, выводы	Бакалавр, руководитель
	9	Оценка эффективности полученных результатов	Бакалавр, руководитель
Оформление отчета по НИР	10	Составление пояснительной записки	Бакалавр

### 3.4 Определение трудоемкости работ

Расчет трудоемкости осуществляется опытно-статистическим методом, основанным на определении ожидаемого времени выполнения работ в человеко-днях по формуле

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{\min,i} + 2t_{\max,i}}{5} \quad (2)$$

где  $t_{ож\ i}$  - ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\min\ i}$  - минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$  - максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Рассчитаем значение ожидаемой трудоемкости работы:

Для установления продолжительности работы в рабочих днях используем формулу:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, (3)$$

где  $T_{pi}$  - продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ож i}$  - ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$  - численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для удобства построения календарного план-графика, длительность этапов в рабочих днях переводится в календарные дни и рассчитывается по следующей формуле:

$$t_{ki} = T_{pi} k, (4)$$

где  $T_{ki}$  - продолжительность выполнения одной работы, календ.дн.;

$T_{pi}$  - продолжительность одной работы, раб.дн.;

$k$  – коэффициент календарности, предназначен для перевода рабочего времени в календарное.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$k = \frac{T_{кГ}}{T_{кГ} - T_{вд} - T_{пд}}, (5)$$

где  $T_{кГ}$  – количество календарных дней в году;

$T_{вд}$  – количество выходных дней в году;

$T_{пд}$  – количество праздничных дней в году.

Определим длительность этапов в рабочих днях и коэффициент календарности:

$$k = \frac{T_{кГ}}{T_{кГ} - T_{вд} - T_{пд}} = \frac{365}{365 - 104 - 10} = 1,45 (6)$$

тогда длительность этапов в рабочих днях, следует учесть, что расчетную величину продолжительности работ  $T_k$  нужно округлить до целых чисел.

Результаты расчетов приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Временные показатели проведения ВКР



№ раб.	Исполнители	Продолжительность работ						
		$t_{\min}$ , чел-дн.	$t_{\max}$ , чел-дн.	$t_{\text{ож}}$ , чел-дн.	$T_p$ , Раб.дн	$T_k$ , Кал.дн	$U_i$ , %	$\Gamma_i$ , %
1	Руководитель	4	5	4	4,4	6	4,93	4,93
2	Руководитель	14	41	25	24,8	36	27,77	32,70
3	Бакалавр	5	16	9	9,4	14	10,53	43,23
4	Руководитель, бакалавр	4	17	9	4,6	7	5,15	48,38
5	Руководитель, бакалавр	17	28	21	10,7	16	11,98	60,36
6	Бакалавр	7	20	12	12,2	18	13,66	74,02
7	Бакалавр	7	20	12	12,2	18	13,66	87,68
8	Руководитель, бакалавр	3	6	4	2,1	3	2,35	90,03
9	Руководитель, бакалавр	5	12	8	3,9	6	4,37	94,40
10	Бакалавр	3	8	5	5	7	5,60	100,00
Итого:						129		

### 3.5 Построение графика работ

Наиболее удобным и наглядным видом календарного плана работ является построение ленточного графика проведения НИР в форме диаграмм Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

График строится в рамках таблицы с разбивкой по месяцам и неделям (7 дней) за период времени дипломирования. При этом работы на графике выделяются различной штриховкой в зависимости от исполнителей, ответственных за ту или иную работу:

 – Руководитель;  – Бакалавр



### 3.6 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета НИИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением

#### 3.6.1 Расчет материальных затрат НИИ

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расxi} , \quad (7)$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расxi}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.);

$C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, отражены в таблице 9

Таблица 12–Материальные затраты

Наименование затрат	Ед. изм	Количество			Цена за ед., руб			Затраты на материалы (Z <sub>м</sub> ), руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Дистиллированная вода	л	1	1	1	150	150	150	150	150	150
Пентан	л	-	-	0,7		-	1317	-	-	921,9
Хлороформ	кг	0,5	-	-	327	-	-	163,5	-	0,0
Бумага	шт.	100	100	100	2	2	2	200,0	200,0	200,0
Ручка	шт.	2	2	2	20	20	20	40,0	40,0	40,0
Итого								553,5	390,0	1311,9

#### 3.6.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме, с учетом амортизации. При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15% от его цены.

Стоимость Термостата «ВИСТ-Т-08» - 69025 руб. Нормативный срок службы - 5 лет, следовательно, с учетом АО стоимость оборудования – 13805 руб.

Стоимость хроматографа газового «Кристалл 5000.0» - 2000000 руб. Нормативный срок службы - 6 лет, следовательно, с учетом АО стоимость оборудования – 333333 руб.

Стоимость аппарата для определения фракционного состава «ПЭ-7510» - 65000 руб. Нормативный срок службы - 5 лет, следовательно, с учетом АО стоимость оборудования – 10833 руб.

Таблица 13- Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

Наименование оборудования	Количество единиц			Цена единицы оборудования, руб	Общая стоимость, руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп.1	Исп.2	Исп.3
Термостата «ВИСТ-Т-08»	1	-	-	13805	15875,8	-	-
Хроматограф газовый «Кристалл 5000.0»	-	-	1	333333	-	-	383333
Аппарат для определения фракционного состава «ПЭ-7510»	-	1	-	10833	-	12457,95	-
Вискозиметр ВПЖ-4	1	-	-	2209	2540,35	-	-
Секундомер	1	1	-	3500	3500	3500	-
Колба Энглера, 100 мл	-	1	-	552	-	552	-
Колба мерная, 1000 мл	1	1	1	130	130	130	130
Мерный цилиндр, 100 мл	-	1	-	88	-	88	-
Пипетка градуированная, 10 мл	2	2	2	165	330	330	330
Эксикатор	1	1	1	702	702	702	702
Промывалка	1	1	1	120	120	120	120
Итого					23198,1	17879,95	384615,00



### 3.6.3 Расчет заработной платы исполнителей темы

В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 10 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы сводится в табл. 14.

Таблица 14 - Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящаяся на 1 чел.-дн, руб.	Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб		
			Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Составление и утверждения технического задания НИР	Руководитель	2	2	2	3360	7392	7392	7392
2	Выбор направления исследования	Руководитель	15	15	15	3360	55440	55440	55440
3	Обзор современных методов исследований по выбранному направлению	Бакалавр	5	5	5	480	2640	2640	2640
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, бакалавр	5	5	5	3840	21120	21120	21120
5	Теоретическое обоснование и выбор экспериментальных методов исследований	Руководитель, бакалавр	19	19	19	3840	80256	80256	80256
6	Построение моделей и проведение экспериментов	Бакалавр	8	11	9	480	4224	5808	4752
7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Бакалавр	10	10	10	480	5280	5280	5280
8	Анализ полученных результатов, выводы	Руководитель, бакалавр	4	4	4	3840	16896	16896	16896

9	Оценка эффективност и полученных результатов	Руководител ь, бакалавр	7	7	7	3840	29568	29568	29568
10	Составление пояснительно й записки	Бакалавр	4	4	4	480	2112	2112	2112
	Итого						224928	226512	225456

Проведем расчет заработной платы относительно того времени, в течение которого работал руководитель и студент. Принимая во внимание, что за час работы руководитель получает 420 рублей, а студент 60 рублей (рабочий день 8 часов).

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (8)$$

Максимальная основная заработная плата руководителя равна примерно 155 тыс. рублей, а студента 69,9 тыс. рублей.

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} \quad (9)$$

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 12%).

Таким образом, заработная плата руководителя равна 173600 рублей, студента – 78288 рублей.

### 3.6.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (10)$$

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

Отчисления во внебюджетные фонды представим в табличной форме – табл.15.

Таблица 15 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата			Дополнительная заработная плата		
	Исп.1	исп.2	Исп.3	Исп.1	исп.2	Исп.3
Руководитель	155000	155000	155000	18600	18600	18600
Бакалавр	69928	71512	70456	8391,36	8581,44	8454,72
Коэффициент отчислений во внебюджетный фонд	0,302					
Итого						
Исполнение 1	76079,65					
Исполнение 2	76615,42					
Исполнение 3	76258,24					

### 3.6. 5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\sum \text{сумма}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (9)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

### 3.6.6 Формирование бюджета затрат научно исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таб.16.

Таблица 16 - Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Материальные затраты НИИ	553,5	390,0	1311,9
Затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ	23198,1	17879,95	384615
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	224928	226512	225456
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	26991,36	27181,44	27054,72
Отчисления во внебюджетные фонды	76079,65	76615,42	76258,24
Накладные расходы	56280,10	55772,61	114351,33
Бюджет затрат НИИ	408030,7	404351,4	829047,1

### 3.7 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (10)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$  – го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

$$\text{Для нашей разработки: } I_{\text{финр}}^p = \frac{408030,7}{829047,1} = 0,49$$

$$\text{Для первого аналога: } I_{\text{финр}}^{a1} = \frac{404351,4}{829047,1} = 0,49$$

$$\text{Для второго аналога: } I_{\text{финр}}^{a2} = \frac{829047,1}{829047,1} = 1$$

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

$$I_{pi} = \sum a^i * b^i,$$

$$I_{исп.i} = \frac{I_{pi}}{I_{финр}}, \quad I_{pi} = \sum a^i * b^i, \quad (11)$$

$$\Theta_{cp} = \frac{I_{исп.i}}{I_{исп.max}}$$

где  $I_{pi}$  - интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$a^i$  - весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b^i$  - бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности проведем в форме таблицы (табл. 17).

Таблиц a17 - Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Бальная оценка			Интегральный показатель ресурсоэффективности		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Надежность	0,2	4	5	5	0,8	1	1
2. Универсальность	0,2	5	4	4	1	0,8	0,8
3. Уровень материалоемкости	0,15	4	5	4	0,6	0,75	0,6
4. Функциональная мощность	0,2	4	5	5	0,8	1	1
5. Ремонтпригодность	0,1	4	4	3	0,4	0,4	0,3
6. Энергосбережение	0,15	5	5	4	0,75	0,75	0,6
Итого	1				4,35	4,7	4,3

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{испi}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{pi}}{I_{финр}}, \quad (12)$$

Для нашего исследования:  $I_{исп1} = 4,35/0,49 = 8,8$ .

Для первого аналога:  $I_{исп1} = 4,7/0,49 = 9,6$ .

Для второго аналога:  $I_{исп1} = 4,3/1 = 4,3$ .

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

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.i}}{I_{исп.max}}, \quad (13)$$

Таблица 18 - Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исп.1	Исп.2	исп.3
Интегральный финансовый показатель разработки	0,49	0,49	1,00
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,35	4,7	4,3
Интегральный показатель эффективности	8,8	9,6	4,3
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,9	1,0	0,4

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволило определить, что существующий вариант (исп.2) решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности является наиболее приемлемым.